



РЕСУРСЫ  
ШЕЛЬФА

К АРКТИКЕ  
НЕ ГОТОВЫ

ТЕХНИЧЕСКАЯ  
ДИАГНОСТИКА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

## OFFSHORE

11 [95] 2019

ПОДВОДНЫЕ ДОБЫЧНЫЕ  
КОМПЛЕКСЫ



Входит в перечень ВАК

с 1930 года



Коксохиммонтаж



**ПОКОЛЕНИЯ МЕНЯЮТСЯ — ТРАДИЦИИ НЕИЗМЕННЫ**

## Новый тренд – экологическое мышление



6

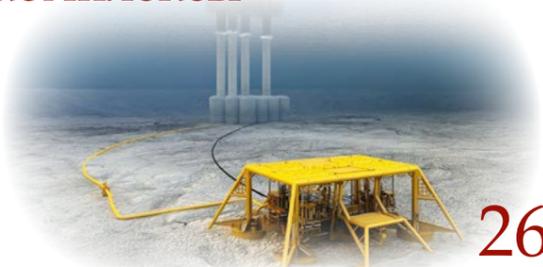
## К Арктике не готовы



12

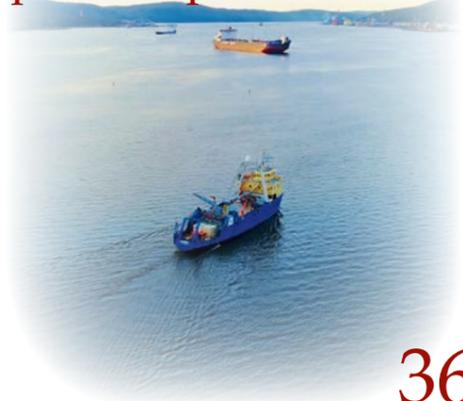
# СОДЕРЖАНИЕ

## Подводные добычные комплексы



26

## Западно-Арктический шельф Северной Евразии



36

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Новый тренд – экологическое мышление 6

С Каспием определились 8

События 10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

К Арктике не готовы 12

ДОБЫЧА

Subsea Connect: год спустя 18

Оптимизация состава жидкости гидроразрыва пласта и оценка ее влияния на терригенный коллектор 22

Подводные добычные комплексы как перспективный тренд в освоении арктических месторождений и некоторые вопросы их электроснабжения 26

АРКТИКА

Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. 36

Освоение Арктики: проблемы и решения 52

Изменение климата в акватории морей СМП. Эколого-экономические последствия для глобального развития Арктики 56

АРМАТУРА

Подводная арматура АО «ПТПА»: поставка для первого российского манифольда 60

## Изменение климата в акватории морей СМП



56

## Подводная арматура АО «ПТПА»



60

## Техническая диагностика для обеспечения промышленной безопасности и надежности морских трубопроводов



84

## Ресурсы континентального шельфа



88

КАДРЫ  
Идеи – серьезный ресурс 62

ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
Численная модель фильтрации ВВН. Совершенствование информационного обеспечения 66  
Платформенные решения для комплексного освоения территорий 74

ОБОРУДОВАНИЕ  
Литиевые батареи для буровых систем: ответственный подход к электроснабжению 80

ТРАНСПОРТИРОВКА  
Техническая диагностика для обеспечения промышленной безопасности и надежности морских трубопроводов 84

НЕФТЕСЕРВИС  
Ресурсы континентального шельфа. Инженерные изыскания при изучении и освоении 88

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ  
Российское оборудование для работы на шельфе 94

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ  
Солнцезащитные ноутбуки Getac для ослепительного севера 98

ОБОРУДОВАНИЕ  
Мал, да удал. Новая модификация газокompрессорных установок «ЭНЕРГАЗ» 102

Россия в заголовках 108

Нефтегаз *Life* 110

Цитаты 112

## 207 лет назад

В 1812 году российский изобретатель Петр Соболевский создает и испытывает «термолампу» – первую отечественную установку для получения искусственного газа.

## 173 года назад

В 1846 году француз Фовель изобрел метод непрерывной очистки скважин путем промывки водой, не требующий приостановки бурения и быстро завоевал признание.

## 162 года назад

В 1857 году американец Феррис открыл способ получения керосина путем очищения сырой нефти.

## 161 год назад

В 1858 году начали применять паровую машину для вытаскивания бура при ударном бурении.

## 151 год назад

В 1868 году предприниматель И.М. Мирзоев пробурил в бакинском районе скважину. На глубине 20 саженей она дала нефтяной фонтан с сильным выбросом песка и газа. Скважину пришлось закрыть.

## 125 лет назад

В 1894 году в Техасе впервые применено роторное бурение.

## 110 лет назад

В 1909 году Уолтер Шарп и Говард Хьюз получили патент на долото с двумя коническими шарошками, которое при вращении совмещало действие резания и удара. Оно стало прототипом для шарошечных долот различных конструкций, которые используются и сегодня.

## 109 лет назад

В 1910 году в Российской империи протестировали освещение Большой Лубянки и Сретенки новыми газовыми фонарями с применением газа повышенного давления.

## 84 года назад

В 1935 году в Баку прошло испытание многоступенчатого безредукторного турбобура системы Шумилова.

## 73 года назад

В 1946 году произведен пробный пуск газа в газопровод Саратов-Москва.

## 14 лет назад

В 2005 году «Газпром» впервые поставил СПГ за границу.

Издательство Neftegaz.RU

### РЕДАКЦИЯ

**Главный редактор**  
Ольга Бахтина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Редактор**  
Анастасия Никитина

**Выпускающий редактор**  
Илья Громов

**Аналитики**  
Артур Гайгер  
Анастасия Султанова

**Журналисты**  
Анна Игнатьева  
Елена Алифирова  
Денис Савосин  
Николай Жабин  
Сергей Щербakov

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова  
Андрей Клочков

**Корректор**  
Виктор Блохин

### РЕДКОЛЛЕГИЯ

**Ампилов Юрий Петрович**  
д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова

**Алюнов Александр Николаевич**  
Вологодский государственный технический университет

**Бажин Владимир Юрьевич**  
д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет

**Данилов-Данильян Виктор Иванович**  
д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН

**Галиулин Рауф Валиевич**  
д.г.н., Институт фундаментальных проблем биологии РАН

**Гриценко Александр Иванович**  
д.т.н., профессор, академик РАН

**Гусев Юрий Павлович**  
к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

**Данилов Александр Михайлович**  
д.т.н., ВНИИ НП

**Двойников Михаил Владимирович**  
д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

**Еремин Алексей Михайлович**  
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

**Илюхин Андрей Владимирович**  
д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

**Каневская Регина Дмитриевна**  
действительный член РАН, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

**Макаров Алексей Александрович**  
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

**Мастеланов Алексей Михайлович**  
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетической стратегии

**Мищенко Игорь Тихонович**  
д.т.н., профессор, Академик РАН, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

**Панкратов Дмитрий Леонидович**  
д.т.н., профессор, Набережночелнинский институт

**Половинкин Валерий Николаевич**  
д.т.н., профессор, действительный член РАИИ, Военно-морская академия

**Сальгин Валерий Иванович**  
д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЭП МГИМО МИД РФ



**Директор**  
Ольга Бахтина

**Отдел рекламы**  
Дмитрий Аверьянов  
Денис Давыдов  
Екатерина Романова  
Ольга Щербакова  
Валентина Горбунова  
Андрей Тощев-Васильев  
Юлия Коровочкина  
Антон Пауль

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

**Издательство:**  
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

**Представитель в Евросоюзе**  
Виктория Гайгер

**Отдел по работе с клиентами**  
Софья Егорова

**Выставки, конференции, распространение**  
Татьяна Петрова

**Делопроизводство**  
Анастасия Боцул  
pr@neftgaz.ru  
Тел.: +7 (495) 650-14-82

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

Перечень 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 «МЕДИКОЛОП»

Заявленный тираж 8000 экземпляров



# AVANTGARDE

## ДВИГАТЕЛЬ ЗАЩИЩЁН

Расход масла  
на **55%\***  
ниже

Защита от износа  
в **3 раза\***  
лучше

Стабильность к окислению  
в **2 раза\***  
выше

ОДОБРЕНО: Scania / Volvo / Mercedes-Benz / Renault / MAN / MTU

\* По сравнению с требованиями ACEA E4.

РЕКЛАМА



30 лет назад Франция построила порядка 60 атомных реакторов



Голландия развивает ветроэнергетику



Повышение температуры приводит к таянию ледников и вечномёрзлых почв



Парижское соглашение – это договоренность всем действовать в направлении уменьшения выбросов парниковых газов

## НОВЫЙ ТРЕНД – ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ МЫШЛЕНИЕ

**Анна Павлихина**

Россия подписала постановление о принятии Парижского соглашения по климату. Оно начнет действовать с января 2020 г., и теперь власти страны должны «придумать план, который поможет экономике приспособиться к его выполнению», заявили в пресс-службе А. Гордеева.

История с подписанием длится не первый год. Проходили многочисленные слушания экспертных комиссий и заседания Госдумы, однако документ, ратифицирующий соглашение, был завизирован только этой осенью.

Что вызывало сомнения и почему соглашение все-таки было одобрено российским правительством?

Российский Союз промышленников и предпринимателей заявлял о рисках для российской экономики, связанных с ратификацией соглашения. Минприроды смущали невнятные правила игры, а некоторые эксперты усматривали в документе механизм политического влияния на Россию. Наиболее конструктивную сторону на момент дискуссий заняло Минэкономики, представители которого утверждали, что ратификация соглашения не только послужит стимулом к принятию соответствующих законов по решению собственных экологических проблем (как, например, свалки), но и даст возможность влиять на принимаемые в рамках соглашения решения, которые так или иначе придется исполнять, чтобы российским товарам не перекрыли доступ на мировые рынки.

Противники соглашения неоднократно говорили о ненаучности подходов теорий потепления ссылаясь на то, что повышение и понижение температуры на планете – нормальное природное явление со своей цикличностью.

Были и те, кто предлагал воспользоваться ситуацией и «обменять» подписанием Россией соглашения на отмену введенных против нее санкций. Или хотя бы выторговать более выгодные условия, принимая во внимание ту роль, которую играют сибирские леса в мировом экологическом балансе.

Сегодня, когда вопрос уже решен, звучат опасения экономического характера вплоть до утверждения, что «Парижское соглашение – это предложение заменить потенциальную климатическую катастрофу реальными энергетической, финансовой и экономической катастрофами в одном флаконе».



Скептики продолжают настаивать, что экологические показатели никогда не были первым приоритетом ни для одной из стран, показавших пример в снижении количества выбросов парниковых газов. Переход к экологически более чистым технологиям или альтернативным источникам энергии всегда происходит по экономическим причинам. В защиту своей точки зрения они приводят факты, доказывающие, что экология является не причиной, а случайным следствием экономически оправданных действий. Так, в 90-е годы Россия сократила выбросы вследствие того, что значительная часть предприятий была попросту остановлена, Голландия развивает ветряную энергетику, Франция тридцать лет назад настроила атомных реакторов по всей стране. И делается это не из-за беспокойства о благе для всей планеты, а потому что эти страны не обладают богатыми запасами углеводородов.

Вполне вероятно, так оно и есть. А может и нет.

Наиболее оригинальную версию того, почему российское правительство ратифицировало Парижское соглашение приводит польское издание Defence 24. Со ссылкой на Bloomberg журналисты сообщают, что Москва до сих пор видела в глобальном потеплении шанс для разработки месторождений в Северном Ледовитом океане. Однако новые данные показывают, что потепление может разрушить 40% российской добывающей инфраструктуры в Арктике. Реальной проблемой может стать рост температуры в зоне вечной мерзлоты, который приводит к снижению несущей способности грунтов под добывающей инфраструктурой. В итоге буровые установки, трубопроводы, здания и даже подъездные дороги могут буквально провалиться под землю. В окрестностях села Новый порт несущая способность грунтов с 1980 года снизилась на 20%, на полуострове Ямал на 25–50%, в окрестностях Уренгоя и в Западной Сибири – на 75%.

Парниковый эффект может иметь как природное, так и антропогенное происхождение и совпадение периода активного развития промышленности с возросшей концентрацией углекислого газа в атмосфере – не случайность.

И этот факт опровергает любые доводы сторонников заговора. Отказ от ратификации Парижского соглашения, конечно, отрицательно сказался бы на международном имидже России и, вероятно, с продвижением российских товаров на внешнем рынке возник ряд проблем. Однако, по данным Ernst&Young, Россия занимает лидирующее место в мире по количеству сокращения выбросов, которое, с учетом поглощающей способности лесов, сократилось на 49% с 1990 г. Второе место у ЕС: ему удалось сократить выбросы на 24%.

Как отметил советник президента по вопросам изменения климата А. Бедрицкий «Парижское соглашение и есть договоренность всем действовать в направлении уменьшения выбросов парниковых газов. Это существенное продвижение вперед, потому что любое сокращение выбросов требует внедрения новых технологий, которые позволят экономить ресурсы. Таким образом наш бизнес, особенно тот, кто поставляет продукцию на экспорт, понимает, что пройдет еще немало времени и невозможно будет конкурировать на рынке, обладая продукцией, у которой углеродный след больше, чем у другой».

# С КАСПИЕМ ОПРЕДЕЛИЛИСЬ

## Е. Алифирова

Президент РФ В. Путин подписал закон о ратификации Конвенции о статусе Каспийского моря.

ФЗ № 329-ФЗ опубликован 1 октября 2019 г. Сама конвенция о правовом статусе Каспийского моря была подписана странами «каспийской пятетки» (Россия, Иран, Казахстан, Азербайджан и Туркмения) в рамках V Каспийского саммита в г. Актау 12 августа 2018 г. Этому предшествовал длительный 22-летний период согласования и урегулирования разногласий.

Так, согласовывался статус Каспийского моря в качестве озера или моря, что означало регулирование разными положениями международного права. Также остро стоял вопрос о том, как вообще разделить Каспийское море. Не имея общих взаимных соглашений, Азербайджан, Казахстан и Россия исходили из принципа срединной линии для делимитации морского пространства между прибрежными государствами. Иран же хотел разделить Каспий на равные сектора, а Туркменистан – методом равноудаленных точек.

Ряд разногласий удалось урегулировать. Так, в плане разграничения была принята концепция срединной линии. А вот вопрос со статусом Каспия как моря или озера отложен для урегулирования на более поздний срок.

Основные положения конвенции:

- в Каспийском море не допускается присутствие вооруженных сил внерегиональных держав, ответственность за поддержание безопасности на море и управление его ресурсами несут 5 прикаспийских государств, основная площадь водной поверхности Каспийского моря остается в общем пользовании сторон, дно и недра делятся соседними государствами на участки по договоренности на основе международного права,
- судоходство, рыболовство, научные исследования и прокладка магистральных трубопроводов должны осуществляться по согласованным сторонами правилам,
- все стороны несут ответственность за ущерб, нанесенный экологической системе Каспийского моря.

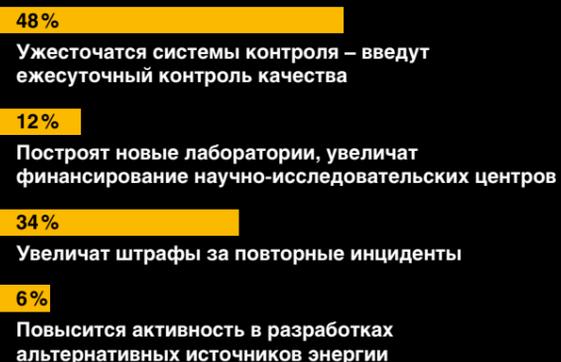
Согласно сопроводительным документам к закону № 329-ФЗ, конвенция содержит положения, закрепляющие механизмы установления границ территориальных вод и рыболовных зон, разграничения дна и недр Каспийского моря на секторы, условия прокладки подводных кабелей и трубопроводов и вопросы, касающиеся др. аспектов сотрудничества прибрежных государств.

Документ предписывает, что каждая сторона устанавливает территориальные воды, не превышающие по ширине 15 морских миль, отмеряемых от исходных линий, определенных в документе. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

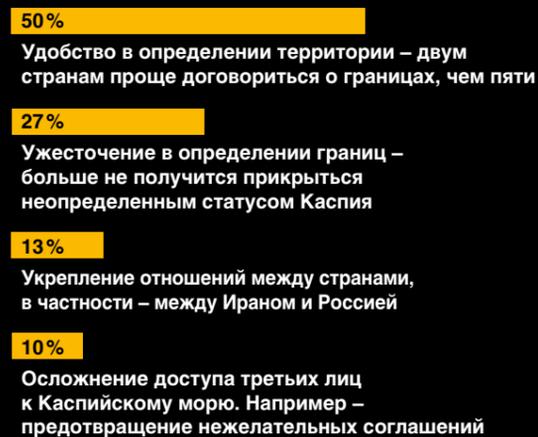
В результате загрязненной нефти, поступившей через нефтепровод «Дружба», Белоруссия недополучила около 250 тысяч тонн нефти, а оборудование Мозырского НПЗ частично вышло из строя. Поставка сырья в Европу была остановлена. Компенсировать финансовые потери придется компании «Транснефть». Как это скажется на рынке?

### Как инцидент с МНП «Дружба» отразится на рыночной ситуации?



Каспийское море — крупнейший на Земле замкнутый водоем. Его ресурсы в нефтяном эквиваленте оценивают в пределах 18 млрд тонн. Доказанные запасы — до 4 млрд тонн. Страны Каспия спорили в течение 22 лет о том, как разграничить дно водоема и определить территориальную принадлежность месторождений. В 2019 году на саммите в городе Актау, они пришли к согласию.

### Какие преимущества дает подписание конвенции о статусе Каспийского моря?



# Тендерный КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)



Действуя строго в рамках законодательства,  
мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал,  
д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)

Освоение месторождений  
Исследования запасов  
Роснефть прирастает наукой  
Уровни защиты  
Цифровизация  
Обработка данных  
Сейсмография  
Прогноз дебитов



### Три проекта СПГ на Дальнем Востоке

Газпром и Роснефть, видя активную работу НОВАТЭКа по выходу на рынок СПГ стран АТР, вынуждены были актуализировать СПГ-проекты на Дальнем Востоке. Суммарная мощность проектов 13,1 млн т/год. Рост спроса на СПГ в АТР стимулирует российские компании к строительству новых и расширению действующих СПГ-заводов на Дальнем Востоке. Действующий СПГ-завод проекта Сахалин-2 будет расширен. Участниками этого проекта являются Газпром (50%), Shell (27,5%), Mitsui (12,5%) и Mitsubishi (10%). Мощность составляет 10,8 млн т/год СПГ (две линии по 5,4 млн т/год). Газпром уже давно готовится к наращиванию мощности завода, подписав с Shell меморандум по реализации проекта строительства третьей линии. По данным Минэнерго ее стоимость оценивается в 6,1 млрд долл. США.

### Экологичное судовое топливо для дальневосточных судов

РН Бункер, специализированная дочка Роснефти на Дальнем Востоке приступила к бункеровке судовым топливом с улучшенными экологическими показателями сорта

RMLS 40. Содержание серы в нем не превышает 0,5%, что полностью соответствует требованиям MARPOL. Первые 200 т топлива были поставлены на балкерное судно в акватории г. Находки. Также топливо применяется на судах, выполняющих работы в акватории бухты г. Большой Камень. Топливо для дальневосточных регионов производится на мощностях Комсомольского НПЗ в Хабаровском крае.



### Транснефть увеличила мощности ВСТО на четыре НПС

Транснефть выполнила техподключение к трубопроводной системе ВСТО четырех новых нефтеперекачивающих станций. Работы проводились на территории Иркутской и Амурской областей в ходе плановой остановки МГП. В частности, на участке ГНПС Тайшет – НПС

Сковородино первой очереди ВСТО в зоне ответственности Транснефть – Восток к линейной части трубопроводной системы были подключены три нефтеперекачивающие станции – НПС №2, 3 и 7. В результате трубопроводную систему на данном участке расширили до 80 млн т/год. Параллельно к ВСТО-2 была подключена НПС №26 для расширения трубопроводной системы на участке НПС Сковородино – спецморнефтепорт Козьмино до 50 млн т. В целях расширения мощности второй очереди ВСТО идет сооружение еще двух НПС, №23 в Амурской области и №32 в ЕАО, их запуск в эксплуатацию также планируется в конце 2019 г.



### Подводный аппарат для Газпрома

На Международном форуме по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа в Петербурге был представлен концепт обитаемого подводного аппарата. Разработкой аппарата занимается Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт». Предполагается, что подводный аппарат сможет проводить обследование донной поверхности, производить контроль состояния и целостности морских магистральных газопроводов, в том числе визуальный. Кроме того, с его помощью можно сопровождать

Дошли руки до Арктики  
Месторождения  
Бурение скважин  
Северный поток-2  
Мировые запасы  
МТТ АМЭ  
Инвестиции в Арктику  
Арктическая весна  
ВЭО



строительно-монтажные, ремонтно-восстановительные работы, а также работы по обслуживанию морских магистральных трубопроводов. Аппарат будет способен доставлять на глубину и поднимать на поверхность грузы, а также участвовать в аварийно-спасательных, судоподъемных работах и экологических изысканиях.



### Началось строительство Кольской ветряной электростанции

Энел Россия, дочка Enel, начала строительство Кольской ветряной электростанции (ВЭС), которая станет крупнейшим проектом возобновляемой энергетики за Северным Полярным кругом.

Право на строительство ВЭС компания получила в 2017 г. Тогда же она получила право на строительство Азовской ВЭС. Непосредственно строительство будет осуществлять Enel Green Power, подразделение Enel, отвечающее за развитие, строительство и функционирование объектов ВИЭ по всему миру. Мощность Кольской ВЭС составит 201 МВт. Ветропарк будет оснащен 57 турбинами, расположенными на территории общей площадью 257 га. ВЭС будет построена вдоль дороги Мурманск – Туманный – Серебрянские ГЭС и сможет вырабатывать порядка 750 ГВт·ч в год, избегая при этом выброса около 600 тыс. т/год CO<sub>2</sub> в атмосферу. Завершение строительства ВЭС запланировано на конец 2021 г. Инвестиции в проект составят 273 млн евро.

### Суперскважины Ярудейского месторождения

На Ярудейском месторождении пробурена и запущена в эксплуатацию скважина с рекордным дебитом нефти. Длина горизонтальной секции 1068 м. Начальный дебит скважины

составил 1010 т/сутки, что является лучшим показателем на Ярудейском месторождении с момента запуска в 2015 г. Дебит был достигнут без применения ГРП, благодаря уникальной конструкции скважины. Владеет лицензией до 2029 г. ЯРГЕО, СП НОВАТЭКа с долей участия 51% и кипрской Nefte Petroleum с долей участия 49%, бенефициаром которой является бывший министр энергетики РФ И. Юсуфов.

НОВАТЭК попытался было получить полный контроль на ЯРГЕО, для чего предложил И. Юсуфову 750 млн долл. США за долю участия 49%, но сделка так и не была совершена.

В 2014 г. НОВАТЭК пытался через суд получить контроль над ЯРГЕО, но фонд Энергия, в структуру которого входит Nefte Petroleum, удержал актив. В итоге стороны заключили мировое соглашение.

Ярудейское месторождение, открытое в 2008 г., находится в ЯНАО, расположено в верховьях р. Полуй, правого притока р. Оби у г. Салехард и является крупнейшим нефтяным месторождением НОВАТЭКа. ●



# К АРКТИКЕ НЕ ГОТОВЫ

Ирина Герасимова

НАДЕЖДЫ РОССИИ НА УСПЕШНОЕ «НЕФТЕГАЗОВОЕ» БУДУЩЕЕ СЕГОДНЯ ВО МНОГОМ СВЯЗАНЫ С РАЗРАБОТКОЙ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА. ПОДАВЛЯЮЩАЯ ЧАСТЬ ЛИЦЕНЗИЙ НА НЕМ РОЗДАНА В ПРОШЛОМ И НАЧАЛЕ ТЕКУЩЕГО ДЕСЯТИЛЕТИЯ. ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ КОМПАНИЙ В СЕВЕРНЫХ МОРЯХ ОСТАЕТСЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА, А ЧИСЛО ПРОБУРЕННЫХ СКВАЖИН ИЗМЕРЯЕТСЯ ЕДИНИЦАМИ. ЧИНОВНИКИ ИЩУТ, КАК СТИМУЛИРОВАТЬ КОМПАНИИ РАБОТАТЬ АКТИВНЕЕ. НО ИЗ-ЗА ОСТРОЙ НЕХВАТКИ СОБСТВЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МОРСКОЙ ТЕХНИКИ, ЗАПАДНЫХ САНКЦИЙ И ДОРОГОВИЗНЫ ПРОЕКТОВ РЕЗУЛЬТАТ НЕ МОЖЕТ БЫТЬ БЫСТРЫМ

## Бесконечная разведка

Примерно 90% запасов на российском арктическом шельфе сконцентрировали «Газпром» и «Роснефть» вместе со своими дочками.

У «Роснефти» 28 проектов в арктических морях. Активным работы компания ведет с 2012 г. – в первую очередь, в Печорском и Карском морях.

Суммарные извлекаемые ресурсы нефти и газа 19-ти лицензионных участков (ЛУ) «Роснефти» в Западной Арктике оценены в 16 млрд т н.э. В их пределах обнаружено пять месторождений с извлекаемыми запасами (С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>) в 247 млн тонн нефти и конденсата, а также 501 млрд куб. м газа. Четыре месторождения достались «Роснефти» уже открытыми, а одно – «Победу» в Карском море – госкомпания открыла совместно с американской Exxon Mobil в 2014 г.

На участках в Западной Арктики «Роснефть» «выполняет лицензионные обязательства с опережением установленных сроков и существенным превышением объемов работ по лицензиям», указано на сайте компании. Мероприятия 2012–2018 гг.: 70 тыс. пог. км аэрогравимагниторазведочных работ, свыше 70 тыс. пог. км сейсморазведки 2D и 24 тыс. кв. км. – 3D, а также инженерно-геологические изыскания на 15 площадках для бурения поисковых и разведочных скважин.

В морях Восточной Арктики «Роснефть» получила девять ЛУ с извлекаемыми ресурсами более чем в 18 млрд. т н.э. В 2012–2018 гг. «Роснефть» провела 225 тыс. пог. км аэрогравимагниторазведочных работ, более 73 тыс. пог. км сейсморазведки 2D, семь геологических экспедиций. В 2017–2018 гг. компания пробурила с берега поисковую скважину на Хатангском участке и открыла Центрально-Ольгинское месторождение с извлекаемыми запасами (С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>) более 80 млн тонн нефти.

До 2014 г. «Роснефть» планировала разрабатывать значительную часть арктических участков вместе с ExxonMobil. Но из-за санкций сотрудничество пришлось прервать,

## ФАКТЫ

**16** млрд т.н.э.  
оценены суммарные  
извлекаемые ресурсы нефти  
и газа 19-ти ЛУ «Роснефти»  
в Западной Арктике

что лишило российскую сторону технологий и финансирования от американской компании.

«Газпром» и его дочерние компании владеют 30 ЛУ в Арктике. Деятельность газовой монополии сосредоточена, главным образом, в западной части региона. Ключевые активы: открытые еще в прошлом веке Штокмановское месторождение в Баренцевом море, Ленинградское и Русановское в Карском, а также Харасавэйское (большая часть последнего находится на суше). В скором будущем добыча планируется только на Харасавэе (2 трлн куб. м газовых запасов) – с 2023 г. При этом скважины для разработки морской части будут буриться с берега.

Наиболее активную разведку «Газпром» ведет в приамальской части шельфа Карского моря. В 2018 г. на Ленинградском была обнаружена новая залежь (прирост запасов составил 667,4 млрд куб. м). В том же году по итогам бурения двух поисково-оценочных скважин на Русановском и Няремейском ЛУ были открыты месторождение им. В.А. Динкова (извлекаемые запасы газа по С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> – 390,7 млрд куб. м) и Няремейское (120,8 млрд куб. м).

Также «Газпром» готовит к вводу несколько месторождений в водах Обской губы Карского моря, к континентальному шельфу формально не относящиеся.

У «нефтяной» дочки «Газпрома» – «Газпром нефти» – шесть лицензий на арктическом шельфе. На Приразломном месторождении в Печорском море идет добыча (3,2 млн тонн нефти в 2018 г.), при этом продолжается разведка не вовлеченных

в разработку залежей. На остальных участках ведут разведку. Компания выполняет лицензионные обязательства на шельфе в заданном объеме и в срок, говорил в июне «Интерфаксу» заместитель гендиректора по развитию шельфовых проектов компании Андрей Патрушев.

Для работы в Восточной Арктике «Газпром нефть» создает с «НОВАТЭКОМ» СП, у компаний будет 51% и 49% соответственно. Займутся разведкой на Северо-Врангелевском участке в Чукотском море, где в прошлом году «Газпром нефть» уже провела 2D-сейсмику. Теперь партнеры планируют вести 3D-разведку и пробурить «пару скважин», рассказывал глава «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон. По условиям лицензии, начало добычи ожидается в 2037 г.

### Не успевают

Даже открытые в Арктике месторождения сегодня не планируются разрабатывать раньше 2030-х гг. Доразведка месторождений «Победа» и Медыньское-море «Роснефти», Ленинградского, Лудловского, Русановского и Ледового «Газпрома», Долгинского «Газпром нефти» запланированы на 2025–2030 гг., то есть добыча будет еще позже, сообщил летом «Коммерсант» со ссылкой на материалы Минприроды. Перспективы участков, где еще не открыты запасы, еще более туманны.

Компании продолжают просить чиновников продлить сроки для выполнения ими лицензионных обязательств.

### ФАКТЫ

В 2037 г.

«Газпром нефть» и «НОВАТЭК» планируют начать добычу в Восточной Арктике

В марте «Газпром» обратился в Минприроды с просьбой продлить сроки геологоразведки на шельфе с десяти до двадцати лет. Предложение поддержала и «Роснефть».

«Глобальные неисполнений» обязательств по лицензиям на шельфе Арктики сейчас нет, рассказывал в июне ТАСС глава Минприроды Дмитрий Кобылкин. Однако в министерстве против продления «режима спокойствия». Сейчас Минприроды и Роснедра ведут переговоры с «Роснефтью» и «Газпромом» о корректировке условий лицензий по геологоразведке и добыче на шельфе Арктики, а также об увеличении объемов ГРП.

Чиновники не рады затягиванию разработки шельфа: будущее российской добычи, особенно нефтяной, под угрозой. Но и доводы компаний объективны: нехватка буровых платформ, трудности с арендой и приобретением необходимого оборудования за рубежом из-за санкций, дороговизна работ в Арктике (одна скважина обходится примерно в \$1 млрд). «Компании перевыполняли объемы работ по сейсике, подошло время для бурения, а бурение в этих условиях невозможно», – объяснял в мае журналистам глава Роснедр Евгений Кисилев (цитата по ТАСС).

Кроме того, ряд участков расположены не только в суровых климатических условиях, но и в глубоких водах, и нужных технологий для них просто нет. Так, в пределах Хейсовского ЛУ в Баренцевом море глубины достигают 500 м. Владующая участком «Газпром нефть» сейчас ищет доступные технологические решения для рентабельного освоения участка, рассказывал Андрей Патрушев. Он не исключил, что компании придется просить продления лицензии.

### Бурить нечем

Один из главных «тормозов» освоения Арктики – колоссальная импортозависимость российского нефтегаза по оборудованию, технологиям и программному обеспечению для работы на шельфе. Показатель, по разным оценкам, составляет не менее 70%, а по многим позициям достигает 100%.

Критически не хватает морских буровых установок. Сегодня страна обладает 15 буровыми платформами. Из восьми стационарных только одна задействована в Арктике – «Приразломная» (с нее ведется добыча на одноименном месторождении). Из семи платформ-судов в арктических водах сейчас работают СПБУ «Арктическая» и «Амазон» «Газпром флота». Первая задействована на проектах «Газпрома» в Карском море, вторая бурит на Обской губе для «НОВАТЭКа».

Использование платформ западных судовладельцев затруднено из-за санкций. Компаниям приходится переориентироваться на восточных партнеров. Так, «Газпром геологоразведка» арендует у китайской COSL ППБУ Nanhai VIII для бурения в Карском море.

По планам Минэнерго, к 2030 г. в России будут работать 30 передвижных морских буровых, которые предстоит построить на отечественных и азиатских верфях. В РФ эту задачу смогут взять предприятия судостроительного кластера Архангельской области, а в недалеком будущем – строящиеся комплекс «Звезда» и Кольская верфь. Однако, по мнению экспертов, Россия не сможет строить платформы без импортных компонентов, в особенности высокотехнологичных.

Более успешно идет пополнение флота вспомогательных судов, способных работать на шельфе: несколько уже заложено на «Звезде». Ряд предприятий задействованы в проекте по строительству подводно-добычных комплексов (ПДК). «Газпром» сообщал, что добыча на Харасавэе будут вести с помощью ПДК отечественного производства.

### ФАКТЫ

\$1 млрд

обходится одна скважина в Арктике

Проблема с оборудованием для работы на шельфе отчасти решается путем локализации западных технологий. Например, Гусевский арматурный завод «Гусар» по лицензионному соглашению с шотландской Plexus производит системы придонных подвесок Mudline. Оборудование закупает «Газпром» для строительства поисково-оценочной скважины на шельфе Карского моря.

### Правительство ищет выход

26 августа вице-премьеры Дмитрий Козак и Юрий Трутнев провели рабочее совещание по вопросу о предоставлении права пользования недрами на арктическом шельфе. После него правительство приняло целый ряд знаковых решений.

Пожалуй, важнейшее из них – частным компаниям разрешат работать на арктическом шельфе. Пока еще речь идет о подготовке соответствующего законопроекта. Идею активно продвигает Юрий Трутнев, возглавляющий госкомиссию по вопросам развития Арктики, так вице-премьер надеется создать конкуренцию в сегменте. Также г-н Трутнев высказывался за внедрение в России «норвежской модели» для шельфа, когда за госкомпаниями только 30% в консорциумах, а прочее – у частных компаний, включая иностранных инвесторов.

Получится или нет – спорно: подразумевается, что расширенный состав компаний сможет претендовать на нераспределенные лицензии, а это около 10% углеводородных ресурсов в морях Арктики. При этом, как уже не раз высказывался глава Минприроды Дмитрий Кобылкин, «очереди желающих» работать на шельфе нет. Несколько лет назад такой возможности добивался «ЛУКОЙЛ», но то было при высоких ценах на нефть, напоминал министр.

Эксперты не ожидают и притока иностранных инвестиций на российский шельф. По крайней



мере до снятия санкций, чего пока не ожидается. В лучшем случае России можно будет рассчитывать на интерес азиатских компаний.

Другая идея Юрия Трутнева – ужесточить требования к обязательствам компаний на шельфе, вплоть до отзыва лицензий, – пока поддержку не нашла. Менять нынешние основания для досрочного изъятия лицензий на совещании 26 августа было признано нецелесообразным. Однако менять сроки и прочие условия лицензий теперь предлагается исключительно по решению правительства и после многочисленных согласований.

Правительство также поручило профильным ведомствам проработать вопрос о наделении специальной госкомпании функциями по координации работы недропользователей на шельфе. Сообщалось, что такой компанией может стать Росгеология.

Министерствам также поручено выработать предложения по льготам и финансированию новых нефтегазовых проектов на шельфе. Сроки налоговых льгот планируется скорректировать с учетом индивидуальных особенностей месторождений. Минфин, Минэнерго и Минэкономразвития совместно с Банком России и ВЭБом должны подумать, как повысить доступность проектного финансирования разработки шельфовых месторождений «с учётом целесообразности финансирования по ставке 2–3% годовых в валюте», говорится в протоколе совещания, размещенном на сайте правительства.

Наконец, Минэнерго совместно с Минпромторгом и компаниями проработают вопрос об организации строительства в России буровых платформ высшего ледового класса. В случае подтверждения спроса на такие платформы и окупаемости их строительства ведомства разработают предложения о строительстве платформ с необходимыми расчетами и обоснованиями.

**ФАКТЫ**

**2030** г.

по планам Минэнерго в России будут работать 30 передвижных морских буровых, которые предстоит построить на отечественных и азиатских верфях

**ФАКТЫ**

**2035** г.

возобновляемые источники энергии могут занять до 50% рынка

**Прогнозы**

Ни эксперты, ни сами чиновники не ожидают масштабной добычи на шельфе в среднесрочной перспективе. Так, президент Союза нефтепромышленников России Геннадий Шмаль полагает, что разработка новых месторождений начнется не раньше 2035 г. «Сегодня мы не готовы: нет технологии, оборудования, нормативной документации, с чем идти? А главное – оборудование, надо чтобы оно было очень надежным», – пояснял эксперт РИА Новости. Россия вкладывает недостаточно средств на научно-исследовательские работы, без чего нет и новых технологий, уверен г-н Шмаль.

Замглавы Минэнерго России Павел Сорокин, выступая в прошлом месяце на Восточном экономическом форуме, был чуть более оптимистичен. К 2035 г. шельф имеет все возможности стать на замену традиционных регионов, говорил замминистра. По его мнению, необходима скоординированная политика всех профильных ведомств и бизнеса. В первую очередь нужно приблизить стоимость финансирования к конкурентным уровням, подчеркнул он.

Дмитрий Кобылкин в августовском интервью «Ведомостям» отмечал, что приступать к разработке шельфовых запасов сейчас не имеет смысла. «Через 10–15 лет у нас будут другие технологии. И сейчас нам не нужно рвать когти и бежать туда, рискуя получить техногенную аварию просто потому, что нет технологий», – говорил министр. Вместе с тем он считает, что объемы разведки необходимо наращивать.

А вот Юрий Трутнев уверен, что медлить с разработкой шельфа нельзя нисколько. К 2035 г. возобновляемые источники энергии могут занять до 50% рынка, напоминал он в интервью «Интерфаксу». «Это значит, что если мы еще лет 10–15–20 без действия посидим на шельфовых запасах, то уже при наших детях или внуках эти запасы перестанут быть востребованы. Нефть и газ нужны миру сейчас, в краткосрочном и каком-то среднесрочном периоде», – заявил вице-премьер. ●

**Ямал – сердце нефтегазовой отрасли промышленности России**

Информационное агентство Neftegaz.RU по соглашению с правительством Ямало-Ненецкого автономного округа и при поддержке Министерства энергетики РФ, приступило к реализации интерактивного федерального медиапроекта:

**90 лет**

«Ямал – сердце нефтегазовой отрасли промышленности России» – это современная интерактивная интернет-площадка, демонстрирующая поэтапное развитие нефтегазовой промышленности в регионе

**Медиапроект включает:**

- Интерактивная карта
- Предприятия
- Транспортировка
- Экспертные комментарии
- Инвестиционные проекты ЯНАО
- Объекты малых народов Севера

Уже в феврале 2020 года медиапроект будет в открытом доступе на [www.yanao.neftegaz.ru](http://www.yanao.neftegaz.ru)

# SUBSEA CONNECT

## ГОД СПУСТЯ

**Шмелева**  
**Полина Борисовна,**  
Менеджер проектов  
Департамента оборудования  
подводно-добычного  
комплекса (ПДК)  
Baker Hughes,

**Храмов**  
**Алексей Анатольевич,**  
Руководитель направления  
продаж Департамента  
оборудования ПДК  
Baker Hughes.

В НОЯБРЕ 2018 ГОДА BAKER HUGHES ОФИЦИАЛЬНО ПРЕДСТАВИЛА РЕШЕНИЕ SUBSEA CONNECT, ОТРАЖАЮЩЕЕ ВИДЕНИЕ КОМПАНИИ В ОТНОШЕНИИ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ. В SUBSEA CONNECT РЕАЛИЗОВАН ВСЕСТОРОННИЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ ПРОЕКТОВ В СООТВЕТСТВИИ С НАИБОЛЕЕ ВАЖНЫМИ ЗАДАЧАМИ ЗАКАЗЧИКОВ. ЭТО СОЧЕТАНИЕ НОВЕЙШИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ РАЗРАБОТАНО С УЧЕТОМ ВСЕГО СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПОЗВОЛЯЕТ ОПЕРАТОРАМ ВНОСИТЬ ИЗМЕНЕНИЯ В ЕГО ИНФРАСТРУКТУРУ НА ВСЕХ ЭТАПАХ.

*IN NOVEMBER 2018, BAKER HUGHES OFFICIALLY INTRODUCED A SUBSEA CONNECT SOLUTION THAT REFLECTS VISION OF THE COMPANY REGARDING ADVANCED TECHNOLOGIES FOR SUBSEA PRODUCTION. SUBSEA CONNECT IMPLEMENTS A NUANCED APPROACH TO THE FORMATION OF PROJECTS IN ACCORDANCE WITH THE MOST IMPORTANT TASKS OF THE CUSTOMERS. THIS COMBINATION OF THE ADVANCED TECHNOLOGIES FOR SUBSEA PRODUCTION WAS DEVELOPED TAKING INTO ACCOUNT THE ENTIRE LIFE OF THE FIELD AND ALLOWS OPERATORS TO INTRODUCE MODIFICATIONS TO ITS INFRASTRUCTURE AT ANY STAGE.*

**Ключевые слова:** подводный добычный комплекс, эксплуатация месторождения, снижение затрат, фонтанная арматура, Артага, цифровые технологии.

Subsea Connect предоставляет широчайшие возможности: от интегрированных технологических решений до коммерческих моделей, предпроектную подготовку, оценку концепции и многое другое. Все это направлено на беспрецедентное повышение эффективности эксплуатации месторождения и повышение рентабельности проектов по разработке подводных месторождений. Благодаря Subsea Connect Baker Hughes стремится сократить высокотратные, трудоемкие и долгосрочные операции при выполнении офшорных проектов. Subsea Connect позволяет снизить затраты на разработку в течение срока эксплуатации на 30% , что открывает доступ к 16 миллиардам баррелей мировых запасов нефти и

газа. Решение задает новое направление отраслевым подходам к разработке подводных месторождений и определяет новую траекторию развития в будущем.

Решение Subsea Connect нацелено на поддержание стабильного уровня экономии благодаря постоянству стоимости конструкции, в то время как рост инвестиций может привести к инфляции издержек в отрасли.

### Обзор организации проектов

Чтобы сохранить конкурентоспособность разработки подводных месторождений относительно других источников углеводородов в будущем, сегодняшних усилий отрасли будет недостаточно. Поэтому, чтобы сократить затраты, повысить производительность и отдачу и в конечном счете понизить стоимость разработки подводных проектов был создан Subsea Connect.



		2014 (долл. США за б. н. э.)	2017 (долл. США за б. н. э.)	2014 г. в сравнении с 2017 г.	Капитальные затраты на новые месторождения (млрд долл. США)
Стоимость разработки новых месторождений	Шельф	7,26	5,01	-31 %	291
	Глубоководные	11,29	6,55	-42 %	143
	Материковые	3,76	2,78	-26 %	375
Расходы на эксплуатацию старых месторождений	Шельф	11,21	9,03	-19 %	68
	Глубоководные	16,58	12,07	-27 %	204
	Материковые	9,58	7,61	-21 %	113

## Project Connect: Технология для снижения затрат на подводных проектах

Subsea Connect — это решение, включающее в себя четыре компонента:

- **Независимая оценка и процесс выполнения проекта.** Процесс Baker Hughes начинается с определения целей проекта, заказчиком предлагается независимая гибкая оценка проекта и управление проектом со стадии предпроектной проработки. Такое независимое планирование и управление рисками позволяет радикально оптимизировать реализацию проекта, расширить технические возможности процессов, повысить точность соблюдения графиков производства и выполнения поставок. Кроме того, подход Baker Hughes позволяет найти и сократить риски, связанные с перерасходом средств, изменением дизайна, неэффективностью вследствие переработки проектных решений.
- **Технологические решения от месторождения до продукции на выходе.** Полный пакет оптимизированных инжиниринговых решений, стандартизированных компонентов разной конфигурации и для разных конструкций скважин позволят заказчику удовлетворять технические требования для любого проекта.
- **Динамичные партнерства и коммерческие модели.** Baker Hughes сотрудничает с давно зарекомендовавшими себя компаниями (такими как iO, Gaffney Cline & Associates, McDermott и другие), ориентируясь на удовлетворение потребностей заказчиков и повышение экономических показателей проекта. Такие партнерства предлагают

### ФАКТЫ

На **30%**

Subsea Connect позволяет снизить затраты на разработку в течение срока эксплуатации

заказчику комплексный подход, позволяющий упростить решения для разработки подводных месторождений, и ускорить их введение в эксплуатацию, на всех этапах — от проектной оценки и разработки до систем SPS-SURF (подводные шлангокабели, гибкие трубопроводы и поточные линии).

- **Развитие цифровых возможностей.** Baker Hughes сочетает ключевые технологии с цифровыми решениями следующего поколения (например, Intellistream) для увеличения времени безотказной работы и повышения производительности.

### Подводная система Aptara™ TOTEX-Lite

В составе технологических решений, охватывающих компоненты от разработки месторождения до продукции на выходе, компания Baker Hughes представила систему для подводной добычи Aptara™ TOTEX-Lite, рассчитанную на весь срок эксплуатации месторождения. Aptara включает в себя компактную устьевую фонтанную арматуру малой массы (приблизительно на 50% легче традиционных вертикальных арматур; масса материала на 60 тонн меньше массы предыдущей модели DVXT; разработан ряд предложений системы Aptara: вариант 5k-psi и 10k-psi, 1000–3000 м, возможно

производство варианта 15k-psi), модульный компактный манифольд, композитные гибкие водоотделяющие колонны, систему колонных головок SFX, модульный компактный насос, системы подводных подключений. Подводные системы Aptara™ TOTEX-lite обладают меньшей массой (до 50% по сравнению с традиционной системой) и требуют меньше времени на производство, а также имеют гибкие конструктивные возможности при меняющихся требованиях в течение срока эксплуатации месторождения.

### Успешное партнерство и гибкие коммерческие модели

В рамках Subsea Connect вовлечение компании в проработку проекта начинается на самом раннем этапе. Заказчики работают в тесном сотрудничестве с компанией Baker Hughes над разработкой технических и коммерческих решений для реализации проектов.

При вовлечении в разработку проекта на раннем этапе можно добиться оптимального уровня взаимовыгодного сотрудничества. Чем раньше начинается взаимодействие, тем выше потенциальная выгода для проекта.

Например, Baker Hughes заключила долгосрочное сотрудничество с компанией Siccag Point Energy Ltd по разработке месторождения Cambo в Северном море у берегов Великобритании с совместно разработанными проектными целями. Baker Hughes ведет работы по бурению и эксплуатации скважин, предоставляет системы добычи и установки, демонстрируя пример проекта «полного цикла». Такой подход позволяет свести к минимуму тендерные расходы и повысить эффективность выполнения проекта.

### ФАКТЫ

На **50%**

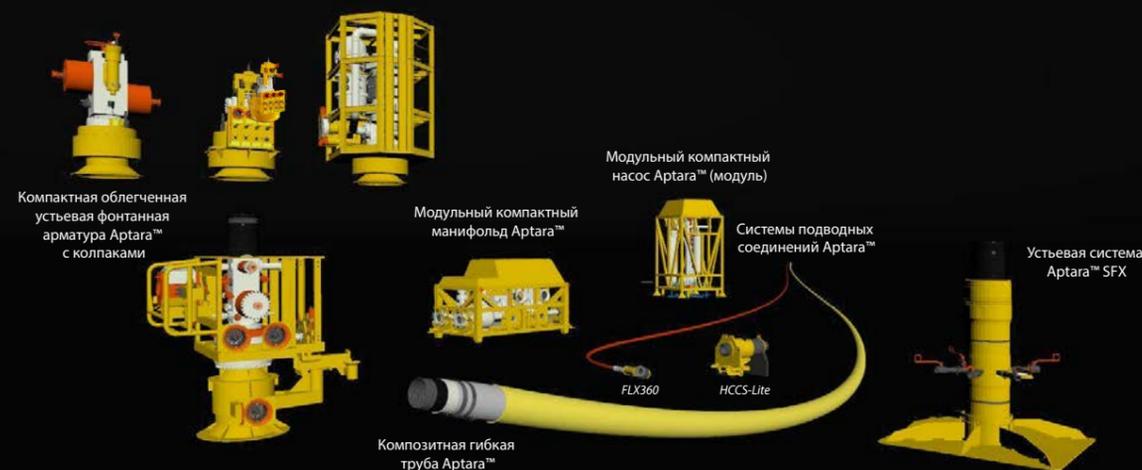
легче традиционных вертикальных арматур оборудование системы для подводной добычи Aptara™ TOTEX Lite

Другим примером инновационного сотрудничества Baker Hughes с заказчиками могут служить контракты на комбинированную систему SURF и SPS (подводные шлангокабели, гибкие трубопроводы и поточные линии, комплекс оборудования для подводной добычи) для разработки месторождения Ichthys (оператор INPEX) и сжижения газа, а также контракт на поставку подводных систем добычи для проекта Beach Energy Victorian Otway Basin у побережья штата Виктория в Австралии.

