



АЯШСКИЙ
УЧАСТОК

БЕЗОПАСНОСТЬ
ШЕЛЬФА

ППБУ ДЛЯ
АРКТИКИ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

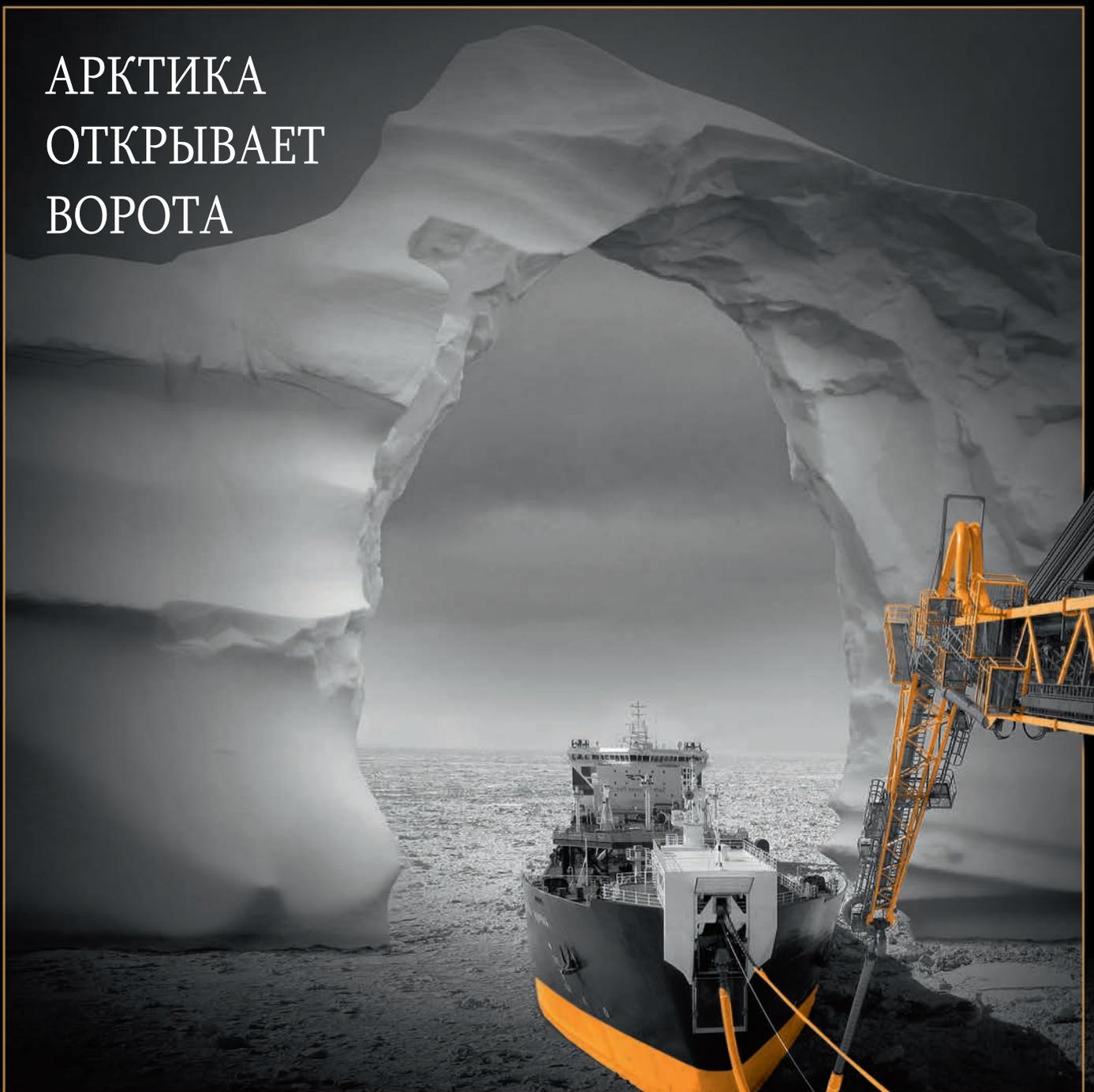
Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

OFFSHORE

[1] 2018

АРКТИКА
ОТКРЫВАЕТ
ВОРОТА



Входит в перечень ВАК



ЖК ГОЛЛАНДИЯ

дом ручной работы

СКИДКА 5%*
НА ЕВРОДВУШКИ

(корпус «Амстердам»)

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ,
НАБЕРЕЖНАЯ АДМИРАЛТЕЙСКОГО КАНАЛА, 15

по всем вопросам обращаться по телефону
8 812 670 4474

www.hollandspb.ru



*ПОДРОБНОСТИ АКЦИИ УТОЧНЯЙТЕ У МЕНЕДЖЕРОВ ОТДЕЛА ПРОДАЖ. ПРОДАВЕЦ ООО «СК «РГС-ЖИЗНЬ»
ЗАСТРОЙЩИК ООО «РГС НЕДВИЖИМОСТЬ». РЕКЛАМА.

Кто станет хедлайнером СПГ

6



Открытие года

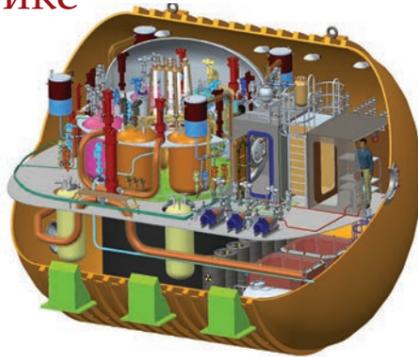
12



СОДЕРЖАНИЕ

Энергообеспечение в Арктике

24



Композиты в подводной добыче



30

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Кто станет хедлайнером СПГ 6

Первое разрешение на строительство Северного потока-2 8

События 10

ПЕРВАЯ СТРОЧКА

Открытие года 12

АРКТИКА

Ледовые нагрузки: отследить и предупредить 16

АРКТИКА

Энергообеспечение в Арктике. Перспективы и проблематика развития малой атомной генерации в качестве источника энергоснабжения месторождений и удаленных объектов 24

Композиты в подводной добыче 30

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Аяшский участок. Проект Сахалин-3 прирастает новыми месторождениями 36

Киринский блок. Особенности контроля и регулирования процесса разработки месторождений 42

ЭКОЛОГИЯ

Безопасность шельфа. Комплексный подход «Газпромнефть-Сахалин» в обеспечении экологической безопасности при выполнении ГРП на шельфе 46

Аяшский участок



36

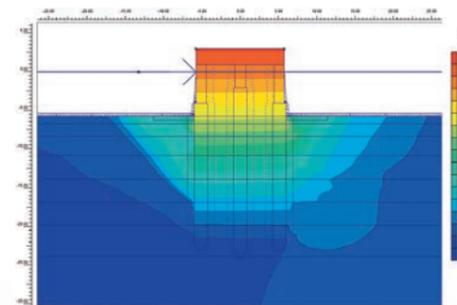
Киринский блок



42

Устойчивость ледозащитных сооружений

50



Математика шельфа



70

DEEPWATER

Устойчивость ледозащитных сооружений 50

Россия в заголовках 55

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Противопожарная защита шельфовых проектов 56

Хронограф 61

ПРАВО

Иностранные подрядчики в шельфовых проектах: ограничения и возможности в получении разрешительной документации 62

Календарь событий 69

БУРЕНИЕ

Математика шельфа. Частный случай решения уравнения А.Е. Сарояна по прогибу буровой колонны при бурении на акватории 70

Ледостойкая ППБУ для Арктики 74

Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на суше и шельфе 80

Повышение качества крепления скважин 88

НЕФТЕСЕРВИС

Определение дебита горизонтальной скважины 92

Нефтегаз Life 96

Классификатор 98

Цитаты 100

127 лет назад

В 1891 году американцам удалось опробовать новый метод добычи, пробуриив скважины на рукотворном озере Сэнт-Мэрис в штате Огайо.

122 года назад

В 1896 году на месторождении Саммерланд, в проливе Санта-Барбара, пробурили скважины: буровые располагались на специальных пирсах, которые начинались на берегу и уходили в море.

86 лет назад

В 1932 году в Биби-Эйбатской бухте началась промышленная добыча нефти на отвоеванной у моря акватории площадью 350 га.

81 год назад

В 1937 году компании PureOil и SuperiorOil, ныне известные как Chevron и ExxonMobil, построили платформу, способную добывать нефть на расстоянии 1,6 км от берегов Луизианы, правда глубина океана при этом составляла лишь 4,3 м.

73 года назад

В 1945 году президент США Г. Трумэн под давлением американских нефтегазовых компаний в одностороннем порядке развернул морскую зону национальных интересов около береговой линии США.

69 лет назад

В 1949 году построена буровая платформа «Нефтяные Камни», которую возвели на металлических эстакадах в Каспийском море, на расстоянии около 40 км к востоку от Апшеронского п-ва.

57 лет назад

В 1961 году появилась первая полупогружная нефтяная платформа. Компания BlueWater построила обычную платформу для Shell, но ее стали использовать в «плавучем» режиме. До сих пор в открытом море на большой глубине нефть добывается именно с таких платформ.

14 лет назад

В 2004 году установлен абсолютный рекорд глубоководного бурения – буровое судно Discoverer Deel Seas компаний Transocean и ChevronTexaco начало бурение скважины в Мексиканском заливе на глубине 3053 м.

4 года назад

В 2014 году в Карском море пробурили самую северную в мире скважину на структуре «Университетская-1» с помощью платформы West Alpha.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Светлана Вяземская

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Елена Алифирова,
Ольга Цыганова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.
Третьяк А.Я.



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Валентина Горбунова
Ольга Щербачева
Ольга Ющенко
Дмитрий Муханов
Юлия Косыгина
Станислав Будылёв
reklama@neftgaz.ru

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Тел.: +7 (495) 650-14-82

**Выставки, конференции,
распространение**
Татьяна Петрова

**Служба технической
поддержки**
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

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

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



РЕКЛАМА

МЫ СТРОИМ ИСТОРИЮ РОССИИ



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

✉ mail@ruselprom.ru
www ruselprom.ru

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

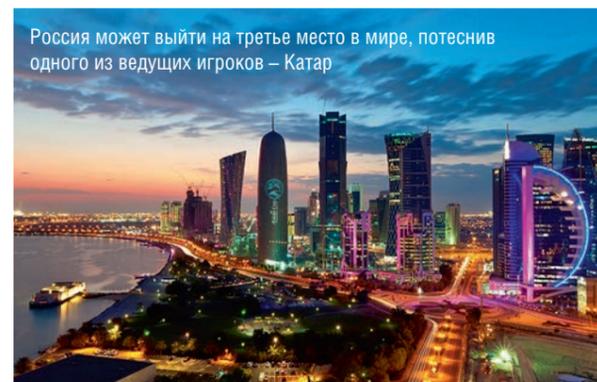




Газпром продолжает развивать СПГ-проекты



Мощность завода «Ямал-СПГ» составляет 16,5 млн т в год



Россия может выйти на третье место в мире, потеснив одного из ведущих игроков – Катар



ЕК вычеркнула из списка PCI все инфраструктурные СПГ-проекты Литвы, Латвии и Эстонии

КТО СТАНЕТ ХЕДЛАЙНЕРОМ СПГ

Анна Павлихина

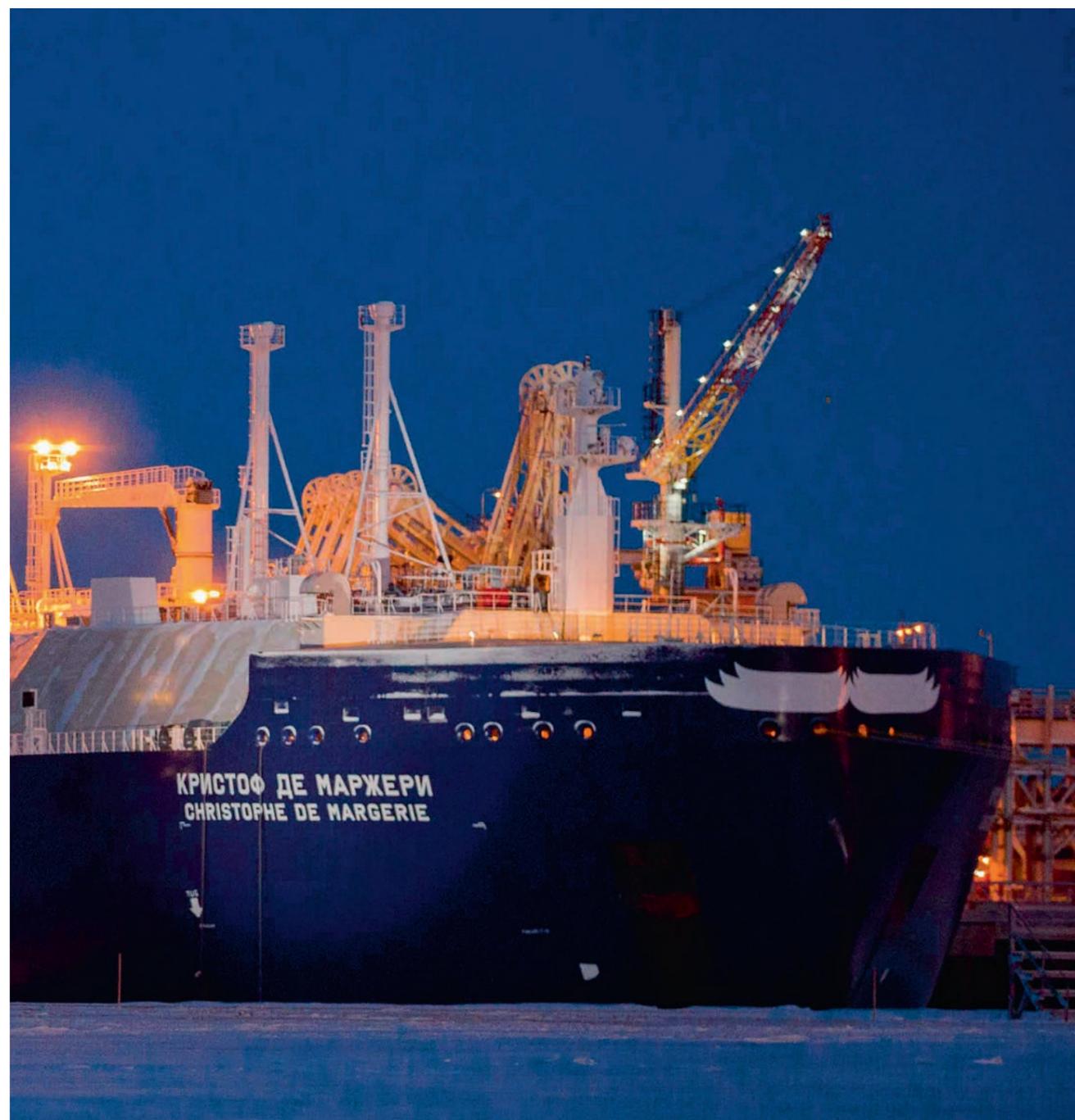
8 декабря 2017 г. первый в мире танкер-газовоз ледового класса Arc7 «Кристоф де Маржери» увез из порта Сабетта первую партию сжиженного газа с завода «Ямал СПГ». Ее получит китайский акционер НОВАТЭК – компания CNPC. В тот же АТР направится и остальная часть продукции первой линии, уже контрактованная на 96%. Таким образом, газ с «Ямал СПГ» не составит конкуренцию трубопроводному газу Газпрома. Во всяком случае, так заявляют в компаниях. Есть ли в этих заявлениях лукавство? Здесь есть много «но» и на каждое приходится свое «однако».

Так, Газпрому, конечно, было бы не очень интересно присутствие на его вотчине – европейском рынке – не облагаемого налогами СПГ. Но не стоит забывать, что европейский газовый рынок интересен России с точки зрения политических амбиций, ведь на него претендуют США, успевшие отправить в Европу несколько своих танкеров.

Кроме того, в портовом городе Зебрюгге, что на побережье Северного моря, согласно проекту «Ямал СПГ», создается перевалочная база. И хотя она предназначена для поставок в Азиатско-Тихоокеанский регион, но вполне подойдет и для снабжения европейских потребителей.

Продолжая наращивать ресурсную базу, НОВАТЭК пошел по экстенсивному пути, приобретая активы в ЯНАО. В декабре 2017 г. компания купила Южно-Хадырьянское нефтегазовое месторождение в Пуровском районе, в ноябре у ЕвроХима – компанию Севернефть-Уренгой, владеющую лицензией на изучение и добычу УВ в пределах Западно-Яростинского участка недр. С одной стороны, может показаться, что таким образом НОВАТЭК компенсирует снижение добычи, но с другой – даже для растущего азиатского рынка такой объем российского СПГ может оказаться избыточным.

А раз так, то кому-то придется потесниться.



Сегодня мощность завода «Ямал СПГ» составляет 16,5 млн т в год. На 2018 и 2019 гг. запланирован запуск второй и третьей линий, но НОВАТЭК рассчитывает пойти с опережением графика. С вводом этих мощностей Россия может выйти на третье место в мире, потеснив одного из ведущих игроков – Катар.

Российский СПГ для европейского потребителя экономически более выгоден. В Европе, несмотря на желание ослабить газовую зависимость от России, это понимают. Доказательство тому – одно из недавних решений ЕК, которая, утверждая список проектов общего интереса, вычеркнула все инфраструктурные СПГ-проекты Литвы, Латвии и Эстонии.

Свои СПГ-проекты продолжает развивать и Газпром. В настоящее время идет работа над третьей линией СПГ-завода на Сахалине, подписано соглашение о создании СП с Shell по реализации «Балтийского СПГ», а также строится комплекс по хранению и отгрузке сжиженного газа в районе КС «Портовая». Учитывая ввод новых мощностей в США, Австралии и др. странах, по законам рынка, такое перенасыщение приведет к снижению цены, что, по мнению агентства Fitch, сделает реализацию новых проектов непростой задачей. Кроме того, ее усложнят и введенные против ряда компаний и даже отдельных месторождений, санкции.

В результате под угрозой окажутся «Балтийский СПГ», «Сахалин-2», «Дальневосточный СПГ» и «Арктик СПГ-2».

«Ямал СПГ» во многом осуществлен за счет государственных льгот: производство практически не облагается налогами, ледоколы государство строит за свой счет, оно же обеспечивает инфраструктуру и предоставляет мягкие кредиты. Эксперты полагают, что «Арктик СПГ» не может быть реализован без аналогичной поддержки и задаются вопросом о его целесообразности.

«Ямал СПГ» – важный геополитический проект, способный перекроить мировую карту экспортно-импортных газовых потоков.

Но эти дорогостоящие проекты, не несущие в себе даже технологической новизны (в том же «Кристофе де Маржери», по признанию экспертов, «из русского только деньги и фанера»), лягут дополнительным бременем на налогоплательщиков, возможно, в ущерб другим, более наукоемким и технологичным проектам. Сегодня, при наличии такого количества трубопроводного газа и развитии газопроводных маршрутов, за дополнительными СПГ-мощностями, создающими давку на рынке, прослеживается только одна цель – отвоевание ниш у потенциальных конкурентов: США на западе и Катара на востоке. ●

ПЕРВОЕ РАЗРЕШЕНИЕ НА СТРОИТЕЛЬСТВО «СЕВЕРНОГО ПОТОКА-2»

Елена Алифирова

Горное ведомство г. Штральзунда в земле Мекленбург-Передняя Померания на севере Германии выдало частичное разрешение на строительство МГП «Северный поток-2». Строителям газопровода разрешили вести работы на части континентального шельфа Германии. Несколько днями ранее подписаны контракты на все материалы, оборудование и услуги для строительства газопровода. Работы ведутся по плану при поддержке крупнейших энергетических компаний Европы.

После одобрения на региональном уровне строительство газопровода должно получить одобрение от федерального ведомства по судоходству и гидрографии Германии. Nord Stream 2 AG, оператор проекта по строительству МГП «Северный поток-2», разрешили от властей г. Штральзунда расценивает как 1-й шаг к получению разрешения на федеральном уровне. Примечательно, что разрешение было выдано еще 2 ноября 2017 г, но, во избежание излишнего ажиотажа со стороны противников проекта, о нем не сообщалось. По словам официального представителя Госдепа США Х. Науэрт, МГП «Северный поток-2» повысит уязвимость Европы, сконцентрировав порядка 75% всего объема российского импорта газа в Европу в одном направлении. В Еврокомиссии уверены, что ЕС не нужна новая инфраструктура для импорта газа масштаба МГП «Северный поток-2» после 2020 г.

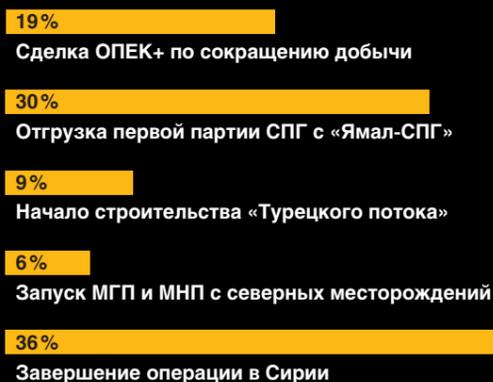
Все потребности ЕС в газе покроеет Южный газовый коридор, а также СПГ из США, цены на который, по прогнозу ЕК, станут конкурентоспособными. Но Германия по поводу МГП «Северный поток-2» настроена решительно – этот проект страна поддерживает. Но достаточно ли у Германии влияния, чтобы противодействовать давлению США на ЕС?

МГП «Северный поток-2» пройдет от побережья России через Балтийское море до Германии, практически полностью повторяя маршрут МГП «Северный поток». Газопровод будет состоять из 2 ниток общей мощностью 55 млрд м³ газа/год, что означает удвоение мощности МГП «Северный поток». Начать строительство МГП «Северный поток-2» планируется 1 апреля 2018 г., ввод газопровода в эксплуатацию намечен на конец 2019 г. Капитальные затраты оцениваются в 8 млрд евро, а общая стоимость проекта с учетом привлечения проектного финансирования – в 9,9 млрд евро. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В наступившем 2018 году жизнь нефтегазовой отрасли во многом будет определяться базисом, наработанным за предыдущий год. 2017-й отметился в истории строительством дополнительных газопроводов, запуском новых производств, международными договоренностями и знаковыми политическими решениями. Какое событие запомнится как наиболее важное?

Какое из событий 2017 года наиболее важное?

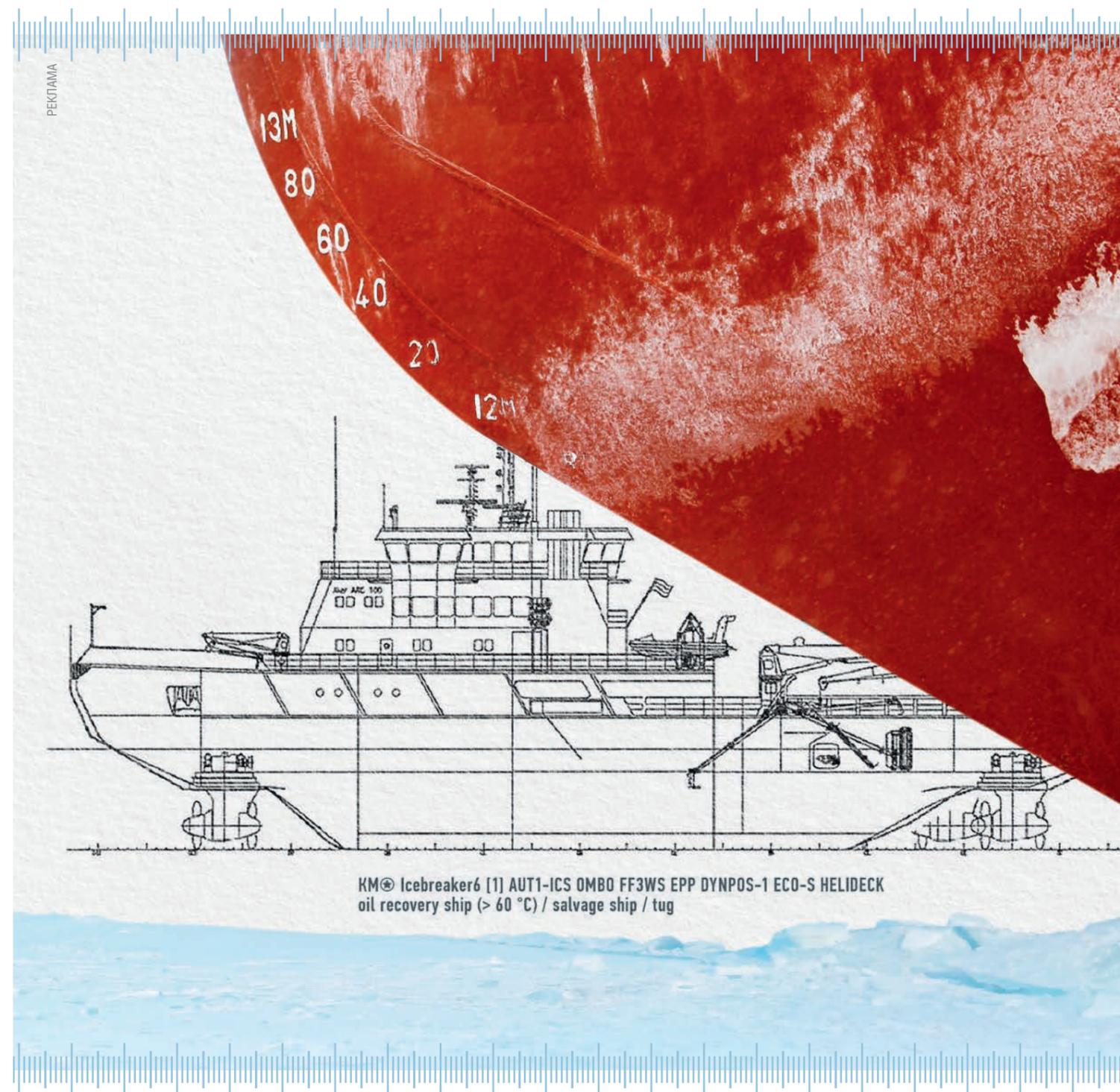


Так ярко стартовавшая сланцевая революция, похоже, сходит на нет. Все чаще звучат наблюдения экспертов о нехватке, а то и отсутствии, современных технологий добычи и связанных с ней экологических проблемах. Так ли это на самом деле?

Станет ли сланцевая революция перманентной?



РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА КОМПЕТЕНТНЫЕ РЕШЕНИЯ



- Классификация судов и шельфовых объектов различных типов и назначения
- Научные исследования, инновационные решения для суровых климатических условий
- Техническое наблюдение за всем комплексом работ при обустройстве морских нефтегазовых месторождений

*Выборы президента**Обвал рынка акций**Второй виток ВЭМО**Продажа квот**Запуск нового производства**Газовые войны**Богданская ТЭС запущена**Второй виток кризиса**Цены на нефть**Смещение капиталов
Отмена пошлин**Юзевский поток**Цены на газ**Дошли руки до Арктики**Северный поток достроили**Северный поток*

Обратные акцизы для эффективных НПЗ

Минэнерго РФ разрабатывает механизмы обратного акциза на нефтепродукты для поддержки нефтепереработчиков, предполагающий заявительный принцип.

Эта мера поддержки будет обсуждаться в начале 2018 г. на правительственной комиссии по ТЭК. К. Молодцов отметил, что расчет может происходить поквартально или даже ежемесячно, а акцизы привязаны к объемам выпуска продукции на внутренний рынок.

Такое предложение стало ответом Минэнерго РФ на поручение Д. Медведева представить в правительство предложения по стимулированию дальнейшей модернизации НПЗ. Суть предложенных министерством мер предполагает ввод отрицательного (обратного) акциза – выплаты определенной компенсации

НПЗ из уплаченного им акциза за каждую тонну переработанной нефти, если после модернизации завод увеличивает выход светлых нефтепродуктов. Однако Минфин РФ выступает против.

3 новых месторождения

В Оренбуржье, на Волостновском участке недр, дочка Роснефти открыла еще 3 новых месторождения: Ключевое, Казачинское, Гусахинское. Суммарные начальные извлекаемые запасы 732 тыс. т нефти, средний дебит нефти – 60 т/сутки.

Сейчас Оренбургнефть проводит подготовительную работу для пробной эксплуатации месторождений. Перспективность Волостновского участка недр была подтверждена в 2016 г. Всего на участке открыто 11 месторождений, в том числе 5 – в 2017 г.

Открытие еще трех новых месторождений позволит обеспечить синергетический эффект.

Для транспортировки дополнительных объемов нефти с месторождений Волостновского лицензионного участка в июне 2017 г. введена в эксплуатацию 2-я нитка МНП ДНС Рыбкинская – УКПНГ Загорская протяженностью 50 км.

1-я скважина 2-й очереди

Завершив основную часть строительных работ по 2-й очереди месторождения им В. Филановского в Каспийском море ЛУКОЙЛ приступил к бурению 1-й добывающей скважины. В рамках 1-й очереди обустройства месторождения в работе находятся 6 добывающих скважин и 2 нагнетательные. Накопленная добыча нефти превысила 5 млн т.

2-я очередь обустройства позволит вывести месторождение на стабильный проектный уровень добычи, составляющий 6 млн т в год. Выйти на эти показатели компания планирует к 2019 г. Бурение 1-й добывающей скважины в рамках 2-й очереди планируется завершить в начале 2018 г. Месторождение разрабатывается в 3 очереди. Объекты 1-й очереди обустройства включают МЛСП, платформу жилого модуля, райзерный блок и центральную технологическую платформу. 2-я очередь обустройства месторождения состоит из МЛСП-2 и платформы жилого модуля. 3-я очередь включает блок кондуктор (мини-платформу).

Самый дорогой несырьевой контракт

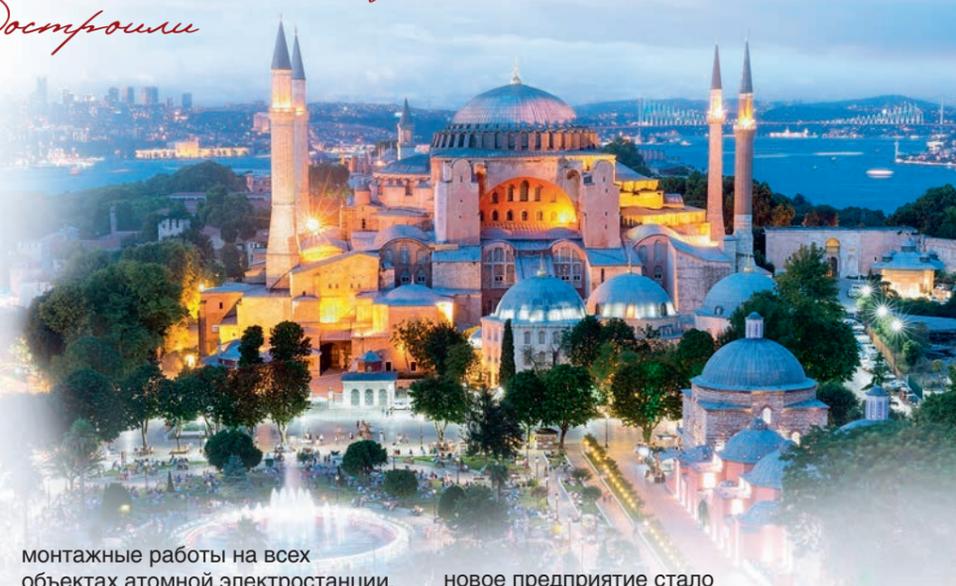
Россия и Египет подписали акты о вступлении в силу контрактов на сооружение АЭС «Эль Дабаа», в соответствии с которыми Росатом построит в области Матрух 4 энергоблока ВВЭР-1200 АЭС «Эль Дабаа» и поставит российское ядерное топливо на весь жизненный цикл станции. Общая стоимость 4 контрактов составляет десятки миллиардов долларов США. Также Росатом проведет обучение персонала и окажет поддержку в эксплуатации и сервисе АЭС на протяжении первых 10 лет работы. В Россию в ближайшие несколько лет будут направлены сотни студентов для прохождения обучения по ядерным специальностям.

В рамках еще одного соглашения российская сторона построит специальное хранилище и поставит контейнеры для хранения отработавшего ядерного топлива.

Планируется, что первый энергоблок АЭС «Эль Дабаа» будет введен в эксплуатацию в 2026 г. Главная особенность АЭС в том, что энергоблоки большой мощности будут совмещены с установками для опреснения морской воды. В рамках реализации проекта Росатом окажет египетским партнерам помощь в развитии ядерной инфраструктуры и повышении общественной приемлемости атомной энергетики.

Росатом начал строительство АЭС «Аккую»

В Турции Росатом торжественно начал строительство АЭС «Аккую». В рамках ограниченного разрешения на сооружение, выполняются строительные-



монтажные работы на всех объектах атомной электростанции, за исключением относящихся к безопасности «ядерного острова». По предварительным оценкам, турецкая сторона сможет выполнить порядка 35–40% всех работ по сооружению АЭС, что эквивалентно сумме в 6–8 млрд долл США. В марте 2018 г. «Аккую Нуклеар» планирует получить лицензию на строительство, после чего состоится бетонирование фундаментной плиты, это станет официальным началом сооружения АЭС. Ввод 1-го энергоблока запланирован на 2023 г., завершение строительства – 2026 г. В составе АЭС «Аккую» будут работать 4 энергоблока с реакторами ВВЭР-1200 суммарной мощностью 4800 МВт. Стоимость проекта оценивается в 20 млрд долл США.

Запущено крупнейшее в России производство акриловой кислоты

Газпром нефтехим Салават ввел в промышленную эксплуатацию завод по производству акриловой кислоты и бутилакрилата. Проектная мощность производства сырой акриловой кислоты составляет 80 тыс. т/год. По этому показателю

новое предприятие стало крупнейшим в России. Сырьем для производства акриловой кислоты служит пропилен. Затем она перерабатывается в ледяную акриловую кислоту и, после взаимодействия с бутиловым спиртом, в бутилакрилат. Проект реализован по технологии японской Mitsubishi Chemical Corporation.

Переработка сырой акриловой кислоты в ледяную акриловую кислоту формирует предпосылки для создания в России производства суперсорбентов. Мощность производства ледяной акриловой кислоты составляет 35 тыс. т/год.

Следующий этап – производство бутилакрилата – позволит полностью заместить импорт этого сырья и удовлетворить перспективную потребность в нем российской химической промышленности. Мощность производства бутилакрилата на заводе ГНС составляет 80 тыс. т/год.

Акриловая кислота и бутилакрилат используются для производства лаков, красок, стиральных порошков, медицинских товаров. В создание производства вложено почти 40 млрд руб. ●

ОТКРЫТИЕ ГОДА

Мария Кутузова



Одна из главных целей «Газпром нефти» – выход на уровень добычи углеводородного сырья в 100 млн т н. э. в год к 2020 г. Предполагается в дальнейшем поддерживать его, сохраняя благодаря геологоразведке и новым приобретениям отношение доказанных запасов к добыче на уровне не менее 15 лет. Этому будет способствовать разработка новых крупных арктических проектов – Новопортовского, Восточно-Мессояхского и Приразломного месторождений. Кроме того, реализовано несколько ключевых проектов в сфере развития ресурсной базы: в 2017 г. добыча углеводородов «Газпром нефти» составила 89,8 млн тонн н.э., что на 4,2% выше показателей 2016 года. Главным событием в сегменте UPSTREAM для компании стало открытие на шельфе Охотского моря нового крупного месторождения Нептун (Аяшский лицензионный участок проекта «Сахалин-3») с геологическими запасами в 255 млн тонн н.э.

Основа будущей добычи

Дочерняя «Газпромнефть-Сахалин» получила лицензию на этот участок в начале 2017 г. Первая поисковая скважина, пробуренная летом на глубину 2,7 км от поверхности дна с использованием технологии безрайзерного бурения, дала приток коммерческих запасов и подтвердила нефтеносность Аяшской структуры. Извлекаемые запасы нового перспективного месторождения на российском шельфе Дальнего Востока оцениваются в 70–80 млн т. Компания предполагает начать промышленную эксплуатацию Нептуна в середине 2020-х годов и добывать на нем до 6 млн т н. э. в год на пике. Открытие позволит «Газпром нефти» сформировать в следующем десятилетии новый для компании центр добычи в России.

Аяшский лицензионный участок, разрабатываемый «Газпромом», входит в состав проекта «Сахалин-3». В результате проведенных сейсмических исследований была подтверждена нефтеносность структуры, и лицензия была передана дочерней нефтедобывающей компании. «Газпром нефть» считает, что в текущих экономических условиях освоение Нептуна будет рентабельно. Однако топ-менеджеры компании

ФАКТЫ

2,7 км

от поверхности дна –
глубина первой скважины,
пробуренной на Аяшском
ЛУ

89,8 млн

тонн н.э. составила
добыча «Газпром нефти»
в 2017 г.

настаивают на дополнительных налоговых льготах со стороны государства, поскольку сегодня все шельфовые проекты по добыче нефти и газа в России поддерживаются льготным режимом налогообложения.

Охотское море является для «Газпром нефти» новым регионом присутствия, тем не менее руководство ВИНК уже озвучило планы создания сахалинского кластера развития ресурсной базы компании. На 2018 г. уже запланировано продолжение геологоразведочного бурения на соседней с Нептуном Баутинской структуре, также расположенной на Аяшском лицензионном участке проекта «Сахалин-3». В случае обнаружения здесь запасов, месторождение-спутник Нептуна сможет поддержать экономику реализации нового проекта на шельфе. Продолжение разведки на Нептуне пока планируется на 2019 г., в ближайший год специалисты компании собираются проанализировать геологические образцы, уже полученные в результате бурения скважины в 2017 г., а также уточнить существующую модель месторождения.

По словам председателя правления «Газпром нефти» Александра Дюкова, разработка шельфовых активов является стратегическим приоритетом компании. Шельф и Арктика – это новое поколение ресурсов, которое уже сейчас обеспечивает российской ВИНК рост добычи углеводородного сырья. Компания продолжает изучение всех морских лицензионных





участков, уже поставленных на баланс «Газпром нефти». В 2015 г. в компании был создан Блок развития шельфовых проектов. Сейчас в портфеле компании один добывающий (Приразломное) и несколько геологоразведочных проектов в арктических акваториях, помимо дальневосточного Нептуна.

«Газпромнефть-Сахалин» провела в этом году сейсморазведочные работы 3D на Долгинском месторождении и Северо-Западном лицензионном участке в Печорском море на 5 тыс. кв. км, задействовав в этих работах современные исследовательские суда ледового класса 1А. Компания надеется, что выполненные исследования позволят сформировать дальнейшую программу геологоразведочных работ. По словам заместителя генерального директора по развитию шельфовых проектов «Газпром нефти» Андрея Патрушева, компания закладывает основу для будущего, вкладывая ресурсы в освоение новых месторождений на шельфе. В настоящее время «Газпром нефть» ведет проектирование ГРП для Хейсовского лицензионного участка в Баренцевом море, а также Северо-Врангелевского лицензионного участка, простирающегося на акватории двух арктических морей – Восточно-Сибирского и Чукотского. Компания планомерно увеличивает добычу нефти на уже действующем активе в Арктике: в этом году, несмотря на плановую приостановку на несколько месяцев, «Газпром нефть» извлечет на Приразломном 2,6 млн т нефти, а на следующий год запланирован уровень производства в 2,8 млн т нефти.

Следующим проектом ВИНК на шельфе станет дальневосточное месторождение Нептун, которое предполагается ввести в

ФАКТЫ

255 млн

тонн н.э. – геологические запасы месторождения Нептун

3,3 %

российской нефти и 4,6% природного газа страны добывается сегодня в Охотском море

промышленную эксплуатацию в 2025–2027 годах. Руководство «Газпром нефти» уже заявило о готовности освоить этот сахалинский актив самостоятельно. Тем не менее в компании утверждают, что могут рассмотреть участие в проекте других игроков. Среди возможных партнеров, с которыми «Газпром нефть» собирается разделить финансовые и технические риски, возможно появление компаний, уже работающих на Сахалине, а также заинтересованных в начале работы в новом регионе.

Сахалинская перспектива

Морские нефтегазовые проекты, реализуемые на шельфе острова, позволили Сахалинской области войти в пятерку нефтедобывающих регионов России. В настоящее время в Охотском море добывается 3,3% российской нефти и 4,6% природного газа. По итогам прошлого года на завод по сжижению природного газа проекта «Сахалин-2» приходилось 4,5% мирового производства СПГ. В 2016 г.

в этом регионе компании вышли на добычу более 18 млн т нефти и 29,6 млрд м³ газа. Что касается первых результатов 2017 г., за январь-ноябрь было извлечено порядка 16,2 млн т нефти, примерно на уровне 11 месяцев 2016 г., а добыча газа выросла на 4% до 27,5 млрд м³.

Одна из самых последних новостей – долго ожидаемое решение по ресурсной базе завода СПГ проекта «Сахалин-2». К концу года российское Минэнерго озвучило достигнутое соглашение о поставках газа проекта «Сахалин-1», который станет источником ресурсов для еще одной – третьей линии завода по сжижению природного газа. В ответ «Газпром», контролирующий проект «Сахалин-2», может начать поставки газа для Восточной нефтехимической компании (ВНХ), строящегося в Приморье «Роснефтью» в партнерстве с ChemChina нефтехимического комплекса мощностью в 30 млн т в год. Руководство крупнейшей российской нефтедобывающей компании недавно заявило об отсутствии планов разрушить экспортную монополию «Газпрома» и ставке на реализацию крупных газовых проектов за рубежом.

Партнеры по проекту «Сахалин-2» – «Газпром» и англо-голландская компания Shell – запланировали на 2018 г. принятие окончательного инвестиционного решения по строительству третьей линии на заводе по производству сжиженного природного газа, мощность которой оценивается в 5,4 млн т в год. По итогам 2016 г. завод произвел 10,93 млн т при проектной мощности 9,6 млн т СПГ в год. Выполненная оптимизация и модернизация производственных систем на уже существующих двух технологических линиях завода позволила увеличить его мощность на 12,5%. Уже известно, что в этом году был побит рекорд прошлого года: если в 2016 г. потребителям СПГ в АТР было отгружено 168 партий сжиженного природного газа, в 2017 г. этот показатель составил 170 партий.



ФАКТЫ

2017 г.

потребителям СПГ в АТР было отгружено 170 партий сжиженного природного газа

13 %

– уровень газификации Сахалинской области

941 млрд

кубометров природного газа составляет ресурсная база Газпрома в Охотском море

В следующем году на острове начнет работу еще один проект по сжижению природного газа. В первом полугодии 2018 г. в пригороде Южно-Сахалинска предполагается запустить мини-завод СПГ, также использующий газ проекта «Сахалин-2». Стоимость проекта, нацеленного на производство 12 тыс. т сжиженного природного газа в год, оценивается в 1,5 млрд рублей. Проект реализуется компанией «ПСК-Сахалин» и предназначен для решения проблем газификации острова. Поставки СПГ автомобильным транспортом (метановозами) позволят без прокладки трубопроводов обеспечить газом удаленные населенные пункты Сахалинской области. В перспективе СПГ должен также обеспечить газом рыбопромышленные предприятия на Курильских островах. «ПСК-Сахалин» запланировала на 2018 г. начало строительства еще одного аналогичного завода по производству СПГ.

Сахалинская область, по информации руководства «Газпрома», пока газифицирована лишь на 13%. Предполагается до 2022 г. довести эту цифру до 35%. Кроме того, в регионе планируется создание газохимического производства, в частности российская компания вместе с японской Mitsubishi Corporation собираются построить завод, выпускающий метанол. Уже озвучены планы строительства на Сахалине нефтеперерабатывающих мощностей. Основой для поставок станут проекты, реализуемые «Газпром» и его нефтяной дочкой на шельфе острова, в том числе месторождения, входящие в проект «Сахалин-3».

Ресурсная база компании в Охотском море выросла с 2008 г. в 12 раз до 941 млрд м³ природного газа, в 16 раз увеличены запасы газового конденсата до 143,2 млн т. За эти годы «Газпром» провел основательную разведку на Кириновском месторождении, открыл три новых месторождения: Южно-Кириновское, Мынгинское и Южно-Лунское месторождения. ●

ЛЕДОВЫЕ НАГРУЗКИ: ОТСЛЕДИТЬ И ПРЕДУПРЕДИТЬ

Основные результаты исследований дрейфа ледяных образований с помощью радиомаяков в морях Российского Арктического шельфа



Игорь Владимирович Бузин,
лаборатория «Арктик-шельф» им. Г.К. Зубакина, ФГБУ «ААНИИ», к.г.н., с.н.с.



Александр Валерьевич Нестеров,
лаборатория «Арктик-шельф» им. Г.К. Зубакина, ФГБУ «ААНИИ», н.с.

ИНФОРМАЦИЯ О ПАРАМЕТРАХ ДРЕЙФА ЛЕДЯНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ (ЛЕДЯНЫЕ ПОЛЯ, АЙСБЕРГИ) ЯВЛЯЕТСЯ НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА РОССИЙСКОМ АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ. ДВИЖЕНИЕ И МОРФОМЕТРИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЛЕДЯНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ВО МНОГОМ ОПРЕДЕЛЯЮТ ЛЕДОВЫЕ НАГРУЗКИ НА ПРОЕКТИРУЕМОЕ СООРУЖЕНИЕ, ВЛИЯЮТ НА ВЫБОР ОКОНЧАТЕЛЬНОГО ПРОЕКТА, РЕЖИМ ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИИ, СИСТЕМУ УПРАВЛЕНИЯ ЛЕДОВОЙ ОБСТАНОВКОЙ, ПОДБОР СУДОВ-СНАБЖЕНЦЕВ И Т.Д. ЭТО ОБУСЛАВЛИВАЕТ ВАЖНОСТЬ ПОЛУЧЕНИЯ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ О ДРЕЙФЕ ЛЕДЯНОГО ПОКРОВА И АЙСБЕРГОВ С ПОМОЩЬЮ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ СРЕДСТВ НА АКВАТОРИЯХ, ПЛАНИРУЕМЫХ К ОСВОЕНИЮ. СТАТЬЯ СОДЕРЖИТ ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЯ РАДИОМАЯКОВ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ДРЕЙФА ЛЕДЯНОГО ПОКРОВА И АЙСБЕРГОВ В МОРЯХ РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА И ОСНОВНЫХ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ, А ТАКЖЕ РЯД ТРЕБОВАНИЙ К ОБОРУДОВАНИЮ, СФОРМУЛИРОВАННЫХ НА ОСНОВЕ НАКОПЛЕННОГО ОПЫТА ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

INFORMATION ON DRIFT PARAMETERS OF THE ICE FORMATIONS (I.E. ICE FLOES AND ICEBERGS) IS ESSENTIAL FOR DESIGN OF THE OFFSHORE CONSTRUCTIONS AND SAFE OPERATION OF THE HYDROCARBON DEPOSITS OF THE RUSSIAN ARCTIC OFFSHORE (BARENTS, KARA, LAPTEV, EAST-SIBERIAN AND CHUKCHI SEAS). DYNAMICS AND MORPHOMETRIC PARAMETERS OF ICE FORMATIONS ARE THE MOST IMPORTANT FACTORS THAT DETERMINE THE ICE LOADS ON THE CONSTRUCTION, INFLUENCE ON ITS FINAL DESIGN, ITS OPERATIONAL MODE AND DEVELOPMENT OF AN ICE MANAGEMENT SYSTEM AND THE TYPES OF SUPPORT VESSELS ETC. THESE FACTORS STIPULATE THE IMPORTANCE OF OBTAINING THE INITIAL DATA ON DRIFT OF THE ICE FLOES AND ICEBERGS WITH THE HELP OF AUTONOMOUS DEVICES IN THE WATER AREAS UNDER CONSIDERATION. THE PAPER GIVES A REVIEW OF THE USE OF THE RADIO-BEACONS FOR STUDYING THE DRIFT OF ICEBERGS AND THE ICE COVER IN THE SEAS OF THE RUSSIAN ARCTIC OFFSHORE AND THE MAIN OBTAINED RESULTS, AS WELL AS SOME REQUIREMENTS ON THE INSTRUMENTS, STATED ON THE VAST EXPERIENCE WITH THIS TYPE OF EQUIPMENT

Ключевые слова: радиомаяки, добыча на шельфе, Арктика, дрейф ледяного покрова и айсбергов, оборудование для шельфа.

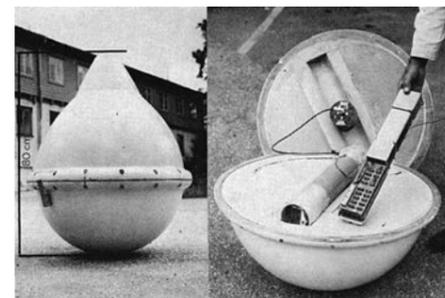
Введение

С развитием космической спутниковой техники в 1970-е годы в практику изучения динамики ледяного покрова стали постепенно внедряться дрейфующие радиобуи (радиомаяки). С помощью этих устройств потребителю через спутниковые системы связи передается информация о географическом положении ледяного образования, а также ряде сопутствующих параметров. В настоящее время подобные устройства широко используются

в научных целях (International Arctic Buoy Programme, http://iabp.apl.washington.edu/overview_history.html, SEDNA: Sea ice Experiment – Dynamic Nature of the Arctic, <https://nsidc.org/data/g02200>; Lei et al., 2016; Hutchings et al., 2010). Кроме того, применение радиомаяков рекомендовано для сбора информации для проектирования гидротехнических сооружений и использования в составе оборудования для обеспечения Управления Ледовой Обстановкой (Draft ISO/DIS 35106, Draft ISO/DIS 35104). Краткие обзоры применения

УДК 551.326

РИС. 1. а) Внешний вид и «начинка» радиобуя, использовавшегося для определения дрейфа в 1975, 1977 и 1978 гг.; б) траектории дрейфа радиомаяков восточнее арх. Шпицберген в апреле-июле 1977 гг. (Vinje, Steinbakke, 1977; Vinje, 1978)



а) На фото справа – антенна, передатчик и батарейный блок



б)

радиомаяков в приполюсном районе, Американском и Канадском секторах Арктики, а также некоторые характеристики подобных устройств приведены в работах (Tiffin et al., 2012; Мотыжев и др. 2016; Motyzev et al., 2017).

В настоящей статье представлен обзор использования радиомаяков для изучения дрейфа ледяных образований в морях Арктического шельфа РФ, основанный на опубликованных источниках и опыте авторов в применении этого типа оборудования и анализе получаемых с его помощью данных.

Опыт использования радиомаяков и основные результаты

1970 – 1990-е годы. Баренцево море

Начало использования спутниковых радиомаяков для исследования дрейфа ледяных образований в рассматриваемом регионе можно отнести к периоду реализации экспериментальной программы "Ice drift experiment in the Svalbard-Greenland area", выполнявшейся Норвежским Полярным институтом в сотрудничестве с NASA в 1975–78 гг. в Гренландском море и норвежском секторе Баренцева моря. Программа подразумевала использование в тестовом режиме радиобуев, передающих сигналы на американский спутник NIMBUS-6 (Vinje, Steinbakke, 1977). Радиобуи производились в Норвегии (изготовитель – Chr. Michelsens

Institutt), большинство из них оснащались только радиопередатчиком, а некоторые имели датчики температуры (измерялись температуры внутри корпуса прибора и окружающего воздуха) и величины заряда батареи (рисунок 1а). Вес этих устройств составлял порядка 55 кг. Спутник принимал радиосигналы при каждом пролете над районом установки радиобуев, дискретность передачи сигнала составляла 62 секунды, для относительно точного определения местоположения буя был необходим прием 4–5 сигналов за один пролет спутника. Согласно вышеуказанному источнику, точность определения местоположения радиопередатчика буя была от 3 до 5 км. Буи устанавливались на ледяной покров в весенне-летний период. Анализ работ (Vinje, Steinbakke, 1977; Vinje, 1978) показывает, что на акватории западной части Баренцева моря дрейфовало 4 радиобуя. Принимая во внимание точность определения местоположения радиобуев, дрейф ледяного покрова может быть определен с большой погрешностью. Траектории ледяных полей, построенные по полученным данным, дают представление о характере перемещения

ледяного покрова в районе арх. Шпицберген и показывают его преобладающий вынос из северных районов моря в летний период (рисунок 1б). Совместный анализ данных, полученных с помощью радиомаяков и спутниковых снимков, показал, что в районе к юго-востоку от Шпицбергена скорость дрейфа ледяного покрова, как правило, не превышает 0,2 м/с (Vinje, 1985).

В целом, по мнению норвежских исследователей, опробованная методика показала свою надежность и успешность, а применение данного типа оборудования открывало большие перспективы для получения информации о дрейфе ледяного покрова и температуре окружающего воздуха в малодоступных районах Арктики.

С возникновением во второй половине 1980-х гг. планов разведки и добычи УВ сырья на акватории, расположенной южнее среднемноголетнего положения кромки льда в норвежском секторе Баренцева моря, проблема потенциального воздействия ледяного покрова и айсбергов на буровые платформы стала всерьез восприниматься крупным бизнесом. С 1987 г. по 1994 г. по заказу консорциума норвежских и международных компаний были проведены две исследовательские программы – ICEBASE (Sea Ice Investigations in the Barents Sea) и IDAP (Ice Data Acquisition Program). В рамках этих программ (преимущественно IDAP) были собраны значительные экспедиционные и архивные материалы о ледяном покрове и айсбергах в западной и центральной частях Баренцева моря (Spring, Sangolt, 1993; Loset, Carstens, 1996; IDAP Summary Report, 1994; Бузин, 2008). Для работ по программе IDAP



ТАБЛИЦА 1. Основные характеристики радиомаяков, использованных для изучения дрейфа ледяных образований в морях Российского Арктического шельфа

Программа, период	Спутник / система связи	Модель радиомаяка	Продолжительность работы маяка	Дискретность измерений	Точность, м
Ice drift experiment in the Svalbard-Greenland area, 1975–78 гг.	NIMBUS-6	Разработка Chr. Michelsens Institut*	4–5 мес.	62 сек	3000–5000*
IDAP, 1988–94 гг.	ARGOS	ICEX II (одна из применявшихся моделей)	До 1 года и более	90 сек (**)	250–500–1500**
Штокмановский проект, 2001–09 гг.	Inmarsat C / ARGOS	Разработка ФГБУ «АНИИ»	До 2-х мес. / до 4-х мес.	1 час / 15 мин	±50 / ±10***
Исследования в Обской губе, 2010–17 гг.	ARGOS	2010 г. – то же / IceST/20, IceST/20F, IceST-B/20*	2010 г. до 4-х мес. / до 3-х мес.	2010 г. – 15 мин / 1 час	±10****
Экспедиции ПАО «НК «РОСНЕФТЬ», 2013–15 гг.	ARGOS	IceST/20, IceST/20F, IceST-B/20*	До 3-х мес.	1 час	±10****
UNIS / SAMCoT, 2008–16 гг.	Iridium	Ice Drift Standard Model 703	До 1 года	10-20 мин	<8 (90%)*****

(*) – по данным (Vinje, Steinbakke, 1977); (**) – по данным Ф.И. Таллаксона (JOTRON AS), а также (IDAP Summary Report, 1994); (***) – по данным ФГБУ «АНИИ»; (****) – по данным ООО «Марлин-Юг»; (*****) – по данным Oceanetic Measurement (2011) Ltd

использовалось норвежское научно-экспедиционное судно «Лансе» (MV Lance). Хотя исследования проводились в основном западнее 35° в.д., в 1992 г. по согласованию с российской стороной была выполнена экспедиция в район ЗФИ. В результате проведенных в 1988–94 гг. работ на айсберги было установлено 53 буя, оснащенных радиопередатчиками спутниковой системы ARGOS (15 буюв были установлены в районе ЗФИ) и отслежен их дрейф (Spring, Sangolt, 1993; IDAP Summary Report, 1994). Известно, что почти одновременно с этими работами в районе ЗФИ участниками международной экспедиции на МЛСС «Фобос» на айсберги было установлено 3 радиомаяка системы ARGOS, однако эти исследования проводились в интересах обустройства Штокмановского ГКМ (Iceberg Expedition, 1992).

Отметим, что доступные источники по результатам работ тех лет содержат крайне мало сведений о технических характеристиках используемого оборудования. Известно, что координаты радиомаяка определялись по доплеровскому сдвигу частоты радиосигнала за время пролета спутника системы ARGOS над районом установки маяков. Данный метод позволяет определять местоположение подвижных объектов с точностью 0–250 м, 250–500 м и 500–1500 м

(т.е. присутствует три класса точности) в зависимости от условий приема радиосигналов при пролете спутника. В связи с этим для дальнейшего анализа дрейфа требовалась разработка специальных алгоритмов приведения исходных данных к единому виду. Устройства заглублялись в лед и были оснащены датчиками температуры воздуха и льда. В источниках есть указания на возможность приборов работать в течение года и более. Упомянутая в одном из документов модель радиомаяка (ICEX II) позволила уточнить некоторые технические характеристики у производителя этого оборудования (JOTRON AS, Норвегия, см. таблицу 1).

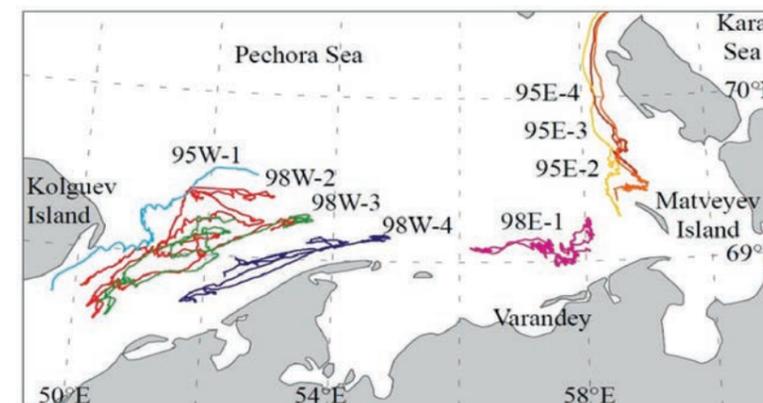
Анализ перемещения айсбергов с радиомаяками системы ARGOS показал, что айсберги из района ЗФИ дрейфуют преимущественно в ЮЗ направлении, а в районе о-ва Белый (Kvitøya) могут дрейфовать как на юг, так и на север – в зависимости от преобладающих ветровых потоков. Средние индивидуальные скорости айсбергов лежат в диапазоне 0,02–0,29 м/с, средняя скорость дрейфа по всей выборке составила 0,19±0,1 м/с. Максимальные индивидуальные скорости достигали 1–1,1 м/с (рассматривались восемь различных айсбергов). Анализ траекторий показал, что основными факторами, регулирующими

дрейф айсбергов в районе Шпицбергенской банки, являются приливные течения; в районе ЗФИ – квазипостоянные течения, а в районе между о-вами Надежды (Norep) и Земля Короля Карла (Kong Karls Land) дрейф айсбергов зависит от совместного действия приливов и квазипостоянных течений. Были обнаружены два района, где айсберги садятся на грунт и разрушаются – у северной оконечности о. Надежды и на Шпицбергенской банке (Spring, Sangolt, 1993; IDAP Summary Report, 1994).

В целом выполненные по программе IDAP массовые инструментальные наблюдения были первыми в своем роде и позволили получить новые ценные сведения о ледяном покрове и айсбергах, серьезно пополнить имеющиеся архивные данные, а также явились основой для концептуального проектирования объектов освоения УВ потенциала норвежского сектора Баренцева моря. Основным фактором, влияющим на выбор типа добывающей платформы и концепцию эксплуатации шельфовых месторождений севернее 74° с.ш. были признаны айсберги (IDAP Summary Report, 1994; Бузин, 2008; Бузин и др., 2017).

Во второй половине 1990-х в Печорском море (район в юго-восточной части Баренцева моря) российскими исследователями в рамках экспедиционных изысканий

РИС. 2. Районы дрейфа радиомаяков, установленных в Печорском море в 1995 и 1998 гг. (Bonnemaire, 2006)



по программе Northern Gateway Terminal Study на ледяной покров были установлены восемь радиомаяков системы ARGOS. Четыре из них были установлены в середине марта 1995 г., а четыре – в апреле 1998 г. (Bonnemaire, 2006). Район дрейфа этих радиомаяков представлен на рисунке 2 (отметим, что ледяные поля с маяками, установленными у западного побережья о. Ваигач, были вынесены впоследствии в Карское море).

Неравномерность рядов по точности определения координат и имевшиеся пропуски потребовали разработки специального метода, основанного на процедуре скользящей полиномиальной регрессии по методу наименьших квадратов (МНК) и применении нерекурсивного многополосного фильтра (Voinov et al., 1999). Гармонический анализ двух независимых серий наблюдений позволил получить новую информацию о приливном дрейфе льда в локальных районах Печорского моря. Приливной дрейф льда имеет полусуточную природу и среднюю скорость сизигийного течения порядка 0,20–0,23 м/с. Полусуточные гармоники M_2 и S_2 отвечают за реверсивный тип движения, тогда как суточная гармоника K_1 выражается в промежуточном типе между круговым и реверсивным движением с вращением вектора по часовой стрелке (Voinov et al., 1999).

Собранные с помощью радиомаяков данные о дрейфе ледяного покрова использовались для создания проектной документации для строительства МЛСП «Приразломная», подготовленной ФГБУ «АНИИ» (в частности –

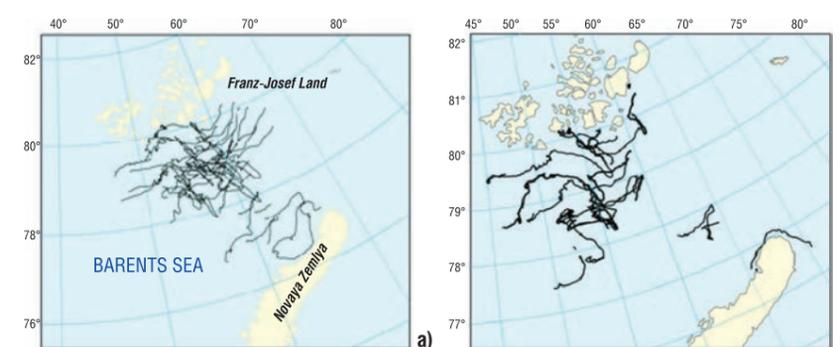
Временных Локальных Технических Условий в части ледового режима, 2003–07 гг.). На основе этих данных были рассчитаны радиусы кривизны дрейфа льда и некоторые другие параметры, необходимые для управления ледовой обстановкой в западной и восточной частях Печорского моря (Bonnemaire, 2006).

2000-2010-е годы. Отечественные исследования в Российской Арктике

Штокмановский проект

Обширные исследования ледяного покрова в Баренцевом море были выполнены в период экспедиционных работ, проводившихся ФГБУ «АНИИ» в интересах ряда крупных нефтегазодобывающих компаний в целях обустройства Штокмановского ГКМ. В рамках этих работ в 2001–2009 гг. в северо-восточной части Баренцева моря было проведено восемь зимних экспедиций на НЭС «Михаил Сомов», л/к «Капитан Николаев» и а/л «Ямал». Для

РИС. 3. Траектории дрейфа ледяных полей (а) и айсбергов (б) по наблюдениям 2009 года (Информационные и технические отчеты..., 2001–2009)



долгосрочного инструментального определения дрейфа ледяных полей и айсбергов использовались спутниковые маяки, собранные в ФГБУ «АНИИ» на основе судовых трансмиттеров систем INMARSAT-C (15 штук) и ARGOS (40 штук). Основные технические характеристики этих радиомаяков приведены в таблице 1. Обработка и анализ данных были выполнены научным сотрудником лаб. «Арктик-Шельф» ФГБУ «АНИИ» А.В. Нестеровым.

В 2005 году на дрейфующие ледяные поля было установлено 4 маяка INMARSAT-C. На айсберги маяки INMARSAT-C устанавливались в 2004–2007 годах, было получено 11 траекторий дрейфа. Дрейф ледяных образований происходил в апреле и мае, дискретность наблюдений составляла 1–2 часа. Непрерывная продолжительность работы одного маяка не превысила 48 суток на ледяном поле и 25 суток на айсберге. Это было связано как с характеристиками объектов, на которые устанавливались буи, так и с тем, что в большинстве случаев район постановки маяков являлся критическим с точки зрения работы системы Inmarsat (Информационные и технические отчеты..., 2001–2009).

В 2009 году по заказу компании Shtokman Development AG (основного к тому моменту заказчика работ по проекту Штокмановского ГКМ) был проведен масштабный эксперимент по исследованию дрейфа льда и айсбергов методом расстановки дрейфующих радиомаяков системы ARGOS. На ледяные поля было установлено 25, а на айсберги – 15 радиомаяков. Период работы маяков на ледяных полях – с конца мая по начало июля, а на айсбергах – с конца мая по октябрь. Дискретность наблюдений составляла 15 минут.

В результате проведенных работ был собран обширный материал по дрейфу льда и айсбергов и вынуждающим силам для оценки различных параметров и их сочетаний (Информационные и технические отчеты..., 2001–2009). Пример траекторий дрейфа ледяных образований, полученных в результате работ 2009 г., приведен на рисунке 3.

Данные проведенных исследований дрейфа ледяного покрова и айсбергов легли в основу Временных Локальных Технических Условий (ВЛТУ) в части ледового режима, подготовленных специалистами ФГБУ «ААНИИ» для компаний-партнеров освоения Штокмановского ГКМ (Информационные и технические отчеты..., 2001–2009). Эти ВЛТУ описывали порядка 100 параметров ледового режима района ШГКМ и северо-восточной части Баренцева моря, из них порядка 10 параметров характеризовали дрейф ледяного покрова и айсбергов. Частично результаты этих исследований были представлены в ряде публикаций (см. Dmitriev et al., 2005; Бузин и др., 2008).

Исследования в Обской Губе

В настоящее время в районе Обской Губы (п-ова Ямал и Гыданский) идет активное освоение углеводородных месторождений. Введен в эксплуатацию нефтеналивной терминал «Ворота Арктики» (Новопортовское НГКМ); достраиваются производственные мощности завода СПГ и инфраструктура порта Сабетта, начата отгрузка СПГ (Южнотамбейское ГКМ); планируется к освоению расположенное на гыданском берегу Салмановское (Утреннее) ГКМ. Вывоз продукции с этих месторождений осуществляется (планируется осуществлять) морским транспортом в круглогодичном режиме.

Главными особенностями дрейфа льда в северной части Обской губы является его периодичность приливного характера, а также сезонные проявления (осенний период до становления припая и весенний – от взлома припая до очищения акватории). В период взлома припая размеры льдин достигают до десятков квадратных километров с толщиной от 1,5 м до 2,5 м (Zubakin et al., 2013). Бесперебойное функционирование арктических портов и навигация

крупнотоннажных судов в стесненных условиях (при проходе морского канала и в районе порта) требует надежной информации о размерах и скорости дрейфа ледяных полей в период ледохода.

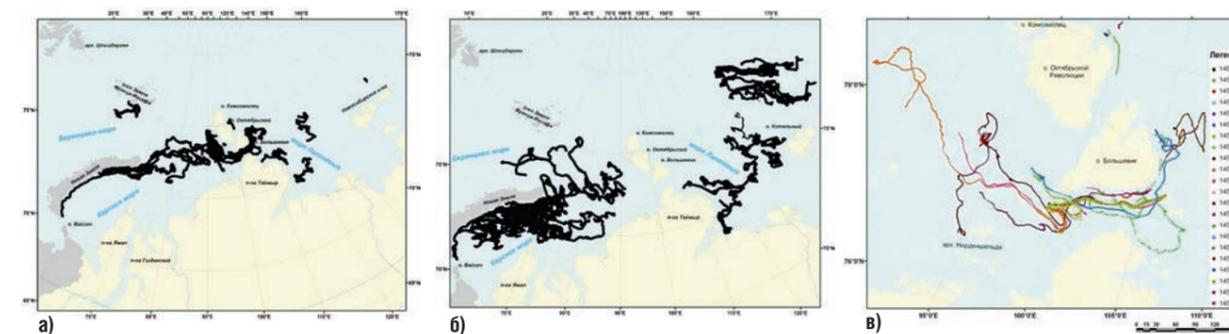
Для сбора информации о дрейфе льда в северной части Обской губы в течение ледоисследовательских экспедиций (апрель–май 2010–17 гг.) на припайный лед производилась расстановка радиомаяков системы ARGOS (производитель – ООО «Марлин-Юг»). Всего в период 2010–17 гг. на припай в северной части Обской губы было установлено порядка 50 радиомаяков различных модификаций (рисунок 4а, основные характеристики устройств приведены в таблице 1). Поскольку с помощью этого оборудования можно с большой точностью (до 1 часа) определить взлом припая и начало ледохода на обширной акватории, в районе Сабетты радиомаяки устанавливались не только в зоне, прилегающей к планируемому порту, но и южнее ее (т.е. выше по течению). Наблюдения за дрейфом льда с помощью радиомаяков в весенне-летний период, выполненные в районе строительства порта Сабетта,

позволили сделать важные выводы (Zubakin et al., 2013):

- Продолжительность дрейфа льда в северной части Обской губы может достигать 3–4-х недель, дрейф представляет значительную опасность для проектируемых сооружений порта. Максимальные инструментально зафиксированные скорости дрейфа ледяных полей достигают 0,75 м/с.
- Большой вклад в суммарный дрейф вносят приливные движения реверсивного характера, которые предполагают воздействие льда на акваторию п. Сабетта с северной и южной составляющими (рисунок 4б). С учетом большой повторяемости ветров северного направления (40-60%) в период вскрытия ледяного покрова (июнь-июль) реверсивный дрейф вызывает дополнительную сложность в очищении акватории ото льда и выноса его в Карское море.

Полученные важные сведения по дрейфу льда позволили аналитически обосновать необходимость проектирования

РИС. 5. Траектории дрейфа айсбергов (а) и ледяных полей (б) по данным радиомаяков ARGOS, установленных в зимних экспедициях ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» в 2013–2015 гг.; траектории дрейфа айсбергов в районе пролива Вилькицкого (арх. Северная Земля), май-август 2015 г. (в) (Бузин и др., 2016)



и строительства северной ледозащитной дамбы порта Сабетта (рисунок 4в), возведение которой происходит в настоящее время (http://www.rosmorport.ru/arf_port_development.html).

Исследования по программе ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»

На сегодняшний день наиболее значительными в Евразийской Арктике по объему выполненных работ, полученных инструментальных данных и их пространственному охвату являются экспедиционные исследования, выполненные в интересах ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» в 2013–2017 гг. В период максимального развития ледяного покрова 2013–2015 гг. силами ФГБУ «ААНИИ» в интересах этой компании были организованы и проведены три масштабные ледоисследовательские экспедиции на шельфе морей Карского, Лаптевых и Восточно-Сибирского. В 2013 г. экспедиционные исследования охватывали юго-западную часть Карского моря, в 2014–15 гг. они выполнялись также на акватории морей Карское и Лаптевых, во всех трех случаях использовался а/л «Ямал». При этом зимняя экспедиция 2015 г. стала самой масштабной по объему и составу работ арктической экспедицией в мире за предыдущие 20 лет (<https://www.rosneft.ru/press/news/item/174202/>). Собранный массив данных о дрейфе ледяного покрова и айсбергов является во многих отношениях уникальным и позволил получить необходимые оценки для планирования деятельности на шельфе и проектирования гидротехнических сооружений. Всего по результатам трех зимних экспедиций были получены сведения о траектории 75 ледяных полей и 66 айсбергов на

обширной акватории (рисунки 5а, 5б). Примеры полученных оценок представлены в (Атлас, 2015), некоторые результаты изучения дрейфа содержатся в работе (Бузин и др., 2016).

Расчеты и анализ, выполненные научными сотрудниками лаборатории «Арктик-Шельф» ФГБУ «ААНИИ» Н.А. Сухих и И.В. Бузиным по всему массиву данных показывают, что средние значения скорости дрейфа ледяных полей лежат в диапазоне 0,14–0,17 м/с, а айсбергов – достигают 0,18 м/с. По мере таяния ледяного покрова и уменьшения его сплоченности отмечается увеличение средней скорости дрейфа ледяных полей. Для частично закрытой акватории юго-западной части Карского моря подтверждается преобладание дрейфа вдоль оси ЮЗ-СВ и вынос льда из Карского моря в Арктический бассейн в зимне-весенний период, что вызвано особенностями атмосферной циркуляции, влиянием берегов и наличия припая. Анализ траекторий дрейфа ледяных полей к северу от Новосибирских островов в 2014 и 2015 гг. показал, что вследствие высокой сплоченности ледяного покрова движение всего массива происходит одновременно и синхронно. Средняя скорость дрейфа составила 0,14 м/с в ССЗ направлении (в Арктический бассейн), максимальные значения скорости достигали 0,65 м/с. Движение ледяных полей в районе совпадает с общей схемой движения льдов, полученной на основе спутниковых и натурных данных в разные годы, и называется Трансполярным дрейфом (Бузин и др., 2016).

На подходах к проливу Вилькицкого со стороны Карского моря и в самом проливе айсберги представляют

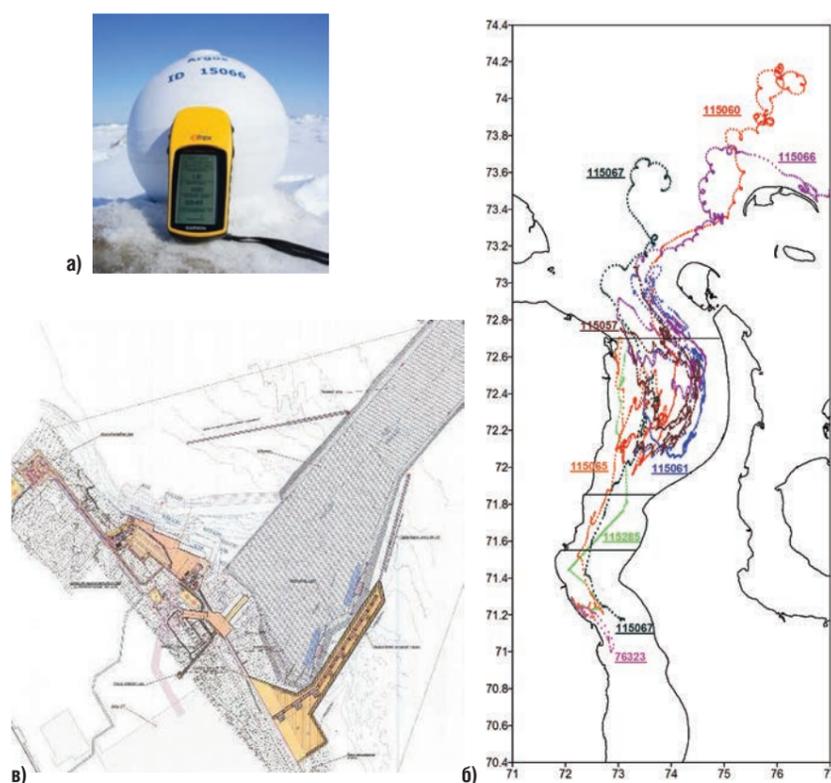
собой частое явление (Abramov, 1996; www.nsra.ru). Радиомаяки, установленные на айсберги у восточного побережья Северной Земли весной 2015 г., позволили выполнить, вероятно, первые инструментальные наблюдения с высокой дискретностью за выносом айсбергов из моря Лаптевых в Карское море через пролив Вилькицкого (рисунок 5в). Инструментально подтвержденная информация о выносе айсбергов, их размерах, скорости дрейфа и распространении представляется весьма важной при планировании разведочных работ и освоения северо-восточной части Карского моря (Бузин и др., 2016). Анализ данных 2015 г. показал, что средняя скорость дрейфа айсбергов в этом районе составила 0,21 м/с (отметим, что эта величина несколько превышает аналогичные показатели для Баренцева моря – 0,18–0,19 м/с (см. IDAP Summary Report, 1994; Dmitriev et al., 2005; Бузин и др., 2008)).

2000–2010-е годы. Норвежские исследования в районе Шпицбергена

Исследования по программе SAMCoT

В настоящее время в Норвегии осуществляется программа прикладных полевых и аналитических исследований ледяного покрова – SAMCoT (Sustainable Arctic Marine and Coastal Technology, <http://www.ntnu.edu/web/samcot/home>). Финансирование программы проводится за счет средств научных учреждений и компаний, занятых в разработке углеводородных месторождений, проектировании и строительстве сооружений, оказании

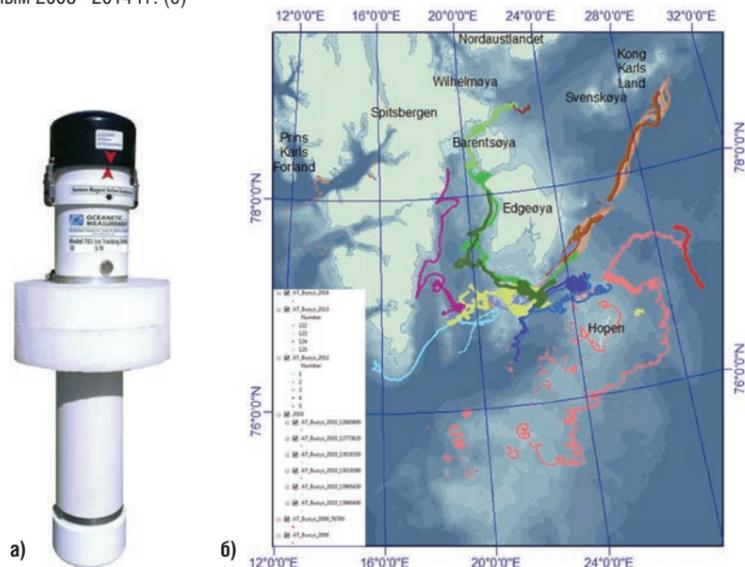
РИС. 4. Радиомаяк системы ARGOS, установленный в припайном льду, Обская губа (а) (фото из архива Бузина И.В.); траектории дрейфа ледяных полей с радиомаяками ARGOS в северной части Обской Губы в период ледохода, 2012 г. (Voinov, Nesterov, 2013) (б); схема п. Сабетта и его ледозащитных сооружений (в) (www.advis.ru; www.rosmorport.ru)



консультационных услуг в сфере добычи углеводородов и т.п. Полевые исследования выполняются в основном в районе архипелага Шпицберген, в Гренландском и Баренцевом морях силами сотрудников UNIS (University Courses on Svalbard). При осуществлении мультидисциплинарных исследований в период 2008–2015 гг. на ледяные поля и айсберги в северо-западной части Баренцева моря были установлены порядка 25 радиомаяков спутниковой системы Iridium (производитель – Oceanetic Measurement (2011) Ltd) (Marchenko, Marchenko, 2015; <http://www.ntnu.edu/web/samcot/research-activities>). Радиомаяки весом 9,5 кг устанавливались на ледяные образования в период март–май, при этом в ряде случаев они передавали сигнал еще в сентябре. Дискретность измерений этих радиомаяков может изменяться в широких пределах, при вышеуказанных исследованиях фактическая дискретность измерений составляла 10–20 минут. Внешний вид этих радиомаяков приведен на рисунке 7а, а основные характеристики – в таблице 1.

Несмотря на относительно небольшой пространственный охват наблюдений за дрейфом (см. рисунок 7б), полученные данные представляют значительный интерес и существенно дополняют сведения о динамике ледяного покрова в районе архипелага Шпицберген. Дрейф ледяного покрова происходит преимущественно в ЮЮЗ направлении, наибольшая повторяемость скорости ледяных полей характерна для диапазона 0,2–0,4 м/с. Наибольшие скорости дрейфа отмечаются в районах с мощно выраженной приливной

РИС. 7. Внешний вид радиомаяка Ice Drift Standard Model 703 (а) (по данным <http://www.oceanetic.com>) и траектории дрейфа ледяных образований в районе арх. Шпицберген по данным 2008–2014 гг. (б)



составляющей (в траекториях дрейфа наблюдаются характерные «приливные петли»), а также в районе усиления течения у юго-восточной оконечности архипелага. В частности, здесь был инструментально зафиксирован дрейф ледяного поля со скоростями более 1,2 м/с (с максимумом скорости 1,41 м/с) (Marchenko, Marchenko, 2015).

Заключение

Изучение опыта применения радиомаяков в морях Российской Арктического шельфа позволяет считать это оборудование эффективным автономным средством долговременного оперативного мониторинга динамики ледяных образований и надежным источником сведений об их дрейфе в масштабах моря, поскольку погрешность измерения координат мала по сравнению с параметрами

дрейфа айсбергов и ледяных полей. Получаемые с помощью этих устройств уникальные данные необходимы как для изучения ледового режима труднодоступных арктических акваторий, так и для проектирования гидротехнических сооружений и планирования деятельности на Российском Арктическом шельфе. В настоящее время основными потребителями этой информации являются компании, разрабатывающие шельфовые месторождения, в чьих интересах проводятся специализированные ледовые исследования и рассчитываются параметры дрейфа ледяных образований.

Накопленный опыт использования радиомаяков в экспедиционных работах в Российской Арктике в 2005–2017 гг. позволяет сформулировать ряд требований к «идеальному» устройству подобного типа (Бузин и др., 2017):

1. Компактность и небольшой вес. Установка прибора должна выполняться одним человеком в режиме посадки вертолета на

ледяное образование (например – небольшой айсберг).

2. Наличие индикатора работы. Для исключения ситуаций установки неисправного прибора, устройство должно быть оснащено световым индикатором работы (например, LED-индикатор).

3. Переменная дискретность работы. Для радиомаяков, устанавливаемых на припайный лед или сидящие на грунте айсберги, должна быть реализована возможность изменять дискретность передачи информации для периодов «неподвижности» (один раз в сутки) и «дрейфа» (один раз в 10–20 минут). В идеальном варианте эта функция должна быть доступна дистанционно (через систему Интернет).

4. Дискретность передачи информации – 10–20 минут (для выявления экстремальных значений скорости дрейфа ледяного образования).

5. Повышенная емкость батареи. Ледяные объекты (айсберги, припай) могут долгое время (1,5–2,5 месяца и более) находиться в неподвижном состоянии перед тем, как начать свободный дрейф. Для сбора надежной информации необходимо, чтобы радиомаяки имели возможность работать не менее шести месяцев.

6. Наличие в программном обеспечении оборудования функций интерполяции данных («заполнения пропусков» при некорректной работе оборудования, приводящей к пропускам в ряду данных).

Отметим, что частично перечисленные требования могут являться взаимоисключающими (например, пп. 4 и 5). Представляется, что в случае невозможности создать «универсальный» радиомаяк для целей изучения дрейфа ледяных образований, эта проблема может быть решена путем создания серий маяков с различными характеристиками, предназначенных для различных задач (измерение дрейфа айсбергов и измерение дрейфа ледяных полей). ●

Авторы благодарят г-на А.Л. Сальмана (ООО «ЭС-ПАС», Россия), а также г-д К.И. Эйку (STATOIL ASA, Норвегия) и Ф.И. Таллаксона (JOTRON AS, Норвегия) за обсуждение технических аспектов функционирования ранних радиобуев, состоявшееся в процессе работы над этой статьей, и сведения об их технических характеристиках.

Литература

- International Arctic Buoy Programme, http://iabp.washington.edu/overview_history.html
- SEDA, Sea ice Experiment – Dynamic Nature of the Arctic, <https://nsidc.org/data/g02200>
- Lei R., Heil P., Wang J., Zhang Z., Li Q., Li N. (2016). Characterization of sea-ice kinematics in the Arctic outflow region using buoy data. *Polar Research*, 35:1, 22658, DOI: 10.3402/polar.v35.22658.
- Hutchings J.K., Geiger C., Roberts A., Richter-Menge J., Elder B. (2010). On the Spatial and Temporal Characterization of Motion Induced Sea Ice Internal Stress // *Proc. Internat. Conf. and Exhibition on Performance of Ships and Structures in Ice*, Sept. 20–23, 2010, Anchorage, Alaska, 2010, 8 p.
- Tiffin S., Turnbull I., Sylvestre T., Acevedo J. (2012). Advances in Beacon Technology to Track Drift of Sea Ice and Icebergs // *Proc. 21st IAH International Symposium on Ice*, Dalian, China, June 11–15, 2012, pp. 660–673.
- Мотыжев С.В., Лунев Е.Г., Толстошеев А.П., Быков Е.М. (2016). Опыт применения термомонолирующих дрейфтеров для исследований арктического региона Мирового океана // *Арктика: экология и экономика* № 1 (21), 2016, стр. 38–45.
- Motyzhev S.V., Lunev E.G., Tolstosheev A.P. (2017). The Experience of Using Autonomous Drifters for Studying the Ice Fields and the Ocean Upper Layer in the Arctic // *PHYSICAL OCEANOGRAPHY* NO. 2 (2017), DOI: 10.22449/1573-160X-2017-2-51-64, pp. 51–64.
- Draft International Standard ISO/DIS 35106 Petroleum and natural gas industries – Arctic operations – Metocean, ice, and seabed data, 142 p. ISO 2016.
- Draft International Standard ISO/DIS 35104. Petroleum and natural gas industries – Arctic operations – Ice management, 133 p. ISO 2016.
- Vinje T.E., Steinbakke P. (1977). Nimbus-6 located automatic stations in the Svalbard waters in 1975, pp. 109–117 // *Norsk Polarinstitutt Arbok 1975*. Oslo, 1977, 224 p.
- Vinje T.E. (1978). Sea ice conditions and drift of Nimbus-6 buoys in 1977, pp. 283–292 // *Norsk Polarinstitutt Arbok 1977*. Oslo, 1978, 957 p.
- Vinje T. (1985). Drift, composition, morphology and distribution of the sea ice fields in the Barents Sea. The physical environment, western Barents Sea // *Nor. Polarinst. Skr. 179* C. Oslo: Norwegian Polar Institute, 1985, 26 p.
- Loset S., Carstens T. (1996). Sea ice and iceberg observations in the western Barents Sea in 1987 // *Cold Regions Science and Technology* 24(1996): 323–340.
- Spring, W., A. Sangolt (1993). Result of the Ice Data Acquisition Program (IDAP) in the Barents Sea, 1988–1992 // *Proc. of Int. Conf. on Port and Ocean Eng. under Arctic Conditions*, vol. 1, pp. 450–461, 1993.
- IDAP Summary Report. W. Spring, Mobil Res. and Development Corp., Dallas E&P Engineering, Dallas, Texas, USA, 1994, 144 p.
- Бузин И.В. (2008). Оценка состояния ледяного покрова и условий формирования тяжелых ледовых сезонов в Баренцевом море / *Диссерт. канд. геогр. наук, ААНИИ*, 2008 г., 202 стр.
- Iceberg Expedition to Novaya Zemlya and Franz Josef Land. Report by Technical Research Centre of Finland, Ship Laboratory, 01 Oct 1992, 64 p.
- Бузин И.В., Нестеров А.В., Гудошников Ю.П. (2017). Исследование дрейфа ледяных образований с помощью радиомаяков в Евразийской Арктике – опыт и перспективы // *Тр. 13-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/CIS Offshore 2017)*, 12–15 сентября 2017 г. Санкт-Петербург – СПб.: Химиздат, 2017, 448 стр., стр. 212–218.
- Bonnemaire B. (2006). Arctic Offshore Loading Downtime Due to Variability in Ice Drift Direction // *The Journal of Navigation* (2006), 59, 9–26.
- Voinov G.N., Dmitriyev N.Ye. and Zubakin G.K. (1999). A method of ARGOS buoy data processing and ice drift assessment in the Pechora Sea // *Proc. 15th Int. Conf. on Port and Ocean Eng. Under Arctic Conditions (POAC-99)*, August 23–27, 1999, vol. 1, Helsinki, pp. 122–130.
- Fred I Tallaksen, Support Manager, GMDSS & AIS. JOTRON AS, личное сообщение, ноябрь 2017.
- Информационные и технические отчеты ФГБУ «ААНИИ» о проведенных ледовых экспедиционных исследованиях по проекту обустройства Штокмановского ГКМ, 2001–2009 гг. Фонды ФГБУ «ААНИИ».
- Сайт ООО «Марлин-Юг» http://marlin-yug.com/ru/products/sputnikovoye_radiomayaki/
- Сайт Oceanetic Measurement (2011) Ltd. <http://www.oceanetic.com>, http://www.oceanetic.com/uploads/3/9/0/4/39044987/2014-oceanetic_icedriftstandardspec.pdf
- Dmitriyev N.Ye., Voinov G.N., Gudoshnikov Yu.P., Nesterov A.V., Skutin A.A. (2005) Study of the dynamics of icebergs of the Barents Sea // *Proc. of the 18th Int. Conf. On Port and Ocean Eng. Under Arctic Conditions (POAC-2005)*, Vol. 2, pp. 521–530.
- Бузин И.В., А.Ф. Глазовский, Ю.П. Гудошников, А.И. Данилов, Н.Е. Дмитриев, Г.К. Зубакин, Н.В. Кубышкин, А.К. Наумов, А.В. Нестеров, А.А. Скутин, Е.А. Скитина, С.И. Шибакин (2008). Айсберги и ледники Баренцева моря: исследования последних лет. Ч. 2. Дрейф айсбергов по натурным данным и результатам моделирования и вероятностные оценки рисков столкновения айсберга с гидротехническим сооружением // *Пробл. Арктики и Антарктики*, № 78, стр. 81–89, 2008.
- Zubakin G.K., Gudoshnikov Yu.P., Nesterov A.V., Kubyshekin N.V., Skutin A.A., Buzin I.V., Vinogradov R.A., Naumov A.K., Nalimov Yu.V., Kiyachkin S.V., Fedyakov V.Ye., Andreev O.M. (2013). Evaluation of ice conditions of the Northern Ob Bay associated with construction of the port of Sabetta // *Proc. of 22nd Int. Conf. on Port and Ocean Eng. under Arctic Conditions*. June 09–13, 2013, Espoo, Finland, 10 p.
- Voinov G.N., Nesterov A.V. (2013). The Tidal Effects in the Northern Ob Bay // *Proc. 22nd Int. Conf. Port and Ocean Eng. under Arctic Conditions*, June 09–13, Espoo, Finland, 2013, 6 p.
- «Введена в эксплуатацию корневая часть юго-восточного ледозащитного сооружения в порту Сабетта». http://www.advis.ru/php/view_news.php?id=8910E674-E163-7D42-AA35-C0E55155F9D
- Сайт ФГУП «РОСМОРПОРТ». Текущие проекты развития объектов портовой инфраструктуры. http://www.rosmorport.ru/arf_port_development.html
- Сайт ПАО «НК РОСНЕФТЬ»: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/153165/>; <https://www.rosneft.ru/press/news/item/174202/>
- Атлас гидрометеорологических и ледовых условий морей Российской Арктики: обобщение фондовых материалов и результатов экспедиционных исследований ООО «Арктический научный центр шельфовых разработок» в 2012–2014 гг. – Москва, ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2015. – 128 с.
- Бузин И.В., Мионов Е.У., Сухих Н.А., Павлов В.А., Корнишин К.А., Ефимов Я.О. (2016). Исследования дрейфа ледяных образований на шельфе Российской Арктики с помощью автоматических радиомаяков спутниковой системы ARGOS // *Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»*, 4-2016, вып. 45., стр. 4–9.
- Abramov V. Atlas of Arctic Icebergs. – NJ, USA: Backbone Publishing Company, 1996. – 70 p.
- Сайт ФГКУ «Администрация Северного морского пути» / срочная информация для мореплавателей http://www.nsr.ru/ru/urgent_notices_to_mariners/
- SAMCoT (Sustainable Arctic Marine and Coastal Technology, <http://www.ntnu.edu/web/samcot/home>)
- Marchenko N.A., Marchenko A.V. (2015). Sea Currents and Ice Drift in Western Part of Barents Sea. A Comparison of Data From Floating and Fixed On Ice Buoys // *Proc. of the 23rd Int. Conf. on Port and Ocean Eng. under Arctic Conditions*, June 14–18, 2015, Trondheim, Norway.