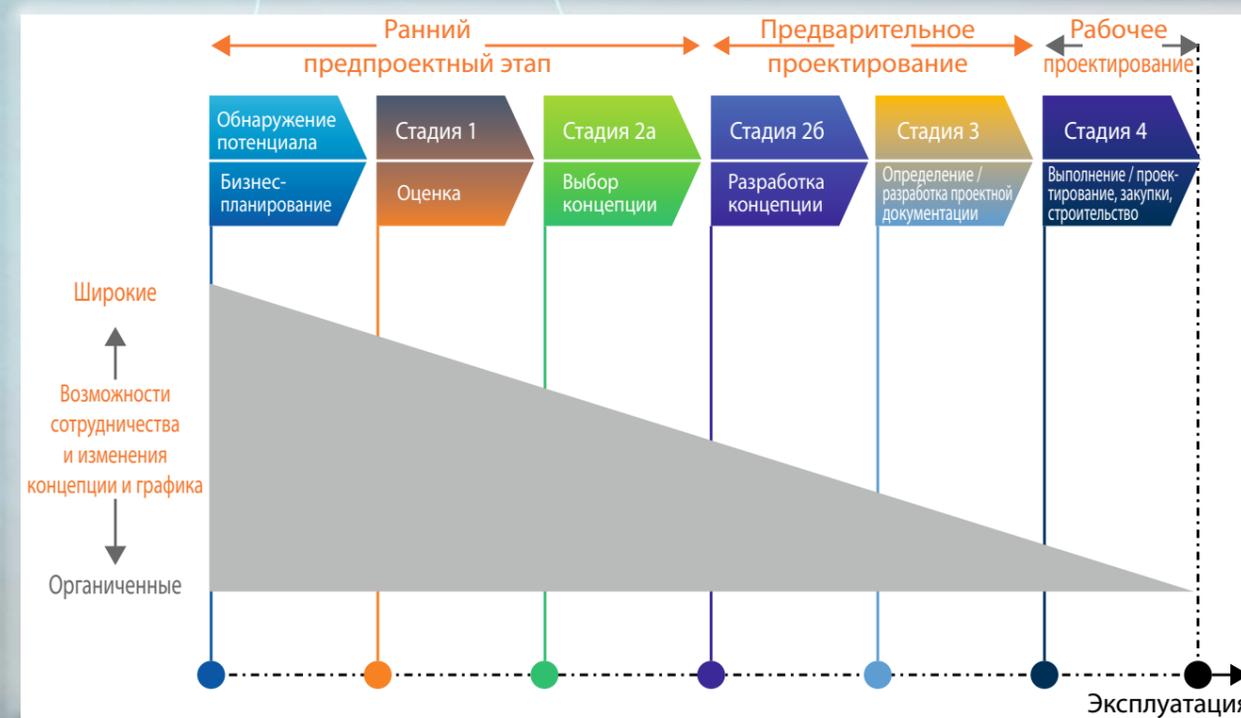
Subsea Connect действительно охватывает широкий диапазон возможностей, и это не «одно решение на все случаи жизни». Subsea Connect разрабатывалась как гибкая, коммерчески привлекательная система, включающая в себя аппаратные технологии, сервисные предложения, рассчитанные на работу в течение всего срока эксплуатации месторождения и все остальные промежуточные операции, в зависимости от того, где и как их захочет применять заказчик. ●

KEYWORDS: subsea production unit, field operation, cost reduction, digital technologies, x-mas tree, Aptara.

### Система подводной добычи Aptara™ TOTEX-lite, рассчитанная на весь срок службы месторождения



Управление осуществляется с помощью одной из лучших в отрасли компактной системы Aptara™



# ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА ЖИДКОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА И ОЦЕНКА ЕЕ ВЛИЯНИЯ НА ТЕРРИГЕННЫЙ КОЛЛЕКТОР

В РАБОТЕ РАССМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЖИДКОСТИ РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ СОХРАНЕНИЯ ИСХОДНОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ И НАМЕЧЕН ОДИН ИЗ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА (ГРП).

THE WORK CONSIDERS THE ISSUES OF FORMATION FRACTURING FLUID IMPACT ON THE PAY HORIZON FROM THE POINT OF VIEW OF MAINTAINING THE ORIGINAL PRODUCTIVITY AND OUTLINES ONE OF THE WAYS TO INCREASE THE PRODUCTION EFFICIENCY OF THE FORMATION HYDRAULIC FRACTURING (FHF).

УДК 622.276



**Евсеев Владимир Викторович,**  
начальник отдела технологического контроля АО «ТомскНИПнефть»



**Мусин Олег Тагирович,**  
Начальник отдела интенсификации, заместитель начальника управления повышения производительности резервуара и геолого-технических мероприятий, АО «Томскнефть»



**Самохвалова Светлана Михайловна,**  
заведующая лабораторией буровых и тампонажных растворов, к.т.н. АО «ТомскНИПнефть»



**Антончик Роман Леонидович,**  
заместитель главного инженера по инжинирингу бурения АО «ТомскНИПнефть»

**Ключевые слова:** гидравлический разрыв пласта, жидкость разрыва пласта, продуктивный горизонт, терригенный коллектор, опытно-промышленные исследования.

Авторы статьи провели комплекс исследований, состоящий из следующих основных экспериментов: качественный и количественный анализ состава глинистой фракции пород, слагающих продуктивные горизонты, оценка степени гидратации (набухания) глин, оценка влияния гидратации (набухания) глин на проницаемость по воде пород продуктивного горизонта, влияния жидкости разрыва на относительную фазовую проницаемость по нефти пород продуктивного горизонта.

Для определения состава глинистой фракции применялся метод рентгенофазового анализа (РФА) и анализ гранулометрического состава. Объектом исследований служил керн месторождений АО «Томскнефть» ВНК, относящийся к продуктивным горизонтам юрского возраста. На рисунке 1 представлены усредненные результаты РФА и гранулометрического состава. Как видно из рисунка 1 глинистые минералы представлены не склонными к набуханию каолинитом, хлоритом и иллитом. Хорошо набухающие смектиты отсутствуют. Основным минералом является каолинит. Среднее содержание глинистых минералов – 9 %.

Одним из интегральных методов оценки возможных последствий от воздействия водной фазы на глинистую составляющую породы является определение коэффициента линейного расширения (гидратации) образцов. Оценка степени гидратации (набухания) керновых образцов проводилась как на количественном, так и на качественном уровне. Качественный уровень заключался в визуальном осмотре состояния образца после контакта с технологической жидкостью. На количественном уровне проводилось фиксирование изменений линейных размеров (высота) образцов тестируемого керна при взаимодействии с технологической жидкостью в статических условиях по методике API на тестере линейного набухания фирмы Faup. Данный тест был выполнен в двух вариантах: с добавкой типового, применяемого на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК ингибитора

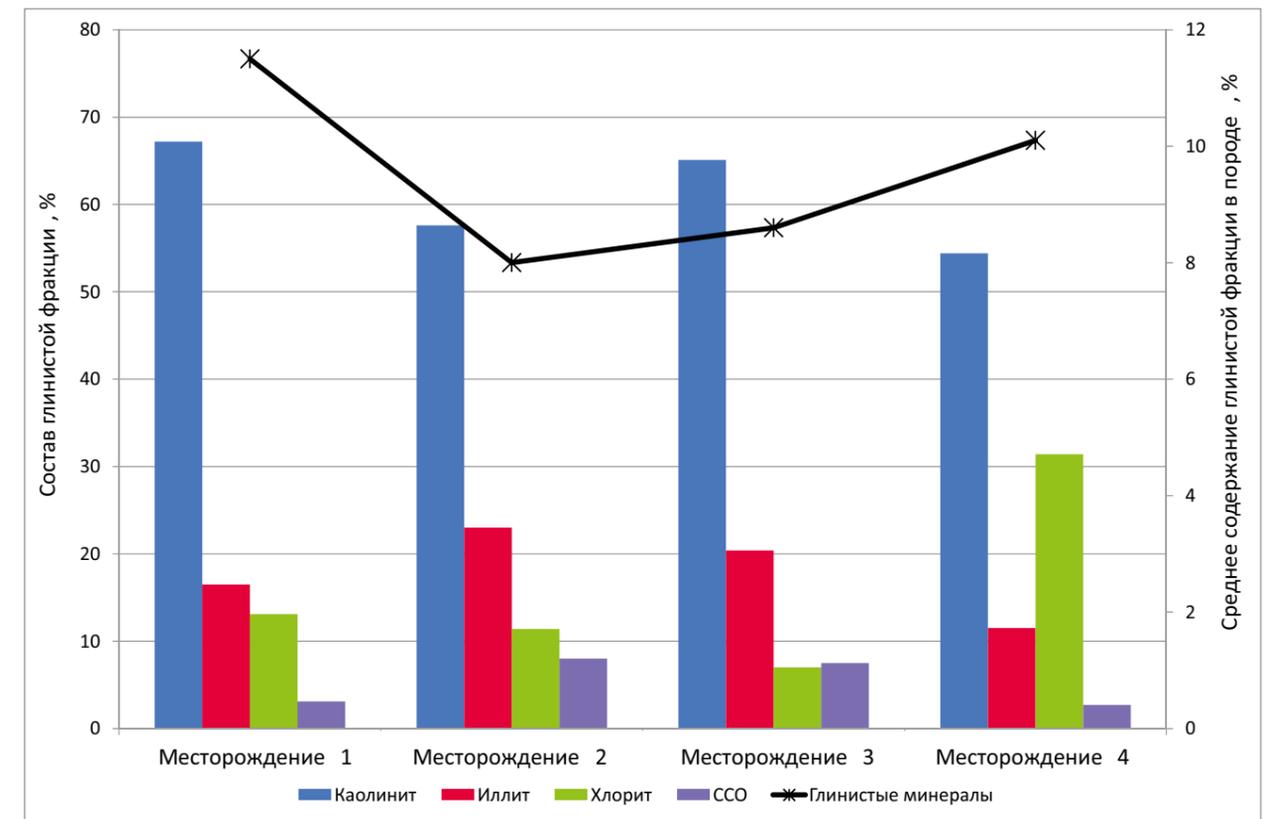


РИС. 1. Результаты РФА.

набухания глин WCS-100, в типовой для ГРП на пластах Ю<sub>1</sub> концентрации 1,5 л/м<sup>3</sup>, а также без него.

Как видно из рисунка 2, значительная часть (23 из 60 протестированных образцов) практически не набухают, их степень гидратации менее 1 %, лежит в пределах погрешности прибора. Данное обстоятельство может быть объяснено вышеприведенным составом глинистой фракции и ее количеством в керне. Видно, что несмотря на то, что глинистые минералы относятся к не набухающим, при росте содержания глинистой фракции более 10% происходит достаточно сильная гидратация (набухание) образца – до 10–15%. Это может, в свою очередь, объясняться тем, что даже каолинит, в межслойное пространство которого не может проникать вода, способен частично диспергироваться. Типичные значения обменной емкости составляют 3–15 мг-экв на 100 грамм. Набухание иллита также происходит за счет ионообменных реакций на внешних поверхностях. Значения обменной емкости для иллита и хлорита составляют 10–40 мг-экв на 100 грамм сухой глины. Указанные значения

характерны для монтмориллонита как типичного представителя набухающих глин и составляют 80–150 мг-экв на 100 грамм глины. Таким образом, несмотря на характер глинистых минералов, существуют риски того, что при значительной заглинизированности продуктивного горизонта возможно набухание породы и связанные с этим негативные последствия с точки зрения эффективности ГРП.

На рисунке 3 представлены результаты сравнения степени гидратации образцов в технологической жидкости как без ингибитора набухания глин (пресная вода), так и с содержанием ингибитора в концентрации 1,5 л/м<sup>3</sup>.

Как видно из рисунка 3 добавки ингибитора в жидкость разрыва не оказывают существенного количественного влияния на

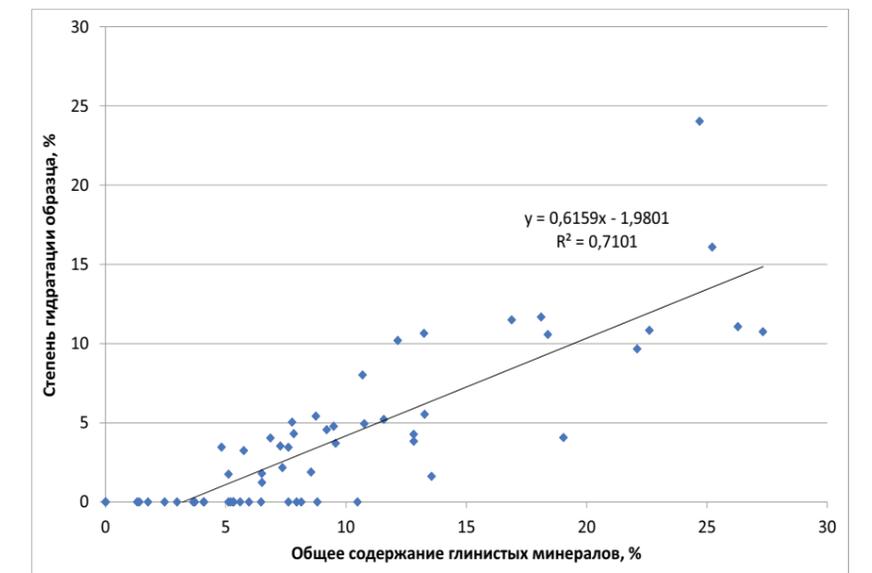


РИС. 2. результаты определения степени гидратации образцов керна (без ингибитора).

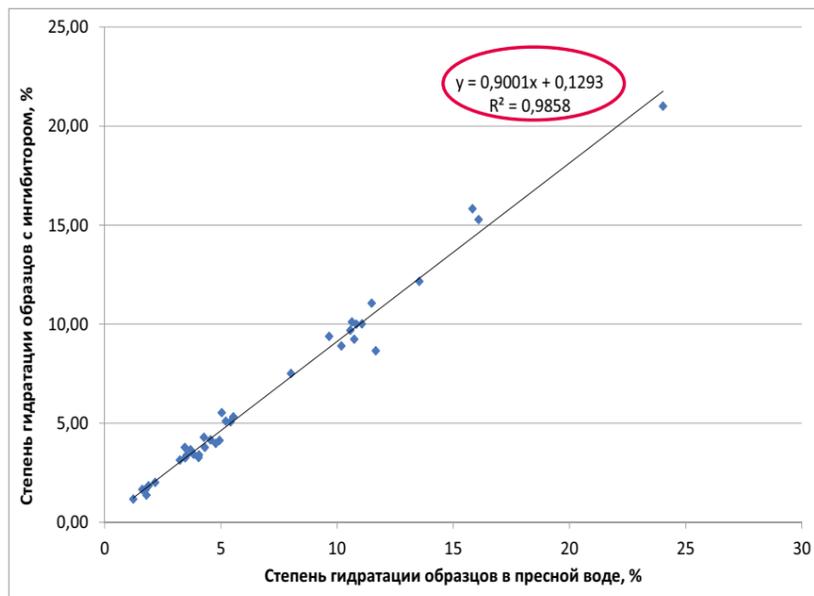


РИС. 3. Сравнительные результаты степени гидратации образцов в пресной воде и в пресной воде, содержащей ингибитор WCS-100 в концентрации 1,5 л/м³.

набухание образцов. Снижение степени гидратации (набухания) незначительно, в ряде случаев отсутствует и, в среднем, не превышает 5%.  
В рамках исследования влияния жидкости разрыва на проницаемость зерна было проведено две серии экспериментов. Первая направлена на определение степени влияния ингибитора набухания глин на проницаемость зерна по воде, вторая серия направлена на определение влияния жидкости разрыва на проницаемость зерна по нефти. Для оценки возможностей ингибитора набухания глин с точки зрения подавления гидратации глин были проведены эксперименты по определению проницаемости

по воде песчаника, слагающего продуктивные горизонты, а также заглинизированного песчаника, слагающего низкопроницаемые пропластки. Концентрация ингибитора составила 1,5 л/м³, что является типовой концентрацией при проведении гидроразрыва пласта на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК. Исследования выполнялись на фильтрационной установке CFS-830 Corestes Systems, позволяющей моделировать фильтрацию жидкостей через колонку зерна в пластовых условиях. Сводные результаты представлены в таблице 1. Согласно данным таблицы 1 можно сделать следующие выводы:

ТАБЛИЦА 1. Результаты определения влияния закачиваемой жидкости на проницаемость продуктивного горизонта

Материал зерна	Проницаемость по пластовой воде (Кпр1), мД	Проницаемость по пресной воде с ингибитором WCS-100 (Кпр2), мД	Проницаемость по пресной воде (Кпр3), мД	Отношение проницаемости Кпр2 к Кпр1, %	Отношение проницаемости Кпр3 к Кпр1, %
Песчаник	5,62	1,37	1,36	24,4	24,2
	4,28	2,16	1,85	50,5	43,2
Глинистый песчаник	0,658	0,411	0,412	62,5	62,6
	0,113	0,048	0,057	42,5	50,4

ТАБЛИЦА 2. Результаты определения влияния 5 % KCl на проницаемость продуктивного горизонта

Материал зерна	Проницаемость по пластовой воде (Кпр1), мД	Проницаемость по пресной воде с ингибитором WCS-100 (Кпр2), мД	Проницаемость по пресной воде (Кпр3), мД	Отношение проницаемости Кпр2 к Кпр1, %	Отношение проницаемости Кпр3 к Кпр1, %
Песчаник	1,19	1,39	0,3	116,8	25,2

- закачка пресной воды с ингибитором набухания глин снижает проницаемость зерна по воде в 1,5–4 раза;
- с учетом погрешности определения проницаемости необходимо отметить, что значимого влияния ингибитора набухания глин на проницаемость зерна не выявлено.

Снижение проницаемости по воде при переходе от пластовой воды к пресной происходит, вероятнее всего, за счет сужения радиуса пор. Это явление можно рассматривать как один из механизмов снижения приемистости нагнетательных скважин при неизменном давлении закачки рабочего агента.

Дополнительно к указанным экспериментам был проведен аналогичный тест, где в качестве ингибитора набухания был использован хлорид калия. Результаты представлены в таблице 2.

Видно, что применение хлорида калия подавляет набухание глин, что вызвано тем, что пластовая вода, в большей степени содержит хлорид натрия, что не является оптимальным с точки зрения ингибирования гидратации глин.

С учетом данных таблиц 1 и 2 можно сделать предположение, что одним из вариантов увеличения эффективности проводимых работ по ГРП является подбор оптимального ингибитора набухания глин и определение его достаточной концентрации для сохранения проницаемости пласта.

Для оценки степени влияния жидкости гидравлического разрыва пласта на фазовую проницаемость

ТАБЛИЦА 3. Результаты определения коэффициента восстановления проницаемости зерна по нефти

Месторождение	Проницаемость по нефти до закачки жидкости разрыва, мД	Проницаемость по нефти после закачки жидкости разрыва, мД	Коэффициент восстановления проницаемости, %
Месторождение 1	2,10	1,59	76
	0,61	0,58	95
	1,68	1,48	88*
Месторождение 2	2,78	2,37	85
	2,91	2,49	86*
	7,93	7,58	96
Месторождение 3	5,06	4,30	85

\* – в данных экспериментах в составе жидкости разрыва отсутствовал ингибитор набухания глин

зерна по нефти были проведены эксперименты, принципиальная схема которых представлена на рисунке 4.

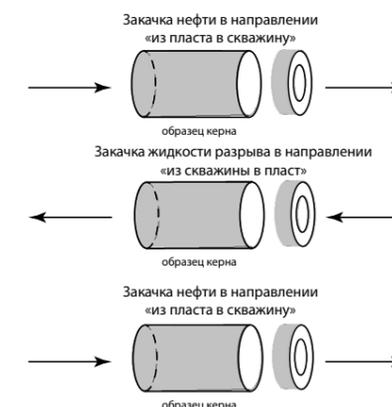


РИС. 4. Принципиальная схема эксперимента

Сводные результаты экспериментов представлены в таблице 3.

Видно, что жидкость гидроразрыва незначительно влияет на проницаемость зерна по нефти. При этом наличие ингибитора набухания глин в составе жидкости разрыва практически не оказывает влияния на проницаемость породы для нефти. Данное обстоятельство подтверждает выводы предыдущего раздела. Действительно, при определении абсолютной проницаемости по воде мы имеем максимально возможный охват пор фильтрацией воды при одинаковом перепаде давления. Соответственно, эффект от набухания глин максимально возможный. Фильтрация жидкости гидроразрыва через нефтенасыщенную колонку зерна (при остаточной водонасыщенности) происходит

в основном по крупным порам. В дальнейшем при разрушении геля возможна капиллярная пропитка более мелких пор, однако в любом случае общий охват порового пространства водной фазой будет меньше. В связи с этим при определении коэффициента восстановления проницаемости зерна по нефти эффект от наличия ингибитора набухания глин еще менее значителен, чем при определении абсолютной проницаемости по воде.

На основании проведенных исследований в АО «ТомскНИПИнефть» проведены опытно-промышленные испытания (ОПИ) по исключению ингибитора набухания глин из состава жидкости разрыва. На текущий момент проведено более 20 операций ГРП – все успешно, фактические дебиты соответствуют плановым. Негативные результаты в настоящий момент отсутствуют, что подтверждает выводы исследовательской работы.

### Заключение

Показано, что применение на пластах Ю<sub>1</sub> ряда месторождений АО «Томскнефть» ВНК в качестве ингибитора набухания глин реагента WCS-100 в концентрации 1,5 л/м³ является неэффективным; Проведенные ОПИ подтверждают результаты исследований. На наш взгляд данную исследовательскую работу и успешную апробацию ее результатов на промысле следует рассматривать, прежде всего, как отправную

точку, первый шаг в поисках возможностей оптимизации состава жидкости ГРП. Ситуация, когда тип и концентрация ингибитора набухания глин берется по аналогии с соседними месторождениями и/или по историческим данным не подкрепленными доказательной исследовательской базой, является не продуктивной.

Для каждого конкретного продуктивного горизонта и/или объектов разработки необходимо:

- обоснование принципиальной необходимости применения ингибитора набухания;
- при необходимости – обоснование оптимальной концентрации ингибитора набухания глин.

На данный момент очевидно, что применение неработающего реагента является экономически нецелесообразным. Рекомендуется провести подбор наиболее эффективного ингибитора набухания глин и его оптимальной концентрации с целью проведения опытно-промышленных испытаний при проведении гидроразрыва пласта с целью увеличения притока жидкости. Как показывает данная работа, а именно положительное влияние на проницаемость зерна по воде раствора хлорида калия, предпосылки для этого имеются. Безусловно, важным при этом является сохранение на необходимом уровне основных технологических свойств жидкости разрыва. ●

KEYWORDS: hydraulic fracturing, fracturing fluid, productive horizon, terrigenous reservoir, pilot studies.

# ПОДВОДНЫЕ ДОБЫЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

как перспективный тренд в освоении арктических месторождений и некоторые вопросы их электроснабжения

**«Арктика — важнейший регион, который будет обеспечивать будущее России»  
В. В. Путин**

ПО ОЦЕНКАМ ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА ПОДО ЛЬДАМИ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ СКОНЦЕНТРИРОВАНО 13% МИРОВЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И 30% НЕРАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА. ЭКСТРЕМАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ПРИРОДЫ, СКРЫВАЮЩЕЙ ЭТИ БОГАТСТВА, ДЕЛАЮТ РАЗРАБОТКУ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИКИ КРАЙНЕ ЗАТРУДНИТЕЛЬНОЙ. ПРОМЫШЛЕННОЕ ОСВОЕНИЕ РЕГИОНА ВОЗМОЖНО ТОЛЬКО ПОСЛЕ ТЩАТЕЛЬНОГО ПРОВЕДЕНИЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ, ОПЫТНО-КОНСТРУКТОРСКИХ РАБОТ И ВСЕСТОРОННЕГО АНАЛИЗА ДОСТУПНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И ПРИ НАЛИЧИИ САМЫХ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ОДНО ИЗ НАПРАВЛЕНИЙ, КОТОРОЕ ПРИ ПРАВИЛЬНОМ ПОДХОДЕ МОЖЕТ СТАТЬ ОБЩЕОТРАСЛЕВЫМ ТРЕНДОМ, – ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОДВОДНЫХ ДОБЫЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ. ПРЕИМУЩЕСТВА ЭТОГО МЕТОДА УРАВНОВЕШИВАЮТСЯ РЯДОМ СЛОЖНЫХ ЗАДАЧ, СОПРЯЖЕННЫХ С ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ. КАК РЕШИТЬ ЭТИ ЗАДАЧИ И СДЕЛАТЬ ДОБЫЧУ В АРКТИКЕ БЕЗОПАСНОЙ И ЭФФЕКТИВНОЙ?

УДК 622.276

ACCORDING TO GEOLOGICAL SOCIETY, EXPERTS ESTIMATE THAT THERE ARE 13% OF THE WORLD'S OIL RESERVES AND 30% OF THE WORLD'S UNDISCOVERED GAS RESERVES CONCENTRATED UNDER THE ICE OF THE ARCTIC SEAS. THE EXTREME ENVIRONMENT OF THE ANTARCTIC THAT CONCEALS THESE RICHES MAKE THE DEVELOPMENT OF SHELF DEPOSITS IN THE ARCTIC EXTREMELY DIFFICULT. INDUSTRIAL DEVELOPMENT OF THE REGION IS POSSIBLE ONLY AFTER A THOROUGH RESEARCH AND DEVELOPMENT AND A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF THE AVAILABLE CAPABILITIES AND THE MOST MODERN TECHNOLOGIES. ONE OF THE AREAS THAT, WITH THE RIGHT APPROACH, CAN BECOME AN INDUSTRY-WIDE TREND IS THE USE OF SUBSEA PRODUCTION COMPLEXES. THE ADVANTAGES OF THIS METHOD ARE BALANCED BY A NUMBER OF COMPLEX TASKS ASSOCIATED WITH ITS USE. HOW TO SOLVE THESE PROBLEMS AND MAKE PRODUCTION SAFE AND EFFECTIVE IN THE ARCTIC?

Ключевые слова: Арктика, подводные добычные комплексы, электроснабжение, оборудование для добычи нефти, шельфовые месторождения.

**Косарева Юлия Владиславовна,** руководитель направления по производственному планированию и контролю,

**Бесхижко Владислав Валерьевич,** руководитель направления, к.т.н., доцент,

**Симакова Светлана Валерьевна,** начальник Управления энергетических систем,

**Чесноков Андрей Александрович,** руководитель направления по энергетическим системам,

**Толочкин Олег Юрьевич,** начальник Управления предпроектных и концептуальных исследований, АО «Морнефтегазпроект»

Сегодня развитие Арктики стало одним из ключевых векторов развития, намеченных правительством страны. В сферу интересов, не в последнюю очередь попадают углеводородные запасы региона. Россия – одна из немногих стран, чьи границы выходят к северным морям, богатым нефтью и газом. Это стало причиной того, что главным стратегическим направлением деятельности российских компаний по добыче углеводородов является разработка месторождений арктических морей. Так, уже распределен целый ряд лицензионных участков, содержащих месторождения углеводородов или перспективные структуры. Лицензиями на разработку и освоение этих месторождений владеют сегодня три российские компании: ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «НОВАТЭК».

## Компании по добыче углеводородов на шельфе

Лицензиями на месторождения арктического шельфа владеет ПАО «Газпром». В Карском море компания владеет лицензиями на лицензионные участки (ЛУ) Харасавэй-Море, Ленинградское и Русановское месторождения, где активно проводит геолого-разведочные работы, Западно-

Шараповский, Обручевский, Невский, Северо-Харасавэйский, Нярмейский, Амдерминский, Скуратовский, Морской, Белоостровский. В Восточно-Сибирском море – Хейсовский и Северо-Врангелевский ЛУ. В Баренцевом море – ЛУ Ледовый, Лудловский, Демидовский, Ферсмановский, Медвежий. Северо-Западный, Долгинское и Штокмановское НМ. Помимо этого, дочерняя компания «Газпром нефти» – ООО «Газпром нефть шельф» – ведет добычу на месторождении Приразломное. Сегодня это единственное месторождение арктического шельфа, где уже ведется добыча нефти.

ПАО «НК «Роснефть» также владеет лицензионными участками в Печорском море (Русский, Южно-Русский, Поморский, Северо-Поморский 1, 2, Западно-Матвеевский, Южно-Приновоземельский, Медынско-Варандейский), в Баренцевом море (Федынский, Центральное-Баренцевский, Персеевский, Гусино-Земельский, Западно-Приновоземельский, Альбановский), в Карском море (Восточно-Приновоземельские 1, 2, 3, Варнекский и Северо-Карский), в Море Лаптевых (Притаймырский, Хатангский, Усть-Оленекский, Усть-Ленский), в Восточно-Сибирском





В простейших случаях потребность в энергоснабжении весьма незначительна и определяется затратами на управление ПДК.

Примеры оборудования подводных добычных систем, определяющие потребление электроэнергии:

- Механизмы автоматического управления клапанами впрыска химических реагентов с электрическим приводом (Electric Actuators on Chemical Injection Metering Valves);
- Электродвигатели для задвижек и штуцеров (Electric motors for gate valves and chokes);
- Механизмы автоматического управления Штуцерами с электрическим приводом (Electric Actuators on Chokes). (Используются ограниченно).

Но затраты на электроэнергию значительно возрастают при подводной подготовке и транспорте флюида, а так же при реализации подводных систем подготовки и закачки воды для поддержания пластового давления.

Потребителями электроэнергии также может являться следующее подводное оборудование:



Рис. 3. Пример штуцера с электрическим приводом\*

подводные компрессоры, подводные насосы. При их использовании потребляемая мощность значительно возрастает и может исчисляться МВт.

Подача энергии для небольших мощностей может быть осуществлена по шлангокабелю.

Для передачи больших мощностей требуются специальные силовые кабели.

Кроме того, большой объем электроэнергии может потребоваться для подогрева продукции при перекачке по трубопроводу, что особенно актуально в арктических условиях.

Для данных условий существует технология прямого электрического нагрева трубопровода (Direct electric heating system DEH).

Некоторые из примеров реализованных DEH технологий:

- Месторождение «Skarv». 15 км трубопровода с применением DEH технологии (2,5 МВт) BP Norge, 2009 год;
- Месторождение «Morvin». 22 км трубопровода с применением DEH технологии (4,5 МВт) StatoilHydro, 2009 год.

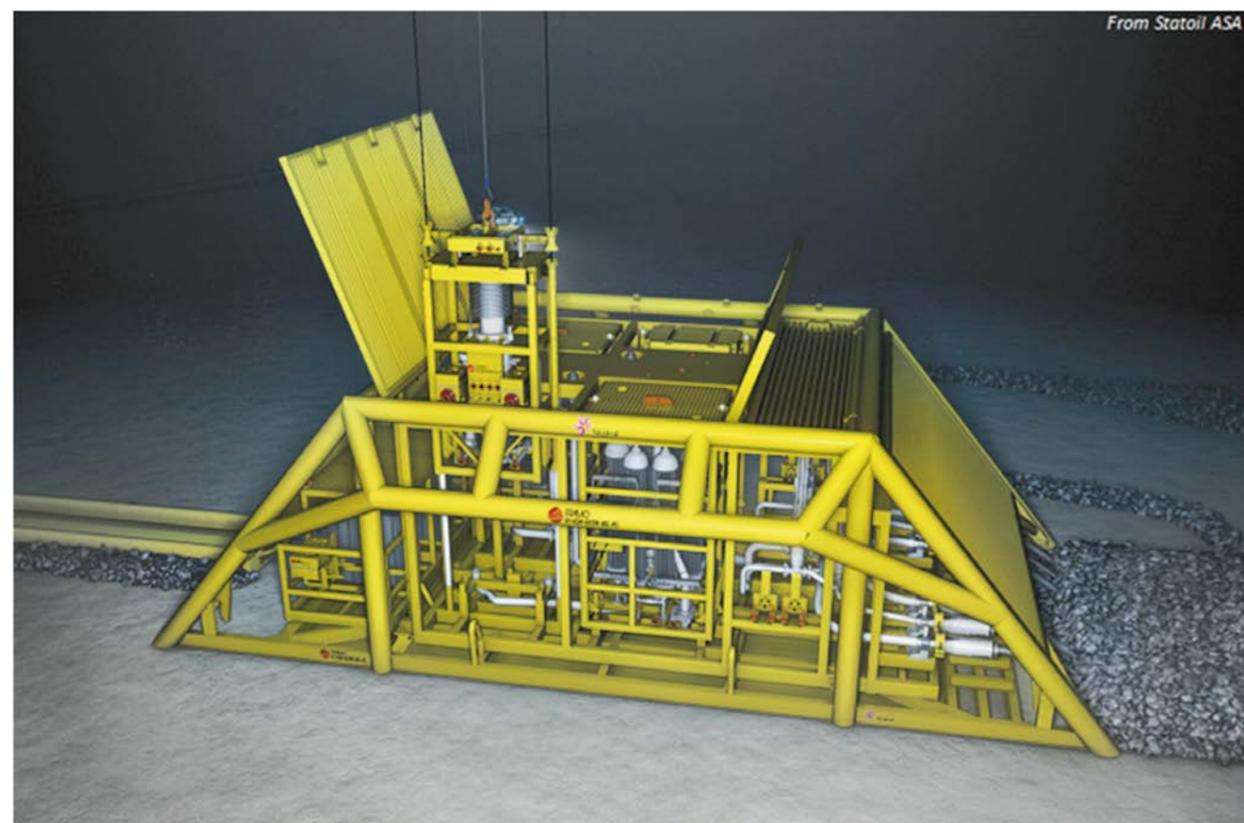


Рис. 4. Пример подводного компрессора (установлен на месторождении Gullfaks компанией Statoil)\*

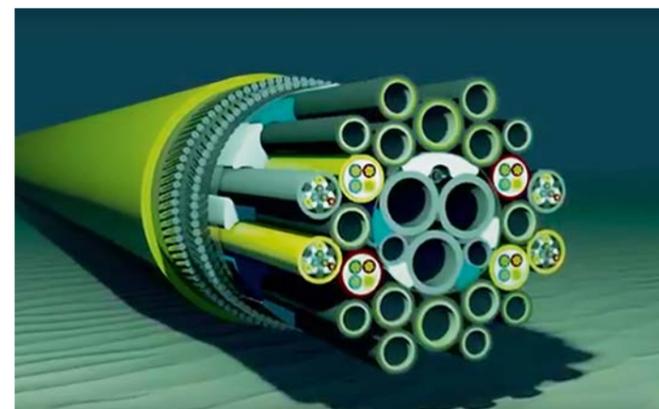


Рис. 5. Пример шлангокабеля\*

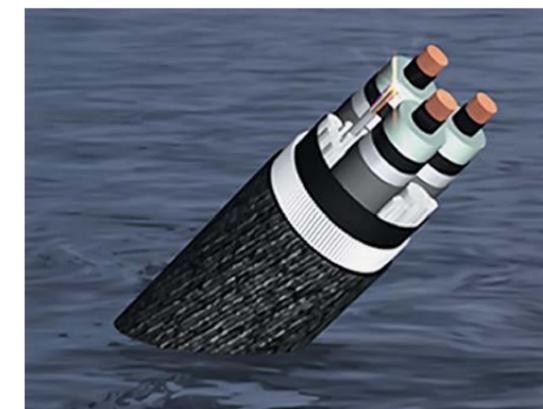


Рис. 6. Пример силового кабеля\*

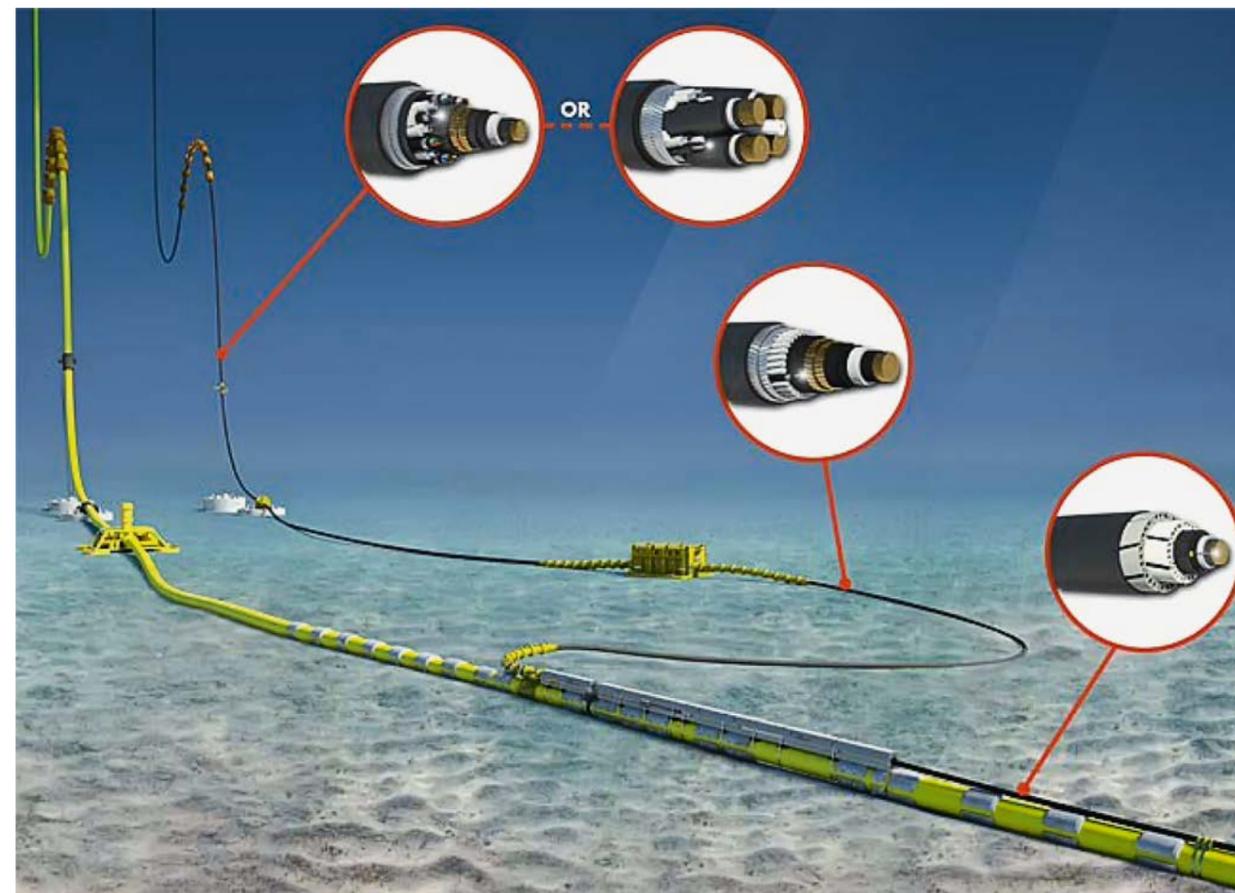


Рис. 7. Пример технологии прямого электрического нагрева (DEH)\*

### Некоторые из возможных вариантов электроснабжения ПДК в арктических условиях

В зависимости от варианта обустройства шельфовых месторождений, возможно размещение энергетического комплекса (ЭК) на морской платформе, расположенной непосредственно в районе добычи. Альтернативой вышеописанному варианту, является расположение энергетического комплекса,

снабжающего электроэнергией ПДК, на берегу в максимально возможной близости от морского месторождения. В рассматриваемом варианте для электроснабжения ПДК в качестве топлива для ЭК, возможно применение ПНГ передаваемого на берег, и/или использование береговой энергетической системы. Арктические шельфовые месторождения, разведанные в настоящее время, расположены на

значительном удалении от береговой линии (65–200 км и более). Передача электроэнергии на большие расстояния осложняется падением напряжения на ЛЭП. Уменьшение потерь достигается путём повышения напряжения, передаваемого по ЛЭП. Перспективным также является использование постоянного тока для подводных ЛЭП, что позволяет избежать потерь реактивной мощности, возникающих из-за большой ёмкости кабеля при использовании переменного тока.



РИС. 8. Электроснабжение и управление ПДК с эксплуатационной платформы\*

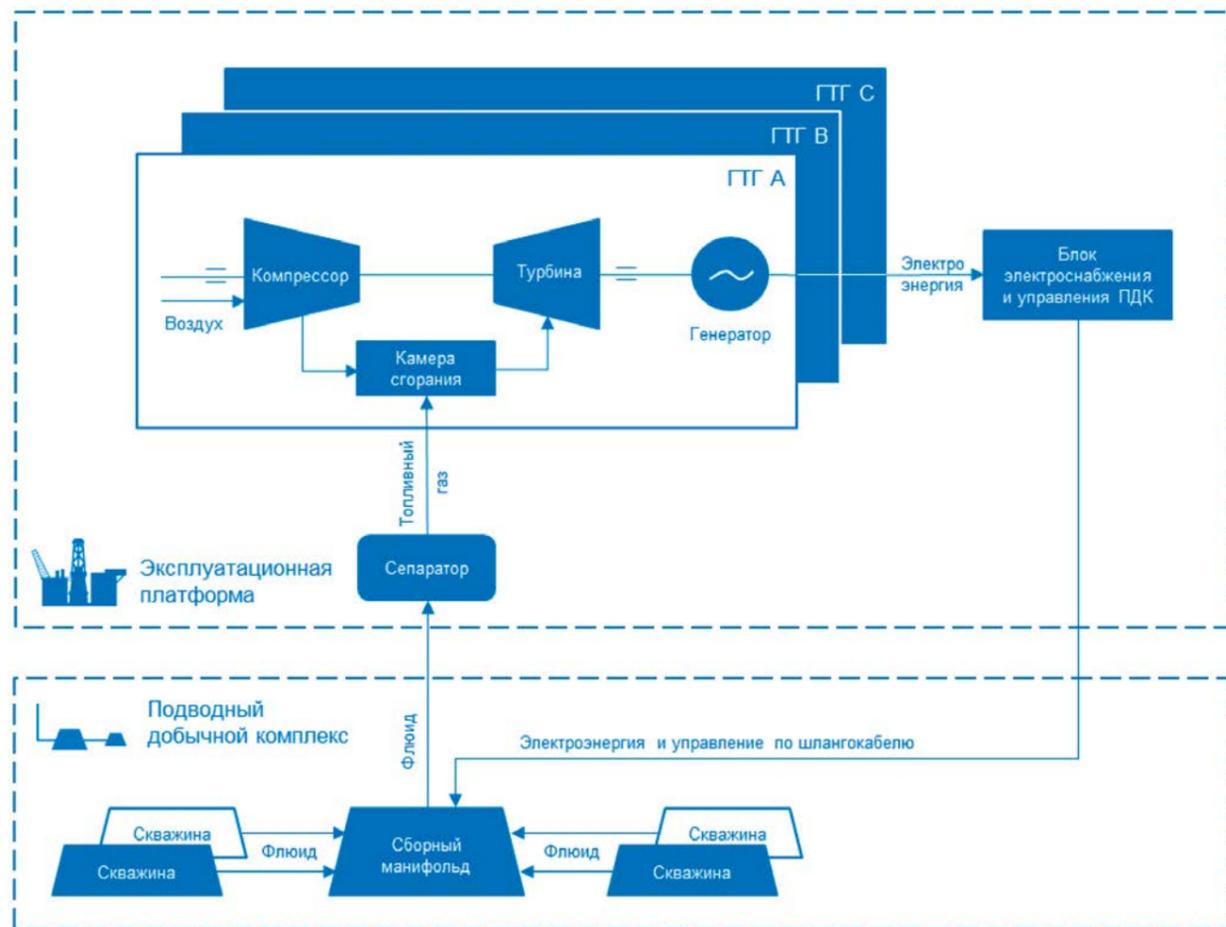


РИС. 9. Принципиальная схема электроснабжения и управления ПДК с морской эксплуатационной платформы

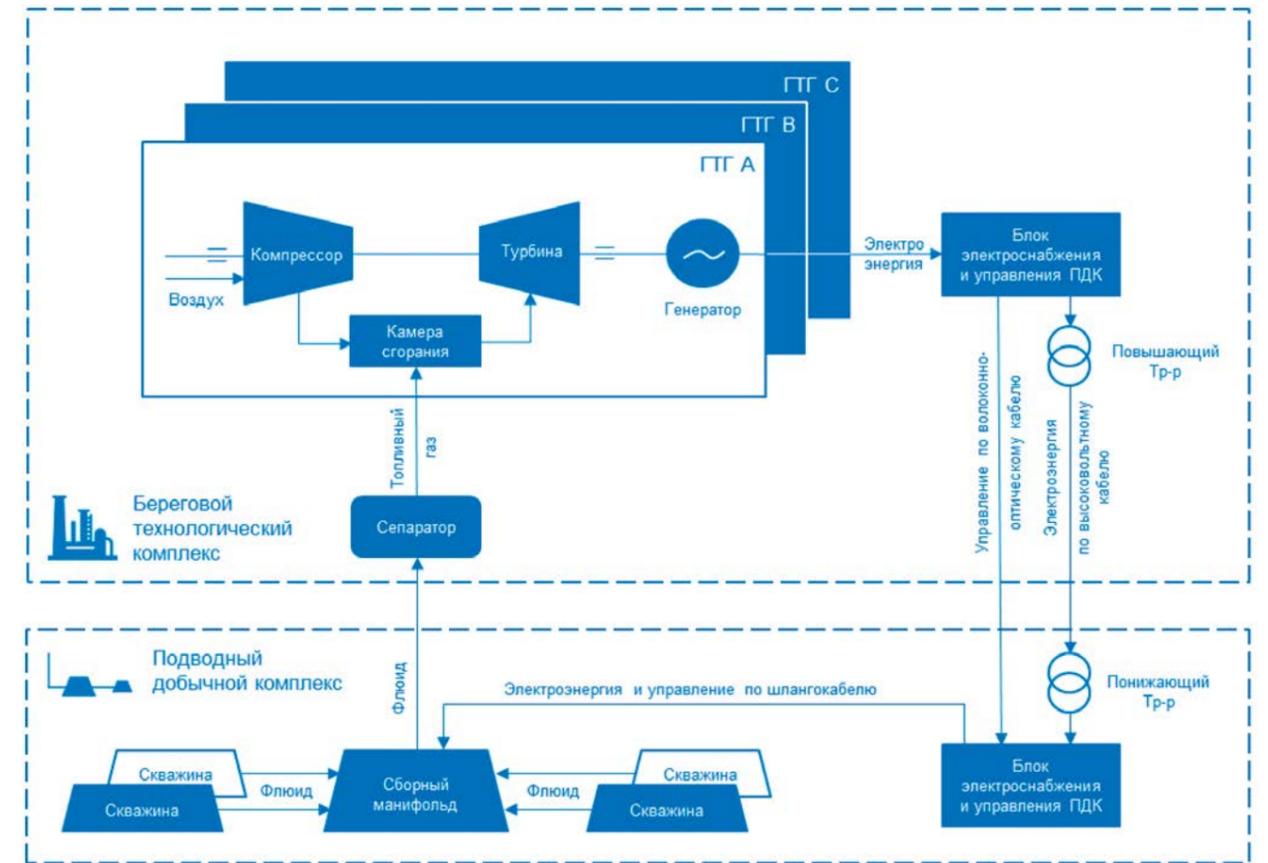


РИС. 10. Принципиальная схема электроснабжения и управления ПДК с берегового технологического комплекса

Одним из перспективных вариантов развития электроснабжения ПДК является создание автономных источников электроснабжения, работа которых не будет зависеть от наличия ресурсной базы или погодных условий.

Применение подводного энергетического комплекса на основе атомной энергетической установки (АЭУ) позволяет решить задачу автономного энергообеспечения ПДК без присутствия обслуживающего персонала.

В настоящее время ЦКБ «Рубин» работает над проектом «Айсберг», в рамках которого предусматривается разработка подводной атомной энергетической установки. По заявлениям разработчиков, решения,

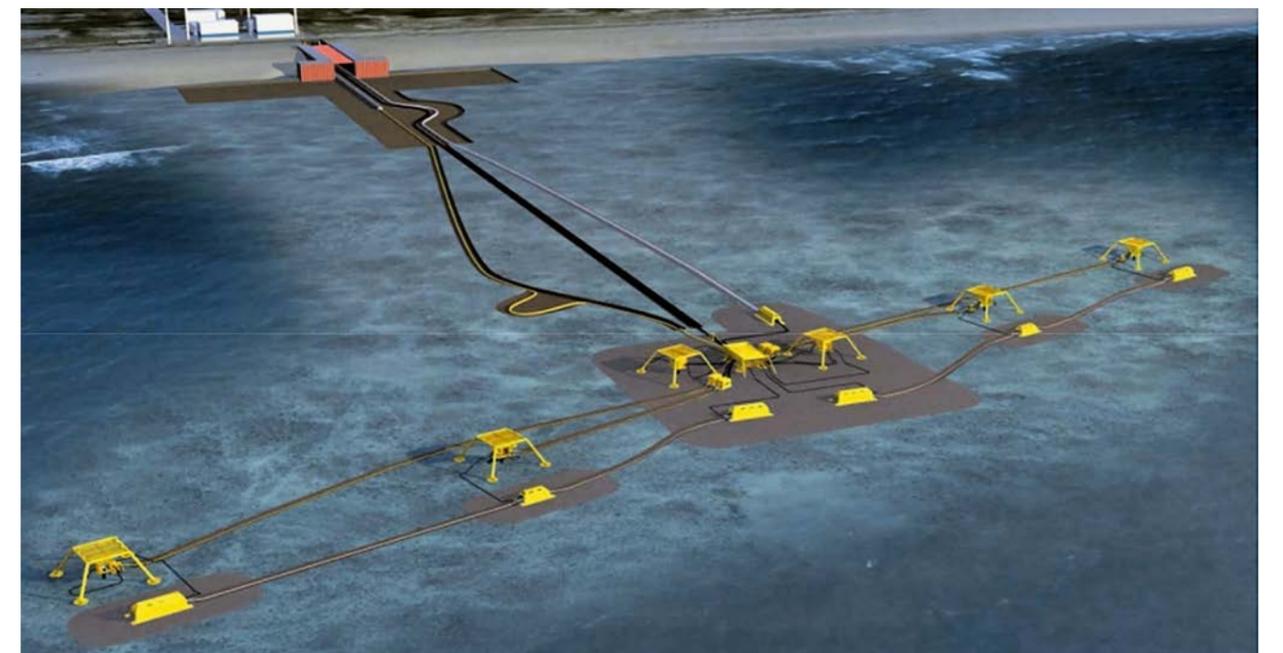


РИС. 11. Электроснабжение и управление ПДК с берега\*

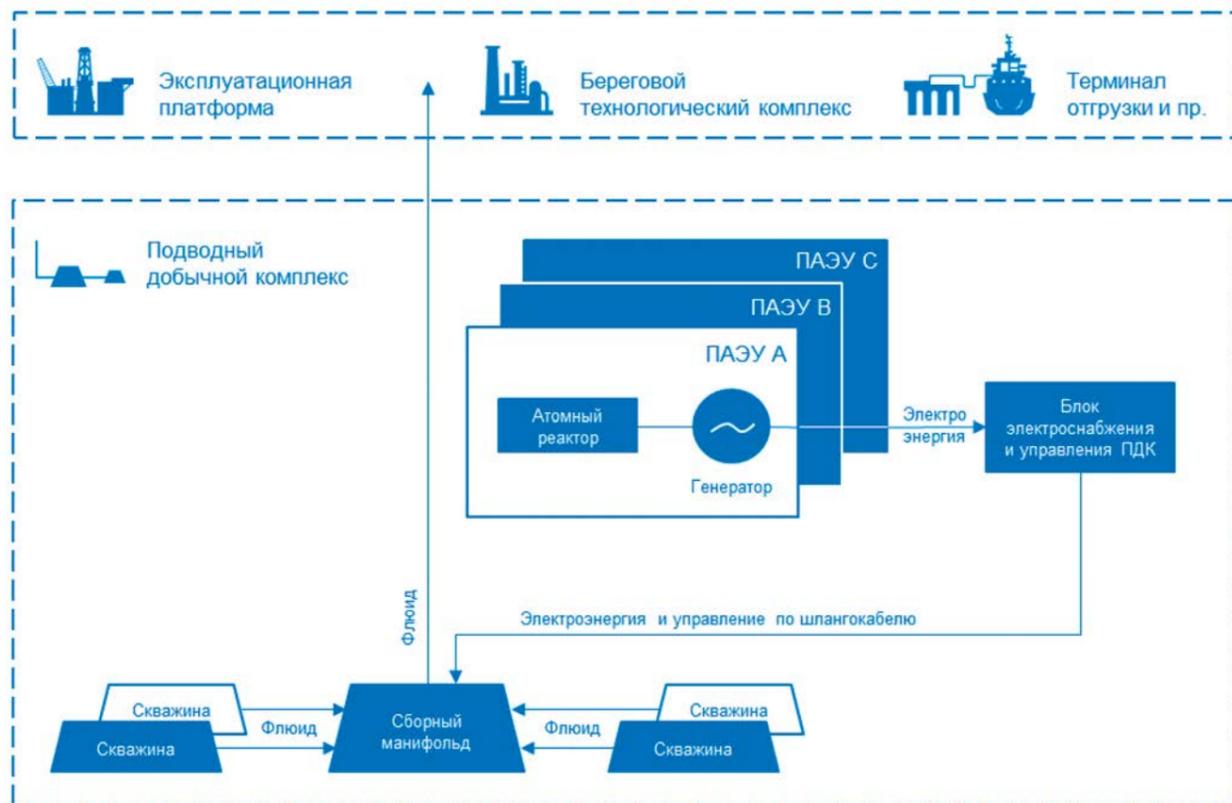


РИС. 12. Принципиальная схема электроснабжения и управления ПДК с подводной автономной АЭУ

заложенные в проект, обеспечат полностью подводное (подледное) освоение месторождений углеводородов в зоне круглогодичного ледового покрова.

### Заключение

Технологии подводной добычи надежны и позволяют осуществлять промышленную деятельность с минимальным негативным воздействием на экологическую систему региона. По заявлению замглавы Минпромторга Василия Осьмакова: «Потребность российских нефтегазовых компаний в элементах подводных добычных комплексов до 2035 года оценивается в 400 единиц, серийное производство такого оборудования в России может

быть начато в 2021 году». Но их применение в условиях Арктики сопряжено с необходимостью учета ряда факторов, ограничивающих их применение.

На настоящий момент лидером в области применения ПДК на северном шельфе является Норвегия. В стране была создана национальная инновационная система. Годовой бюджет Исследовательского совета превышает 4 млрд. норвежских крон.

Необходимо констатировать, что имеются достаточные предпосылки для использования ПДК в арктических условиях, однако необходимы исследования по разработке реальных схем обустройства морских арктических

месторождений углеводородов, основанных на применении ПДК с учетом конкретных особенностей этих месторождений. При этом, практически для каждого месторождения необходим индивидуальный подход.

АО «Морнефтегазпроект» – центр шельфовых компетенций ПАО «Газпром нефть», осуществляет работу по проведению комплекса научно-исследовательских, опытно-конструкторских работ с целью нахождения рациональных решений для обустройства лицензионных участков с использованием ПДК, в том числе по обеспечению электроснабжения в арктических условиях, что позволит сделать добычу в регионе не только возможной, но и экологически безопасной. ●

\*Изображения взяты из открытых источников

KEYWORDS: Arctic, subsea production system, power supply, equipment for oil production, offshore fields.

# V Международная конференция АРКТИКА-2020

Арктика: шельфовые проекты и устойчивое развитие регионов

19-20 Февраля 2020, Москва

## Стань участником

Специализированная выставка | Спонсорство

Тел.: +7 (495) 662-97-49 (многоканальный)

Организаторы:

Электронная почта: [arctic@s-kon.ru](mailto:arctic@s-kon.ru)  
[www.arctic.s-kon.ru](http://www.arctic.s-kon.ru)



# ЗАПАДНО-АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ СЕВЕРНОЙ ЕВРАЗИИ: ЗАПАСЫ, РЕСУРСЫ И ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ ДО 2040 И 2050 ГГ.

В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТЬ НЕДР БАРЕНЦЕВА И КАРСКОГО МОРЕЙ – АРКТИЧЕСКОЙ ШЕЛЬФОВОЙ ЧАСТИ СЕВЕРНОЙ ЕВРАЗИИ. ПРИВОДЯТСЯ ДАННЫЕ ПО ТЕКУЩИМ ЗАПАСАМ СВОБОДНОГО ГАЗА, КОНДЕНСАТА И НЕФТИ, ОЦЕНКИ НАЧАЛЬНЫХ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ И НЕОТКРЫТЫХ РЕСУРСОВ УВ: ОФИЦИАЛЬНЫХ, КОРПОРАТИВНЫХ (ООО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ»), АВТОРСКИХ. ПОСЛЕДНИЕ, ЕСТЕСТВЕННО, НИЖЕ ЗАВЫШЕННЫХ ОФИЦИАЛЬНЫХ ОЦЕНОК. СДЕЛАНЫ ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО БУДУЩИМ ПОИСКАМ И РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЗАЛЕЖЕЙ УВ, ПРИРОСТАМ РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ. ЭКСПЕРТНО ОЦЕНЕНЫ ДОБЫВНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ БУДУЩИХ ПОДГОТОВЛЕННЫХ ЗАПАСОВ И ОБЪЕМЫ ДОБЫЧИ ГАЗА И ЖИДКИХ УВ К 2040 И 2050 ГГ.

*THE WORK CONSIDERS THE GEOLOGICAL STRUCTURE AND GAS AND OIL CONTENT OF THE SUBSOIL OF THE BARENTS AND KARA SEAS – THE ARCTIC SHELF OF NORTHERN EURASIA. DATA ON CURRENT RESERVES OF FREE GAS, CONDENSATE AND OIL, AS WELL AS ESTIMATES OF ULTIMATE POTENTIAL AND UNEXPLORED POTENTIAL HYDROCARBON RESOURCES ARE PROVIDED: OFFICIAL, CORPORATE (GAZPROM VNIIGAZ LLC), INDEPENDENT. THE LATTER ARE LOWER THAN INFLATED OFFICIAL ESTIMATES. CONCLUSIONS AND SUGGESTIONS ARE MADE FOR FUTURE SEARCHES AND EXPLORATION OF HYDROCARBON DEPOSITS AND ACCUMULATIONS, AND THE GROWTH OF EXPLORED RESERVES. THE PRODUCTION CAPABILITIES OF DEVELOPED RESERVES AND THE VOLUMES OF GAS AND LIQUID HYDROCARBON PRODUCTION BY 2040 AND 2050 WERE EVALUATED BY EXPERTS.*

Ключевые слова: углеводороды, нефть, газ, запасы, ресурсы, поиски, разведка, шельф, Арктика, Карское и Баренцево моря.

**Скоробогатов Виктор Александрович,**  
главный научный сотрудник  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
д. г.-м. н.,

**Кабалин Максим Юрьевич,**  
старший научный сотрудник  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

В отличие от работ, посвященных «дальним» путешествиям по всему миру и во времени (до 2050 г.) [20, 23, 27], настоящая статья касается конкретных и очень важных для России проблем: каковы реальные перспективы газо- и, возможно, нефтеносности Западно-Арктического шельфа (ЗАШ)? Каковы ресурсы углеводородов (УВ), вероятность открытия уникальных, гигантских и крупнейших месторождений УВ, которые и становятся базовыми для разработки? Сколько можно будет добывать газа и нефти на морских месторождениях после 2030 г.? Это первостепенные вопросы для дальнейшего развития газовой отрасли промышленности России, поскольку возможности для роста и запасов, и добычи на суше будут в значительной мере исчерпаны в десятилетие 2031–2040 гг.

Арктический шельф Северной Евразии (СЕА, суша России и прилегающие моря) простирается от Баренцева до Чукотского морей, разделенных островами арх. Северная Земля, арх. Новая Земля, арх. Северная Земля, Новосибирскими, Врангеля. Его площадь превышает 2 млн км<sup>2</sup>.

В последнее десятилетие Арктика (арктические области суши и эпиконтинентальные «циркумарктические» моря во внешнем ареале Северного Ледовитого океана) привлекают все большее внимание не только географов, полярников, геологов и других «предметно»-специалистов, но и политиков разных стран, военных, экологов, представителей бизнеса и др. в силу целого ряда причин. Главная из них такова: кто владеет Арктикой – тот владеет Будущим! [4] По крайней мере, газовым, в рамках развития человеческой цивилизации. На контроль над арктическими областями претендуют не только традиционные арктические страны (РФ, США, Канада, Норвегия, Дания), свои прямые или косвенные стратегические интересы имеют здесь и ряд неарктических стран (КНР, Япония, Великобритания и др.).

Главное богатство Арктики – её недра с огромными ресурсами горючих ископаемых: газа, нефти, угля, а также многих рудных полезных ископаемых (золота, полиметаллов и др.). О величине

ресурсов можно спорить, но то, что они есть, и в больших объемах – несомненно.

К Западно-Арктическому шельфу относятся Баренцево (БМ) и Карское (КМ) моря. Шельф КМ вместе с Ямальским полуостровом образует Ямало-Карский регион (ЯКР) – северо-западную часть Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) и одноименной нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП).

Действительно, и это доказано ранее [1, 19], геологически Ямало-Карская нефтегазоносная область (НГО) и Южно-Карская НГО – две части единого Ямало-Карского арктического сегмента ЗСМБ. Они географически разделены береговой линией (суша/море). В данной работе эти области рассматриваются вместе, так как их дальнейшее изучение и освоение будут происходить совместно в течение XXI века.

Текущие запасы, начальные и прогнозные ресурсы и добыча свободного газа (СГ) и жидких УВ (нефти и конденсата) – категории динамичные, они изменяются ежегодно по странам и регионам мира, провинциям и НГО. У авторов есть опыт «предсказания» изменения величин этих параметров, составляющих минерально-сырьевую базу (МСБ) газовой и нефтяной отраслей России, мира, крупных регионов [20, 27, 32]. Другое дело – подтвердятся ли прогнозы не только авторов, но и других исследователей: но Будущее уже «проглядывает» через настоящее, надо только правильно уловить через современные тенденции основные его (Будущего) черты... Во всём, что прогнозируется. И это – реально!

Ресурсы должны быть действительно существующими в природе – в недрах тех или иных провинций и областей в виде открытых и прогнозируемых месторождений УВ (МУВ) – и подтверждаться через поисковые и разведочные работы (бурение и испытание скважин) по крайней на 75–80%. Чрезмерное завышение первоначально оцененных ресурсов СГ, и особенно нефти, приводит часто к необоснованным затратам времени, средств и капиталовложений на

бурение скважин на шельфе с отрицательными результатами. И наоборот, некоторая недооценка ресурсов чревата задержкой открытия новых месторождений и приростов запасов, однако, преимущественно небольших, поскольку гиганты открываются, как правило, первыми во всех случаях и во всех НГБ.

От реальных начальных потенциальных ресурсов (НПР) газа и нефти в недрах тех или иных прогностических (перспективных) объектов зависят запасы начальные и текущие, (разведанные, кат. А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub> и предварительно оцененные – В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub>) вплоть до их полного исчерпания в процессе добычи УВ. Текущие разведанные (промышленные) запасы определяют уровни добычи на ближайшую и среднюю перспективу.

## Геолого-геофизическая изученность Западно-Арктического шельфа

Изучение геологического строения и газо(нефте)носности БМ началось в начале 1980-х гг. прошлого столетия, Южно-Карской области (ЮКО) – в 1988–1991 гг.

Шельф Баренцева и Печорского морей до последнего времени характеризовался наиболее высоким уровнем геолого-геофизической изученности, как регионального, так и поискового этапа, среди морей российской Арктики. Здесь выполнены поисковые и детальные сейсморазведочные работы МОГТ 2D объемом более 420 тыс. пог. км. По результатам геофизических исследований в БМ (без учета Печорского) на настоящий момент открыто 75 структур различной степени изученности.



РИС. 1. Схема расположения месторождений и лицензионных участков на шельфе Баренцева моря

На Баренцевоморском шельфе пробурены 34 поисковые и разведочные скважины общим метражом более 96 000 м (последняя в 2007 г. на Штокмановском ГКМ). В результате бурения открыто пять месторождений, в том числе уникальное по запасам Штокмановское ГКМ (7 скв.), на девяти структурах залежи не обнаружены (12 скв.), что настораживает. В Печорском море пробурено 22 скважины общим метражом около 70 000 м, открыто шесть месторождений, в том числе крупные нефтяные: Приразломное, Долгинское и Медыньское-море.

В 2011 г. действующих лицензий на шельфе Баренцева и Печорского морей было лишь десять, которые в том числе включали месторождения в Печорском море на севере Тимано-Печорской провинции (Медыньское-море НМ, Варандей-море НМ, Северо-Гуляевское НГКМ, Приразломное НМ и Долгинское НМ) и уникальное по запасам Штокмановское ГКМ в центральной части шельфа БМ.

С 2012 г. в условиях высоких цен на УВ (в среднем более \$100 за баррель до середины 2014 г.) две ведущие энергетические компании РФ, удовлетворяющие требованиям закона «О недрах», активно лицензировали недра арктической части континентального шельфа РФ. Пик выдачи пришелся на 2012–2013 гг.: 19 лицензий.

В настоящий момент на шельфе Баренцева и Печорского морей геологоразведочные работы (ГРП) и добычу УВ осуществляют на 29 лицензионных участках ПАО «Газпром» (11 лиц.), ПАО «НК «Роснефть» (15 лиц.) и их дочерние компании, а также ООО «Севернефтегаз» (3 лиц.) и ЗАО «Арктикшельфнефтегаз» (рис. 1).

Современную изученность недр открытого шельфа Баренцева моря (российский сектор) в целом следует охарактеризовать как невысокую, особенно бурением, при этом сейсмическая изученность (МОГТ-2D и 3D), благодаря работам ПАО «Газпром» и ПАО «Роснефть», значительно выросла.

Всего на Арктическом шельфе за четырехлетний период 2012–2015 гг. выполнено более 25 тыс. км<sup>2</sup> сеймики МОГТ-3D и более 130 тыс. км МОГТ-2D (в том числе региональной, за счет госбюджета). Для сравнения, объем сеймики

МОГТ-3D в период 2003–2011 гг. в среднем составлял на всем Арктическом шельфе всего около 500 км<sup>2</sup>/год [10].

Современное состояние (на 01.01.2018) геолого-геофизической и структурно-буровой изученности недр ЯКР обсуждается в работах [1, 2, 3, 11, 15, 17 и др.]. Она снижается на Ямале от 70–75% по меловым, до 40–45% – по среднеюрским и до 30–35% по нижнеюрским комплексам. В частности, на 52 разбуренных площадях низы неокома вскрыты на всех площадях, средняя юра – на 36, нижняя юра – на 21, палеозой – на 10 площадях.

На 10 оплоискованных площадях Ямала пробурено по 20 и более поисковых и разведочных скважин, многие из которых вскрыли среднеюрские горизонты Ю<sub>2-3</sub> и Ю<sub>6-7</sub>: Новопортовское НГКМ – 142 скв., Бованенковское НГКМ – 96 скв., Харасавэйское ГКМ – 64 скв., и т.д.

Относительно наиболее изученная часть КМ – Приямальский шельф и акватории Обской и Тазовской губ. Здесь выполнено более 100 тыс. пог. км сейсморазведочных профилей 2D, в том числе 24,6 тыс. пог. км регионального этапа. Средняя плотность сейсмических исследований составляет около 0,13 км/км<sup>2</sup>. На шельфе КМ с 2014 г. активно проводят ГРП ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть» на своих лицензионных участках. Общий объем бурения на Карском море и губах (35 скважин) составил 55,2 тыс. пог. м, из них в Обской и Тазовской губах – 43,6 тыс. пог. м (26 скважин) на восьми площадях. При этом юрские отложения изучены бурением только на месторождении Победа. Примечательно, что «пустых»/водоносных площадей в КМ нет.

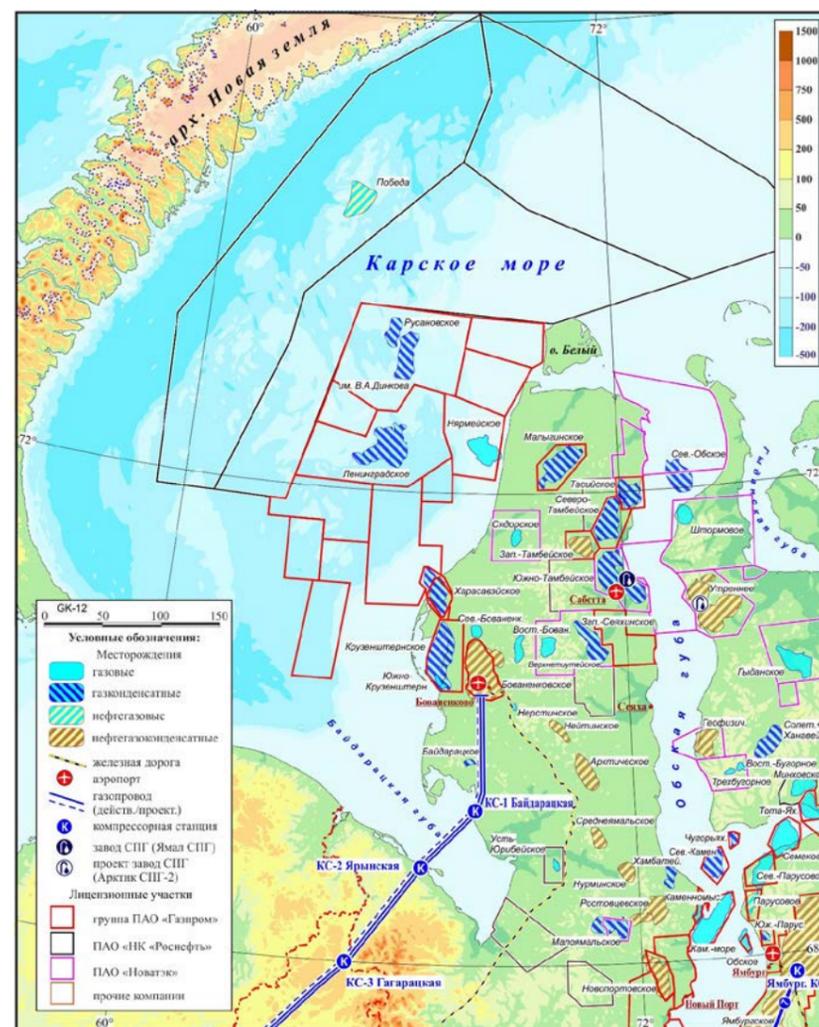


РИС. 2. Схема расположения месторождений и лицензионных участков Ямало-Карского региона

В настоящий момент на шельфе Карского моря ГРП осуществляют на 16 лицензионных участках ПАО «Газпром» (13 лицензий, в том числе две – транзитные) и ПАО «НК «Роснефть» (3 лиц.) и их дочерние компании. В северной части Обской губы и прилегающих территориях Ямала и Гыдана поисково-разведочные работы проводит ПАО «Новатэк» (13 участков), функционирует завод СПГ на Южно-Тамбейском ГКМ (рис. 2).

### Геологическое строение недр Баренцева и Карского морей

Анализ геологического строения и газонефтеносности недр арктических морей СЕА посвящен ряд публикаций [9, 10, 11, 13, 16, 17, 21, 33 и мн. др.]. При этом как и сама геолого-геофизическая и буровая изученность морей снижается с запада на восток, так и число исследований – НИР, статей и монографий – уменьшается от БМ к КМ и далее к морям Восточной Арктики. Вместе с тем по прилегающей арктической суше опубликовано значительно больше результатов исследований, чем по шельфу: например, по Ямалу – более 70 [8, 13, 14, 19, 25, 28 и др.], по прилегающему шельфу Карского моря – менее 20 [1, 3, 21, 26 и др.].

### Баренцево-Карский мегабассейн

Вопросам геологического строения и нефтегазоносности шельфа БМ посвящены работы Д. А. Астафьева, В. И. Богоявленского, В. С. Вовка, И. С. Грамберга, Е. В. Захарова, Т. А. Кирюхиной, А. В. Ступаковой, О. И. Супруненко, А. Н. Тимонина, А. В. Толстикова, В. А. Шеина, В. С. Шеина и др. [1, 2, 5, 9, 12, 29, 31, 33].

В геологическом строении шельфа Баренцево-Карского региона (БМ и северная часть КМ к северу от Карского порога) участвуют фундамент и осадочный чехол. Глубина залегания фундамента в Южно-Баренцевской впадине достигает 20 км и более. Осадочный чехол сложен породами от нижнего палеозоя до верхнего мела – палеогена. В осадочном чехле выделяются два структурных этажа. Нижний представлен палеозойскими преимущественно карбонатными отложениями до карменпермского включительно [12]. Верхнепермско-меловая часть

разреза сложена терригенными песчано-глинистыми отложениями с битуминозностью в верхней юре, угленосностью в нижнемеловых и триасовых отложениях, а также наличием долеритовых силлов в триасе [29]. Последний представлен континентальными терригенными толщами. В нижней-средней юре развиты прибрежно-морские песчано-глинистые отложения. Мощность триаса достигает 5–6 км и более. Юрско-меловая часть разреза мощностью до 2,5 км и более представлена терригенными породами: чередованием глин, аргиллитов и проницаемых пластов песчаников и алевролитов (пласты Ю<sub>0</sub>–Ю<sub>3</sub>) в среднеюрской части, преимущественно битуминозными глинами и аргиллитами в верхнеюрско-неокомской части разреза и толщей чередования глин и песчаников, алевролитов с пластами и пропластками угля в нижнемеловой части.

По структурным особенностям, характеру распределения мощностей, глубинному строению в пределах Баренцево-Северокарского мегабассейна выделяются Свальбардская плита, Баренцевоморский мегапрогиб. Южная часть Баренцева и Печорского морей соответствуют северной шельфовой части Тимано-Печорской плиты. Во внутренней части Восточно-Баренцевского мегапрогиба выделяются Северо-Баренцевская и Южно-Баренцевская впадины (синеклизы), разделенные Штокмановско-Лудловской седловиной, в пределах которой открыто уникальное Штокмановское ГКМ.

### Северо-западные арктические области Западной Сибири

Большой вклад в изучение геологии и газонефтеносности ЯКР внесли геологи и геофизики, ученые и практики А. М. Брехунцов, Н. П. Дядюк, В. Д. Копеев, Н. Х. Кулахметов, В. К. Монастырём, В. Д. Наливкин, В. Н. Ростовцев, Л. В. Строганов, М. Я. Рудкевич, В. А. Фомичёв, Н. В. Шаблинская, Т. А. Ястребова и др. Во многих исследованиях участвовали и авторы настоящей работы [8, 13, 14, 18, 22, 31].

К арктическим областям Западной Сибири (АОЗС) относятся на суше Ямальская, Гыданская, Енисей-Хатангская, на шельфе –

Южно-Карская (открытый шельф) области, Тазовская и Обская губы. Это наименее изученные области мегабассейна.

Исследования геологического строения осадочного чехла и фундамента АОЗС проводятся с конца 50-х – начала 60-х годов прошлого столетия, т.е. более 60 лет. Результаты изучения литологии, стратиграфии, тектоники, геохимии, термобарических условий и гидрогеологии пород кайнозоя, мела, юры и триаса арктической части ЗСМБ приведены в многочисленных публикациях. В настоящей работе рассматриваются северо-западные области мегабассейна суши и шельфа – Ямальская, Южно-Карская и Обская губа – ЯКР. Подробное рассмотрение геологии ЯКР выходит далеко за рамки статьи, поэтому приведём кратко итоги исследований.

Фундамент ЯКР имеет герцинский возраст консолидации (раннепермская эпоха) и сложен разнообразными высокопреобразованными, преимущественно метаморфическими породами: глинистыми сланцами, известняками и др.

Осадочный чехол мощностью от 1–2 до 7–9 км начинается со средне-, верхнетриасовых терригенных пород, залегающих на больших глубинах. Юрский проницаемый литолого-стратиграфический комплекс сложен песчано-глинистой толщей нижней и средней юры мощностью от первых десятков метров на площадях ближе к Уралу (вдоль границы осадочного мегабассейна) до 450–500 м на юге Ямала и в окраинных зонах ЮКО и до 1,0–1,5 км и более в эпицентре осадконакопления – в центре КМ. Верхняя юра и низы неокома сложены глинисто-кремнистыми породами без коллекторских горизонтов (нижняя региональная покрывка) мощностью от 100–200 до 700–750 м [19]. При этом интервал баженовской свиты (по общему мнению, классической битумогенерирующей нефтематеринской толщи центральных областей ЗСМП) [7] сложен серыми глинами малой мощности (10–15 м), естественно, небитуминозными. В песчано-глинистой толще баррема-апта (450–600 м) прибрежно-

морского и континентального генезиса общая песчанность увеличивается вверх по разрезу от 10 до 45–50 % (в кровельных горизонтах апта). Вся аптская толща сложена чередованием пластов терригенных пород и углей континентального генезиса танопчинской свиты (гор. ТП<sub>1</sub>–ТП<sub>26</sub>), ниже в породах ахской свиты морского генезиса пласты коллекторов встречаются всё реже, угленосность исчезает. Альб-сеноманский комплекс пород (500–650 м) сложен опесчаненной толщей с пластами бурых углей континентального генезиса. В подошве альба развита глинистая толща мощностью 50–80 м на Ямале, разделяющая неоком-аптский и альб-сеноманский комплексы пород (областная покрывка).

Тектоническое строение ЯКР значительно проще, чем более южных областей ЗСМБ. «Становым хребтом» структуры осадочного чехла служит Нурминский мегавал, простирающийся с юго-востока на северо-запад Ямала от Нурминского до Харасавэйского локального поднятия на суше и далее в шельфовой части.

В ЮКО сейсмикой закартировано большое число крупных положительных структур – валов и локальных поднятий (Ленинградское, Русановское, Нярмейское и др.), прослеживаемых от подошвы юры до кровли сеномана и выше. Большинство положительных структур в ЯКР – конседиментационные, простого строения, затухающие: их амплитуды уменьшаются вверх по разрезу.

Особой проблемой ЯКР является проблема выделения разломных дислокаций в объеме осадочного чехла, которые влияют на флюидодинамику в течение геологического времени. Этой проблеме посвящены работы [8, 13, 19, 25]. Высокоамплитудные разломы (со смещением 30–100 м и более) выделены только на одном Новопортовском валу, средне- и малоамплитудные на ряде структур (поднятий) – Нейтинской, Западно-Тамбейской, Бованенковской, вероятно, на Харасавэйской и Северо-Тамбейской и др. Дизъюнктивной тектоникой максимально осложнена юрская толща пород, ряд разломов (конседиментационных и затухающих) прослеживаются до сеномана и даже до дневной поверхности на Нейтинском и др. площадях, вместе с тем степень нарушения пород юры и особенно мела на Ямале существенно ниже, чем в Пур-Тазовской НГО и в Западно-Мессояхском районе. Степень дизъюнктивной нарушения недр также снижается от юры к сеноману и с юго-востока на северо-запад региона. На шельфе высоко- и даже среднеамплитудные разломы не выявлены.

Наиболее характерные черты строения осадочного чехла северо-западных областей мегабассейна таковы:

- очень высокая глинистость всего осадочного чехла ЮКО и высокая (повышенная) глинистость северо-западных районов Ямальской области. Увеличение глинистости и мористости юрского комплекса происходит с юго-востока на северо-запад;

- аномально высокая угленасыщенность баррем-аптской части разреза (танопчинская свита – до 70 м «сгруженного угля», только мощных пластов – 0,5–1,0 м и более) и снижение угленосности ниже-среднеюрской толщи с юга на север, при этом угленосность полностью исчезает из разреза юры;

- выполаживание структурно-литологических поверхностей в среднем мелу – сеномане во всех арктических областях, особенно на севере Ямала;

- снижение тектонической нарушенности осадочного чехла в северо-западном региональном направлении от Пур-Тазовской к Ямальской и Южно-Карской областям.

Главные различия в геологическом строении недр Баренцева и Карского морей (ЮКО) таковы:

1. В ряде работ А. П. Афанасенкова, В. С. Бочкарёва, И. И. Нестерова и др. [2, 16, 19] установлено «омоложение» и возраста фундамента, и осадочного чехла с запада на восток, от БМ к КМ и далее к Восточно-Арктическим морям. Это выражается, например, в редуцированности юрской и особенно меловой частей разреза в Восточно-Баренцевоморской провинции и наоборот в «раздутии» мощности триаса – комплекса (рис. 3), который в большинстве осадочных бассейнов мира имеет ограниченные перспективы как газо-, так и нефтеносности (на молодых плитах СЕА, в Северноморском бассейне, в ряде бассейнов Китая и т.д.).

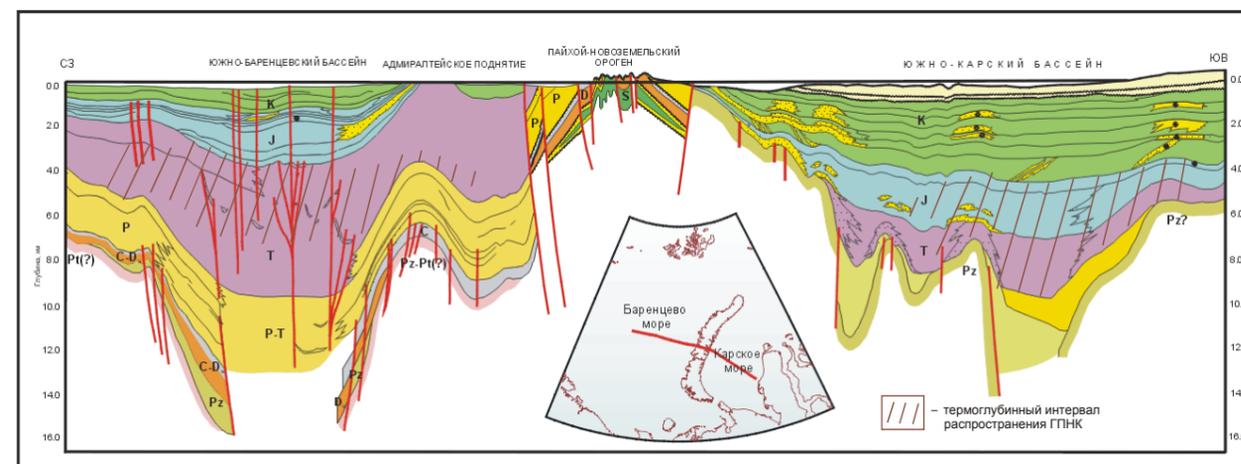


РИС. 3. Сейсмогеологический разрез Баренцевский бассейн – Карский бассейн (по данным ВНИИОкеангеологии)

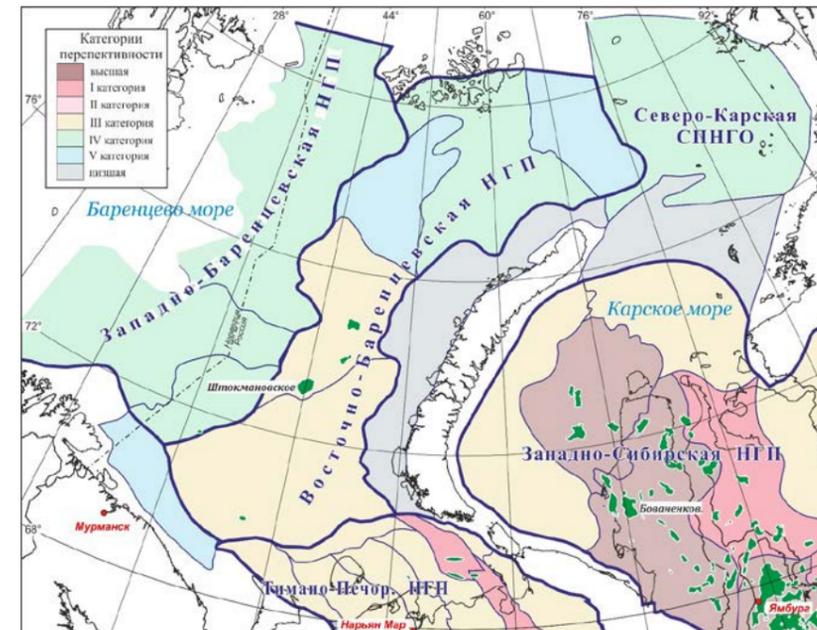


РИС. 4. Схема нефтегазогеологического районирования и перспектив нефтегазоносности Баренцево-Карского региона

2. Газоносный доминант-комплекс в КМ – неоком-аптский, выше региональной глинистой покрывки (верхняя юра – готерив) – сложен континентальной толщей танопчинской свиты с большим числом пластов бурого (в верхах апта) и каменного угля марок Д и Г (длиннопламенные и газовые), с общей угленосностью от 40–50 до 100 м и более («сгруженный» уголь = пласт – эквивалент с учетом тонких пластов 0,1–0,5 м и более) с преимущественно гумусовым (Г) составом КОВ и РОВ (концентрированной и рассеянной органики типа Г и смешанных разновидностей типа СГ и ГС немного). Известно, что в недрах наиболее мощные генераторы УВГ (метана с газообразными гомологами – С<sub>2</sub>+С<sub>4</sub>) являются именно угольные пласты [7, 8]. В недрах БМ газовый доминант-комплекс – ниже- и среднеюрский, прибрежно-морского генезиса, без углей, только с рассеянным ОВ также гумусового (преимущественно) типа. По расчетам авторов объемы удельной и общей газогенерации в ЮКО были несравненно больше, чем в Баренцевоморской провинции за счет высокой угленасыщенности разреза. Битумогенерирующие (нефтепроизводящие) доминант-комплексы в недрах шельфа Западной Арктики не установлены (или вообще отсутствуют?) [8, 19].

3. Осадочный чехол БМП значительно больше затронут дизъюнктивной тектоникой, чем Ямальского ареала суши и шельфа. Мощности и «ненарушенность» региональных и зональных покрывок в ЮКО выше, чем в Баренцевоморской мегавинции, что способствует газонакоплению в крупных масштабах.

### Газонефтеносность недр Западно-Арктических морей Северной Евразии

В пределах арктического шельфа СЕА к настоящему времени открыто и частично разведано 20 собственно морских МУВ, в т.ч. 6 в пределах Печорского моря, 5 – в БМ, 9 – в КМ (без пограничных областей типа суша/моря).

### Баренцевоморская мегавинция

Различные части шельфа Баренцева моря входят в состав следующих нефтегазоносных провинций (НГП): Западно-Баренцевской, Восточно-Баренцевской и Тимано-Печорской (рис. 4). Помимо этого, выделяются также самостоятельные перспективные нефтегазоносные области (СПНГО): Кольская и Адмиралтейско-Приновоземельская.

В БМ открыто пять месторождений с залежами свободного газа в терригенных породах средней юры и триаса: Мурманское ГМ (Т<sub>1</sub>), Северо-Кильдинское ГМ (Т<sub>2</sub>), Лудловское ГМ (J<sub>2</sub>), Ледовое ГМ (J<sub>2</sub>) (0,412 трлн м<sup>3</sup>), а также уникальное Штокмановское (J<sub>2</sub>) (3,9 трлн м<sup>3</sup>) (таблица 1). Непродуктивные поисковые скважины были пробурены на



ТАБЛИЦА 1. Запасы свободного газа и нефти шельфа Баренцева и Печорского морей

№ п/п	Месторождение	Свободный газ, млрд м³			Нефть, млн т				
		Добыча/потери	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub>	B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub>	Добыча/потери	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub>		B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub>	
						геол.	извл.	геол.	извл.
<b>Печорское море</b>									
1	Поморское – ГК	–	6,0	15,9	–	–	–	–	–
2	Северо-Гуляевское – НГК	–	10,4	41,4	–	2,6	0,8	35,3	10,6
3	Варандей–море – Н	–	–	–	–	5,6	1,8	12,1	3,9
4	Приразломное – Н	–	–	–	5,9	197,8	54,3	85,6	21,3
5	Долгинское – Н	–	–	–	–	2,9	0,9	783,1	234,9
6	Медынское море – Н	–	–	–	–	265,4	63,5	108,6	33,9
Всего по Печорскому морю		–	–	57,3	5,9	474,3	121,3	1024,7	304,6
<b>Баренцево море</b>									
1	Северо-Кильдинское – Г	–	5,1	10,5	–	–	–	–	–
2	Штокмановское – ГК	–	3939,4	–	–	–	–	–	–
3	Ледовое – ГК	–	91,7	330,4	–	–	–	–	–
4	Лудловское – Г	–	80,1	131,1	–	–	–	–	–
5	Мурманское – Г	–	59,1	61,6	–	–	–	–	–
Всего по Баренцеву морю		–	4175,4	533,6	–	–	–	–	–

Андреевской, Ахматовской, Лунинской, Куренцовской, Северо-Мурманской, Адмиралтейской, Ферсмановской, Лунинской площадях.

В качестве нефтематеринской толщи в Баренцевом море рассматриваются «черные глины» позднеюрского возраста [29]. Однако на большей части площади БМП эти породы не достигли главной зоны битумогенерации, что обуславливает ограниченную возможность выделения ими нефтеподобных веществ и аккумуляции их в залежи в коллекторских горизонтах. Основной вклад в ресурсный потенциал несут нижнеюрские и среднеюрские продуцирующие толщи, содержащие ОВ гумусового типа. Отложения триасового нефтегазосодержащего комплекса на Лудловском и Штокмановском месторождениях частично вскрыты, однако нефтегазопроявления отмечены не были.

Продуктивность мелового комплекса также не установлена, но на ряде площадей в этой части разреза отмечались интенсивные газопроявления.

В недрах Печорского моря в отложениях девона, карбона и перми преобладают

карбонатные породы морского генезиса. Печороморский район преимущественно нефтеносен. Здесь открыты шесть месторождений: Варандей-море (P<sub>1</sub>), Долгинское (C<sub>2+3</sub>, P<sub>2</sub>), Медынское-море (D<sub>1</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>-P<sub>1</sub>), Приразломное НМ (C<sub>3</sub>, P<sub>1</sub>), Северо-Гуляевское НГКМ (C<sub>2+3</sub>, P<sub>2</sub>), Поморское ГМ (C<sub>3</sub>) (см. таблицу 2). Непродуктивные скважины пробурены на Дресвянской, Акваринской и Паханческой площадях.

### Ямало-Карский регион

Проблема газонефтеносности суши и прилегающего шельфа региона обсуждается в ряде публикаций [1, 2, 11, 13, 14, 21, 30, 31 и др.], хотя крупных работ (по всестороннему подходу и объему исследований) известно немного [15, 18, 19].

В более ранних работах авторов проанализированы материалы по геологическому строению и газонефтеносности пород осадочного чехла Ямала [8, 19]. В «золотое» двадцатилетие (1971–1990 гг.) изучение геологического строения и газонефтеносности ЯКР были открыты все МУВ на суше Ямала (26) и два – на шельфе КМ (Русановское и Ленинградское). В дальнейшем на суше АОЗС не было открыто ни одного нового

месторождения вплоть до 2018 г., когда в ареале Новопортовского НГКМ было обнаружено новое БлижнеНовопортовское МУВ.

В пределах АОЗС расположены наиболее изученная во всех отношениях Ямальская и наименее изученная Южно-Карская области (ЮКО) (см. рис. 2). Обская губа занимает промежуточное положение: ее центральная часть по меловым горизонтам, особенно по сеноману, изучена хорошо, в северной и южной частях пробурено всего три поисковые скважины.

На последнем этапе проведения ПРР (2002–2019 гг.) в пределах Ямальского ареала суши и шельфа возобновились активные работы по доразведке ряда месторождений в Бованенковско-Харасавэйском и Тамбейском районах, а также морских продолжений Харасавэйского и Крузенштерновского месторождений, где было пробурено три новых скважины до низов неокма. В центральной части Обской губы были открыты и полноценно разведаны по сеноман-аптским горизонтам три новых газосодержащих месторождения: Каменномысское-море, Северо-Каменномысское и Обское, два первых относятся к гигантским по запасам (более 300 млрд м³

каждое), последнее – к мелким, хотя изначально предполагалось открытие крупного месторождения (неподтверждение ресурсов газа кат. D<sub>0</sub>). Два морских гиганта, открытых еще в 1989–90 гг., «простаивают» в ожидании полномасштабной доразведки открытых залежей (в сеномане, альбе и апте) и опоискования невоскрытых горизонтов неокма и, возможно, средней юры. В 2017 г. в присводовой части Ленинградской структуры была пробурена разведочная скважина №3.

В 2017 г. в присводовой части Русановской структуры была пробурена разведочная скважина №6. В результате ее испытания с

учетом сейсмоки 3D от собственно Русановского ГКМ «отделилось» самостоятельное, названное месторождением им. В.А. Динкова, налицо «разукрупнение» месторождений ЯКР, подмеченное одним из авторов еще в 80-х годах прошлого столетия.

Среди арктических областей богатейшей является именно Ямальская область по всем параметрам газо- и нефтеносности: числу месторождений, открытым и разведанным запасам, диапазону продуктивности и др. По состоянию на 01.01.2001, в Ямальской области начальные разведанные запасы СГ составляли 10,4 трлн м³, С<sub>2</sub> – 3,0, в сумме 13,4 трлн м³, в т.ч. по юрским

залежам 330,3 (954,3) млрд м³, в сумме С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> – 1,3 трлн м³ (менее 10% от суммарных). За десятилетие 1991–2000 гг. они изменились незначительно. Современные величина и структура запасов СГ и конденсата приведены в таблице 2.

Суммарные открытые (разведанные и предварительно оцененные) запасы нефти месторождений Ямала (суша) на 01.01.2017 составили всего 352,6 млн т, в том числе накопленная добыча 12,5 млн т, запасы кат. А+В+С<sub>1</sub> – 252,7 млн т и С<sub>2</sub> – 87,4 млн т. Добыча нефти началась на Новопортовском НГКМ (ПАО «Газпром нефть»).

ТАБЛИЦА 2. Запасы свободного газа и конденсата Ямальской области ЯНАО (суша) по состоянию на 01.01.2017 (по данным Государственного баланса)

№№ п/п	Месторождение	Тип	Свободный газ, млрд м³			Конденсат (извл.), млн т		Степень освоения	
			Добыча и потери с начала разработки	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub>	B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub>	Добыча и потери с начала разработки	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub>		B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub>
1	Бованенковское	НГК	211,3	4185,0	199,5	0,2	54,5	18,9	разраб.
2	Харасавэйское	ГК	1,3	1330,3	358,6	0,1	45,0	29,2	развед.
3	Южно-Тамбейское	ГК	3,0	953,9	332,9	0,2	28,4	19,9	развед.
4	Северо-Тамбейское	ГК		862,4	261,9		32,2	18,2	развед.
5	Крузенштерновское	ГК		617,3	293,1		0,7	1,9	развед.
6	Тасийское	ГК		503,6	62,1		26,4	3,8	развед.
7	Малыгинское	ГК	0,1	439,5	305,6		18,9	30,2	развед.
8	Арктическое	НГК	0,01	276,2	39,3		2,7	1,2	развед.
9	Новопортовское	НГК	0,9	267,9	33,4	0,1	16,8	1,6	разраб.
10	Нурминское	НГК	0,1	178,4	45,0	0,0	4,7	1,5	развед.
11	Западно-Тамбейское	НГК		124,4	86,3		2,9	6,1	развед.
12	Мало-Ямальское	ГК	0,03	114,7	114,0	0,01	7,1	12,3	развед.
13	Верхнетиутейское	Г	0,0	110,7					развед.
14	Западно-Сеяхинское	ГК	0,0	95,7	103,5		2,5	4,1	развед.
15	Ростовцевское	НГК	0,0	61,8	21,9		2,8	1,3	развед.
16	Нейтинское	НГК	0,0	60,3	37,1		0,5	0,0	развед.
17	Среднеямальское	НГК		40,3	25,0		2,3	1,7	развед.
18	Каменномысское	Г	0,5	34,6					развед.
19	Сядорское	Г	0,1	24,6					развед.
20	Хамбатейское	ГК		15,7	18,7		1,2	1,4	развед.
21	Усть-Юрибейское	Г		11,9	1,9				развед.
22	Южно-Крузенштерновское	Г		6,5	12,1				развед.
23	Северо-Бованенковское	Г		4,5	10,0				развед.
24	Байдарацкое	ГК		2,1	2,3		0,1	0,2	развед.
25	Восточно-Бованенковское	Г		1,7	3,0				развед.
26	Нерстинское	Г		1,7					развед.
<b>ВСЕГО по Ямалу:</b>			<b>217,4</b>	<b>10325,7</b>	<b>2367,0</b>	<b>0,6</b>	<b>249,7</b>	<b>153,5</b>	

Примечание: данные приведены на 01.01.2017, т.к. в 2017 г. были спекулятивно увеличены недоразведанные запасы кат. В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub>

В сумме углеводородный потенциал (УВП) Ямала составлял 13,6 млрд т у.т.

В пределах ЯКР открыто 31 месторождение УВ (см. рис. 2), в т.ч. ни одного чисто нефтяного. Текущие запасы газа на шельфе в настоящее время значительно уступают запасам Ямальской области. Всего на Ямале выявлено 360 самостоятельных залежей УВ, среди них преобладают газовые и газоконденсатные. Известны 34 нефтесодержащие залежи (типа НГК и Н). В Государственном балансе 18 залежей отнесены к нефтяным (без газовых шапок), но скорее всего после доразведки большинство из них окажутся нефтегазоконденсатными (по аналогии с Ростовцевским и Западно-Тамбейским месторождениями).

За последние годы увеличились существенно запасы газа по Тамбейской группе, Харасавэйскому и Крузенштерновскому месторождениям, по нефти произошло снижение запасов по Новопортовскому НГКМ. Наименее изученной остается Тамбей-Малыгинская группа месторождений (таблица 3). Здесь идет доразведка неоконских и юрских залежей.

На Ямале доминант-комплексом является аптский, в котором сосредоточены основные запасы газа области – 5,6 трлн м<sup>3</sup>.

Запасы нефти по всем восьми нефтесодержащим месторождениям Ямала составляли на 01.01.2018 суммарно по всем категориям 252,7 млн т. Очевидна очень низкая нефтеносность недр Ямальской области (открытые извлекаемые запасы менее 0,4 млрд т по сравнению с запасами СГ – без малого 14 трлн м<sup>3</sup>).

ТАБЛИЦА 3. Запасы свободного газа и конденсата месторождений Тамбей-Малыгинской группы по состоянию на 01.01.2017 (по данным Государственного баланса)

НГК	Тип	Свободный газ, млрд м <sup>3</sup>			
		Добыча/ потери	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	D <sub>0</sub>
сеноман		0,105	332,473	17,042	
альб		0,854	672,851	34,518	
апт		0,414	1402,748	339,5	
неоком		1,76	402,001	249,478	0,844
юра			73,718	408,22	248,73
ВСЕГО по Тамбейско-Малыгинской группе:		3,133	2883,791	1048,758	249,574

Отметим, что по Тамбей-Малыгинской группе месторождений (без Южно-Тамбейского месторождения) запасы юрских залежей на начало 2017 г. составляли 73,7 и 408,2 млрд м<sup>3</sup> (C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub>).