KEYWORDS: radio-beacons, Arctic Offshore development, ice and iceberg drift, equipment for the offshore.

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В АРКТИКЕ

Перспективы и проблематика развития малой атомной генерации в качестве источника энергоснабжения месторождений и удаленных объектов

ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ СЕТЕВОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ОХВАТЫВАЕТ МЕНЕЕ 40% ТЕРРИТОРИИ ПЛАНЕТЫ. СВЫШЕ 1 МЛРД ЧЕЛОВЕК ПРОЖИВАЕТ В УСЛОВИЯХ ЛОКАЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ КАК ТЕПЛОВОЙ, ТАК И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ. ПОМИМО СЕВЕРНЫХ ТЕРРИТОРИЙ РОССИИ, НЕОБХОДИМОСТЬ В СОЗДАНИИ МАЛЫХ ЛОКАЛЬНЫХ ЭНЕРГОУЗЛОВ НАБЛЮДАЕТСЯ НА СЕВЕРНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ КАНАДЫ, В ГРЕНЛАНДИИ, НА ТЕРРИТОРИИ ЮЖНОЙ АМЕРИКИ, АФРИКИ, АВСТРАЛИИ, В РЯДЕ АЗИАТСКИХ СТРАН. ПО РАЗЛИЧНЫМ ОЦЕНКАМ МИРОВАЯ ПОТРЕБНОСТЬ В ЭНЕРГОИСТОЧНИКАХ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ СОСТАВЛЯЕТ ОТ 18 ДО 80 ГВт [1, 2]. КАКИЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

CENTRALIZED NETWORK ENERGY SUPPLY COVERS LESS THAN 40% OF THE PLANET. OVER 1 BILLION PEOPLE LIVE IN CONDITIONS OF LOCAL GENERATION OF HEAT AND ELECTRIC ENERGY. EXCEPT FOR NORTHERN TERRITORIES OF RUSSIA, A NEED FOR CREATION OF LOCAL GENERATION CENTERS IS OBSERVED IN NORTHERN CANADA, IN GREENLAND, IN THE TERRITORY OF THE SOUTH AMERICA, AFRICA, AUSTRALIA AND IN A NUMBER OF ASIAN COUNTRIES. ACCORDING TO VARIOUS ESTIMATES, THE INTERNATIONAL DEMAND FOR LOW AND MEDIUM POWER ENERGY SOURCES MAKES 18–80 GW. WHAT SOLUTIONS IN THE FIELD OF UNINTERRUPTED POWER SUPPLY OFFER RUSSIAN DESIGNERS?

Ключевые слова: энергообеспечение, локальная генерация, генерирующие мощности, атомная генерация, удаленные объекты.

Пименов Александр Олегович,
заместитель генерального директора по инновационным проектам

Куликов Денис Германович,
начальник отдела разработки проектов атомных станций малой мощности

Гольцов Евгений Николаевич,
заместитель начальника отдела разработки проектов атомных станций малой мощности

Гречко Георгий Иванович,
главный научный сотрудник

АО «НИКИЭТ»

В России проблема бесперебойного и качественного энергоснабжения особенно остро встает в связи с планами по масштабному освоению районов Крайнего Севера, Арктики и Дальнего Востока России, территория которых составляет более 2/3 от общей территории страны и располагает обширными запасами природных ресурсов. Существующий в регионах энергетический дефицит ограничивает рост объема добычи и переработки полезных ископаемых. Немногие добывающие и перерабатывающие предприятия, расположенные в зонах с децентрализованным энергоснабжением, вынуждены использовать привозное органическое топливо, что в связи с высокой логистической составляющей стоимости и низкой надежностью выработавшего свой ресурс генерирующего оборудования приводит к значительному росту издержек и снижению экономических показателей.

Природно-климатические условия, характерные для этих регионов, делают затруднительным повсеместное внедрение электрогенерирующих мощностей, основанных на преобразовании солнечной, ветровой или приливной энергии. В этих условиях локальные комплексы на базе атомных станций малой мощности (АСММ) представляются единственным способом удовлетворить растущий спрос на энергогенерирующие мощности.

Основываясь на предполагаемом сценарии использования малых атомных энергоисточников и спектре мест потенциального размещения, можно сформировать ряд требований, предъявляемых к АСММ.

Кратное увеличение сложности и стоимости производства строительно-монтажных работ по мере удаления от районов высокой доступности приводит к необходимости модульного или крупноблочного заводского

изготовления с перспективой перехода к поставке на место эксплуатации комплектного и полностью снаряженного энергетического блока с ядерным и турбинным островом. Помимо упрощения логистических операций и снижения частоты обслуживания, при реализации такого подхода АСММ на международном рынке могут предоставляться потребителю по схеме ВОО (Build-Own-Operate, строю – владею – обслуживаю). Подход снижает требования к соответствующим государствам в отношении собственных профессиональных кадров, национального лицензирования и контроля [3, 4].

Действующая транспортная и логистическая инфраструктура потенциальных мест размещения АСММ накладывает ряд ограничений по обслуживаемости и массо-габаритным характеристикам станции. Ввиду затрудненной транспортной доступности региона потенциального размещения АСММ должны обслуживаться минимальным количеством персонала. Масштабные ремонтные работы, в том числе перезарядка реактора, по всей видимости, должны осуществляться либо на предприятии-изготовителе, либо выездной бригадой специалистов. Требования к автономности и комплектной поставке энергоблока заводской готовности приводят к требованиям по длительности топливной кампании и ресурсу оборудования.

Безусловно, одним из ключевых требований остается безопасность использования атомных энергоисточников для персонала, населения и окружающей среды. Наряду с безопасностью эксплуатации, сегодня одним из важнейших факторов использования АСММ является возможность и эффективность коммерческой эксплуатации. Инвестиционная привлекательность ядерных энергоисточников в последние годы повышается, в том числе за счет потенциала снижения эмиссии парниковых газов при замещении существующих энерго мощностей на органическом топливе на фоне снижения штрафов санкций в ряде стран, но для существующих или готовых к реализации проектов АСММ экономическая целесообразность реализации достигается только в зонах использования привозного органического топлива.

Потенциальные преимущества использования объектов малой атомной энергетики:

- снижение времени возведения АСММ за счет модульности энергоустановки и ограничения работ по капитальному строительству на площадке размещения;
- возможность оперативного наращивания генерируемых

мощностей за счет размещения дополнительных модулей;

- возможность реализации серийного производства с полным циклом заводской отработки и испытаний;
- снижение специальных требований к площадке размещения (климатических, социальных);
- возможность транспортировки сверхмалых АСММ в подготовленном к работе состоянии.

На сегодняшний день в эксплуатации находятся всего четыре энергетические установки, относящиеся к АСММ: это CNP-300 (Китай), PHWR-220 (Индия), ВК-50 и ЭГП-6 (Россия). В стадии строительства находится еще ряд объектов – CAREM-25 в Аргентине, HTR-PM в Китае и ПАТЭС «Академик Ломоносов» с реакторами КЛТ-40 в России. Помимо действующих и реализуемых сегодня проектов, в базе данных МАГАТЭ находится свыше пятидесяти проектов реакторов малой и средней мощности и атомных станций на их основе [5]. Представленные в открытой печати международные и российские проекты атомных энергоисточников малой мощности условно можно разделить на две принципиальные группы. Первая – это разработки, основанные на фактическом опыте изготовления и эксплуатации, на базе апробированных практикой технических решений. Установки этой группы, как

УДК 621.039.5



правило, обладают поузловой референтностью и не требуют проведения масштабных научно-исследовательских работ. Реакторные установки разрабатываются по традиционному для отрасли эволюционному пути развития и основаны на использовании отработанной водо-водяной технологии с топливом на базе диоксида урана. Основное преимущество установок первой группы – реализуемость в течение 5–6 лет. Ко второй группе проектов АСММ относятся инновационные разработки. Применение новых технических решений, нетрадиционных и нерегламентных подходов потребует проведения значительного объема исследовательских работ и экспериментального подтверждения принятых решений. Обоснование новой топливной композиции и альтернативных теплоносителей также потребует дополнительных финансовых и временных ресурсов. Срок реализации подобных проектов сложно предсказать, но только обоснование новых топливных решений в современных условиях потребует 7–12-летнего цикла работ.

Основная сложность в разработке и продвижении перспективных проектов АСММ – это отсутствие интереса к проектам со стороны инвестора. Причина низкой инвестиционной привлекательности проектов АС для частного капитала –

Транспортируемый модуль с реакторной установкой «Витязь» на базе полуприцепа



это значительный объем длительных исследований и экспериментальной отработки и связанные с этим инвестиционные риски.

Российскими проектными и исследовательскими организациями накоплен значительный опыт разработки и эксплуатации реакторных установок различной мощности, в том числе транспортных энергетических установок, наиболее схожих с объектами малой атомной энергетики по потребительским параметрам, режиму эксплуатации и диапазону мощностей. Несмотря на это, конструктивный и технологический облик АСММ для серийной реализации, а также правовая база для ее эксплуатации на сегодняшний день не сформированы. Полноценная предпроектная

проработка и создание опытно-демонстрационных энергетических объектов на базе инновационных разработок сегодня возможны только при государственном участии.

Наш институт, параллельно основным направлениям деятельности, с конца 1980-х годов ведет работу по проектированию ядерных энергетических установок малой и средней мощности гражданского назначения [6–8]. В основе этих проработок лежит глубокий опыт института по проектированию, изготовлению и эксплуатации ядерных энергетических установок с интегральными водо-водяными реакторами в интересах ФОИВ. Сегодня перечень решений института по локальному энергообеспечению охватывает весь диапазон мощностей – от установок мегаваттного класса до верхнего диапазона малых мощностей. Проработка всех представленных проектов велась с учетом возможности эксплуатации оборудования в суровых климатических условиях северных регионов России.

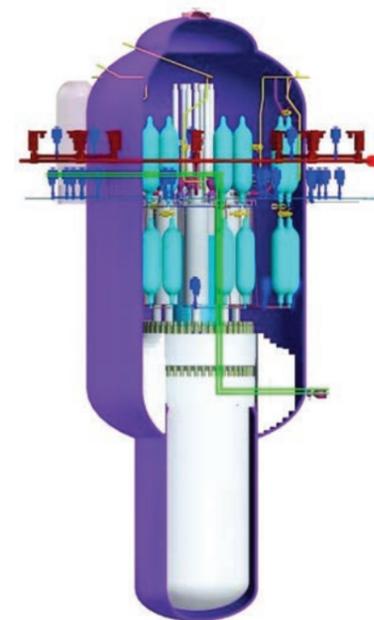
Блочная транспортабельная энергоустановка «Витязь» мегаваттного класса предназначена для локального энергообеспечения потребителя в регионах с децентрализованным энергоснабжением. Проект предусматривает поставку в виде функциональной и готовой к эксплуатации атомной станции в составе четырех транспортабельных модулей,

компактно размещенных на колесных платформах высокой проходимости. В основе разработки лежит интегральный водо-водяной реактор. Тепловая мощность энергоустановки – 6 мегаватт. Электрогенерацию обеспечивают две турбогенераторные установки Калужского турбинного завода. Возможна организация теплоснабжения в режиме когенерации. Особенности проекта – минимальные сроки ввода и вывода из эксплуатации и сниженные требования к площадке размещения. Референтность основных технических решений обеспечена находящимися в эксплуатации объектами.

Энергоблок с реакторной установкой «Шельф-10» подводного исполнения поставляется в виде готовой к эксплуатации энергокапсулы с компактно размещенными реакторной и турбогенераторной установками. Энергокапсула рассчитана на размещение на глубинах до 300 метров. Контроль параметров и управление работой осуществляется из надводного (судового или берегового) пункта. При организации распределенной локальной энергетической инфраструктуры на базе энергокапсулы с реакторной установкой «Шельф-10» возможна организация единого центра управления энергогенерирующей сетью. Тепловая мощность энергоблока – 9 мегаватт при аналогичной «Витязю» отпускной электрической мощности. Электрогенерацию обеспечивает водоохлаждаемая турбогенераторная установка Калужского турбинного завода. Энергоблок рассчитан на автономную эксплуатацию в течение 1 года. По завершении периода автономной работы энергокапсула на две недели поднимается на поверхность для проведения планово-предупредительных ремонтных работ.

АСММ с реакторной установкой «Шельф» – это семейство атомных энергоисточников различного исполнения на базе унифицированной реакторной установки. АСММ с реакторной установкой «Шельф»

Реакторная установка повышенной безопасности «УНИТЕРМ»



предназначена для обеспечения потребителя в удаленных и труднодоступных регионах. АСММ обеспечивает электрогенерацию на уровне 6,4 мегаватт при тепловой мощности энергоблока 28 мегаватт. Базовый вариант атомного энергоисточника с реакторной установкой «Шельф» был проработан в 2010 году и подразумевал подводное размещение энергокапсулы. В 2014 и 2015 годах по запросам потенциального заказчика были проработаны технические предложения по наземному исполнению оборудования АСММ, в том числе вариант с раздельной поставкой и размещением оборудования реакторной и турбогенераторной установок. В основе двухконтурной реакторной установки с водо-водяным реактором лежат следующие технические решения:

- интегральный реактор с комбинированной циркуляцией (принудительной и естественной) теплоносителя первого контура;
- глубокошелонированная система барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных продуктов деления урана в окружающую среду, а также реализация комплекса технических и организационных мероприятий по защите этих

барьеров от внутренних и внешних воздействий.

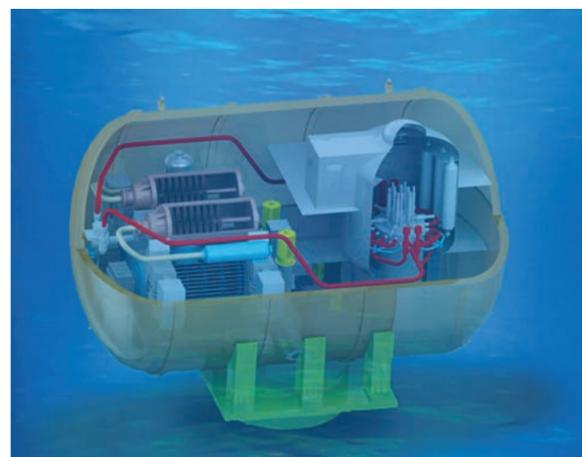
- расположение оборудования РУ в прочно-плотном контейменте, непосещаемом при работе и локализуемым при авариях выход радиоактивных веществ из системы первого контура;
- применение полностью автоматизированной системы управления, позволяющей обеспечивать непрерывную работу в течение года без обслуживания и без ограничения числа маневров мощностью;
- применение систем поддержки оператора, обеспечивающих оперативную оценку состояния и выбор оптимальных путей управления установкой в нештатных ситуациях или управления аварией;
- отказ от использования масла в системах смазки и регулирования для уменьшения вероятности аварийных ситуаций, связанных с пожаром;
- отказ от постоянно действующей системы очистки теплоносителя первого контура.

АСММ «УниTERM», отвечающая самым современным требованиям по безопасности, надежности, экологической чистоте, условиям нераспространения ядерно-оружейных материалов, соответствует требованиям МАГАТЭ к перспективным атомным станциям поколения IV.

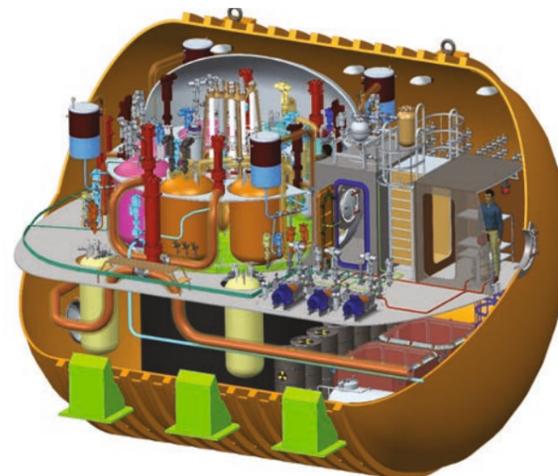
Серийно изготовленная и испытанная в заводских условиях модульная реакторная установка, привезенная на место эксплуатации, в течение длительного срока (до 15 лет) может работать без перегрузки активной зоны, а по окончании его вывозится на завод для перегрузки или утилизации по окончании срока службы и заменяется новым модулем со свежим топливом.

АСММ «УниTERM» может размещаться на поверхности земли, на барже. Станция устанавливается в непосредственной близости от потребителя, что позволяет минимизировать затраты на прокладку дорогостоящих ЛЭП и потери электроэнергии. В процессе автономной работы мощность РУ АСММ «УниTERM» самостоятельно меняется в зависимости

Энергоблок малой станции подводного исполнения на базе реакторной установки «Шельф-10»



Энергетическая капсула с реакторной установкой «Шельф»

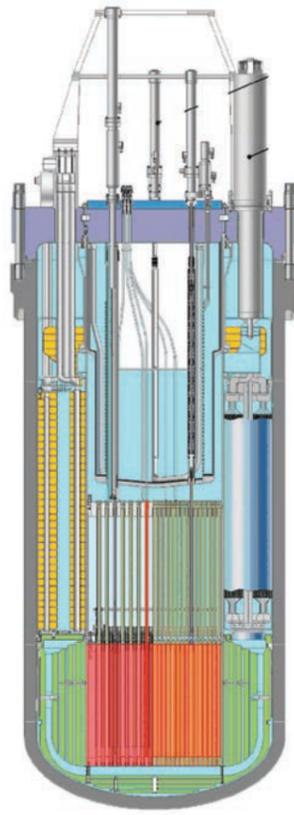


от нагрузки, задаваемой потребителем без ограничения числа маневров мощностью.

Отличительные особенности реакторной установки АСММ «УниTERM»:

- автономное функционирование реакторной установки атомной станции в течение длительного времени (1 год) без обслуживания. Профилактические работы на реакторной установке проводятся один раз в год выездной бригадой специалистов-атомщиков в течение 1–2 недель;
- введение в состав РУ дополнительного барьера безопасности – промежуточного контура между теплоносителем первого контура и контуром потребителя, позволяющего полностью гарантировать отсутствие радиационной активности в контуре потребителя;
- наличие постоянно действующей системы расхолаживания реактора и отвода остаточного тепловыделения, не требующей для ввода в работу каких-либо действий со стороны автоматики, персонала или подвода энергии и рабочих сред извне. Данная система обеспечивает работу реакторной установки в течение неограниченного времени при полном снятии потребителем нагрузки в режиме «горячего резерва»;
- естественная циркуляция теплоносителя в контурах РУ, кроме контура потребителя;
- защищенность от ошибок персонала. Изменение мощности реакторной установки в процессе работы происходит без участия оператора, а также отсутствует доступ внутрь защитной оболочки к жизненно важным системам в процессе необслуживаемого цикла работы установки;
- применение воздушного охлаждения конденсаторов и теплообменников расхолаживания, что обеспечивает работу станции в любое время года. Для функционирования станции не требуется наличие водных ресурсов;

Реактор установки «НИКА-330» с интегрированным компенсатором изменения объема



- отсутствие перегрузки активной зоны в процессе эксплуатации реакторной установки в месте размещения АСММ;
- минимальное воздействие на природу в процессе доставки и монтажа оборудования за счет малой площади, занимаемой станцией (не более 2 га). За пределами защитной оболочки реакторной установки допускается обслуживать всю инфраструктуру атомной станции постоянно работающим персоналом, в том числе из местного населения;
- возможность размещения вблизи сельскохозяйственных и промышленных объектов, жилых массивов.

Полное соответствие АСММ «УниTERM» требованиям действующих нормативных документов, а также требованиям МАГАТЭ к перспективным атомным станциям IV поколения XXI века, ее уникальные потребительские качества позволяют отнести АСММ «УниTERM» к числу инновационных

проектов, внедрение которых могло бы содействовать успешному решению задачи развития энергетической инфраструктуры и экономики регионов России с децентрализованным энергоснабжением.

Реакторная установка НИКА-330 предназначена для использования в составе АЭС мощностью 100 МВт(эл), размещаемой в регионах, не имеющих централизованного электроснабжения.

В составе установки применен реактор интегрального типа. Это обеспечивает компактность оборудования и сред, имеющих естественную или наведенную радиоактивность, и повышает надежность установки за счет сокращения коммуникаций, находящихся под давлением теплоносителя I контура.

Время работы РУ с одной загрузкой активной зоны составляет 4,5 года без учета плановых остановок на техническое обслуживание при кампании активной зоны 1100 эффективных суток.

Реакторная установка обеспечивает длительную и устойчивую работу в диапазоне мощностей от 20 до 100% от номинальной без ограничения числа маневров мощностью.

Все оборудование I контура, не требующее оперативного технического обслуживания, помещено в непосещаемый при работе прочный и герметичный страховочный корпус, в пределах которого при проектных авариях, связанных с разгерметизацией, локализован выброс радиоактивных веществ из системы I контура.

Для удержания радиоактивных продуктов при запроектных авариях РУ помещена в посещаемую для ремонтных работ и технического обслуживания оборудования прочно-плотную защитную оболочку.

Основой высокого уровня безопасности РУ «НИКА-330» является реализация следующих технических решений:

- применение наиболее отработанного на сегодняшний день водо-водяного реактора,

обладающего развитыми свойствами внутренней самозащитности;

- размещение всего оборудования I контура в едином корпусе интегрального реактора, что позволило получить оптимальную конфигурацию биологической защиты, высокий уровень ЕЦ, уменьшение флюенса нейтронов на корпус реактора, снижение массы установки;
- применение страховочного корпуса как дополнительного барьера внутри защитной оболочки. Интегральная конструкция реактора, кольцевая защита и малое количество трубопроводов, гидравлически связанных с I контуром, позволяют сделать объем страховочного корпуса минимальным и придать ему оптимальную с точки зрения прочности цилиндрическую форму;
- применение пассивных систем и устройств безопасности, функционирующих на основе естественных процессов и не требующих подвода энергии извне. Для предотвращения перерастания аварийных ситуаций в аварии и уменьшения их возможных последствий в РУ предусмотрен ряд технических средств безопасности: системы аварийного расхолаживания, аварийного охлаждения реактора, предотвращения

переопрессовки реактора, парогенератора, страховочного корпуса и защитной оболочки, снижения последствий тяжелых аварий. Все они пассивны, т.е. вводятся в действие без вмешательства оператора и не требуют этого вмешательства по крайней мере в течение первых 72 ч после возникновения аварии;

- построение глубоководной системы барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных продуктов деления урана в окружающую среду, реализация комплекса технических мероприятий по защите локализуемых барьеров и сохранению их эффективности;
- возможность проведения на заводе-изготовителе полномасштабных испытаний реактора (без активной зоны) при рабочих параметрах I контура перед его поставкой на объект.

Ремонт и замена оборудования проводится при плановой остановке АЭС и совмещается с операцией перегрузки активной зоны реактора.

РУ «НИКА-330» спроектирована для условий наземного размещения. Предполагается, что строительные конструкции АЭС обеспечивают защиту РУ от тяжелых внешних воздействий: ураганов, цунами, падения самолетов и т.п.



Имеющиеся у института проработки вариантов использования ЯЭУ малой мощности на Чукотке, в условиях Крайнего Севера, Арктического побережья, а также накопленный опыт конструирования являются веским основанием для организации полномасштабных работ по созданию АСММ для автономного электрического и теплового снабжения оборонных и гражданских объектов, дислоцируемых в удаленных и труднодоступных районах Крайнего Севера и архипелагов Арктического побережья. ●

Литература

1. BP Energy Outlook 2016 edition. <http://www.bp.com/BP2016>
2. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. Институт энергетических исследований РАН. Аналитический центр при правительстве Российской Федерации. ИИЭИ РАН 2014.
3. Кузнецов В.П., Андреева-Андреевская Л.Н., Международный проект ИИПРО Вопросы правового и институционального обеспечения атомной энергетики на основе транспортальных атомных энергетических установок. Основные результаты российских исследований 2009–2010 гг.
4. IAEA-TECHDOC-1652 Small Reactors without On-site Refuelling: Neutronic Characteristics, Emergency Planning and Development Scenarios. IAEA 2010.
5. Гольцов Е.Н., Куликов Д.Г., Третьяков И.Т. Атомные станции малой мощности для автономного энергообеспечения // Инновационные проекты и технологии ядерной энергетики: МНТК НИКИЭТ 2016, 27–30 сентября 2016 (сборник докладов) Т.1. – 2016. С. 104–110.
6. Драгунов Ю.Г., Шишкин В.А., Гречко Г.И., Гольцов Е.Н. Малая ядерная энергетика: задачи и ответы // Атомная энергия. Т. 111, вып. 5. – 2011. – С. 293–297.
7. Гольцов Е.Н., Гречко Г.И., Куликов Д.Г., Никель К.А., Пименов А.О., Третьяков И.Т. Об инновационных проектах атомных станций малой мощности для автономного энергообеспечения объектов // Труды 12-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2015). 15–18 сентября 2015 года, Санкт-Петербург – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2015. – 658 с.
8. Адамович Л.А., Гречко Г.И., Гольцов Е.Н., Евдокимов А.М., Шишкин В.А. Атомная станция малой мощности «УниTERM» // Атомная энергия. Т.3, вып.1. – 2007. – С. 44–48.

KEYWORDS: energy, local generation, generation capacity, nuclear generation, remote objects.

КОМПОЗИТЫ В ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧЕ

УНИКАЛЬНОСТЬ АРКТИЧЕСКОГО КЛИМАТА ТРЕБУЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ В ЭТОМ РЕГИОНЕ САМЫХ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И НОВЕЙШИХ МАТЕРИАЛОВ. КАКАЯ РОЛЬ ОТВОДИТСЯ КОНСТРУКЦИОННЫМ ПЛАСТИКАМ, КАКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НИМ ПРЕДЪЯВЛЯЮТ, О ЧЕМ ГОВОРИТ ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ И ЧТО ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ?

UNIQUENESS OF ARCTIC CLIMATE REQUIRES APPLICATION DURING PRODUCTION IN THIS REGION OF THE MOST ADVANCED AND LATEST MATERIALS. WHICH IS THE ROLE ATTACHED TO ENGINEERING PLASTICS, WHAT ARE THE DEMANDS PLACED UPON THEM, WHAT DO WE LEARN FROM FOREIGN EXPERIENCE AND WHAT IS SUGGESTED BY RUSSIAN SCIENTISTS?

Ключевые слова: композиты, добыча на шельфе, Арктика, современные технологии, подводный добычный комплекс, термопластичные трубы.

Зазимко Вадим Николаевич, генеральный директор ООО «УК «Композитный Кластер Санкт-Петербурга», к.э.н.

Российская Арктика

Тематика освоения арктического побережья Российской Федерации не нова. Огромные материковые запасы нефти и газа, необходимость больших вложений в разведку и разработку арктического шельфа постоянно смещали время начала этих работ. Однако запасы месторождений на суше истощаются. По экспертным прогнозам, при сохранении существующих темпов добычи на материке Россия выработает нефтяные запасы за 30 лет, и в связи с этим освоение арктического шельфа становится все более актуальным.

Длина российского морского/океанического шельфа составляет пятую часть от общей протяженности шельфа мирового океана, благодаря расположению в непосредственной близости к

Северному Ледовитому океану. На огромной территории шельфового побережья находятся богатейшие месторождения углеводородов, оцениваемые в миллиарды тонн нефти и триллионы кубических метров природного газа. Это неоценимое преимущество России, которая имеет миллионы квадратных километров арктической территории, пригодной для добычи этих полезных ископаемых.

Однако эти богатства были не освоены из-за сложности доступа добычных и транспортных инфраструктур к местам залежи и достаточно высокой стоимости добычи. Еще 10 лет назад при стоимости в 30 долларов США, это было не то, что даже неэффективно, а просто убыточно. В связи с чем вопрос освоения постоянно откладывался. Но, по мере убывания запасов «дешевой» арабской нефти, роста политической нестабильности в странах, контролируемых США в Южной Америке и на Ближнем Востоке, актуальность использования арктических шельфов стала насущной. К тому же технологии производства оборудования и добычи шельфовой нефти не стояли на месте и позволили сделать их экономически эффективными и более независимыми от конъюнктуры внешних энергетических (углеводородных) рынков.

Перспективы освоения арктического шельфа очень заманчивы, общие разведанные запасы углеводородов оцениваются в 25%

от мировых запасов. По данным геологических служб на российском арктическом шельфе сосредоточено разведанных запасов страны – 25% нефтяных запасов и 50% запасов газа. Нужно учитывать, что это лишь предварительные данные, так как изучение шельфовых запасов весьма специфично и есть смысл говорить, что изучено не более 10% от объема всех запасов. Из разведанных ресурсов на арктическом шельфе России в Баренцевом море находится 49%, в Карском море – 35%. По неподтвержденным данным, в море Лаптевых запасы составляют до 9 миллиардов тонн, а запасы Восточно-Сибирского и Чукотского морей – более 1 миллиарда тонн углеводородов. На данном этапе освоения арктического шельфа годовая добыча углеводородов составляет около одного миллиона тонн.

Хочется отметить, что все вышеуказанное касается исключительно углеводородных составляющих полезных ископаемых, то есть нефти, природного газа и газоконденсата. По экспертным данным, на шельфе Арктики есть запасы и других полезных ископаемых: никеля, свинца, марганца, олова, платины, золота, алмазов. Есть успешный опыт шельфовой добычи редкоземельных металлов.

Нужно отметить, что доступ к шельфовым месторождениям нефти и газа неоднороден – есть места с легкой досягаемостью, но есть и совершенно труднодоступные места, где морская и ледовая обстановка, а также неравномерность морского дна максимально затрудняют процессы добычи. Так, например, западные моря Северного Ледовитого океана более теплые из-за близости Гольфстрима и имеющие достаточно небольшие глубины, делают месторождения максимально доступными для эксплуатации. Напротив, в восточных морях, практически круглый год находящиеся в ледовом плену, геологическая разведка и добыча углеводородов представляют собой гораздо сложные испытания, как для людей, так и для техники. Соответственно требования к технике и обеспечивающим инфраструктурам различны, и требуются нестандартные подходы к их реализации.

РИС. 2. Ледокол «Советский Союз»



Территория инноваций

Арктика всегда требовала к себе особого внимания от человека. Простые технологии и проверенные инженерные решения и знания для нее не подходят. Арктика величава и капризна. Суровый климат и постоянно меняющиеся погодные условия, ледовая обстановка и сейсмическая активность требуют от людей новых видений и подходов к Арктике как к территории особого – опережающего развития. В связи с этим на Международном арктическом форуме «Арктика – территория диалога 2017» отмечена необходимость применения и внедрения инновационных материалов и технологий в строительстве и эксплуатации, которые будут отвечать потребностям арктического региона. И в первую очередь, это должны быть композитные материалы.

В ходе коллективных обсуждений были закреплены следующие стратегические направления для использования композитных материалов в Арктике:

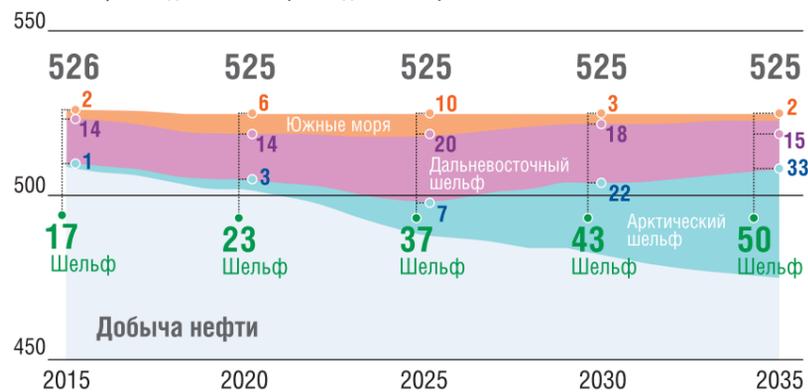
- Создание пунктов по обеспечению круглогодичного использования Северного морского пути.
- К данной инфраструктуре могут быть отнесены портовые сооружения, исследовательские станции, суда, ледоколы, гидрометеорологическое оборудование и тому подобное. То есть все, что связано с обеспечением комфортного пребывания людей в условиях Крайнего Севера. А без людей не может работать нормально ни одна, даже самая инновационная техника.

- Производство и эксплуатация морских ледостойких платформ, которые отвечают самым жестким требованиям безопасности, приспособлены к работе в суровых природно-климатических условиях, спроектированы с расчетом на максимальные ледовые нагрузки.

Платформы с использованием дополнительных подводных добычных комплексов станут форпостами России в освоении арктического шельфа. Данные технические сооружения будут выполнены в полном объеме по российским технологиям и с использованием российских материалов и сплавов, в том числе и отечественных композитных материалов.

Как яркий пример возможно привести морскую ледостойкую стационарную платформу «Приразломная». Предназначена для разработки Приразломного месторождения Печорского моря. В настоящий момент МЛСП «Приразломная» является единственной платформой, которая ведет добычу нефти на российском арктическом шельфе. Платформа расположена севернее поселка Варандей Ненецкого автономного округа в 320 км от Нарьян-Мара. Принадлежит ООО «Газпром нефть шельф». МЛСП «Приразломная» осуществляет бурение, добычу, отгрузку нефти на нефтяные танкеры, вырабатывает собственную электрическую и тепловую энергию. Платформа рассчитана на эксплуатацию в экстремальных природно-климатических условиях, в обстановке дрейфующих ледовых полей, отвечает самым жестким требованиям безопасности.

РИС. 1. Прогноз добычи шельфовой добычи нефти в России, млн тонн



Источник: «Эксперт Северо-Запад» №40-41 (739)

УДК 678, 061.2

РИС. 3. Морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная»



• Производство подводных добычных комплексов для шельфовой добычи полезных ископаемых.

Подводный добычный комплекс (ПДК) – сложный инженерный комплекс, состоящий из элементов нефтегазовой арматуры, объединённых трубопроводами, закрепленными на одном основании и рассчитанными на высокое давление. ПДК могут иметь от одной до нескольких скважин, сгруппированных в один комплекс. Добытые углеводороды поставляются или на специализированное морское судно, или непосредственно на берег (при небольшом удалении от него). На настоящий момент Минпромторг РФ заключил контракты по реализации НИОКР по разработке подводных добычных комплексов и сопутствующего оборудования (защитные конструкции, фонтанная арматура, шлангокабели и так далее).

На данный момент только 4 компании в мире обладают технологиями для производства основных узлов для разработки подводных месторождений: FMC Technologies (США), One Subsea (A Cameron & Schlumberger Company, США), Aker Solutions (Норвегия), Vetcogray (Великобритания).

Требования к материалам

Основные положения об освоении арктического шельфа Российской Федерации закреплены в Энергетической стратегии России на период до 2030 года, которая была утверждена распоряжением

Правительства РФ от 13.11.2009 года №1715-р.

Главные направления реализации стратегии – поиск, разведка и освоение нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе арктических, дальневосточных и южных морей РФ. До конца 2020 года Россия должна полностью заместить импорт нефтегазовых подводных добывающих комплексов.

Задачи, которые должны решать инновационные материалы и технологии в области композитных материалов:

- Защита от длительного коррозионного воздействия и коррозионно-эрозионного износа в условиях морской среды морских течений.
- Эксплуатация оборудования при низкой температуре окружающей среды (воздуха или воды) до минус 60°C, при перепадах

РИС. 4. Подводный добычный комплекс (проект)



температур: до 100°C (годовой) и до 30°C (среднесуточный).

- Защита от повышенной ледовой, ветровой и волновой нагрузок, как по отдельности, так и одновременно.
- Транспортировка тяжелых металлических конструкций в отсутствие транспортных путей.
- Решение сезонных затруднений в обслуживании.
- Долговечность используемых материалов.
- Легкость и надежность добычных конструкций.
- Скорость и качество монтажа добычных конструкций.

С учетом заданных условий применения конструкционных материалов при изготовлении оборудования и средств добычи углеводородов, как надводного, так и подводного назначения и применения, преимущества композитных материалов при использовании в условиях шельфовой нефтедобычи вполне очевидны:

- Некорродирующие композитные элементы будут служить и не менять свои основные физические свойства на протяжении долгих лет в условиях соленой воды, в несколько раз дольше стали.
- Композитные материалы имеют высокую стойкость к низким температурам, вплоть до криогенных (космических) величин (минус 210°C), неподверженность механическим разломам или разрывам, обладают отличными показателями усталостной остаточной прочности.
- Низкая стоимость жизненного цикла по сравнению со сталью.

- Малая масса композитного материала при высокой прочности позволяет увеличивать глубину погружения.
- Композитные материалы могут заменить сталь, благодаря быстрой скорости и простоте установки изделий из них.
- Разнообразие композитных материалов позволяет изготавливать изделия для различных условий применения и под многообразные задачи.

В области наземного применения композитных материалов в условиях Арктики в качестве примера возможно предложить:

- Быстровозводимые жилые помещения, ангары, блок-боксы.
- Модульные очистные сооружения в универсальном контейнере.
- Автомобильные цистерны из композита для перевозки соляной кислоты.
- Перильные ограждения площадок и ограждение автомобильных дорог.
- Мосты, пешеходные переходы, площадки сервисного обслуживания.
- Утепленные резервуары для хранения технических жидкостей.

В области изготовления ПДК композитные материалы зарекомендовали себя на мировом уровне в следующих изделиях:

- Составные шланги;
- Фалы сигнальные и крепежные;
- Райзеры (водоотделяющие колонны);
- Композитные нефтепроводы и газопроводы;
- Композитные соединения труб;
- Шлангокабели;
- Детали систем мониторинга состояния труб;
- Композитные резервуары высокого давления;
- Композитная запорная арматура;
- Системы распределения сырья и продуктов;
- Защитные конструкции для ПДК.

Зарубежный опыт

Норвежской компанией «Aker Kvaerner Subsea» в середине 2013 года был изготовлен гибкий составной шлангокабель на основе углепластиковых стержней, который соединял подводное месторождение с платформой. Это единственное в мире в своём

роде комбинированное соединение буровых колонн высокого давления.

Американская компания «DeerFlex» разработала уникальную систему шлангокабелей. Утверждается, что композитная труба является многообразной. В скрепленном виде, где отсутствуют металлические слои, изделие имеет самую низкую полную стоимость жизненного цикла в добывающей отрасли. Также труба обладает лучшим контролем контактной сети, низкой стоимостью установки и увеличением глубины погружения в воду, из-за снижения веса и увеличения нагрузочной способности.

Причина перехода на композитный материал очень понятна – на глубинах более двух тысяч метров под действием сверхвысоких растягивающих напряжений сталь удлиняется, превышая предел прочности электрических кабелей, которые зажаты в трубе.

Увеличение толщины внутренних стальных труб в кластере составного шланга или добавление большего количества стали увеличило бы вес составного шланга до недопустимых величин. Сделав инженерные расчеты, компания повысила осевую прочность при помощи композитных стержней из углового волокна (углепластика), имеющих сравнимую со сталью прочность, только на 80% легче.

РИС. 5. Композитные райзеры



РИС. 6. Термопластичные композитные трубы для шельфовой добычи



Термопластичные композитные трубы со сплошной стенкой из слоев полимерного наполнителя и матриц, армированных высокопрочными волокнами, позволяют выдерживать давление до 500 атмосфер на глубине до 400 метров.

Российский потенциал

Арктические проекты, являются высокорентабельными, при этом и весьма долгосрочными. Простые инвестиции в развитие территории Крайнего Севера не смогут быть привлечены в полном объеме, особенно в условиях санкций, поэтому нужна поддержка со стороны федеральных властей. Помимо коммерческой выгоды, добыча углеводородов в Арктическом бассейне будет сопровождаться полным технологическим перевооружением и принесет новое развитие северным регионам.

В случае отказа от освоения Арктики и разработки новых шельфовых месторождений Россия может получить большой риск энергетической нестабильности и потери территориальной автономии на Крайнем Севере.

Избежать подобных последствий возможно, ускорив разработку российского инновационного оборудования, технологий, материалов, и максимально быстро внедрив их серийное производство. Дополнительной мерой могут стать разрешительные меры по вхождению российских нефтяных, газовых, нефтегазовых, сервисных и инжиниринговых компаний в морские проекты по разработке Арктического шельфа. Нужно активно заинтересовывать российских бизнес, тем самым привлекая отечественные инвестиции.

Для достижения необходимых параметров необходимо осуществить государственную поддержку российских производителей и разработчиков оборудования, материалов, добывающих и сервисных российских компаний, предоставить налоговые льготы и преференции, обеспечить компании, занимающиеся освоением арктического шельфа, доступом к гарантированному кредитам с низкой процентной ставкой.

В ином случае российскую нефтяную и газовую отрасль

может постичь отток инвестиций в размере порядка одного триллиона долларов США в период до 2050 года. Соответственно государственный бюджет России не получит доходов в размере 30–60 миллиардов долларов США.

Создание и применение отечественных морских ледостойких стационарных платформ и подводных добычных комплексов является стратегически важным направлением в освоении природных ресурсов в Арктике, а также для развития промышленной и научной базы как Российской Федерации в целом, так и Северо-Западного региона РФ, в частности.

В 2017 году в рамках проведения Петербургского международного экономического форума (ПМЭФ) и инновационной недели Санкт-Петербурга Ассоциация «Композитный Кластер Санкт-Петербурга» провела круглый стол по теме: «Применение композитных материалов в нефтегазовой отрасли». В обсуждении приняли участие представители ФГУП «Крыловский государственный научный центр», АО СПМБМ «Малахит», АО «СНСЗ», ПАО «Газпромнефть», ИВС РАН, АО «КБСМ», ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей», АО «Газпром проектирование», АО «СМКБ», ЗАО «Флотенк» и другие ведущие предприятия Санкт-Петербурга. По итогам мероприятия было принято решение о создании Рабочей группы по сбору и отбору предложений для разработки отечественных ПДК с использованием новых материалов и прорывных технологий. Минпромторг и Минэнерго Российской Федерации активно поддерживают деятельность Рабочей группы, Минпромторг следит за отбором предложений и будет рассматривать их на заседаниях Научно-технического совета. Сбор предложений продолжается.

За второе полугодие 2017 года были разработаны материалы антифрикционного и уплотнительного назначения на основе политетрафторэтилена, сверхвысокомолекулярного полиэтилена (СВМПЭ) и бутадиен-нитрильных каучуков. Уплотнительные эластомерные нанокompозиты по сравнению с серийными резинами обладают повышенными морозостойкостью (выше в 2–3 раза), износостойкостью (выше в 2 раза) и

стойкостью к агрессивным средам (в зависимости от среды в 2–10 раз), характеризуются повышенной экологичностью вследствие исключения утечек агрессивных сред и загрязнения окружающей среды. Температурный диапазон применения от минус 60°C до плюс 100°C. Также разработаны новые полимерные композиционные материалы на основе углеродных волокон, обладающих повышенной стойкостью к низким температурам, коррозионной стойкостью и низким коэффициентом трения. Дополнительно изучены и обоснованы принципиально новые аддитивные технологии повышения холодостойкости, ударной вязкости и усталостной долговечности конструкционных материалов и их сварных соединений для Арктической зоны РФ. Температура вязко-хрупкого перехода материала понижается от минус 30°C до минус 55–70°C. В обработанном материале температурный диапазон составляет от минус 40°C до минус 70°C.

Отдельное место в арктическом освоении могут занять полимерные нанокompозиты. Данные материалы могут использоваться для изготовления подшипников скольжения, уплотнительных деталей различного назначения и характеризуются повышенной износостойкостью (выше в 300–1000 раз), несущей способностью, деформационно-прочностными характеристиками и могут эксплуатироваться в температурном диапазоне от минус 200°C до плюс 250°C при давлениях до 30 МПа, в условиях воздействия агрессивных рабочих сред.

Очень востребованными станут разработанные отечественные футеровочные композиционные материалы на основе сверхвысокомолекулярного полиэтилена, в том числе двухслойные композиты на основе СВМПЭ и резины общего и специального назначения, обладающие следующими преимуществами:

- эластичность при различных деформациях;
- высокая износостойкость;
- коррозионная и химическая стойкость к действию щелочей любой концентрации и водных растворов нейтральных, кислых и основных солей;

- низкая адгезия поверхности футеровки к контактирующим материалам;
- высокая водостойкость, что исключает возможность налипания и примерзания влажных, тягучих веществ, грунтов, материалов на стенки оборудования;
- низкий коэффициент трения, что позволяет эффективно решать вопросы увеличения текучести влажных, сыпучих веществ;
- высокая морозостойкость;
- высокая технологичность при монтажных работах;
- снижение общей массы технологического оборудования.

При использовании модифицированных пластиков СВМПЭ в 1000 раз увеличивается износостойкость, также изменяется и диапазон температур: с минус 200°C до плюс 130°C.

Обычно областью применения модифицированной продукции является производство изделий уплотнительного назначения (манжеты, кольца, прокладки) для гидравлических, топливных, пневматических, других силовых и энергетических машин, приборов и технологического оборудования, подвижных уплотнений, предназначенных для эксплуатации в условиях агрессивных сред и низких температур.

Мы можем!

У российских компаний имеется ценный опыт по сотрудничеству и производству плавучих технических средств (платформ) для освоения шельфа, ледокольных кораблей, инфраструктурных машин и механизмов, энергетических систем. Производство собственных законченных плавучих платформ ведется в недостаточных количествах. Однако технико-технологические наработки заводов, опыт ученых и специалистов, принимавших участие в их разработке и производстве, на сегодня для нашей страны является бесценными. Также внимание, уделяемое отечественными компаниями подводным технологиям, не соответствует значимости и перспективности использования для освоения арктического шельфа.

Производственная и испытательная основа нефтегазовой промышленности в проектировании, строительстве и

испытании технических средств нефтепромыслового морского флота находится у «Объединенной судостроительной корпорации» (ОСК).

При решении задач, связанных с развитием образовательной, научно-исследовательской, опытно-конструкторской инфраструктуры и повышением эффективности, возможно использовать ресурсы Национального научно-образовательного и инновационно-технологического консорциума ВУЗов минерально-сырьевого и топливно-энергетического комплексов, созданного с участием ведущих отраслевых вузов страны.