За 2017 г. произошел спекулятивный «скачок» предварительных запасов (V<sub>2</sub>+C<sub>2</sub>), инициированный не природными реалиями или новыми принципиальными открытиями и промышленными притоками, а желанием некоторых геологов, склонных к гигантомании. Произошло «искусственное», недоказанное испытаниями объединение трех месторождений в единое по среднеюрским горизонтам Тамбейское с совершенно необоснованным увеличением неразведанных запасов кат. C<sub>2</sub> до 3,6 трлн м<sup>3</sup> за счет залежей гор. ЮЯ<sub>2-4</sub> и ЮЯ<sub>6-7</sub> (до 2,9 трлн м<sup>3</sup>, от первоначальных 0,1 трлн м<sup>3</sup>). Однако главной особенностью северных месторождений УВ является обратная тенденция: их объединение по сеноманским и аптским (на Ямале) залежам и разъединение по среднеюрским (Уренгой, Ямбургское, Бованенковское, Харампурское и мн. др. месторождения), в силу именно геолого-генетических причин. Кроме того, появление нового уникального по предполагаемым запасам УВ месторождения (> 5,5 млрд т у.т.), тем более крупнее действительно уникального Бованенковского – 4,5 млрд т у.т. – событие с нулевой вероятностью. Кстати, в целом начальные разведанные запасы СГ Ямала за 2017 г. увеличились незначительно – на 0,2 трлн м<sup>3</sup> (до 10,7), но предварительные запасы кат. V<sub>2</sub>+C<sub>2</sub> – резко, по всем месторождениям в сумме на 4,3 трлн м<sup>3</sup>. Скорее всего, в ближайшем

будущем предстоят крупные списания этих запасов в ходе доразведки юрских залежей, как это уже имело место по Бованенковскому ГКМ, когда в конце 80-х гг. прошлого столетия было списано, как неподтвердившиеся, только по юре более 1,7 трлн м<sup>3</sup> (разделение единой структуры на два купола по итогам разведочного бурения) [18, 19, 25].

Анализ величины и соотношений между запасами СГ по комплексам Тамбейской группы МУВ свидетельствует о том, что доминант-комплексом на севере Ямала действительно является неоком-аптский, а запасы в сеномане уступают даже альбским залежам (см. таблицу 3). Вероятно, такие же соотношения будут наблюдаться и на Приямальском шельфе.

В Ямальской области сформировались два мощных узла газонакопления, третий, меньший по ресурсам узел нефтегазонакопления – Новопортовский – в составе одноименного и Ростовцевского месторождений с начальными открытыми запасами нефти почти 1 млрд т (геол.) и с небольшими запасами СГ (менее 0,3 трлн м<sup>3</sup>).

Полюс газонакопления АОЗС приурочен к уникальному Бованенковскому ГКМ, разрез которого газоносен от кровли сеномана до низов юры. Подобная «абсолютная» продуктивность наблюдается только в ареале Краснотенинского уникального по запасам нефти месторождения = зоны: от апта до зоны контакта (НГЗК) нефтенасыщены все коллекторские горизонты, однако альб-сеноманский комплекс все же водоносен.

Большинство залежей УВ на Ямале приурочено к просто построенным антиклинальным присводовым, чаще всего пластовым ловушкам. Залежи – полнопластовые

ТАБЛИЦА 4. Характеристика ФЕС коллекторов

Возраст коллектора	Кп, %	Кпр, мД
сеноман	28-33	сотни (до 1-2 Д)
апт	24-29	100-300
неоком	18-25	десятки (до 100-150)
АТ	15-18	единицы (часто менее 1,0)
средняя юра (гор. Ю <sub>2-3</sub> )	13-16	доли мД (до 1-2-х)
низы юры	10-14	менее 0,5

или водоплавающие внутри ареала локальных поднятий, расположенных в присводовых частях валов и изометричных куполовидных поднятий. В разрезе среднего и нижнего апта (пласты ТП<sub>11</sub>–ТП<sub>20-22</sub>), верхов неокома и средней юры большое число залежей приурочено к литологически экранированным (в ачимовской толще берриаса, вероятно, к литологически ограниченному) ловушкам с литолого-фациальными экранами по латерали (переход песчаников в непроницаемые глинистые алевролиты и глины). В юрском комплексе распространены скопления УВ в эпигенетически и тектонически экранированных сложно построенных ловушках, в НГЗК – стратиграфически экранированные ловушки с УВ (коллектор – трещиноватые выветрелые палеозойские породы) [18, 25].

Важнейший параметр добычных возможностей залежей УВ – величина притоков газа и нефти в поисковых и разведочных скважинах. Она зависит от первичных – литолого-фациальных условий, вторичных – термомглубинных условий залегающих природных резервуаров, их уплотненности и третичных – технологических (условия бурения, вскрытия и испытания перспективных горизонтов).

Разновозрастные песчаники арктических полуостровов Ямала и Гыдана имеют существенно разные величины ФЕС коллекторов (таблица 4).

На Ямале зональная фоновая проницаемость коллекторов горизонтов Ю<sub>2-3</sub> уменьшается от 10–15 мД в ареале Новопортовской площади (малые глубины погружения) до 1–2 мД в Нейтинско-Арктической зоне, 0,5–0,7 мД в центральной и западной части

Бованенковской площади, в Тамбейской и Малыгинской зонах и до 0,1–0,3 мД в зоне Харасавэйской термоаномалии и в центральной, прогнутой части Ямальской области. С глубиной от кровли средней юры величины ФЕС коллекторов экспоненциально уменьшаются.

В целом коллекторы юрского НГК характеризуются весьма низкими ФЕС. Открытая пористость варьирует от 10–11 до 16% (редко до 18–20% – на глубинах менее 2500 м). Кстати, это было отмечено еще в ранних работах авторов [9].

Газо- и особенно нефтепродуктивность юрских природных резервуаров в объеме залежей УВ определяется их коллекторским потенциалом. На глубинах более 3200–3300 м и при современных геотемпературах (СТ) более 103–107 °С добычные возможности среднеюрских залежей резко снижаются, по нефти менее 15–10 м<sup>3</sup>/сут, по газу – менее 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а на глубинах более 3600–3800 м и при СТ более 110 °С – по нефти менее 5–3 м<sup>3</sup>/сут и по газу менее 30 тыс. м<sup>3</sup>/сут, т.е. становятся нерентабельными к разработке в современных условиях нефтегазодобычи [22, 28].

Особенностью ниже-среднеюрской толщи является ее непромышленная газоносность в присводовых частях многих месторождений ниже гор. Ю<sub>3</sub> и до подошвы юры. Только когда нижеюрские горизонты залегают на глубинах 2,5–2,8 км и менее, они

обладают удовлетворительными коллекторскими свойствами, по крайней мере для газа, и дают притоки 50–150 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (против 5–30 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в жестких термомглубинных условиях), пример – Бованенковское ГКМ, залежи гор. Ю<sub>10</sub>–Ю<sub>12</sub> [19]. Подобные закономерности будут явно прослеживаться и в пределах центрально-восточных районов ЮКО, к которым приурочена яркая термоаномалия: геотемпературы даже в кровле средней юры составляют 120–140 °С, что губительно для первичных поровых коллекторов [7].

В диапазоне «нефтяного окна» в АОЗС содержание конденсата в газе медленно увеличивается от аптских залежей к валанжинготеривским и среднеюрским (до 170–250 г/м<sup>3</sup>) и далее происходит «инверсия»: величина ГКФстаб. начинает уменьшаться. Характерный пример – Южно-Тамбейское ГКМ (таблица 5).

То же наблюдается на Бованенковском, Харасавэйском и др. месторождениях. По-видимому, в глубоководных залежах юры начинается тепловое разрушение жидких УВ (конденсата) внутри залежей и/или подток низкоконденсатного газа высокой преобразованности.

Данные по запасам СГ и нефти шельфовых месторождений Ямальского ареала приведены в таблице 6.

Современная формула газонефтеносности ЯКР такова: суша – 7 ГМ, 11 ГКМ, 6 ГКНМ, 2 НГКМ (26 месторождений УВ); шельф – 1 Г, 6 ГК, одно, возможно, НГ (8 морских месторождений). По крупности и типу, суммарным геологическим разведанным запасам и фазовому состоянию месторождения ЯКР распределяются следующим образом:

ТАБЛИЦА 5. Характеристика содержание конденсата Южно-Тамбейского ГКМ

Горизонты	ГКФстаб.
ТП <sub>24</sub>	131–151
ТП <sub>26</sub>	161 (максимум)
Ю <sub>2</sub>	155,3
Ю <sub>3</sub>	149,7
Ю <sub>7</sub>	104,7

ТАБЛИЦА 6. Запасы свободного газа и нефти шельфовой части ЯКР (с Обской и Тазовской губами) по состоянию на 01.01.2019.

№ п/п	Месторождение	Свободный газ, млрд м³			Нефть, млн т				
		Добыча / потери	А+В <sub>1</sub> +С <sub>1</sub>	В <sub>2</sub> +С <sub>2</sub>	Добыча / потери	А+В <sub>1</sub> +С <sub>1</sub>		В <sub>2</sub> +С <sub>2</sub>	
						геол.	извл.	геол.	извл.
1	Крузенштернское – ГК **	–	731,9	–	–	–	–	–	
2	Каменномысское-море – Г	–	555,0	–	–	–	–	–	
3	Сев.-Каменномысское – ГК	–	404,9	27,1	–	–	–	–	
4	Северо-Обское – ГК	–	>320		–	–	–	–	
5	Русановское – ГК	–	240,4	538,6	–	–	–	–	
6	им. В.А. Динкова – ГК***	–	>150	>300	–	–	–	–	
7	Харасавэйское – ГК **	–	92,9	250,0	–	–	–	–	
8	Южно-Тамбейское – ГК **	0,1	82,0	35,7	–	–	–	–	
9	Нярмейское – ГК***	–	>80	>60	–	–	–	–	
10	Ленинградское – ГК	–	71,0	980,6	–	–	–	–	
11	Победа – НГ*	–	21,7	477,5	–	4	1	863 129	
12	Обское – Г	–	4,8	–	–	–	–	–	
13	Каменномысское – Г **	–	1,2	–	–	–	–	–	
<b>Всего по шельфу ЯКР</b>		<b>0,1</b>	<b>&gt;2300</b>	<b>&gt;2550</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>863 129</b>	

\* Резкое завышение предварительно оцененных запасов  
 \*\* Часть запасов учтена на суше (Ямало-Ненецкий АО)  
 \*\*\* Экспертная оценка

- 1 уникальное (более 3 млрд т у.т.) – ГКН (по сути – ГК, Бованенковское);
- 4 сверхгигантских (более 1 млрд т у.т.) – 3 ГК, 1 НГК;
- 10 гигантских (более 300 млн т у.т.) – 1 Г, 6 ГК, 1 ГКН;
- 7 крупнейших (более 100 млн т у.т.) – 1 Г, 3 ГК, 2 ГКН, 1 НГК;
- 4 крупных (более 30 млн т у.т.) – 2 Г, 1 ГК, 1 ГКН;
- 7 средних и мелких (менее 30 млн т у.т.) – 6 Г, 1 ГК.

(Здесь не учтено «формальное» месторождение Победа, по мнению авторов, «не вполне открытое»).

Из 34 месторождений ЯКР, на 15 крупнейшими – лидирующими по запасам скоплениями – являются сеноманские (гор. ПК<sub>1-6</sub>), в т.ч. на 7 они единственные в разрезе осадочного чехла (ниже – водоносные горизонты).

В ЯКР газовая залежь-лидер приурочена к кровле апта (пласт ТП<sub>1-6</sub> Бованенковского месторождения) – около 2 трлн м³. Именно неоком-аптские отложения являются газовым доминант-комплексом в Ямальной области, это с большой долей вероятности позволяет прогнозировать его доминирующую роль и в ЮКО.

### Ресурсы УВ Западно-Арктических морей

Важнейшей, еще окончательно не решенной проблемой областей Западной Арктики является проблема оценки и обоснования величины и структуры начальных потенциальных и неоткрытых (перспективных+прогнозных) ресурсов УВ: раздельно газа, конденсата и нефти – НПРУВ, ППРУВ (г, н). От ее решения зависит выбор направлений и особенности проведения дальнейших ПРР, вероятные приросты разведанных запасов УВ. Крупных обобщений, посвященных оценке ресурсов БМ и севера КМ, известно немного.

Согласно выполненной в 2012 г. во ВНИГНИ оценке ресурсов УВ российской части шельфа Баренцева моря (включая Печорское море) согласно официальным оценкам составляют: более 38 млрд т у.т. в том числе свободного газа – более 33 трлн м³, нефти – более 4 млрд т. Корпоративные оценки УВП по шельфу показали следующие цифры: СГ – 23 трлн м³, жидкие УВ (извл.) – менее 3,0 млрд т (А. Н. Скоробогатько и др., 2015 г.).

Вопросы «ресурсологии» ЯКР обсуждаются в работах [4, 19, 24]. Отметим, что официальные оценки, особенно по КМ, растут от года

к году, постепенно и непрерывно, независимо от новых данных по геологии и новых открытий МУВ, согласно посылу: «Чем больше, тем лучше!». Лучше для кого? Для государства? Наверяд ли. Тем более для компаний-операторов: спекулятивные оценки ресурсов их тоже вряд ли устроят. Во всех случаях реальная оценка НПРУВ, т.е. совокупности запасов МУВ, действительно находящихся в недрах тех или иных геологических объектов, уже открытых и предполагаемых, которые можно открыть и рентабельно эксплуатировать в обозримом будущем, просто необходима. Однако по порядку...

Качественная оценка перспектив газонефтености, предваряющая количественные расчеты ресурсов, проводилась авторами совместно с другими исследователями в предыдущие годы [8, 10, 19]. Результаты последних исследований (2018 г.) показаны в таблице 7. По величине суммарного УВП (газ+жидкие) Ямальная область по определению должна превосходить ЮКО.

Долгое время (до 1989 г.) НПРГ Ямала оценивались в объеме 16,5 трлн м³, что устраивало всех экспертов, далее началось безудержное, спекулятивное по сути увеличение газового потенциала недр Ямала, а потом и ЮКО.

ТАБЛИЦА 7. Сравнительная качественная оценка перспектив газоности арктических областей Западной Сибири

Литолого-стратиграфические комплексы	Подкомплексы	Области газонефтеаккумуляции				
		ЮКО	Ямал (суша)	ОТГ (губы)	Гыдан	ЕХМП (запад)
Альб-сеноманский	сеноман	++	++(+)	++++	+	(+)
	альб	+++	++	~	++	~
Неоком-аптский	апт	++++	++++	~	+++	+
	неоком	++	+++	+++	+++	++++
Ачимовская толща	-	~	+	+	+(+)	~
Юрский	верхнеюрский					+
	среднеюрский	+	++(+)	++	++	++
	нижнеюрский	~	+		(+)	~
Доюрские	триас, палеозой	~	+		~	~

По авторским расчетам 1995–2008 гг. [6] ресурсы СГ Ямала уменьшились до 18–21 трлн м³, но были, по-видимому, также несколько завышены. По последней оценке 2015 г. (В. А. Скоробогатов, Д. А. Соин и др.) [24], получены следующие величины НПР УВ Ямальной области:

- свободный газ – 16,7 трлн м³;
  - конденсат – 0,8/0,6 млрд т (геол./извл.);
  - нефть – 2,3/0,7 млрд т (геол./извл.);
  - растворенный газ – 0,2–0,1 трлн м³;
- в сумме – 20,0/18,0 млрд т у.т. (геол./извл.).

Сравнение оценок ресурсов показано в таблице 8.

Можно легко проверить достоверность полученных оценок. Начальные запасы месторождения-лидера (МЛ) ЯКР – Бованенковского – составляют 4,4 трлн м³. При отношении НПРГ/МЛ, равном 10:1 [23, 26], ресурсы региона составят 44 трлн м³. Эту величину и следует рассматривать, как оценку ГП региона «сверху».

По мнению авторов, реально подтверждаемые НПР газа в регионе составляют по юре 4,5 трлн м³ (2,5 – суша, 2,0 – шельф вместе с Обской губой), при относительно высокой изученности юры в Ямальной области и практически нулевой на шельфе [18, 25]. В этой связи

добывные возможности юрского комплекса будут невысокими с суммарной добычей «на полке» 80–90 млрд м³ СГ к 2038–2040 гг. на суше и неопределенной по шельфу и детально разведывать юру до 2030 г. вряд ли разумно. Ее очередь придёт..., несколько позже. Прекрасный пример – юра Бованенковского ГКМ, разбуренная весьма детально еще до 1990 г. (45 глубоких скважин) и простаивающая более 30 лет. Ее ввод в промышленную разработку намечен после 2030 г. с объемом добычи вряд ли более 12–15 млрд м³/год.

Согласно последним воззрениям авторов, диапазон реальных оценок традиционных НПРГ приведен в таблице 9.

ТАБЛИЦА 8. Оценки величины\* начальных потенциальных ресурсов УВ

Регион	Официальные		Корпоративные		Авторские (геол.)	
	газ	нефть (извл.)	газ	Нефть***	газ	нефть
Ямало-Карский регион	44,5–57,4	6,2	38,0	4,0	36–40/44**	3,8–4,0
в т.ч. Ямал (суша)	16,5–28,5 (1984–2009 гг.)	1,8	16,9	1,5 (1,3)	16–18	1,8–2,0 (геол.)
Обская губа*	н/д	н/д	–	0,5	3,5–4,0	0,4
Южно-Карская область	28–28,9	4,4 (2002 г.)	21,1 (с губами)	2,0	16,5–18 (весь шельф 20–22)	1,6

\* включены в НПР Ямала (2002 г.)  
 \*\* оценка «сверху» реального газового потенциала ЯКР  
 \*\*\* с конденсатом

ТАБЛИЦА 9. Диапазон оценок ресурсов газа

Регион	НПРГ	Разведанные запасы
Ямал	16–20	10,5
ЮКО с губами	14–18	2,4
Всего по ЯКР	33–43	12,9

Но даже минимальные оценки газа по Ямалу – 16 трлн м<sup>3</sup> и по ЮКО – 14 надо еще подтвердить, доказать поисками и открытиями МУВ и новыми приростами запасов, показать, что они реально существуют в природе.

Основные неоткрытые ресурсы газа сосредоточены в апте, неокоме и средней юре (гор. Ю<sub>2-3</sub>) арктических областей мегапровинции, включая Карское море. Среди газосодержащих прогнозируется открытие 3–4 сверхгигантских (более 1 трлн м<sup>3</sup>, открытый шельф), 22–25 крупнейших и гигантских (0,1–1,0 трлн м<sup>3</sup>), 70–80 крупных (30–100 млрд м<sup>3</sup>) и сотен средних и мелких месторождений (одно- и многозалежных) (таблица 10).

Ресурсы нефти будут рассредоточены по большому числу средних и малых по запасам подгазовых и редких самостоятельных нефтяных скоплений в зонах с высокой нарушенностью недр (неоком, средняя юра, возможно, ачимовская толща).

Ещё раз подчеркнем, что «полюс» газонакопления в арктических областях России – Ямало-Карский ареал суши и шельфа. «Шаг влево – шаг вправо» (на запад и восток от региона) – перспективы и возможности новых крупных открытий снижаются, особенно в восточном направлении, в Восточно-Арктическом секторе морей.

В двадцатилетие 2021–2040 гг. развитие поисков в России и, в частности, предприятиями ПАО «Газпром», будет характеризоваться следующими условиями:

- завершением поисков на суше последних крупнейших (более 100 млрд м<sup>3</sup>), а также большинства крупных (более 30 млрд м<sup>3</sup>) газосодержащих месторождений в Западной и Восточной Сибири, их дифференцированной разведкой (в зависимости от крупности вновь открываемых залежей);

- повсеместным поиском нефтяных месторождений любой величины (но чем крупнее, тем лучше) – всеми компаниями–операторами во всех регионах суши;
- опоискованием Приамальского и Присахалинского шельфа в 2021–2030 гг. и Баренцевоморского шельфа (2031–2035 гг.) на новых перспективных структурах по схеме: одна – две поисковых присводовых и одна оценочно-разведочная скважины на восточных склонах на реально возможную глубину (низы неокома в ЮКО, верхи триаса – в Баренцевом море и т. д.). Цель – открытие крупнейших и гигантских месторождений и залежей УВ (больше 100 млн т у.т. каждое), оценка геологических запасов газа и нефти (с их соотношением кат. С<sub>2</sub> > V<sub>1</sub>+C<sub>1</sub>). При обнаружении относительно небольших по предполагаемым запасам морских месторождений (менее 30 млрд м<sup>3</sup>) – временная консервация ПРР;
- завершением массовых поисков на глубокие горизонты (более 4,0 км).

В десятилетие 2041–2050 гг. освоение углеводородного потенциала недр СЕА (суша и шельф), т.е. перевод из реальных потенциальных ресурсов в начальные разведанные запасы достигнет, по экспертной оценке авторов, 88–90%. Неоткрытые (остаточные) ресурсы УВ будут «распылены» по многим

ТАБЛИЦА 10. Предполагаемые к открытию на шельфе СЕА газосодержащие месторождения

Количество предполагаемых гигантских месторождений	Вероятность открытия	
Западно-Арктический сектор (включая губы и заливы)	4 – сверхгигантских (от 1,0 до 2,7 трлн м <sup>3</sup> )	средняя
	12 – гигантских (300–1000 млрд м <sup>3</sup> )	высокая
Восточно-Арктический сектор	7 – гигантских (300–500 млрд м <sup>3</sup> )	высокая
Охотское море	2 гигантских (300–700 млрд м <sup>3</sup> )	высокая

сотням мелких и мельчайших месторождений и залежей на глубинах более 3 км преимущественно в арктических областях суши и шельфа, с пониженными добычными возможностями.

Ближняя стратегия освоения УВ недр ЮКО подразумевает следующее: бурение до 2030 г. на самых крупных структурах не более двух поисково-оценочных присводовых скважин на каждой до подошвы неокомской песчано-глинистой толщи (2,8–3,1 км), их качественные испытания по наиболее перспективным горизонтам, выделенным по ПГИ, и дальнейшая консервация ПРР «до лучших времен» с оценкой минимально-реальных разведанных запасов кат. V<sub>1</sub>+C<sub>1</sub> и предварительных С<sub>2</sub> (без лукавства и преувеличений). Бурение всего 10–12 скважин по экспресс-технологии поиска на 5–6 самых крупных локальных поднятиях Приамальского шельфа позволит оценить газовый потенциал недр ЮКО, который сейчас оценивается в очень уж широких пределах (от 16–18 до 34–36 трлн м<sup>3</sup>), при этом нефтяной потенциал шельфа, по общему мнению, минимален.

Авторы предлагают простую и эффективную схему опоискования наиболее перспективной нижнемеловой части разреза Арктического шельфа ЗСМП: бурение и корректное испытание по одной поисковой сводовой скважине до подошвы самого нижнего неокомского горизонта (ТП<sub>22-23</sub>/БЯ<sub>6-8</sub>) и в случае открытия месторождения – бурение одной поисковой скважины на восточном склоне (в случае опесчанивания разреза с запада на восток или на пологом западном/северном/южном склоне посередине

расстояния между сводом и замыкающей поднятия изогипсой). Кстати, крутые склоны – часто признаки наличия дегазирующих/экранирующих разломов, сильно осложняющих строение МУВ и их фазовое состояние. Бурение не более двух скважин достаточно для открытия и подтверждения существования месторождения (если оно вообще есть в природе на данном поднятии) и оценки его крупности (по величине запасов газа). Именно две поисковые скважины дадут представление о величине открытого месторождения (по запасам С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>, причем предварительные запасы не должны быть существенно увеличены «до неприличия», как часто бывает, особенно на суше): гигантское ли оно (> 300 млрд м<sup>3</sup> достоверных, подтверждаемых в ходе последующей разведки) по запасам, крупнейшее (100–300 млрд м<sup>3</sup>) или крупное (30–100 млрд м<sup>3</sup>). В случае открытия месторождений менее 100 млрд м<sup>3</sup> дальнейшие ГРР должны быть прекращены («до лучших времен») и возобновлены за 5–7 лет до ввода открытого месторождения в промышленную эксплуатацию (в 2035, 2038 гг. и т.д., но скорее – после 2040 г.). Поиски месторождений в ЮКО должны базироваться исключительно на результатах сейсмопоисковых работ 2D, а применение 3D уместно только на этапе «зрелой» разведки и доразведки МУВ: на этапе поиска применения 3D – излишняя роскошь. Очередность опоискования положительных локальных структур должна определяться их морфологическими размерами (площадью, амплитудой по основным ОГ). При этом величина и суммарные предполагаемые запасы газа новых месторождений на крупных структурах – мерило, критерий оценки величины всего газового потенциала недр шельфа Карского моря, поскольку в глубоководном среднеевропейском комплексе (верхняя юра – заглинизированная) будут развиты плотные газонасыщенные природные резервуары с нетрадиционными ресурсами и непромышленными запасами («сухо» при испытаниях): газ в плотных низкопроницаемых = непроницаемых «бывших» коллекторах [7].

Первые открытые и оцененные наиболее крупные месторождение (до 12) четко определяют (позволят

оценить) газовые ресурсы всей ЮКО. Пять месторождений уже обнаружены: Ленинградское, им. В.А. Динкова, Русановское, Нярмейское и Северо-Обское, однако при неоптимальном их опоисковании (не вскрыт неоком), при этом «месторождение Победа» – не в счет, никакой победы не произошло: оно не подтверждено корректными испытаниями. Необходимо опоискование 5–7 новых крупнейших (структур и открытие гигантских и даже сверхгигантских газосодержащих МУВ – 0,3–1 трлн м<sup>3</sup> и более), в таком случае газовый потенциал шельфа ЗСМП будет оценен с повышенной достоверностью и дан ответ, какова величина НПРГ: 16–17 трлн м<sup>3</sup> (по оценке Газпром ВНИИГАЗ) или 30–32 трлн м<sup>3</sup> (по официальной оценке 2009–2012 гг.).

Сложнее проблема с «морской нефтью». С высокой вероятностью самые высокие горизонты разреза (сеноман, альб, апт) окажутся газоносными (без нефти), с глубиной увеличивается вероятность существования нефтяных подгазовых оторочек в разрезе баррема и готерива (пласты ТП<sub>18</sub>–ТП<sub>22</sub>–БЯ<sub>6</sub>), наличие которых усложнит разведку месторождений в целом и в дальнейшем эксплуатацию залежей типа ГКН/НГК (чисто нефтяных скоплений в неокоме ЮКО не предвидится) [13, 14, 21, 24].

Полноценное опоискование среднеюрских горизонтов (Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>7</sub>) как в окраинных зонах шельфа, так особенно и в его центральных и восточных районах следует отнести на III этап поисково-разведочного процесса [6] (начиная с 2035–2036 гг.), к моменту завершения «большой разведки» на шельфе ЯКР, поскольку главная газоносность этой части мегапровинции связана с неоком-аптским структурно-литологическим комплексом.

ТАБЛИЦА 11. Структура приростов запасов газа в ЯКР до 2050 г., трлн м<sup>3</sup>

Комплекс/подкомплекс	Ямал	Обская губа	ЮКО	Всего
альб-сеноман	0,2	0,8	2,0	3,0
апт	0,4	0,4	5,0	5,8
неоком	0,8	0,4	3,0	4,2
средняя юра	0,6*	0,3	0,8	1,7
нижняя юра и НГЗК	0,2*	0,1	0,2	0,5
Всего	2,2*	2,0	11,0	15,2

\* – минимально-реальная оценка

Детальной разведке меловой части осадочного чехла (до подошвы последнего песчано-алевролитового горизонта выше региональной верхнеюрско-неокомской покрывки на шельфе КМ, Приамальская часть) в средней перспективе (2028–2035 гг.) подлежат только вновь открытые месторождения с реально подтверждаемыми запасами (будущими – по кат. A+V<sub>1</sub>+C<sub>1</sub>) 500 млрд м<sup>3</sup> и более с потенциальной добычей 15–30 млрд м<sup>3</sup>/год каждое. Таковых в недрах ЮКО предполагается к открытию 7–8 к уже известным, в т.ч. два возможно до 2 трлн м<sup>3</sup> (2000±200 млрд м<sup>3</sup>).

Поэтапное освоение ЮКО авторам представляется следующим:

- Этап I. Расширение географии поисково-оценочных работ на открытом шельфе КМ. Разбуривание крупных поднятий по 2–3 поисково-оценочных скважин. К 2028–2030 гг. в результате опоискования 10–12 локальных структур (поднятий) газовый потенциал меловых комплексов области будет достаточно точно оценен при отношении разведанных и предварительно оцененных запасов СГ 15–20: 80–85% (в сумме 100% открытых запасов кат. A+B+C), что достаточно на поисковом этапе освоения недр области.
- Этап II. Промышленное освоение запасов меловых залежей месторождений типа суша/море (2026–2030 гг., после ввода в разработку сухопутных частей месторождений).
- Этап III. Разведка в 2031–2040 гг. открытых скоплений УВ за 5–6 (до 8) лет до начала промышленного освоения открытых морских месторождений, с доведением запасов V<sub>1</sub>+C<sub>1</sub>/V<sub>2</sub>+C<sub>2</sub>

не более чем до 60–70 : 30–40, что достаточно (но не до 80–90% и тем более до 100%, как на Штокмановском месторождении в БМ).

- Этап IV. Выборочное опосредование в 2036–2045 гг. газоносных/газонефтеносных горизонтов средней юры в окраинных зонах области (на глубинах кровли гор. Ю<sub>2-3</sub> до 3000–3200 м: чем меньше, тем лучше – для сохранности коллекторского потенциала песчаников и особенно алевролитов).
- Этап V. Бурение отдельных поисково-параметрических скважин на низы юры и палеозой (2041–2050 гг.). Полноценное освоение подготовленных запасов.

В результате проведения работ на шельфе Западной Сибири общие приросты по разведанным запасам вероятно достигнут 13 (14) трлн м<sup>3</sup>, по ЯКР в целом – 15,2 трлн м<sup>3</sup> (таблица 11).

В результате «поисково-разведочных усилий» ряда крупных компаний-операторов, прежде всего ПАО «Газпром», начальные разведанные запасы свободного газа к 2040 г. по двум арктическим морям СЕА и Ямальской области суши с высокой вероятностью достигнут 38–41 трлн м<sup>3</sup>. Эти очень значительные запасы позволят номинально добывать не менее 450–500 млрд м<sup>3</sup>/год, что составит не менее 45–50% общероссийской национальной добычи в 2041–2050 гг. (950–1050 млрд м<sup>3</sup>/год, по минимально-реальной оценке), в т. ч. на суше Ямала – до 310–330 млрд м<sup>3</sup>/год [4, 20, 27]. Добыча жидких УВ к 2040 г. не превысит в БМ 8–10 млн т (преимущественно нефть), в ЯКР – 22–25 млн т, в сумме по Западной Арктике – 30–35 млн т, вряд ли более...

Вместе с тем, необходимо ясно и четко осознавать все трудности освоения УВП морской части Арктики. Как показывает опыт Ленинградского и Русановского ГКМ, можно достаточно быстро и относительно легко открыть и частично разведать новые гиганты на открытом шельфе ЗСМП, однако их промышленное освоение может затянуться на многие годы (десятилетия). В этой связи даже «плохонькая» суша (арктическая) лучше «хорошего» шельфа. Это касается всех арктических областей СЕА.

## Выводы

1. Ближе к морю – больше газа, дальше в море – нефти нет! (общемировая закономерность). Это видно и по арктическим и дальневосточным областям России. Вообще, РФ – страна равнин и рек (и в геосторическом аспекте), поэтому недр большинства бассейнов СЕА особенно шельфовых или типа суша/море предрасположены более к газонакоплению, чем к нефтенаклоплению.
2. Западно-Сибирская Арктика – мегарегион «большого» газа и малой нефти континентального лейптинито-гумусового облика, высокопарафиновой, практически бессернистой. То же относится и Баренцевоморской провинции, где нефти нет (пока). Арктическая часть ТПП преимущественно нефтеносна (нефти сапропеллево-морского типа), как и северо-восток Восточно-Сибирской мегапровинции (побережье моря Лаптевых). Начальные потенциальные ресурсы газа российской Арктики, согласно официальным оценкам, превышают 150 трлн м<sup>3</sup> (начальные разведанные запасы – 20,1 трлн м<sup>3</sup>), нефти – 20,4 (1,6) млрд т (извлеч.). Корпоративные и авторские оценки ресурсов газа и особенно нефти – несколько ниже.
3. Ямал, безусловно, «состоялся» как крупная газонефтеносная область арктической части ЗСМБ(П) – 13 трлн м<sup>3</sup> газа, почти 1 млрд т жидких УВ. Гыдану и ЕХМО еще предстоит «подтвердить» высокие или средние перспективы газоносности неокон- аптских и среднеюрских горизонтов в ходе дальнейших поисково-разведочных работ. Шельф Карского моря – высокоперспективен, однако есть ряд факторов, снижающих перспективы газо- и особенно нефтеносности. К ним относятся:
  - высокая глинистость (заглинизированность) низов неоконма и ниже- среднеюрской толщи, отсутствие битуминозности пород в разрезе верхней юры;
  - малоблагоприятные для газонакопления тектонодинамические условия в олигоцен-неогеновое

время и, как следствие, маловыразительный структурный рельеф по кровле сеномана;

- жесткие термоглубинные условия залегания среднеюрской толщи (3,3–4,5 км, СТ 120–140 °С и более даже в кровле малышевской свиты – гор. Ю<sub>2</sub>) и высокий уровень катагенеза в кровле (МК<sub>3</sub>–МК<sub>5</sub>) и подошве (МК<sub>4</sub>–АК<sub>1</sub>) юры, кроме окраинных областей (завершение мезокатагенеза, разрушение жидких УВ).
4. Развитие газовой и нефтяной отраслей промышленности России в первой половине XXI века будет определяться освоением УВП недр малоизученных регионов Сибири, Дальнего Востока (суша), шельфов арктических и дальневосточных морей. Особо необходимо отметить Карское море, акватория которого вместе с сушей Западной Сибири, включая арктические полуострова – Ямал и Гыдан – входит в состав крупнейшей Западно-Сибирской мегапровинции. Общее число месторождений крупнее 100 млрд м<sup>3</sup>, которые могут быть ещё открыты и разведаны до 2040 г. в северных и арктических областях Западной Сибири составляет 20–25 с суммарными прогнозными ресурсами и подтверждаемыми запасами не менее 15 трлн м<sup>3</sup>. Поиски и разведка таких месторождений рассматриваются в качестве главных приоритетов дальнейшего освоения газового потенциала недр Западно-Сибирской мегапровинции (суша и шельф) и России в целом.
  5. В конечном итоге суммарный прирост разведанных запасов кат. В+С<sub>1</sub> к 2040 году в целом по Ямальской, Гыданской (суша) и Южно-Карской (шельф) областям оценивается в 17,5–18 трлн м<sup>3</sup> газа и до 2,5 млрд т нефти и конденсата (всеми компаниями-операторами). В отдаленной перспективе после 2035 г. достигнутый уровень добычи газа по арктическим месторождениям (400–500 млрд м<sup>3</sup>/год) будет поддерживаться и увеличиваться за счет месторождений-спутников, вновь открываемых на суше, и морских месторождений на шельфе Карского моря (меловые продуктивные горизонты).

6. Арктические области СЕА, прежде всего Западной Сибири (Ямал, Гыдан, шельф Карского моря) – стратегический резерв развития МСБ и добычи природного газа России. Изучение и освоение углеводородного, прежде всего газового, потенциала недр этих областей будет активно продолжаться до 2050–2060 гг., а глубоких горизонтов – и до последних десятилетий XXI века.
7. Промышленное освоение громадного газового потенциала недр Арктики потребует объединения финансовых возможностей, использования новейших технических средств и инновационных технологий целого ряда крупнейших отечественных и, возможно, дружественных европейских и азиатских компаний в области разведки и добычи УВ, финансирование ПРР с новыми приростами запасов. ●

## Литература

1. Астафьев Д. А. Газонефтяная геостатистика недр шельфовых бассейнов Северной Евразии в связи с освоением запасов и ресурсов углеводородов до 2050 г. / Д. А. Астафьев, Е. С. Давыдова, Г. Р. Пятницкая, В. А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – 2018. – № 3 (35). – С. 72–80.
2. Афанасенков А. П. К уточнению модели нефтегазогеологического районирования Арктического шельфа России в свете современных геолого-геофизических данных / А. П. Афанасенков, Б. В. Сенин, М. И. Леончик // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4.
3. Бородин В. Н. Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморастворочных работ 2D / Бородин В.Н., Курчиков А. Р., Недосекин А. С., и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 61–71.
4. Варламов А. И. Газовое будущее России: Арктика / А. И. Варламов, А. П. Афанасенков, О. М. Прищепа, Н. А. Малышев, В. А. Скоробогатов, А. В. Стулакова // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGR-2017): тезисы докладов IV Межд. научно-практ. конференции. – М.: Газпром ВНИИГАЗ. – 2017. – С. 9–10.
5. Грамберг И. С. Концепция развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Северном Ледовитом океане / И. С. Грамберг, М. Л. Верба, В. А. Даценко, Д. С. Сороков // Нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа (по материалам бурения на море и островах): сб. науч. тр. – Л.: изд-во ПГО «Севморгеология», 1988. – С. 8–14.
6. Гудимова Т. В. Принципы и методы оценки перспектив газонефтеносности геологических объектов, находящихся на разных этапах изучения / Т. В. Гудимова, В. А. Скоробогатов // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 43–57.
7. Гулев В. Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В. Л. Гулев, Н. А. Гафаров, В. И. Высоцкий, А. А. Журило, В. А. Истомин, С. М. Карнаухов, В. А. Скоробогатов – М.: ОО «Издательский дом Недр». 2014. – 284 с.
8. Ермаков В. И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях / В. И. Ермаков, В. А. Скоробогатов // М.: Недр, 1984.
9. Кабалин М. Ю. Перспективы развития ресурсной базы газонефтедобычи в российской части Баренцева моря / М. Ю. Кабалин, Д. А. Астафьев, А. В. Толстиков, Л. А. Наумова // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2016): тезисы докладов VI Международной научно-технической конференции 25–26 октября 2016 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – С. 25.
10. Каминский В. Д. Актуальные проблемы развития геологической науки и основные результаты ГРП на континентальном шельфе РФ / В. Д. Каминский, О. И. Супруненко, Т. Ю. Медведева, А. А. Черных // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 61–71.
11. Каминский В. Д. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние изученности и перспективы освоения / В. Д. Каминский, О. Н. Зуйкова, Т. Ю. Медведева, О. И. Супруненко // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. – № 1. – С. 4–9.
12. Кирюхина Т. А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности палеозойских отложений восточного сектора Баренцево-морского бассейна / Т. А. Кирюхина, А. В. Стулакова, К. А. Ситар // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 43–50.
13. Ковалева Е. Д. Западно-Сибирская Арктика: новый взгляд на перспективы освоения углеводородного потенциала недр в XXI веке / Е. Д. Ковалева, О. Г. Кананыхина, В. А. Скоробогатов // Наука и техника в газовой промышленности, 2015. – № 3. – С. 3–17.
14. Коваленко В. С. Арктические районы Западной Сибири: запасы и ресурсы углеводородов, проблемы поисков, разведки и освоения месторождений газа и нефти / Коваленко В. С., Скоробогатов В. А., Строганов Л. В. // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн. 1 / Под ред. Б. А. Соколова, Э. А. Абля. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 233–237.
15. Поляков Е. Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е. Е. Поляков, В. В. Рыбалченко, А. Е. Рыжов, В. А. Скоробогатов, Д. Я. Хабибуллин // Геология нефти и газа. Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – 2018. – С. 45–57.
16. Прищепа О. М. Углеводородный потенциал Арктической зоны России: состояние и тенденции развития / О. М. Прищепа, Л. С. Маргулис, Ю. В. Подольский, А. П. Боровинских // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 1. – С. 2–13.
17. Прищепа О. М. Углеводородный потенциал Арктической зоны России и перспективы его освоения / О. М. Прищепа, Д. М. Меткин, И. С. Боровиков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 3. – С. 14–28.
18. Пятницкая Г. Р. Изучение и освоение углеводородного потенциала ниже- среднеюрской толщ северных областей Западной Сибири: итоги и перспективы / Г. Р. Пятницкая, В. А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 86–104.
19. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. Москва : ОО «Недра-Бизнесцентр», 2003.

KEYWORDS: hydrocarbons, oil, gas, reserves, resources, prospecting, exploration, shelf, Arctic, Kara and Barents seas

20. Скоробогатов В. А. Будущее российского газа и нефти / В. А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – 2018. – С. 31–43.
21. Скоробогатов В. А. Газовый потенциал недр Баренцева и Карского морей Западной части Арктики / В. А. Скоробогатов // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток: тезисы докладов VI Межд. научно-технич. конференции. – М., 2016. – С. 19.
22. Скоробогатов В. А. Геотермические и катагенетические условия нефтегазоносности Ямало-Карского региона Западной Сибири / В. А. Скоробогатов, Д. А. Соин // Геология нефти и газа. – М., 2010. – № 2. – С. 91–97.
23. Скоробогатов В. А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке / В. А. Скоробогатов // Деловой журнал Neftegaz. ru. – 2018. – № 10. – С. 126–141.
24. Скоробогатов В. А. Опыт оценки потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В. А. Скоробогатов, Г. Р. Пятницкая, Д. А. Соин, А. Н. Скоробогатов // Геология нефти и газа. Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – 2018. – С. 59–65.
25. Скоробогатов В. А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее / В. А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 36–58.
26. Скоробогатов В. А. Ресурсы и поиски углеводородов в породах мела и юры Ямало-Карского региона Западной Сибири // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2018): тезисы докладов VII Международной научно-технической конференции 27–28 ноября 2018 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – С. 21–22.
27. Скоробогатов В. А. Новая парадигма развития энергетического комплекса России / Скоробогатов В. А. // Деловой журнал NefteGaz. RU. – 2019. – № 5(89). – С. 80–89.
28. Соин Д. А. Термобарические условия газонефтеносности северных районов Западной Сибири (суша и шельф) / Д. А. Соин, В. А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5(16). – С. 59–65.
29. Стулакова А. В. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцево-морского бассейна / А. В. Стулакова, Т. А. Кирюхина, А. А. Сулова и др. // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 13–27.
30. Супруненко О. И. Состояние изучения и освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России / О. И. Супруненко, В. В. Сулова, Т. Ю. Медведева // Геология нефти и газа. – 2012. – № 5. – С. 99–107.
31. Толстиков А. В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А. В. Толстиков, Д. А. Астафьев, Я. И. Штейн, М. Ю. Кабалин, Л. А. Наумова // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 73–85.
32. Черепанов В. В. Российский газ в XXI веке / В. В. Черепанов, С. М. Карнаухов, В. А. Скоробогатов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – М.: РГУНГ, 2012. – № 1. – С. 20–23.
33. Шейн В. А. Перспективы нефтегазоносности Западной Арктики и рекомендации по проведению геологоразведочных работ на газ и нефть / В. А. Шейн // Геология нефти и газа. – 2014. – № 4.

# ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ: проблемы и решения

НА РАЗВИТИЕ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПРИХОДИТСЯ ОКОЛО 20% ВВП РОССИИ, ПРИ ТОМ, ЧТО НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ЧАСТИ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА ПРОЖИВАЕТ 2% НАСЕЛЕНИЯ. ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБОЙ США ПОДСЧИТАНО, ЧТО НА АРКТИКУ ПРИХОДИТСЯ ОКОЛО 22% МИРОВЫХ НЕРАЗВЕДАННЫХ РЕСУРСОВ: 90 МЛРД БАРРЕЛЕЙ НЕФТИ (13% МИРОВЫХ НЕРАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ); 1699 ТРЛН КУБИЧЕСКИХ ФУТОВ, ЧТО ЭКВИВАЛЕНТНО 48,13 ТРЛН КУБИЧЕСКИХ МЕТРОВ, ПРИРОДНОГО ГАЗА (30% МИРОВЫХ НЕРАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ); 44 МЛРД БАРРЕЛЕЙ ГАЗОКОНДЕНСАТА (20% МИРОВЫХ НЕРАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ). НО ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ СОПРЯЖЕНО С РЯДОМ ПРОБЛЕМ, ТРЕБУЮЩИХ ВСЕСТОРОННЕГО РЕШЕНИЯ. КАКИЕ ЗАДАЧИ НЕОБХОДИМО РЕШИТЬ В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ ДЛЯ УСПЕШНОГО ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ?

*THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC ZONE OF THE RUSSIAN FEDERATION ACCOUNTS FOR ABOUT 20% OF RUSSIA'S GDP, DESPITE THE FACT THAT 2% OF THE POPULATION LIVE IN THE RUSSIAN PART OF THE ARCTIC REGION. THE US GEOLOGICAL SURVEY ESTIMATES THAT THE ARCTIC ACCOUNTS FOR ABOUT 22% OF THE WORLD'S UNEXPLORED RESOURCES: 90 BILLION BARRELS OF OIL (13% OF THE WORLD'S UNEXPLORED RESERVES); 1699 TRILLION CUBIC FEET, WHICH IS EQUIVALENT TO 48.13 TRILLION CUBIC METERS, NATURAL GAS (30% OF THE WORLD'S UNDISCOVERED RESERVES); 44 BILLION BARRELS OF GAS CONDENSATE (20% OF THE WORLD'S UNDISCOVERED RESERVES). HOWEVER, THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC ZONE IS ASSOCIATED WITH A NUMBER OF PROBLEMS REQUIRING A COMPREHENSIVE SOLUTION. WHAT TASKS NEED TO BE SOLVED FIRST FOR SUCCESSFUL DEVELOPMENT OF ARCTIC HYDROCARBON RESERVES?*

Ключевые слова: Арктика, углеводородный потенциал, отдаленные регионы, инфраструктура северных районов, национальная безопасность.

**Митько Арсений Валерьевич,** вице-президент, председатель Совета молодых учёных Севера Арктической общественной академии наук, кандидат технических наук, доцент

Освоение ресурсов Арктической зоны сопряжено с рядом проблем. В первую очередь к ним следует отнести удаленность от основных промышленных центров, высокую ресурсоемкость и зависимость от поставок из других регионов; критическое состояние объектов жилищно-коммунального хозяйства и отрицательные демографические процессы; отсутствие российских современных технических средств и техники для поиска, разведки и освоения морских месторождений углеводородов; неразвитость и износ инфраструктуры; отсутствие

средств постоянного комплексного космического мониторинга, зависимость от иностранных средств, а также недостаточно развитое навигационно-гидрографическое обеспечение мореплавания.

Таким образом, главными задачами для развития АЗРФ и обеспечения национальной безопасности в Арктике до 2020 года стали развитие инфраструктуры и обеспечение расширения пропускной способности ж/д сетей и создания новых; освоение Тимано-Печорского нефтегазоносной провинции и месторождений на континентальном шельфе Баренцева, Печорского и Карского морей, полуостровов Ямал и Гыдан; внедрение и использование оптико-волоконной и спутниковой систем связи и мониторинга; совершенствование нормативно-правовой базы.

Для осуществления поставленных задач следует учитывать мировые тренды, которые напрямую влияют на арктическую стратегию России.

Главным трендом является борьба за рынок сжиженного природного газа (СПГ) между США и Россией.

Международное энергетическое агентство (МЭА) представило очередной прогноз развития мировой энергетики до 2040 г.

В базовом сценарии New Policies Scenario, предусматривающем реализацию всех существующих и анонсированных экономико-политических мер по трансформации энергетического сектора, отмечается, что потребление газа вырастет на 45% к 2040 г. Россия является одним из крупнейших игроков на рынке СПГ. По материалам Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) ТЭК, экспорт СПГ из России в страны Азиатско-Тихоокеанского региона за период с января по август 2018 года вырос на 48,2% в годовом сопоставлении, до 15 млрд куб. м. При этом в августе экспорт СПГ сократился по сравнению с прошлогодним августом на 22%, до 0,9 млрд куб. м.

По заявлению министра энергетики РФ А. Новака, Россия может увеличить долю СПГ с сегодняшних 4% до 15–20% мирового рынка в период до 2035 г. По оценкам министерства, с 2024 по 2035 гг. на мировом рынке образуется свободная ниша в объеме примерно 200 млн тонн СПГ в год, благодаря наличию конкурентоспособных проектов Россия может занять до половины этого пространства.

Одним из главных конкурентов России для поставок СПГ остаются США. На сегодняшний день Администрация Дональда Трампа реализует стратегию энергетического превосходства США. Америка вышла на 1-е место в мире по добыче нефти – почти 11 млн баррелей в день – 15 участков шельфа в Арктике предусматривается разработать в 2019–2024 гг., в том числе на шельфе пограничного с Россией Чукотского моря. Сейчас действует ограничение предыдущей Администрации Барака Обамы на разработку природных ресурсов в Арктике. Указ Дональда Трампа о снятии запрета на добычу нефти на шельфе в марте 2019 года, в свою очередь, Федеральный окружной суд Аляски признал незаконным.

Россия планирует увеличить территорию арктического континентального шельфа. Подкомиссия ООН в 2019 году подтвердила принадлежность территорий по заявке России на континентального шельфа в Арктическом регионе. В планах России присоединение хребта Ломоносова, котловины Подводников, поднятия Менделеева, южной оконечности хребта

Гаккеля и зоны Северного полюса. Потенциально присоединение этих территорий даст 5 млрд тонн условного топлива. Согласно международному праву, Северный полюс и прилегающий к нему регион Северного Ледовитого океана не принадлежат ни одной из претендующих на него стран.

Помимо российской, на рассмотрении находится заявка Дании. В Арктике существуют территориальные споры между США и Канадой, Канадой и Данией, что поднимает градус напряженности в этом регионе.

Самыми богатыми в Арктическом регионе считаются запасы Баренцева и Карского морей. С момента подписания договора о морской границе между Россией и Норвегией в Баренцевом море не осталось неурегулированных территориальных споров. В юго-западной части Карского моря, у полуострова Ямал, разведаны крупные шельфовые месторождения природного газа и газового конденсата. Крупнейшие из них – Ленинградское (предварительно оцененные запасы газа категории ABC<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> – более 1 трлн м<sup>3</sup>) и Русановское (780 млрд м<sup>3</sup>). Освоение шельфовых месторождений планируется начать после 2025 года.

В феврале 2009 года на Сахалине состоялся запуск первого в России завода по производству сжиженного природного газа. Однако международные проекты СПГ в Российской Арктике были подписаны с середины 1990-х гг.

Япония – крупнейший в мире импортер СПГ, и на нее приходится основная доля продукции завода СПГ компании Sakhalin Energy. По итогам прошлого года японским потребителям было поставлено более 7,4 млн тонн СПГ (или 64,31%) проекта «Сахалин-2». Toкуга Gas – партнер Sakhalin Energy, именно в адрес этой компании была отправлена первая партия российского СПГ. Среди других покупателей сжиженного природного газа в основном потребители в Азиатско-Тихоокеанском регионе: компании из Японии, Южной Кореи, Китая, Тайваня, Индии, Таиланда, а также ближневосточного Кувейта. Поставки в АТР и расположение проекта в непосредственной близости к крупнейшим рынкам сбыта СПГ стали мощными конкурентными преимуществами первого российского проекта по

сжижению природного газа. На поставки Sakhalin Energy приходится доля в более чем 9% объемов СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе и около 4% на мировом рынке сжиженного природного газа.

В 2019 году партнеры по проекту («Газпром» – 50% плюс одна акция, Shell – 27,5% минус одна акция, Mitsui – 12,5%, Mitsubishi – 10%) рассчитывают принять окончательное инвестиционное решение для проекта по строительству третьей технологической линии сжижения природного газа проекта «Сахалин-2», мощность которой составит порядка 5,4 млн тонн СПГ. Напомним, что в рамках этого дальневосточного проекта осваиваются Пильтун-Астохское и Лунское месторождения сахалинского шельфа, извлекаемые запасы которых оцениваются в 150 млн тонн нефти и 500 млрд куб. м газа.

По данным Федеральной таможенной службы, в первые четыре месяца 2018 г. доходы от экспорта сжиженного природного газа выросли в два раза по сравнению с январем–апрелем 2017 г. до 1,476 млрд долларов, из которых на Sakhalin Energy пришлось 750,8 млн долларов. Вторую половину доходов обеспечил «Ямал СПГ», на Арктическом заводе которого пока запущена в строй только первая линия мощностью в 5,5 млн тонн СПГ. «Сахалин-2» реализуется на основе так называемого Соглашения о разделе продукции, в соответствии с которым зарубежным инвесторам предоставляются беспрецедентные налоговые преференции. Соглашение по этому проекту было подписано 22 июня 1994 года. От имени России в соглашении выступали правительство страны и Администрация Сахалинской области.

Помимо существующих проектов Россия планирует внедрить новые проекты СПГ:

- «Арктик СПГ-2» – срок ввода 2023 год, проект завода по производству СПГ на Гыданском полуострове, который реализует «Новатэк». Проект завода по производству СПГ из трех очередей общей мощностью до 18 млн тонн. Ресурсной базой должно будет стать Утреннее месторождение с доказанными запасами 388,5 млрд куб. м (согласно классификации SEC по

УДК 330.624



состоянию на 31 декабря 2016 г.), расположенного на соседнем с Ямалом Гыданском полуострове. Лицензией на него владеет «дочка» «Новатэка» «Арктик СПГ-2». Предполагается освоение совместно с Китайской Народной Республикой.

- «Балтийский СПГ» в порту Усть-Луга Ленинградской области, для поставки в Атлантику, в Южную Азию – срок 2023 год совместно с Shell. Мощность завода составляет 10 млн тонн. Договор подписан в 2017 году между «Газпром» и «Shell». Роль ресурсной базы будут выполнять не конкретные месторождения, а поставки пойдут из единой системы газоснабжения (ЕСГ) «Газпрома».
- «Дальневосточный СПГ» – «Сахалин-1» (307 млн тонн нефти и 485 млрд куб. м газа) расчет 6,2 млн тонн. Предполагается строительство порта отгрузки СПГ для «Сахалин-1». Акционеры – «Эксон Мобил» США – 30%, «Роснефть» – 20%, «ONGC Videsh» Индия – 20%, «Содеко» Япония – 30%. «Эксон Мобил» с 1995 года оператор «Сахалин-1» с долей – 30%. В 2018 году «Эксон Мобил» вышла из совместных с компанией «Роснефть» проектов по геологоразведке из-за санкций.
- проект «Сахалин-3», 255 млн тонн и ввод нефтеналивного терминала «Ворота Арктики» (Обская губа). Проект завода по производству СПГ мощностью 5 млн т в год с возможностью расширения до 10 млн тонн. Его ресурсной базой должны будут стать месторождения проекта «Сахалин-1» – Чайво (введено в 2005 году), Одопту (введено в 2010 году) и Аркутун-Даги (введено в 2015 году) с запасами 307 млн тонн нефти и 485 млрд куб. м газа, которые разрабатываются консорциумом «Эксон Нефтегаз

Лимитед» (по 30 % – у ExxonMobil и японской Sodeco, по 20 % – у «Роснефти» и индийской ONGC).

Среди других проектов СПГ в Российской Арктике упоминаются:

- «Штокмановский СПГ» – проект завода по производству СПГ мощностью 7,5 млн тонн на ресурсной базе Штокмановского месторождения шельфа Баренцева моря с запасами 38 трлн куб. м газа. Оператором проекта должна была стать компания Shtokman Development AG, в которой 51 % принадлежал «Газпрому», 25 % – французской Total и еще 24 % – норвежской Statoil Hydro.
- «Печора СПГ» – проект завода по производству СПГ мощностью 4 млн т на ресурсной базе Кумжинского и Коровинского месторождений Ненецкого автономного округа с общими запасами 165 млрд куб. м газа по категории ABC<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>. Оператор проекта – совместное предприятие «Роснефти» и группы «Аллтек», созданное в 2015 году.

Россия опередила США по поставкам СПГ в Европу и Азию в 2018 году. Например, в Азию РФ поставила 12,86 млн тонн, тогда как США – 10,73 млн тонн. Первое место по поставкам СПГ в Азию занимает Австралия, потом Катар и Малайзия. Всего импорт СПГ в мире составил 313 млн тонн и по оценкам экспертов эта цифра будет расти.

Идет борьба за рынок СПГ Европы – 26 марта 2019 г. Палата представителей Конгресса США приняла законопроект о противодействии энергопоставкам России в Европу. Документ носит название «О приоритете усилий по укреплению сотрудничества учреждений США с целью убедить страны Центральной и Восточной Европы диверсифицировать источники энергии и маршруты поставок, укрепить энергобезопасность Европы и помочь США достичь своих целей в области глобальной энергетической безопасности». За него проголосовал 391 депутат, против были 24.

Законопроект призван:

- сокращать зависимость стран региона от российских поставок газа;
- увеличивать конкуренцию на рынке;

- поощрять инвестиции американских фирм в энергетическую инфраструктуру в Европе;
- увеличивать экспорт энергии и технологий из США.

Следует ожидать усиления санкций США и против российского СПГ в Азию – вполне вероятен подобный законопроект о противодействии поставкам российского газа в Азию.

На этом фоне следует ожидать укрепления российско-китайского сотрудничества в Арктике. Китай уже считает проект «Ямал СПГ» – на 1/3 принадлежит КНР – китайским, как и порт Сабетта, которые входят в глобальный интеграционный и логистическо-коммуникационный проект Китая «Один пояс – один путь» (в «Ямал СПГ»: 30% у КНР, 19% у Тоталь). Следует помнить о том, что Китай будет участвовать в проекте «Арктик СПГ-2».

Китай диверсифицирует свои проекты и проявляет интерес также к американскому проекту «Аляска-СПГ».

Среди других проектов, которые могут быть реализованы с КНР – ж/д «Белкомур» и порт Архангельск. Однако целесообразность этих проектов еще требует определенных расчетов правительства и Министерства экономического развития РФ. России необходимо привлекать в арктические энергетические проекты иностранных инвесторов, при этом соблюсти национальные интересы и интересы национальной безопасности.

Следующий тренд, который имеет значительное влияние на развитие проектов в Арктике, – таяние ледников и развитие технологий для упрощения прохождения судов по СМП.

В 2018 году наблюдался третий результат по уровню таяния льдов начиная с конца 1970 годов. Предоставляет уникальный шанс для освоения Арктической зоны и ранее недоступных залежей нефти и газа, которые насчитывают не менее 22% от всех мировых запасов углеводородов. В 2018 году президент США Дональд Трамп подписал военный бюджет, которым предусмотрено строительство шести новых тяжелых ледоколов.

В настоящий момент Россия не только обладает самым крупным ледокольным флотом, но и

является единственной страной, обладающей флотом атомных ледоколов, без которых не обходится практически ни одна сложная экспедиция в Центральной Арктике. В то время как у США в наличии есть лишь два ледокола. Это тяжелый ледокол «Полярная звезда», второй более низкого ледового класса – «Хили». К тому же оба этих корабля работают в данное время на антарктическом направлении.

Неарктические страны также заинтересованы в использовании кратчайшего транспортного коридора из Европы в Азию – Севморпути.

В январе 2018 г. пресс-канцелярия Госсовета КНР обнародовала первую Белую книгу об арктической политике Китая, в которой говорится, что Пекин является важной заинтересованной стороной в делах Арктики. Китай не имеет территорий в Арктике, но Госсовет отмечает его «географическую близость» к полярным областям. КНР в своей стратегии определила, что «Полярный Шелковый путь» является частью более широкой китайской программы «Один пояс – один путь». Китай является одним из 13 государств-наблюдателей при Арктическом совете. Россия будет с осторожностью привлекать КНР к транспортным и инфраструктурным проектам в Арктике. Причина – необходимость опираться на использование российских оптоволоконных и спутниковых систем связи и мониторинга. КНР рассматривает возможность участия в строительстве ж/д магистрали «Белкомур» в Архангельской области «Белое море – Коми – Урал» – ОАО «Белкомур» через сотрудничество китайской корпорацией «Poly Technology» и ОАО «РЖД». А также в строительстве порта Архангельск через китайскую компанию COSCO. Среди китайских грузовых судов первым Северный морской путь (Северо-Восточный проход) в 2013 году освоил «Yong Sheng». Летом 2017 года этим маршрутом прошли еще шесть китайских судов. В сентябре 2017 года китайское исследовательское судно «Хие Лонг» впервые осуществило рейс Северо-Западным проходом вдоль северного побережья Канады, сократив время в пути из Нью-Йорка в Шанхай на семь суток по сравнению с маршрутом через Панамский канал.

Для обеспечения национальной безопасности Россия может закрепить Севморпуть как внутренний территориальный коридор. Это возможно, так как Севморпуть проходит через территориальные воды России, что даёт ей право устанавливать правила судоходства.

Из стратегии России относительно развития АЗРФ до 2020 года следует, что главными задачами для развития Арктического региона являются:

- создание ИТ-инфраструктуры;
- обеспечение экологической безопасности;
- развитие международного сотрудничества в Арктике;
- обеспечение военной безопасности и защита границы.

Указ Президента РФ от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации до 2024 года» ставит задачи, среди которых развитие Севморпути и увеличение грузопотока по нему до 80 млн тонн. Важным реализуемым транспортно-инфраструктурным проектом в Арктике является «Северный широтный ход» – строящаяся ж/д магистраль в Ямало-Ненецком автономном округе протяженностью 707 км по маршруту Обская – Салехард – Надым – Новый Уренгой – Коротчаево – с 2018 по 2022 г. Для развития промышленности в ЯНАО и УрФО – проект «Урал промышленный – Урал Полярный», пропускная способность – около 24 млн тонн грузов в год.

Чешское отделение испанской компании «OHL ZS» инвестировало 2 млрд евро в строительство проекта «Северный широтный ход» – железную дорогу Бованенково – Сабетта, которая обеспечит транспортировку углеводородов с Бованенковского месторождения «Газпрома». Проект имеет государственное значение: его реализация будет способствовать ускорению экономического и социального развития АЗРФ. В ЯНАО расположены ключевые проекты «Газпрома», которые в долгосрочной перспективе будут обеспечивать основной объем российской добычи природного газа. Северный широтный ход позволит связать единой транспортной артерией месторождения «Газпрома» на полуострове

Ямал в Надым – Пур-Тазовском регионе, крупнейшие города ЯНАО – Надым, Салехард, Новый Уренгой, а также строящийся Новоуренгойский газохимический комплекс. СШХ снимет инфраструктурные ограничения в транспортном сообщении ЯНАО с промышленными предприятиями и портами в европейской части России. Все это позволит существенно оптимизировать логистическое обеспечение объектов «Газпрома» и сократить расстояния доставки грузов.

Не стоит рассчитывать, что санкции в скором времени будут сняты, поэтому главная задача России – приобретение современных технических средств и техники для:

- 1) освоения месторождений,
- 2) развития инфраструктуры,
- 3) внедрения спутниковой системы мониторинга,
- 4) проведения оптоволоконной связи,
- 5) развития навигационного обеспечения мореплавания.

Главным драйвером развития АЗРФ будет освоение углеводородных месторождений и строительство транспортной инфраструктуры. Следующим этапом развития Российской Арктики будет увеличение транзитного потенциала Севморпути, строительство логистических терминалов и совершенствование нормативно-правовой базы. Для обеспечения безопасности Севморпути Россия может утвердить необходимость сопровождения всех иностранных судов в акватории арктических морей. Необходимо создание системы комплексной безопасности АЗРФ.

Несмотря на санкции между арктическими странами не было охлаждения отношений. Возможно, удастся договориться о соглашении о ключевых принципах обеспечения безопасности связи и подписать соответствующий Договор об общих правилах.

Сотрудничество стран Арктического совета будет способствовать снижению напряженности в международных отношениях. ●

KEYWORDS: Arctic, hydrocarbon potential, remote regions, Northern infrastructure, national security.

# ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА В АКВАТОРИИ МОРЕЙ СМП ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ ГЛОБАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ АРКТИКИ

РОСТ ДОСТУПНОСТИ АРКТИКИ, ОТКРЫВАЯ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ДОБЫЧИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ, ТАКЖЕ ТРЕБУЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЕМА ПЕРЕВОЗОК, ПРОВОЦИРУЯ ЭКОЛОГИЧЕСКУЮ НАГРУЗКУ. УДАЛЕННОСТЬ И РАЗРЕЖЕННОСТЬ АРКТИЧЕСКИХ ПОРТОВ ТРЕБУЕТ ОТ КАЖДОГО ИЗ НИХ МИНИМИЗИРОВАТЬ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ. ВОЗРАСТАЮЩАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ АКТИВНОСТЬ В АРКТИКЕ НЕСЕТ ЦЕЛЫЙ КОМПЛЕКС УГРОЗ ДЛЯ ЭКОСИСТЕМЫ. ПРИ ЭТОМ ДАЖЕ НЕБОЛЬШИЕ РАЗЛИВЫ НЕФТИ МОГУТ ИМЕТЬ КАТАСТРОФИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ ЭКОЛОГИИ АРКТИКИ. К КАКИМ ЭКОЛОГИЧЕСКИМ И ЭКОНОМИЧЕСКИМ ПОСЛЕДСТВИЯМ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ В АРКТИКЕ И КАКИЕ МЕРЫ НЕОБХОДИМО ПРЕДПРИНЯТЬ, ЧТОБЫ МИНИМИЗИРОВАТЬ АНТРОПОГЕННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ХРУПКУЮ ЭКОСИСТЕМУ?

*THE GROWING AVAILABILITY OF THE ARCTIC IS OPENING UP OPPORTUNITIES FOR EXPANDING THE DEVELOPMENT OF NATURAL RESOURCES, BUT ALSO REQUIRES AN INCREASE IN TRAFFIC VOLUME, WHICH RESULTS IN INCREASED ENVIRONMENTAL PRESSURE. THE REMOTENESS AND SPARSENESS OF THE ARCTIC PORTS REQUIRES EACH OF THEM TO MINIMIZE NEGATIVE ENVIRONMENTAL IMPACTS. THE INCREASING OIL AND GAS ACTIVITY IN THE ARCTIC CARRIES A WHOLE RANGE OF ENVIRONMENTAL THREATS. MOREOVER, EVEN SMALL OIL SPILLS CAN HAVE DISASTROUS CONSEQUENCES FOR THE ECOLOGY OF THE ARCTIC. WHAT ENVIRONMENTAL AND ECONOMIC CONSEQUENCES CAN THE ACTIVITIES OF OIL COMPANIES IN THE ARCTIC HAVE AND WHAT MEASURES SHOULD BE TAKEN TO MINIMIZE THE HUMAN-INDUCED IMPACT ON A FRAGILE ECOSYSTEM?*

Ключевые слова: добыча в Арктике, экосистема, малочисленные народы Севера, разливы нефти, ликвидация экологических аварий.



**Маслобоев Владимир Алексеевич,**  
доктор технических наук,  
научный руководитель Института проблем промышленной экологии Севера ФИЦ Кольский научный центр РАН, Советник председателя ФИЦ КНЦ РАН, действительный член Российской академии естественных наук, почетный доктор Северного (Арктического) федерального университета, профессор Мурманского государственного технического университета, профессор Мурманского арктического государственного университета (МАГУ)

УДК 551.583

Арктическая зона является стратегически важным регионом для обеспечения политической и экономической безопасности Российской Федерации. Одним из направлений развития являются арктические коммуникации, ожидается, что при сохранении существующей тенденции глобальных климатических изменений их интенсивность стремительно возрастет. Глобальные изменения климата уже оказывают влияние на состояние экологических систем Арктики, что уже приводит к экономическим издержкам и социальным проблемам [1, 2, 3]. Для успешного планирования и осуществления мероприятий по развитию арктических коммуникаций необходимо осуществлять учет эколого-экономических последствий изменения климата на всех уровнях планирования.

Благодаря принятию в 2009 году Климатической доктрины Российской Федерации, утвердившей цель, принципы, содержание и пути реализации единой государственной политики Российской Федерации по вопросам, связанным с изменением климата и его последствиями [4], климатический фактор начали учитывать при разработке стратегий развития на национальном и региональном уровнях.

Все они, так или иначе, основываются на информации, содержащейся в официальном докладе Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды «Оценка макроэкономических последствий изменения климата на территории Российской Федерации на период до 2030 года и дальнейшую перспективу» [5]. Согласно этому документу Российская Арктика в течение ближайших 20–40 лет столкнется экономическими вызовами, обусловленными долгосрочным стрессом для биоразнообразия, сокращением видов ввиду исчезновения уникальных мест обитания флоры и фауны. Прогнозируется трансформация экологических и климатических проблем в политико-экономические. Ожидаются проблемы в межгосударственных отношениях, связанные с поиском и добычей энергоносителей, использованием

транспортных путей и биоресурсов, делимитацией континентального шельфа. Среди положительных моментов изменения климата отмечается увеличение продолжительности летней навигации и развитие в связи с этим морского судоходства, включая морские перевозки и туризм, в первую очередь по Северному морскому пути, облегчится доступ по морю к природным ресурсам Арктики, включая месторождения энергоносителей на шельфе Северного Ледовитого океана, что откроет новые возможности для экономики, но одновременно породит дополнительные угрозы для окружающей среды [5].

К таким драматическим изменениям необходимо быть готовым, иметь сценарии развития и на их основании разработанные меры по адаптации к эколого-экономическим последствиям изменения климата. Существующие сценарии развития Арктической зоны РФ разработаны как элементы региональных стратегий развития, сценарии для отдельных случаев можно найти в научных статьях.

Российским законодательством [6] к Арктической зоне отнесены следующие административные единицы, входящие в Баренц-регион: Мурманская область, Ненецкий автономный округ, некоторые муниципальные образования Архангельской области (Архангельск, Мезенский район, Новая Земля) и Республики Коми (Воркута). Сценарии, содержащиеся в стратегических [7, 8, 9, 10, 11] и других нормативно-правовых документах этих регионов, стратегиях развития Арктической зоны РФ [12] и Северо-Западного федерального округа [13] в разделах «Сценарии», «Видение», «Ожидаемые результаты реализации стратегии», имеют максимальный горизонт планирования до 2030 г. и неопределенно «на дальнейшую перспективу».

Среди множества сценариев можно выделить два подхода «инерционный» и «инновационный», все стратегические документы делают выбор в пользу «инновационного» сценария развития, при котором нас ожидает тесное сотрудничество полярных стран по широкому спектру направлений.

Основу экономического роста в российской Арктике по-прежнему будет составлять добывающая промышленность (в любых сценариях), при этом климатические изменения облегчают доступ к шельфовым месторождениям, что приводит к увеличению количества нефтедобывающих проектов (Мурманская и Архангельская области, Ненецкий автономный округ). В то же время климатические изменения приводят к увеличению рисков аварий, разрушения инфраструктуры, расположенной в прибрежной зоне (Мурманская и Архангельская области) и в зоне вечной мерзлоты (НАО).

Уменьшение ледяного покрова и увеличением периода навигации приведет к увеличению интенсивности морских перевозок по Северному морскому пути, что способствует развитию логистических центров (Мурманская и Архангельская области), судостроения (Архангельская область) и машиностроения (Архангельская область, для обеспечения шельфовых проектов), туристско-рекреационного бизнеса (по причине улучшения транспортной доступности). Возрастает потребность в высококвалифицированных кадрах и новых технологиях. При этом все сценарии предполагают дальнейшее сокращение постоянного населения Арктической зоны за счет отъезда в центральные и южные регионы РФ, что наряду со старением населения приведет к недостатку трудовых ресурсов. Данная проблема будет решена путем повышения производительности труда и использования новых технологий. Роль научных центров и университетов возрастает.

Неравномерное изменение биопродуктивности арктических морей приводит к повышению уловов в одних районах и уменьшению в других [14], что наряду с увеличением выловов приносит риски для рыбодобычи (Мурманская и Архангельская области, НАО) и требует улучшения прогнозирования рыбозапасов, а для балансировки показателей рыбодобычи будет развиваться аквакультура (Мурманская область).

Увеличивающаяся биопродуктивность лесов, продвижение границы леса на север будет способствовать дальнейшему развитию лесной отрасли (Архангельская область, Республика Коми).

Отступление границы тундры (НАО), изменение режима ледостава [2], продвижение на север возбудителей заболеваний животных приводят к уменьшению кормовой базы, возникновению эпизоотий, что повышает риски потери продукции в оленеводстве (НАО, Мурманская область).

Коренное население саамы и ненцы испытывают риски здоровью из-за новых инфекций, ухудшения условий для хранения пищевых продуктов, изменения режима питания и нарушения традиционного образа жизни за счет повышения транспортной доступности и увеличения контактов с некоренным населением [3] (Мурманская и Архангельская области, НАО).

Увеличение частоты неблагоприятных явлений погоды, переходов температуры через 0 °С, изменение гидрологического режима рек, увеличение штормовой активности на море, повышение температуры [1] приводят к подтоплению населенных пунктов, обрушению берегов, более быстрому износу коммунальной инфраструктуры, повышению пожароопасности. Именно этот прогноз уже сейчас используется при разработке ведомственных программ и регламентов Министерства по чрезвычайным ситуациям, региональных и муниципальных программ повышения готовности к чрезвычайным ситуациям.

Инерционные сценарии к рискам, обусловленным климатическими изменениями, добавляют экономические и политические.

Таким образом, сценарии развития показывают, интенсивность арктических коммуникаций будет расти, что принесет не только экономические выгоды, но и существенные проблемы, в том числе экологические.

Возможные социально-экономические последствия изменения климата в Арктике по материалам работы [15] сведены в таблицу ниже.

Социально-экономические и климатические изменения в Арктике	Последствия
<b>Возможности</b> <i>(«Основу экономического роста в Российской Арктике будет составлять добывающая промышленность»)</i>	
Климатические изменения облегчают доступ к шельфовым месторождениям	Увеличение количества проектов нефте- и газодобычи
Уменьшение ледяного покрова	Удлинение периода навигации приведет к увеличению интенсивности морских перевозок по Северному морскому пути, что будет способствовать развитию логистических центров и развитию туристско-рекреационного бизнеса
Возрастает потребность в высококвалифицированных кадрах и новых технологиях	Возрастание роли региональных университетов и научных центров
<b>Риски</b>	
Дальнейшее сокращение постоянного населения Арктической зоны, недостаток трудовых ресурсов	Необходимость повышения производительности труда и использования новых технологий
Неравномерное изменение биопродуктивности арктических морей приводит к повышению уловов в одних районах и их падению в других	Повышаются риски для рыбодобывающей отрасли, что требует улучшения прогнозирования запасов рыбы, а для балансировки показателей добычи рыбы – развития аквакультуры
Отступление границы тундры, изменение режима ледостава, продвижение возбудителей заболеваний животных на север	Уменьшение кормовой базы, возникновение эпизоотий, что повышает риски потери продукции в оленеводстве
Повышение средней температуры, продление периода вегетации	Население, ведущее традиционный образ жизни (саамы, ненцы и др.), испытывают риски для здоровья за счет новых инфекций, ухудшения условий для хранения пищевых продуктов, изменения режима питания
Увеличение частоты неблагоприятных явлений погоды, переходов температуры через 0 °С, изменение гидрологического режима рек, увеличение штормовой активности на море	Приводят к подтоплению населенных пунктов, обрушению берегов, более быстрому износу коммунальной инфраструктуры, повышению пожароопасности, увеличению рисков аварий, разрушению инфраструктуры, расположенной в прибрежной зоне

В этих условиях важнейшими задачами обеспечения экологической безопасности добычи и морской транспортировки энергетических ресурсов при осуществлении морских операций по СМП становятся:

- выявление и мониторинг основных источников загрязнения экосистем арктических морей при различных сценариях развития системы транспортных перевозок;
- определение направлений и расчет переноса загрязнений дрейфующими льдами;
- выявление особенностей гидрометеорологического режима морей Арктики и влияния климатической системы на безопасность морских перевозок;
- формирование допустимых показателей обеспечения безопасности морских перевозок для обеспечения экологической безопасности на арктическом шельфе;
- анализ основных характеристик изменчивости состояния ледового покрова и его динамики во времени и пространстве;
- ранжирование чрезвычайных ситуаций и разработка стратегии действий в случае их возникновения;
- анализ ледовых повреждений ледоколов и транспортных судов с учетом технических особенностей флота, физической природы и пространственно-временной изменчивости показателей сжатия льдов, вероятности столкновений судов с айсбергами;
- разработка системы управления безопасностью морских операций и экологической безопасности в Арктике.

Рост доступности Арктики, открывая возможности для расширения добычи природных ресурсов, также требует увеличения объема перевозок, т.е. в свою очередь провоцирует экологическую нагрузку. Удаленность и разреженность арктических портов требует, чтобы каждый порт, способствуя местной и международной торговле, минимизировал негативные воздействия на окружающую среду.

Возрастающая нефтегазовая активность в Арктике несет целый комплекс угроз для уникальной арктической экосистемы, являющейся средой обитания разнообразных и уникальных видов животных и растений, а также территорией проживания коренных народов Севера. При этом даже небольшие разливы нефти могут иметь катастрофические последствия для хрупкой экологии Арктики.

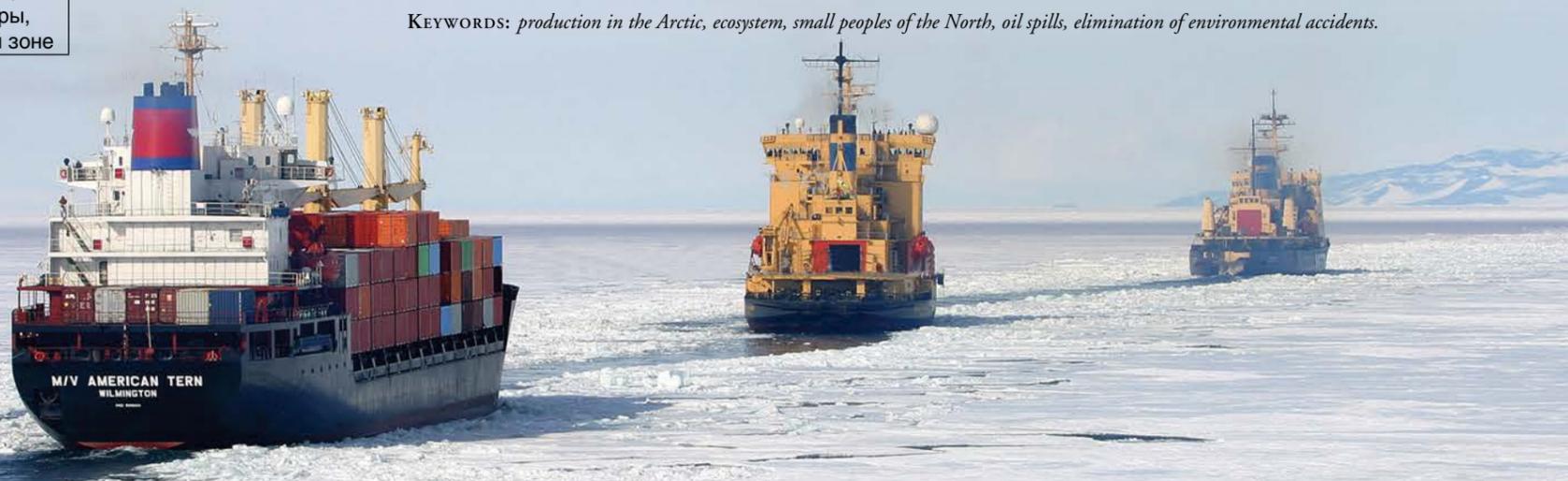
Возникает необходимость не только обеспечения системы мониторинга, но и разработки мер раннего обеспечения тесного взаимодействия в вопросах защиты арктической экосистемы и реагирования на чрезвычайные ситуации в Арктике с другими государствами как в вопросах поиска и спасания на море, так и готовности устранения и предотвращения морских нефтяных загрязнений в Арктике. ●

**Литература**

1. Россия и сопредельные страны: природоохранные, экономические и социальные последствия изменения климата. WWF России, OXFAM. – М., 2008. – 64 с.
2. Коренные жители Кольского полуострова страдают от изменений климата. Режим доступа: <http://www.clicr.ru/post/show/id/39>

3. А.Н. Давыдов, Г.В. Михайлова. Изменения климата и условия жизни в Арктике в восприятии ненцев острова Вайгач // Экология человека. 2013. № 2. С. 29–34.
4. Распоряжение Президента РФ от 17.12.2009 № 861-рп «О Климатической доктрине Российской Федерации».
5. Оценка макроэкономических последствий изменения климата на территории Российской Федерации на период до 2030 г. и дальнейшую перспективу. // Под редакцией В.М. Катцова, Б.Н. Порфирьева. Москва. 2010.
6. Указ Президента РФ от 02.05.2014 № 296 «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации».
7. Стратегия социально-экономического развития Мурманской области до 2020 и на период до 2025 года, утверждена постановлением Правительства Мурманской области от 25.12.2013 № 768-ПП, 20.
8. Стратегия социально-экономического развития Ненецкого автономного округа, утверждена постановлением Совета депутатов НАО от 22.06.2010 № 134-сд.
9. Стратегия социально-экономического развития Архангельской области до 2030 года. Режим доступа: <http://dvinaland.ru/-6132jtm80>
10. Стратегия социально-экономического развития Республики Коми до 2020, утверждена постановлением Правительства Республики Коми от 27.03.2006 (в редакции от 12.02.14) № 45.
11. Стратегия социально-экономического развития муниципального образования городской округ «Воркута», утверждена решением Совета депутатов МО городского округа «Воркута» от 23.12.2014 № 638.
12. Стратегия социально-экономического развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года, Президентом РФ.
13. Стратегия социально-экономического развития Северо-Западного федерального округа на период до 2020 года, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 18.11.2011 № 2074-р.
14. Г.Г. Матишов, А.М. Брехунцов, С.Л. Дженюк. Исследования Карского моря на современном этапе освоения Российской Арктики. Арктика: экология и экономика №1(9), 2013. С. 4–11.
15. Ключникова Е. М., Исаева Л. Г., Маслобоев В. А., Алиева Т. Е., Иванова Л. В., Харитоновна Г. Н. Сценарии развития ключевых отраслей экономики Мурманской области в контексте глобальных изменений в Арктике. // Арктика: экология и экономика № 1 (25), 2017. С. 19–31

KEYWORDS: production in the Arctic, ecosystem, small peoples of the North, oil spills, elimination of environmental accidents.



# ПОДВОДНАЯ АРМАТУРА АО «ПТПА»: поставка для первого российского манифольда

С 1 ПО 4 ОКТЯБРЯ АО «ПТПА» ПРИНЯЛО УЧАСТИЕ В СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ЭКСПОЗИЦИИ «ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ», КОТОРАЯ ПРОШЛА В Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ В РАМКАХ ПИТЕРСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА. ОРГАНИЗОВАННАЯ ПАО «ГАЗПРОМ», ВЫСТАВКА ПРАКТИЧЕСКИ ПОЛНОСТЬЮ БЫЛА ПОСВЯЩЕНА РОССИЙСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ, КОТОРОЕ ПРЕДНАЗНАЧЕНО ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. АО «ПТПА» ПРЕДСТАВИЛО НА ВЫСТАВКЕ СВОИ НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ – ШАРОВЫЕ КРАНЫ И ШИБЕРНЫЕ ЗАДВИЖКИ ДЛЯ УСТАНОВКИ НА ПОДВОДНЫХ ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

FROM 1 TO 4 OCTOBER, "PTPA" . TOOK PART IN THE SPECIALIZED EXHIBITION "IMPORT SUBSTITUTION IN THE GAS INDUSTRY", WHICH WAS HELD IN ST. PETERSBURG WITHIN THE FRAMEWORK OF THE ST. PETERSBURG INTERNATIONAL GAS FORUM. THIS EXHIBITION, ORGANIZED BY GAZPROM COMPANY, WAS ALMOST ENTIRELY DEVOTED TO RUSSIAN EQUIPMENT, DESIGNED FOR THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE FIELDS. AT THE EXHIBITION PTPA LTD. PRESENTED ITS NEW PRODUCTS – BALL VALVES AND GATE VALVES FOR INSTALLATION ON UNDERWATER OIL AND GAS PRODUCTION FACILITIES

Ключевые слова: манифольд, оборудование для подводной добычи, газовая отрасль, шаровые краны, шельфовые месторождения.

**Смирнов  
Максим Алексеевич,  
технический директор  
ООО «ТД ПТПА»**

Проект по разработке оборудования стартовал осенью 2017 года, когда в Санкт-Петербургском морском бюро машиностроения «Малахит» было начато проектирование подводного манифольда. Это один из ключевых элементов системы подводной добычи, включающий в себя комплекс приемных и распределительных коллекторов и трубной обвязки. Он предназначен для сбора пластовой продукции из скважин и кустовых

манифольдов, распределения химических реагентов, ингибиторов коррозии, сигналов управления, а также обеспечения передачи данных на береговой комплекс системы подводной добычи. Важной технологической частью манифольда является трубопроводная арматура.

К участию в проекте были приглашены ведущие российские производители, включая АО «ПТПА». В полном соответствии с требованиями заказчика на предприятии была разработана конструкторская документация и изготовлена партия изделий, которая состояла из шаровых кранов и шиберных задвижек. Они предназначены для установки в

качестве запорного устройства в составе манифольда с рабочим давлением до 35,4 МПа на объектах подводной добычи газа.

Конструкция изделий была разработана в соответствии с API-6D SS. В процессе работы были привлечены технические специалисты из подразделения ПТПА на Ближнем Востоке РТРА Middle East, имеющие опыт работы в крупнейших мировых арматурных компаниях и принимавшие участие в разработке подводной арматуры для международных проектов.

В процессе работы были выполнены все необходимые расчеты, а также проведены дополнительные проверки прочности конструкции с применением метода конечных



элементов. Также при помощи специального программного обеспечения был отработан ряд сценариев по нагружению арматуры и отработке возможных нештатных ситуаций, которые могли бы произойти с изделием на трубопроводе. Для обеспечения безотказной работы в конструкцию были включены только проверенные решения с дополнительным резервом надежности.

В отличие от серийной данная арматура имеет усиленный корпус и способна работать под водой на глубине до 500 метров. По желанию заказчика глубина погружения может быть увеличена до 1000 метров. Особое внимание было уделено подбору материалов основных деталей, которые должны обеспечить надежность работы изделия в течение всего срока службы, а также стойкость к коррозии, к агрессивным средам и морской воде. Так, задвижки полностью выполнены из супердуплексной стали, а шаровые краны имеют коррозионно- и износостойкую наплавку из инконеля на внутренних поверхностях всех основных деталей. Уплотнительные элементы затвора выполнены по типу «металл-металл» с применением напыления из карбида вольфрама. Обеспечение герметичности относительно внешней среды выполнено при помощи эластомеров и графита.

Для безопасного присоединения к трубопроводу сваркой, изделия оснащены переходными кольцами из дуплексной стали. Арматура окрашена в соответствии с цветовыми требованиями заказчика специальным лакокрасочным покрытием, предназначенным для подводной эксплуатации. Предусмотрены устройства для визуального контроля положения затвора под водой.

Особые требования предъявляются к управлению подводной арматурой. Краны оснащены гидравлическим приводом одностороннего действия, с возможностью дистанционного управления под водой и обеспечением нормально закрытого положения запорного органа. Для управления шиберной задвижкой применяется ручной привод с интерфейсом ТНПА, обеспечивающий возможность закрытия-открытия при помощи глубоководного аппарата.

По результатам работы над данным проектом АО «ПТПА» пригласили принять участие в составе экспозиции «Импортозамещение в газовой отрасли» на Питерском Международном Газовом Форуме. На выставке были представлены макеты крана шарового для подводной установки DN 200 Class 2500 с уплотнением в затворе «металл-металл», нормально-закрытого типа с гидроприводом одностороннего действия с интерфейсом ТНПА и шиберной задвижки для подводной установки DN 50 Class 2500 с уплотнением в затворе «металл-металл», с ручным приводом с интерфейсом ТНПА. Реальные образцы продукции посетители выставки могли увидеть в составе манифольда, который был размещен на открытой площадке на улице.

Технологии и конструктивные решения манифольда и другого оборудования, представленного на выставке планируется применить в системе подводной добычи Южно-Кириного месторождения. Этот проект может стать успешным примером реализации программы импортозамещения и доказать, что российские предприятия способны проводить продукцию, не уступающую по своим характеристикам лучшим международным образцам.

АО «ПТПА» готов принимать участие в подобных проектах в будущем и ждет новых заказов на арматуру для подводной установки и эксплуатации. ●

#### СПРАВКА О КОМПАНИИ:

ОАО «Пензтяжпромарматура» (АО «ПТПА», г. Пенза) – один из ведущих российских производителей трубопроводной арматуры для ответственных объектов промышленности. Компания работает на рынке с 1951 года и на сегодняшний день представляет собой крупный промышленный комплекс с собственной конструкторской, технологической и испытательной базой, производственными цехами, подразделениями продвижения и сбыта продукции. Численность работников составляет 951 человек.

Процесс проектирования и производства продукции осуществляется по требованиям российских и международных стандартов качества. Арматура АО «ПТПА» предназначена для установки на трубопроводах, транспортирующих различные типы сред с температурным режимом от  $-196^{\circ}\text{C}$  до  $+600^{\circ}\text{C}$ : нефть и нефтепродукты, природный газ, воду, пар, агрессивные и токсичные среды, а также среды с содержанием механических примесей. В настоящий момент предприятие выпускает широкий ассортимент продукции диаметром от 10 до 2000 мм и давление от 0,1 до 42,0 МПа, включая криогенную и подводную арматуру.

Среди постоянных клиентов компании – лидеры нефтяной, газовой, энергетической и перерабатывающей промышленности: ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть», НК «Лукойл», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Новатек», концерн «Росэнергоатом», ПАО «Северсталь», ПАО «Сибур Холдинг» и т.д.

KEYWORDS: manifold, equipment for underwater production, gas industry, ball valves, offshore fields.

# ИДЕИ – СЕРЬЕЗНЫЙ РЕСУРС

ОСНОВНЫМ АКТИВОМ АО «СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ» ВСЕГДА БЫЛИ И ОСТАЮТСЯ ЛЮДИ. ПРОФЕССИОНАЛИЗМ, ИНИЦИАТИВНОСТЬ, УМЕНИЕ ДУМАТЬ НА ПЕРСПЕКТИВУ – ЭТИ СОСТАВЛЯЮЩИЕ ПОМОГАЮТ КОМПАНИИ РАЗВИВАТЬСЯ, ОСТАВАТЬСЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОЙ И УСПЕШНО РЕШАТЬ СЛОЖНЕЙШИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАДАЧИ.

PEOPLE HAVE ALWAYS BEEN THE MAIN ASSET OF JSC "SIBERIAN SERVICES COMPANY". PROFESSIONALISM, INITIATIVE AND ABILITY TO THINK FOR THE FUTURE HELP THE COMPANY TO DEVELOP, REMAIN COMPETITIVE AND SUCCESSFULLY SOLVE COMPLEX PRODUCTION PROBLEMS.

**Ключевые слова:** Сибирская сервисная компания, молодые специалисты, научно-практическая конференция, кадровая политика, нефтесервис

Одной из наиболее эффективных форм поддержки молодых специалистов в ССК являются ежегодные научно-практические конференции, где работники презентуют свои технологические решения и инновационные разработки. В этом году участники встретились в новом объединенном формате – НТК, Спартакиада, КВН. Более 200 сотрудников из разных регионов страны приехали в столицу Всемирной зимней Универсиады-2019, город Красноярск. Проведение столь разноплановых мероприятий дает новый мощный импульс для развития компании и самих сотрудников. Очень важно ставить перед собой цели, двигаться в намеченном направлении, при этом находить баланс между физическим здоровьем, профессиональными навыками и возможностями, материальными и духовным ценностями.

## В научном формате

Научно-практическая конференция оказалась богатой на интересные и разноплановые идеи. Предложения касались практические всех аспектов деятельности предприятия: производство, охрана окружающей среды, обучение персонала, материально-техническое обеспечение.

В состав компетентного жюри вошли руководители филиалов компании. Возглавил судейскую коллегию генеральный директор АО «ССК» Владимир Савельевич Шестериков. Впрочем, говоря об атмосфере, это был скорее товарищеский обмен мнениями, где каждый имеет право на собственную точку зрения и отстаивает вне зависимости от ранга и заслуг.

«Идея заключалась в том, чтобы подключить к нашей научно-практической конференции, где традиционно выступают молодые сотрудники, специалистов немного постарше, – **рассказал Владимир Савельевич.** – Чтобы опытные коллеги увидели, какая молодежь у нас растет, а молодые смогли пообщаться со старшими товарищами в неформальной обстановке. Считаю, что идея такого объединения обязательно принесет свои плоды. Мы получим обратную связь и сможем понять, что у нас хорошо, а что не очень. Затем проанализируем результаты и, может быть, сделаем такой формат традиционным».

## Примеры предложений

Высокую планку задал уже первый докладчик. **Молодая сотрудница службы охраны труда, промышленной безопасности и экологии Ямальского филиала** представила проект на тему «Актуальные способы снижения затрат



Генеральный директор АО «ССК» В.С. Шестериков

при подготовке экологической документации». Автор продемонстрировала глубокие знания последних изменений в сфере природоохранного законодательства, вступивших в действие с 1 января 2019 года. Абсолютно оправдано, что государство уделяет особое внимание защите окружающей среды. Но есть и другая сторона вопроса – необходимо оперативно реагировать на законодательные изменения, чтобы избежать издержек в виде административных взысканий.

Смысл выступления конкурсантки – использовать для этих целей новые информационные технологии. Предложено внедрить специализированное программное обеспечение с обоснованием эффективности этого решения.

Проект «Модернизация роторного основания мобильной буровой установки ZJ-40 в целях сокращения сроков передвижки», представленный **механиком участка по ремонту**

и обслуживанию оборудования Томского филиала, вызвал бурное обсуждение у коллег и членов жюри.

Одно из главных достоинств данной буровой установки – ее высокая мобильность, которая необходима на объектах при кустовом бурении скважин. Рационализатор задался вопросом: как еще сократить время передвижки установки и сделать этот процесс менее затратным, повысить конкурентоспособность компании. Предлагаемый способ решения, на первый взгляд, достаточно оригинальный. Вместо традиционной крановой техники молодой рационализатор предложил использовать гидроцилиндры для складывания роторного основания и самостоятельной погрузки его на трал. При этом система полностью автономна – гидроцилиндры работают от маслостанции самой мобильной буровой установки. Автор рассчитал два варианта модернизации в зависимости от расположения скважин. Экономия получилась существенной как в денежном, так и во временном выражении.

Как показало обсуждение, идея не бесспорна, но вполне практична. В ходе оживленной дискуссии докладчик показал себя специалистом, хорошо владеющим знаниями теории и практикой бурового дела.

### Фантастика и реальность

Всеобщий интерес вызвал доклад **механика участка по ремонту и обслуживанию оборудования Томского филиала** на тему «Увеличение ресурса механизмов при помощи

### ФАКТЫ

# НТК, Спартакиада, КВН

новый объединенный  
формат встречи молодых  
специалистов

использования трибоприсадок». Основные положения этого доклада звучали для многих как фантастика. Известно, что основным фактором, приводящим к износу механизмов, является трение. В процессе эксплуатации поверхности деталей разрушаются. Чтобы уменьшить воздействие трения, используются различные смазочные материалы. Но сегодня, оказывается, существуют такие присадки, которые не только защищают трущиеся детали, но и восстанавливают их поверхность.

Применение таких материалов, по мнению докладчика, способно принести колоссальный экономический эффект. Ведь снижается необходимость в приобретении запасных частей и комплектующих, увеличиваются сроки эксплуатации и сокращаются затраты на ремонтные работы.

В процессе обсуждения прозвучал каверзный вопрос: использует ли автор проекта предлагаемые им присадки в своем личном автомобиле? Докладчик с честью вышел из этой ситуации, подтвердив, что он, как истинный экспериментатор, проверяет все на себе.

Конечно, многие проекты требуют дальнейшей глубокой проработки. Но в каждом отчетливо видна практическая направленность. Никто из выступавших не предлагал идею ради идеи. Все работы были призваны улучшить тот или иной реальный процесс в деятельности компании.

К примеру, жаркие дебаты вызвала идея **ведущего специалиста транспортно-диспетчерского отдела филиала «ССК-Технологии»** «Оптимизация складского учета с применением QR-кода». Тема бурно обсуждалась как ИТ-специалистами, так

и практиками бурового дела. Первые утверждали, что внедрение проекта вызовет более значительные затраты, чем предположил автор. Вторые сомневались, что QR-код, нанесенный на металлическую поверхность при помощи лазерного устройства, окажется стойким в непростых условиях эксплуатации.

### Результат есть

«Конференция у нас всегда проходит интересно, – **подвел итоги Владимир Шестериков.** – И сегодня у нас она не хуже, чем в прошлые годы. Доклады у ребят хорошо подготовлены. Аудитория живо реагировала на все выступления. Видно было, что темы интересны не только докладчикам – слушатели активно задавали вопросы, вносили свои предложения. Появился некий дух соревновательности, здорового честолюбия. Как минимум две темы абсолютно «живые». Кое-что надо доработать, но мы всегда даем свои рекомендации по каждому проекту, зачастую они выносятся на следующий год, но уже более подготовленными, близкими к внедрению».

По итогам обсуждения жюри присудило победу **специалисту по охране труда службы ПБ, ОТ, БД и ООС филиала «Управление цементирования скважин»** (тема проекта «Организация и проведение обучения защитного зимнего вождения тренерами внутри компании»). Второе место занял **ведущий инженер-технолог сектора проектирования скважин ННБ филиала «ССК-Технологии»** (тема проекта «Целесообразность применения собственных ясов»). «Бронзой» отмечена работа **инженера производственно-**

### ФАКТЫ

# 200

Более  
сотрудников из  
разных регионов  
страны презентовали  
свои инновационные  
разработки

**технического отдела Красноярского филиала** (тема проекта «Применение поддерживающего устройства для установки цементного моста с целью сокращения срока строительства скважины»).

**Мастеру буровой НФ** присуждена номинация «Лучшее рационализаторское предложение» (тема проекта «Оптимизация состава противоприхватной смазочной добавки для буровых растворов на водной основе»), **механик участка ТФ стал лучшим** в номинации «За преимущество по возможности внедрения» (тема проекта «Модернизация роторного основания мобильной буровой установки (ZJ-40) в целях сокращения сроков передвижки»).

**Несколько часов, проведенных в дискуссии, пролетели незаметно. Неоценима польза научно-технической конференции с точки зрения эффективности профессионального общения. Молодые специалисты заявили о себе. А профессионалы со стажем – испытали перспективную молодежь и сделали на будущее выводы, которые уже в скором времени принесут свои результаты.** ●

KEYWORDS: Siberian service company, young professionals scientific-practical conference, personnel policy, Nefteservis



Участник научно-практической конференции молодых специалистов ССК



# ЧИСЛЕННАЯ МОДЕЛЬ ФИЛЬТРАЦИИ ВВН СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ В ПРОЦЕССЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЕПЛОВЫМИ МЕТОДАМИ НЕ УЧИТЫВАЮТСЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-НЕКОЛЛЕКТОРОВ. ОДНАКО, В ПРОЦЕССЕ ПРОГРЕВА ТАКИХ ПОРОД ЗАКАЧИВАЕМЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ ПРОИСХОДИТ ИЗМЕНЕНИЕ ИХ ФЕС. ЭТА РАБОТА ПОСВЯЩЕНА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОМУ ИЗУЧЕНИЮ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ФЕС НЕКОЛЛЕКТОРОВ И ВЛИЯНИЮ ЭТИХ ИЗМЕНЕНИЙ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*CURRENTLY, THE POROSITY AND PERMEABILITY PROPERTIES OF NON-RESERVOIR ROCKS ARE NOT TAKEN INTO ACCOUNT DURING THE FIELD DEVELOPMENT SIMULATION USING THERMAL METHODS. HOWEVER, IN THE PROCESS OF HEATING OF SUCH ROCKS WITH INJECTED HEAT CARRIER, THERE IS A CHANGE IN THEIR POROSITY AND PERMEABILITY PROPERTIES. THIS WORK IS DEVOTED TO THE EXPERIMENTAL STUDY OF THE TEMPERATURE EFFECT ON THE POROSITY AND PERMEABILITY PROPERTIES OF NON-RESERVOIR ROCKS AND HOW THESE CHANGES IMPACT THE TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF THE YAREGSKOYE OIL FIELD DEVELOPMENT.*

Ключевые слова: моделирование разработки месторождений, фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, технологические показатели разработки месторождения, Ярегское месторождение, информационное обеспечение.