При поддержке участников консорциумов российскими нефтегазовыми компаниями возможно осуществить закрытие всех потребностей отечественной отрасли в подготовке специалистов и переподготовке кадров, в проведении научно-исследовательских работ и опытно-конструкторских работ, в трансфере и внедрении иностранных нефтегазовых технологий.

В Северо-Западном регионе России вопросами разработки

и производства изделий и материалов из композитных материалов для нефтегазовой отрасли в сфере освоения арктического шельфа занимается ассоциация «Композитный кластер Санкт-Петербурга».

Ассоциация осуществляет мероприятия, направленные на формирование структуры композитного кластера, реализацию накопленного участниками инновационного потенциала и коммерциализацию разработок, создание и продвижение новых продуктов с применением композитных материалов в судостроении, строительстве, объектах транспортной и инженерной инфраструктуры и жилищно-коммунального хозяйства, развитие системы подготовки кадров.

С 2017 года одним из основных направлений развития определено участие организаций композитного кластера в проектах развития арктических территорий, в том числе проектах освоения российского арктического шельфа. Композитный Кластер Санкт-Петербурга открыт для сотрудничества с российскими

регионами. На настоящий момент уже заключено три соглашения с областными администрациями Северо-Западного региона РФ о развитии композитной отрасли в регионе и кооперации с региональными предприятиями в области композитных материалов, еще ряд соглашений находятся в стадии обсуждения и планируются к подписанию до апреля 2018 года. Все заинтересованные в сотрудничестве предприятия и организации имеют возможность представить в Ассоциацию свои предложения, разработки, проекты для рассмотрения их Рабочей группой для утверждения и последующего направления предложений в Научно-технический совет Минпромторга для включения в Программу развития Арктики. Получившие одобрение и вступившие в реестр перспективных проектов имеют возможность получения государственной поддержки и участия в программах перспективных НИР и ОКР. ●

KEYWORDS: composites, mining, offshore, Arctic, modern technology, underwater mining complex, thermoplastic pipe.

АТАМАН
www.atamanguns.ru

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ
АКСЕССУАРЫ

НОВИНКИ

ООО «М3ВО»
+7 (495) 9847629

РЕКЛАМА

АЯШСКИЙ УЧАСТОК. ПРОЕКТ «САХАЛИН-3» ПРИРАСТАЕТ НОВЫМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ

**Особенности проекта строительства
поисково-оценочной скважины
на Аяшском лицензионном участке
на шельфе Охотского моря**

**Александр
Николаевич
Коробков,**
генеральный директор
ООО «Газпромнефть-
Сахалин»

«ГАЗПРОМНЕФТЬ-САХАЛИН» ПРОБУРИЛ И ИСПЫТАЛ ПЕРВУЮ СКВАЖИНУ НА АЯШСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ. ВЫЯВЛЕНЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ В 255 МЛН Т Н. Э. С КАКИМИ ВЫЗОВАМИ ПРИШЛОСЬ СТОЛКНУТЬСЯ СПЕЦИАЛИСТАМ И К КАКИМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ РЕШЕНИЯМ ПРИБЕГНУТЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ АЯШСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА?

GAZPROMNEFT-SAKHALIN DRILLED AND TESTED THE FIRST WELL AT THE AYASHSKY LICENSE AREA. THE DISCOVERED OIL RESERVES OF 255 MILLION TONS OF OIL EQUIVALENT. WHAT CHALLENGES FACED THE SPECIALISTS AND WHAT TECHNOLOGICAL SOLUTIONS DID THEY USE IN THE PROCESS OF DEVELOPMENT OF THE AYASHSKY LICENSE AREA

Ключевые слова: Охотское море, добыча на шельфе, геологоразведка, разведочное бурение, Аяшский лицензионный участок.

Шельфовые проекты

На сегодняшний день доказанные запасы углеводородов компании «Газпром нефть» составляют 2,72 млрд тонн н. э. Развитие шельфовых проектов – одно из стратегических для компании направлений. В ее портфеле есть уникальный проект по добыче нефти в суровых условиях Арктики – разработка месторождения «Приразломное», а также ряд проектов, находящихся на стадии геологоразведки, таких, как Долгинское нефтяное месторождение и Северо-Западный лицензионный участок (ЛУ) в Печорском море, Северо-Врангелевский ЛУ в Восточно-Сибирском море, Хейсовский ЛУ в Баренцевом море и Аяшский ЛУ в Охотском море.

Аяшский лицензионный участок в Охотском море является частью проекта «Сахалин-3». Он расположен рядом с открытыми месторождениями проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», уже доказавшими нефтегазоносность региона.

Сегодня на 2157 км² Аяшского лицензионного участка выполнены сейсморазведочные работы

ФАКТЫ

86,2 МЛН Т

н.э. было добыто компанией ПАО «Газпром нефть» в 2016 г.

методом 3D, а также проведен анализ геолого-геофизической информации, по результатам которого принято решение о выборе наиболее перспективных структур для проведения геологоразведочных работ. ПАО «Газпром нефть» получила от Федерального агентства по недропользованию РФ лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Аяшском участке в январе 2017 года. К настоящему времени компания завершила бурение и провела испытания первой скважины Аяшского ЛУ.

При строительстве скважины специалисты опирались на опыт, приобретенный тремя годами ранее. В 2014 г. на Долгинском нефтяном месторождении

РИС. 1. Портфель шельфовых активов в периметре ПАО «Газпром нефть»



РИС. 2. Разработана интегрированная транспортно-логистическая схема проекта



компания «Газпромнефть-Сахалин» выступила оператором геологоразведочных работ, которые позволили аккумулировать лучшие международные практики, многие из которых реализовывались впервые в современных российских условиях. По итогам бурения скважины был организован ряд сессий «lessons learned», в ходе которых специалисты компании совместно с представителями подрядных организаций шаг за шагом анализировали этапы выполнения проекта, отмечая слабые и сильные стороны, детально разбирая причины возникновения сложностей и формулируя методы минимизации рисков. Выводы этих сессий и легли в основу подготовки проекта строительства скважины на Аяшском ЛУ.

Так, специалистами компании было организовано несколько сессий «бурения на бумаге» (DWOP) и «испытания на бумаге» (TWOP), сессий по логистике грузов и персонала, а также сессии по безопасности, которой придается первостепенное значение при выполнении проекта.

Кроме того, реализация сложнейшей инженерно-технической задачи по строительству разведочной скважины на Долгинском месторождении нашла свое отражение в издании специального «Руководства по строительству скважины», ставшего уникальным практическим материалом по проведению геологоразведочных работ на шельфе в суровых климатических условиях. После завершения работ на Аяшском ЛУ издание также будет переработано с учетом новых нарабатанных данных. Руководство носит исключительно практический характер, что позволяет быстро осуществлять трансфер компетенции вновь прибывающим сотрудникам «Газпромнефть-Сахалин» и учесть весь положительный опыт при планировании дальнейших работ.

ФАКТЫ

2,7 км

– глубина первой пробуренной скважины на Аяшском ЛУ

- 1 **Санкт-Петербург**
 - Команда проекта в СПб: центр принятия решений
 - Функциональная поддержка специалистов
 - Экспертная поддержка научно-технического центра
- 2 **Южно-Сахалинск**
 - Фронт-офис проекта
- 3 **Корсаков**
 - Комплексная база обеспечения
 - Пункт накопления и доставки персонала
 - Прием отходов бурения
 - Единый центр информации (диспетчерская)
- 4 **ППБУ**
 - Строительство скважины (представители ГПН - Сахалин и подрядчиков)
- 5 **Ноглики**
 - Медицинская эвакуация персонала
 - Перевозка радиоактивных источников

Вызовы и решения

При подготовке к реализации проекта специалистам компании пришлось столкнуться с рядом вызовов.

Прежде всего, это суровые климатические условия. Несмотря на то, что данный регион не относится к числу арктических, условия работы на Аяшском ЛУ весьма схожи с Арктикой: около полугода в акватории наблюдаются паковые льды, шквалистый ветер и отрицательные температуры.

Следующий вызов был обусловлен необходимостью проведения подготовительных мероприятий в крайне сжатом периоде времени, а также наличием так называемого «межледового окна», в рамках которого необходимо выполнить программу бурения скважины и провести необходимые исследования пластов.

Важно подчеркнуть, что перед проектной командой «Газпромнефть-Сахалин» стояла задача детального изучения существующего рынка российских и иностранных поставщиков и подрядчиков, опыта их работы в данном регионе. При этом особое значение придавалось способности подрядчиков соблюдать российские и международные стандарты в области промышленной и экологической безопасности.

Свои особенности в проектное управление также внесла

удаленность региона и 8-часовая разница с Москвой: компанией было открыто обособленное подразделение на о. Сахалин с офисами в г. Южно-Сахалинск и г. Корсаков, мобилизован персонал, который на месте выполнял все необходимые обеспечивающие проект функции, координировал логистику грузов и персонала.

И конечно, экологическая безопасность. Экосистема шельфовых морей крайне чувствительна к деятельности человека и долго восстанавливается в случае неразумного вмешательства. Осознавая это, а также требования российского законодательства по «нулевому сбросу», компания в короткие сроки предприняла беспрецедентные меры в области обеспечения экологической безопасности, позволяющие исключить любое негативное воздействие на экосистему при добыче углеводородов на шельфе.

Обеспечение и логистика

Все эти особенности – удаленность центрального офиса, необходимость организации бесперебойного обеспечения строительства скважины, требования в области промышленной и экологической безопасности – вызвали необходимость разработки интегрированной транспортно-логистической схемы проекта.

Так, для медицинской эвакуации были законтрактованы услуги оффшорной авиации. В а/п Ноглики базировался вертолет, готовый к экстренной эвакуации потенциально пострадавшего 24 часа в сутки, 7 дней в неделю.

При планировании реализации проекта были также учтены климатические условия, в связи с чем логистика персонала осуществлялась при помощи судов обеспечения.

Для качественного планирования и своевременного начала работ по бурению был разработан

ФАКТЫ

2157 км²

изучено сейсмозаземкой методом 3D

162

пог. м керна было отобрано из предполагаемых продуктивных горизонтов

общий план-график проекта, включающий задачи всех производственных служб и согласующих сторон, в частности задачи по проектированию, закупке оборудования и услуг, подготовке и мобилизации.

Непосредственный мониторинг выполнения программы бурения и испытаний велся на базе графика глубина/день, основой которого был детальный план строительства скважины по операциям.

Регулярные сводки с оперативной информацией, которые направлялись каждый шесть часов всем вовлеченным в проект сторонам и лицам, принимающим решения, позволили организовать работу по геологическому сопровождению бурения научно-техническим центром «Газпром нефти». Поступающие данные интерпретировались в режиме онлайн, интегрировались в геологическую модель, позволяя уточнять прогноз по глубинам залегания пластов.

В качестве интегрированного центра обеспечения морских операций проекта был выбран Корсаковский морской торговый порт. Существующая база обеспечения представляла собой единый логистический центр, обеспечивающий весь спектр работ по логистике персонала, приему и переработке разных видов грузов, необходимых для проекта, а также приему шлама.

Важно отметить, что перед отправкой на точку бурения установку «NAKURYU-5» отбуксировали на рейд порта Корсаков, где и была завершена окончательная подготовка ППБУ.

На базе имеется все необходимое оборудование для обеспечения бесперебойной работы строительства скважины: портово-крановое хозяйство, административно-бытовой комплекс, специальная оффшорная тара для транспортировки оборудования на шельф.

Однако порт только начал работу по обеспечению строительства скважин на шельфе, в связи с чем существуют зоны роста, среди которых стоит отметить такие, как возможность организации

РИС. 3. План-график Проекта, в полном соответствии с которым осуществлялось строительство скважины



транспортировки источников ионизирующего излучения; расширение зоны временного хранения под таможенным контролем; установка аварийных дизель-генераторов в южном районе порта; организация постоянно действующего медицинского пункта; повышение качества дорожного покрытия; установка bulk-plant на причальной линии.

Технические решения

Особенность разработки месторождений на российском шельфе – сложнейшие климатические условия, недостаток инфраструктуры и отсутствие достаточного опыта реализации подобных проектов. Благодаря слаженной работе сотрудников компании «Газпромнефть-Сахалина» успешно выполнен весь комплекс подготовительных мероприятий, необходимых для реализации проекта: проведены тендеры на выбор буровой установки, комплексной базы обеспечения, судов снабжения, нефтесервисных услуг и т.д.

Бурение и испытание скважины в 2017 г. выполнялось при помощи полупогружной буровой установки «NAKURYU-5», прибывшей на месторождение в середине июня. В 2014 г. «NAKURYU-5» прошла глубокую модернизацию технологического оборудования, в 2016 г. была проведена ее «винтеризация» – дополнительная подготовка для соответствия климатическим условиям Охотского моря.

При строительстве скважины были применены передовые технологические решения.

С учетом потенциальных осложнений верхней части разреза (приповерхностный газ) стандартный технологический подход к бурению верхних интервалов применить было невозможно. Поэтому проектная команда выбрала перечень технических решений, которые подтвердили свою эффективность в процессе бурения.

Впервые для повышения стабильности стенок скважины бурение с использованием бурового



В качестве интегрированного центра обеспечения морских операций Проекта выбран Корсаковский морской торговый порт

ФАКТЫ

Аяшский лицензионный участок расположен в северо-восточной части шельфа Сахалина в 55 км от береговой линии и является частью проекта «Сахалин-3»

раствора производилось с самого начала, т.е. с бурения «пилотного» ствола, благодаря применению инновационной системы безрайзерного удаления шлама и отвода цемента. Роторная управляемая система автоматического поддержания вертикальности скважины позволила сократить время бурения и количество бурового шлама, минимизировать количество спуско-подъемных операций. Для реализации принципа «нулевого сброса» весь отработанный буровой раствор и шлам были вывезены на сушу для дальнейшей утилизации. Инновационная внутрискважинная технология испытаний дала возможность ускорить исследование перспективных пластов и провести высокоточные измерения максимально безопасным и эффективным способом.

Все это позволило выполнить максимальный объем исследований скважины в межледовый период и сформировать дальнейшую программу изучения месторождения.

Для реализации проекта были привлечены лучшие технические предложения. Так, все выбранные суда обеспечения многофункциональны, оснащены системой динамического позиционирования (DP-2), обладают мощным тяговым усилием, полностью соответствуют современным российским и международным стандартам промышленной и экологической безопасности.

В частности, с норвежского рынка были привлечены два мощных (тяговое усилие 275 т) транспортно-буксировочных судна (АНТС) с гибридными силовыми установками, выполняющие операции по буксировке и постановке/снятию ППБУ на точке бурения, а также доставку МТР и оборудования. С азиатского рынка – два новых экономичных судна снабжения (PSV) для вывоза буровых отходов и перевозки МТР, оборудования и персонала. Также было привлечено аварийно-спасательное судно Морспасслужбы Росморречфлота России для несения аварийно-спасательного дежурства и обеспечения готовности к ЛАРН.

Кроме того, учитывая, что логистика персонала в проекте осуществлялась на судах обеспечения, все задействованные для перевозки экипажа суда не только обладают значительной грузовой вместимостью и экономичностью, но и должным комфортом.

Экологический приоритет

Главным приоритетом при реализации шельфовых проектов «Газпром нефти» являются охрана труда, промышленная и экологическая безопасность. Компания имеет большой опыт в вопросах заботы о регионах присутствия, и шельф Охотского моря не стал исключением.

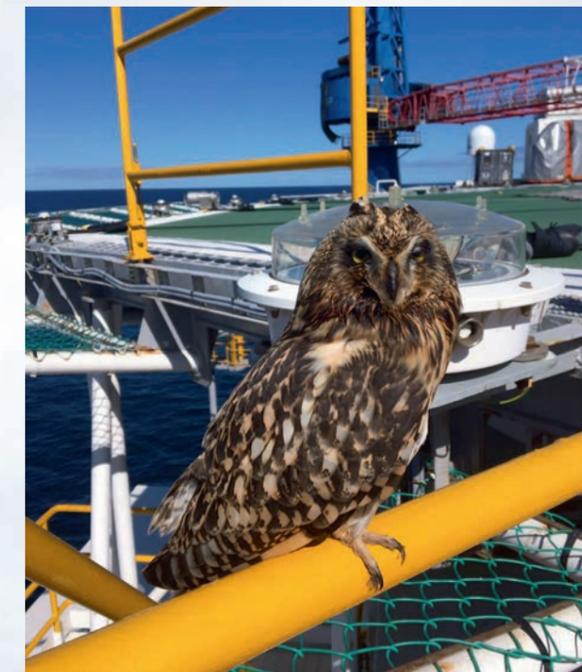
Для соблюдения экологической безопасности был реализован целый комплекс мер, среди которых план ликвидации аварийных разливов нефти, распространение лучших практик «Газпром нефть» в области безопасности на поставщиков и подрядчиков; система предупреждения разливов нефти, аварийно-спасательное дежурство; реализация принципа «нулевого сброса».

6 июля 2017 г. проведены комплексные учения по ликвидации разлива нефти в районе бурения первой поисково-оценочной скважины на шельфе Охотского моря.

Комплексное учение проводилось в целях проверки готовности компании к действиям в случае возникновения нештатных ситуаций. Во время учения отработывались различные сценарии чрезвычайных ситуаций, такие как возгорание на полупогружной буровой установке, оказание помощи пострадавшему, разлив нефти и т.д.

В соответствии с решением комиссии, оценивавшей комплексное учение, результат учения признан успешным. По общему мнению членов комиссии, сотрудники «Газпромнефть-Сахалин», экипаж ППБУ и привлеченные аварийно-спасательные формирования имеют необходимую квалификацию и опыт для выполнения всех необходимых в чрезвычайных ситуациях действий.

Важно подчеркнуть, что в 2014 г. при работе на Долгинском месторождении в Печорском море компания сумела организовать безаварийную работу, не допустив ни единого происшествия, которое каким-либо образом потенциально



ФАКТЫ

NAKURYU-5 – буровая установка, принадлежащая Japan Drilling Co, зафрахтована «Газпромнефть-Сахалин»

255 млн

т.н.э. – прогнозируемые геологические запасы

могло бы воздействовать на окружающую среду. Этот положительный опыт компания спроецировала на проект строительства скважины на Аяшском ЛУ.

Открытие Нептуна

Завершив бурение и испытание поисково-оценочной скважины на Аяшском лицензионном участке можно говорить об открытии нового крупного месторождения уже получившего название Нептун. Его геологические запасы составляют порядка 255 млн т.н.э., извлекаемые запасы – 70–80 млн тонн, а это означает добычу на пике около 5–6 млн тонн в год. Но специалистам еще предстоит проанализировать весь объем информации, полученный в ходе бурения: изучить полученный керн и геологические данные, актуализировать геологическую модель. Детальная оценка запасов будет подготовлена к середине 2018 года. На основании этих данных будет приниматься решение о доразведке Нептуна в 2019 году. ●

KEYWORDS: the sea of Okhotsk, offshore production, exploration, exploration drilling, Ayashsky license area.

Фото предоставлены ПАО «Газпром нефть»

ППБУ "NAKURYU-5"



КИРИНСКИЙ БЛОК

Особенности контроля и регулирования процесса разработки месторождений

Одна из важнейших задач освоения месторождений Киринского блока заключается в создании высокоэффективных систем контроля их разработки, позволяющих осуществлять необходимые мероприятия по управлению процессом дренирования залежей, предупреждению возможных осложнений при их эксплуатации. Для своевременного внесения корректив в системы разработки и определения мероприятий по регулированию процесса извлечения газа и конденсата из пласта необходимо получение информации и уточнение строения месторождений. Каковы основные факторы, определяющие технологическую эффективность разработки залежей, какие виды исследований должна включать система контроля разработки месторождений и какие особые требования предъявляются к конструкции эксплуатационных скважин?

ONE OF THE MAIN OBJECTIVES OF THE KIRINSKY BLOCK DEVELOPMENT IS CREATION OF HIGHLY EFFICIENT SYSTEMS TO CONTROL ITS DEVELOPMENT, WHICH MAKE IT POSSIBLE TO TAKE NECESSARY STEPS FOR CONTROLLING OF THE FIELDS DRAINAGE, PREVENTION OF POSSIBLE COMPLICATIONS IN THE PROCESS OF THEIR OPERATION. FOR TIMELY INTRODUCTION OF CORRECTIONS INTO THE DEVELOPMENT SYSTEMS AND DETERMINATION OF THE STEPS FOR ADJUSTMENT OF THE PROCESS FOR EXTRACTION OF GAS AND CONDENSATE FROM THE RESERVOIR, IT IS NECESSARY TO RECEIVE INFORMATION ON THE COMPOSITION OF THE FIELDS. WHAT ARE THE MAIN FACTORS DETERMINING THE TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF THE FIELDS DEVELOPMENT, WHAT TYPES OF RESEARCH SHALL INCLUDE THE SYSTEM OF THE FIELDS DEVELOPMENT CONTROL SYSTEM AND WHAT ARE THE SPECIAL REQUIREMENTS TO THE CONSTRUCTION OF OPERATING WELLS?

Ключевые слова: Киринский лицензионный участок, шельф острова Сахалин, контроль и регулирование разработки месторождений, комплекс исследований, сейсмическая съемка 4D.

Александр Дмитриевич Дзюбло, профессор кафедры Освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, доктор геолого-минералогических наук

Анна Евгеньевна Сторожева, ведущий инженер кафедры Освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Мария Евгеньевна Сторожева, старший преподаватель кафедры Нефтегазового дела СахГУ

Месторождения Киринское, Южно-Киринское, Мынгинское, входящие в состав Киринского лицензионного участка, имеют много общих характеристик и факторов, позволяющих объединить по ним предложения по контролю и регулированию разработки и распространить их на все указанные месторождения блока.

Рассматривая общность геологических факторов, нужно отметить одинаковый возраст и фаціальную обстановку формирования продуктивных отложений; приуроченность залежей к одному стратиграфическому горизонту – верхнедагинский горизонт верхнего миоцена; тип ловушек – пластовые сводовые, частично тектонически экранированные; близость литологического строения залежей, минералогического состава коллектора и его продуктивных характеристик; близкие глубины залегания объектов, величины пластовых давлений и температур и др.

По Киринскому месторождению принято и реализуется решение о подводном заканчивании скважин и подводной системе обустройства. Имеются объективные предпосылки распространить эти решения для Южно-Киринского и Мынгинского месторождений.

Для своевременного внесения корректив в системы разработки и определения мероприятий по регулированию процесса извлечения газа и конденсата из пласта необходимо получение информации и уточнение строения месторождений.

Проведение комплекса исследований необходимо на всем протяжении разработки, особенно важно это на начальной стадии освоения.

К числу основных факторов, которые будут определять технологическую эффективность разработки залежей, следует отнести:

- соотношение режимов разработки залежей (газовый,

водонапорный) и их изменения в процессе разработки;

- степень (полноту) вовлечения в активное дренирование геологических запасов газа и конденсата;
- соответствие принятых при прогнозе технологических показателей разработки параметров пласта его реальным фильтрационно-емкостным свойствам;
- меру соответствия рекомендуемых депрессий механическим свойствам пластового коллектора, определяющим его устойчивость разрушению;
- объем, динамику и характер внедрения пластовой воды в газонасыщенную зону пласта в процессе истощения залежи.

С учетом названных факторов основными рекомендациями по контролю разработки месторождений Киринского блока могут являться:

- наблюдение и анализ динамики пластового давления на протяжении всего периода промышленной эксплуатации;
- контроль продвижения пластовых вод;
- контроль состава скважинной продукции содержания в ней пластовой воды и механических примесей;
- наблюдение за содержанием конденсата в пластовом газе и его выпадением в призабойной зоне пласта;
- сопоставление коллекторских свойств пласта, определенных по вводимым в эксплуатацию добывающим скважинам, с параметрами, принятыми при проектировании разработки;
- наблюдение за изменением продуктивных характеристик скважин и пластов в процессе разработки с учетом фазового состава продукции;
- определение технического состояния эксплуатационных скважин.

На основе рекомендаций необходимо предусмотреть комплекс промыслово-исследовательских работ, основной целью которых является получение высококачественной исходной информации, необходимой для



эффективного управления процессом разработки, определение оптимальных технологических режимов работы скважин, достижение проектных уровней добычи газа и конденсата, уточнение динамики основных показателей эксплуатации месторождений.

В условиях месторождений Киринского блока, когда возможности получения таких данных как продвижение газовой контактной (ГВК), выработка различных частей залежей существенно ограничены – прогнозирование процесса разработки с использованием постоянно действующей гидродинамической модели, адаптируемой к промысловой информации, будет являться одним из основных методов контроля.

Система контроля разработки месторождений может включать следующие виды исследований:

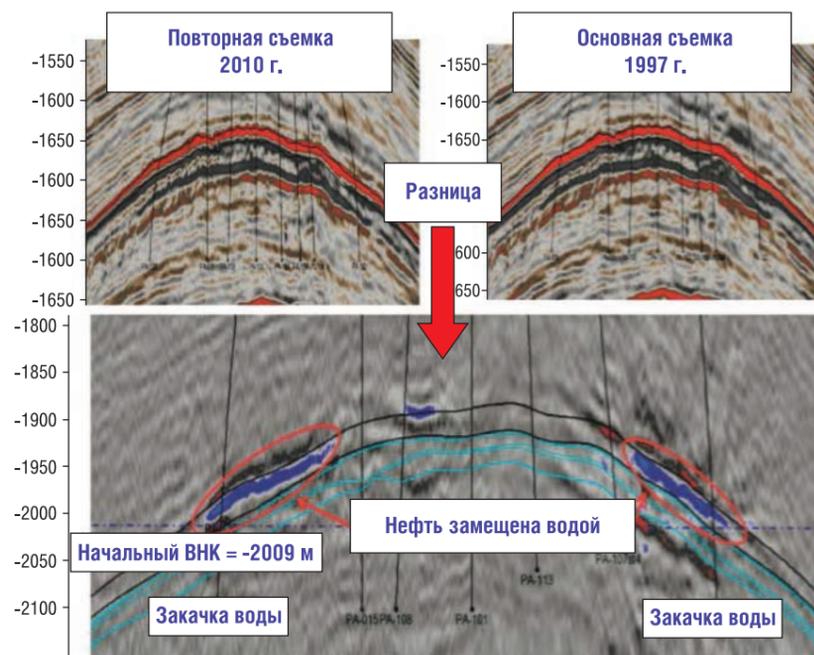
- первичные исследования (в процессе бурения скважин);
- текущие исследования (в процессе разработки месторождения по всему фонду добывающих скважин);
- контрольные исследования (в процессе разработки по скважинам);
- специальные исследования (в том числе 4D-сеймика).

Информационное обеспечение системы контроля разработки месторождений, необходимое,

в том числе, для адаптации их гидродинамических моделей, организации и ведения автоматизированных баз данных, будет базироваться на:

- контроле за технологическими режимами работы скважин, изменением дебитов, величинами депрессий на пласт, температурным режимом работы скважин;
- систематических измерениях пластовых и устьевых статических давлений в газовых скважинах, определении распределения пластового давления по площади и разрезу;
- контроле химического состава газа, конденсата, воды по скважинам в процессе эксплуатации;
- контроле технического состояния скважин, герметичности заколонного пространства;
- наблюдении за текущим положением ГВК, интенсивностью и характером продвижения пластовых вод на различных участках залежи, особенностью изменения положения контура газоносности в процессе эксплуатации;
- определении степени дренирования различных частей залежи, влиянии разломов на разработку, равномерности отработки пропластков, выделении газоотдающих интервалов и оценке их дебитов, установлении перетоков внутри эксплуатационного объекта;

РИС. 1. Сейсмо-геологический разрез Северо-Восточной части Азовского моря [1]



- выполнении комплекса газодинамических и геофизических исследований скважин для контроля их продуктивности;
- оценке агрессивных свойств пластовых флюидов и меры борьбы с коррозией;
- контроле гидратообразования;
- контроле выноса песка, наблюдении за прочностью коллектора на различных стадиях эксплуатации.

С целью успешной реализации информационного обеспечения системы контроля разработки, особые требования предъявляются к конструкции эксплуатационных скважин.

Контроль технологических режимов работы скважин следует осуществлять на постоянной основе при помощи датчиков, установленных на устье и забое скважин. Измерения пластовых и устьевых статических давлений и температур проводить как на начальном этапе перед пуском скважины в эксплуатацию, так и в процессе разработки при любых остановках скважин. Наблюдение за изменением пластового давления возможно осуществлять с помощью замеров давления в добывающих скважинах. По всему фонду скважин замеры текущего пластового давления

должны осуществляться в соответствии с действующими правилами разработки морских газовых и газоконденсатных месторождений.

Контроль разработки залежи должен предусматривать мероприятия по определению устойчивости коллектора воздействию градиентов давления, создаваемых в процессе движения газа к забоям скважин. С этой целью целесообразно устанавливать специальные скважинные датчики, фиксирующие наличие механических примесей в составе добываемой продукции.

Контроль химического состава газа, конденсата и воды по скважинам должен осуществляться при первичных исследованиях скважин при вводе их в эксплуатацию. На устье скважин необходимо проводить замер дебита газа, конденсата и воды с целью уточнения конденсатосодержания и обводненности продукции.

На протяжении всего периода разработки на эксплуатационных скважинах необходимо с определенной периодичностью проводить комплекс газогидродинамических исследований с целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

Для контроля изменения границы ГВК и динамики продвижения пластовой воды в залежь рекомендуется проводить исследования с помощью периодической сейсмической съемки 4D.

Технология 4D съемки основана на повторных трехмерных сейсмических съемках на разрабатываемых месторождениях. После обработки и интерпретации этих данных и сравнении их с данными предыдущих съемок можно узнать, какие изменения произошли в продуктивном пласте за время разработки. Впервые в России сейсмическая съемка 4D была проведена на Пилтун-Астохском месторождении шельфа Сахалина (рисунок 1) [1].

Определение выработки различных зон пласта следует осуществлять с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей залежей, в которых будет учитываться вся текущая промысловая информация. Уточнение созданных на стадии проектирования разработки моделей месторождений Киринского блока по результатам бурения проектного фонда скважин позволит использовать их для оценки основных параметров, характеризующих процесс разработки.

В процессе доразведки и первого этапа эксплуатации месторождений виды и периодичность исследований могут быть уточнены. ●

Литература

1. Ампилов Ю.П., Батулин Д.Г. Новейшие технологии сейсмического мониторинга 4D при разработке морских месторождений нефти и газа // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 2. – с. 31–36.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа – М.: Недра, 2003. – 880 с.
3. Foreste K., Robertson J., Boekholt M. Опыт и результаты первых в России морских сейсморазведочных работ 4D на шельфе Сахалина // Материалы 7-й конференции «Шельф России 2012». – М., 2012.

KEYWORDS: the Kirinsky license block, offshore Sakhalin island, the control and regulation of field development, complex of research, seismic survey 4D.

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16–18 апреля 2018
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

18-я международная выставка НЕФТЕГАЗ–2018

16–19 апреля 2018
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

12+ Реклама



БЕЗОПАСНОСТЬ ШЕЛЬФА

Комплексный подход «Газпромнефть-Сахалин» в обеспечении экологической безопасности при выполнении ГРП на шельфе

**Мариневич Наталья
Богдановна,**
главный специалист
по экологической безопасности,
Управление по промышленной
экологической безопасности,
охране труда и гражданской защите
ООО «Газпромнефть-Сахалин»

ЭКОСИСТЕМА АРКТИКИ В ВЫСШЕЙ СТЕПЕНИ ЧУВСТВИТЕЛЬНА К АНТРОПОГЕННУМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ И МЕДЛЕННО ВОССТАНАВЛИВАЕТСЯ ВСЛЕДСТВИЕ НЕРАЗУМНОГО ВМЕШАТЕЛЬСТВА. ДАЖЕ МАЛОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ШЕЛЬФЕ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К ЗНАЧИТЕЛЬНЫМ ПОСЛЕДСТВИЯМ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ. КАК ОБЕСПЕЧИВАЮТ ЭКОЛОГИЧЕСКУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ СВОЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ, РАБОТАЮЩИЕ В ЭТОМ РЕГИОНЕ?

ARTIC ECOSYSTEM IS IN HIGH DEGREE SENSITIVE TO HUMAN-INDUCED DISTURBANCE AND SLOWLY RESTORES OWNING TO UNREASONABLE INTERFERENCE. EVEN A SMALL IMPACT IN THE SHELF AREA CAN CAUSE SIGNIFICANT IMPLICATIONS FOR ENVIRONMENT. HOW DO THE RUSSIAN COMPANIES, WHICH OPERATE IN THIS REGION, ENSURE ECOLOGICAL SAFETY OF THEIR ACTIVITIES?

Ключевые слова: геологоразведка на шельфе, экологический менеджмент, «Газпром-Сахалин», природопользование, добыча в Арктике.

Освоение ресурсной базы Арктики требует учета экологических и промышленных рисков, выверенного подхода к планированию и производству работ.

Освоение арктического шельфа возможно только во взаимодействии с локальными экосистемами. В полной мере осознавая степень своей ответственности, Компания с 2013 года реализует комплекс мер, призванных оценить и минимизировать воздействие реализуемых проектов на окружающую среду. Комплекс мер охватывает этапы планирования и реализации проектов и включает следующие мероприятия: выполнение мониторинга состояния окружающей среды в пределах лицензионных участков совместно с реализацией программ по сохранению биологического разнообразия; выполнение производственного экологического контроля на всех стадиях реализации Проектов; выбор и применение технологических и организационных решений, предупреждающих негативное воздействие выходящее за границы нормируемых показателей; обеспечение аварийно-спасательного дежурства и готовности к ликвидации чрезвычайных ситуаций, в том числе разливов нефти и нефтепродуктов.

С 2013 года в компании внедрена и успешно функционирует система экологического менеджмента, построенная на стандартах ISO 14001 и лучших мировых практиках в области обеспечения экологической безопасности. В 2013–2017 гг. реализован комплекс научно-исследовательских работ по изучению состояния окружающей среды и сохранению биологического разнообразия как в пределах Долгинского ЛУ, так и на территории близлежащих особо охраняемых природных территорий (ООПТ) ГПЗ «Ненецкий». Выполнены гидрометеорологические, гидрологические, гидробиологические исследования, собрана информация о состоянии ихтиофауны более чем на 30 станциях, как в пределах Долгинского ЛУ, так и в окружении островов ГПЗ «Ненецкий». Определена экологическая чувствительность побережья и биоресурсов, созданы карты-схемы экологической чувствительности, которые легли в основу планирования мероприятий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

В 2015–2016 гг. совместно с коллегами из ПАО «Газпром Нефть» и ПАО «Газпром» проведена

ФАКТЫ

На **30** станциях

выполнены гидрометеорологические, гидрологические, гидробиологические исследования, собрана информация о состоянии ихтиофауны

с **2013** г.

в «Газпромнефть-Сахалин» функционирует система экологического менеджмента, построенная на стандартах ISO 14001

большая работа по созданию «Программы по сохранению биологического разнообразия на основе перечня видов флоры и фауны, являющихся индикаторами устойчивого состояния морских экосистем Арктической зоны РФ» в периметр которой вошли лицензионные участки ООО «Газпромнефть-Сахалин», расположенные как в западном, так и в восточном секторе Арктики.

За 2015 – 2016 годы Компания успешно прошла путь в части подготовки к выполнению морских геолого-геофизических исследований и геологоразведочных работ в границах лицензионных участков находящихся на шельфе РФ в периметре ПАО «Газпром Нефть»: разработана документация по реализации программы сейсморазведочных работ 2Д на Северо-Врангелевском ЛУ на 5 лет; получена поддержка властей и представителей общественности в рамках общественных слушаний (обсуждений), которые прошли весной 2016 года в Чукотском автономном округе; получено положительное заключение государственной экологической экспертизы; разработана документация по реализации многолетней программы сейсморазведочных работ 3Д в пределах Северо-Западного ЛУ на 5 лет; получена поддержка властей и представителей общественности в рамках общественных слушаний (обсуждений), которые прошли весной 2016 года в Нарьян-Маре и Архангельске; разработаны и согласованы Департаментом МОРГЕО Программы мониторинга состояния окружающей среды в пределах Северо-Врангелевского и Северо-Западного ЛУ.

В 2017 году Компанией успешно реализованы проекты: по строительству поисково-оценочной скважины №1 Аяшской площади в Охотском море, открыто месторождение «Нептун»; по выполнению сейсморазведочных работ 3D с участием самых современных в РФ сейсморазведочных судов в акватории Северо-Западного ЛУ и Долгинского НМ расположенных в Печорском море. В рамках проектов реализованы комплексные мероприятия по экологическому мониторингу и производственному экологическому контролю с участием специализированного научного флота, что потребовало мобилизации научных кадров как в Западной, так и в Восточной части РФ.



В 2018 гг. Компания планирует развить успех и продолжить выполнение работ по геологическому изучению недр как в западной части Арктики (сейсморазведочные работы), так и в пределах Охотского моря (строительство поисково-оценочных скважин). Экологические вызовы, которые стоят перед Компанией, связаны с выполнением работ в районах особо уязвимых и чувствительных к любым вмешательствам.

С целью выбора лучших дружественных окружающей среде сценариев реализации проектов строительства поисково-оценочных скважин на шельфе Охотского моря выполнен комплекс работ по: моделированию поведения разливов нефти и нефтепродуктов; моделированию воздействия на водную среду; разработке мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов; разработке мероприятий по оценке воздействия на окружающую среду; оценены возможные ущербы для окружающей среды, связанные со строительством и разработаны компенсационные мероприятия в том числе, включающие воспроизводство биологических ресурсов на мощностях рыболовных заводов Сахалинской области; проведены выездные аудиты инфраструктуры по обращению с отходами на территории Сахалинской области; получена поддержка органов власти и общественности Сахалинской области.

В рамках реализации проекта строительства проведены комплексные учения по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов с привлечением сил и средств аварийно-спасательных формирований как в море, так и в пределах береговой линии, которая может быть подвержена загрязнению; выполнен комплекс работ по изучению состояния окружающей среды и сохранению биологического разнообразия, в том числе по сохранению популяции серых китов.

На всех этапах реализации проектов как сейсморазведочных работ, так и строительства скважин на шельфе Компанией особое внимание уделяется оценки экологических рисков и разработки мероприятий по снижению тяжести и вероятности наступления неблагоприятных последствий для окружающей среды.

Охрана труда, промышленная и экологическая безопасность являются главным приоритетом при

ФАКТЫ

На **5** лет

разработана документация по реализации программы сейсморазведочных работ 2D на Северо-Врангелевском ЛУ

В **2015-**

2017 гг. «Газпромнефть-Сахалин» поддержала Правительство Мурманской области в реализации Проекта развития экологического туризма на территории заказника «Сейдьявр»

ISO 14001

– стандарт, на основе которого с 2013 г. в компании функционирует система экологического менеджмента

реализации шельфовых проектов компании. Стоит отметить, что все сейсмо- и геологоразведочные работы, выполненные ООО «Газпромнефть-Сахалин», завершены без происшествий и какого-либо ущерба для окружающей среды.

ООО «Газпромнефть-Сахалин» является экологически и социально ответственной компанией. В рамках общекорпоративной Программы «Родные Города» поддерживает природоохранные инициативы в субъектах присутствия Компании.

В 2015-2017 гг. Компания поддержала Правительство Мурманской области в реализации Проекта развития экологического туризма на территории государственного заказника регионального значения «Сейдьявр», который находится в самом сердце Кольского полуострова. Кроме того, «Газпромнефть-Сахалин» приняла деятельное участие в подготовке «Красной Книги» Мурманской области. Компания планирует тесную работу с коллегами на Сахалине с целью издания обновленной «Красной книги Сахалинской области» в ближайшие годы.

Мы уверены, что разумное природопользование и бережное отношение к окружающей среде позволит сохранить хрупкую экосистему Арктики для будущих поколений. ●

KEYWORDS: *geological exploration on the continental shelf, environmental management, "Gazprom-Sakhalin", production in the Arctic.*

EAGE

EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS



РЕКЛАМА

2018 Санкт-Петербург



8-я международная конференция и выставка

Инновации в геонауках – время открытий

В рамках программы наряду с научными сессиями, студенческой программой и выставкой состоятся три бесплатных курса лекций (для зарегистрированных участников):

- Прикладная нефтепромысловая геомеханика;
- Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы нефти;
- Современные технологии геонавигации.

Окончание предварительной регистрации

25 марта 2018 г.

ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ СЕЙЧАС!

9-12 АПРЕЛЯ 2018 ГОДА | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, РОССИЯ

WWW.EAGE.ORG | WWW.EAGE.RU

УСТОЙЧИВОСТЬ ЛЕДОЗАЩИТНЫХ СООРУЖЕНИЙ

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ РАСЧЕТНОГО ОБОСНОВАНИЯ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО КОНСТРУКЦИЯМ ГЛУБОКОВОДНОЙ ЧАСТИ ЛЕДОЗАЩИТНЫХ СООРУЖЕНИЙ МОРСКИХ ПОРТОВ. В ХОДЕ РАБОТ ВЫПОЛНЯЛИСЬ ПОВЕРОЧНЫЕ РАСЧЕТЫ УСТОЙЧИВОСТИ КОНСТРУКЦИЙ С УЧЕТОМ ЛЕДОВОЙ НАГРУЗКИ И ОЦЕНКА УСИЛИЙ, ПЕРЕДАЮЩИХСЯ НА СВАЙНЫЕ ОСНОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ

THE ARTICLE CONSIDERS THE ISSUES OF DESIGN-BASIS JUSTIFICATION OF DESIGN SOLUTIONS FOR CONSTRUCTION OF DEEP ICE BARRIERS FOR SEA PORTS. IN THE COURSE OF THE WORKS RELIABILITY OF THE STRUCTURES WAS CALCULATED WITH THE ACCOUNT OF THE ICE LOAD AS WELL AS THE FORCE APPLIED TO THE PILED FOUNDATIONS OF THE STRUCTURES

Ключевые слова: свайные конструкции, ледозащитные сооружения, проектные решения, прочностные характеристики, добыча на шельфе.

Вячеслав Борисович
Глаговский,

Владимир Семенович
Прокопович,

Светлана Анатольевна
Соснина,

Надежда Ивановна
Юрова,

АО «ВНИИГ
им. Б.Е. Веденеева»

Свайное основание конструкции на рассматриваемых участках ледозащитных сооружений предполагалось выполнить из одного или двух рядов стальных труб и двух рядов трубошпунта, заполняемых песком от естественной поверхности грунта до отметок минус 2,0–4,0 м, с устройством бетонной пробки до низа верхнего строения. В тело сооружения выполняется засыпка гравелистым песком. По верху свайного основания предусмотрено устройство верхнего строения, которое работает совместно с трубами свайного основания, образуя жесткую раму.

Расчет устойчивости глубоководной части ледозащитного сооружения проводился с учетом напряженно-деформированного состояния грунтов. Для расчета применялся метод конечных элементов с использованием программного комплекса Plaxis 2D [1]. Для учета деформационных свойств грунтов основания и тела сооружения использовалась модель упругопластической грунтовой среды – модель Мора-Кулона, для каждого инженерно-геологического элемента (ИГЭ) принималась постоянная средняя жесткость.

Результаты расчетов позволили выявить кинематику разрушения и определить потенциальную поверхность разрушения. Потеря устойчивости происходит при вращении конструкции и захвате массы грунта между сваями с небольшим изгибом в структурных элементах.

В расчетной модели трубошпунт и трубы среднего ряда моделировались слоем конечных элементов, для которых были вычислены эквивалентные деформационные характеристики. Взаимодействие по контакту между грунтом и свайным основанием моделировалось с помощью интерфейсов. Эта расчетная модель позволяет учесть работу нижнего конца свай/трубошпунта при вдавливающих нагрузках, так как в ней моделируется площадь опирания свай на грунт. На нижней границе основания в расчетных моделях принимались условия жесткой заделки, на боковых границах – условия отсутствия горизонтальных перемещений.

Для оценки устойчивости применялся метод снижения прочности грунтов, реализованный в программе Plaxis и состоящий в изменении c и ϕ , с использованием понижающего коэффициента ζ ,

УДК 626

ТАБЛИЦА 1. Расчетные физико-механические характеристики грунтов

Наименование грунта	Номер ИГЭ	Плотность, г/см ³		Модуль деформации E, МПа	Сцепление c, кПа	Угол внутреннего трения ϕ , °
		над водой	с учетом взвешивания			
Пески пылеватые с прослоями ила	2	1,85	1,0	11	1	25
Пески мелкие с прослоями ила	3	1,86	1,0	13	1	27
Илы супесчаные	4	1,92	0,91	4,8	6	16
Илы суглинистые $e > 1,0$	5	1,70	0,70	1,2	7	7
Илы суглинистые	6	1,87	0,87	2,1	12	11
Суглинки туглопластичные	9	2,14	1,15	11,5	24	22
Суглинки полутвердые, твердые	10	2,18	1,18	19,7	36	23
Пески мелкие	12	1,96	1,0	18	1	31

до момента разрушения. Коэффициент устойчивости в соответствии с этим методом определяется как отношение реальной прочности к вычисленной минимальной прочности, необходимой для равновесия. В качестве коэффициента устойчивости k_s системы принимается величина ζ в момент разрушения.

В соответствии с требованиями СП 58.13330.2012 [2] ледозащитные сооружения относятся ко II классу гидротехнических сооружений, для которых коэффициент надежности по ответственности сооружения принимается равным 1,20. Если же использовать коэффициент условий работы, принимаемый равным 1,15 согласно [3], коэффициент устойчивости k_s при основном сочетании нагрузок не должен быть меньше 1,043.

Расчетные физико-механические характеристики грунтов в пределах выделенных ИГЭ для расчетов по первой группе предельных состояний (при доверительной вероятности $\alpha = 0,95$) приведены в таблице 1.

Рассматривалось несколько участков ледозащитных сооружений, отличающихся модификацией конструкции в зависимости от грунтовых условий и глубины моря.