**Дуркин  
Сергей Михайлович,**  
к.т.н, доцент кафедры  
РЭНГМ и ПГ, Ухтинский  
государственный  
технический университет,

**Трухонин  
Кирилл Андреевич,**  
Ассистент кафедры  
РЭНГМ и ПГ, Ухтинский  
государственный  
технический университет

Есть множество работ, посвященных влиянию теплового воздействия на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) горных пород. Результаты очень сильно варьируются: от отсутствия влияния температуры на ФЕС до значительного влияния.

Результаты зависят, в основном, от литологии, используемого оборудования, качества проведения экспериментов и др. Необходимо также качественная подготовка образцов и флюидов для проведения исследований. В некоторых

работах даже утверждается, что изменение ФЕС вызвано исключительно погрешностью измерений.

Кратко опишем наиболее часто встречающиеся тенденции изменения ФЕС при нагреве горных пород.

При нагреве пород происходит их тепловое расширение, что приводит к снижению пористости из-за расширения матрицы. Вследствие этого, снижается и проницаемость пород.

Снижение пористости также может происходить также из-за повышения сжимаемости пород при нагреве.

Некоторые глинистые породы, как известно, набухают при взаимодействии с водой, что приводит к снижению пористости и проницаемости. Степень снижения зависит от минерального состава этих пород и свойств флюида.

Известно также, что глинистые породы являются цементирующим веществом для песчаников и других горных пород. В процессе нагрева такого неоднородного по составу скелета порода начинает трескаться из-за различий в коэффициентах теплового расширения. Кроме того, некоторые глинистые породы при нагреве до 150–200 °С испытывают необратимое разрушение их структуры, что приводит к значительному увеличению пористости и проницаемости. Далее будут описаны результаты моделирования и экспериментов, посвященных влиянию температуры на ФЕС.

В работе Sanyal (1974) проводилось моделирование процесса нагрева модели, состоящей из сфер одинакового радиуса.

Тепловое воздействие на идеализированной модели из кварца проводилось при температурах от 20 до 200 °С. В модели предполагалось отсутствие влияния температуры на коэффициент теплового расширения.

В этом случае наблюдается значительное снижение объема для всех пород. Пористость и проницаемость увеличиваются менее чем на 1%. Для сильно сцементированных пород с радиусом частиц ( $\phi$  и  $k$  – низкие)  $\phi$  и  $k$  снижаются в интервале температур 20–50 °С. Затем при повышении температуры выше 50 °С  $\phi$  и  $k$  увеличиваются. При этом условия зерна пород могут расширяться только в поровое пространство. В этом случае для всех пород происходит значительное снижение  $m$ , большое снижение  $k$ .

Несмотря на теоретический характер работы, показано значительное влияние температуры на ФЕС.

Работа Weinbrandt (1975) посвящена влиянию температуры на абсолютную и относительные фазовые проницаемости при различных температурах (до 149 °С).

В работе изучалось влияние температуры на абсолютную проницаемость по дистиллированной воде при 100%-й водонасыщенности.

Эксперименты проводились при температурах от комнатной до 79,4 °С (175 °F). В качестве объекта исследований использовались образцы песчаника Boise, в среднем, проницаемость снизилась с 2050 мД при комнатной температуре до 884 мД при 79,4 °С (175 °F).

В статье Wei (1986) и др. изучалось влияние температуры, давления обжима для низкопроницаемых песчаников.

В работе проводилась серия экспериментов по циклическому нагреву образцов песчаника. Образцы нагревали в несколько циклов до температур 149 и 288 °С.

Исходя из проведенных исследований авторы сделали следующие выводы. Первоначальные проницаемости песчаника Tennessee и California были очень малыми (<0,07 мД) и не показали никакого заметного увеличения при нагревании. Проницаемости песчаников Berea и Boise имели тренд на прогрессивное увеличение при нагревании до 149 и 288 °С соответственно. Керны песчаников Berea и Boise, использованных в экспериментах по циклическому нагреву, также показали умеренный рост в проницаемости по воздуху и раствору соли.

Пористость песчаника Berea была 18,67% при комнатной температуре и стала равной 18,21% после нагрева до 149 °С и 19,15% при нагреве до 288 °С.

Увеличение проницаемости оказалось незначительным. Она даже уменьшилась в случае песчаника Boise.

У сухого образца песчаника Berea после 1 цикла нагрева изначально проницаемость была 121,65 мД, затем выросла до 139,13 мД, у насыщенного образца песчаника Berea после трех циклов нагрева повышение проницаемости достигло значения 14,37%. Сухие образцы показали относительно небольшие изменения: например, проницаемость сухого песчаника Boise увеличилась всего на 6% после трех циклов нагрева.

Работа Teklu (2016) посвящена гистерезису пористости и проницаемости в низкопроницаемых породах. Исследовались различные типы пород, изменение их проницаемости при нагреве. Абсолютная проницаемость измерялась на приборе CMS-300 (методом нестационарной фильтрации газа).

Эксперименты проводились от комнатной температуры до 149 °С.

В плотных (низкопроницаемых) породах главным механизмом извлечения углеводородов является диффузия. С увеличением температуры увеличивается диффузия, что, в свою очередь, приводит к увеличению измеренной эффективной проницаемости.

Адсорбция углеводородов и неуглеводородных компонентов в глинистых породах уменьшается с ростом температуры, это приводит к росту эффективной проницаемости.

Авторы приводят следующую аналитическую зависимость проницаемости от температуры:

$$k = 0,68463 \cdot k_0 \cdot e^{0,0050431 \cdot T},$$

где  $k_0$  – проницаемость при заданном давлении при комнатной температуре, мД;

$k$  – проницаемость при температуре  $T$  (до 149 °С) при том же давлении, что и при измерении  $k_0$ , мД.

В работе Gobran (1987) изучалось влияние различных параметров, в т.ч. температуры на абсолютную проницаемость сцементированного и несцементированного песчаника при температуре от комнатной до 150 °С.

Абсолютной проницаемостью показала незначительное изменение, в пределах 3–5%, что является следствием изменения температуры, хотя и есть незначительное снижение проницаемости после каждого цикла нагрев–охлаждение.

Таким образом, абсолютная проницаемость по дистиллированной воде для несцементированного и необожженного песчаника Berea оказалась независимой от температуры.

В работе X. D. Jing et. al. (1992) изучалось влияние температуры на пористость и абсолютную проницаемость образцов песчаника. Диапазон температур для измерения проницаемостей

УДК 622.24:004

составлял от комнатной до 93 °С. В качестве флюида использовался раствор NaCl с минерализацией 50 г/л.

В той же работе изучалось влияние температуры на пористость. С ростом температуры пористость образцов песчаника уменьшается из-за теплового расширения.

В работе Sageev et al. (1978) изучалось влияние температуры на абсолютную проницаемость по дистиллированной воде на насыпных моделях пласта в условиях горного давления. Использовался песок Ottawa, в опытах № 8, 9 размер частиц – не более 0,125 мм, опытах № 10, 11 размер частиц – не более 0,089 мм. В каждом опыте проводилось по два цикла нагрева до 149 °С.

В результате экспериментов не обнаружено заметного влияния температуры на абсолютные проницаемости по дистиллированной воде. После цикла нагрев–остывание произошло снижение проницаемости на 5%. Проницаемости при 121 и 149 °С были постоянными в каждом опыте. После первого цикла нагрева проницаемости снизились, затем не изменялись.

В работе Haugwitz С. и др. (2014) изучалось влияние закачки горячей воды (раствора NaCl) на проницаемость песчаника. Измерения проводились во время цикла нагрев–охлаждение.

По результатам исследований сделан вывод о том, что процесс уменьшения проницаемости обратим, причем такой эффект наблюдается как в случае измерения проницаемости по воде, так и по раствору NaCl.

Работа Aruna M. (1976) посвящена изучению влияния температуры на проницаемости песчаников различных месторождений.

На основании полученных результатов автор делает следующие выводы. Абсолютная проницаемость по воде в значительной степени зависит от температуры. Зафиксировано значительное уменьшение проницаемости (до 60%) по воде с ростом температуры до 178 °С. В случае азота влияние температуры незначительно.

В работе W. McKay и E. Brigham (1984) изучалось влияние температуры на абсолютные проницаемости по дистиллированной воде. В качестве объекта исследования был использован песчаник Fontainebleau. Горное давление во всех экспериментах поддерживалось на уровне 13,6 МПа, поровое – 1,5 МПа.

Влияние температуры на абсолютные проницаемости показаны двумя способами.

Первый способ показывает влияние температуры на проницаемости.

Второй способ – это отношение проницаемостей при повышенных температурах к проницаемостям при начальной температуре (38 °С). Условия проведения эксперимента те же.

Таким образом, снижение абсолютной проницаемости при температурах до 149 °С достигает 12%.

В работе J. Casse и J. Ramey (1979) изучалось влияние горного давления и температуры на абсолютную проницаемость по воде песчаника Voise и Verea.

Таким образом, после одного цикла нагрева снижение проницаемости достигает 20%. От цикла к циклу относительное снижение проницаемости составляет от 24 до 35%, что означает однозначную зависимость абсолютной проницаемости от температуры.

Снижение абсолютной проницаемости при совместном влиянии давления и температуры составляет около 5% при давлении 3,1 МПа и 27% при горном давлении 27,2 МПа.

Исследования с целью изучения влияния непроницаемых пропластков, расположенных в продуктивной толще залежей, насыщенных высоковязкой нефтью и битумом, на процесс развития паровой камеры началось с работы Янга и Батлера (1992), в которой рассматривалось влияние горизонтального непроницаемого пропластка с протяженностью равной протяженности модели, на распределение температуры при различных конфигурациях закачки пара при реализации технологии ТГДП. В результате был сделан вывод о том, что когда паровая камера распространяется в стороны, происходит

теплопроводный прогрев через непроницаемый барьер, что приводит к росту температуры над непроницаемым барьером.

Pooladi-Darvish и Mattar (2002) проводили численное 2-D моделирование с целью изучения влияния протяженности сланцевых пропластков на эффективность ТГДП в присутствии газовой шапки и подошвенной воды. Моделировались 4 различных варианта: плотные пропластки, частично уплотненные пропластки, однородные отложения и пропластки, сообщающиеся между собой. Во всех случаях пропластки имели толщину 6 м и располагались в 30 м от подошвы залежи.

Результаты моделирования показали, что во всех случаях эффективность ТГДП была одна и та же. В случае с однородным пропластком с вертикальной проницаемостью 0,6 мкм<sup>2</sup> отмечалось снижение добычи нефти и увеличение накопленного паронефтяного отношения. Как отмечается в работе Shin и Polikar (2005) успешность ТГДП гарантируется в пластах с вертикальной проницаемостью минимум 1 мкм<sup>2</sup>.

Chen и др. (2008) на основе численного моделирования изучали влияние неоднородности пласта на эффективность технологии ТГДП, для чего они создавали модели со случайно распределенными по пласту пропластками. Для изучения особенностей влияния барьеров на процесс добычи нефти, авторами рассматривались две искусственно выделенные зоны течения жидкости: околоскважинная зона пласта (небольших размеров, относительно масштабов всего процесса) и зона пласта над нагнетательной скважиной (размер сопоставим с размерами паровой камеры).

В результате было показано, что ввиду небольшого размера околоскважинной зоны, наличие и характер распределения непроницаемых пропластков, сильно сказывается на характере фильтрации горячей жидкости. Эффективность ТГДП значительно снижается только в том случае, если в зоне над нагнетательной скважиной присутствуют протяженные пропластки или их доля от объема всего коллектора достаточно велика.

Также авторами был предложен способ увеличения скорости развития паровой камеры за счет создания трещин гидроразрыва, для залежей с низкой вертикальной проницаемостью.

В работе Le Ravales и др. (2009) проводили численные эксперименты с гипотетическими гидродинамическими моделями с целью изучения влияния сланцевых пропластков на эффективность процесса термогравитационного дренажа. На основе расчетов на ряде численных моделей, количество пропластков в которых задавалось случайным образом от 0 до 20% от объема пласта-коллектора, было показано, что влияние пропластков на эффективность процесса ТГДП зависит от относительного расположения сланцевых пропластков и пар скважин. Худший результат был получен в случае, когда пропластки располагались между добывающей и нагнетательной скважинами.

Ipek et al. (2008) проводили численные эксперименты с целью изучения влияния высоких давлений закачки теплоносителя на проницаемость коллектора. Результаты моделирования показали, что два цикла закачки пара с давлением 10 МПа, могут способствовать увеличению эффективности добычи, с точки зрения накопленной добычи нефти и величины ПНО. Однако, как отмечалось в работе, данный метод ограничен небольшими глубинами коллектора и близостью пород покрышек, целостность которых сказывается на эффективности предложенного метода.

Работа H. Shin и J. Choe (2009) посвящена изучению влияния непроницаемых сланцевых пропластков и их размеров на эффективность процесса SAGD. Моделирование производилось на однородной двумерной модели пласта месторождения Cold Lake. Рассматривалось 2 варианта расположения непроницаемого пропластка: между добывающей и нагнетательной скважиной и над парами скважин.

По результатам моделирования были сделаны выводы. Процесс SAGD очень чувствителен к размерам непроницаемых пропластков, их вертикального простираения, расстояния между

пропластками. Непроницаемые препятствия, находящиеся между добывающей и нагнетательной скважиной оказывают значительное влияние на эффективность процесса ТГДП. Температурные профили паровой камеры в отсутствии непроницаемого барьера и с его наличием значительно отличаются. В случае присутствия непроницаемого барьера температура паровой камеры по вертикали заметно снизилась.

Наибольшие температуры наблюдаются в нижней части паровой камеры, так как непроницаемый барьер полностью исключает продвижение пара по вертикали. Такой характер распределения температуры влечет за собой увеличение ПНО и снижение уровня добычи жидкости.

В работе Zhou и др. (2013) авторами, на основе численного гидродинамического моделирования, изучалось влияние расположения непроницаемых пропластков и горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин, относительно друг друга, на эффективность процесса термогравитационного дренирования пласта. Было показано, что протяженные горизонтальные пропластки увеличивают риск прорыва пара и затрудняют регулирование развития паровой камеры. Вместе с тем, на основе работы Li и др. (2009) авторы отмечают, при достаточно высоком давлении закачки пара возможен прорыв пара через непроницаемые зоны, в результате термического расширения породы и возникновения напряжений в породе, приводящих к образованию трещин, что влечет за собой возможность развития паровой камеры выше непроницаемого пропластка.

Z. Wang (2016) исследовал влияние непроницаемых пропластков на процесс SAGD на примере песчаников месторождения Cold Lake (провинция Альберта, Канада). Им были представлены температурные профили паровой камеры при наличии горизонтального непроницаемого пропластка над парой скважин. Его наличие ограничивает рост паровой камеры в процессе SAGD. Отмечается треугольная форма полученных температурных профилей. При наличии двух непроницаемых барьеров

наблюдается весьма низкая температура в паровой камере. Таким образом, протяженные непроницаемые пропластки значительно ограничивают рост паровой камеры и являются причиной образования зон прорыва пара.

В работе Su и др. (2017) на основе численного моделирования с применением детальной геологической модели месторождения Форт МакМюррэй показано, что эффективность технологии ТГДП сильно зависит от расположения пар скважин относительно пропластков. В случае, когда пары скважин пересекают пропластки, достигаются более высокие показатели, нежели, когда скважины пробурены сонаправлено. Так же было показано, что даже когда паровая камера относительно равномерно развивается, прорывы пара между пропластками могут приводить к нарушению ее формы и снижению эффективности использования пара по длине скважины, что влечет за собой увеличение ПНО.

Для проведения экспериментов по исследованию влияния температуры теплоносителя на ФЕС горных пород использовалась фильтрационная установка «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т».

Общая схема проведения эксперимента состоит в следующем:

1. Керновая модель помещается в уплотнительную манжету кернодержателя и фиксируется с двух сторон;
2. Создается горное давление, которое будет превышать поровое (при этом процессе керновая модель испытывает двухосевое сжатие);
3. Модель под давлением заполняется водой, по объему поступившей в модель воды (с учетом «мертвого» объема) определяется пористость при начальном давлении и температуре;
4. Производится последовательное увеличение горного давления с фиксацией откачиваемого из образца объема воды (величина порового давления поддерживалась постоянной);
5. Изменяя температуру, повторяется пункт 4, получая зависимость пористости от давления при другой температуре.

В качестве пластовой воды использовалась ее модель с массовой концентрацией NaCl равной 30 г/л. При подготовке модели пластовой воды соль тщательно перемешивалась лопастной мешалкой, после чего вода фильтровалась через фильтровальную бумагу для удаления взвешенных частиц.

Образцы для составной модели выбирались со схожими ФЕС.

Сухие образцы и фильтрационная бумага между ними были помещены в уплотнительную манжету кернодержателя. После осмотра установки и фиксации керновой модели в кернодержателе на модель создавалось горное давление в 8 МПа. После стабилизации горного давления было создано поровое давление в 4 МПа до входа в керновую модель. Далее устанавливали постоянное поровое давление, после которого можно начинать эксперимент.

Горное давление создавалось в сторону увеличения с шагом в 2 МПа. После наступления стационарного состояния фиксировалось значение объема прокачки на насосе порового давления. Конечным горным давлением стало 20 МПа. Во время проведения эксперимента отслеживались все необходимые параметры.

Следующий эксперимент был проведен при прогреве кернодержателя до 70 °С.



РИС. 1. Прибор ПИК-ПП

ТАБЛИЦА 1. Результаты эксперимента при температуре t = 30 °С

ρ <sub>гор</sub> , МПа	6	8	10	12	14	16	18
K <sub>пт</sub> , %	28,66	28,58	28,52	28,47	28,43	28,40	28,36

ТАБЛИЦА 2. Результаты эксперимента при температуре t = 70 °С

ρ <sub>гор</sub> , МПа	8	10	12	14	16	18	20
K <sub>пт</sub> , %	27,64	27,60	27,56	27,52	27,49	27,46	27,44

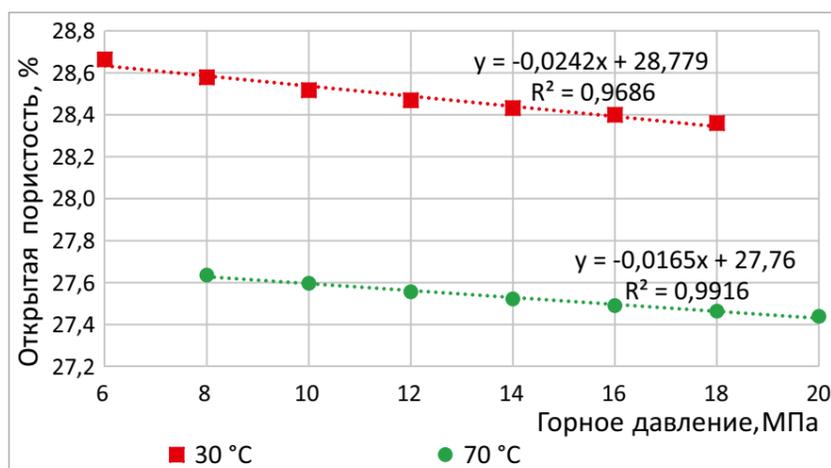


РИС. 2. График зависимости открытой пористости от давления при разных температурах для высокопроницаемых образцов керна

В процессе нагрева был зафиксирован объем откачки из кернодержателя, который связан с тепловым расширением трансформаторного масла.

Аналогичная серия экспериментов была проделана и с низкопроницаемыми образцами керна.

Также в наших экспериментах использовалась насыпная модель пласта. Она представляет собой металлическую трубу с резьбой на концах, к которым прикручиваются концевые заглушки с разъемами для фитингов для подвода флюидов в модель.

С целью определения влияния закачки теплоносителя на ФЕС, образцы керна помещались в насыпную модель пласта и через них осуществлялась прокачка горячей воды температурой 80 °С и пара температурой 150–200 °С. После извлечения и сушки образца производилась серия измерений пористости и проницаемости образцов на приборе ПИК-ПП (рис. 1).

Методика проведения эксперимента по закачке пара состоит в следующем.

Подготовленный и сухой образец помещался в насыпную модель пласта на ближний к входу пара торец. Затем модель герметизировалась завинчиванием концевых заглушек. На входном торце установлена трубка для подачи пара и термопара, предназначенная для измерения температуры входящего пара. Перед проведением эксперимента прогревалась подводящая трубка под пар. Затем к насыпной модели подключается подводящая пар трубка, начинался эксперимент. Контроль давления прокачки (по воде) на входе в модель производится манометром порового давления. На выходе из модели установлен холодильник (мерная ёмкость) для сбора и замера выходящей продукции (конденсата).

После проведения эксперимента образцы высушивались в сушильном шкафу, и проводилось измерение пористости и проницаемости на приборе ПИК-ПП.

По результатам (таблица 1 и 2) были построены зависимости пористости от горного давления (рис. 2). На этом же рисунке можно увидеть изменение пористости при нагреве керновой модели. При температурном воздействии на керновую модель, насыщенную

ТАБЛИЦА 3. Результаты экспериментов при различных температурах

Температура	ρ <sub>гор</sub> , МПа	8	10	12	14	16	18	20
30 °С	K <sub>пт</sub> , %	10,36	10,32	10,29	10,23	10,18	10,12	10,07
70 °С		9,61	9,56	9,52	9,46	9,42	9,36	9,31
120 °С		8,74	8,68	8,62	8,54	8,47	8,41	8,35

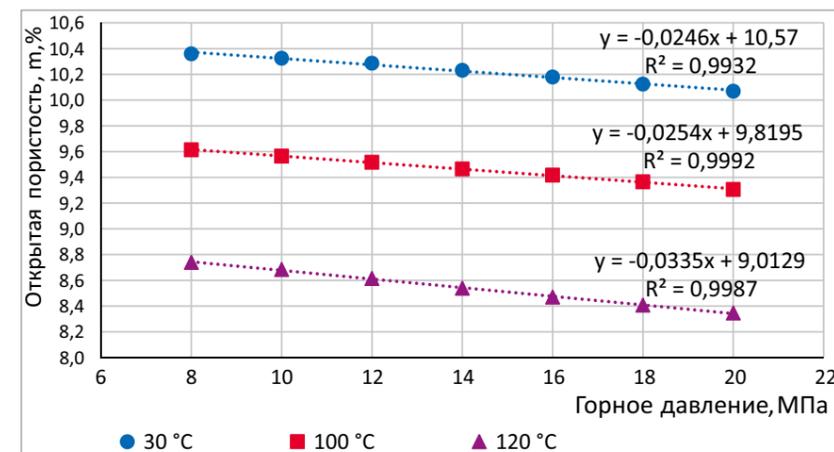


РИС. 3. График зависимости открытой пористости от давления при различных температурах для низкопроницаемых образцов керна

пластовой водой (при нагреве на 40 °С), её пористость уменьшилась на 1%. При воздействии горного давления при температуре 70 °С конечные результаты значений пористости меняются также незначительно (меньше 1%).

После обработки результатов для низкопроницаемых образцов (таблица 3) был построен график пористости в зависимости от температуры и горного давления (рис. 3).

Для составной модели, состоящей из низкопроницаемых образцов, нагрев осуществлялся до больших температур (до 120 °С) в связи с меньшим объемом порового пространства, с целью увеличения объема вытесняемой из модели воды. Из результатов экспериментов видно, что коэффициент открытой пористости снижается почти на 2% при нагреве до 120 °С.

Исходя из приведенных выше трендов были получены следующие аналитические зависимости пористости от горного давления. Для высокопроницаемых образцов:

$$m = -0,025 \cdot (p - p_0) + 28,64, \quad (t = 30 \text{ °С}), R^2 = 0,973$$

$$m = -0,017 \cdot (p - p_0) + 27,64, \quad (t = 70 \text{ °С}), R^2 = 0,989$$

Для низкопроницаемых образцов получены аналогичные зависимости:

$$m = -0,024 \cdot (p - p_0) + 10,38, \quad (t = 30 \text{ °С}), R^2 = 0,992$$

$$m = -0,025 \cdot (p - p_0) + 9,62, \quad (t = 100 \text{ °С}), R^2 = 0,998$$

$$m = -0,033 \cdot (p - p_0) + 8,70, \quad (t = 120 \text{ °С}), R^2 = 0,998$$

Из результатов экспериментов можно сделать вывод, что коэффициент открытой пористости

керны, насыщенного моделью пластовой воды, при температурном воздействии уменьшается. Это связано с тепловым расширением воды в поровом объеме керновой модели, что в свою очередь увеличивает сжимаемость пор.

По результатам двух экспериментов определено, что влияние давления на пористость образцов керна Лыаельской площади имеет линейный вид в диапазоне изменения горного давления от 8 до 20 МПа для всех ступеней температуры. При этом изменение пористости не превосходит 0,5%. Влияние температуры более значительное для низкопроницаемых образцов.

Далее проводилась серия экспериментов по прокачке влажного насыщенного пара и горячей воды (t = 80 °С) через низкопроницаемые образцы керна. Эти образцы представлены алевролитами и аргиллитами.

На рисунках 4–7 показано сравнение измерений ФЕС до и после прокачки теплоносителя.

Как видно из рисунка 4, у образцов наблюдается заметное снижение пористости. Скорее всего, это

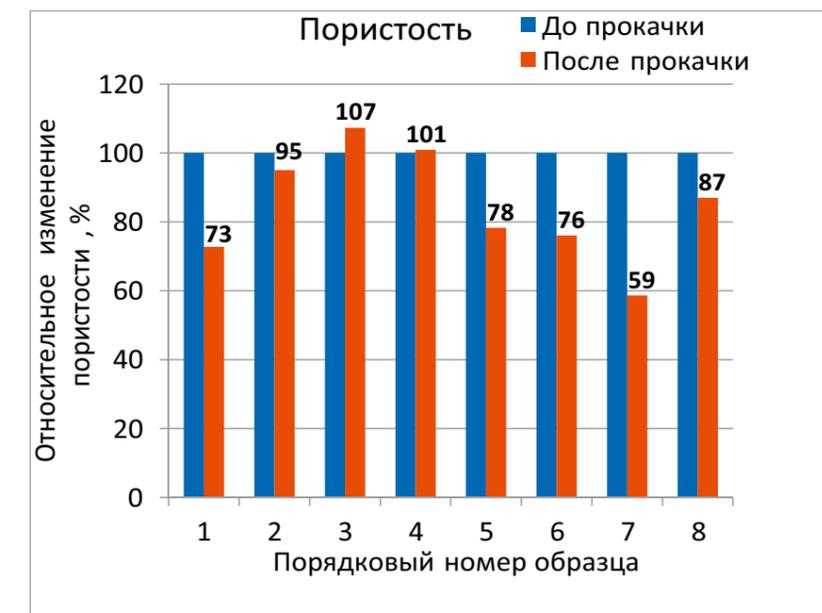


РИС. 4. Сравнение пористости до и после прокачки горячей воды (t = 80 °С)

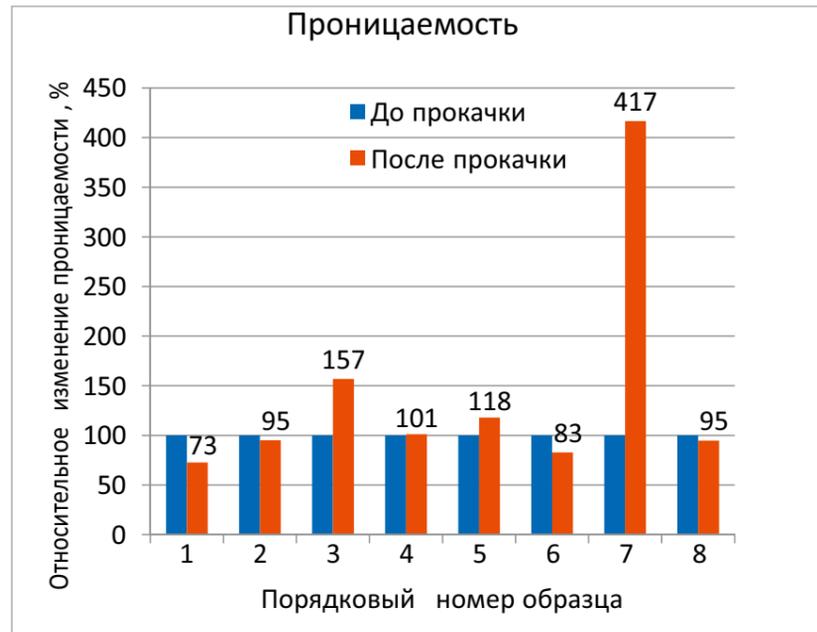


РИС. 5. Сравнение проницаемости до и после прокачки горячей воды (t = 80 °C)

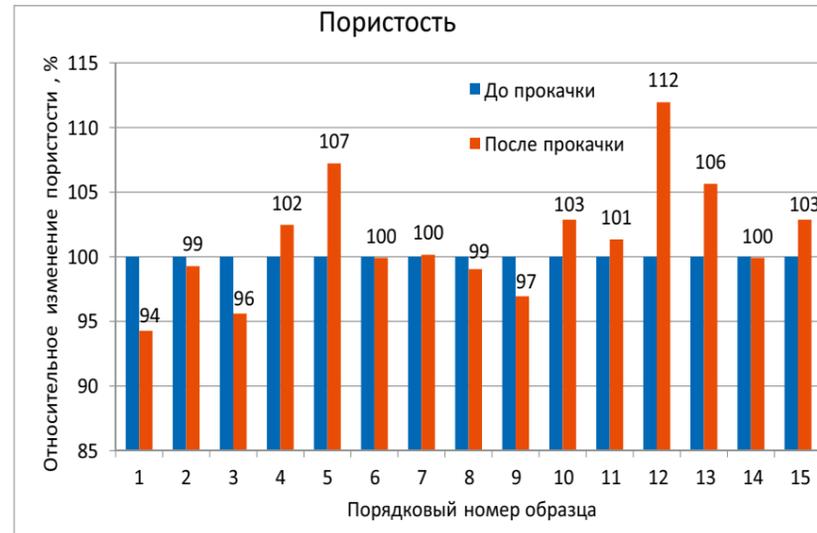


РИС. 6. Сравнение пористости до и после прокачки пара (t = 200 °C)

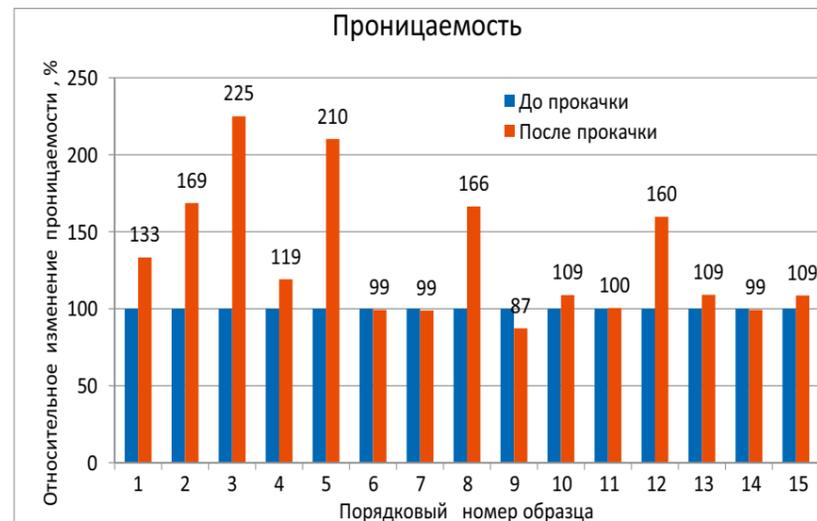


РИС. 7. Сравнение проницаемости до и после прокачки пара (t = 200 °C)

связано с набуханием глинистых минералов и, соответственно, снижением порового объема.

Для проницаемости наблюдается разнонаправленное изменение (как повышение, так и понижение). Для образца 7 наблюдается кратный рост проницаемости (4,17 раза).

Для прокачки пара (t = 200 °C) на рисунках 6 и 7 приведены аналогичные гистограммы.

Для пористости наблюдается разнонаправленное изменение.

Как видно из результатов, для проницаемости изменение достигает разы. У образца 16 (не показан) после прокачки пара (t = 200 °C) наблюдалось образование сквозной трещины, при этом проницаемость увеличилась в 65 раз.

Таким образом, можно сделать вывод об изменении ФЕС низкопроницаемых пород с ростом температуры. Для некоторых образцов обнаружено кратное повышение ФЕС, связанное с образованием новых и повышением раскрытости старых трещин.

Далее проводилось численное моделирование с учетом результатов экспериментов с целью учесть ФЕС и их изменение на показатели разработки Ярегского месторождения.

Существующие методы моделирования не учитывают ФЕС низкопроницаемых пород (неколлектор). В этой работе производился расчет технологических показателей разработки по трем вариантам (Таблица 4).

В варианте 1 неколлектора представлялись нулевыми ячейками. В варианте 2 неколлекторам присваивалась нулевая пористость для учета механизма теплопроводности (опция Stars). В варианте 3 неколлекторам присваивались фильтрационно-емкостные свойства согласно результатам лабораторных исследований для учета теплопроводной и конвективной составляющих.

Согласно представленных тестовых расчетов установлено, что учет фильтрационно-емкостных свойств пород неколлектора позволяет

ТАБЛИЦА 4. Варианты учета неколлектора в численной модели

ВАРИАНТЫ		1	2	3
Учёт	Фильтрационно-емкостные свойства	—	—	+
	Конвективная составляющая	—	—	+
	Теплопроводная составляющая	—	+	+
	Теплофизические свойства	—	+	+

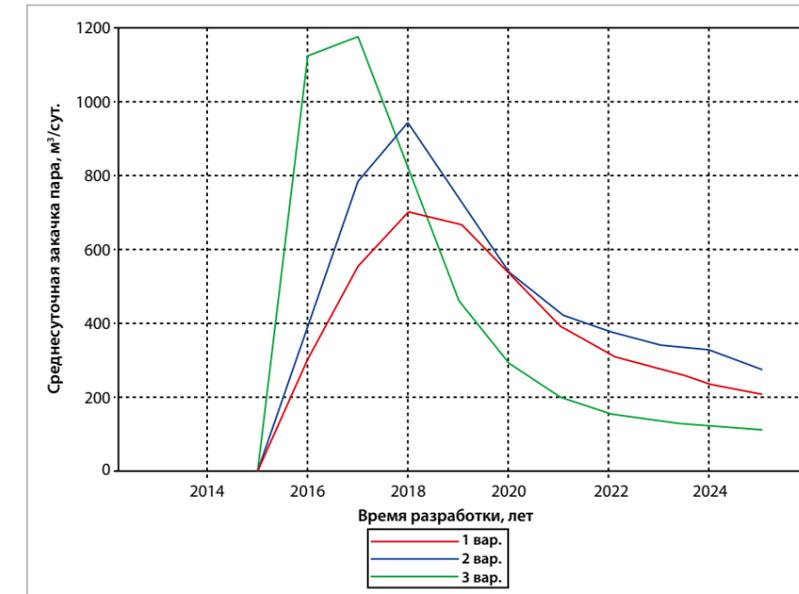


РИС. 8. Результаты тестовых расчетов по среднесуточной закачке пара по трем вариантам

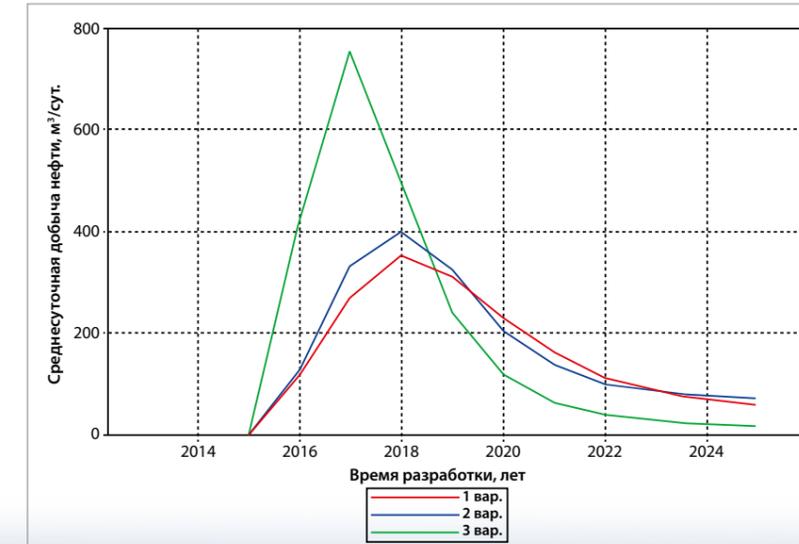


РИС. 9. Результаты тестовых расчетов по среднесуточной добычи нефти по трем вариантам

существенно повысить приемистость скважин при тепловом воздействии.

Основной вклад вносит именно учет изменения ФЕС пород-неколлекторов – 3-й вариант отличался от 2-го только тем, что породам-неколлекторам дополнительно задавалась проницаемость согласно результатам лабораторных экспериментов.

Опираясь на полученные результаты стоит отметить, что несмотря на низкие фильтрационно-емкостные свойства пород неколлекторов, за счет совместного механизма конвекции и теплопроводности (3-й вариант) достигаются более высокие технологические показатели.

Пренебрежение фильтрационными характеристиками пород неколлекторов для рассмотренных вариантов приводит к отклонению, как по текущим, так и по накопленным показателям не менее чем на 25–30%.

Таким образом, учет ФЕС низкопроницаемых пород (неколлекторы) является актуальной проблемой для месторождений, разрабатываемых тепловыми методами. ●

KEYWORDS: modeling of field development, filtration-capacitive properties of reservoir rocks, technological indicators of field development, Yareg field, information support.



# ПЛАТФОРМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ ТЕРРИТОРИЙ



**Владимирова  
Витта Георгиевна,**  
заместитель начальника  
Управления инноваций,  
стратегии и коммуникаций,  
Московский авиационный  
институт



**Шемяков  
Александр Олегович,**  
секретарь Совета по  
приоритету научно-  
технологического развития  
«Связанность территории  
Российской Федерации,  
проректор по  
стратегическому развитию,  
Московский авиационный  
институт

В СТРАТЕГИИ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РФ ЭФФЕКТИВНОЕ ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ УКАЗАНО В КАЧЕСТВЕ ПРИОРИТЕТНОГО НАПРАВЛЕНИЯ, ЧТО ПРОДИКТОВАНО НЕОБХОДИМОСТЬЮ ЭФФЕКТИВНОГО ОСВОЕНИЯ БОГАТСТВ РЕГИОНА И УКРЕПЛЕНИЯ ПОЗИЦИЙ РОССИИ НА ЭТИХ ТЕРРИТОРИЯХ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ СОВЕТОМ ПО ПРИОРИТЕТУ «СВЯЗАННОСТЬ ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ» СОВМЕСТНО С МИНОБРНАУКИ РОССИИ ГОТОВИТСЯ ПРЕДЛОЖЕНИЕ О РАЗРАБОТКЕ КОМПЛЕКСНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЫ ПОЛНОГО ИННОВАЦИОННОГО ЦИКЛА «ПЛАТФОРМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ ТЕРРИТОРИЙ». КАКОВЫ ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ И МЕХАНИЗМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЭТОЙ ПРОГРАММЫ?

*IN THE STRATEGY FOR SCIENTIFIC AND TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN FEDERATION, THE EFFECTIVE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC IS INDICATED AS A PRIORITY, AND WAS PREMISED ON THE NEED FOR AN EFFECTIVE LEVERAGING THE MINERAL WEALTH OF THE REGION AND STRENGTHEN RUSSIA'S POSITION IN THESE TERRITORIES. CURRENTLY, THE COUNCIL ON THE PRIORITY "THE CONNECTIVITY OF THE RUSSIAN FEDERATION TERRITORY", TOGETHER WITH THE RUSSIAN MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE, IS PREPARING A PROPOSAL TO DEVELOP A COMPREHENSIVE SCIENTIFIC AND TECHNICAL PROGRAM FOR THE FULL INNOVATION CYCLE "PLATFORM SOLUTIONS FOR INTEGRATED PLANNING AND TERRITORIAL DEVELOPMENT". WHAT ARE THE GOALS, OBJECTIVES AND FOLLOW-UP MECHANISM OF THIS PROGRAM?*

Ключевые слова: комплексное освоение территорий, освоение Арктики, научно-технические программы, платформенные решения, госрегулирование.

Комплексное освоение Арктической зоны Российской Федерации определено приоритетной задачей в целом ряде документов стратегического планирования федерального уровня.

Согласно Стратегии пространственного развития (утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 февраля 2019 г. № 207-р), первоочередными задачами развития Арктической зоны Российской Федерации являются:

- обеспечение устойчивого круглогодичного транспортного сообщения малонаселенных и островных территорий Арктической зоны, Дальнего Востока, изолированных от единой транспортной системы Российской Федерации;
- содействие развитию распределенной генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии, в первую очередь на удаленных и труднодоступных территориях,

Главный инструмент реализации СНТР – комплексные научно-технические программы и проекты полного инновационного цикла, результатом которых должны стать востребованные на рынке продукты, услуги и технологии, позволяющие эффективно решать проблемы социально-экономического развития страны и регионов

обладающих необходимыми природными условиями и ресурсами;

- стимулирование опережающего развития и внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий, в первую очередь в Арктической зоне Российской Федерации и на территориях Крайнего Севера и приравненных к ним местностях.

В Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации (далее в тексте – СНТР, утверждена Указом Президента РФ от 1 декабря 2016 г. № 642) эффективное освоение Арктики указано в составе приоритета научно-технологического развития «Связанность территории Российской Федерации» (пункт 20е СНТР).

Реализация этого приоритета должна стать ответом на «большой вызов», который заключается в необходимости эффективного освоения и использования пространства, в том числе путем преодоления диспропорций в социально-экономическом развитии территории страны, а также укрепления позиций России в области экономического, научного и военного освоения космического и воздушного пространства, Мирового океана, Арктики и Антарктики.

Главным инструментом реализации СНТР являются комплексные научно-технические программы и проекты полного инновационного цикла, результатом которых должны стать востребованные на рынке продукты, услуги, технологии, позволяющие эффективно и экономически выгодно решать актуальные проблемы социально-экономического развития страны и регионов.

Формирование и отбор комплексных программ и проектов полного инновационного цикла должны обеспечить советы по приоритетным направлениям научно-технологического развития; утверждать такие программы будет правительство Российской Федерации.

В настоящее время Советом по приоритету «Связанность территории Российской Федерации» совместно с Минобрнауки России готовится предложение о разработке комплексной научно-технической программы

полного инновационного цикла «Платформенные решения для комплексного освоения территорий (ПР КОТ)».

Целью Программы ПР КОТ является разработка технологий и продуктов, обеспечивающих связанность и комплексное освоение малонаселенных и труднодоступных территорий в арктических, сибирских и дальневосточных регионах, в том числе создание:

**Цель Программы ПР КОТ – разработка технологий и продуктов, обеспечивающих комплексное освоение малонаселенных и труднодоступных территорий в арктических, сибирских и дальневосточных регионах**

- комплексных моделей освоения ресурсного потенциала и обеспечения жизнедеятельности на удаленных и труднодоступных территориях,
- моделей инженерной и социальной инфраструктуры, транспортного обслуживания систем,
- средств управления, связи и навигации,
- объектов социальной, коммунальной, энергетической инфраструктуры,
- автономных зданий и сооружений.

Разработка и реализация Программы ПР КОТ требует широкой научно-технической и производственной кооперации. В состав рабочей группы по подготовке предложения о разработке Программы ПР КОТ входят представители научных организаций, инновационных предприятий, ведущих университетов, в их числе НОЦ «Транспорт» Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е.Алексеева, Мурманский арктический государственный университет, АО «Долгопрудненское Конструкторское Бюро Автоматики», Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет), Московский автомобильный институт (МАДИ), НИЦ «Институт им. Жуковского», ЦАГИ, Санкт-Петербургский государственный технологический институт (ТУ), ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ», Северо-Восточный

Федеральный Университет им. М.К.Аммосова, Консорциум «Дирижабли в Якутии», Группа компаний «ИнЭнерджи».

С предложением выступить в качестве пилотного региона для разработки и реализации Программы ПР КОТ в Совет по приоритету научно-технологического развития «Связанность территории Российской Федерации» обратились

представители Республики Саха (Якутия), для которой проблемы связанности территории, ее комплексного освоения стоят крайне остро.

Для Республики Саха (Якутия), как и для других российских арктических территорий, характерны очаговый характер расселения с низкой плотностью населения, технологическая изолированность энергосистемы, неразвитость транспортной, инженерной и социальной инфраструктуры. В целом доля транспортных издержек в валовом региональном продукте (далее – ВРП) регионов Дальнего Востока и Арктики в два раза превышает аналогичный среднероссийский показатель.

Эффективное решение проблем пространственного развития арктических регионов не представляется возможным без разработки и внедрения новых технологий, позволяющих обеспечивать энергетическую, транспортную, информационную, социокультурную связанность малонаселенных и труднодоступных территорий.

На примере транспортного сообщения в Усть-Янском улусе Республики Саха (Якутия) (рис. 1) видно, что дорога с твердым покрытием соединяет только два населенных пункта: административный центр района – поселок Депутатский с поселком Усть-Куйга. Остальные населенные пункты имеют сезонную транспортную доступность по зимникам или

УДК 004

РИС. 1

Сообщение между населенными пунктами Усть-Янского улуса Республики Саха (Якутия)



Население НП Усть-Янского улуса

Название НП	Население (чел.)	Промысел
Депутатский (АЦ)	2897	Добыча олова, горнообогатительные комбинаты
Казачье	1247	Оленеводство, рыболовство, добыча пушнины
Нижнеянск	300	Транспортный центр, судоходство
Сайылык	675	Оленеводство, рыболовство, добыча пушнины
Тумат	498	Оленеводство, рыболовство, добыча пушнины
Усть-Куйга	796	Транспортный центр, судоходство
Хайыр	413	Оленеводство, рыболовство, добыча пушнины
Усть-Янск	271	Оленеводство, рыболовство, добыча пушнины
Уянди	142	Оленеводство, табунное коневодство
Юкагир	120	Оленеводство, рыболовство, охота
<b>Всего</b>	<b>7359</b>	

Связан с АЦ дорогой с твёрдым покрытием (общая протяжённость дорог – 223,18 км)  
 Связан с АЦ сезонной дорогой (зимники, обслуживаемые КП «Дороги Арктики») (общая протяжённость дорог – 504,96 км)  
 Не связан с АЦ или связан иным способом

Аэропорты Усть-Янского улуса

Название НП	Типы принимаемых ВС	Межулусное	Внутриулусное
Депутатский	Ан-26, Ан-24, Ан-3и Ми-8	6 р/н на Ан-24	Ми-8
Нижнеянск	Ан-24, Ан-26, L-410, Ан-2, Ан-3, вертолёты всех типов	Аэропорт затопляется. Достоверные сведения отсутствуют.	
Усть-Куйга	Ан-26, Ан-24, Ми-8	1 р/н на Ан-24	Ми-8

водным путям. Решить проблему связанности территорий такого масштаба исключительно путем строительства дорог, мостовых переходов и прочих традиционных путей сообщения невозможно по экономическим и экологическим соображениям: стоимость строительства превысит сотни миллиардов рублей и причинит невосполнимый вред чрезвычайно уязвимым к антропогенному воздействию арктическим биосистемам.

В рамках Программы ПР КОТ разрабатываются комплексные решения для обеспечения связанности территории, которые будут отвечать как требованиям экономической целесообразности, так и жестким экологическим требованиям, которые предъявляются к любой хозяйственной деятельности на

Эффективное решение проблем пространственного развития арктических регионов не представляется возможным без разработки и внедрения новых технологий, позволяющих обеспечивать энергетическую, транспортную, информационную, социокультурную связанность малонаселенных и труднодоступных территорий

территории Арктической зоны Российской Федерации.

Программа ПР КОТ включает в себя четыре направления:

- Комплексное прогнозирование и моделирование;
- Автономные здания, сооружения и системы;
- Умный транспортно-логистический модуль – УТЛМ;
- Защитные покрытия.

Результатом работ по первому направлению станет создание комплексных моделей освоения ресурсного потенциала и обеспечения жизнедеятельности на удаленных и труднодоступных территориях.

Одной из актуальных проблем государственного и муниципального управления в России является неполная согласованность, а часто и изолированность основных видов

стратегического планирования – отраслевого, регионального, научно-технического, а также планирования в целях обеспечения безопасности.

Решением данной проблемы, позволяющим синхронизировать и гармонизировать различные подходы к прогнозированию и планированию социально-экономического развития может стать комплексная модель освоения ресурсного потенциала и обеспечения жизнедеятельности, включающая в себя модели расселения, размещения производительных сил, транспортно-логистического обслуживания, энергообеспечения, а также социокультурную модель территории.