Свайное основание конструкции на участке 1 выполнено из ряда

РИС. 1. Расчетное сечение участка 1

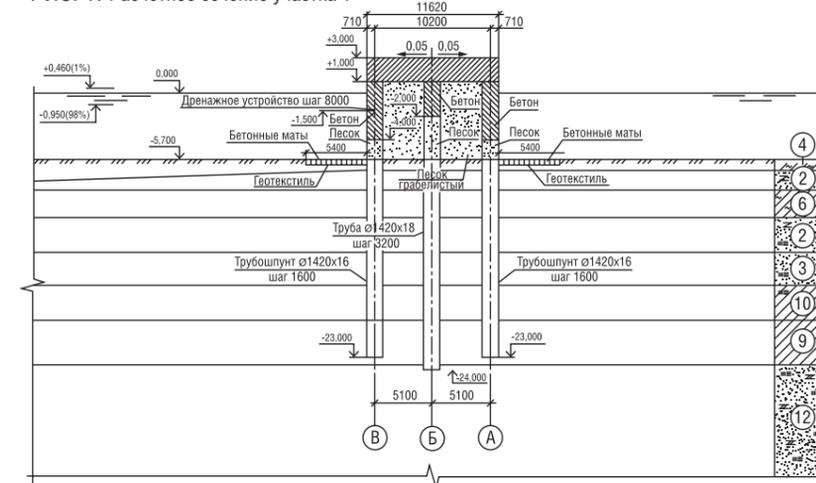


РИС. 2. Расчетная модель свайного основания участка 1

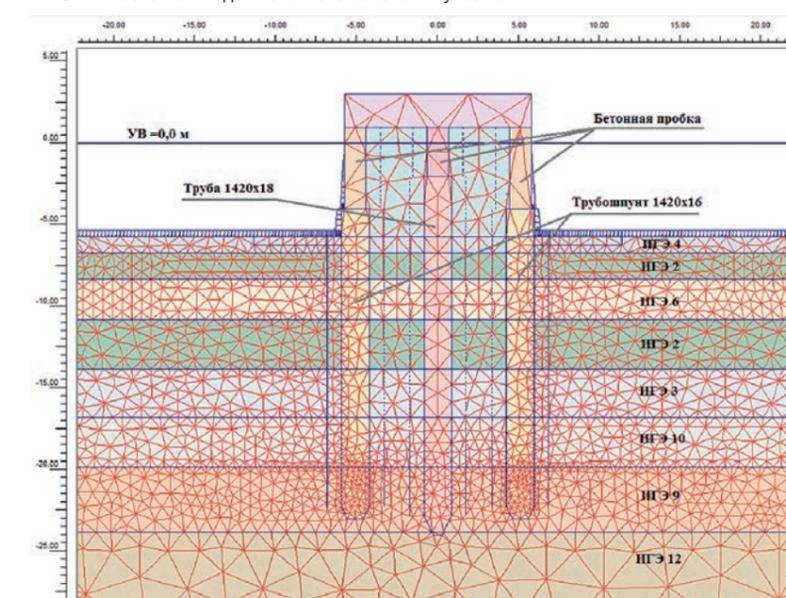


РИС. 3. Деформированная сетка грунтового массива при разрушении на участке 1

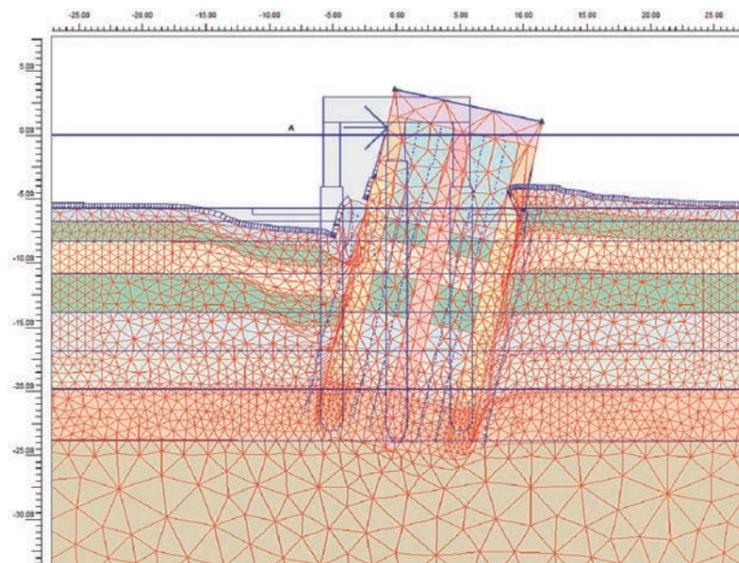


РИС. 4. Горизонтальные перемещения при приложении ледовой нагрузки 90% от расчетной

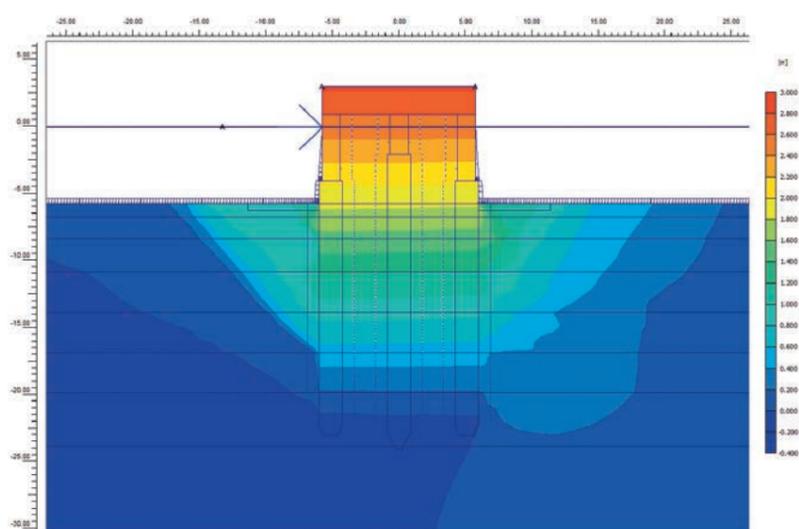
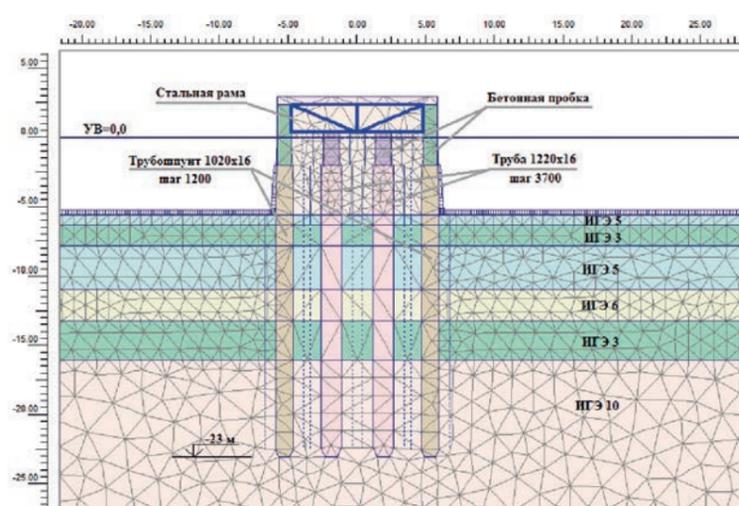


РИС. 5. Расчетная модель свайного основания участка 2



стальных труб $\varnothing 1420 \times 18$ мм, погруженных с шагом 3,2 м, и двух рядов трубошпунта $\varnothing 1420 \times 16$ мм, погруженного с шагом 1,6 м. Отметка низа среднего ряда труб составляет минус 24,0 м, отметка низа трубошпунта – минус 23,0 м. Трубы заполняются песком от естественной поверхности грунта до отметки минус 4,0 м в трубошпунте и минус 2,0 м в трубах среднего ряда. По верху свайного основания предусмотрено устройство железобетонного верхнего строения толщиной 2,0 м. Расчетное сечение этого участка ледозащитного сооружения представлено на рис. 1.

Расчетная модель ледозащитного сооружения на участке 1 показана на рис. 2. Сетка конечных элементов включает 8109 элементов и 66159 узлов.

Результаты расчета показывают, что при ступенчатом приложении воздействия от движущегося поля ровного льда требуемая расчетная нагрузка не достигается. В связи с большими пластическими деформациями нарушается сходимость численного процесса при нагрузке, составляющей ~90% от расчетной (рис. 3).

При этом, как видно из рис. 3, потеря устойчивости происходит не по схеме поступательного движения, а путем поворота конструкции и захваченного межсвайного массива грунта как жесткого единого целого, практически без изгиба в элементах конструкции. Максимальные горизонтальные перемещения конструкции достигают 2,83 м (рис. 4), разность осадок противоположных концов верха плиты ростверка – 1,27 м, крен плиты составляет $6,3^\circ$. Происходят существенные осадки грунта вблизи конструкции со стороны действия нагрузки, и его выпор с обратной стороны.

При выборе второго расчетного сечения был рассмотрен участок, потенциально наиболее неблагоприятный с точки зрения обеспечения несущей способности ввиду наличия слабых грунтов в основании (ИГЭ 5) и достаточно большой глубины моря на этом участке (5,6 м).

Свайное основание конструкции на участке 2 выполнено из двух рядов трубошпунта

$\varnothing 1020 \times 16$ мм, погруженного с шагом 1,2 м, и двух рядов стальных труб $\varnothing 1220 \times 16$ мм, погруженных с шагом 3,7 м. Отметки низа труб и трубошпунта составляют минус 23,0 м. Трубы и трубошпунт заполняются песком от естественной поверхности грунта до отметки минус 2,0 м, далее производится устройство бетонной пробки до низа верхнего строения. По верху рядов стальных труб предусмотрено устройство стальной рамы, которая работает совместно с трубами и трубошпунтом свайного основания.

Расчетная модель ледозащитного сооружения на участке 2 представлена на рис. 5. Сетка конечных элементов включает 4254 элемента и 35099 узлов.

Результаты расчетов показали, что при нагрузке, составляющей 83% от расчетной, нарушается сходимость численного процесса из-за больших пластических деформаций. Происходят существенные осадки грунта вблизи конструкции со стороны действия нагрузки и его выпор с обратной стороны. Рисунок 6 наглядно иллюстрирует кинематику разрушения: при действии значительной горизонтальной нагрузки происходит вращение конструкции и вовлеченного грунта относительно некоторой точки в глубине основания.

Максимальные горизонтальные перемещения конструкции при этом достигают 4,14 м. Максимальные осадки грунта составляют 2,26 м, выпор – 1,6 м, разность осадок противоположных концов верха плиты ростверка – 1,85 м (рис. 7), крен плиты составляет $9,2^\circ$.

На рис. 8 показан график горизонтального перемещения ростверка (на отметке +1,5 м) в зависимости от величины горизонтальной ледовой нагрузки, приложенной на отметке 0,0 м. Обрыв линии на графике соответствует полной потере устойчивости сооружения.

Дополнительно были выполнены расчеты для сечения участка 3 (рис. 9). Для этого сечения характерно наличие грунтов с более высокими прочностными характеристиками и меньшая глубина моря. Целью этого

РИС. 6. Деформированная сетка грунтового массива при разрушении на участке 2

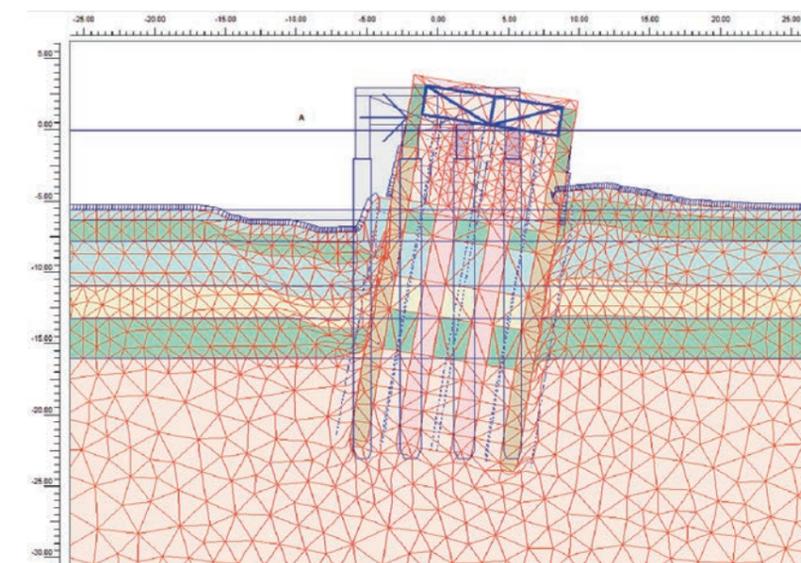


РИС. 7. Вертикальные перемещения при нагрузке, равной 83% от расчетной

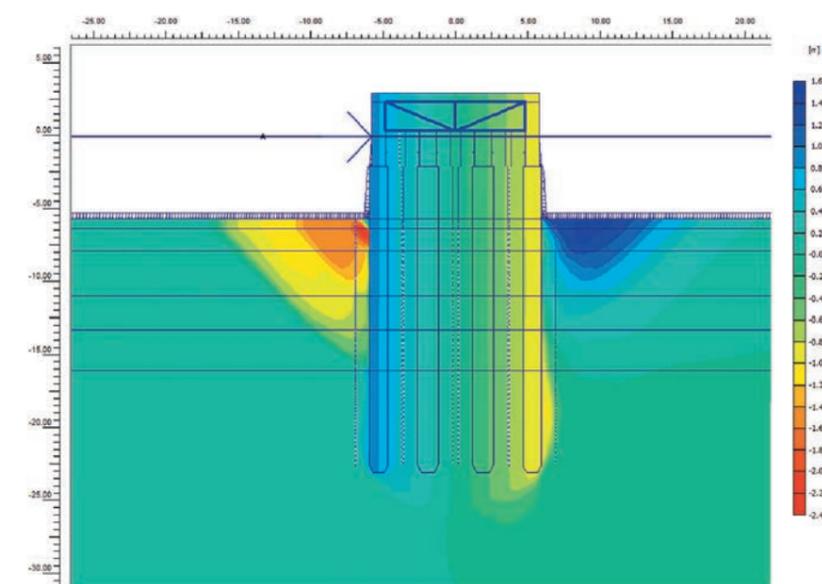


РИС. 8. Зависимость горизонтального перемещения от величины ледовой нагрузки

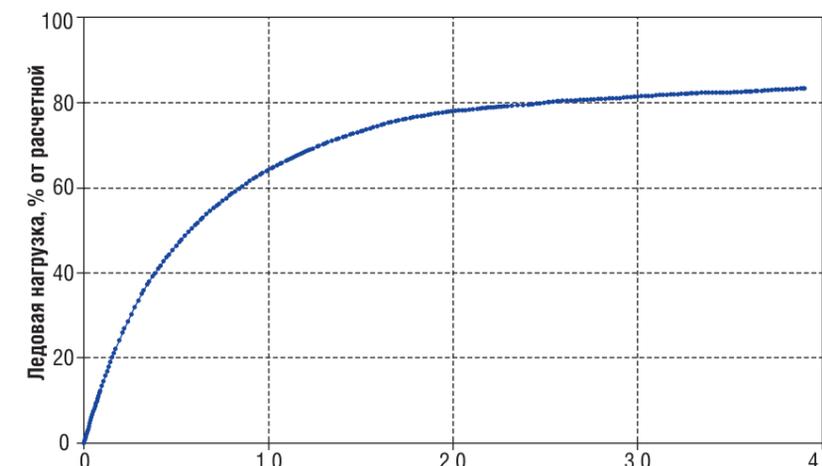


РИС. 9. Расчетная модель свайного основания участка 3

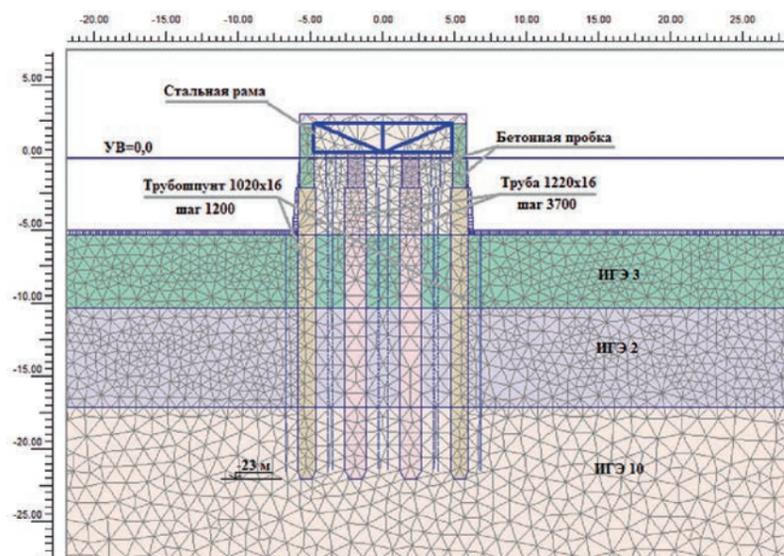
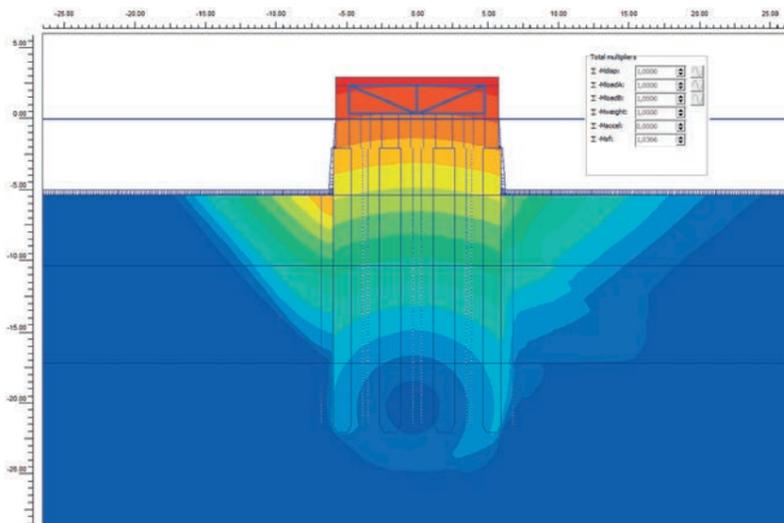
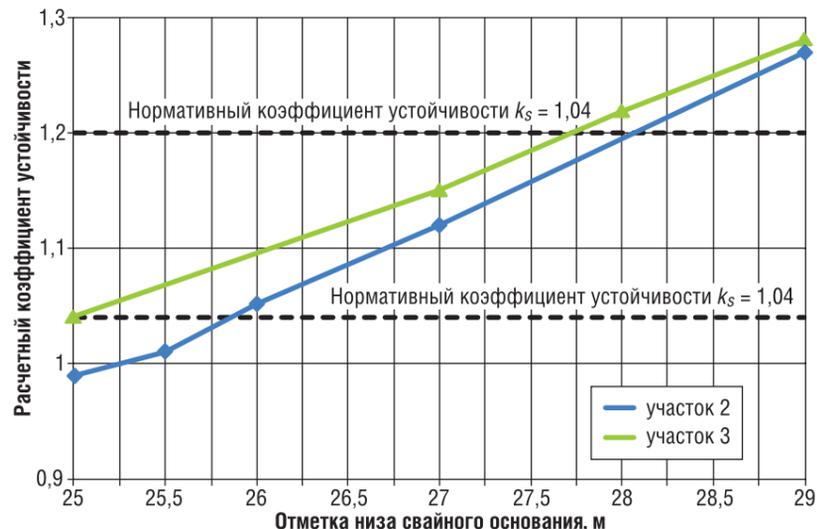
РИС. 10. Потенциальная поверхность разрушения ($k_s = 1,04$)

РИС. 11. Влияние длины свай на величину коэффициента устойчивости



расчета было убедиться, что дефицит несущей способности конструкции не является локальным, наблюдающимся лишь на незначительном участке с наихудшими условиями.

Результаты расчета показывают, что сходимость численного процесса была нарушена при приложении нагрузки, составляющей 89% от расчетной. На рис. 10 показана потенциальная поверхность разрушения при действии ледовой нагрузки, составляющей 85% от расчетной, коэффициент устойчивости при этом равен $k_s = 1,04$.

Было проанализировано влияние возможного занижения прочностных характеристик слоя ИГЭ-10 на устойчивость конструкций на участках 2 и 3. Показано, что повышение прочностных характеристик ИГЭ-10 приводит к некоторому увеличению коэффициента устойчивости, но все равно не обеспечивает для этого варианта конструкции необходимого запаса устойчивости.

Для обеспечения устойчивости требуется изменение первоначально предложенной конструкции. Одним из вариантов такого изменения является увеличение длины свай. Были произведены варианты расчеты при последовательном увеличении длины свай на участках 2 и 3.

На рис. 11 показано влияние длины свай на величину коэффициента устойчивости. Из графика видно, что для обеспечения несущей способности ледозащитных сооружений необходимо увеличить глубину погружения свай и трубошпунта на 2–3 метра. ●

Литература

1. Руководство пользователя Plaxis, версия 8 (www.plaxis.nl)
2. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003
3. РД 31.31.55-93 Инструкция по проектированию морских причальных и берегоукрепительных сооружений.

KEYWORDS: *pile construction, nedosushennyye architecture, design solutions, strength characteristics, offshore production.*

ВЕЧНЫЕ СПОРЫ ВОКРУГ «СЕВЕРНОГО ПОТОКА-2»

Frankfurter Allgemeine

корреспондент

Против проекта «Северный поток-2» выступают несколько стран Восточной Европы.

Финансовый директор Nord Stream 2 выразил разочарование в связи с намерением Еврокомиссии изменить Газовую директиву.

Твердую позицию Берлина относительно проекта подверг критике бывший генеральный секретарь НАТО А. Расмуссен: «Если Германия демонстрирует готовность пожертвовать безопасностью своих соседей



в угодку собственным торговым интересам, она не должна удивляться, если эти страны решат действовать в том же ключе». Европа, по словам Расмуссена, пытается избавиться от зависимости от российского газа, который Россия в последние годы использует как политическое оружие.

В ходе визита в Россию глава германского МИДа З. Габриэль раскритиковал позицию ЕК по проекту. По словам министра «Газпром», его партнеры и инвесторы крупнейших энергетических проектов нуждаются в правовой безопасности.

КОМАНДА Р. ТИЛЛЕРСОНА СОТРУДНИЧАЕТ С ДАНИЕЙ, ЧТОБЫ УНИЧТОЖИТЬ РОССИЙСКИЙ ЭНЕРГОПРОЕКТ

Examiner

Джоэл Герке

Команда Р. Тиллерсона нашла дипломатический способ



заблокировать строительство газопровода «Северный поток-2». Американские дипломаты работают с европейскими союзниками, особенно с Данией, чтобы предотвратить строительство «Северного потока-2».

Проект газопровода вызвал тревогу повсюду в Европе и США, поскольку официальные лица обеспокоены зависимостью Европы от российских энергоресурсов. Но сделку поддерживает Германия, что осложняет попытки Запада заблокировать проект. И вот тут появляется Дания.

Помощник госсекретаря США У. Митчелл заявил: «Это проект, который сконцентрирует 75% российского газа для Европы в одном трубопроводе. Поэтому он не в интересах Европы и не в наших».

По его словам, в Европе «существует довольно широкий политический консенсус» по поводу того, что газопровод не должен быть построен.



Митчел усматривает также «политическую возможность» изменить точку зрения немецкого правительства на фоне попыток А. Меркель сформировать правящую коалицию.

ОПЕК И РОССИЯ ЕДИНОДУШНЫ: СДЕРЖИВАТЬ НЕФТЬ

Dagens industri

Кристофер Юнгстедт

Нефтяной картель ОПЕК и другие производители во главе с Россией сошлись на том, чтобы продлить договоренность о снижении добычи нефти. Договоренность действует почти год, и теперь стороны сошлись на том, чтобы продлить ее еще на 9 месяцев. Цель – снизить нефтяные запасы до среднего пятилетнего уровня. В октябре впервые удалось достигнуть 100% обещанного снижения. «Ожидая, что в 2018 году дисциплина в группе сохранится. Мы не станем убирать ногу с педали газа, прежде чем окажемся в рамках нефтяных запасов, при которых наблюдается здоровый рынок», – сказал Министр Энергетики Саудовской Аравии Халид аль-Фалих.

Но ОПЕК с партнерами утверждают, что уже на следующей встрече надо будет провести оценку соглашения. «Учитывая нестабильность привязанную к росту спроса и предложения в июне 2018 г. надо будет рассмотреть дальнейшие корректировки в зависимости от ситуации на рынке и успехов в балансировке рынка нефти», – пишет ОПЕК в своем коммюнике. Снижение объемов добычи нефти привело к тому, что цену на нефть марки Brent вытянули до 63 долл за барр 30 долл, в начале 2016 г.

То, что взаимодействие с Россией продолжается, – результат страха перед новым падением цен, считает аналитик Р. МакНелли. ●

ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ



Мироньчев Алексей Владимирович,
Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России



Потеряев Юрий Константинович,
Заместитель технического директора по развитию ООО «Пожнефтехим»

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ СОВРЕМЕННЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ ДЛЯ СТАЦИОНАРНЫХ ПЛАТФОРМ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ. ПРЕДЛОЖЕНЫ МЕРЫ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА СНИЖЕНИЕ ПОЖАРООПАСНОСТИ, ЗАЩИТУ ПЕРСОНАЛА И ОБЕСПЕЧЕНИЕ СТАБИЛЬНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПЛАТФОРМ. В ЦЕЛЯХ ДАЛЬНЕЙШЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕТОДОЛОГИЧЕСКОГО И ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКОГО АППАРАТА ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРЕДЛАГАЕТСЯ ВВЕСТИ ПОНЯТИЕ ЖИВУЧЕСТИ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС И ЭКСПЛУАТАЦИЮ СТАЦИОНАРНЫХ ПЛАТФОРМ

THE MODERN ENGINEERING SOLUTIONS OF FIRE PROTECTION FOR CREATING OFFSHORE FIXED PLATFORMS ON THE ARCTIC SHELF ARE CONSIDERED. THE MEASURES AIMED AT REDUCING FIRE DANGER, PROTECTING PERSONNEL AND ENSURING THE STABLE FUNCTIONING OF PLATFORMS ARE PROPOSED. IN ORDER TO FURTHER DEVELOP THE METHODOLOGICAL AND TERMINOLOGICAL APPARATUS FOR ENSURING SECURITY, IT IS PROPOSED TO INTRODUCE THE NOTION OF SURVIVABILITY IN THE TECHNOLOGICAL PROCESS AND OPERATION FOR STATIONARY PLATFORMS

Ключевые слова: морские стационарные платформы, противопожарная защита, добыча на шельфе.

Морские стационарные нефтегазодобывающие платформы характеризуют высокий уровень пожарного риска. Даже незначительный инцидент может перерасти в крупномасштабную катастрофу регионального и даже планетарного значения. По статистике, попадающей в официальные общедоступные источники, за период последних 25 лет возгорания на платформах без серьезных последствий случаются с периодичностью 1 раз в 6–7 месяцев. Пожары и взрывы, повлекшие гибель людей, происходят с периодичностью от 1,5 до 2 лет [1].

Наиболее крупной катастрофой в истории морской нефтедобычи считается взрыв и пожар на платформе Deerwater Horizon в 2010 году в Мексиканском заливе, сопровождавшийся в дальнейшем выбросом нефти из скважины. Изменение доли спектра отражения солнечного излучения и замедление испарения воды с поверхности океана из-за радужной пленки повлияло на климатообразующее течение Гольфстрим и усилило колебание «маятника» изменения климата на планете [2]. На дне океана до настоящего времени остаются отложения алифатических и ароматических нефтяных углеводородов [3].

Шельфовые нефтегазовые проекты в Арктическом регионе технологически значительно сложнее не только месторождений в теплых широтах, но и при обустройстве месторождений Северного, Норвежского или Охотского морей. Суровые природно-климатические условия требуют высокотехнологичных, надежных и устойчивых и

УДК 614.841.242.622.323

РИС. 1. Платформа на месторождении им. Корчагина (слева) и им. В. Филановского (справа) в Каспийском море [5]



в то же время эффективных инженерных решений. При этом технологии освоения нефтегазовых месторождений Арктического шельфа в своем большинстве находятся на стадии разработки и стендовых испытаний. Основной терминологический аппарат практически сформировался и приобрел отличительные черты самостоятельной инженерной области. Нормативная база еще развита слабо и имеет многочисленные пробелы. Вспомогательные системы жизнеобеспечения и устойчивости функционирования, к которым относятся системы противопожарной защиты на платформе, также не отработаны и отсутствуют общепринятые типовые решения. Тем не менее современные технологии противопожарной защиты для арктических платформ существуют и развиваются параллельно с технологиями разработки месторождений.

Основными инженерными решениями обеспечения пожарной безопасности при проектировании нефтегазовых платформ являются:

1. Зонирование по функциональной пожарной опасности;
2. Деление на отсеки, секции и ограничение емкости хранения добытого сырья;
3. Выделение противопожарными преградами путей эвакуации, безопасных зон, отдельных помещений;
4. Высокая степень автоматизации технологических процессов;
5. Внедрение комплексной системы противопожарной защиты на основе барьеров безопасности [4];

6. Использование способа прокладки трубопроводов по принципу «труба в трубе»;
7. Понижение концентрации кислорода в производственных помещениях, емкостном оборудовании;
8. Применение высокоэффективных автоматических систем пожаротушения и сверххранного обнаружения возгорания;
9. Применение судов снабжения и обслуживания спасения и системами подачи огнетушащих веществ.

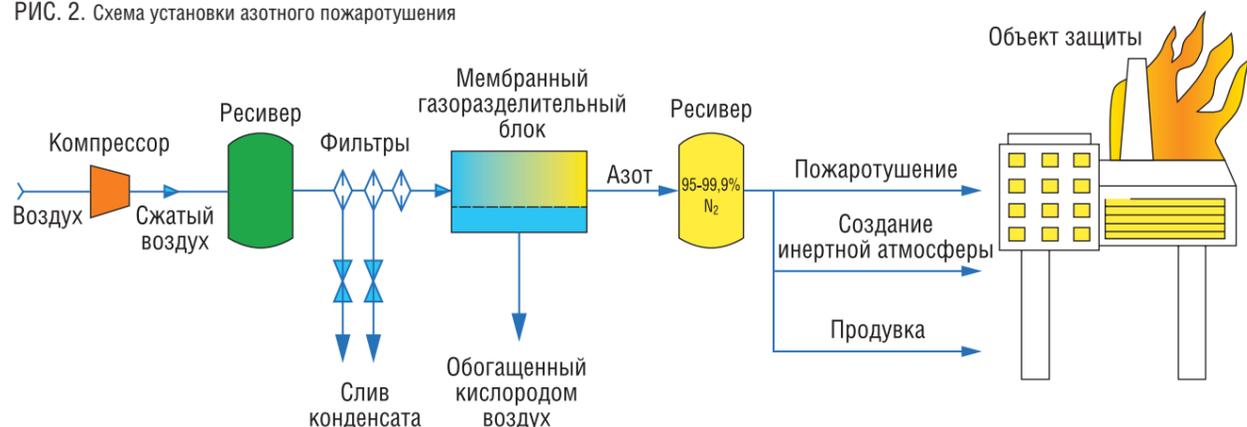
Зонирование по степени пожарной опасности технологических блоков является одним из самых эффективных способов пассивной противопожарной защиты. Наибольшими показателями в части эвакуации и спасения людей обладает схема зонирования, где территориально разнесены производственный и жилой модули на разные платформы. Такая схема широко применяется на континентальном шельфе Каспийского моря (рисунок 1) [5]. Лицензионные участки Арктического шельфа в своем большинстве имеют относительно малые глубины морского дна (до 40 м) и разделение функционально на две платформы вполне экономически оправдано. В пользу данного решения относится то, что для Арктических морей в настоящее время отработаны и готовы к применению технологические решения для производства и строительства в виде конструктивных островов, гравитационных морских стационарных платформ (МСП).

В условиях сплоченности ледового покрова решения для установки МСП мачтового и свайного типов или иные типы платформ для глубин более 50 м представлены только на стадии теоретических расчетов и экспериментальных модельных изысканий.

Проведено расчетное сравнение вероятности эвакуации людей – покидания платформы различными средствами спасения для виртуального проекта в Карском море. Вероятность эвакуации при помощи вертолета составляет не более 0,08. При использовании спасательных шлюпок – 0,85–0,89 при открытой ото льда воде. Эвакуация на суда обслуживания, базирующиеся в районе платформы, возможна с вероятностью до 0,75. Совокупное использование вертолетов, судов обслуживания и спасательных шлюпок повышает вероятность эвакуации до 0,90. При размещении смежно двух платформ – производственной и жилой со вспомогательными помещениями при наличии одной пешеходной галереи вероятность эвакуации составляет 0,98, при наличии двух пешеходных галерей вероятность повышается до 0,99. Анализ вероятности безопасной эвакуации людей проведен при помощи аппарата общего логико-вероятностного метода структурно сложных систем [6].

Особенностью нефтегазовых платформ является присутствие большого количества взрывоопасных помещений и зон. При этом платформы Арктического шельфа ввиду суровых природно-климатических условий выполняются закрытыми, с наружными ограждающими

РИС. 2. Схема установки азотного пожаротушения



конструкциями. Ввиду высокой плотности размещения оборудования и помещений предусматривать для взрывоопасных зон легкосбрасываемые и предохранительные противозрывные конструкции не всегда возможно. Одним из способов снижения риска возникновения взрыва является заполнение помещений флегматизирующими газами, при этом концентрация кислорода в помещении снижается. Наиболее распространенным в качестве газа флегматизатора является азот. В закрытом технологическом оборудовании, таком как емкости нефти, концентрацию азота поддерживают до 95–98%. Пониженную концентрацию кислорода можно поддерживать в помещениях с отсутствием постоянных рабочих мест и пространствах, где не требуется в рабочем режиме присутствие людей (рисунок 2). Для взрывоопасных помещений с необходимостью присутствия персонала также возможно применение газов флегматизаторов.

В основе противопожарной защиты помещений азотными установками пожаротушения лежит принцип понижения и поддержания концентрации кислорода на первом этапе на отметке 15–16% об. Данная концентрация поддерживается в помещении постоянно. Понижение концентрации кислорода в воздухе достигается путем введения в ограниченный объем помещения азота. При этом в помещение могут входить люди для выполнения регламентных мероприятий.

Работоспособность человека в условиях пониженной концентрации

кислорода в воздухе ухудшается и сопоставима по свойствам работе на отметке 2500–3000 м над уровнем моря. В обычной жизни человек также сталкивается с кислородным голоданием, возникающим вследствие понижения парциального давления кислорода во вдыхаемом воздухе, например, при полетах на самолете, где концентрация кислорода составляет примерно 16–17% об. В соответствии с рекомендациями медицинских исследований, рекомендуемая продолжительность работы в помещениях с концентрацией кислорода 15–17% об. не должна превышать 4 часов, а при концентрации 13–15% об. — до 2 часов [7].

На втором этапе, при срабатывании газоанализаторов и регистрации утечек взрывоопасных газов, система работает как классическая установка газового пожаротушения: происходит срабатывание системы оповещения, эвакуация людей и по истечении времени задержки подается дополнительное количество азота, понижая концентрацию кислорода до 10–11% об. В создавшихся условиях возникновение пожара и взрыв даже при наличии взрывоопасных газов в ограниченном объеме помещения невозможно.

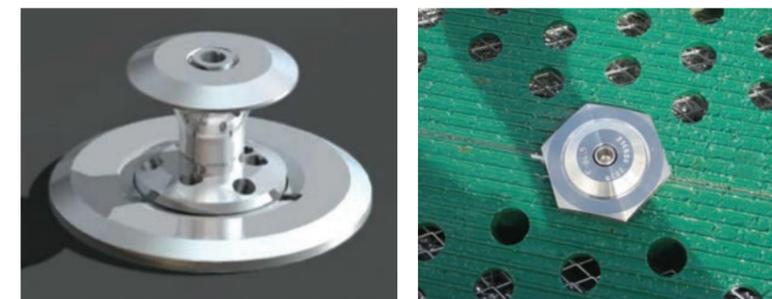
Преимуществами азотных установок предотвращения возгорания являются простота оборудования, экологичность газового огнетушащего состава, возможность получения огнетушащего состава по месту, в прямом смысле из воздуха. Кроме того, в нефтегазовой отрасли азот обязателен к применению для выполнения газоопасных и огневых работ для продувки

оборудования и трубопроводов. Исходя из особенностей технологических процессов на нефтегазовых платформах, их высокой автоматизации, постоянное присутствие обслуживающего персонала в большинстве производственных помещений не требуется, что позволяет использовать автоматические установки пожаротушения на основе применения флегматизирующих газов.

В целях автоматического пожаротушения на платформах эффективными могут также являться установки парового тушения. Пар относится к локальному по объему средству. Для создания пара требуется небольшое количество воды, следовательно, при работе установки отсутствует необходимость сбора и утилизации воды, применяемой для пожаротушения в условиях низких температур.

Основным средством пожаротушения горючих жидкостей является пена. Важным этапом при проектировании стационарных автоматических установок пенного пожаротушения является выбор структуры системы дозирования пенообразователя. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ так же, как и Международный кодекс по системам противопожарной безопасности, регламентируют общие принципы проектирования установок пенного пожаротушения. Поскольку пожар на платформе характеризуется высокой скоростью распространения, значительной вероятностью гибели персонала и

РИС. 3. Внешний вид палубных встроенных дренчерных насадков



колоссальными экономическими и экологическими потерями, одними из главных критериев установки пожаротушения являются надежность, эффективность и быстрдействие (инерционность).

Для снижения инерционности пожаротушения наиболее подходящей является распределенная структура дозирования пенообразователя. Соответственно устройство для смешения пенообразователя с водой должно находиться как можно ближе к месту возгорания. При распределенной схеме по платформе прокладываются два трубопровода — один заполнен водой, второй значительно меньшего диаметра — пенообразователем. Получение пенораствора и подача его на тушение осуществляется дозирующим устройством в непосредственной близости от защищаемого помещения.

Каждая морская платформа имеет в своем составе вертолетную площадку. Пожары воздушных судов на вертолетных площадках характеризуются стремительным развитием. Практика показывает, что критическое время свободного

развития аварийной ситуации, связанной с пожаром на вертолетной площадке, составляет порядка 2 мин. По истечении данного времени, как правило, проводить тушение и спасательные работы уже поздно. Поэтому подача огнетушащего вещества должна начинаться как можно быстрее. Документами установлено время подачи огнетушащего вещества не более чем через 60 с [8]. Защита вертолетных площадок предусматривается от стационарных систем пенного пожаротушения [8, 9]. Используют пену низкой кратности или комбинированную пену низкой и средней кратности [8]. Зарубежные нормативные документы предъявляют для защиты вертолетных площадок аналогичные требования, однако имеются некоторые отличия. Согласно NFPA 418 [10] и CAP 437 [11] для тушения вертолетных площадок предусматривают только пену низкой кратности, а в качестве пеногенераторов рекомендуют лафетные стволы, водопенные насадки, либо интегрированные в вертодром дренчерные насадки. Стандарт NORSOK standard S-001 [12] указывает, что применение

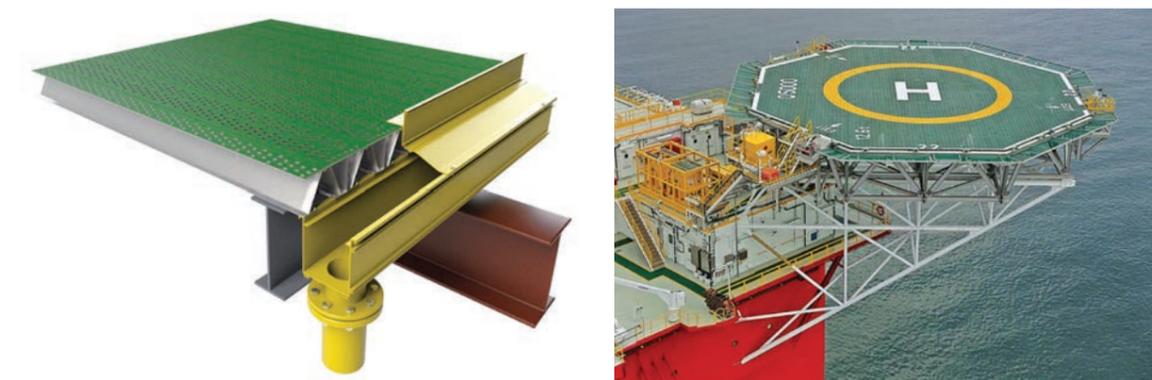
лафетных стволов должно быть обосновано невозможностью применения дренчерных насадков, интегрированных в вертодром. Документ учитывает стремительное развитие пожара и требует инерционность пуска системы пожаротушения не более 20 секунд [12].

Важнейшим из показателей, влияющим на эффективность систем пожаротушения на платформе, является их устойчивость к ветровым нагрузкам. Пена средней кратности легко сдувается даже при незначительном ветре (1–3 м/с) и, соответственно, не эффективна. Ветер также оказывает влияние на распыленную струю воды. По данным исследований, при ветре порядка 4,5 м/с дальность струи уменьшается примерно на 40% за счет сноса капель в раздробленном состоянии [13].

Другим важным аспектом при проектировании вертодромов являются большие геометрические размеры генераторов комбинированной пены или лафетных стволов и необходимость обеспечения зоны FATO (Final Approach and Takeoff area — зона конечного этапа захода на посадку и взлета). Соответственно, для тушения пожаров на вертолетных площадках платформ наиболее эффективной является установка насадков, обеспечивающих высокую плотность равномерно распределенного потока пены низкой кратности.

В зарубежной терминологии насадки, представленные на рисунке 3, получили название Deck Integrated Fire-Fighting System (DIFFFS) или палубные встроенные дренчерные насадки [11, 12].

РИС. 4. Конструкция покрытия вертолетной площадки



Насадки устанавливаются по периметру вертодрома заподлицо.

Насадки работают при давлении от 0,4 МПа, что вместе с относительно малым расходом каждого насадка позволяет производить спасательные работы при действующей установке пожаротушения.

Наряду со вplyвающими насадками низкой инерционностью и высокой эффективностью обладают универсальные водопенные насадки.

Универсальные водопенные насадки формируют распыленную струю пены низкой кратности при рабочем давлении 0,6–1,0 МПа с несколько большим расходом, нежели палубные встроенные дренчерные насадки. Изделие представляет собой дренчерный ороситель с расширенными характеристиками (регулирование давления, настройка карты орошения) и не требует дистанционного управления.

Наибольшую опасность при пожаре представляет топливо баков вертолетов. Для максимально быстрого удаления пролитого топлива целесообразно использовать конструкцию покрытия площадки в виде просечных листов, как показано на рисунке 5. Под покрытием размещаются лотки для отвода пролитого топлива в аварийную емкость.

Система технического регулирования пожарной безопасности предъявляет также требования по горючести покрытия площадки, обеспечению путей эвакуации и их количеству, организационно-техническим и режимным мероприятиям, аналогичным для вертодромов на зданиях. Вертолётная техника широко применяется для нефтегазовых проектов в Арктическом регионе. Рассмотренные решения могут быть использованы не только для морских стационарных платформ, но на вертодромах на судах, а также на кровлях зданий и сооружений на суше.

Приведенные технические решения не являются единственными и безальтернативными. При построении систем противопожарной защиты должен быть применен обоснованный комплексный

подход. Существующая принятая парадигма безопасности опасных производственных объектов и сложных инженерных сооружений основывается на так называемом риск-ориентированном подходе или оценке рисков при различных расчетных сценариях. Современный подход к оценке рисков базируется на том, что любая чрезвычайная ситуация произойти может и оценивается, соответственно, вероятность возникновения данного события. Из множества методов оценки рисков и опасностей для нефтегазодобывающих платформ наиболее распространены методы HAZOP (Hazard and operability studies), HAZID (Hazard Identification Study), SIL (Safety Integrity Level), SWIFT (Structured What-If Techniques), LOPA (Layers of Protection Analysis). Активно внедряются методы анализа дерева неисправностей (отказов) и анализа дерева событий [4, 14], общий логико-вероятностный метод структурно-сложных систем [15]. Однако для Арктических шельфовых платформ как объекта фактически автономного принятый подход не является достаточным. Требуется меры, снижающие негативные последствия от чрезвычайных ситуаций (ЧС) и решения, обеспечивающие противостояние деструктивному воздействию, сохранение и дальнейшее восстановление свойств объекта при ЧС.

Перечисленные характеристики определяются техническим термином «живучесть», основным понятием устойчивого функционирования объектов в близкой к морским стационарным платформам отрасли – судостроении. В жизненном цикле опасных производственных объектов в нефтегазовом деле до настоящего времени не применялось такое важное свойство, как живучесть. Постепенный переход от понятий и применения надежности, оценки и управления риском, обоснования безопасности приводит к дальнейшему эволюционному развитию терминологического и методологического аппарата оценки безопасности. Применительно к нефтегазовой платформе живучесть – это ликвидация угрозы эскалации инцидента, восстановление основных функций объекта и создание условий для полного

восстановления технологического процесса за максимально короткий срок, используя минимальные силы и средства [16]. ●

Литература

1. Минкин Д.Ю., Мироньчев А.В., Турсенев С.А. Обеспечение пожарной безопасности нефтегазодобывающих платформ Арктического шельфа. // Проблемы управления рисками в техносфере. 2017. № 2 (42). С. 50–57.
2. Першин С.М. Механизм аномального смещения Гольфстрима в 2011 г. // Оптика атмосферы и океана. 2016. Т. 29. № 3. С. 192–199.
3. Persistence and biodegradation of oil at the ocean floor following Deepwater Horizon. Sarah C. Bagby, Christopher M. Reddy, Christoph Aeppli, G. Burch Fishere, and David L. Valentine. [Электронный ресурс]: Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. Режим доступа: <http://www.pnas.org/content/114/1/E9.full> (дата обращения 27.11.2017).
4. Мордвинова А.В., Гордиенко Д.М., Шебеко Ю.Н., Лагозин А.Ю., Некрасов В.П. Барьеры безопасности в управлении пожарным риском для морских стационарных нефтегазодобывающих платформ. // Пожарная безопасность. 2014. № 1. С. 27–36.
5. Месторождение им. В. Филановского. [Электронный ресурс]: офиц. Сайт компании нефтяной компании Лукойл. Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/Business/Upstream/KeyProjects/Filanovskyfield> (дата обращения: 07.12.2017).
6. Рябинин И.А. Надежность и безопасность структурно-сложных систем. – СПб.: Политехника, 2000. – 248 с.
7. Временные методические рекомендации. Медицинские мероприятия по обеспечению безопасности персонала при эксплуатации противопожарной защиты объектов на основе использования газового огнетушащего вещества. – М. НИИИ ВМ МО РФ, 2006 г. – 50 с.
8. СП 135.13130.2012 Вертодромы. Требования пожарной безопасности.
9. НД 2-020201-013 Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок (ПБУ) и морских стационарных платформ (МСП).
10. NFPA 418 «Standard for heliports».
11. CAP 437 «Standards for offshore helicopter landing areas».
12. NORSOK standard S-001.
13. Горбань Ю.И. Пожарные роботы и ствольная техника в пожарной автоматике и пожарной охране. – М.: Пожнаука, 2013. – 352 с.
14. Мордвинова А.В., Гордиенко Д.М., Шебеко Ю.Н., Лагозин А.Ю., Некрасов В.П. Пожарная безопасность морских стационарных платформ для добычи нефти и газа на континентальном шельфе. // Инженерная защита. 2015. № 4 (9). С. 64–72.
15. Нозик А. А., Струков А. В., Можаяева И. А. Особенности программной реализации методов количественного анализа риска аварий ОПО на основе логико-вероятностного моделирования // Промышленность и безопасность. 2016. № 8 (106). С. 34–37.
16. Харченко Ю.А., Тер-Саркисов Р.М., Калашиников П.К. Критерий «живучесть» для технологических платформ на месторождениях арктического шельфа. // Территория нефтегаз. 2016. № 12. С. 82–86.

KEYWORDS: oil and gas deposits, deposits of the East European platform, Scythian plate.

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

ЛУКОЙЛ на Каспии

17 января 2008 г. В. Путин на встрече с В. Алекперовым поинтересовался, как выполняется его поручение, касающееся разработки российского шельфа Каспийского моря.

«Создана инфраструктура – Астраханская верфь. На платформе в Астрахани будет работать около 600 человек. Таких платформ будет семь», – сообщил глава ЛУКОЙЛА.



Первую нефть на каспийском шельфе компания планировала получить в 2009 г., а общий потенциал этого района оценивался в 10 млн тонн нефти и 12 млрд м³ газа/год.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2016 г. на месторождении Филановского началась промышленная добыча. Изначально запуск планировался на 2012 г., но подвели подрядчики, особенно при строительстве ЛСП. Проблемы удалось более или менее разрешить лишь к 2016 г. На сегодняшний день на месторождении в работе находится 8 скважин – 6 добывающих и 2 водонагнетательные, а 7 декабря 2017 г. началось бурение первой добывающей скважины в рамках 2-й очереди. Кроме того, планируется закончить строительство МЛСП-2, платформы жилого модуля, переходного моста между платформами и блок-кондуктор. Все работы, кстати, ведутся на тех самых астраханских верфях.



«Газпром» получил визу в Сербию

25 января 2008 г. Россия и Сербия заключили стратегическое межправительственное соглашение в нефтегазовой сфере на 30 лет с возможной пролонгацией.

По данному документу «Газпром нефть» без тендера купила за 400 млн евро контрольный пакет акций крупнейшей национальной сербской компании NIS. Также планировалось, что через Сербию будет проложен 400-километровый отрезок «Южного потока», а «Газпром» завершит строительство подземного газохранилища «Банатский Двор».

• Комментарий Neftegaz.RU

Когда «Газпром нефть» приобрела контрольный пакет акций – NIS была убыточной компанией, обремененной огромными долгами. Производственные показатели падали, не инвестировались средства в геологоразведку, нефтепереработку и АЗС, но «Газпром нефти» удалось изменить ситуацию: сегодня NIS – первая по прибыльности в Сербии компания, ежегодно перечисляющая в бюджет государства более 1,3 млрд евро, имеющая один из самых современных НПЗ в Восточной Европе (в Панчево) и развивающая альтернативную энергетику. Строительство «Банатского Двора» было завершено в 2011 г, в 2014-м заполнено полностью – до 450 млн м³. А вот проект «Южный поток» по политическим причинам осуществить не удалось...

Норвегия встала под падающую добычу

В январе 2008 г. появились опасения, что период наибольшей добычи нефти в Северном море остался позади: в 2007 г. добыча сократилось на 10%. Во многом ради того, чтобы переломить эту тенденцию, объединились две крупнейшие норвежские компании – Statoil и Hydro. Кроме того, увеличился риск падения влияния нефти марки Brent, эталоном которой является нефть Северного моря.



• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня Норвегия возвращается к стабильному уровню добычи на нефтегазовых месторождениях, хотя тенденция к снижению все еще сохраняется. Так, добыча нефти в октябре 2017 г. по сравнению с сентябрем выросла на 6,6%, но по сравнению с прогнозом NPD итоги месяца оказались ниже на 4,5%. Прыгающие показатели связаны как с низкими прогнозами по разработке месторождений, так и с закрытием многих месторождений Северного моря.

Даже несмотря на то, что сейчас этот район вновь предлагает большие возможности, в т.ч. благодаря развитию новых технологий, перспективы добычи остаются смутными. ●

ИНОСТРАННЫЕ ПОДРЯДЧИКИ В ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТАХ

Ограничения и возможности в получении разрешительной документации

Анастасия Деменкова,
Начальник Управления по правовым
и корпоративным вопросам
ООО «Газпромнефть-Сахалин»



В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ СУЩЕСТВУЮЩИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА И ПРИНИМАЕМЫХ ЗАКОНОПРОЕКТОВ, А ТАКЖЕ ИСПОЛЗУЕМЫЕ ИЛИ ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ ИНОСТРАННЫМИ ПОДРЯДЧИКАМИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯМИ ЛИЦЕНЗИЙ, КАСАЮЩИХСЯ РАБОТ НА ШЕЛЬФЕ

IN THE ARTICLE THE EXISTING LIMITATIONS AND RESTRICTIONS AND UNCERTAINTIES OF THE CURRENT LEGISLATION AND THE LAWS PASSED ARE REVIEWED, AS WELL AS UTILIZED OR POSSIBLE SOLUTIONS UPON RECEIPT OF LICENSEES BY FOREIGN CONTRACTORS AND OIL CONSUMERS, IN REFERENCE TO OFFSHORE OPERATIONS

Ключевые слова: иностранные подрядчики, добыча на шельфе, недропользователи, разрешительная документация, лицензии.

Одним из ключевых способов реализации национальной стратегии по обеспечению энергетической безопасности России является освоение ресурсов континентального шельфа. Россия по сравнению с другими странами находится в начале пути интенсивных геологоразведочных работ и промышленной эксплуатации шельфовых месторождений нефти и газа. При этом российский сектор континентального шельфа Арктики в ближайшие десятилетия может стать главным драйвером прироста запасов углеводородов.

В этой связи компания Газпром нефть за последние несколько лет активно наращивала портфель шельфовых проектов, который в настоящее время содержит шесть лицензионных участков с обширной географией, включающей Печорское, Баренцево, Северо-Восточное и Чукотское моря, а также шельф острова Сахалин. В 2014 году компания Газпром нефть впервые в истории начала добычу нефти в Арктике на Приразломном нефтяном месторождении. Текущий год для компании ознаменовался открытием на Аяшском лицензионном участке в Охотском море нового месторождения «Нептун» с геологическими запасами порядка 255 млн. т.н.э.

Освоение арктических лицензионных участков нефти и газа характеризуется крайне суровыми климатическими условиями, удаленностью от основных логистических центров, неразвитостью инфраструктуры и коротким межледовым периодом. Дополнительным фактором, осложняющим динамичное развитие российских шельфовых проектов, является введение в 2014 году США и странами Евросоюза секторальных санкций в отношении российских нефтяных арктических проектов и глубоководных морских проектов (более 150 м).

Для недропользователей (операторов) шельфовых проектов ситуация на текущий момент усугубляется отсутствием развитого конкурентного рынка отечественных поставщиков высокотехнологичного оборудования и подрядчиков специализированных нефтесервисных услуг. Реализация проекта по бурению морской поисково-оценочной или разведочной скважины не может состояться без трех главных составляющих: плавучей буровой установки (ПБУ), оснащенных

ФАКТЫ

В 2014 г.

США и страны ЕС ввели секторальные санкции в отношении российских нефтяных арктических проектов и глубоководных морских проектов (более 150 м)

системой динамического позиционирования ДП-2 морских судов обеспечения (количество которых зависит от буровой программы и удаленности береговой базы от точки бурения) и специализированных нефтесервисных услуг. Вместе с тем, текущее состояние национального рынка данных услуг характеризуется дефицитом как ПБУ,¹ так и судов обеспечения под российским флагом.² Более того, панамская компания Шлюмберже Лоджелко Инк по данным Федеральной антимонопольной службы России занимает доминирующее положение в 7 из 13 сегментов российского рынка нефтесервисных услуг.³

Необходимо отметить, что с момента введения секторальных санкций в отношении нефтегазового сектора российское государство и нефтяные компании последовательно реализуют политику развития рынка российских подрядчиков по следующим направлениям:

¹ Опыт ООО «Газпромнефть-Сахалин» свидетельствует, что на проводимые в 2012, 2013, 2016 гг. отборы для Долгинского НМ и Аяшского ЛУ не было подано предложения ни от одного владельца российской ПБУ. В н.в. на рынке есть только две плавучие полупогружные буровые установки (далее – ППБУ) под российским флагом, принадлежащие ПАО «Газпром» и постоянно задействованные на его проектах.

² В соответствии с информацией с сайта Российского морского регистра судоходства под Российским флагом находится примерно 25 судов обеспечения с ДП-2, из которых 9 судов заняты в долгосрочных контрактах на проектах Сахалин-1 и Сахалин-2; 8 судов являются судами для аварийно-спасательного дежурства, обеспечивающими круглосуточное дежурство у установок; 3 судна задействованы на проектах ПАО «Лукойл» на Каспии, 1 судно в длительном контракте на проекте «Приразломное», 2 судна обеспечивают работу 2-х ППБУ ПАО «Газпром» и 2 судна находятся в работе за рубежом.

³ Отчет Федеральной антимонопольной службы России по анализу состояния конкуренции на рынке нефтегазовых услуг за 2015 год.

1. Выполнение мероприятий государственных программ и выделение бюджетных средств на НИОКР

Так, в 2016–2017 годах было реализовано 10 проектов опытно-конструкторских разработок в области ГРП и добычи на шельфе с общим объемом финансирования в размере около 2,5 млрд. рублей. На 2021 год намечено создание производственных мощностей, обеспечивающих строительство новых крупнотоннажных судов и объектов морской техники, а к 2025 году создание пилотных образцов высокотехнологичных судов, предназначенных для массовой постройки.⁴

2. Импортзамещение

Блоком развития шельфовых проектов компании Газпром нефть, начиная с 2015 года, разработано и реализуется около 10-ти стратегий импортзамещения. В текущем сезоне на Долгинском нефтяном месторождении были успешно проведены испытания геленаполненной косы, донных станций и пневмоисточников для сейсморазведочных работ 2D.

3. Протекционистские законодательные меры

Среди действующих законодательных мер протекционистского характера можно выделить, например, требование о том, что соискателями лицензий на осуществление отдельных видов деятельности могут выступать только российские юридические лица. В части мер поддержки российских судовладельцев следует обратить внимание на так называемый закон о расширении понятия «каботаж» (Закон о каботаже), устанавливающий приоритет российских судов как в перевозках между береговыми базами обеспечения и ПБУ, так и при проведении разведки и разработки континентального шельфа Российской Федерации.⁵ Другим федеральным законом устанавливается специальный порядок закупки (размещения заказов на строительство) морских судов и буровых платформ за рубежом, что направлено на защиту российских судостроителей.⁶

Можно сделать вывод, что указанные выше и иные меры государственной поддержки стимулируют формирование российского рынка оборудования и услуг. Вместе с тем, на основании экспертных оценок, можно предположить, что для его создания потребуется еще как минимум от пяти до семи лет.

В этой связи, в целях надлежащего и своевременного выполнения лицензионных обязательств для недропользователей (операторов) шельфовых проектов крайне актуальными остаются вопросы законодательного регулирования получения иностранными подрядчиками разрешительной документации.

В настоящей статье предлагается рассмотреть существующие ограничения и неопределенности действующего законодательства и принимаемых законопроектов, а также используемые

ФАКТЫ

I-IV

– класс опасности отходов, подлежащих лицензированию

или возможные пути их решения при получении иностранными подрядчиками или недропользователями (операторами) лицензий (разрешений), связанных с:

- эксплуатацией ПБУ как опасного производственного объекта;
- перевозкой и буксировкой в каботаже, приоритетом российских судов в освоении континентального шельфа Российской Федерации;
- транспортированием радиационных источников;
- вывозом на берег буровых отходов с ПБУ.

Эксплуатация ПБУ как опасного производственного объекта

Буровая площадка ПБУ относится к опасным производственным объектам (далее – ОПО), что в соответствии с действующим законодательством требует получения лицензии для ее эксплуатации. Отраслевая практика контрактования ПБУ предполагает, что операционно-техническая эксплуатация ПБУ осуществляется непосредственно буровым подрядчиком (владельцем ПБУ). И, следовательно, соискателем лицензии на эксплуатацию ОПО должен выступать буровой подрядчик. Иностранному буровому подрядчику не может быть выдана лицензия по формальным основаниям, так как не имеет возможности предоставить в лицензирующий орган государственный регистрационный номер записи о создании юридического лица (ОГРН) как того требует п. 1 ч. 1 ст. 13 Федерального закона от 04.05.2011 года

№99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности» (далее – Закон о лицензировании).

Указанное законодательное требование является серьезным препятствием для шельфовых проектов. Так, бурение в отсутствие данной лицензии может привести, во-первых, к административному приостановлению деятельности на срок до 90 суток (ст. 9.1 Кодекса РФ об административных правонарушениях). Во-вторых, по причине простоя остальных подрядчиков у недропользователя (оператора) могут возникнуть убытки в размере от 500 тыс. долларов США в день и более. И, наконец, существует риск невыполнения буровой программы и нарушения лицензионных обязательств.

Как показывает практика, недропользователи (операторы) шельфовых проектов по-разному подходят к «преодолению» данного ограничения. Одни предпочитают устанавливать в качестве контрактного обязательства получение лицензии на эксплуатацию ОПО иностранным подрядчиком путем регистрации отдельного российского юридического лица. Другие получают лицензию самостоятельно. Следует отметить, что оба способа порождают дополнительные риски для проектов и недропользователей (операторов). В первом случае, в связи с тем, что российские юридические лица иностранными компаниями, как правило, создаются номинально с минимальным уставным капиталом и без надлежащего наполнения персоналом и достаточными финансовыми ресурсами для возмещения возможного ущерба в связи с эксплуатацией ОПО. В случае же оформления лицензии непосредственно на недропользователя (оператора) у него возникает дополнительная ответственность за операционную деятельность по эксплуатации ПБУ как ОПО, которая находится вне его контроля как фактически, так и в соответствии с условиями бурового контракта.

Возможным решением данной проблемы могло бы стать изменение законодательства с целью установления временного, на 5–7 лет до момента формирования рынка российских буровых подрядчиков и строительства современных ПБУ под российским флагом, порядка лицензирования иностранных подрядчиков для эксплуатации ПБУ как ОПО.

Перевозка и буксировка в каботаже и приоритет российских судов при освоении континентального шельфа

Законом о каботаже, уже упомянутым в настоящей статье и предусматривающим изменение отдельных статей Кодекса торгового мореплавания Российской Федерации (далее – КТМ), под «каботажем» предлагается понимать, в том числе перевозки и буксировки из российских портов к ПБУ и иным сооружениям, расположенным на континентальном шельфе Российской Федерации, и обратно. При этом устанавливается,

ФАКТЫ

10

стратегий импортзамещения реализуется блоком развития шельфовых проектов компании «Газпром нефть» с 2015 г.

что каботаж осуществляется с использованием судов, плавающих под флагом Российской Федерации. Кроме того, вводится новелла об использовании российских судов также и при осуществлении морских ресурсных исследований, разведки и разработки минеральных ресурсов шельфа.

Необходимо отметить, что ПБУ относятся к судам,⁷ и, следовательно, требование о приоритете национального флага России при реализации шельфовых проектов, распространяется и на ПБУ.

Основные участники судового рынка и недропользователи (операторы), в целом поддерживая данные протекционистские меры, полагают, что вступление Закона о каботаже, как в нем предусмотрено, с 01 февраля 2018 года, сопряжено с высокими рисками невозможности привлечения иностранных ПБУ и морских судов в шельфовые проекты ГРП в буровой сезон 2018 года. Эти риски связаны с тем, что фактически Законом о каботаже исключаются полномочия Правительства Российской Федерации по установлению случаев и порядка осуществления каботажа судами, плавающими под флагом иностранного государства. И как следствие, можно сделать вывод, что действующие и принятые Правительством Российской Федерации в настоящее время нормативные правовые акты (и иные подзаконные акты, принятые в их развитие), устанавливающие такие случаи и порядок,⁸ после вступления в силу Закона о каботаже не будут соответствовать КТМ.

Кроме того, статьей 4 КТМ в редакции Закона о каботаже не предусматривается и полномочие Правительства Российской Федерации или иных федеральных органов государственной власти

⁴ Государственная программа «Развитие судостроения и техники для освоения шельфовых месторождений на 2013–2030 годы», утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 г. № 304.

⁵ Федеральный закон от 29.12.2017 № 460-ФЗ «О внесении изменений в Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации»

⁶ Федеральный закон от 31.12.2017 N 496-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».

⁷ п. 6 ст. 7 КТМ РФ.

⁸ Постановление Правительства РФ от 24.05.2012 № 504, Приказ Минтранса России от 26.07.2012 № 274.



определять случаи и порядок осуществления ПБУ или морскими судами под иностранным флагом морских ресурсных исследований, разведки и разработки минеральных ресурсов шельфа.

Учитывая значительный дефицит современных ПБУ и морских судов под российским флагом, а также проводимые сейчас в рамках подготовки к буровому сезону 2018 года тендеры, недропользователи (операторы), судовладельцы и иные участники данного рынка в настоящий момент оказались в затруднительном положении, так как вводимое законодательное регулирование является крайне неопределенным и не предоставляет необходимого времени (например, периода в 6 месяцев) для подготовки к выполнению новых требований.

Таким образом, в целях недопущения срыва выполнения лицензионных обязательств фактически за первый месяц 2018 года недропользователи (операторы) должны будут согласовать с Министерством транспорта России новый порядок и условия привлечения иностранных судов и ПБУ в буровой сезон 2018 года, который на некоторых проектах начинается с конца мая, но и успеть получить соответствующие разрешения.

По нашему мнению, возможным решением сложившейся ситуации могло бы стать увеличение срока вступления в силу Закона о каботаже или его отдельных норм, регулирующих привлечение иностранных судов в шельфовые проекты.

Транспортирование радиационных источников

При испытаниях поисково-оценочных и разведочных скважин используется геофизические приборы, которые относятся к радиационным источникам и опасным грузам 7 класса опасности согласно Международному морскому кодексу по опасным грузам (IMDG).

ФАКТЫ

500 тыс.

долларов США в день – убытки, которые могут понести подрядчики, не обладающие соответствующей лицензией

Перевозка радиационных источников морскими судами в соответствии с действующим законодательством лицензируется как деятельность по:

- перевозкам морским транспортом опасных грузов, п. 21 ч. 1 ст. 12 Закона о лицензировании (далее – Лицензия 1);
- обращению с радиоактивными веществами и радиационными источниками, ч. 4 ст. 26, ч. 3 ст. 45 Федерального закона от 21.11.1995 № 170-ФЗ «Об использовании атомной энергии» (далее – Лицензия 2).

Выдачу лицензии на осуществление деятельности по перевозке морским транспортом опасных грузов осуществляет Федеральная служба по надзору в сфере транспорта (Ространснадзор), а лицензирующим органом в области обращения с радиоактивными веществами и радиационными источниками является Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор)

При обращении иностранных судовладельцев как за получением Лицензии 1, так и Лицензии 2 возникает проблема с невозможностью предоставления иностранной компанией ОГРН, характерная для процедуры лицензирования эксплуатации ОПО и описанная выше. При этом необходимо отметить, что в отношении Лицензии 2 прямо предусмотрена возможность ее наличия у иностранного перевозчика, осуществляющего международную перевозку ядерных материалов в силу ч. 4 ст. 45 Федерального закона от 21.11.1995 № 170-ФЗ «Об использовании атомной энергии». Однако соискатель лицензии также должен предоставить в Ростехнадзор ОГРН (пп. «в» п. 9 Положения о лицензировании, утвержденного Постановлением Правительства РФ от 29.03.2013 № 280).

Следует также добавить, что процедура получения Лицензии 2 занимает более 8 месяцев, так как включает в себя не только

предлицензионную проверку, но предшествующую ей подготовку пакета документов, обосновывающих безопасность лицензируемого вида деятельности, и экспертизу безопасности (экспертиза обоснования безопасности) лицензируемого вида деятельности, проводимую уполномоченным органом государственного регулирования безопасности.

При этом, иностранные судовладельцы, не имеющие российских офисов, не заинтересованы в получении данных лицензий как в связи с коротким сроком контрактования на российские шельфовые проекты, так и в связи наличием международных сертификатов на перевозку опасных грузов, признаваемых в качестве разрешительных документов по всему миру.

При этом недропользователи (операторы), являющиеся перевозчиками в шельфовых проектах, при должном обосновании и предоставлении подтверждающих документов о наличии у них морских судов в распоряжении на ином (чем право собственности) законном основании могут получить указанные лицензии. Однако это приводит к дополнительным временным и финансовым затратам и необходимости осуществлять непрофильный для недропользователей (операторов) вид деятельности, сопряженный с высоким уровнем ответственности.

В качестве одного из возможных путей решений указанной проблемы, по нашему мнению, до появления достаточного для шельфовых проектов количества российских современных морских судов, могло бы стать изменение законодательства путем либо признания международных сертификатов иностранных судовладельцев либо предоставления возможности получения иностранными судовладельцами лицензий для краткосрочных шельфовых проектов по упрощенной процедуре.

Вывоз на берег буровых отходов с ПБУ

Отходы (буровой шлам, отработанный раствор и т.п.), получаемые в ходе строительства морских скважин, за исключением некоторых случаев,⁹ не могут захораниваться на континентальном шельфе и подлежат перемещению с ПБУ на берег для утилизации или захоронения. Как было указано выше, в связи с дефицитом морских судов обеспечения, как правило, перевозку всех грузов в шельфовых проектах осуществляют морские суда под иностранным флагом.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» (далее – Закон об отходах) и Закона о лицензировании деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I–IV классов опасности подлежит лицензированию (далее – Лицензия на транспортирование отходов).

ФАКТЫ

2,5 млрд

рублей – общий объем финансирования опытно-конструкторских разработок в области ГРП и добычи на шельфе

Мы полагаем, что перемещение отходов с ПБУ на берег морскими судами не требует получения судовладельцем или недропользователем (оператором) лицензии на осуществление деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов по следующим основаниям.

Во-первых, под транспортированием отходов понимается перемещение отходов с помощью транспортных средств вне границ земельного участка, находящегося в собственности юридического лица или индивидуального предпринимателя либо предоставленного им на иных правах (ст. 1 Закона об отходах). В шельфовых проектах перемещение отходов осуществляется не за пределы земельных участков, а с ПБУ, установленной на континентальном шельфе Российской Федерации и являющейся искусственным островом, установкой, сооружением. В этой связи такой вид перемещения отходов формально не отвечает указанному определению «транспортирование отходов».

Во-вторых, перемещение отходов недропользователем (оператором) на морских судах с ПБУ, установленной на континентальном шельфе, на берег:

- является частью неразрывного производственного процесса в рамках строительства скважин и по существу является подготовкой для передачи отходов специализированным организациям;
- не составляет отдельного вида предпринимательской деятельности недропользователя и осуществляется им исключительно для собственных нужд в целях выполнения ГРП (строительства скважин) на лицензионном участке.

⁹ ст. 34 Федерального закона от 30.11.1995 № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации».

Отдельным видом предпринимательской деятельности является дальнейшее транспортирование отходов по (на) берегу, которое осуществляется специализированными организациями, имеющими необходимые лицензии. Таким образом, деятельность по перемещению отходов морскими судами с ПБУ на берег, как мы считаем, не может рассматриваться как деятельность, требующая получение лицензии по смыслу Закона об отходах и Закона о лицензировании. Указанный вывод подтверждается имеющейся судебной практикой.¹⁰

В-третьих, буровые отходы по содержанию в них различных веществ могут относиться к различным классам опасности, установленным Международным морским кодексом по опасным грузам (IMDG). Следовательно, одним из условий привлечения морских судов для вывоза отходов с ППБУ является наличие у них соответствующих сертификатов, позволяющих перевозить отходы как опасные грузы.

Однако нельзя исключить, что при консервативном подходе со стороны органов государственного контроля и надзора для транспортирования буровых отходов к судовладельцам или недропользователям (операторам) также могут быть предъявлены требования о получении Лицензии 1 и Лицензии на транспортирование отходов.

Нам известно о наличии позиции Министерства природных ресурсов и экологии России¹¹, согласно которой в связи с отнесением ПБУ к морским судам, перемещение образованных на ней буровых отходов не требует получения Лицензии на транспортирование отходов и регулируется международными конвенциями в области морского права.

При этом мы понимаем, что в случае изменения Минприроды указанного подхода, недропользователи (операторы) столкнутся с уже описанной в настоящей статье невозможностью получения иностранными судовладельцами соответствующих лицензий.¹²

По нашему мнению, в качестве наиболее оптимального решения существующей законодательной неопределенности можно было бы предложить уточнение Закона об отходах путем однозначного исключения перемещения буровых отходов с ПБУ на берег из деятельности, требующей получения Лицензии на транспортирование отходов. До внесения указанных изменений, актуальными также будут и предложения, сформулированные в настоящей статье для перевозки радиационных источников.

Подводя краткий итог, можно констатировать следующее. Действующее законодательное регулирование осуществления отдельных видов деятельности для освоения ресурсов нефти и газа российского шельфа содержит протекционистские меры, устанавливающие приоритет российских подрядчиков и

ФАКТЫ

2021

Г.
намечено создание
производственных
мощностей,
обеспечивающих
строительство новых
крупнотоннажных судов
и объектов морской
техники

судовладельцев. Вместе с тем, к примеру, правовое регулирование перевозок опасных грузов, к которым относятся радиационные источники и буровые отходы, характеризуется излишней «заурегулированностью», так как требует наличие у судовладельца (независимо от его национальности) одновременно трех лицензий:

- лицензии на перевозку опасных грузов морским транспортом;
- лицензии на обращение с радиационными источниками при их транспортировании;
- лицензии на транспортирование отходов I–IV классов опасности

Международные сертификаты на перевозку опасных грузов соответствующих классов опасности не заменяют вышеперечисленные лицензии, в то время как возможности для получения указанных лицензий иностранными подрядчиками и судовладельцами существенно ограничены. Данные ограничения, с одной стороны, создают благоприятные возможности для развития компетенций и рынка российских подрядчиков и судовладельцев. С другой стороны, в связи с объективным дефицитом ПБУ и морских судов под российским флагом, в целях соблюдения недропользователями (операторами) лицензионных обязательств, по нашему мнению, на ближайшие 5–7 лет существует потребность более гибкого законодательного регулирования вопросов, связанных с получением разрешений и лицензий на отдельные виды деятельности, необходимые для реализации шельфовых проектов. ●

¹⁰ например, Постановление Президиума ВАС РФ от 19.04.2011 № 16692/10 по делу № А56-18482/2010, Постановление Арбитражного суда Поволжского округа от 06.10.2015 N Ф06-1190/2015.

¹¹ Согласно полученным в 2017 году компанией Газпром нефть разъяснениям Минприроды.

¹² пп. «в» п. 3 Постановления Правительства РФ № 1062 от 03.10.2015.

KEYWORDS: *foreign contractors, offshore production, mining, permits, licenses.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

12–14 февраля

XII Всероссийская научно-техническая конференция

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

Москва

ФЕВРАЛЬ

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

15–16 февраля

Международный Арктический саммит

«Арктика и шельфовые проекты: перспективы, инновации и развитие регионов» (Арктика 2018 СПб)

г. Санкт-Петербург

20–21 февраля

III Международная конференция

«Арктика: шельфовые проекты и устойчивое развитие регионов» (Арктика-2018)

Москва

27 февраля – 2 марта

22-я международная специализированная выставка

Интерлакокраска-2018

Москва

28 февраля – 2 марта

IV ежегодная серия интерактивных дискуссий и выставка

Даунстрим 2018

г. Омск

МАТЕМАТИКА ШЕЛЬФА

Частный случай решения уравнения А.Е. Сарояна по прогибу бурильной колонны при бурении на акватории

БУРЕНИЕ НА ШЕЛЬФЕ СВЯЗАНО С РЯДОМ РИСКОВ, НАКЛАДЫВАЮЩИХ ДОПОЛНИТЕЛЬНУЮ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ НА БУРОВЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ. ДЛЯ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РАБОТНИКОВ КРАЙНЕ ВАЖНО УЧИТЫВАТЬ УСЛОВИЯ РАБОТЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ, УСТОЙЧИВОСТЬ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ, НАГРУЗКИ. ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА БУРИЛЬНУЮ КОЛОННУ, СОЕДИНЕНИЯ БУРИЛЬНЫХ И УТЯЖЕЛЕННЫХ ТРУБ, А ТАКЖЕ ДРУГИЕ ФАКТОРЫ. В СВЯЗИ С ЭТИМ ВОЗНИКАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ САМЫХ ТОЧНЫХ РАСЧЕТОВ, ОТНОСЯЩИХСЯ К ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ КОЛОНН. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ЧАСТНЫЙ СЛУЧАЙ РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЯ А.Е. САРОЯНА ПО ВОПРОСУ ПРОГИБА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ БУРЕНИИ НА АКВАТОРИИ

SHELF DRILLING IS CONNECTED WITH THE RISKS WHICH IMPLY ADDITIONAL RESPONSIBILITY FOR DRILLING COMPANIES. IT IS VERY IMPORTANT FOR ENGINEERS AND TECHNICIANS TO TAKE INTO ACCOUNT THE OPERATING CONDITIONS OF A DRILL STRING, STABILITY IN THE PROCESS OF OPERATION, LOADS APPLIED TO DRILLING STRINGS, JOINTS OF DRILLING PIPES AND HEAVY WEIGHT DRILL PIPES AND OTHER FACTORS. IN THIS CONNECTION THERE IS A NEED FOR VERY PRECISE CALCULATIONS OF OPERATIONAL RELIABILITY OF STRINGS. THE ARTICLE DESCRIBES A CASE OF SOLUTION OF A. E. SAROYAN'S EQUATION RELATED TO THE ISSUE OF BENDING OF A DRILL STRING IN THE PROCESS OF MARINE DRILLING

Ключевые слова: уравнение А.Е. Сарояна, разностный метод, прогиб бурильной колонны.

Коротаев Борис Александрович,
Мурманский государственный технический университет, кафедра морского нефтегазового дела

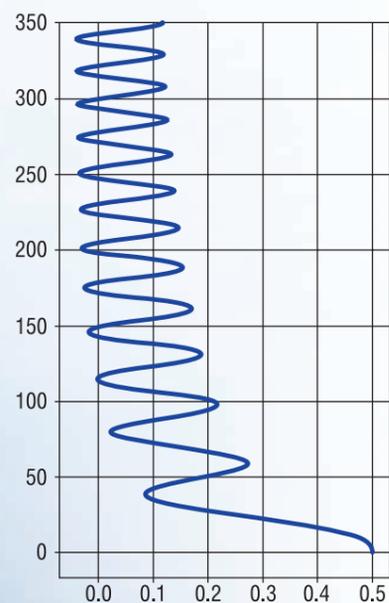
Дарбинян Артавазд Заверенович,
Мурманский государственный технический университет, кафедра морского нефтегазового дела

Уравнение упругой линии (изогнутой оси) можно решить либо зная все нагрузки, действующие на бурильную колонну, либо по левой части дифференциального уравнения при известном прогибе. Решением этого вопроса занимались многие авторы. Например, изгиб изогнутой оси стержня в решении А.Н. Динника описывается дифференциальным уравнением третьего порядка [1]. А.Е. Сароян одним из первых дал строгое решение задачи устойчивости бурильной колонны [2]. Но в [2] нет конкретного решения и примера для последующего воспроизведения. Если предложить среде Mathematica решить

дифференциальное уравнение второго порядка вида:
$$\varphi''[x] - Ax\varphi[x] - B\varphi[x] + z = 0 \quad (1)$$

то получим неустойчивое решение.

РИС. 1. Результат решения дифференциального уравнения в среде Mathematica

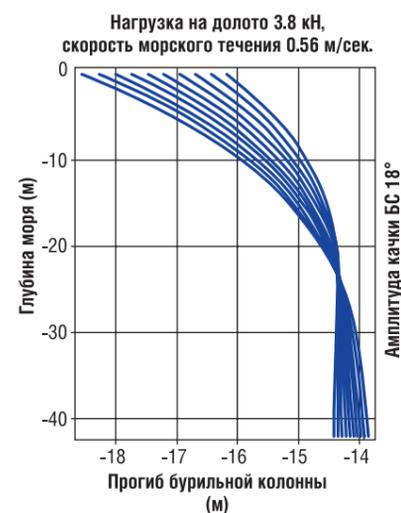


Таким образом, одним из путей решения уравнения А. Е Сарояна остается разностный метод. Была

УДК 622.276.04

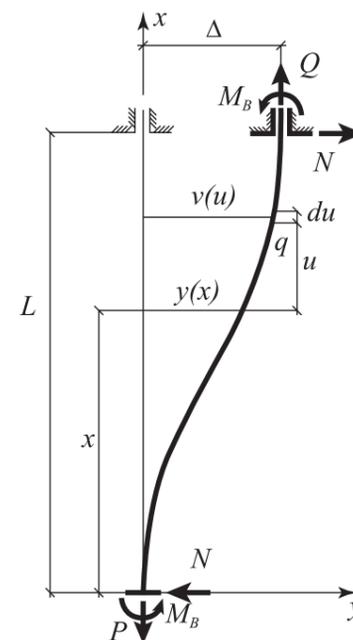
предпринята попытка решения уравнения А.Е. Сарояна и Папушей А.Н. Приведем пример решения по методике [4].

РИС. 2. Прогиб бурильной колонны [4]



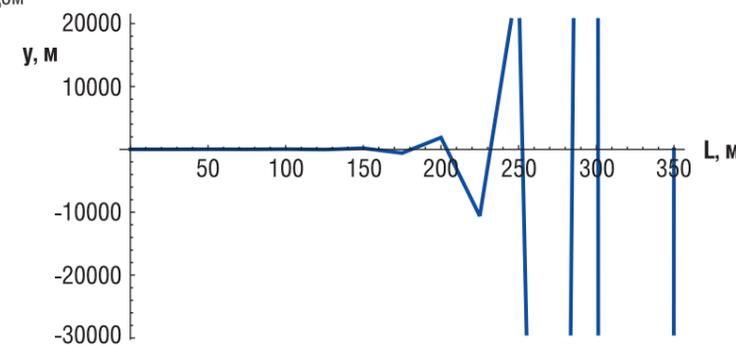
Такой прогиб бурильной колонны не соответствует даже расчетной схеме А.Е. Сарояна.

Расчетная схема бурильной колонны А.Е. Сарояна, предоставленная Котовым А.А.



Расчет произведем при следующих данных: N = 2100 Н, P = 9825 Н, q = 240 Н. L = 350 м, E = 2 x 10¹¹ Па, D = 0,127 м, d = 0,108 м. При граничных условиях: y₀ = 0 и y₃₅₀ = 0. Рассмотрим исходное уравнение А.Е. Сарояна [2].

РИС. 3. Результат решения дифференциального уравнения третьего порядка разностным методом



$$EJ \frac{d^3y}{dx^3} - (P + qx) \frac{dy}{dx} + N = 0 \quad (1) \quad EJ \frac{d^2y}{dx^2} - (P + qx)y + N = 0 \quad (2)$$

Если решать уравнение (1), то возникает неразрешимость уравнения даже при использовании разностного метода.

Понизим порядок дифференциального уравнения (1) до второго:

Будем решать уравнение (2) разностным методом. Для этого составим систему уравнений. Для этого интервал глубин разбиваем на участки и получаем шаг Δh = 10 м. Составляем 34 уравнения, L = 350 м.

$$\begin{aligned} N - Py_1 + 12176 \cdot 9 (y_0 - 2y_1 + y_2) &= 0 \\ N - y_2 (P + 10q) + 12176 \cdot 9 (y_1 - 2y_2 + y_3) &= 0 \\ N - y_3 (P + 20q) + 12176 \cdot 9 (y_2 - 2y_3 + y_4) &= 0 \\ N - y_4 (P + 30q) + 12176 \cdot 9 (y_3 - 2y_4 + y_5) &= 0 \\ N - y_5 (P + 40q) + 12176 \cdot 9 (y_4 - 2y_5 + y_6) &= 0 \\ N - y_6 (P + 50q) + 12176 \cdot 9 (y_5 - 2y_6 + y_7) &= 0 \\ N - y_7 (P + 60q) + 12176 \cdot 9 (y_6 - 2y_7 + y_8) &= 0 \\ N - y_8 (P + 70q) + 12176 \cdot 9 (y_7 - 2y_8 + y_9) &= 0 \\ N - y_9 (P + 80q) + 12176 \cdot 9 (y_8 - 2y_9 + y_{10}) &= 0 \\ N - y_{10} (P + 90q) + 12176 \cdot 9 (y_9 - 2y_{10} + y_{11}) &= 0 \\ N - y_{11} (P + 100q) + 12176 \cdot 9 (y_{10} - 2y_{11} + y_{12}) &= 0 \\ N - y_{12} (P + 110q) + 12176 \cdot 9 (y_{11} - 2y_{12} + y_{13}) &= 0 \\ N - y_{13} (P + 120q) + 12176 \cdot 9 (y_{12} - 2y_{13} + y_{14}) &= 0 \\ N - y_{14} (P + 130q) + 12176 \cdot 9 (y_{13} - 2y_{14} + y_{15}) &= 0 \\ N - y_{15} (P + 140q) + 12176 \cdot 9 (y_{14} - 2y_{15} + y_{16}) &= 0 \\ N - y_{16} (P + 150q) + 12176 \cdot 9 (y_{15} - 2y_{16} + y_{17}) &= 0 \\ N - y_{17} (P + 160q) + 12176 \cdot 9 (y_{16} - 2y_{17} + y_{18}) &= 0 \\ N - y_{18} (P + 170q) + 12176 \cdot 9 (y_{17} - 2y_{18} + y_{19}) &= 0 \\ N - y_{19} (P + 180q) + 12176 \cdot 9 (y_{18} - 2y_{19} + y_{20}) &= 0 \\ N - y_{20} (P + 190q) + 12176 \cdot 9 (y_{19} - 2y_{20} + y_{21}) &= 0 \\ N - y_{21} (P + 200q) + 12176 \cdot 9 (y_{20} - 2y_{21} + y_{22}) &= 0 \\ N - y_{22} (P + 210q) + 12176 \cdot 9 (y_{21} - 2y_{22} + y_{23}) &= 0 \\ N - y_{23} (P + 220q) + 12176 \cdot 9 (y_{22} - 2y_{23} + y_{24}) &= 0 \\ N - y_{24} (P + 230q) + 12176 \cdot 9 (y_{23} - 2y_{24} + y_{25}) &= 0 \\ N - y_{25} (P + 240q) + 12176 \cdot 9 (y_{24} - 2y_{25} + y_{26}) &= 0 \\ N - y_{26} (P + 250q) + 12176 \cdot 9 (y_{25} - 2y_{26} + y_{27}) &= 0 \\ N - y_{27} (P + 260q) + 12176 \cdot 9 (y_{26} - 2y_{27} + y_{28}) &= 0 \\ N - y_{28} (P + 270q) + 12176 \cdot 9 (y_{27} - 2y_{28} + y_{29}) &= 0 \\ N - y_{29} (P + 280q) + 12176 \cdot 9 (y_{28} - 2y_{29} + y_{30}) &= 0 \\ N - y_{30} (P + 290q) + 12176 \cdot 9 (y_{29} - 2y_{30} + y_{31}) &= 0 \\ N - y_{31} (P + 300q) + 12176 \cdot 9 (y_{30} - 2y_{31} + y_{32}) &= 0 \\ N - y_{32} (P + 310q) + 12176 \cdot 9 (y_{31} - 2y_{32} + y_{33}) &= 0 \\ N - y_{33} (P + 320q) + 12176 \cdot 9 (y_{32} - 2y_{33} + y_{34}) &= 0 \\ N - y_{34} (P + 330q) + 12176 \cdot 9 (y_{33} - 2y_{34} + y_{35}) &= 0 \end{aligned}$$

При таких исходных данных получаем следующий результат для $y(x)$.

$y_1 = 0.111, y_2 = 0.143, y_3 = 0.137, y_4 = 0.122,$
 $y_5 = 0.109, y_6 = 0.097, y_7 = 0.087, y_8 = 0.079,$
 $y_9 = 0.072, y_{10} = 0.067, y_{11} = 0.06, y_{12} = 0.058,$
 $y_{13} = 0.054, y_{14} = 0.051, y_{15} = 0.048, y_{16} = 0.045,$
 $y_{17} = 0.043, y_{18} = 0.041, y_{19} = 0.039, y_{20} = 0.037,$
 $y_{21} = 0.036, y_{22} = 0.034, y_{23} = 0.033, y_{24} = 0.032,$
 $y_{25} = 0.031, y_{26} = 0.030, y_{27} = 0.029, y_{28} = 0.028,$
 $y_{29} = 0.027, y_{30} = 0.026, y_{31} = 0.025, y_{32} = 0.024,$
 $y_{33} = 0.023, y_{34} = 0.021$

По полученным результатам можно построить следующий график (рис. 4).

Далее получаем функцию $y(x)$ и берем интеграл

$$z = \int_0^L y(x) dx + C$$

РИС. 4. График полученного решения

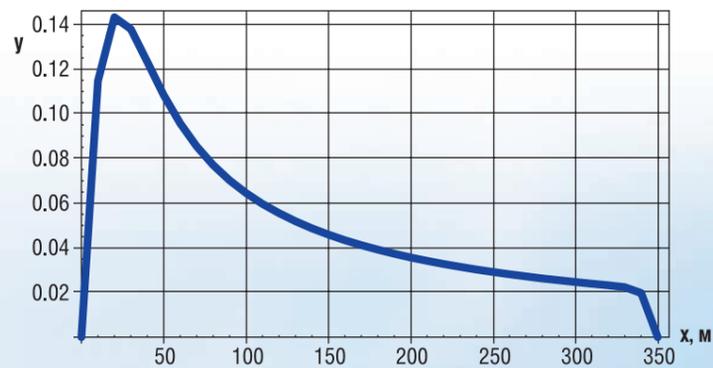


РИС. 5. График прогиба бурильной колонны

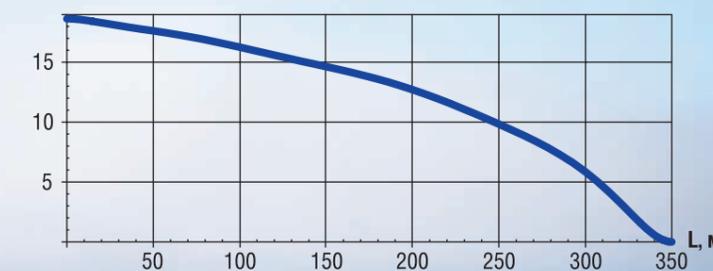
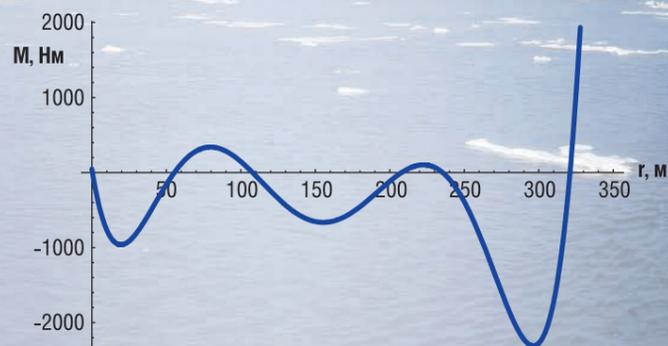


РИС. 6. График изгибающего момента



Результаты расчета:

Изгибающий момент на дне $M=15,2$ кН напряжение изгиба $\sigma = 158,8$ МПа. Отклонение $\Delta = 18,8$ м. Расчеты по ИРБК -97 [3] дают следующие результаты: $M = 8,3$ кН, $\sigma = 86,8$ МПа при заданном отклонении ПБУ $\Delta = 18,8$ м от точки бурения.

Данный расчет может представлять интерес для инженерно-технических работников нефтегазового профиля, а также его рекомендуется применять в учебном процессе. ●

Литература

1. В.Г. Григулецкий. *Оптимальное управление при бурении скважин*. М.: Недра 1988 г. 227 с.
2. Сароян А. Е. *Проектирование бурильных колонн*. М.: Недра, 1971. 182 с.
3. Инструкция по расчету бурильных колонн. ИРБК-97.
4. А. Н. Папуша. *Проектирование морской бурильной колонны и райзера: Расчет на прочность и изгиб в среде Mathematica*. М: Ижевск 2011 г. 505 с.