В составе комплексной модели формируются данные о наличии и качестве ресурсов территории – минеральных, климатических, водных, растительных, почвенных, земельных, животного мира (с учетом норм допустимого изъятия), рекреационных, а также проводится оценка человеческого капитала территории.

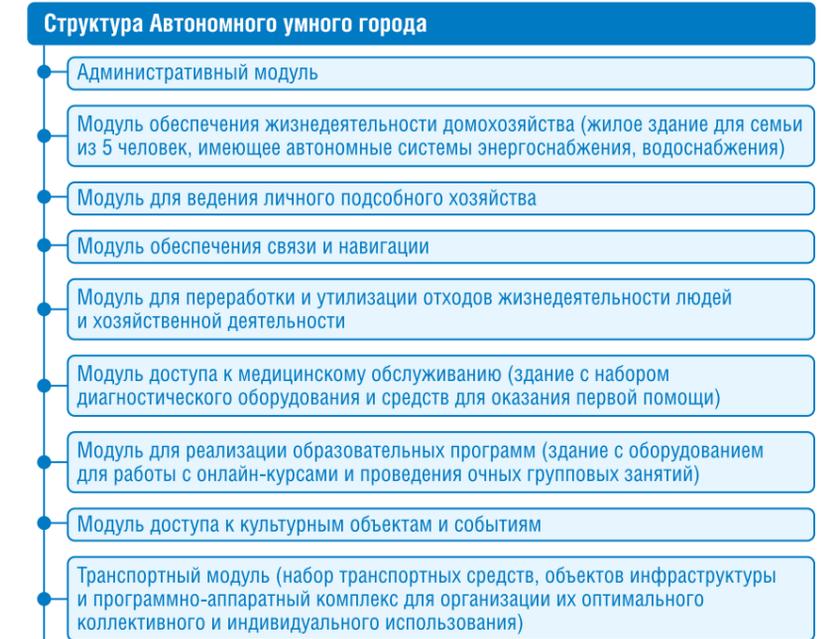
Создание комплексной модели территории позволит обоснованно определить приоритеты ее социально-экономического развития, для реализации которых будут сформированы предложения по выбору оптимальных сценариев и соответствующих решений органов государственной власти и местного самоуправления.

Результатом применения комплексных моделей станет повышение эффективности использования ресурсов, направляемых на социально-экономическое развитие удаленных и труднодоступных территорий, повышение их инвестиционной привлекательности, оптимизация государственных, отраслевых и региональных программ.

В результате работ по направлению «Автономные здания, сооружения и системы» будет создана модульная платформа для комплексного освоения территорий, позволяющая в течение короткого срока развернуть автономный населённый пункт («автономный умный город») и обеспечить в нём весь контур жизнедеятельности с качеством жизни, сопоставимым с городскими агломерациями. Структура автономного умного города приведена на рис. 2.

РИС. 2

Автономные здания, сооружения и системы: создание модульной платформы для комплексного освоения территорий



Также в рамках направления «Автономные здания, сооружения и системы» планируется проектирование и производство плавучих транспортируемых производственных модулей полной заводской готовности для освоения Арктики, в том числе – для добычи полезных ископаемых.

Разворачивание таких модулей позволит применять промышленные технологии на малонаселенных территориях с использованием развиваемых мощностей по сжиженному газу и современных достижений по роботизированным системам выполнения технологических операций замкнутого цикла. Подразумевается использование безлюдных технологий (минимизация количества работающих) на месте эксплуатации, а также изготовление большинства элементов в условиях существующих заводов с последующей буксировкой к месту эксплуатации.

В целях обеспечения транспортной связанности удаленных и труднодоступных территорий в рамках Программы ПР КОТ будет создан Умный транспортно-логистический модуль (УТЛМ), представляющий собой систему мультимодальных перевозок, работающую по принципу

«одного окна» и обеспечивающую постоянную транспортную доступность. В составе УТЛМ будут объединены как уже использующиеся транспортно-логистические ресурсы, так и транспортные средства, не нуждающиеся в традиционной транспортной инфраструктуре – малая авиация, дирижабли, вездеходный и амфибийный транспорт. Также планируется разработка и включение в состав УТЛМ беспилотных авиационных и наземных транспортно-логистических систем. Принцип деятельности УТЛМ показан на рис. 3.

Для управления деятельностью УТЛМ планируется создание интегрированной цифровой платформы взаимодействия перевозчиков (транспортных предприятий, частных перевозчиков и индивидуальных владельцев транспортных средств) и клиентов (пассажиров, грузоотправителей) по обеспечению мобильности и оказанию транспортно-логистических и других услуг всеми видами транспорта.

Посредством платформы будет осуществляться планирование маршрутов транспортных средств, связь с государственными структурами управления

движением, мониторинг положения транспортных средств в реальном времени, осуществление логистического планирования и оценки эффективности транспортировки грузов и людей.

Сервисную часть системы управления предполагается реализовать в форме электронной площадки для размещения заявок на транспортировку грузов и пассажиров со стороны потребителей. При этом потребитель, заказывая услугу, задает ее базовые параметры, такие как точки отправления и назначения, время доставки и параметры транспортировки, не заботясь об особенностях маршрута и количестве логистических операций. Исполнителями транспортных заявок будут являться юридические и физические лица, являющиеся владельцами транспортных средств и предоставляющие свои ресурсы под управление региональной системой.

Для каждой разновидности транспортных средств в составе УТЛМ будет разработана экономически обоснованная модель их использования.

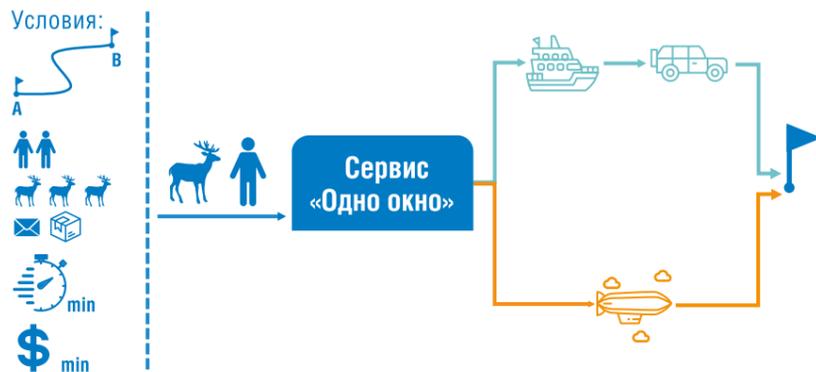
Для амфибийных транспортных средств планируется разработка арктического стандарта полного жизненного цикла, то есть будет создана база нормативной документации, что позволит снизить трудоемкость и сроки разработки новых транспортных средств, а также затраты на их разработку, изготовления и обслуживание. Будет разработан комплекс стандартов, нормирующих перечень применяемых материалов и типоразмеры основных узлов арктических транспортных средств.

Также будут разработаны варианты универсального базового шасси с различными типами движителей для транспортировки людей, грузов и выполнения технологических операций, обеспечивающих преодоление расстояний от 100 до 300 км и от 300–700 км.

В составе работ по УТЛМ планируется организация проектирования и производства аэростатических летательных аппаратов (АЛА) и инфраструктуры для их эксплуатации и обслуживания. Запланированы разработка, сертификация и подготовка серийного производства пилотируемого/беспилотного многоцелевого дирижабля

РИС. 3

**Система мультимодальных перевозок для малонаселенных и труднодоступных территорий**



грузоподъемностью от 10 тонн и пилотируемого/беспилотного дирижабля грузоподъемностью от 32 тонн. Потребуется создание центра подготовки пилотов (операторов) АЛА и специалистов по их обслуживанию, разработка и сертификация технических средств обучения (тренажеров) для центра подготовки.

Воздушный транспорт в составе УТЛМ будет представлен также легкой авиационной техникой. Воздушные суда малой авиации в арктическом исполнении должны обеспечивать укороченные взлет/посадку на грунтовые полосы и подготовленные площадки, иметь возможность использования на лыжном и поплавком шасси, обеспечивать автоматический полет по маршруту с использованием пилотажно-навигационного комплекса и автопилота, а также возможность безопасной посадки при отказе двигателей, эксплуатацию при температурах воздуха от минус 55 до плюс 50 °С.

По данному направлению планируются разработка, сертификация и организация серийного производства перспективных легких многоцелевых самолетов. На сегодняшний день построен прототип многоцелевого четырехместного двухдвигательного самолета, идет подготовка к серийному производству, ведется проектирование девятиместного самолета укороченного взлета/посадки.

Выполнение работ по направлению «Защитные покрытия» в составе Программы ПР КОТ необходимо для создания как автономных зданий, сооружений и систем,

так и для всех элементов умного транспортно-логистического модуля. Целью данных работ является создание и организация серийного производства покрытий, обеспечивающих снижение себестоимости, увеличение сроков службы и эксплуатационных характеристик зданий, сооружений, транспортных средств, включая трубопроводный транспорт.

По направлению «Покрытия» планируется создание технологий и производства ледостойких и антиобледенительных покрытий, комплекса антикоррозионных материалов, а также экологически чистых серосодержащих композиционных материалов для дорожного строительства, возведения взлетно-посадочных полос и площадок, иных объектов транспортной и инженерной инфраструктуры.

Актуальной задачей сегодняшнего этапа формирования Программы ПР КОТ является организация взаимодействия с потенциальными заказчиками и промышленными партнерами Программы.

Совет по приоритету научно-технологического развития «Связанность территории Российской Федерации» открыт для сотрудничества со всеми заинтересованными хозяйствующими субъектами, органами государственной власти и местного самоуправления, научными организациями и общественными инициативами. ●

KEYWORDS: complex development of territories, development of the Arctic, scientific and technical programs, platform solutions, state regulation.

# КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы

## НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

**14–15 апреля 2020**  
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»  
[www.oilandgasforum.ru](http://www.oilandgasforum.ru)

## 20-я международная выставка НЕФТЕГАЗ-2020

**13–16 апреля 2020**  
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»  
[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)



# ЛИТИЕВЫЕ БАТАРЕИ для буровых систем: ответственный подход к электроснабжению

**Анастасия Никитина**

ШИРОКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ЗАБОЙНЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ (MWD/ LWD) ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН ОСТРО ПОСТАВИЛО ВОПРОС ОБ ОПТИМАЛЬНОМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ ЭТОГО ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПОСКОЛЬКУ ПРЯМАЯ КАБЕЛЬНАЯ СВЯЗЬ МЕЖДУ ПОВЕРХНОСТЬЮ И MWD-СИСТЕМАМИ НЕЦЕЛЕСООБРАЗНА ПО ЦЕЛОМУ РЯДУ ПРИЧИН. ИДЕАЛЬНЫМ РЕШЕНИЕМ СТАЛИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ЛИТИЕВЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ (БАТАРЕИ), СПОСОБНЫЕ ВЫДЕРЖАТЬ ОЧЕНЬ ВЫСОКИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ВИБРАЦИИ, НО ПРИ ЭТОМ ОБЕСПЕЧИВАТЬ ПОЛНУЮ НАДЕЖНОСТЬ В ТЕЧЕНИЕ ДЛИТЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ. КАКИМИ ПРЕИМУЩЕСТВАМИ ОБЛАДАЮТ ИСТОЧНИКИ ТОКА ДЛЯ БУРОВЫХ СИСТЕМ КОМПАНИИ VITZROCELL?

*THE WIDESPREAD USE OF MEASURING-WHILE-DRILLING (MWD) AND LOGGING WHILE DRILLING LWD SYSTEMS TO OPTIMIZE AND INCREASE THE EFFICIENCY OF OIL AND GAS HOLE DRILLING HAS RAISED THE QUESTION OF THE OPTIMAL ENERGY SUPPLY FOR THIS HIGH-TECH EQUIPMENT, SINCE DIRECT CABLE CONNECTION BETWEEN THE SURFACE AND MWD SYSTEMS IS INAPPROPRIATE FOR VARIOUS REASONS. A PERFECT SOLUTION IS THE HIGH-TEMPERATURE LITHIUM CELLS (BATTERIES), WHICH ARE ABLE TO WITHSTAND VERY HIGH TEMPERATURES AND VIBRATIONS AND AT THE SAME TIME PROVIDE COMPLETE RELIABILITY FOR A LONG PERIOD OF TIME. WHAT ARE THE BENEFITS OF VITZROCELL CURRENT POWER SUPPLIES FOR DRILLING SYSTEMS?*

Ключевые слова: литиевые батареи, высокотемпературные литиевые элементы, Vitzrocell, буровые установки, источники питания, забойные телеметрические системы, MWD, LWD, источники тока

УДК 622

## VITZRO CELL Products Line-up



Современная буровая установка – это целый комплекс различных по назначению машин, механизмов, сооружений и приборов, с помощью которых осуществляются все процессы, связанные с бурением скважин. При этом очень важно, чтобы все составляющие ее элементы работали эффективно и максимально надежно, ведь зачастую буровые установки работают в экстремальных климатических условиях, за тысячи километров от цивилизации.

Каждый час простоя этого дорогостоящего оборудования из-за поломки может грозить нефтегазовым компаниям крупными финансовыми потерями, а также отставанием от графика глобального процесса добычи углеводородов. Поэтому одна из самых важных задач, которая стоит перед компанией-владельцем буровой установки – постоянный контроль работы всех ее систем, не допуская таким образом наступления и развития аварийной ситуации.

Именно поэтому в нефтегазовой отрасли промышленности широкое применение получили забойные телеметрические системы (MWD/ LWD measurement/logging while drilling), позволяющие в реальном времени контролировать навигационные и геофизические параметры бурения, такие как позицию и угол наклона ствола скважины, скорость вращения буровой коронки, крутящий момент, уровень вибрации, температуру, тип породы и др. параметры.

Иначе говоря, все важные узлы и агрегаты буровых систем буквально увешаны датчиками, приборами,

индикаторами, на которые воздействует масса негативных факторов – агрессивная среда бурового раствора, вибрация механизмов, колоссальное давление и температура, растущая не только от трения и работы самого оборудования, но и с каждым метром погружения вглубь породы. И все это необходимо снабжать электроэнергией. При этом важно отметить, что использование прямой связи по кабелю непрактично, что создало потребность в разработке и производстве специализированного источника энергии, способного обеспечить автономную работу и избежать аварийных ситуаций. Таким решением стали высокотемпературные литиевые элементы (батареи).

Достоинств у высокотемпературных литиевых батарей немало. Они отличаются высокой энергоемкостью, низким саморазрядом, высокой надежностью, минимальными габаритами и массой, широким диапазоном рабочих температур и длительным сроком хранения. Кроме того, такие батареи герметичны и не выделяют электролита и газов при хранении и эксплуатации, что очень важно в плане пожарной безопасности. Такие батареи не требуют специальных систем газоотведения, вентиляции и обслуживания.

Компания Vitzrocell – ведущий мировой производитель литиевых батарей – уже не первый год успешно поставляет на российский рынок высококачественные источники питания, отвечающие всем требованиям российских нефтегазовых компаний, в том

числе тех, которые работают в крайне тяжелых климатических условиях, например, в Арктике. Среди преимуществ высокотемпературных литиевых батарей Vitzrocell – высокая надежность, длительная устойчивость к вибрационным и ударным нагрузкам, а также широкий температурный диапазон работы (от 0 до +180 °C). Кроме того, данные источники тока содержат встроенную защиту из шунтирующего диода (от глубокого разряда) и плавкого предохранителя. В дополнение к ней батареи Vitzrocell снабжены заменяемым плавким предохранителем 3A/10A (в зависимости от типа батареи). Данные источники питания снабжены специализированными разъемами, а также у клиентов есть возможность приобрести батареи с нестандартными разъемами по индивидуальному заказу.

Уникальные технические возможности литиевых батарей позволяют расширить область их применения для решения задач автономного энергообеспечения оборудования, поэтому продукция предприятия не ограничивается применением только в MWD/LWD-системах.

Литиевые батареи Vitzrocell можно использовать для внутритрубного диагностического оборудования нефтепроводов, резервного и автономного электропитания различных объектов газодобывающей отрасли (батареи успешно эксплуатируются на газораспределительных станциях, в системах аварийной сигнализации и системах телемеханики линейных

участков газопроводов, счетчиках газа, для резервного питания систем КИПиА и т.д.), а также питания океанографических измерительных устройств в рамках подводного мониторинга или навигации (подводные системы наблюдения, гидрографическое обследование оборудования, акустический релиз, мини-маяки и т.д.)

Кстати, в последнем случае литиевые элементы и батареи – практически безальтернативный вид источников тока, поскольку экспедиция для замены батареи на приборе в Арктику, например, обойдется в тысячи раз дороже, чем установка энергоисточника, обеспечивающего многолетнее надежное функционирование подобного оборудования даже с учетом недружественных погодных условий. Это понимают и проектировщики, и изготовители, и эксплуатанты метеорологических и океанографических систем.

Специалисты компании Vitzrocell более десяти лет производят высокотемпературные элементы питания для нефтегазовой отрасли. Серии DD-HR, DD-MR, CC-MR, FAT-D and SC (3.9V) давно известны среди профессионалов своими преимуществами,



а широкий модельный ряд и высокое качество делают высокотемпературные источники Vitzrocell востребованными для широкого круга потребителей во всем мире. Благодаря более чем 30-летнему накопленному опыту, Vitzrocell была признана лучшим поставщиком решений для питания высокотемпературных батарей в Северной Америке.

Важно подчеркнуть, что вся продукция прошла международную сертификацию и сертификацию РФ. Компания Vitzrocell предоставляет своим клиентам решения, отвечающие всем необходимым требованиям в нефтегазовой отрасли, что позволяет подобрать оптимальные высокотемпературные источники питания под решение конкретных задач в отрасли. ●

KEYWORDS: lithium batteries, high-temperature lithium cells, Vitzrocell, drilling rigs, power supplies, downhole telemetry systems, MWD, LWD, current sources

# VITZRO CELL

[www.vitzrocell.com](http://www.vitzrocell.com) / [russia@vitzrocell.com](mailto:russia@vitzrocell.com) / Tel. +82-2-2024-3236 / можно на русском

Реклама



## БИЗНЕС БЕЗ ГРАНИЦ CESSNA CITATION LONGITUDE



ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам реактивных самолетов CESSNA CITATION в России и СНГ

 CITATION M2 Дальность: 2871 km Пассажиры: 7	 CITATION CJ3+ Дальность: 3778 km Пассажиры: 9	 CITATION CJ4 Дальность: 4010 km Пассажиры: 10	 CITATION XLS+ Дальность: 3889 km Пассажиры: 9	
 CITATION LATITUDE Дальность: 5000 km Пассажиры: 9	 CITATION SOVEREIGN+ Дальность: 5926 km Пассажиры: 12	 CITATION X+ Дальность: 6408 km Пассажиры: 12	 CITATION LONGITUDE Дальность: 6482 km Пассажиры: 12	 CITATION HEMISPHERE Дальность: 8330 km Пассажиры: 12

+7 968 759 45 24 – Денис Клепов  
[cessna@eastunion.ru](mailto:cessna@eastunion.ru)  
[www.eastunion-fleet.ru](http://www.eastunion-fleet.ru)



# ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА

## для обеспечения промышленной безопасности и надежности морских трубопроводов

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИХ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ

REVIEWED METHODS AND FACILITIES OF DIAGNOSING THE TECHNICAL CONDITION OF OFFSHORE PIPELINES TO ENSURE THEIR SAFETY AND RELIABILITY

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: морские трубопроводы, безопасность, надежность, диагностирование технического состояния, методы диагностирования, средства диагностирования, волоконно-оптический мониторинг, внутритрубные инспекционные снаряды, подводные аппараты, гидроакустические приборы.

**Шарнина  
Гульнара  
Салаватовна,**  
к.т.н.,  
доцент  
ФГБОУ ВО «Уфимский  
государственный нефтяной  
технический университет»

**Якупова  
Лидия Айдаровна,**  
магистрант,  
ФГБОУ ВО «Уфимский  
государственный нефтяной  
технический университет»

Трубопроводные системы, расположенные в море, строятся в особых условиях, накладывающих повышенные требования к их безопасности, надежности и целостности. Для достижения требуемых параметров эксплуатации морских трубопроводов, обеспечения их промышленной безопасности и надежности важно осуществлять постоянный и качественный мониторинг их состояния. До недавнего времени строительство подводных трубопроводов в России ограничивалось укладкой

на сравнительно небольшие глубины, характерные для переходов магистральных нефте- и газопроводов через реки, озера, водохранилища и другие водные преграды. В последние десятилетия ситуация изменилась, реализуется значительное число проектов по строительству более глубоководных морских трубопроводов. Первым российским проектом сверхглубоководного морского трубопровода является магистральный газопровод «Голубой поток», проложенный

по дну Черного моря из России в Турцию, с максимальной глубиной укладки 2150 метров. Далее последовала серия проектов по строительству морских участков магистральных газопроводов: «Джубга – Лазаревское – Сочи», «Северный поток», «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», международный проект «Турецкий поток» – магистральный газопровод из России в Турцию и страны Европы, осуществляемый в акватории Черного моря на глубинах до 2200 метров.

Специфические особенности проектирования и сооружения морских трубопроводов связаны с их назначением, географическим местоположением района укладки, береговыми условиями и характеристикой морского дна, силой морских течений, режимом судоходства и другими факторами, которые накладывают повышенные требования к надежности и безопасности. Для достижения требуемых параметров эксплуатации морских трубопроводов, обеспечения надежности и безопасности, предотвращения аварий и инцидентов важно осуществлять постоянное и качественное диагностирование технического состояния.

Эксплуатация морских трубопроводов, по отношению к эксплуатации трубопроводов на суше, имеет определенную специфику, которая недостаточно отражена в действующей в РФ нормативной документации. Вопросы обеспечения безопасной эксплуатации этих трубопроводов в настоящее время решаются главным образом на основе проектов, ориентированных преимущественно на внутритрубное диагностирование. Такой принцип не соответствует современным требованиям надежности и безопасности опасных производственных объектов. Только полномасштабное выполнение задачи контроля морского трубопровода в реальном времени, а также своевременное и качественное выполнение обследований, технического обслуживания и ремонтно-восстановительных работ могут быть гарантией безопасной эксплуатации.

Выбор методов и средств диагностирования обуславливается

конструктивными решениями морских трубопроводов (наличием узлов пуска-приема поршней, радиусом кривизны отводов, изменением диаметра, видом прокладки), сроком их службы, природно-климатическими условиями, наличием измерительных средств, возможностями транспорта и другими факторами.

В нормативно-технической базе, регулирующей диагностирование технического состояния морских трубопроводов, рассматриваются следующие методы:

Вопросы обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов в настоящее время решаются на основе проектов, ориентированных, преимущественно, на внутритрубное диагностирование. Такой принцип не соответствует требованиям надежности опасных производственных объектов

- 1) внутритрубное техническое диагностирование;
- 2) внешнее диагностирование, определение параметров технического состояния морского трубопровода, выполняемое из внешней среды без остановки его эксплуатации методами инженерно-геодезических изысканий, которое включает в себя:
  - а) инженерно-гидрографические работы, выполняемые судовым или приборным комплексом на буксируемом подводном аппарате на основе фазового гидролокатора бокового обзора, многолучевого и промерного эхолотов с применением подводного телеуправляемого аппарата и водолазов;
  - б) инженерные изыскания на береговых участках трубопровода;
  - в) диагностирование береговых участков трубопровода с применением приборов неразрушающего контроля.

Диагностирование морских трубопроводов выполняется при помощи следующих технических средств:

- внутритрубные инспекционные снаряды;
- специализированные суда;

- подводные аппараты (подводные телеуправляемые аппараты, буксируемые подводные аппараты, автономные необитаемые подводные аппараты; обитаемые подводные аппараты);
  - комплексы спутниковой навигации;
  - гидроакустические приборы;
  - гидроакустические навигационные системы;
- В настоящее время российскими и зарубежными компаниями применяются следующие методы диагностирования:

- 1) визуальный, с помощью подводного телеуправляемого аппарата или водолазами;
- 2) внутренний, с использованием системы внутритрубных снарядов;
- 3) гидролокаторный, с помощью многолучевых эхолотов и гидролокаторов бокового обзора.

Диагностирование реализуется путем осуществления наружного контроля трубопровода, а также внутреннего контроля состояния трубопровода. Наружный контроль включает в себя обзорную гидроакустическую съемку (макросъемку) и детальный контроль трубопровода (микросъемку). Макросъемка может осуществляться с борта инспекционного судна или с помощью подводных дистанционно управляемых аппаратов. Для проведения инспекций в качестве базового оборудования используются автономные подводные аппараты. На глубинах до 300 м при малой дальности зоны обследований целесообразны аппараты типа «Гном». На глубинах до 3000 м при необходимости большой автономии плавания целесообразны аппараты типа «Пилигрим». Оба типа аппаратов

УДК 622.692.4.07



способны нести на борту все необходимые для выполнения инспекции технические средства, выгодно отличаясь стоимостью от зарубежных аналогов.

Внутренний контроль трубопровода осуществляется с помощью методов и средств внутритрубной дефектоскопии с регистрацией пространственной конфигурации трубопроводов (изгибы, смещение от расчетного положения), геометрии оболочки труб (овальность, складки), повреждений металла труб (коррозия, трещины, задиры) и сварных соединений. Контроль внутренних дефектов должен выполняться с помощью внутритрубного диагностического устройства – «диагностического поршня».

Современные требования к транспортировке определяют применение интеллектуальных систем управления, что в том числе позволяет реализовывать достигнутый уровень развития волоконно-оптических технологий.

В основе системы волоконно-оптического мониторинга, разработанного компанией Omnisens, лежит принцип измерения посредством оптического взаимодействия – вынужденное рассеяние Мандельштама-Бриллюэна. Данная система включает в себя анализатор и стандартные одномодовые волоконно-оптические сенсоры, которые обладают уникальной компактностью, высокой чувствительностью, не подвержены электромагнитному воздействию и имеют надежную, защищенную от повреждений конструкцию.

Один анализатор способен контролировать непрерывный участок сенсора протяженностью до 70 км, а с использованием встроенного оптического переключателя его измерительная способность увеличивается в два раза. При использовании дополнительных промежуточных оптических усилителей дальность непрерывного измерения морской инфраструктуры может превышать 300 км.

Волоконно-оптический мониторинг позволяет проводить внутритрубную диагностику исключительно в зонах зарождения и развития дефектов, обнаруживать и определять месторасположения секций труб без поддержки грунта, вызванных эрозией или подвижками грунта. Такие системы уже нашли практическое применение в проектах мониторинга морского трубопровода нефтяной компании Statoil в Норвегии, компании Total E&P в Англии, а также проект Оогурук на Аляске для Pioneer Natural Resources Alaska.

Диагностированию морских трубопроводов в последнее время стало уделяться значительное внимание. Проведение внутритрубного диагностирования является дорогостоящей и трудоемкой задачей. Поэтому создание современных дистанционных технологий диагностирования позволяет сократить затраты на внутритрубное диагностирование.

На сегодняшний день проблема обеспечения надежности и безопасности эксплуатации, предотвращения аварий

и инцидентов на морских трубопроводах является актуальной. Диагностирование осуществляет прогнозирование безопасной работы, выявление дефектов, влияющих на остаточный ресурс безопасной работы трубопровода.

Эксплуатация морского трубопровода имеет определенную специфику, которая недостаточно отражена в нормативной документации. Вопросы обеспечения безопасной эксплуатации этих трубопроводов в настоящее время решаются, преимущественно на внутритрубном диагностировании. Такой принцип не соответствует современным требованиям надежности и безопасности трубопроводов. Полномасштабное выполнение задач контроля морского трубопровода в реальное время, а также своевременное и качественное выполнение обследования технического обслуживания могут быть гарантией безопасной эксплуатации.

Необходимо формирование нормативно-правовой базы, устанавливающей мероприятия мониторинга морского трубопровода для определения его технического состояния, оценки безаварийной эксплуатации и выработки рекомендаций по проведению ремонтно-восстановительных работ. ●

**Литература**

1. Р Газпром 2-3.7-936-2015 Техническое диагностирование морских подводных трубопроводов. М: ОАО «Газпром», 2014 г. – 47 с.
2. Л.А. Якупова, Г.С. Шарнина. Анализ средств технического диагностирования морских трубопроводов. – Трубопроводный транспорт – 2018: тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 299–301.
3. Л.А. Якупова, Г.С. Шарнина. Анализ методов диагностирования морских трубопроводов. – Трубопроводный транспорт – 2018: тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 301–302.

KEYWORDS: offshore pipelines, safety, reliability, diagnostics of technical condition, diagnostic methods, diagnostic facilities, fiber-optic monitoring, in-line inspection shells, underwater vehicles, hydroacoustic devices.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА



Дожимные и вакуумные компрессорные станции



Системы комплексной газоподготовки



Блочные пункты подготовки газа



Теплообменное оборудование



Проектирование и производство



Доставка и монтаж



Наладка, испытания, обучение персонала



Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1. Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

info@energaz.ru www.energaz.ru

# РЕСУРСЫ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ ПРИ ИЗУЧЕНИИ И ОСВОЕНИИ

ЛЮБАЯ СТАДИЯ РАБОТ НА ШЕЛЬФЕ ТРЕБУЕТ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ. ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ГРП ИХ ЦЕЛЮЮ ЯВЛЯЕТСЯ ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРОВЫХ УСТАНОВОК В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН, ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИНЖИНИРИНГ НЕОБХОДИМ ДЛЯ ПРАВИЛЬНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ СООРУЖЕНИЙ, НА ЭТАПЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ И ТРУБОПРОВОДОВ. НА КАЖДОМ ЭТАПЕ ВАЖНО ПРАВИЛЬНО ОПРЕДЕЛИТЬ МЕТОДЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАДАЧАМИ ПРОЕКТА. КАК ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ ЭТИ МЕТОДЫ И КАКИЕ ВОПРОСЫ РЕШАЕТ КОМПЛЕКСНЫЙ ИНЖИНИРИНГ?

*ANY STAGE OF WORK ON THE SHELF REQUIRES ENGINEERING SURVEYS. WHEN PERFORMING GEOLOGICAL EXPLORATION ACTIVITIES, THE GOAL IS TO ENSURE THE SAFE OPERATION OF DRILLING UNITS DURING THE DRILLING OF EXPLORATION WELLS; WHEN DEVELOPING A FIELD, ENGINEERING IS NECESSARY FOR THE PROPER ORGANIZATION OF INFIELD STRUCTURES; AND THE CONDITION OF HYDRAULIC STRUCTURES AND PIPELINES IS MONITORED DURING THE OPERATIONAL PHASE. AT EACH STAGE, IT IS IMPORTANT TO CORRECTLY DETERMINE THE METHODS IN ACCORDANCE WITH THE PROJECT TASKS. HOW ARE THESE METHODS DETERMINED AND WHAT ISSUES DOES GENERAL ENGINEERING SOLVE?*

Ключевые слова: инженеринг, комплексные изыскания, разработка шельфовых месторождений, углеводороды шельфа, нефтепромысловые сооружения.

**Черников Дмитрий,**  
начальник отдела инженерных изысканий ОАО «МАГЭ»

УДК 622.32



РИС. 1. Научный флот ОАО «МАГЭ»: НИС «Геофизик», ИС «Аквамарин», ИС «Фёдор Ковров», ИС «Сапфир»

Начиная с 2013 года ОАО «МАГЭ» выполняет комплексные инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений. Первый проект был успешно осуществлён в акватории Печорского моря, а в настоящее время компания активно работает в акваториях арктических и дальневосточных морей с перспективой выхода на международный рынок. Флот компании насчитывает 7 исследовательских судов, 4 из них предназначены для выполнения комплексных инженерных изысканий – «Геофизик», «Фёдор Ковров», «Аквамарин» и «Сапфир» (рис. 1).

Суда имеют современные аппаратно-программные комплексы и оборудование (как зарубежного, так и отечественного производства), что позволяет получать детальную и объективную характеристику инженерно-геологических условий на участках планируемого поисково-разведочного бурения, размещения гидротехнических сооружений и по трассам трубопроводов, а также осуществлять оценку состояния и мониторинг газопроводов.

Работы выполняются в соответствии с отраслевыми государственными и международными нормативами, корпоративными стандартами ведущих нефтегазовых компаний.

Деятельность предприятий осуществляется согласно требованиям стандартов ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, OHSAS 18001:2007.

В составе инженерных изысканий на намеченных участках в первоочередном порядке

выполняются следующие виды полевых работ:

- инженерно-гидрографические – промер многолучевым или однолучевым эхолотом, гидролокационное обследование дна и гидромагнитная съёмка;
- инженерно-геофизические – непрерывное сейсмоакустическое профилирование в двухчастотном режиме (ВЧ и НЧ НСАП) и сейсморазведочные работы высокого разрешения (СВР) (рис. 2).



РИС. 2. Выполнение сейсморазведочных работ высокого разрешения (СВР). Установка заглубителя на приемную косу



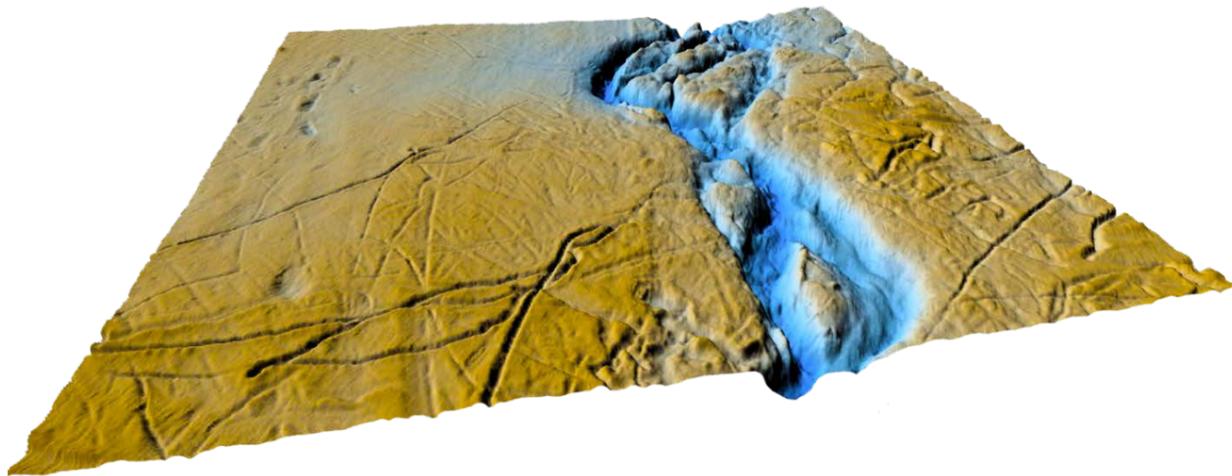


РИС. 3. Пример построенной цифровой модели рельефа дна по данным многолучевого эхолотирования

Результаты полученных исследований обеспечивают оценку безопасности производства проектируемых работ в намеченных местах и позволяют при необходимости осуществить оперативную корректировку.

Геофизические работы направлены на выявление особенностей геологического строения грунтовой толщи, выявление и локализацию «геологических опасностей» – компонентов геологической среды, опасных или неблагоприятных для строительства и эксплуатации гидротехнических сооружений и проходки поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

Среди геологических опасностей выделяют: скопления свободного газа («газовых карманов»), толщи «слабых» грунтов, погребённые эрозионные врезы, разрывные нарушения, зоны повышенной трещиноватости и пр. (рис. 4).

Работы методом СВР выполняются для обнаружения опасных и неблагоприятных геологических процессов до глубин, как правило, 1000 метров ниже уровня дна. При этом сейсмоакустическим профилированием более детально освещается верхняя часть разреза до 100 м (рис. 5).

Содержание последующих инженерно-геологических работ, выполняемых после обработки

и анализа гидрографических и геофизических материалов, определяется типом используемых буровых установок и особенностями проектируемых гидротехнических сооружений. Эти работы должны обеспечить изучение особенностей строения грунтового основания, состава и физико-механических свойств грунтов в номенклатуре и объёмах, необходимых для геотехнических расчётов по оценке условий постановки буровых установок или строительства гидротехнических сооружений.

Геотехнические работы, как правило, включают:

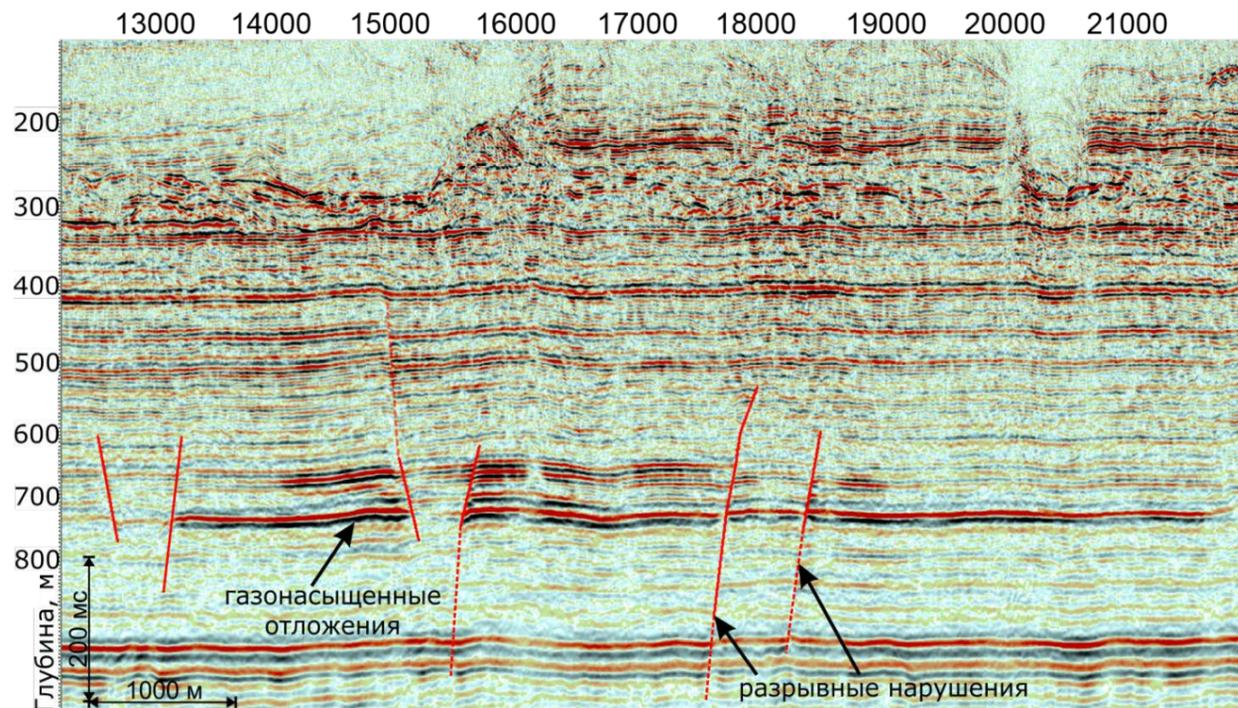


РИС. 4. Пример выделения разрывных нарушений и газонасыщенных отложений по данным СВР

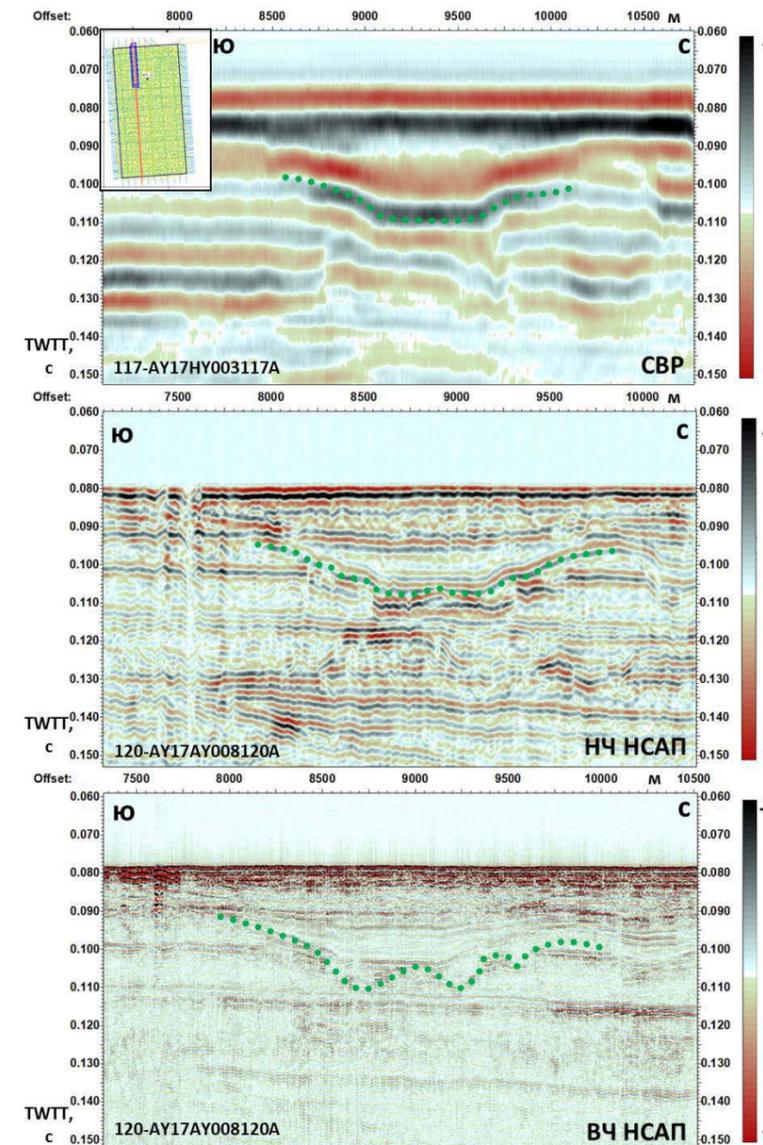


РИС. 5. Сравнение разрешающей способности данных

- отбор образцов грунта и опробование инженерно-геологических скважин;
- испытание грунтов методами статического и/или динамического зондирования (СРТ, SPT) и др.;
- опробование придонной части грунтовой толщи (донных грунтов) на разную глубину (рис. 6);
- лабораторные исследования и испытания грунтов на борту судна и в береговых лабораториях.

Геотехническое изучение грунтового основания в намеченных местах осуществляется с привлечением специализированных исследовательских судов и сертифицированных береговых лабораторий.

На заключительном этапе инженерных изысканий производится обобщение результатов, комплексирование и подготовка окончательного (финального) технического отчёта.

Также в состав комплексных инженерных изысканий входят экологические и гидрометеорологические изыскания.

Перед началом строительства гидротехнических сооружений и на действующих объектах выполняются площадные съёмки и подводно-технические работы с применением телеуправляемых необитаемых подводных аппаратов (ТНПА). Они включают визуальный осмотр и приборные обследования: измерения толщин,



РИС. 6. Выполнение пробоотбора грунтов гравитационной трубкой и вибрационным пробоотборником

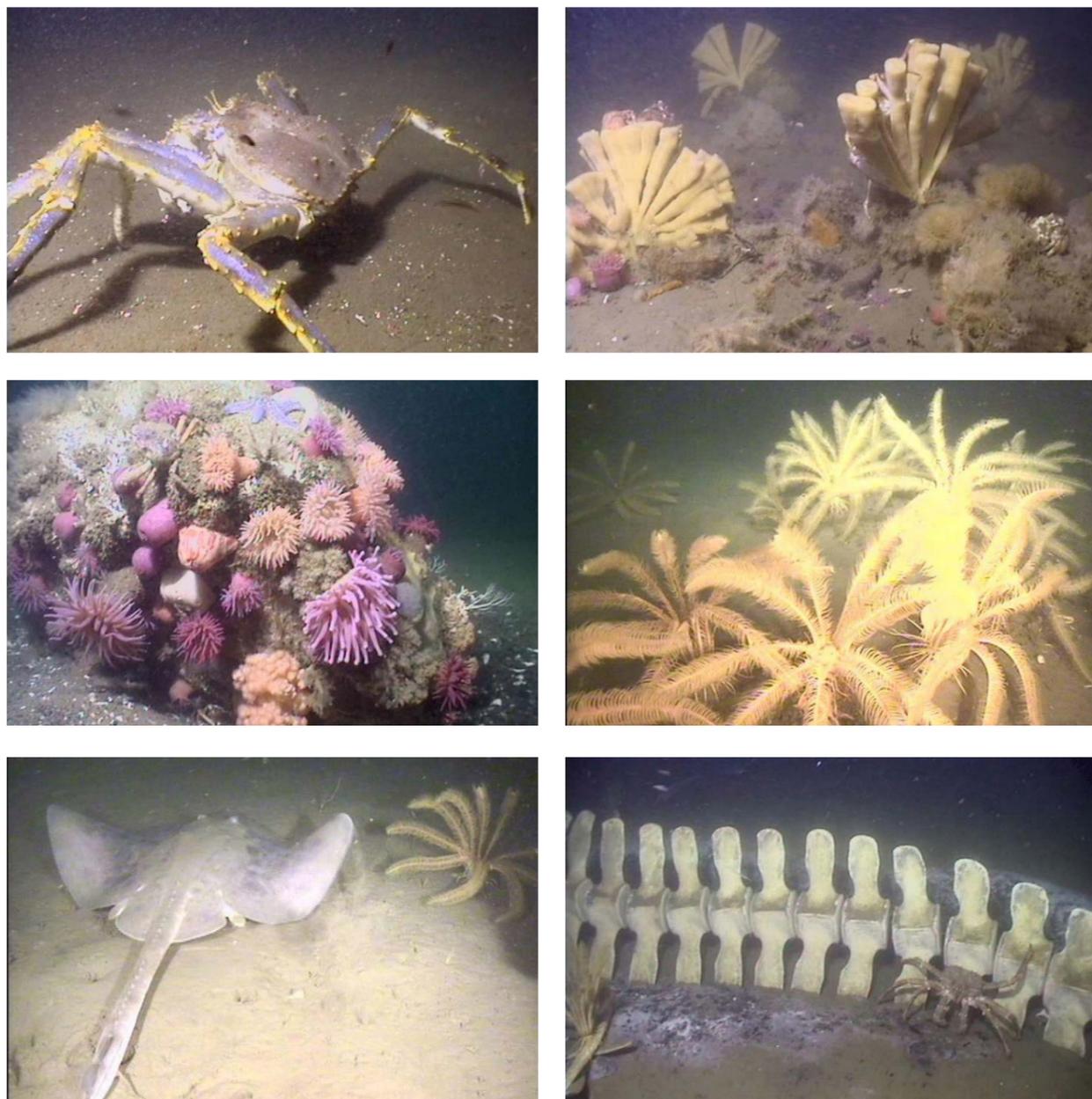


РИС. 5. Макрозообентос, шельф Охотского моря

электрических потенциалов, геометрических параметров, трассировку трубопроводов, очистку от обрастаний. Также видеосъемку с использованием ТНПА выполняют для изучения макрозообентоса в рамках экологических исследований (рис. 7).

Стоит отметить, что на континентальном шельфе инженерные изыскания требуются на всех этапах изучения и освоения нефтегазовых ресурсов.

На начальном этапе геологоразведочных работ изыскания необходимы для обеспечения безопасной эксплуатации буровых установок, используемых при бурении поисково-разведочных скважин.

В период обустройства выявленных месторождений они выполняются для проектирования и строительства эксплуатационных внутрипромысловых сооружений и подводных трубопроводов, предназначенных для транспортировки добытой продукции на береговые приёмные пункты и морские погрузочные терминалы.

На этапе эксплуатации осуществляется мониторинг состояния гидротехнических сооружений и трубопроводов.

Методы и последовательность их применения определяются в соответствии с задачами каждого конкретного проекта, программа составляется индивидуально,

учитывая характерные особенности будущих работ. Комплексные инженерные изыскания решают вопросы позиционирования планируемых объектов строительства, позволяют оценить состояние эксплуатируемых морских сооружений (газопроводы, трассы трубопроводов и т.д.). От достоверности результатов изысканий зависит точность и безопасность последующих работ, включая поиск, разведку, разработку и последующую эксплуатацию нефтегазовых месторождений континентального шельфа. ●

KEYWORDS: *engineering, complex surveys, offshore field development, offshore hydrocarbons, oilfield facilities.*



РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА  
СТРАТЕГИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС



СТРОИТЕЛЬСТВО  
ОБУСТРОЙСТВО  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ



ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
БУРЕНИЕ  
СКВАЖИННЫЕ  
ТЕХНОЛОГИИ

29 НОЯБРЯ 2019 МОСКВА ROGSUMMIT.RU

# РОССИЙСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РАБОТЫ НА ШЕЛЬФЕ

ЗА ПОСЛЕДНИЕ ПЯТЬ ЛЕТ КАК ПО ГОСУДАРСТВЕННЫМ КОНТРАКТАМ, ТАК И ПО ЗАКАЗАМ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ ОАО «МОРСКАЯ АРКТИЧЕСКАЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДЧНАЯ ЭКСПЕДИЦИЯ» ВЫПОЛНИЛО ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ОБЪЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДЧНЫХ РАБОТ 2D И 3D, А ТАКЖЕ КОМПЛЕКСНЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ В АРКТИЧЕСКИХ И ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ МОРЯХ. ОДНАКО, НАРЯДУ С БЕЗУСЛОВНЫМИ ДОСТИЖЕНИЯМИ В ИССЛЕДОВАНИИ ШЕЛЬФА, НОВЕЙШИЙ ЭТАП ОТЛИЧАЕТСЯ НЕМАЛЫМИ СЛОЖНОСТЯМИ, В ТОМ ЧИСЛЕ И ДЛЯ СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ. ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ ВЛИЯНИЕ НА РОССИЙСКИХ ПОСТАВЩИКОВ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ УСЛУГ ОКАЗЫВАЕТ ВВЕДЕНИЕ САНКЦИЙ НА ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАБОТ НА ШЕЛЬФЕ.