KEYWORDS: *equation A. E. Saroyan, finite difference method, the deflection of the drill string.*



РЕКЛАМА



28 марта 2018 | energysummit.ru



29 марта 2018 | itsummit.org



РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
САММИТ
НЕФТЕХИМИЯ
И ГАЗОПЕРЕРАБОТКА

30 марта 2018 | petrosummit.org

Скидка на участие в Саммитах 2018!

Позвоните по номеру 8 800 707 8149 (звонок бесплатный), 8 812 648 6177 или напишите нам на почту info@ensoenergy.org, назовите код **neftegaz18** и получите скидку 10% на участие в одном из мероприятий 2018 года.

ЛЕДОСТОЙКАЯ ППБУ ДЛЯ АРКТИКИ

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ПЕРЕДОВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЛЕДОСТОЙКИХ ПОЛУПОГРУЖНЫХ ПЛАВУЧИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК (ППБУ) И ИННОВАЦИОННЫЕ РАЗРАБОТКИ. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ЛЕДОСТОЙКИХ ППБУ, А ТАКЖЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ РЕШЕНИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ КРУГЛОГОДИЧНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ АГРЕГАТОВ В СУРОВЫХ ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЯХ И ПОВЫШЕНИЕ ИХ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ. В КАЧЕСТВЕ ОДНОГО ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ВАРИАНТОВ ДЛЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РАССМАТРИВАЕТСЯ ППБУ-ТРИМАРАН С ТУРЕЛЬЮ, ВКЛЮЧАЮЩИЙ РЯД ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ, СНИЖАЮЩИХ ЗАТРАТЫ НА РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ

THE WORK GOAL CONSISTS IN IDENTIFICATION OF ADVANCED TRENDS IN DEVELOPMENT OF ICE-RESISTANT SEMI-SUBMERSIBLE FLOATING DRILLING UNITS (SFDU) AND ELABORATION OF THE INNOVATIVE DESIGN SOLUTION. TO ACHIEVE THIS GOAL, HOME AND FOREIGN EXPERIENCE IN DESIGN AND CONSTRUCTION OF ICE-RESISTANT SFDU WERE ANALYZED COMPARATIVELY AND ADVANCED ENGINEERING SOLUTIONS PROVIDING YEAR-ROUND OPERATION OF THE UNITS IN SEVERE ICE CONDITIONS AND INCREASING THEIR ECONOMIC EFFICIENCY WERE SEARCHED. IT IS SHOWN THAT SFDU-TRIMARAN WITH A TURRET IS ONE OF THE PROMISING VERSIONS OF ARRANGING ICE-RESISTANT PLATFORMS FOR THE ARCTIC SHELF AND INCLUDES A SERIES OF INNOVATIVE SOLUTIONS PROVIDING CUTTING OF COSTS FOR EXPLORATORY BORING. THE WORK RECOMMENDATIONS ARE INTENDED FOR INCREASING ICE-RESISTANT SFDU RELIABILITY AND PROFITABILITY IN THE COURSE OF OPERATION IN THE ARCTIC

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ледостойкая полупогружная плавучая буровая установка, добыча в Арктике, ледовая обстановка, экология, турельное устройство.

**Геннадий
Брониславович
Крыжевич,**
ФГУП «Крыловский
государственный
научный центр»

Архитектурно-компоновочные решения для ледостойких плавучих буровых установок

Сложность освоения месторождений нефти и газа, открытых в арктических зонах, связана с необходимостью применения нетрадиционных технологий и принципиально новых технических средств, соответствующих сложности природных условий. Выбор архитектурного облика и конструктивного оформления морского нефтегазового сооружения предопределяется прежде всего толщиной ледового покрова и глубиной моря. Приступая к поиску рационального облика ледостойкой полупогружной плавучей буровой установки (ППБУ), полезно проанализировать типовые проектные решения, характерные для ледостойких плавучих буровых установок (ЛПБУ). Известно достаточно много архитектурно-компоновочных типов таких ледостойких сооружений, обладающих определенными преимуществами и недостатками. Обычно поиск технических решений

для ЛПБУ судового типа подобных сооружений приводит к следующим типовым формам платформ (рис. 1).

ЛПБУ с судовыми обводами яйцеобразной формы (egg form) фирмы Mitsui (рис. 1а), снабженная турельным устройством, обладает повышенной ледостойкостью благодаря возможности разрушения изгибом дрейфующего льда, при котором наблюдается снижение ледовых нагрузок. Кроме того, наличие турели обеспечивает возможность отсоединения системы удержания и райзера с последующим уходом установки с точки эксплуатации при экстремальном ухудшении ледовой обстановки. ЛПБУ с формой тел вращения в нижней их части (рис. 1б и 1г) также могут иметь хорошую ледостойкость, особенно в тех случаях, когда они имеют форму конуса с вертикальной осью в районе ватерлинии.

Клиновидная форма корпуса платформы (рис. 1в), снабженной турельной системой удержания, позволяет снижать ледовые нагрузки и обеспечивать самоориентацию ледостойкой установки по отношению к направлению дрейфа ледового

УДК 629.563.21

РИС. 1. Типы буровых установок для круглогодичной эксплуатации в Арктике



а – судно яйцеобразной формы; б – установка с корпусом в виде тела вращения (ЛПБУ «Kulluk»); в – ЛПБУ клиновидной формы (концепция ЛПБУ ЦКБ «Коралл»); г – установка с корпусом в виде тела вращения (ЛПБУ «Sevan»)

поля. ЛПБУ с таким обликом заслуживает особого внимания, поскольку она подвержена наименьшим глобальным воздействиям льда и обладает пониженной материалоемкостью по сравнению с другими рассмотренными выше вариантами платформ [1].

Общим недостатком таких типов платформ является относительно высокая материалоемкость конструкций, большая стоимость строительства, малая мобильность и интенсивная качка в условиях волнения. Вместе с тем

ППБУ: общие подходы к проектированию

Полупогружные плавучие буровые установки занимают доминирующее положение среди морских буровых установок, применяемых в практике морского разведочного бурения. К достоинствам этих установок следует отнести:

- относительно высокую мобильность, менее сложную постановку на рабочую точку и снятие с неё по сравнению с самоподъемными плавучими буровыми установками;
- возможность проводить глубоководное бурение на

глубинах моря 150–1500 м и более, в настоящее время имеются несколько установок, способных осуществлять буровые работы на глубинах моря 2000–3000 м;

- малую интенсивность качки и высокую стабильность удержания на рабочей точке при воздействии морского волнения;
- бóльшую приспособленность для работы в условиях газовых фонтанов и достаточную остойчивость при их наличии.

Вместе с тем в арктических регионах ППБУ до сих пор эксплуатируются крайне редко. Это обстоятельство вызвано тем, что использование ППБУ в сложных ледовых условиях по сравнению с эксплуатацией этих сооружений при отсутствии ледяного покрова требует более значительных капитальных и эксплуатационных затрат [2]. При этом на резкий рост затрат влияет не только необходимость усиления конструкций ППБУ и системы ее удержания (позиционирования) с целью придания установке повышенной ледостойкости, но и потребность использования при эксплуатации в тяжелых ледовых условиях весьма дорогостоящих мощных ледокольных судов с ядерными энергетическими

установками для обеспечения непрерывного ледового менеджмента, гарантирующего безопасность эксплуатации. Именно поэтому обычно стараются избегать круглогодичной эксплуатации ППБУ на точке бурения в чрезмерно сложных ледовых условиях. Ледовые подкрепления большинства созданных установок позволяют буксировать и осуществлять их эксплуатацию лишь в относительно легких ледовых условиях. Для защиты райзеров ото льда на подобных объектах всегда предусматривается дополнительная центральная колонна (защитный кожух), сквозь которую осуществляется бурение скважины. Такие ППБУ выполняют основные функции только в течение благоприятного «окна» (при отсутствии ледяного покрова с большой толщиной). Оценка продолжительности этого «окна» должна выполняться взвешенно, исходя из климатических условий акватории и данных метеопрогнозов.

Отмеченные особенности эксплуатации ледостойких ППБУ делают необходимым экономически обоснованный подход к назначению уровня ледостойкости ППБУ и ее обеспечению за счет конструктивных мер. Этот подход включает поиск оптимальных технических решений, обеспечивающих наибольшую экономическую эффективность ППБУ в конкретных условиях эксплуатации, характеризующихся:

- ледовой обстановкой;
- глубиной моря;
- повторяемостью интенсивного волнения;
- удаленностью от места убежища, используемого при плохой ледовой обстановке, и от других объектов инфраструктуры;
- экологической спецификой региона.

Поиск рациональных проектных решений обычно приводит к некоторому компромиссу между уровнем ледостойкости установки, ее материалоемкостью, ходкостью (включая ходкость во льдах) и интенсивностью качки на морском волнении. Такой поиск, как правило, заканчивается одним из двух типовых решений, существенно отличающихся уровнем ледостойкости. При первом из них идут на создание ППБУ с

РИС. 2. ППБУ «JBF ARCTIC»



а – общий вид (опорное основание показано в разрезе);
б – вид в условиях волнения;
в – вид в ледовых условиях

ограниченной ледостойкостью, требующей ее снятия с рабочей точки при угрозе возникновения недопустимо тяжелой ледовой обстановки. При втором – создают ППБУ, допускающую круглогодичную эксплуатацию (в том числе в суровых ледовых условиях). Такая установка представляет собой большое и дорогостоящее сооружение, такое, например, как ППБУ «JBF ARCTIC» с проектным водоизмещением порожнем около 70 тыс. т.

Установки с ограниченной ледостойкостью значительно меньше (в частности, платформа «Полярная звезда» имеет водоизмещение примерно в два раза меньшее, чем «JBF ARCTIC»). Отсюда и следуют относительно низкие затраты на строительство таких платформ. По своему архитектурно-компоновочному облику они могут мало отличаться от традиционных ППБУ. Основные различия состоят в следующем:

- в стремлении включать применение подкрепляющих ППБУ раскосов, пересекающих ватерлинию и увеличивающих ледовые воздействия на платформу;
- в создании ледового (усиленного) пояса на конструкциях, взаимодействующих со льдом, а, иногда, и в установке конических ледоразрушающих наделок;
- в создании защитных конструкций для райзера [3] или специальной центральной колонны, внутри которой располагается райзер.

Проект ППБУ «JBF ARCTIC»

Практика создания ледостойких ППБУ показывает, что в большинстве случаев проектанты отдают предпочтение созданию объектов с ограниченным уровнем ледостойкости, но в этой практике есть и исключения. К

настоящему времени имеется хорошо проработанный компанией Huisman проект полупогружной установки [2], предназначенной для круглогодичной эксплуатации в экстремальных ледовых условиях (при толщине льда порядка 2–3 м) – ППБУ «JBF ARCTIC» (рис. 2). В соответствии с концепцией этой компании установка (рис. 3) состоит из кольцеобразного понтона 1 диаметром 116 м, на котором закреплены восемь наклонных стабилизационных колонн 2 с решетками между ними. Решетки препятствуют прониканию крупных фрагментов разрушаемого льда в пространство между колоннами и созданию опасных условий для функционирования райзера. На колоннах располагается верхнее строение 3 со сдвоенной буровой вышкой 4.

Органическими недостатками традиционного архитектурно-компоновочного облика ППБУ является:

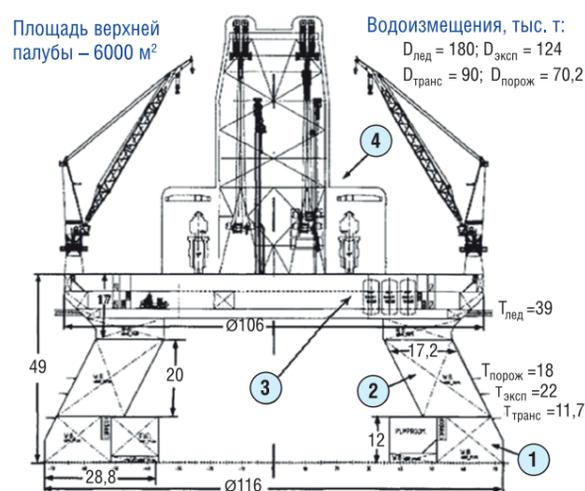
- необходимость создания специальных материалоемких конструкций защиты райзера от ледовых воздействий;
- возможность заклинивания обломков льда между

стабилизирующими колоннами (а также между колоннами и защитой райзера), вызывающего увеличение глобального воздействия ледяных образований на ППБУ.

ППБУ «JBF ARCTIC» лишена этих недостатков, однако имеет повышенную склонность к формированию на ней ледовых воротников. Такая склонность обусловлена наличием массивных металлических конструкций, создающих обширные каналы теплопередачи от погруженного в воду опорного основания к верхнему строению и способствующие процессу образованию льда на участках колонн, расположенных ниже ватерлинии. Развитие этого процесса может привести к формированию внутри опорного основания сплошной массивной ледяной пробки. Кроме того, появлению массивной пробки может способствовать заброс в условиях ветра и волнения ледяной шуги в застойную зону (в подкуольное пространство установки, образуемое наклонными колоннами и верхним строением).

Учитывая ориентацию этой ППБУ на экстремальные ледовые

РИС. 3. Схема сечения ППБУ «JBF ARCTIC» по оси симметрии опорного основания с указанием основных размеров и уровней осадок (в метрах), соответствующих условиям эксплуатации в режимах: ледовом, при выживании, бурении на чистой воде и транспортировке



условия эксплуатации, можно высказать следующее соображения. Если ледовые силы назначены обоснованно, а параметры ледового пояса и якорных линий выбраны правильно, то установка может вполне удовлетворять требованиям эксплуатационной безопасности и обеспечивать высокую прибыль от эксплуатации при тяжелых ледовых условиях. В этом случае, до завершения строительства скважины установка может не покидать район буровых работ по ледовым условиям, поскольку она рассчитана на экстремальные воздействия льда. Но эта концепция может быть нерациональной при относительно малой продолжительности экстремальных ледовых условий в районе бурения.

Максимальная глубина акватории в местах эксплуатации ППБУ «JBF ARCTIC» не должна превышать 1500 м, глубина бурения – 12000 м. Удержание на точке обеспечивают 20 якорных линий в виде цепей калибра 162 мм.

В проекте для каждого режима эксплуатации выбраны 4 различные осадки, обеспечивающие:

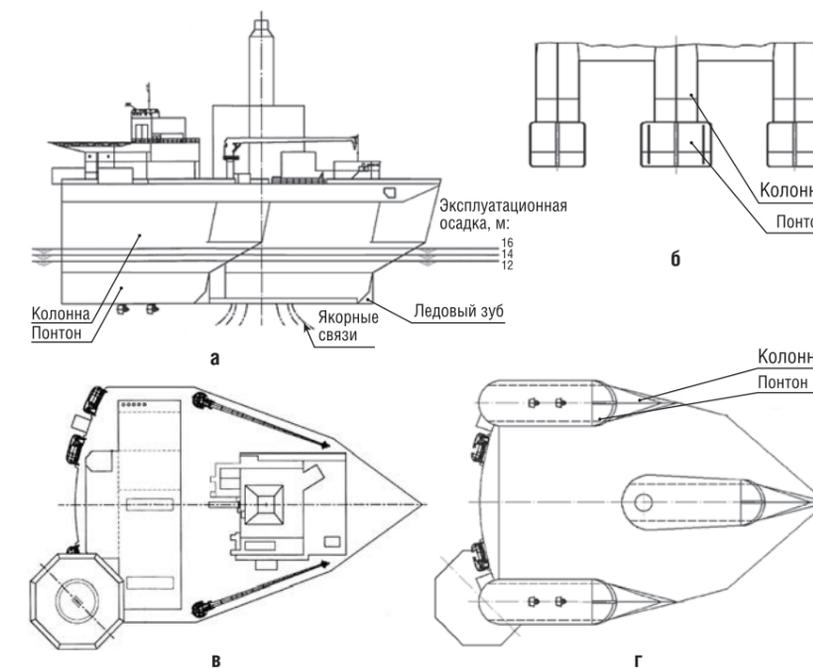
- хорошее демпфирование качки на волнении за счет рассеяния энергии при пересечении наклонными СК поверхности жидкости, сопровождающемся интенсивным волнообразованием;
- снижение ледовых нагрузок благодаря разрушению льда изгибом при его взаимодействии с наклонными СК;
- повышение ходкости ППБУ благодаря малой осадке в транспортном положении.

Сравнительные модельные испытания ходовых и ледовых качеств различных ППБУ («JBF ARCTIC», классической и цилиндрической форм), показали преимущества технических решений, использованных при проектировании «JBF ARCTIC» [2].

Перспективная ледостойкая ППБУ для Арктики

Ликвидация недостатков традиционного облика полупогружной установки достигается за счет перехода от катамаранной схемы сооружения к тримаранной (рис. 4). Установка состоит из трёх понтонов (одного центрального и двух боковых),

РИС. 4. Перспективная ледостойкая ППБУ



а – вид сбоку; б – вид спереди на стабилизирующие колонны и понтоны; в – вид сверху; г – вид снизу

соединяемых с верхним строением с помощью трёх стабилизирующих колонн. Эти колонны могут быть соединены между собой в нижней части с помощью распорок.

Стабилизирующие колонны и понтоны содержат балластные цистерны. Понтоны имеют закругления в оконечностях, улучшающие ходовые качества ППБУ. Для придания ледорезных качеств носовые оконечности стабилизирующих колонн имеют клинообразную форму поперечных сечений, а в носовых частях понтонов содержатся ледовые зубья. Форштевни стабилизирующих колонн в районе ватерлинии выполняются с наклоном, обеспечивающим разрушение льда изгибом. Сами ватерлинии стабилизирующих колонн в носовых частях заострены. Боковые понтоны и колонны сильно сдвинуты в корму ППБУ по отношению к центральному понтону. При этом носовые части боковых колонн располагаются после кормовой части центральной колонны. Такое взаимное расположение колонн обеспечивает прохождение обломков льда под установкой (под верхним строением) без заклинивания.

Установка включает в себя вертикальную шахту, проходящую

через верхнее строение, центральную стабилизирующую колонну и центральный понтон. В шахте располагается райзер. В нижней части шахты расположена ниша для турели, к которой присоединяется якорная система удержания. Заострение носовых оконечностей колонн совместно с их взаимным расположением обеспечивают ориентацию носовой части ППБУ навстречу движению ледового поля.

На верхней палубе верхнего строения расположены буровая установка, блок технологического оборудования, жилой модуль, вертолётная площадка, спасательные шлюпки.

Расчётные оценки показывают, что при габаритной длине установки 114 м и ширине 68 м её водоизмещение составляет 21100 т. При расчётной толщине ровного льда 3 м ледовая нагрузка составит около 7,5 МН, нагрузка от торося – около 16 МН. Следует подчеркнуть, что эти значения ледовых нагрузок оказывают прямое влияние на количество и массу связей якорной системы. Так как нетрадиционная форма ледорезных стабилизирующих колонн способствует значительному снижению воздействий ледовых нагрузок на сооружение, масса

якорной системы позиционирования и усилия в якорных линиях в сравнении с аналогичной системой позиционирования ППБУ с традиционной архитектурно-компоновочной схемой будут меньшими.

ППБУ-тримаран с турелью является одним из перспективных вариантов компоновки ледостойкой платформы для использования при освоении глубоководных месторождений арктического шельфа и включает целый ряд инновационных решений, обеспечивающих снижение затрат на разведочное бурение. При этом практический интерес представляет и вариант, в котором отсутствует турельное устройство и якорные линии, которые заменяются системой динамического позиционирования.

Рекомендации по проектированию ледостойких ППБУ

Многолетний опыт эксплуатации ППБУ показал, что принцип полупогружных корпусов, обеспечивших ППБУ ведущие позиции в сегменте буровых установок, сохранит важную роль и при создании новых ледостойких платформ. При этом особую значимость приобретает дальнейший поиск оптимальных технических решений по созданию разнообразных конструктивных типов ППБУ, способных обеспечить высокую рентабельность установок в конкретных природных условиях эксплуатации, характеризующихся параметрами ледовых полей, волнения и ветра. Традиционные и вновь предлагаемые архитектурно-компоновочные решения нацелены на уменьшение площади действующей ватерлинии, способствующей снижению волновых и ледовых воздействий на установки, сохранение важного свойства «волнопрозрачности» погруженной части ППБУ и, как следствие, на уменьшение ее горизонтальных и вертикальных перемещений при качке. Созданные на этой основе ППБУ смогут быть вполне ледостойкими, удобными в эксплуатации и занимать одно из лидирующих положений на мировом рынке океанотехники.

Рационализация конструкций ледового пояса колонн с целью уменьшения ледовых нагрузок и материалоемкости является

одним из основных направлений совершенствования ледостойких установок. В этом плане наработки, сделанные при создании первых отечественных ледостойких ППБУ, позволяют предложить ряд новых конструктивных решений [4], направленных на повышение ледостойкости таких платформ и снижение толщин элементов ледового пояса. Важность подобного снижения вызвана не только необходимостью минимизации металлозатрат при строительстве ППБУ, но и трудноразрешимыми проблемами, возникающими при попытке выполнения требований классификационных обществ к ледостойкости конструкций платформ в том случае, когда свариваемые элементы конструкции имеют толщину порядка 30 мм и более [5].

К настоящему времени накоплен некоторый опыт проектирования и эксплуатации ледостойких ППБУ, который позволяет считать их надёжными и отвечающими современным требованиям морского бурения в арктических условиях. На основе этого опыта намечаются рациональные архитектурно-конструктивные формы ледостойких ППБУ, для которых характерны:

- использование двух или трех упрощённых подводных понтонов со стабилизирующими колоннами (по одной или по две на каждый понтон). Подводные понтоны могут соединяться между собой расположенными в горизонтальной плоскости распорками. Какие-либо раскосы, пересекающие ватерлинию, отсутствуют, что позитивно отражается на уровне волновых и ледовых воздействий на платформы;
- упрощенная конфигурация стабилизирующих колонн (от цилиндрических до прямоугольных);
- применение наклонных колонн (либо ледоразрушающих наделок [4]), увеличивающих демпфирование качки и снижающих ледовые нагрузки;
- применение ледорезной формы стабилизирующих колонн и ледовых зубьев в их подводной части.

При использовании прямоугольных (квадратных) колонн со скошенными углами, одна из граней колонн,

как правило, устанавливается заподлицо с бортовой обшивкой, что облегчает обеспечение прочности сооружения в целом.

Заметим, что наклонная конфигурация стабилизирующих колонн весьма эффективна, поскольку не только уменьшает качку ППБУ на волнении, но и вызывает разрушение изгибом ледяного покрова, наползающего на боковую поверхность колонны. При этом уровень ледовых нагрузок по сравнению с вертикальной цилиндрической колонной существенно снижается. Поэтому в обозримом будущем наклонные стабилизирующие колонны могут стать одной из важнейших особенностей облика ледостойких ППБУ. Другой особенностью облика должно стать уменьшенное число колонн, приходящихся на один понтон (не более двух). Малое число колонн не только способствует снижению глобальных ледовых воздействий на ППБУ, но и позволяет снизить материалоемкость установок (не снижая показателей жесткости и прочности), поскольку при установленном ограничении на массу конструкций увеличение размеров сечений колонн более благоприятно сказывается на увеличении суммарных значений моментов инерции и моментов сопротивлений сечений, чем увеличение числа колонн. ●

Литература

1. Ленский В.А. и др. Плавающая ледостойкая: перспективная буровая платформа для Арктики. // *Offshore [Russia]*. 2016, №3(13). С. 52–54.
2. Плавающие полупогружные буровые установки: история, современность, перспективы. Аналитический обзор. – СПб.: ФГУП «Крыловский государственный научный центр», 2014, 212 с.
3. Крыжевич Г.Б., Подгорный Л.Н., Попов Н.Г., Шапошников В.М. Анализ конструктивного облика и материалоемкости конструкций ледостойких плавучих буровых установок на примерах создания крупнотоннажных платформ «Полярная звезда» и CS-50. // *Proceedings of International Conference on Naval Architecture and Ocean Engineering, NAOE2016, June 6–8, 2016, Saint-Petersburg, Russia*.
4. Крыжевич Г.Б. Новые конструктивные решения для ледового пояса стальных морских сооружений. // *Труды Крыловского государственного научного центра*. 2015, вып. 86(370), – С. 133–138.
5. Крыжевич Г.Б. Прочность толстостенных сварных конструкций судов и океано-техники в арктических условиях. // *Труды Крыловского государственного научного центра*. – 2017, 2(380). – С. 32–41.

KEYWORDS: *ice-resistant semisubmersible floating drilling units, mining in the Arctic, ice conditions, ecology, turret device.*

Открыта подписка на журнал Neftegaz.RU на 2018 год

Подписаться на журнал можно:

- **через редакцию.** Контактное лицо: Петрова Татьяна expro@neftegaz.ru +7 (495) 694-39-24
- **через сайт информационного агентства Neftegaz.RU** в разделе «Журнал – Подписка»

Издание «Деловой журнал Neftegaz.RU»	1 выпуск	2 выпуска	6 выпусков	12 выпусков
Печатный журнал на русском языке	1 093 руб.	2 186 руб.	6 558 руб.	13 116 руб.
Печатный журнал на английском языке	1 093 руб.	2 186 руб.	–	–
Электронный журнал	1 000 руб.	2 000 руб.	6 000 руб.	12 000 руб.
Печатный журнал на русском языке + электронная версия	1 593 руб.	3 186 руб.	9 558 руб.	19 116 руб.

- **через Межрегиональное агентство подписки (МАП)** Подписной индекс 11407
- **через подписное агентство «Урал-Пресс»** Подписной индекс 80627



Для корпоративных клиентов – особые условия!

ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА СУШЕ И ШЕЛЬФЕ

РАСМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ В РАЗУПРочНЯЮЩИХСЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ, ПРИЧИНЫ, ВЫЗЫВАЮЩИЕ ЭТИ НАРУШЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПРИМЕНЯЕМЫЕ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ СИСТЕМЫ ИНГИБИРОВАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, РАЗРАБОТАННЫЕ ДЛЯ УСПЕШНОГО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ И АВАРИЙ, СВЯЗАННЫХ С ОСЫПАМИ, ОБВАЛАМИ, САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯМИ, ЗАТЯЖКАМИ, ЗАКЛИНКАМИ И ПРИХВАТАМИ, ОСОБЕННО В НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКАХ СТВОЛА СКВАЖИН

THERE WERE CONSIDERED THE MAIN COMPLICATIONS DURING THE DRILLING PROCESS IN SOFTEN UNSUSTAINABLE CLAYEY SEDIMENTS. REASONS THAT CAUSE THESE INFRINGEMENTS, AS WELL AS APPLICABLE SYSTEMS OF INHIBITED DRILLING MUD, DEVELOPED FOR THE SUCCESSFUL PREVENTION OF COMPLICATIONS AND ACCIDENTS RELATED TO ROCKSLIDES, LANDSLIDES, PACKING, LACING, CLINKS AND WALL STICKS, AND ESPECIALLY IN SLANTED AND HORIZONTAL SECTIONS OF THE WELLBORE

Ключевые слова: *неустойчивые глинистые отложения, осложнения, аварии, принципы и механизм ингибирования, ингибитор, синергизм, полимерные буровые растворы, исследования.*

Третьяк Александр Яковлевич,
д.т.н., профессор,
зав. кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии»
Южно-Российский Государственный политехнический университет имени М.И. Платова

Рыбальченко Юрий Михайлович,
к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовые техника и технологии»
Южно-Российский Государственный политехнический университет имени М.И. Платова

Минимизация проблем в процессе строительства нефтегазовых скважин – одна из основных задач стоящих перед промысловыми жидкостями. Развитие науки о буровых растворах, имеющей более чем 90-летнюю историю, последовательно отражает постановку и решение наиболее значимых проблем, выдвигаемых практикой бурения. Однако нарушения устойчивости стенок скважины в результате наступления предельного состояния в глинистых и глинодержащих породах приствольной зоны не преодолены. Особенно остро проблема устойчивости ствола скважины, сложенного глинами и глинистыми сланцами, ощущается в тех районах, где бурение ведется в сложных горно-геологических условиях.

В комплексе осадочных отложений глинистые породы залегают на различных глубинах и составляют 80–82% всей толщи пород.

По характеру поведения в процессе бурения В.Л. Михеев предлагает разделить эти отложения на 4 группы [1]:

- устойчивые породы;
- набухающие, высокопластичные и легко переходящие в буровой раствор глины;
- хрупкие, осыпающиеся и обваливающиеся глинистые сланцы;

- сильно увлажняющиеся глины с пропластками солей, образующих каверны, осыпи и обвалы.

Эти категории осадочных глинистых пород обуславливают осложнения, часто приводящие к потерям ствола или к ликвидации скважин.

К основным физико-химическим свойствам глин, определяющим их качество, относятся: пластичность, набухаемость, дисперсность, гидрофильность, обменная адсорбция. Каждое из этих свойств в значительной степени влияет на потерю устойчивости стенок скважины.

Устойчивость глинистых отложений – одна из актуальнейших проблем бурения, особенно сегодня, когда резко возросли объемы наклонного и горизонтального бурения. За последние 20 лет исследователями предложены различные критерии [1, 2, 3], учитывающие особенности напряженного состояния горных пород, в том числе боковой распор и минимальные горизонтальные напряжения.

Методически такие расчеты на сегодняшний день проработаны достаточно детально [4]. Для корректных геомеханических расчетов необходим большой информационный массив данных, например, характеристики давлений и векторы трещин при ГРП, профилометрия, данные электронного микросканирования стенок скважин. Для достоверности прогнозов важны исследования кернов из массивов неустойчивых глин (в том числе для определения их физико-механических свойств). Кроме физико-механических, глинистые породы отличаются разнообразием минералогического состава, связности, минерализации поровой воды; их свойства изменяются в зависимости от глубины залегания, условий формирования и пр.

Обязательным условием устойчивости стенок скважин является ингибирование бурового раствора, которое позволяет стабилизировать приствольную зону, замедлив увлажнение глин и ослабление связей по плоскостям напластования

слоистых образований, сократив область пластической деформации и сохранив область упругих деформаций (релаксация напряжений) в нетронутом массиве.

Для оценки требуемого ингибирования используются методы, зависящие от величины гидратации глинистых пород, связанной с осмотическим, капиллярным, диффузионным массопереносом (увлажнением), а также поверхностной гидратацией.

Из широкого класса ингибирующих буровых растворов наибольшее распространение получили калиевые, силикатные, кальциевые, известковые и гипсовые растворы. Но следует отметить, что все ингибирующие системы обладают целым рядом недостатков:

- высокой материалоемкостью и стоимостью растворов;
- трудностью регулирования реологических и фильтрационных свойств;
- необходимостью соблюдения строгой технологии приготовления растворов;
- трудностью утяжеления; повышенным корко- и пенообразованием.

В настоящее время для повышения устойчивости глин на стенках скважины применяют полимерные и полимерглинистые растворы. Эти системы за счет низкого содержания твердой фазы в буровом растворе позволяют увеличить механическую скорость бурения, повысить износостойкость долот, снизить стоимость проходки. К достоинствам полимерных растворов также можно отнести улучшенные противознозные и смазывающие свойства,

широкий диапазон регулирования фильтрационных свойств, а также ингибирующую способность по отношению к глинистым породам. Ингибирующий эффект объясняют образованием малопроницаемых фильтрационных корок (полимерглинистых мембран) на поверхности глинистой стенки скважины, которые защищают глины от проникновения в них водной фазы бурового раствора и его фильтрата. В настоящее время основным направлением ингибирования полимерных буровых растворов является их обработка хлоридом калия. Опыт бурения показывает высокую эффективность применения таких систем в набухающих и хорошо диспергирующихся глинах и не всегда успешную проводку скважин, в разрезах которых присутствуют аргиллиты, что послужило поводом для дальнейших исследований технологии применения буровых растворов при бурении неустойчивых глинистых пород различной степени литификации.

Ингибирующая способность бурового раствора это способность системы предупреждать, сдерживать, замедлять, затормаживать, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины за счет физико-химического воздействия на глинистые породы. Высокая ингибирующая способность это наличие максимально инертного по отношению к глинистым породам фильтрата.

Ингибирующие свойства системы раствора позволяют как предупреждать осложнения в неустойчивых глинах ствола скважин, так и подавлять процесс набухания глинистых пород внутри продуктивного пласта [5, 6].

УДК 622.241.026.3



Комбинирование различных ингибиторов позволяет использовать их не только с целью предотвращения набухания, разупрочнения и диспергирования глинистой составляющей, но и для регулирования других технологических свойств буровых промывочных систем [7, 8].

Общий принцип выбора метода ингибирования глинистой породы должен строиться на анализе самой глинистой породы по:

- минералогическому составу;
- емкости обменного комплекса;
- склонности к гидратации и последующем подборе необходимых воздействий, исходя из требуемого времени устойчивого состояния [9, 10].

При бурении на акваториях Баренцева и Карского морей, наряду со сложными природно-климатическими условиями, одной из главных проблем является обеспечение устойчивости ствола в мощных отложениях глинистых пород. Несмотря на достигнутый прогресс в разработке новых типов буровых растворов с ингибирующими добавками, многие предложенные решения применяются в различных горно-геологических условиях без достаточного научного обоснования [9].

При сооружении наклонно-направленных скважин с горизонтальным участком ствола приходится сталкиваться практически со всеми видами осложнений, наиболее частым из которых являются прихваты. Исторически разделяют прихваты на обусловленные механическим взаимодействием и дифференциальные. Согласно современной терминологии прихваты, обусловленные механическим воздействием, разделяются на две отдельные категории, а именно: прихваты шламом или обвалившейся породой и заклинивание на участках со сложной геометрией ствола. Доля дифференциальных прихватов составляет примерно 80%, а 20% приходится на прихваты, обусловленные механическим взаимодействием и неисправностью оборудования.

Детальное изучение технологии бурения скважин, геологических осложнений и аварий на Ямбургском газоконденсатном

месторождения (ЯГКМ) позволяет сделать вывод о том, что применяемый для промывки скважины буровой раствор не удовлетворяет в полной мере высоким требованиям, необходимым для проходки вязких глин, особенно в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. И, как результат, происходит образование на стенках скважины некачественной полимерглинистой корки, обладающей невысокими антифильтрационными и ингибирующими свойствами, что и является основной причиной возникновения дифференциальных прихватов.

Сотрудниками кафедры «Нефтегазовые техника и технологии» Южно-Российского Государственного политехнического университета (Новочеркасского политехнического института) имени М.И. Платова предложен комплексный по свойствам, многокомпонентный, высокомолекулярный ингибирующий раствор, обладающий высокими смазывающими, крепящими, антифильтрационными и антиприхватными свойствами с качественными реологическими параметрами. Буровой раствор предназначен для бурения на суше, море и шельфе нефтегазовых наклонно-направленных и горизонтальных скважин, представленных мощными отложениями высоковязких глин, склонных к набуханию и разупрочнению, в том числе с изменением целостности ствола скважины [11, 12, 13].

Поставленная задача решается за счет того, что буровой раствор для промывки скважин, включающий полианионную целлюлозу, хлористый калий, барит, бишофит, феррохромлигносульфонат, метилсиликонат калия, ацетат калия, пеногаситель, воду, дополнительно содержит мраморную крошку, отходы растительного масла, ГКЖ-11, сульфенол, при следующем соотношении компонентов, мас. %: мраморная крошка – 5–10, полианионная целлюлоза – 2–10, сульфенол – 2–5, хлористый калий – 2–5, метилсиликонаткалия – 1–4, ацетат калия - 1,5–4, бишофит – 2–5, феррохромлигносульфонат – 1–5, ГКЖ-11 – 2–5, барит – 0,5–5, пеногаситель – 0,5–1, жидкая

фаза – остальное, причем жидкая фаза включает отходы растительного масла и воду в соотношении мас. %: 55/45–80/20.

Технический результат – улучшение крепящих, смазочных и противоприхватных свойств бурового раствора на ингибирующей основе при одновременном улучшении коэффициента восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта путем повышения ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтрата раствора и, как результат, – отсутствие образования желобов и дифференциальных прихватов в стволе скважины, повышение устойчивости ствола наклонно-направленных, горизонтальных и субгоризонтальных скважин.

В настоящее время подана заявка на изобретение по составу бурового раствора. Улучшение ингибирующего качества раствора достигается за счет повышения его крепящего действия. В механизме синергетического эффекта лабораторно подтверждена составляющая доля действия каждого реагента. Достигается это за счет введения в раствор реагентов-ингибиторов набухания глин: хлористый калий (КС1), бишофит ($MgCl \cdot 6H_2O$), ацетат калия (CH_3COOK), кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-11), феррохромлигносульфонат (ФХЛС), метилсиликонат калия (CH_3SiO_2K). Сочетание именно этих шести основных реагентов-ингибиторов представляет найденную наиболее синергетически выгодную их комбинацию для бурения скважин в осложненных условиях. Синергизм – хорошо работающий механизм взаимодействия компонентов системы раствора.

Выявлены зависимости пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и фильтрации раствора от концентрации в нем применяемых ингибирующих реагентов: КС1, бишофит, ацетат калия, ГКЖ-11, метилсиликонат калия, ФХЛС. В качестве растительных масел могут использоваться отходы, получаемые при изготовлении соевого, подсолнечного, хлопкового, кукурузного, рапсового и других масел. Сульфенол выполняет функцию

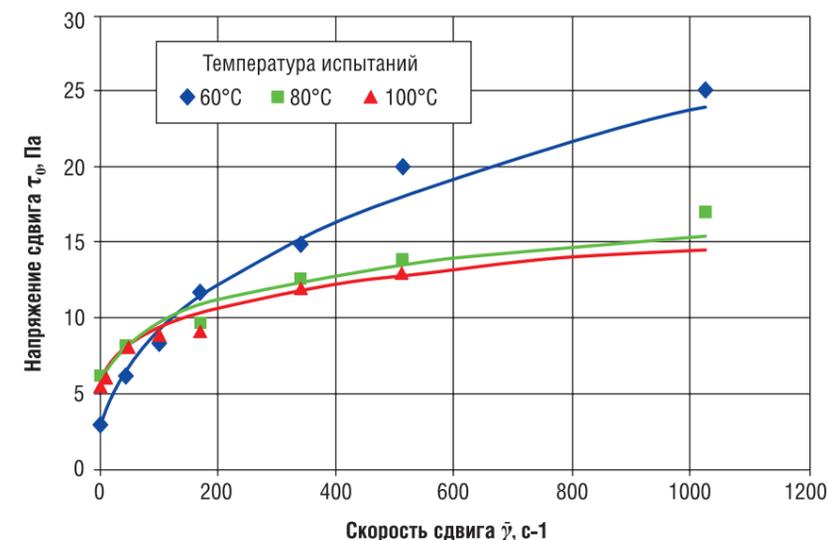
эмульгатора, который представляет собой синтетическое ПАВ анионного типа в виде порошка, хорошо растворимое в воде, образующее прочную эмульсию. Мраморная крошка является структурообразователем (временным кольматантом). Полианионная целлюлоза (ПАЦ 85/700) служит регулятором фильтрации. В качестве пеногасителя чаще всего используется «Пента-465». Барит как утяжелитель применяется в количестве от 0,5% до 5%.

Предложенный комплексный по свойствам, многокомпонентный, высокомолекулярный ингибирующий раствор, обладает очень высокими смазывающими, крепящими свойствами, качественной реологической характеристикой, вязкость – 40 с, водоотдача – 0 см³ за 30 мин, коэффициент трения – 0,06 (на приборе КТК-2), имеет высокие ингибирующие свойства, нулевую фильтрацию, улучшенные структурно-реологические, антиприхватные и природоохранные свойства. Экспериментально подтверждено, в лабораторных условиях, явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора несколькими реагентами-ингибиторами.

Предлагаемый буровой раствор готовится непосредственно в полевых условиях, на имеющемся штатном оборудовании. Сначала приготавливается раствор из мраморной крошки и воды, который обрабатывается полианионной целлюлозой. Все остальные компоненты вводятся в растворомешалку с постоянным перемешиванием. Порядок загрузки химреагентов следующий: продукт переработки растительного масла, КС1, ФХЛС, CH_3COOK , CH_3SiO_2K , $MgCl \cdot 6H_2O$, сульфенол, ГКЖ-11, пеногаситель, барит. Определение реологических характеристик бурового раствора осуществляется по стандартным методикам. Буровой раствор необходимо обрабатывать рекомендуемыми химреагентами после 4-ступенчатой очистки. Для приготовления раствора применяется диспергатор высокого давления.

Механизм ингибирования заключается в следующем: при введении в буровой раствор ингибирующих добавок

РИС. 1. Реограмма разработанного комплексного высокоингибирующего бурового раствора с высокой смазывающей способностью



происходит физико-химическое воздействие глины и катиона, который замещает свободные, отрицательно заряженные участки в кристаллической решетке глинистых частиц. При катионном обмене активизируются ранее пассивные участки глин. Адсорбция на глинистых частицах катион ингибирующего реагента повышает их устойчивость к увлажнению, снижает набухание и разупрочнение реакционных (активных) глин.

Дальнейшими исследованиями выявлены зависимости пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и фильтрации предлагаемого раствора от концентрации в нем применяемых ингибирующих реагентов: КС1, ацетат калия, метилсиликонат калия, бишофит. Кроме структурно-механических свойств, исследование показателем увлажняющей способности и дана оценка антиприхватным свойствам нового состава. Получены нелинейные математические модели показателей свойств с помощью компьютерной программы «метод Брандона» в пакете MathCAD2001. Оценена реологическая модель предлагаемого раствора и установлена совокупность математических моделей раствора с улучшенными структурно-реологическими, фильтрационными и фрикционными свойствами [3, 4].

Для установления модели реологического поведения различных составов

рассматриваемого раствора исследования проводили на 8-скоростном электронном вискозиметре ФАНН OFI (модель 800) при скоростях вращения ротора 3 (гель), 6, 30, 60, 100, 200, 300 и 600 об/мин.

Выполненные измерения позволили определить реологические параметры высокоингибирующего полимерглинистого раствора, построить реограмму в декартовых координатах (рис. 1) и установить модель псевдопластичной жидкости Оствальда-де Ваале. Анализируя графические материалы, можно утверждать, что указанная модель отображает с достаточно высокой достоверностью поведение исследуемого раствора во всем диапазоне скоростей сдвига (во всех формах циркуляционного пространства скважины) и отражает более точное приближение к реальному буровому раствору.

В нашем случае имеем две прямые, показывающие число участков, на которых жидкость описывается уравнением с одинаковыми параметрами, а точка пересечения прямых определяет границу участков.

На рисунке 1 видно, что исследуемый раствор может характеризовать степенной закон Оствальда-де Ваале:

$$\tau_0 = K \cdot \dot{\gamma}^n, \quad (1)$$

с разными параметрами в двух диапазонах скоростей сдвига с границей в точке 72 с⁻¹, что

соответствует скорости вращения ротора вискозиметра 42 об/мин. Таким образом, в зависимости от скоростей сдвига поведение предлагаемого раствора можно описать уравнением:

$$\tau_0 = \begin{cases} 13,35 \cdot \dot{\gamma}^{0,39}, & \text{при } \dot{\gamma} \leq 72 \text{ с}^{-1}, \\ 9,27 \cdot \dot{\gamma}^{0,45}, & \text{при } \dot{\gamma} > 72 \text{ с}^{-1}. \end{cases} \quad (2)$$

Знание сущности коэффициентов «n» и «K» в степенной модели позволяет управлять свойствами бурового раствора в зависимости от изменений внешних условий. Для псевдопластичного раствора показатель неньютоновского поведения «n» изменяется в пределах от 0 до 1.

Чем меньше «n», тем больше раствор проявляет псевдопластичные свойства, то есть вязкость его уменьшается с повышением скорости сдвига, что влечет за собой выравнивание профиля скоростей в кольцевом пространстве (КП) и улучшение «скважиноочистительных» свойств. Показатель консистенции «K» характеризует вязкость раствора при низких относительных скоростях сдвига. Увеличение «K» должно сопровождаться соответствующим снижением «n». Только в этом случае увеличивается полнота выноса шлама из ствола скважины и снижается вязкость раствора в насадках долота.

Для более точного описания поведения раствора на реограмме в логарифмических координатах через экспериментальные точки проводили прямые таким образом, чтобы минимальное количество прямых проходило через максимальное количество ближайших точек (рис. 2).

На рисунке 3 видно, что для кольцевого пространства скважины усредненные реологические показатели нашего раствора по сравнению с аналогичными показателями лигносульфонатного раствора выгодно изменяются в сторону увеличения их пластических свойств (от $n_k = 0,86 - 0,95$ и $K_k = 0,41 - 1,07$ до $n_k = 0,34 - 0,44$ и $K_k = 15-16$).