*OVER THE PAST FIVE YEARS, JSC MARINE ARCTIC GEOLOGICAL EXPEDITION HAS COMPLETED SIGNIFICANT VOLUMES OF 2D AND 3D SEISMIC WORKS, AS WELL AS COMPREHENSIVE ENGINEERING SURVEYS IN THE ARCTIC AND FAR EASTERN SEAS, BOTH ON STATE CONTRACTS AND ON THE ORDERS OF SUBSOIL USERS. HOWEVER, ALONG WITH THE INDISPUTABLE ACHIEVEMENTS IN THE STUDY OF THE SHELF, THE LATEST STAGE HAS A NUMBER OF SIGNIFICANT DIFFICULTIES, INCLUDING FOR SERVICE COMPANIES. THE IMPOSITION OF SANCTIONS ON THE SUPPLY OF EQUIPMENT FOR WORK ON THE SHELF HAS SIGNIFICANT IMPACT ON RUSSIAN SUPPLIERS OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL SERVICES.*

Ключевые слова: геологоразведка, оборудование для ГРП, сейсморазведка, недропользование, добыча на шельфе.

**Казанин  
Геннадий Семёнович,**  
генеральный директор  
ОАО «МАГЭ», д.т.н.,

**Макаров  
Евгений Станиславович,**  
заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ОАО «МАГЭ»,

**Казанин  
Алексей Геннадьевич,**  
председатель совета директоров  
ОАО «МАГЭ», к.т.н.,

**Базилевич  
Сергей Олегович,**  
начальник отдела морской  
сейсморазведки  
ОАО «МАГЭ»,

**Кашик  
Михаил Алексеевич,**  
заместитель начальника  
отдела морской  
сейсморазведки  
ОАО «МАГЭ».

УДК 550.8

Практически все оборудование для выполнения геолого-геофизических работ (сейсмические косы, донные станции, пневмоисточники, навигационное обеспечение) изготавливается зарубежными компаниями. Основные поставщики оборудования – компании из Франции, США, Великобритании – находятся под санкциями.

Так, компания Sercel (Франция) прекратила ремонт сейсмических кос и поставку комплектующих. Большинство заключенных ранее контрактов приостановлено. По оценкам экспертов, доля сейсмических кос компании Sercel по отношению к косам других производителей для российских компаний составляет 70–80%. Компания Hydrosience Technologies Inc (США) также полностью прекратила ремонт и поставку запчастей и комплектующих для своих сейсмических кос. BOLT (США) приостановлены все поставки комплектующих для пневмоисточников, включая кольца, прокладки, резинки.

Учитывая сложившуюся в последние годы ситуацию в геологоразведочной отрасли, в частности в сфере геологоразведочных исследований арктического шельфа РФ (санкционная политика ЕС, США и Канады), крайне актуальными стали проблемы разработки, испытаний и серийного производства отечественных образцов специализированного оборудования, способного конкурировать с образцами зарубежных производителей, которые сейчас широко используются в отрасли.

Важную роль в решении проблемы импортозамещения в области геологоразведочного сервиса играет государственная поддержка. В рамках государственной программы Министерства промышленности и торговли Российской Федерации ведущими российскими научно-техническими предприятиями АО «Концерн «Океанприбор», «Си Технолоджи Инструмент», «ПУЛЬС», АО «Акустический институт имени Н.Н. Андреева» (АО «АКИН»), АО НПП «АМЭ», Институт океанологии имени П.П. Ширшова РАН проводились разработки аппаратуры для морской сейсморазведки.



РИС. 1. Образцы испытываемого оборудования: 1 – гелиепополненная буксируемая сейсмическая коса; 2 – автономные донные четырехкомпонентные сейсмические регистраторы; 3 – комплект пневмоисточников различного объема; 4 – система позиционирования и управления глубиной буксировки сейсмодосы; 5 – система акустического позиционирования донных станций.

Заказ на проведение испытаний образцов отечественного сейсмического оборудования, изготовленного этими предприятиями по государственным контрактам, получила Морская арктическая геологоразведочная экспедиция.

Выбор ОАО «МАГЭ» в качестве экспертной организации был обусловлен прежде всего научно-техническим, кадровым потенциалом и профессиональным опытом компании в проведении работ на шельфе. Разносторонний опыт сотрудников МАГЭ позволяет помочь разработать конструкторскую и технологическую документацию, определить оптимальные эксплуатационные характеристики, составить программу натурных испытаний и, что самое важное, собственными силами организовать испытания опытных образцов специализированного оборудования для морских геологоразведочных работ в реальных условиях арктического шельфа РФ.

Перед ОАО «МАГЭ» была поставлена задача проведения натурных испытаний следующих образцов геолого-геофизического оборудования отечественного производства:

- гелиепополненная буксируемая сейсмическая коса, регистрирующий комплекс и комплект пневмоисточников различных объемов;

- система позиционирования и управления глубиной буксировки сейсмодосы;
- автономные донные четырехкомпонентные сейсмические регистраторы «Краб»;
- система акустического позиционирования донных станций «Пикет» и программное обеспечение «Афалина».

Научные испытания геофизического оборудования, разработанного в рамках программы импортозамещения Минпромторга РФ, провели в октябре–ноябре 2017 года в юго-восточной части Баренцева моря (Печорское море). Работы выполнялись с привлечением двух судов ОАО «МАГЭ» – НИС «Геолог Дмитрий Наливкин» и НИС «Акварин». Испытания проводились в достаточно суровых климатических и ледовых условиях. Температура воздуха достигала  $-5^{\circ}\text{C}$ , заборной воды  $-2^{\circ}\text{C}$ . Однако благодаря опыту, слаженности действий и профессионализму научного персонала ОАО «МАГЭ» натурные испытания были завершены в срок и в полном объеме.

Профиль для проведения испытания был выбран в районе Долгинского поднятия Печорского моря и проходил в непосредственной близости от действующей скважины, что позволило более точно и комплексно оценить качество,



РИС. 2. Схема расположения района проведения испытаний

достоверность и геологическую значимость полученных данных.

Испытания геленаполненной буксируемой сейсмической косы, разработанной АО «Концерн «Океанприбор» и «Си Технолоджи Инструмент», устройств контроля и изменения глубины буксировки сейсмокосы («птиц»), комплекта пневматических источников «ПУЛЬС» были проведены с судна НИС «Геолог Дмитрий Наливкин».

Программа испытаний предусматривала отработку одного и того же опытного профиля с использованием серийных образцов регистрирующего оборудования – сейсмокосы Sercel Sentinel и пневмоисточников Bolt и с испытываемыми образцами – сейсмокосой МГК и пневмоисточниками Пульс. Затем предполагалось сравнить полученные результаты.

Наряду с опытным образцом буксируемой сейсмокосы, был испытан также модуль для механической регулировки глубины буксировки сейсмокосы («птица»). Модуль предназначен для механического управления буксиромых сейсмокос посредством изменения угла гидродинамических элементов (крыльев) относительно корпуса изделия, на основании задания, получаемого через систему передачи данных по сейсмокосе и измерением собственной глубины,

получаемой от встроенного датчика давления. Данный опытный образец призван составить конкуренцию широко используемым в настоящее время в отрасли зарубежным образцам – ION DigiBird.

По итогам проведенных испытаний сделан вывод о высоких перспективах импортозамещения при изготовлении сейсмокос и источников упругих колебаний, как в части эффективности, так и надежности. Открывается ниша применения полученных результатов в инженерной геологии.



РИС. 3. Раскладка опытных автономных донных регистраторов «Краб» на профиле, 2017 г.

Испытания 4-компонентных автономных донных регистраторов «Краб и системы гидроакустического позиционирования донных регистраторов «Пикет» проводились с привлечением специализированного судна ОАО «МАГЭ» ИС «Аквамарин».

Так же, как и при испытаниях оборудования для сейсморазведки с буксируемой косой, предполагалось на одном и том же профиле получить результаты посредством серийных образцов оборудования (донные регистраторы Geospace OBX и система гидроакустического позиционирования Sonardyne Scout USBL) и сравнить результаты между собой.

При сравнении полевых сейсмических данных, полученных опытными образцами оборудования, с данными, полученными серийными образцами, отмечена их высокая сходимость.

Испытания системы гидроакустического позиционирования АО «АКИН» выявили ряд недоработок в пользовательском интерфейсе оператора, которые были доведены до производителя. В остальном результаты измерений также показали достаточно высокую степень сходимости с результатами измерений, полученными системой Sonardyne Scout USBL

Участие ОАО «МАГЭ» в работе по программе импортозамещения РФ продолжилось в полевом сезоне 2018 г.

В 2018 г., после усовершенствования программного обеспечения (ПО), система акустического



РИС. 4. Испытания автономной донной секционной сейсмокосы в Голубой бухте, 2018 г.

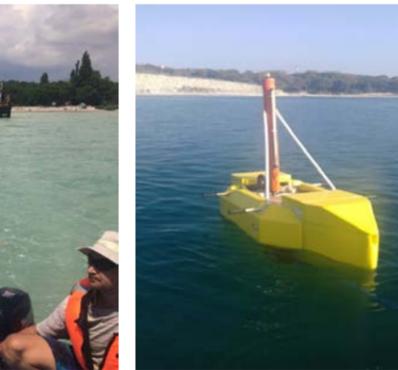
позиционирования АО «АКИН» была запущена в производство. Первые 2600 маяков-ответчиков и наборное оборудование приобретены ОАО «МАГЭ» и успешно эксплуатируются на производственном объекте компании в Печорском море.

Кроме этого, в 2018 г. была проведена опытная эксплуатация геленаполненной буксируемой сейсмической косы, созданной АО «Концерн «Океанприбор». Коса эксплуатировалась ОАО «МАГЭ» в течение трех месяцев на различных производственных объектах в Баренцевом и Карском морях. Работы выполнялись на борту судна ОАО «МАГЭ» НИС «Профессор Куренцов». Основной вывод по этим испытаниям: оборудование не имеет скрытых незарегистрированных ранее дефектов и может быть использовано в работе.

Также в 2018 г. проведена работа по испытаниям автономной секционной донной сейсмокосы (АСДС), разработанной АО «АКИН», в состав которой входит буй-регистратор, позволяющий дистанционно получать информацию о регистрируемом сигнале.

Предварительные испытания проведены на полигоне Южного отделения ФГБУН «ИО РАН» в Голубой бухте Черного моря, вблизи г. Геленджик под контролем специалистов ОАО «МАГЭ».

В полевом сезоне 2019 года автономные донные станции «Краб» и система гидроакустического подводного позиционирования «Пикет» успешно применяются ОАО «МАГЭ» в крупномасштабном проекте морских сейсморазведочных работ в Охотском море для нужд одной из ведущих российских компаний-недропользователей.



С помощью вышеописанного оборудования ОАО «МАГЭ» успешно проводит морские сейсморазведочные работы 3D с регистрацией четырех компонент сейсмического волнового поля.

В работах задействованы 4 специализированных судна – 2 судна-раскладчика, судно-источник сейсмического сигнала, а также судно для проведения гидроакустического позиционирования – судно-пингеровщик. Работы производятся в условиях динамично меняющейся гидрометеорологической обстановки и в условиях крайне сложной гидрологической ситуации, а также в непосредственной близости к полупогружной буровой установке, производящей буровые операции.

Раскладка автономных донных регистраторов «Краб» производится с судов-раскладчиков, оборудованных системой динамического позиционирования (DP2) в соответствии с проектом работ и с соблюдением правил охраны труда и правил безопасности мореплавания.



РИС. 5. Выполнение морских сейсморазведочных работы 3D с применением автономных донных регистраторов «Краб», 2019 г.

Полевые сейсмические данные, считываемые с автономных донных регистраторов КРАБ, проходят контроль качества и передаются представителям заказчика на борту судна-источника для приемки. К настоящему моменту выполнено более 90% запланированного объема работ.

По итогам испытаний, проведенных в полевых сезонах 2017–2019 гг., можно отметить следующее:

В сжатые сроки впервые изготовлен и подготовлен к проведению предварительных (натурных) испытаний образец морского геофизического комплекса с геленаполненной буксируемой сейсмокосой, системой позиционирования и управления буксиромыми сейсмокосами и источниками упругих колебаний.

Изготовлены, запущены в серийное производство и применяются в работе отечественные образцы автономных донных регистрирующих модулей «Краб» и система гидроакустического позиционирования «Пикет». Доказана их конкурентоспособность с оборудованием зарубежных производителей.

Заложена основная промышленная база серийного изготовления отечественной продукции. Полученный опыт технологической подготовки производства и результаты натурных испытаний позволяют приступить к разработке унифицированного геофизического комплекса и бортовой аппаратуры, отладке ПО и изготовлению сейсмокос для морской 2D и 3D-технологии сейсморазведки и инженерной геологии. ●

KEYWORDS: *exploration equipment for geological exploration, seismic exploration, mining, offshore production.*

# СОЛНЦЕЗАЩИТНЫЕ НОУТБУКИ *Getac* ДЛЯ ОСЛЕПИТЕЛЬНОГО СЕВЕРА

Сергей Щербаков

ПРИ ВЫБОРЕ НОУТБУКА ИЛИ ПЛАНШЕТА ПОКУПАТЕЛИ СТРЕМЯТСЯ НАЙТИ ИДЕАЛЬНЫЙ БАЛАНС МЕЖДУ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ УСТРОЙСТВА, ЕГО НАДЕЖНОСТЬЮ, ЖИВУЧЕСТЬЮ И ВРЕМЕНЕМ АВТОНОМНОЙ РАБОТЫ, ПОДЧАС ОТОДВИГАЯ НА ВТОРОЙ ПЛАН КАЧЕСТВО ЭКРАНА. У ЭКРАНОВ СОВРЕМЕННЫХ ГАДЖЕТОВ СЕГОДНЯ ЕСТЬ МАССА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК. НА ПЕРВЫЙ ВЗГЛЯД ОНИ МОГУТ ПОКАЗАТЬСЯ НЕСУЩЕСТВЕННЫМИ, НО ДЛЯ ЗНАЮЩЕГО СПЕЦИАЛИСТА ЭТО НЕЗАМЕНИМЫЕ ДЕТАЛИ, ЗНАЧИТЕЛЬНО УПРОЩАЮЩИЕ РАБОЧИЙ ПРОЦЕСС.

*WHEN CHOOSING A LAPTOP OR TABLET, CUSTOMERS ARE TRYING TO FIND THE PERFECT BALANCE BETWEEN THE PERFORMANCE, RELIABILITY, SURVIVABILITY AND BATTERY LIFE OF THE DEVICE, SOMETIMES PUTTING THE SCREEN QUALITY TO A SIDE. THE SCREENS OF MODERN DEVICES HAVE A LOT OF ADDITIONAL CHARACTERISTICS. AT FIRST THEY MAY SEEM INSIGNIFICANT, BUT FOR A FULLY-FLEDGED SPECIALIST THESE ARE IRREPLACEABLE DETAILS THAT GREATLY SIMPLIFY THE WORKING PROCESS.*

Ключевые слова: планшет, ноутбук, солнцезащитный экран, работа в условиях Крайнего Севера, защищенное оборудование.

Современный рынок буквально перенасыщен предложениями различных производителей, ориентирующихся, в основном, на массового пользователя – и это можно понять, так как большинству планшет или ноутбук сегодня нужны в основном для развлечения или повседневной «мобильной» работы, удобно устроившись на диване с горячим кофе.

Планшеты и ноутбуки, предлагаемые данной целевой аудитории, обычно пестрят такими слоганами как «яркий экран», «широкий формат» и что-то в этом духе. А теперь представьте, что вы берете нежное чувствительное устройство в поход? Или на нефтяное месторождение в пустыне, где в округе на несколько десятков километров ни одной розетки, а местные понятия не имеют, что такое шнур от iPad'a. А экраны современных устройств очень прожорливы.

Для таких суровых условий и специфических задач более 250 профессионалов Getac ежедневно работают в стремлении создавать идеальные «закаленные» ноутбуки и планшеты, отвечающие строгим требованиям и запросам людей, работающих в не самых благоприятных условиях. У вас полгода идет дождь? Вы работаете в Заполарье или в сердце Африки? Приходится много путешествовать, проводя время в вечной тряске? Уже двое суток как не видели розетку? Getac с этим справится. Компания обладает почти 40-летним опытом выпуска подобной продукции и по праву заслужила репутацию лидера в данной сфере деятельности и пользуется непререкаемым авторитетом, когда речь идет о живучести и

неубиваемости устройств. Чему, кстати, способствуют применяемые ею запатентованные технологии. И если с магниевым корпусом собственного производства, ребрами жесткости и усиленными пластиковыми вставками, надежными внутренними креплениями слотов и оригинальной системой охлаждения из медных трубок все достаточно понятно и просто, именно к экранам планшетов и ноутбуков Getac стоит присмотреться поближе, ведь по прочности они превосходят все имеющиеся аналоги и не жертвуют качеством «картинки». За счет чего это становится возможным?

Хитрость в том, что инженеры, как и в случае с корпусом, не стали полагаться на готовые решения других производителей, а сконструировали фирменный экран, взяв за базу две технологии собственной разработки – QuadraClear для ноутбуков и LumiBond для планшетов. По свойствам технологии схожи, различается их сфера применения. Впрочем, есть и кардинальные отличия. Давайте разберемся.

Наибольший эффект от QuadraClear заметен буквально невооруженным взглядом – являющаяся основой светодиодная подсветка обеспечивает повышенную яркость и контрастность экрана и позволяет снизить отражаемость солнечного света. По результатам тестов, эффективная контрастность экранов Getac с применением технологии Quadra Clear до 7 раз превосходит аналоги, что позволяет без затруднений и осложнений работать даже в условиях яркого прямого солнечного света. В результате выходной номинал достигает значения 1400 нит.

Стоит отметить, использование светодиодной подсветки позволило оптимизировать работу энергосберегающего режима, при этом экран не теряет прочности. Также с использованием QuadraClear производитель смог отказаться от использования ртути в конструкции. Разумеется, от прямых механических повреждений дисплей будет «отбиваться» защищенной поверхностью типа Gorilla Glass последнего поколения или аналогичного, однако конструкция не теряет в прочности и способна выдержать падение ноутбука с высоты до двух метров, а также устойчива к царапинам и массе других воздействий, включая попадание влаги.

В отличие от «старшего брата», LumiBond рассчитана для использования в планшетах и увеличивает угол обзора, однако она также повышает яркость, контрастность и цветопередачу, а также обеспечивает улучшенное чтение в условиях яркого солнечного освещения. В отличие от ноутбука, экран планшета нельзя «спрятать» просто закрыв крышку, ввиду чего LumiBond служит «броней» для экрана и повышает устойчивость дисплея к ударам, падениям, вибрациям и прочим механическим воздействиям благодаря задействованию связующего материала, полностью заполняющего пространство между ЖК-панелью и сенсорным экраном, что также исключает возможность конденсации влаги внутри дисплея.

Стоит отметить, что две технологии схожи с друг другом, однако между ними существует принципиальная разница в разработке, так как это два отдельных проекта, однако, что характерно, инженеры

преследовали одну цель – улучшение показателей дисплеев устройств путем увеличения контрастности, яркости и четкости в условиях яркого солнечного света, при этом как в случае с QuadraClear, так и с LumiBond специалистам удалось добиться экономичного энергопотребления без потери качества изображения и одновременно усилить конструкцию, обеспечить надежность и впечатляющий ресурс жизнеспособности. Кстати, полностью защищенные ноутбуки Getac отлично работают не только в условиях яркого солнечного освещения, но и прекрасно функционируют в темное время суток благодаря поддержке режима ночного видения.

Вкупе с возможностью эффективно работать в опасных условиях, включая промышленные предприятия, ноутбуки и планшеты Getac, обеспечат профессионалов прекрасным инструментом для работы, скажем, в условиях северных широт, где техника

обязательно испытает на себе воздействие экстремальных отрицательных температур, а оператор будет вынужден взаимодействовать с девайсом как в условиях ослепительного солнечного света, так и в затяжную ночную пору.

Экстремально высокий уровень защищенности устройств такого класса великолепно подойдет для работы на нефтедобывающих предприятиях, расположенных в крайних северных широтах – даже если вы работаете в перчатках на улице при температуре значительно ниже –30 °С и внезапно уроните полностью защищенный планшет или ноутбук, с ним ничего не случится. Также компания Getac предоставляет трехлетнюю гарантию на свои устройства, подразумевающую полный ремонт «под ключ».

Планшеты и ноутбуки Getac также станут отличным дополнением к проектам цифровизации, являющимся

трендом для всех передовых нефтедобывающих компаний и, будучи интегрированными в систему, не только позволят с легкостью управлять армиями дронов одним кликом, но и обеспечат рост показателей добычи, а благодаря алгоритмам отслеживания состояния здоровья сотрудников и их местоположения предотвратят множество несчастных случаев.

Компания Getac является основным подразделением MiTAC-Synnex Business Group и была основана в качестве совместного предприятия с GE Aerospace. Изначально целью организации являлось производство электроники военного назначения и сейчас Getac является одним из лидеров в сфере выпуска ноутбуков и планшетов для нужд армии и спецназа, а также правоохранительных органов, аварийно-спасательных служб, государственных структур, промышленников, нефтяников и работников транспортного сектора. ●

KEYWORDS: *tablet, laptop, sunscreen, work in the Far North, protected equipment.*



# Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов



Подписной пакет	Количество номеров	Цена, ₽
<b>Печатная + Электронная (PDF) + Online-версия журналов (доступ к интерактивным статьям)</b>		
1 номер 2020 г.	1	1 590
I полугодие 2020 г.	8	15 990
II полугодие 2020 г.	7	13 990
Годовая подписка на 2020 г.	15	29 980
<b>Online-версия журналов (доступ к интерактивным статьям)</b>		
1 статья номера 2020 г.	–	190
1 номер 2020 г.	1	990
I полугодие 2020 г.	8	6 990
II полугодие 2020 г.	7	5 990
Годовая подписка на 2020 г.	15	12 980
<b>Печатная + Электронная (PDF) версия журналов</b>		
1 номер 2020 г.	1	1 290
I полугодие 2020 г.	8	9 990
II полугодие 2020 г.	7	8 990
Годовая подписка на 2020 г.	15	18 980
<b>Электронная (PDF) версия журналов</b>		
1 номер 2020 г.	1	290
I полугодие 2020 г.	8	1 990
II полугодие 2020 г.	7	1 890
Годовая подписка на 2020 г.	15	3 980

## Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки журнала **Neftegaz.RU**  
+7 (495) 650-14-82  
subs@neftgaz.ru

Быстрая подписка на издания и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Межрегиональное агентство подписки (МАП) | подписной индекс 11407

Подписное агентство (Урал-Пресс) | подписной индекс 80627

Для корпоративных клиентов – индивидуальные условия!

**МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!**

# Мал, да удал. Новая модификация газокompрессорных установок «ЭНЕРГАЗ»



ГРУППА КОМПАНИЙ ЭНЕРГАЗ ВЫВЕЛА НА РЫНОК ВОСТРЕБОВАННУЮ НА СЕГОДНЯ МОДИФИКАЦИЮ ГАЗОДОЖИМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ – МАЛЫЕ ГАЗОВЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ УСТАНОВКИ. МГКУ ОБЛАДАЮТ КОМПЛЕКСОМ ПРЕИМУЩЕСТВ В СВОЕМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ СЕГМЕНТЕ.

ENERGAS GROUP HAS RELEASED CURRENTLY NEEDED MODIFICATION OF GAS BOOSTER EQUIPMENT TO THE MARKET – SMALL GAS COMPRESSOR UNITS. SGCU HAVE A RANGE OF ADVANTAGES IN THEIR OPERATIONAL SEGMENT.

УДК 662.76



**Авиленко К. В.,**  
заместитель руководителя  
Департамента реализации  
проектов ООО «ЭНЕРГАЗ»

Ключевые слова: газодожимное оборудование, газокompрессорные установки, газоподготовка, сепарация, Конитлорское месторождение.

В сообществе ТЭК утвердилась традиция – решение нестандартных технологических задач доверять инженерным коллективам, многократно проверенным в деле. Опыт реализации специальных проектов подготовки и компримирования различных типов газа сосредоточен и постоянно наращивается в Группе ЭНЕРГАЗ.

### Прошли проверку в деле

За 12 лет работы в сегменте технологического оборудования газоподготовки ЭНЕРГАЗ

заявил и утвердил себя как высокопрофессиональная инженерная корпорация. Теперь это группа компаний, которые под единым брендом согласованно осуществляют проектирование, производство, поставку, ввод в эксплуатацию и сервисное обслуживание модульных установок подготовки и компримирования газа для нефтегазового комплекса, электроэнергетики, машиностроения, химической, строительной и других отраслей.

Глубокое знание производства и инженерная ответственность за качество своих проектов стали за эти годы повседневными принципами – нормой жизни всего коллектива.

Наработан комплекс уникальных инженерных решений по эффективному применению технологического оборудования последнего поколения на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, объектах сбора и транспортировки ПНГ, энергоцентрах собственных нужд месторождений, объектах специального назначения (испытательные стенды газовых турбин и учебно-технические центры).

Группа ЭНЕРГАЗ продолжает активно наращивать уникальный организационный и инженерный опыт, накопленный при реализации 150 проектов на территории

Установки «ЭНЕРГАЗ» действуют совместно с энергоагрегатами ведущих отечественных и мировых производителей: «ОДК-Газовые турбины» и «ОДК-Сатурн», «ОДК-Пермские моторы» и «ОДК-Авиадвигатель», Казанское и Уфимское моторостроительные производственные объединения, «Невский завод», «Русские газовые турбины», «Силовые машины», Alstom, Turbomach, Centrax, Solar, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki, Cummins, Wartsila, Siemens, General Electric.

### МГКУ – серия компактных «малых» компрессоров

Необходимо отметить, что номенклатура производимого и поставляемого нами оборудования постоянно расширяется. Например, мы вывели на рынок новую модификацию газодожимной техники – малые газовые компрессорные установки. Это новое актуальное предложение уже востребовано.

### ЭНЕРГАЗ ввел или готовит к пуску 290 установок подготовки и компримирования газа

36 регионов России и стран СНГ. С 2007 года поставлено и введено в действие 280 газокompрессорных станций и пунктов подготовки газа (еще 10 установок готовятся к пуску).

В электроэнергетике они работают в сопряжении со 186 газотурбинными и газопоршневыми агрегатами суммарной мощностью 6270 МВт, в нефтегазовой отрасли – подготавливают попутный нефтяной и природный газ на 46 месторождениях.

### Назначение МГКУ «ЭНЕРГАЗ»:

- сбор и транспортировка попутного нефтяного газа на месторождениях с небольшими запасами углеводородов;
- подготовка топлива для турбин небольшой мощности на объектах малой энергетики;
- снабжение топливным газом генерирующего оборудования автономных центров энергоснабжения промышленных предприятий (фото 1);

- обеспечение технологических потребностей нефтегазохимических и иных производств.

Изготовление МГКУ (фото 2) ведется с учетом современных стандартов производства и эксплуатации газокompрессорного оборудования. Установки разрабатываются по специальным (индивидуальным) проектам и обладают комплексом преимуществ в своем эксплуатационном сегменте:

- транспортировка стандартными грузовыми автомобилями;
- небольшие затраты на предпусковую подготовку;
- минимальный срок ввода в эксплуатацию;
- низкие эксплуатационные и сервисные издержки;
- доступная цена.

Реализованное инженеринговое решение дает возможность не только эксплуатировать агрегаты в стационарном режиме, но и последовательно использовать одну МГКУ на разных площадках. Важно отметить, что при перемещении установки на другой объект не требуется повторная пусконаладка.

Наши «малые» компрессоры могут функционировать на объектах без сложной инфраструктуры. Предусмотрен вариант подключения питающих линий при помощи гибких трубопроводов, что позволяет интегрировать МГКУ без переоборудования существующей системы газопроводов. При этом компрессорные установки спроектированы для длительной интенсивной работы и полностью автоматизированы.



ФОТО 1. МГКУ «ЭНЕРГАЗ» в составе энергоцентра Минского комбината силикатных изделий



ФОТО 2. Малая газокompрессорная установка на этапе сборки



РИС. 1. 3D-модель малой газокomppressorной установки на открытой раме



ФОТО 3. МГКУ «ЭНЕРГАЗ» внутрицехового исполнения – компактный и надежный агрегат

**Конструктивные особенности МГКУ**

Основные конструктивные особенности компактных установок:

- простота и надежность конструкции;
- небольшие габариты и компактность элементов;

**Одна МГКУ может последовательно эксплуатироваться на разных площадках без повторной пусконаладки**

- возможность работы с минимальной производительностью;
- упрощенный алгоритм управления и контроля;
- оптимизированная маслосистема.

Малые газовые КУ производятся и поставляются, как правило, в двух вариантах:

1) внутрицеховое исполнение на открытой раме (рис. 1 и фото 3);  
 2) блочно-модульное (контейнерное) исполнение (рис. 2 и фото 4).  
 Рассмотрим подробнее второй вариант, более распространенный на практике.  
 Блочно-модульная МГКУ представляет собой установку максимальной заводской готовности

(коэффициент готовности при поставке > 98%), смонтированную в укрытии для защиты от осадков. КУ имеет минимальную необходимую комплектацию и оснащена только тем оборудованием, которое обеспечивает высокую надежность и длительную безотказную работу. Это дает возможность сохранить

размеры укрытия равными стандартному двадцатифутовому морскому контейнеру (6100 × 2440 × 2590 мм) с общим весом порядка 4 000 кг.  
 Данное преимущество делает МГКУ легко перевозимой при помощи стандартных грузовых автомобилей и позволяет быстро провести монтаж и запуск установки на месте эксплуатации.

**Компрессорный агрегат.** Основной элемент установки – винтовой маслозаполненный компрессор, в качестве привода используется электродвигатель.

Компрессорный агрегат – компрессор и привод – размещен внутри собственного кожуха, оснащенного электрическим калорифером. Это обеспечивает необходимые рабочие параметры в укрытии и снижает эксплуатационные затраты.



ФОТО 4. Малая КУ в контейнерном исполнении

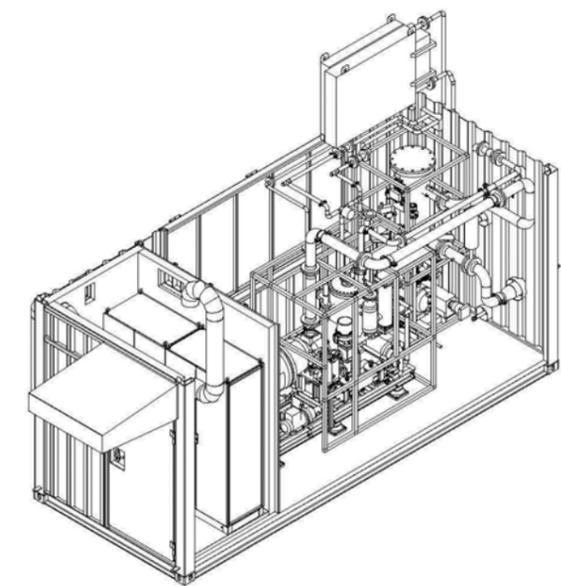


РИС. 2. Макет компоновки блочно-модульной МГКУ в собственном укрытии



ФОТО 5. Бесконтактное соединение двигателя и компрессора посредством магнитной муфты

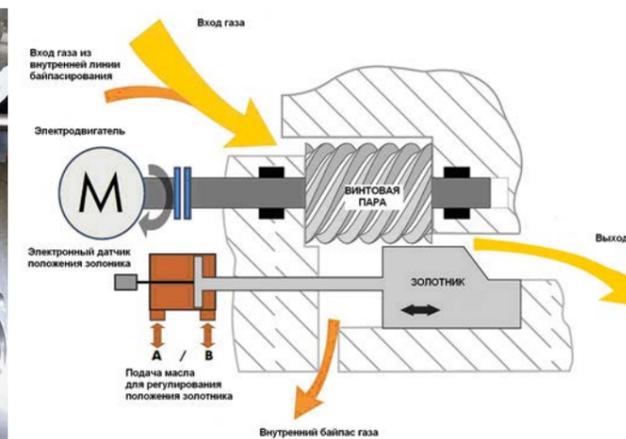


РИС. 3. Схема регулирования производительности при помощи золотника компрессора

Специальное исполнение агрегата делает приемлемой его эксплуатацию в тяжелых климатических условиях, без оснащения дополнительными системами безопасности и жизнеобеспечения.

При перекачивании небольших объемов газа применяется нестандартное конструктивное решение, при котором компрессор располагается внутри маслобака, выполняющего функцию сепаратора газо-масляной смеси, образующейся после компримирования.

**Магнитная муфта.** Еще одна конструктивная особенность МГКУ «ЭНЕРГАЗ» – бесконтактное сопряжение привода и компрессора за счет использования магнитной муфты (фото 5).

Это инженерное решение дает малым установкам дополнительные преимущества:

- отсутствует необходимость высокоточной центровки двигателя и компрессора, что приводит к сокращению времени на ввод оборудования в эксплуатацию и его последующее техобслуживание;
- не используется механическое торцевое уплотнение, так как приводной вал компрессора закрыт герметичным кожухом, а магнитная муфта работает без непосредственного контакта вращающихся элементов;
- обеспечивается максимальная герметичность компрессора.

**Регулирование производительности.** К числу наиболее важных можно отнести инженерные решения в части регулирования производительности

МГКУ. Расход газа может контролироваться в диапазоне от 0 до 100% от номинального. Для этого может применяться одно из двух следующих технических решений:

- регулирование производительности с помощью золотникового клапана компрессора (рис. 3);
- регулирование производительности с помощью изменения частоты вращения компрессора.

Оба варианта обеспечивают плавное бесступенчатое регулирование производительности компрессора в диапазоне 15–30% ... 100%, а для обеспечения контроля производительности в нижнем диапазоне они комбинируются с системой рециркуляции газа, которая также позволяет максимально быстро и корректно реагировать на резкое изменение нагрузки при переходных режимах работы сопряженного газоиспользующего оборудования.

Данные методы управления производительностью КУ имеют целый ряд существенных преимуществ:

- система регулирования производительности автоматически устанавливает загрузку в зависимости от давления газа в подводящем трубопроводе, что позволяет установке работать в условиях, когда давление и расход газа на входе могут изменяться;
- при уменьшении производительности пропорционально уменьшается потребляемая мощность двигателя, обеспечивается

понижение потребления электричества на собственные нужды КУ;

- процесс полностью автоматизирован и не требует участия оперативного персонала в регулировании работы оборудования.

Основными компонентами системы являются цифровой контроллер, байпасный клапан с электрическим приводом, золотниковый клапан компрессора с гидравлическим приводом либо частотный преобразователь главного электродвигателя.

**Система фильтрации и сепарации.** Внутри блок-модуля МГКУ в собственном кожухе размещен высокоэффективный входной скруббер (фото 6), укомплектованный необходимым измерительным и мониторинговым оборудованием, а также узлом автоматического дренажа конденсата.



ФОТО 6. Входной фильтр-скруббер

Двухступенчатый коалесцирующий фильтр предназначен для удаления из газового потока твердых частиц и жидких фракций. Степень очистки газа достигает 100% для загрязнений величиной более 20 микрон и 99,98% для примесей размером от 10 микрон.

После сжатия газ в виде газомасляной смеси поступает в сепаратор 1-й ступени, где происходит его отделение от масляного тумана. На линии нагнетания установлен газоохладитель (фото 7), который осуществляет отбой и удаление конденсата.

При повышенных требованиях к чистоте газа, например в проектах подготовки топлива для газотурбинных или газопоршневых агрегатов, после газоохладителя устанавливается коалесцирующий фильтр 2-й ступени.

В итоге система фильтрации МГКУ обеспечивает соответствие газа установленным проектным параметрам.

**Система управления.** Для управления компрессорной установкой предусмотрен отсек, который интегрирован в блок-модуль КУ и отделен от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой (фото 8). Внутри отсека расположен шкаф с местной панелью управления, а также всеми

электрическими и управляющими компонентами и оборудованием систем безопасности КУ. Контроль и управление осуществляется с местной панели или с САУ верхнего уровня объекта (при наличии такового).

Таким образом, МГКУ не требует специально выделенного персонала и полностью управляется собственным логическим контроллером, расположенным в шкафу управления. При регулировании производительности установки с помощью электропривода компрессора, частотный преобразователь главного двигателя также размещается в шкафу управления.

### Малые компрессорные установки способны функционировать на объектах без сложной инфраструктуры

**Маслосистема.** Конструкция компрессора требует подачи смазочного масла (для обеспечения должного уплотнения, смазки и охлаждения рабочей полости) с давлением нагнетания. Эта особенность исключает использование маслоснабоса и обеспечивает большую долговечность маслосистемы.

Из-за небольших размеров компрессорного блока и использования специальных

картриджей в масляных фильтрах, заправка маслом и его расход настолько малы, что позволяют КУ работать буквально на одной бочке масла в течение 10 лет.

**Приводы и охлаждение.** Использование в малой КУ электрических приводов для обеспечения технологических процессов дает возможность обойтись без подключения дополнительного внешнего источника сжатого воздуха.

Воздушное охлаждение элементов компрессорной установки исключает замкнутый контур охлаждения, а это, в свою очередь, существенно упрощает и облегчает конструкцию агрегата.

### Предпусковая подготовка и обслуживание

Установки обязательно проходят предварительные (заводские) испытания с участием представителей заказчика, в ходе которых проверяется функционирование всех основных элементов – технологического, компрессорного, электротехнического оборудования. Тестируется система автоматизированного управления,



ФОТО 7. Газоохладитель МГКУ



ФОТО 8. Отсек системы автоматизированного управления интегрирован в модуль установки



ФОТО 9. Собственные испытания оборудования завершают этап пусконаладочных работ

маслосистема, срабатывание клапанов, целостность кабельных линий, плотность и герметичность КУ.

В целом каждая МГКУ является полностью автономной системой, готовой к использованию, и требует только подачи электричества, установки охлаждающего блока и подвода газовых коммуникаций.

Малые КУ не требуют специального фундамента – необходимы лишь ровная бетонная площадка и внешние подключения. Уникальные разработки, примененные при

### МГКУ «ЭНЕРГАЗ» сочетают в себе ряд оригинальных конструктивных особенностей и инженерных решений

проектировании, значительно уменьшают объем монтажных и наладочных работ.

В период между наладкой и 72-часовой комплексной проверкой работоспособности в составе объекта специалисты ЭНЕРГАЗа проводят собственные (индивидуальные) испытания оборудования продолжительностью от 8 до 24 часов (фото 9).

На этапе подготовки к пуску наши сервисные инженеры выполняют обучение эксплуатирующего персонала (машинистов КУ), а в ходе работы – техническое обслуживание установок по согласованному с заказчиком графику. Упрощенная конструкция МГКУ сокращает количество обслуживаемых элементов и продолжительность ТО.

При необходимости специалисты выполняют модернизацию КУ, а также текущий или капитальный ремонт.

В Москве, Белгороде и Сургуте базируются мобильные инженерно-технические группы ЭНЕРГАЗа, там же расположены склады

оригинальных запчастей. Это дает возможность своевременно проводить плановые мероприятия на объектах, оперативно реагировать на запросы при возникновении нештатных ситуаций, в кратчайшие сроки и в полном объеме поставлять комплектующие и расходные материалы.

### Ресурс и надежность

Компрессорные установки спроектированы и производятся для режима интенсивного применения. Опыт показывает, что при надлежащей эксплуатации и своевременном ТО ресурс и надежность агрегатов превышают показатели, приведенные ниже:

- наработка КУ на отказ – 14 000 часов;
- наработка САУ КУ на отказ – 25 000 часов;
- ресурс между ремонтами – 40 000 часов;
- назначенный ресурс (срок службы) – 20 лет;
- надежность в эксплуатации – 99%.

### Пример внедрения МГКУ

На Конитлорском нефтяном месторождении ПАО «Сургутнефтегаз» (Ханты-Мансийский АО) реализован проект по внедрению нового типа газового компрессорного оборудования для объектов нефтегазодобывающего комплекса. По завершении опытно-промышленного этапа на площадке дожимной насосной станции №2



в штатную эксплуатацию введена малая газоконпрессорная установка (слева на нижнем фото). МГКУ вошла в состав ДКС низкого давления и предназначена для перекачивания попутного газа с входным давлением, близким к вакууму (0 ... 0,09 МПа).

МГКУ производительностью 350 м³/ч осуществляет доочистку попутного газа конечной ступени сепарации, его компримирование и закачку в транспортный газопровод под давлением 0,85 МПа.

Выполненный проект подтвердил работоспособность и эффективность малых установок в климатических условиях Западной Сибири и его соответствие эксплуатационным требованиям, принятым на объектах компании «Сургутнефтегаз».

**В целом малые газоконпрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» гарантированно отвечают существующим и перспективным технологическим потребностям различных объектов ТЭК и других отраслей промышленности.**

KEYWORDS: gas booster equipment, gas compressor units, gas treatment, separation, Konitlorskoye field.

**ЭНЕРГАЗ**  
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1  
Тел.: +7 (495) 589-36-61  
Факс: +7 (495) 589-36-60  
info@energaz.ru  
www.energaz.ru



**СУДЬБА «СЕВЕРНОГО ПОТОКА-2» И НОВАЯ ЭПОХА СОПЕРНИЧЕСТВА МЕЖДУ США И РОССИЕЙ**  
DAILY SAVAN

Омид Шокри Калехсар

Сланцевая газовая революция и превращение США в экспортера энергоресурсов изменили геополитику энергетики. Выход США на международный рынок усилил конкуренцию между традиционными экспортерами. Чрезмерная зависимость ЕС от российского газа противоречит энергетической политике ЕС. Используя в отношении европейских стран политику скидок, «Газпром» может и дальше полагаться на эти страны для повышения цен на газ. Экспортируя СПГ в европейские страны, США пытаются снизить зависимость этих стран от российского газа. Россия ни в коем случае не намерена сокращать свою долю на европейском газовом рынке. В связи с напряженностью в российско-украинских отношениях страна планирует приостановить или сократить продажу газа в Европу через Украину еще на два года, построив «Северный поток-2». Следовательно, из-за строительства этого трубопровода Украину можно считать одной из главных проигравших сторон. Власти Германии считают, что в своих действиях ЕС руководствуется политическими соображениями. Теперь, когда американский СПГ доставляется в европейские терминалы, можно сказать, что американцы начали газовую торговую войну, чтобы завоевать европейский рынок своим сланцевым газом.

**БАЛТИЯ СНИЖАЕТ ЗАВИСИМОСТЬ ОТ РОССИЙСКОГО ГАЗА: ЗАРАБОТАЕТ ГАЗОПРОВОД МЕЖДУ ЭСТОНИЕЙ И ФИНЛЯНДИЕЙ**



Газопровод Balticconnector, который свяжет Эстонию и Финляндию, протяженностью 55 км и стоимостью 43,4 млн евро будет готов к декабрю 2019 г. Прокладка трубопровода диаметром 711 мм началась на полуострове Пакри и завершится в Кийли. Газопровод будет состоять из спаянных 12-метровых секций. Вес секции в зависимости от толщины стенок составляет 1,8–2,6 тонны. Balticconnector заработает в начале 2020 года, когда свою деятельность начнет совместный эстонско-финский газовый рынок. В соответствии с соглашением газ со следующего



года будут передавать между Финляндией, Эстонией и Латвией без дополнительных затрат. После завершения работы над газовыми смычками между Литвой и Польшей местный газовый рынок больше не будет зависеть от поставок Газпрома.

**В РОССИЙСКОЙ СУДОСТРОИТЕЛЬНОЙ ОТРАСЛИ МОЖНО ЗАРАБОТАТЬ МИЛЛИАРДЫ**



Черстин Крунвалль

В ближайшие годы финские компании планируют построить 800 новых кораблей. Производить будут все – от судов для ловли крабов на Дальнем Востоке до самых крупных в мире ледоколов. Для финской судостроительной индустрии это желанная добыча. Один ледокол стоит примерно 1,5 млн евро. Ставки высоки, но и препятствий немало. Это связано с санкциями. Россия требует, чтобы в судах был очень высокий процент составляющих отечественного производства. Поскольку у нее самой не хватает нужных знаний, Россия призывает иностранные компании перемещать производство, предлагая им очень хорошие условия и поддержку. Предприятиям обещают, что выгодные условия сохранятся как минимум на 15 лет. Это важно, потому что инвестиционная защита в России очень слабая, и это отпугивает иностранных инвесторов. Российский флот устарел, а новые морские пути в Северном Ледовитом океане увеличат судоходную нагрузку. Вот почему Россия так активно взялась за строительство новых кораблей. ●

**Neftegaz.RU**  
**РЕСУРСЫ**  
**С ЦИФРОВЫМ**  
**ХАРАКТЕРОМ!**

Информационное агентство глобально перезапускает собственные digital-ресурсы



Самые свежие новости и события ТЭК, актуальная аналитика, интервью и экспертные мнения – теперь в новом, улучшенном формате, а также **МАРКЕТПЛЕЙС НЕФТЕГАЗОВОЙ И СМЕЖНЫХ ОТРАСЛЕЙ.**

**ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ПОРТАЛ NEFTEGAZ.RU –**

Популярный отраслевой интернет-ресурс. Посещаемость ресурса – свыше 13 000 уникальных пользователей в сутки и количество аудитории постоянно растет!

**МАРКЕТПЛЕЙС NEFTEGAZ.RU –**

Платформа электронной B2B-коммерции. Помогаем бизнесу развиваться, а покупателям – находить поставщиков по всей России и за ее пределами!

**ПЕЧАТНЫЕ ДЕЛОВЫЕ ЖУРНАЛЫ + ONLINE-ВЕРСИЯ ЖУРНАЛОВ NEFTEGAZ.RU –**

Ежемесячный Neftegaz.RU и ежеквартальный OFFSHORE&СУДОСТРОЕНИЕ теперь имеют не только печатную, но и полноценную online-версию, а также выходят на английском языке к крупным отраслевым мероприятиям.



**ПРЕДЛАГАЕМ ПОЛНЫЙ СПЕКТР PR-УСЛУГ**



**ГАРАНТИРУЕМ ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД**



**РАСПОЛАГАЕМ МОЩНЫМИ РЕСУРСАМИ**



**ДОСТИГАЕМ ВАШИХ БИЗНЕС-ЦЕЛЕЙ**



**РАБОТАЕМ ОТКРЫТО И ПРОЗРАЧНО**

**МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!**



« Предварительные результаты такие: 11,5 млрд т, или 67% извлекаемых запасов, являются рентабельными»

**О. Каспаров**



« Я убежден, что необходимости обсуждать новые альтернативные маршруты для «Северного потока-2» нет»

**Р. Зеле**



« 38 млрд поставок в год – это большой объем. «Сила Сибири» может прокачать и больше. А Китай нуждается в большем объеме»

**В. Путин**

« ТЭК – это как кровеносная система у человека, поэтому он тесно взаимосвязан с другими отраслями и с экономикой в целом»

**Ю. Шафраник**



« В настоящее время практически 90% всего закупаемого оборудования – российского производства»

**И. Сечин**



« Доля России в мировом балансе добычи газа к 2035 году достигнет 27%»

**А. Новак**



« Только полный дурак будет пытаться помешать экспорту нефти, обеспечивающего 5% мирового рынка»

**М. бен Сальман**

« Рынок потребления Китая растёт и в скором времени может достигнуть уровня Европы»

**В. Зубков**



« Плохо, что США используют нефть и газ в качестве экономического оружия»

**Б. Зангане**

« У нас есть план вернуться к уровням 2018 года, есть план на 1,5-1,6 млн барр./сутки»

**М. Кеведо**



8 (495) 104-80-35  
8 (800) 250-41-44  
order@tss.ru  
www.tss.ru



# ДИЗЕЛЬНЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

от производителя

## ▲ ОПЫТ

на рынке производства и поставок оборудования с 1993 года

## ▲ КАЧЕСТВО

высокое качество двигателей, проверенное эксплуатацией в тяжелых условиях и качественные комплектующие для сборки

## ▲ ПРОИЗВОДСТВО

собственное производство площадью более 10000 м<sup>2</sup>

## ▲ ТЕХПОДДЕРЖКА

быстрая и качественная техподдержка по всем вопросам работы нашего оборудования

## ▲ СЕРВИС И МОНТАЖ

собственная сервисно-монтажная служба из профессиональных инженеров и специалистов

## ▲ УДОБСТВО

возможность сотрудничества по EPC контрактам



Ассортимент электростанций от 5 до 2000 кВт  
Производим более 2500 станций и 300 контейнеров в год  
В наличии на складе не менее 1000 промышленных генераторов

# ЛЮБЫЕ МОРСКИЕ ОФФШОРНЫЕ ОПЕРАЦИИ



## МОРСПАССЛУЖБА

ВАШ НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР НА ШЕЛЬФЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

# СЛОЖНОСТЬ — ДЛЯ НАС НЕ ИМЕЕТ ЗНАЧЕНИЯ!



БУКСИРОВКА И СНАБЖЕНИЕ БУРОВЫХ ПЛАТФОРМ  
ВОДОЛАЗНЫЕ РАБОТЫ ЛЮБОЙ СЛОЖНОСТИ  
СЕРВИСНЫЕ КОНТРАКТЫ НА ШЕЛЬФЕ  
МОРСКИЕ ОПЕРАЦИИ С ТНПА НА ГЛУБИНАХ ДО 3000 МЕТРОВ



ФГБУ «Морспасслужба»

115432, Москва, Проектируемый проезд 4062, д. 4, стр. 1, тел.: (495) 626-18-08, e-mail: info@morspas.com  
morspas.com