Увеличение «K» при промывке каждого интервала сопровождается соответствующим снижением «n», что приводит к выравниванию профиля скоростей в кольцевом пространстве (КП) и улучшению «транспортирующих» свойств предлагаемого раствора. Такой

РИС. 2. Реограмма комплексного ВБР в логарифмических координатах (температура испытания 80°C)

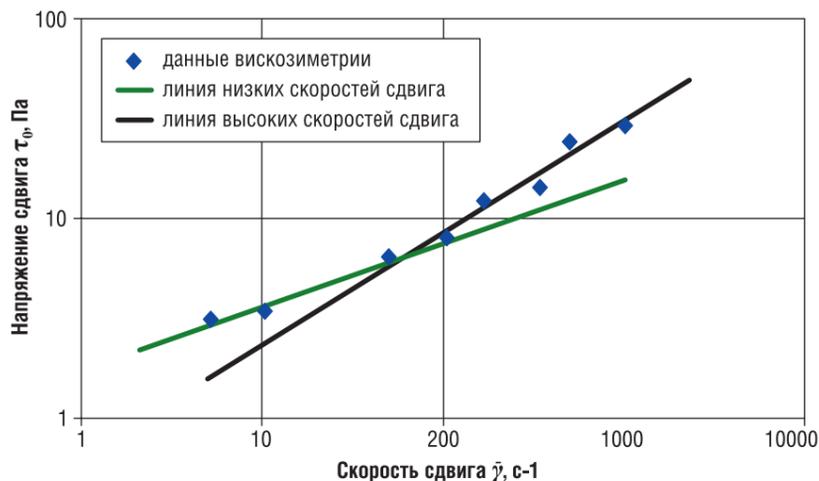
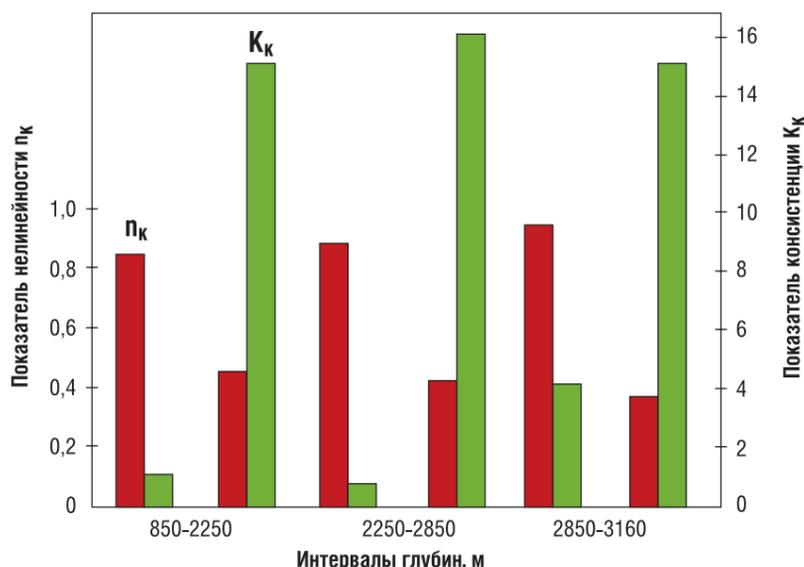


РИС. 3. Сравнительная эффективность реологических показателей для разных систем буровых растворов



n_k – показатель неньютоновского поведения раствора
 K_k – показатель консистенции раствора

реологический профиль раствора в КП снижает закручивающий эффект, уменьшает рециркуляцию твердой фазы, предотвращая дополнительное дробление, и вытесняет ее равномерно вверх по стволу скважины. Механизм образования данного реологического профиля следующий. В центре КП скорость сдвига небольшая и раствор имеет тенденцию к передвижению единой массой. Профиль скорости имеет плоскую форму: чем меньше «n», тем шире площадка такого профиля и тем лучше реологический профиль всего потока.

Выполненные исследования позволили сделать следующие выводы:

- 1) Предложенное сочетание реагентов позволяет раствору успешно предупреждать, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины.
- 2) Реологическая характеристика предлагаемой системы раствора во всех формах циркуляционного пространства при бурении позволяет полностью выносить выбуренный шлам из наклонной

и горизонтальной частей ствола скважины и легко удалить его из раствора в системе очистки.

- 3) Реологические показатели раствора способствуют улучшению состояния ствола скважины и эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины [2, 3, 4].
- 4) Показано, что предлагаемый раствор обладает улучшенными смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и достаточном уровне экологической безопасности всех добавок. Получены простые аналитические зависимости реологических свойств раствора, характеризующиеся высокой достоверностью. Эти уравнения могут использоваться при выборе оптимальных свойств бурового раствора для конкретного участка ствола скважины.

Одним из основных условий сохранения устойчивости стенок скважины является обеспечение минимально возможного показателя фильтрации до 1 см³/30 мин. Это условие выполняется с помощью полианионной целлюлозы (ПАЦ 85/700).

Установлено, что основную роль в интенсификации процесса разупрочнения глин играет не исходная влажность, а насыщение фильтратом бурового раствора под действием репрессии на пласт. Поглощение фильтрата бурового раствора происходит не столько под действием перепада давления в системе «скважина-пласт», сколько в результате физико-химического воздействия, развивающегося в самой глинистой породе. Наиболее оптимальными с точки зрения устойчивости стенок скважины являются случаи, когда в системе «скважина-пласт» устанавливается осмотическое равновесие либо осмос направлен из пласта в скважину. Несмотря на то, что в случае действия осмоса из пласта в скважину происходит изменение показателей бурового раствора, гораздо легче управлять ими и поддерживать их в заданных пределах, чем бороться с осложнениями уже после дестабилизации ствола скважины. Следовательно,

устойчивость глин будет зависеть от правильно выбранных химреагентов и в первую очередь от ингибирующего раствора. Это и есть первоочередная задача, требующая решения.

Применение предлагаемого раствора позволяет бурить интервалы пород, представленные неустойчивыми, высокопластичными, разупрочняющимися глинами, и сооружать наклонно-направленные и горизонтальные скважины при минимизации возможных прихватов.

Предлагаемые для ингибирования указанные реагенты позволяют осуществлять управляемую коагуляцию, поддерживать показатель pH-среды в требуемых пределах, регулировать структурно-реологические, фильтрационные показатели и оптимальный уровень лиофильности. Технический результат – улучшение крепящих, смазочных и противоприхватных свойств бурового раствора при одновременном улучшении коэффициента восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта путем повышения ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтрата раствора и, как следствие, – отсутствие образования желобов в стволе скважины.

Выполненные лабораторные исследования помогли установить, что применение именно таких ингибиторов набухания глин одновременно в одном растворе позволило добиться синергетического эффекта, т.е. усиления ингибирующей составляющей промывочной жидкости, при этом каждый реагент дополняет друг друга, усиливает крепящие свойства бурового раствора. Кроме того, за счет подбора химреагентов в таком составе происходит вытеснение натриевых катионов из глинистых отложений, натриевая глина переходит в кальциевую, а это способствует снижению гидратации и набухания, уменьшает выпучивание и текучесть, сальникообразование, обвалы и осыпи пород.

Преимущество раствора разработанной рецептуры заключается в том, что в результате взаимодействия

его с исследуемыми глинами концентрация ионов K⁺ возрастает от 800 до 1200 мг/л ионов. Это свидетельствует о том, что осмотический процесс направлен из пласта в скважину при сравнительно невысоком значении изотонического коэффициента: $K_{1cp} = 1,31$. Наличие в растворе ионов калия и магния способствует значительному росту изотонического коэффициента до 4,7. Таким образом, происходит увеличение количества осмотически активных частиц в растворе вследствие диссоциации электролита. Применение этого раствора позволит успешно сооружать скважины глубиной до 3000 м и более на участках, представленных неустойчивыми, высокопластичными глинистыми отложениями.

В предлагаемом растворе при оптимальном соотношении компонентов происходит синергетическое усиление эффективности ингибирующего, антифильтрационного, смазочного, противоприхватного и противоиозного действия отдельных компонентов, при этом раствор сохраняет свои свойства при температуре до 80°C.

Предложенный буровой раствор на углеводородной основе с высокими ингибирующими, антифильтрационными и смазывающими свойствами имеет параметры: фильтрация раствора – 1 см³/ за 30 минут, липкость корки равна 0, коэффициент трения меньше 0,1, толщина корки меньше 0,5 мм, отношение масло/ вода в % составляет от 55/45 до 80/20, плотность раствора от 1,1 до 1,2 г/см³, условная вязкость по СПВ-5 – 35–40 секунд, пластическая вязкость – 20–40 мПа·с, СНС 1/10 минут – 15–20/20–30 дПа, содержание песка меньше 0,5%, содержание Ca⁺⁺ больше 16000 мг/л, содержание С1 – больше 30000 мг/л.

Данный раствор использовался для вскрытия неустойчивых отложений понт-меотического, сарматского комплекса пород, а также сармато-караганских глин Прибрежной группы месторождений, в том числе, и при бурении горизонтальных скважин, а также сармато-караганских глин при зенитном угле ствола скважины,

проходящего через эти интервалы, не более 10 град и интенсивностях изменения угла не более 0,05 град/10 м. Предлагаемая система раствора отличается высокой стабильностью, легкостью приготовления, в том числе с применением традиционной эжекторной воронки и перемешивателей.

Физико-механическое регулирование устойчивости глинистых отложений представлено в виде увеличения плотности бурового раствора до 1,22 г/см³ с целью создания дополнительного гидростатического давления, создаваемого столбом жидкости для противодействия поровому и осевому давлению. Подъем плотности достигается дополнительным увеличением минерализации пластовой воды солями СаСl₂ и КСl, что в свою очередь увеличивает степень прямых осмотических явлений.

Значение плотности выбрано исходя из опыта бурения на территории Прибрежной группы месторождений Краснодарского края и с похожими геологическими условиями Тюменской области. Из опыта строительства горизонтальных скважин на Уренгойском ГКМ отмечено, что с целью предупреждения осложнений на месторождении в интервале залегания «шоколадных» глин в конструкции первых горизонтальных скважин предусматривался спуск удлиненной промежуточной колонны, а это значительно снижало технико-экономические показатели бурения. Внедрение (применение) предлагаемого технологически эффективного состава бурового раствора позволило увеличить коммерческую скорость в два раза и получить весомый экономический эффект.

Выбранные величины плотности не противоречат требованиям безопасности к применению буровых растворов.

Эффективная разработка объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти на шельфе – сложнейшая задача. Она может быть решена только при использовании новейших технологий разработки, таких как строительство протяженных горизонтальных (ГС), многозбойных скважин (МЗС) или разветвленных горизонтальных

скважин (РГС), в сочетании с использованием забойного оборудования, позволяющего контролировать и регулировать приток флюида из различных интервалов продуктивного пласта. В связи с этим дальнейшая перспектива успешного решения ключевых проблем бурения, как подготовительного этапа для эксплуатации, тесно связана с повышением качества технологических свойств буровых растворов, совершенствования технологии их приготовления и инженерного сопровождения (сервиса).

Выполненные исследования позволили сделать следующие выводы:

- применение этого раствора позволяет успешно сооружать разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 метров с горизонтальным окончанием на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами;
- экспериментально подтвержден синергетический эффект действия компонентов раствора – комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности;
- предлагаемый состав нового раствора обладает высочайшей ингибирующей способностью, способствует замедлению процесса гидратации и набухания глинистых отложений;
- предложенное сочетание реагентов позволяет раствору успешно предупреждать, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины, уменьшать кавернозность;
- предлагаемый раствор обладает улучшенными реологическими, смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и достаточном уровне экологической безопасности всех добавок. При этом уменьшается риск дифференциальных прихватов, улучшается реологический профиль скоростей промывочной жидкости в кольцевом

пространстве и повышается стабильность системы. Все это способствует эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины. ●

Литература

1. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. – М.: Недра, 1979.
2. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1984.
3. Рыбальченко Ю.М. Разработка промывочной жидкости для бурения разведочных скважин в осложненных условиях: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Москва, 2009.
4. Деминская Н.Г. Разработка технологии сохранения устойчивости литифицированных глин на основе регулируемой коагуляции: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Ухта, 2008.
5. Кошелев В.Н. Общие принципы ингибирования глинистых пород и заглинизированных пластов / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, № 1 2004 г. – 13 – 15 с.
6. Высокоингибированный буровой раствор МПК С09 К 8/20. Патент РФ на изобретение № 2303047/ А.Я. Третьяк, В.А. Мнацаканов, В.С. Зарецкий, С.А. Шаманов, П.А. Фролов, В.Ф. Чихоткин, Ю.М. Рыбальченко.
7. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Теоретические исследования по управлению буровым раствором в осложненных условиях. Изд-во Вузов Сев.-Кав. регион, технич. науки – 2006. № 7. – С. 56 – 61.
8. Буровой раствор и управление его реологическими свойствами при бурении скважин в осложненных условиях. Бурение и нефть № 7–8, 2007, с. 58–160 / В.Ф. Чихоткин, А.Я. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, М.Л. Бурда.
9. Буровой раствор МПК С09 К 8/10. Патент РФ на изобретение № 258219 / Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Швец В.В., Лубянова С.И., Турнтаев Ю.Ю., Борисов К.А.
10. Биополимерный высокоингибирующий буровой раствор для сооружения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Время колтюбинга. – 2011. – № 2–3. – С. 66–74. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Бурда М.Л., Онофриенко С.А.
11. Биополимерный раствор для осложненных условий бурения. Oil and Gas journal Russia. – 2011. – № 11. – С. 52–57. Третьяк А.А., Рыбальченко Ю.М.
12. Буровые промывочные жидкости: учеб. пособие. печ. / Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) им. М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2014. – 374 с. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М.
13. Третьяк А.А., Рыбальченко Ю.М., Лубянова С.И., Турнтаев Ю.Ю., Борисов К.А. Буровой раствор для строительства скважин в сложных условиях. Нефтяное хозяйство № 2, 2016, с. 28–31.
14. <http://www.studfiles.ru/preview/6224913/page:19/> [1]
15. http://www.slb.ru/library/brochures_technology/burzenie/burovye-rastvory-i-ekologicheskie-resheniya-m-i-swaco/ [3]
16. <http://www.burgaz.ru/common/upload/publication/neftservis.pd> [2].

KEYWORDS: *unstable clay deposits, complications, accidents, principles and mechanism of inhibition, inhibitor, synergism, polymer drilling fluids, research.*

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
www.eastunion-fleet.ru



ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

В СТАТЬЕ ПРИВОДЯТСЯ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА СПУСКА И ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ (ХВОСТОВИКА) В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ ИЛИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ, АНАЛИЗ ЦЕНТРАТОРОВ, ВХОДЯЩИХ В ОСНАСТКУ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ. ПРЕДЛОЖЕН НОВЫЙ ВАРИАНТ СКОЛЬЗЯЩЕГО ЦЕНТРАТОРА, РАЗРАБОТАННОГО НА КАФЕДРЕ БНГС АГНИ, И ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЕГО ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ НА СКВАЖИНЕ

THE ARTICLE DESCRIBES TECHNICAL SOLUTIONS FOR ENHANCEMENT OF THE QUALITY OF LOWERING AND CEMENTING OF A CASING (LINER) IN DIRECTIONAL OR HORIZONTAL WELLS, ANALYZES CASING CENTRALIZERS. A NEW SLIDING CENTRALIZER DEVELOPED BY THE DEPARTMENT FOR OIL AND GAS DRILLING OF ALMETEYEVSK STATE OIL INSTITUTE IS SUGGESTED AND THE RESULTS OF INDUSTRIAL TESTS ARE DESCRIBED

Ключевые слова: скважина с горизонтальным участком, центрирование обсадной колонны, классификация центраторов, снижение сил трения, скользящий центратор.

Лилия Булатовна Хузина,
член-корр. РАЕН, д.т.н., профессор,
заведующая кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин»
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Фазлыева Регина Илгизаровна,
аспирант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Габзалилова Альфира Хамитовна,
к.т.н., доцент кафедры РРНГМ, филиал ГОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной университет»

Развитие нефтегазовой отрасли, имеющей важное стратегическое значение для экономики нашей страны, основывается на применении современной и работоспособной техники и технологий. Высокая доля потребления импорта в этом направлении создает потенциальную угрозу энергетической безопасности. Импортозамещение направленно на сохранение и развитие национальных технологий, оборудования и является правильным направлением в экономической политике разных стран, в том числе и России.

Как сообщил в марте 2015 г. глава Министерства природных ресурсов и экологии РФ Сергей Донской, объем доказанных запасов нефти в России составляет около 14 млрд т. Нефтяная промышленность, являясь одним из основных источников дохода для государства, одновременно является основным потребителем различных инновационных идей и продуктов [1].

Разбуривание нефтяных и газовых месторождений скважинами с горизонтальным окончанием является эффективным методом формирования оптимальной системы разработки и восстановления продуктивности на поздней стадии эксплуатации.

До настоящего времени в большинстве случаев так и не

удалось создать эффективную технологию крепления скважин с горизонтальным окончанием забоя, как в боковых стволах, так и в горизонтально-разветвленных скважинах, в связи с чем темп обводнения этих скважин на много выше, чем в вертикальных и наклонно-направленных [2]. Наиболее актуальной проблемой при креплении горизонтальных скважин является спуск обсадных колонн (хвостовиков) в скважины с большим отходом от вертикали.

Качество спуска обсадной колонны в скважину зависит от подготовленности ствола и интенсивности изменения зенитного угла, наличия

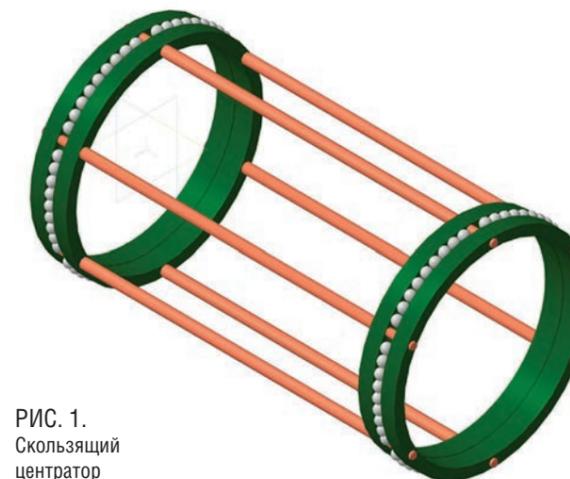


РИС. 1. Скользящий центратор

РИС. 2. Скользящий центратор перед спуском в скважину



комплекса технических средств для обеспечения качественного спуска и цементирования обсадной колонны с большой длиной горизонтального участка [3].

К такому комплексу технических средств можно отнести центраторы. Большинство центраторов используются как

для центрирования обсадной колонны при цементировании, так и для предотвращения дифференциального прихвата колонны путем уменьшения площади поверхности ее контакта со стенкой скважины. Некоторые типы центраторов снижают крутящий момент и силы трения в процессе спуска, а другие только защищают критически важные компоненты колонны [3–13].

На кафедре Бурения нефтяных и газовых скважин Альметьевского государственного нефтяного института ведутся исследования методов, позволяющих снижать коэффициент трения при спуске обсадной колонны о

стенки скважины, особенно в скважинах с горизонтальными участками [4–13]. Был разработан скользящий центратор, включающий корпус с концевыми частями в виде центрирующих колец, соединенных между собой ребрами (см. рис. 1). При этом подвижные металлические шарики в центрирующих кольцах перекатываются по стенкам скважины, обеспечивая надежное центрирование и стабилизацию буровой колонны в скважине. Скользящий центратор закрепляется на обсадной колонне и фиксируется стопорными болтами.

Собранная компоновка спускается в скважину, где скользящий центратор вместе с обсадной колонной будет совершать вращательное и поступательное движения [13]. Скользящий центратор будет центрировать колонну по сечению скважины и способствовать уменьшению механического трения и осевого сопротивления движению как в обсаженных, так и в открытых стволах. Центратор был изготовлен в ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина Бугульминском механическом заводе. Наружный диаметр центратора 178 мм, внутренний – 148 мм. Масса центратора 5,3 кг. Предполагается заполнение мест качения шариков смазкой Литол 24 ГОСТ 21150-87. Центратор крепится на обсадную



УДК 622.245

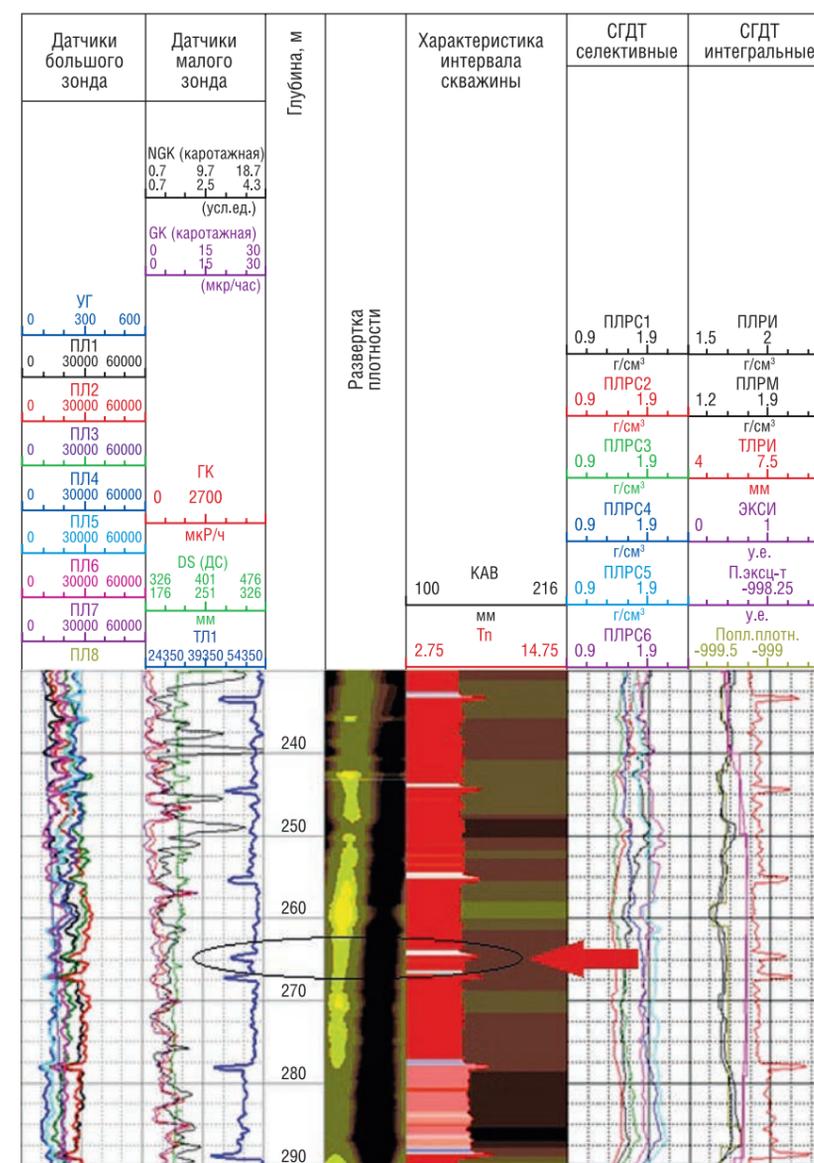
ТАБЛИЦА 1. Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Элементы технологической оснастки колонны		Суммарное кол-во на колонну, шт
наименование, шифр, типоразмер	интервал установки от устья скважины, м	
Башмак БК-Т 146	1727	1
Башмачный патрубок - ОТТМ-146x7,7	1722–1727	5м
Обратный клапан ЦКОД-146-1	1722	1
Патрубок 146,1x7,7	1717–1722	5м
Кольцо-Стоп с обратным клапаном КС с ОК	1717	1
УМЦ 146/216	(по рез. ГИС)	3
Центратор - турбулизатор потока 146/216 дополнительно к УМЦ	(по рез. ГИС)	3
Центратор - турбулизатор потока 146/216	1697, 1707, 1717	3
Центратор - турбулизатор потока 146/216	1480–1500	2
Центратор - турбулизатор потока 146/216	1170–1190	2
Центратор - турбулизатор потока 146/216	840–870	3
Центратор - турбулизатор потока 146/216	725, 735	2
МСЦ-146Б	715 (по рез. ГИС)	1
Центратор - турбулизатор потока 146/216	695, 705	2
Центратор - турбулизатор потока 146/216	500–520	3
Центратор - турбулизатор потока 146/216	10, 20, 210, 220, 230	5
Скользящий центратор СЦ 148/178	265	1
Пробка цементировочная (146)	–	1

колонну стопорными болтами М 10 в количестве 12 штук (по 6 болтов на верхнее и нижнее кольца). Опытно-промысловые испытания скользящего центратора проводились 15.08.2016 г. на скважине Абдрахмановской площади НГДУ «Лениногорскнефть» Альметьевским предприятием буровых работ под руководством бригады мастера Зиганшина А. Г. Глубина скважины 1727 м, проектный горизонт пашийский, диаметр скважины 215,9 мм. Назначение скважины: добывающая. Бурение велось буровой установкой ZJ30-1700D. Осадочная толща Абдрахмановской площади

сложена образованиями девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной систем. Конструкция скважины состоит из трех обсадных колонн (шахта диаметром 426 мм – 10 м, кондуктор диаметром 245 мм – 239 м, эксплуатационная колонна диаметром 146 мм – 1727 м). Опытный образец скользящего центратора СЦ-148/178 мм установили на 146 мм эксплуатационную колонну в интервале 260–270 м от устья скважины в Артинском ярусе, который сложен переслаивающимися известняками и доломитами с линзами гипса и ангидрита. Цементирование эксплуатационной колонны проводилось 17.08.2016 г.

РИС. 3. Результаты определения качества цементирования СГДТ



Технологическая оснастка эксплуатационной колонны представлена в таблице 1.

Состав и количество тампонирующей смеси:

- 1 ступень:
 - 5 т цемента $\rho = 1,74 \text{ г/см}^3$,
 - 31 т цемента $\rho = 1,85 \text{ г/см}^3$,
 - 6 т цемента марки «G» $\rho = 1,9 \text{ г/см}^3$.
- 2 ступень:
 - 19 т гельцемента $\rho = 1,64 \text{ г/см}^3$,
 - 5 т цемента $\rho = 1,84 \text{ г/см}^3$.

По данным проведенных в скважине геофизических исследований (АКЦ, СГДТ) 27.08.16. видно, что центратор расположен на месте его установки и работоспособен. При спуске обсадной колонны не

было зафиксировано затруднений, затяжек и прихватов колонны, т.е. опытнo-промысловые испытания скользящего центратора прошли успешно.

На рисунке 3 показаны результаты геофизических исследований.

Таким образом, скользящий центратор позволяет снизить коэффициент трения, обеспечить спуск обсадной колонны до забоя и качественное цементирование колонны в скважинах с горизонтальным окончанием. Необходимы дальнейшие теоретические и лабораторные исследования для оптимизации конструкции скользящего центратора. ●

Литература

1. Нефтегазовая отрасль России в цифрах и фактах. tass.ru/ekonomika/3215065.
2. Ларин П. А., Гуторов Ю. А., Якунина С. Н.. Проблемы качественного нефтегазовых скважин сложного профиля // РКНТЦ, 2013, 200.
3. Дудаладов А. К., Ванифатьева А. В., Стрыхарь А. Ф. Комплекс технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска и цементирования обсадных колонн в горизонтальные скважины с большой длиной горизонтального участка // Бурение и нефть, 2015, № 8.
4. Любимова С.В., Хузина Л.Б. Разработка вспомогательного оборудования, снижающего коэффициент трения буровой колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 2. С. 12–16.
5. Фазлыева Р.И., Хузина Л.Б. Современные типы центраторов для бурения скважин // Сборник трудов Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле-2015», Аркаим (Уфа), 2015. С. 367–372.
6. Хузина Л.Б., Габдрахимов М.С. Методы регулирования динамической нагрузки долота // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2006. № 8. С. 335–337.
7. Хузина Л. Б., Любимова С. В. Технико-технологическое решение для снижения коэффициента трения буровой колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Нефтегазовое дело, 2012. № 2. С. 194–203.
8. Хузина Л.Б., Любимова С.В. Механизмы для снижения сил трения при бурении горизонтальных участков скважин // Сборник трудов Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016», УГНТУ, 2016. С. 530–535.
9. Хузина Л.Б., Любимова С.В., Сливченко А.Ф. Снижение трения при бурении // Neftegaz.RU, 2016. №3. С. 38–41.
10. Хузина Л. Б., Фазлыева Р. И., Теляшева Э. А. Скользящий центратор для бурения скважин с горизонтальным окончанием // Уральский научный вестник, 2014. № 8. С. 57–60.
11. Хузина Л. Б., Фазлыева Р. И., Габзалилова А. Х. Скользящий центратор для крепления скважин с горизонтальным окончанием. // Деловой журнал Neftegaz.RU, 2016. № 3. С. 66–70.
12. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф. Повышение качества строительства скважин применением эффективной компоновки низа буровой колонны // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2015. № 2. С. 52–56.
13. Патент на полезную модель RU №127805 E21 B17/10. Скользящий центратор / Хузина Л. Б., Шафигуллин Р. И., Фазлыева Р. И., Теляшева Э. А. Оpubл.: 10.05.2013.

KEYWORDS: horizontal well plot, centering the casing, a classification of centralizers, the reduction of the friction forces, the sliding of the centralizer.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

ШИРОКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ ПОЛУЧИЛИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ. ЭТО ОБУСЛОВЛЕНО ЗНАЧИТЕЛЬНЫМ УВЕЛИЧЕНИЕМ ПЛОЩАДИ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДА ЗА СЧЕТ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА СКВАЖИНЫ, И КАК СЛЕДСТВИЕ – УМЕНЬШЕНИЮ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ ПРИ УВЕЛИЧЕННЫХ ОТБОРАХ ЖИДКОСТИ. СЛЕДОВАТЕЛЬНО, ОДНОЙ ИЗ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СИСТЕМОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, ЯВЛЯЕТСЯ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА. В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРИМ ОСНОВНЫЕ ФОРМУЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. АВТОР ПРОИЗВОДИТ РАСЧЕТ, ЗАДАВ ИСХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ОПРЕДЕЛЯЕТ СТЕПЕНЬ ПОГРЕШНОСТИ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ АВИЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

HORIZONTAL WELLS HAVE RECENTLY BECOME POPULAR IN DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS. THIS IS EXPLAINED BY A SIGNIFICANT INCREASE IN AREA OF THE FLUID FILTRATION AT THE EXPENSE OF THE HORIZONTAL SECTION OF THE WELL, AND THUS, REDUCTION OF THE DIFFERENTIAL PRESSURE DRAWDOWN WHEN THE FLUID DRAINAGE IS INCREASED. THEREFORE, ONE OF THE MAIN OBJECTIVES DURING DESIGNING OF OIL AND GAS FIELDS USING THE SYSTEM OF HORIZONTAL WELLS IS DETERMINATION OF THE DEBIT. THIS ARTICLE CONSIDERS THE MAIN FORMULAS USED FOR CALCULATION OF THE HORIZONTAL WELLS PRODUCTIVITY. THE AUTHOR MAKES CALCULATIONS USING THE INITIAL PARAMETERS AND DEFINES THE ERROR OF THE HORIZONTAL WELL DEBIT FOR THE AVILOVSKOYE FIELD OF THE VOLGOGRAD REGION

Ключевые слова: дебит горизонтальной скважины, контур питания, площадь дренирования скважины.

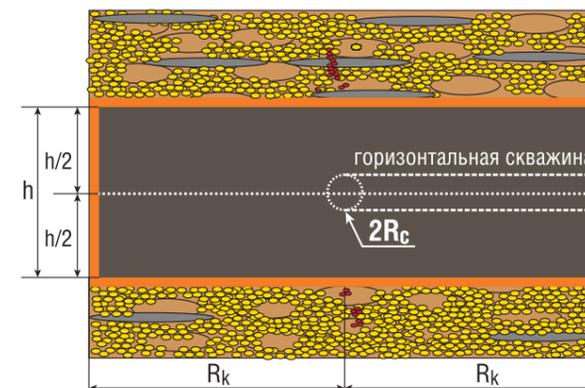
Шевченко Оксана Николаевна,
кафедра «РиЭНиГМ»,
Инженер 1 категории
отдела проектирования и мониторинга
разработки Южного региона филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ВолгоградНИПИморнефть»

Определим дебит горизонтальной скважины, длиной L , расположенную в пласте толщиной h , контур питания скважины примем – радиус R_k , давление на контуре питания – p_k , с абсолютной проницаемостью – k , динамическая вязкость дренируемой жидкости – μ , давление на забое скважины – p_c , приведенный радиус скважины – r_c . Предположим, что данная скважина расположена симметрично относительно кровли и подошвы пласта (рис. 1).

Над решением данной задачи работали Ю.Т. Борисов и В.П. Табаков [1–5]. Согласно их исследованиям дебит горизонтальной скважины выражается формулой:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (1)$$

РИС. 1. Схема расположения симметричного ствола горизонтальной скважины по толщине пласта



Если мы рассмотрим с физической точки зрения знаменатель, то первое слагаемое в отражает внешнее фильтрационное сопротивление, второе – внутреннее сопротивление скважины.

Данная формула строится на основании предположения, что контур питания горизонтальной скважины предполагается радиальным, и не зависит от длины горизонтальной скважины.

С учетом того, что Giger F [6] выдвинул предположение, согласно которому контур питания горизонтальной скважины носит эллипсообразный, а не круговой характер, он представил свою формулу для расчета горизонтальной скважины:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_k}\right)^2}}{\frac{L}{2R_k}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (2)$$

здесь R_k – контур питания, представляющий большую полуось эллипса.

Joshi S. [7] предположил, что есть большая полуось эллипса, аналогичного по площади кругу с радиусом дренирования R_k , подставив которую в формулу (1.2) он получил выражение:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_c}} \quad (3)$$

где

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (4)$$

есть большая полуось эллипса.

В работе Renard G., Dupuy J. [8] была предложена формула, для расчета дебита горизонтальной скважины:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\text{arcch}(x) + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (5)$$

где $x = 2a / L$ и a вычисляются по формуле (1.4).

Вышеуказанные формулы применимы для изотропных пластов, которые практически не встречаются в процессе разработки месторождений! Для анизотропных пластов предложены другие формулы:

Renard, Dupuy [8] предложил следующую формулу для анизотропного пласта

$$q = \frac{2\pi k_r h}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\text{arcch}(x) + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2\pi r'_c}} \quad (6)$$

где $r'_c = \frac{1 + \beta}{2\beta} \cdot r_c$

Joshi [7] предложена формула определения дебита горизонтальной скважины, учитывающая анизотропию пласта по проницаемости:

$$q = \frac{2\pi k_r h}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2r_c}} \quad (7)$$

где $\beta = \sqrt{\frac{k_r}{k_b}}$ – коэффициент анизотропии;

k_r – проницаемость пласта в горизонтально направлении;

k_b – проницаемость по вертикали.

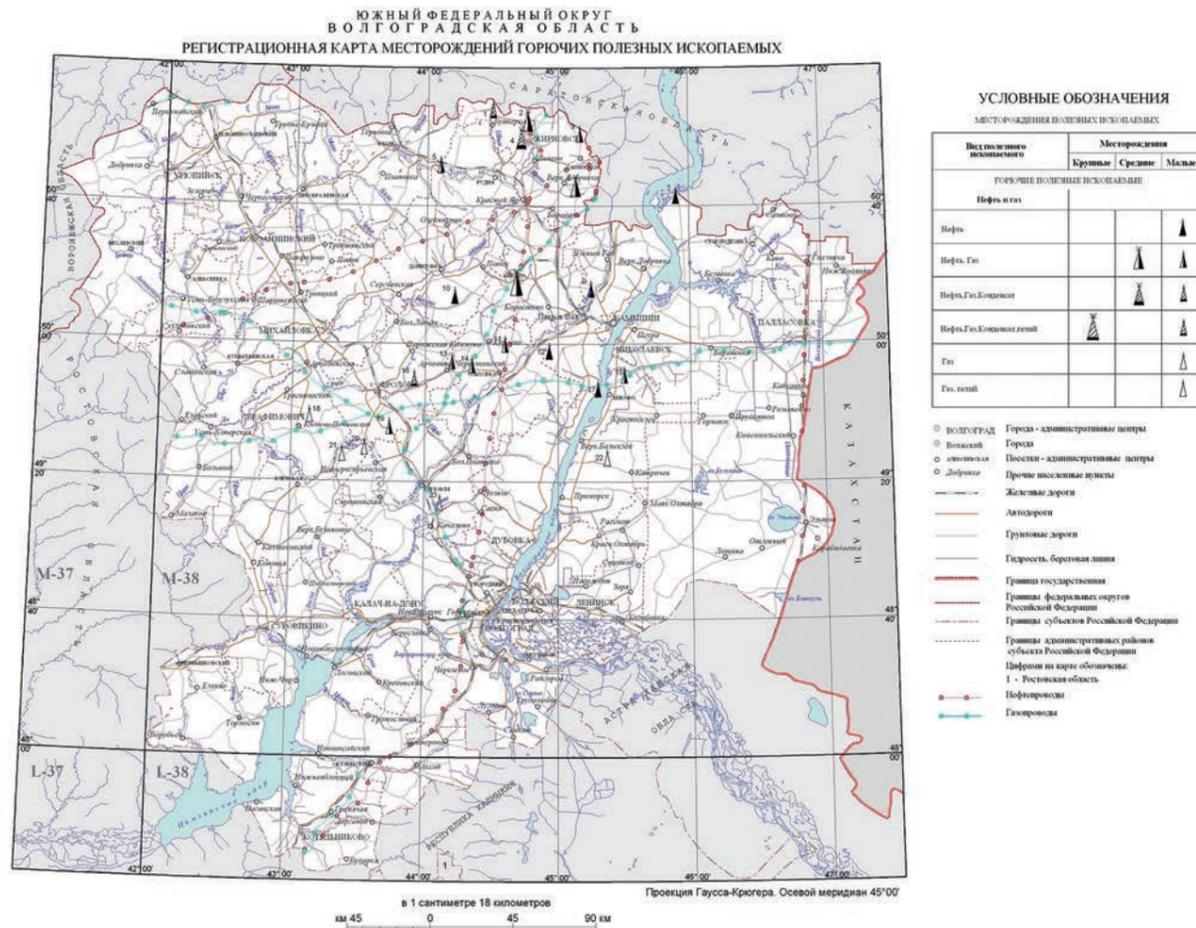
Однако, формулы 2 – 6 можно применять и в случае анизотропных пластов, если выполняются следующие условия: Длина скважины много больше толщины пласта, половина длины горизонтальной скважины меньше чем 90% от радиуса контура питания и длина скважины больше произведения коэффициента анизотропии на толщину пласта ($L > \beta \cdot h$)

И.А. Чарный [9] предложил следующую формулу для условия, когда горизонтальный ствол скважины расположен симметрично контуру питания:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \left[\frac{2\pi H}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right]} \quad (8)$$

где k – проницаемость пласта; P_k, P_c – давления на контуре питания и на забое скважины; μ – вязкость нефти; H – расстояние от скважины до границы пласта; h – толщина пласта; r_c – радиус скважины.

УДК 532.546



Произведем расчет прогнозного дебита нефти для горизонтальных скважин Авилковского месторождения волгоградской области. Авилковское месторождение расположено на территории Котовского района Волгоградской области на Авилковской площади. В 2007 году с целью изучения сводовой залежи была пробурена поисковая скважина 6 Авилковская, которая стала первооткрывательницей Авилковского газонефтяного месторождения.

Продуктивными отложения расположены на уровне бобриковского горизонта. Введено в пробную эксплуатацию в 2013 году. На данном месторождении пробурено 8 скважин из них: Авилковская-1 – ликвидирована; Авилковские-8 и -112 – остановлены

ТАБЛИЦА 1

Исходные данные	Номера скважин					
	7	111	114	113	8	112
μ в пл. усл, мПа * с	0,47	0,48	0,46	0,47	0,44	0,46
R_k , МПа	20,73	20,72	20,51	20,90	20,70	20,90
P_c , МПа (забойное давление)	20,27	20,04	19,91	20,00	20,38	19,60
R_k , м	298,37	371,68	442,56	496,17	217,31	1605,51
$k_{абсолют}$ мД	125,70	178,20	0,30	158,00	83,00	12,60
G_c , см	7,15	7,15	7,15	7,15	7,15	7,15
L , длина скважины, м	123,00	257,00	287,00	466,00	302,00	293,00

по причине достижения предельной обводненности; Авилковские-6, -111, -114, -7, -113 – добывающие. По состоянию на 01.12.2016 г. Залежь нефти водоплавающая, с газовой шапкой.

Исходные данные по скважинам представлены в таблице ниже в таблице 1, коэффициенты эллипса дренирования выбирались следующим образом: a – эффективная нефтенасыщенная толщина для горизонтальной скважины, b – средняя толщина пласта, k_x – проницаемость керна по нефти, P_k – давление на расстоянии R от оси скважины, P_c – забойное давление, r_w – приведенный радиус скважины, k – проницаемость пласта. μ – динамическая вязкость, a и b – радиусы эллипса дренирования.

ТАБЛИЦА 2

исходные данные	Номера скважин					
	7	111	114	113	8	112
χ – коэффициент пьезопроводности пласта см ² /с	5300	13500	3000	12845	4100	530
R_k , м	298,37	371,68	442,56	496,17	217,31	1605,51
Фактический дебит скважины, м³/сут	68	78	90	40	77	90
По формуле Ю.Т.Борисова и В.П.Табакова, м ³ /сут	269.2	740.9	1.1	1098.8	284.2	61.6
По формуле Giger F, м ³ /сут	270.4	753.7	1.1	1144.9	328.0	61.7
По формуле Joshi S., м ³ /сут	259.5	723.3	1.1	1080.0	273.3	60.9
По формуле Renard G., Dupug J., м ³ /сут	Значения не получены					
По формуле И.А. Чарного, м ³ /сут	1442.1	2972.1	4.6	3577.1	700.2	423.8

Примем начальное пластовое давление = давлению на контуре питания. С учетом того, что коллектор представляет собой песчаник, примем допущение, что свойства пласта изотропны. Ввиду одновременной фильтрации нескольких фаз для расчета используем величину относительной фазовой проницаемости по нефти, которая значительно меньше, чем абсолютная проницаемость.

Радиус контура питания скважины рассчитаем при помощи формулы выведенной в статье А.В. Казанцева [10]:

$$R_k = \frac{(P_k - P_c)}{g_0 \ln \frac{2\sqrt{\chi t}}{\gamma r_c}}, \quad (9)$$

где χ – коэффициент пьезопроводности пласта 970 см²/с, $\gamma = 1,781072418$ постоянная Эйлера, r_c – радиус скважины по долоту = 14,29 см, g_0 – пороговый градиент давления = 0,00063 МПа/м [11].

Расчеты дебита скважины произведем согласно вышеуказанным формулам, а так же проанализируем точность расчета дебита скважины по данным формулам с фактическим дебитом.

Выводы

Произведенные расчеты обнаружили, что использование данных формул неприемлемо для расчета дебита Авилковского месторождения.

Однако можно отметить некоторую схожесть расчетов, при применении формул Ю.Т.Борисова и В.П.Табакова, Giger F, Joshi S., отсюда можно сделать вывод, что данные формулы применимы для фильтрации происходящей по линейным законам, а так же для законам при определенных условиях.

Также можно отметить, что расчет дебита горизонтальной скважины по формуле Renard G., Dupug J. Затруднено, ввиду существенных ограничений применимости данной формулы.

Все исходные данные были проверены и имеются заключения о том, что данные, взятые для расчетов корректны.

Большая погрешность в расчетах обусловлена наличием высокого газового фактора, на скважинах Авилковского месторождения, газовый фактор изменялся в пределах от 200 до 15 000 м³/т. Соответственно, говорить о линейной фильтрации в условиях данного газонефтяного месторождения не представляется возможным. Для определения дебита горизонтальной скважины, в условиях высокого газового фактора необходимо использовать иные формулы для расчета. И произведенные расчеты по классическим формулам наглядно подтверждают это.

Литература

1. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Изд. Недр, 1964.
2. Борисов Ю.П., Табаков В.П. Определение дебита многорукавной скважины в изотропном пласте большой мощности. НТС по добыче нефти ВНИИ. Выпуск 16. М.: Гостоптехиздат, 1962.
3. Табаков В.П. О притоке нефти к многозабойным скважинам в плоском пласте. НТС по добыче нефти ВНИИ. Выпуск 13. М.: Гостоптехиздат, 1960.
4. Табаков В.П. Определение дебита и эффективности многозабойной скважины в слоистом пласте. НТС по добыче нефти ВНИИ. Выпуск 10. М.: Гостоптехиздат, 1960.
5. Табаков В.П. Приток жидкости к батарее наклонных скважин в слоистом пласте. НТС по добыче нефти ВНИИ. Выпуск 10. М.: Гостоптехиздат, 1960.
6. Giger F.M. The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling. SPE 13024, 1984.
7. Joshi S.D. Horizontal well technology. Oklahoma. 1991.
8. Renard G.J., Dupug J.M. Influence of Formation Damage on the flow Efficiency of Horizontal Wells. Paper SPE 19414, Louisiana 1990.
9. Чарный И.А. Подземная гидромеханика. Выпуск 3, М.: ОГИЗ. 1954.
10. А.В. Казанцев, Расчет радиуса контура питания нефтяных скважин, Исслед по информ., 2001, выпуск 3, с. 145–148.
11. О.Н. Шевченко, Определение значений критических градиентов давления и скорости фильтрации неньютоновской жидкости, Международный научно-исследовательский журнал № 3(45), 2016, часть 2, стр. 120–125.
12. И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, И.М. Бакиров, Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования месторождений Татарстана, Казань, 2014 г., 240 с.

KEYWORDS: the flow rate of horizontal wells, the outline of the power supply, the drainage area of the well.



Р. Амиралиев, М. Дондэ, К. Верета



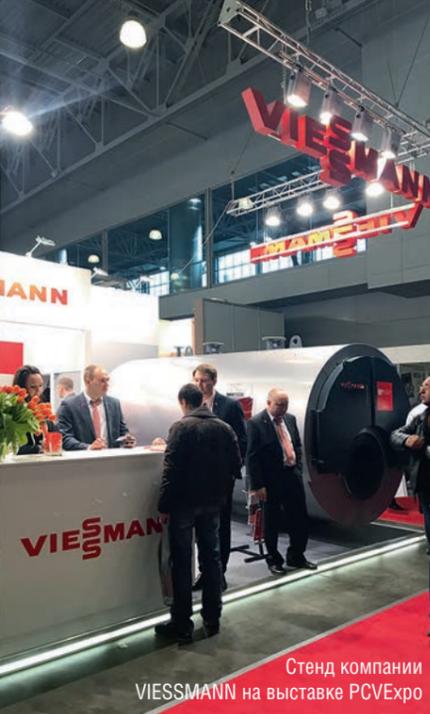
Сотрудники компании Росморречфлот на СПГ конгрессе Бункеровка-2017



Стенд компании АЭМЗ на выставке Металл-Экспо-2017



Р. Геворкян, П. Ван Кристенсен



Стенд компании VISSMANN на выставке PCVExpo



В. Зубков, С. Собянин



Стенд компании CRAFT на выставке PCVExpo



А. Алешкин, А. Буянов



К. Молодцов



Стенд компании YTK-Сталь на выставке Металл-Экспо-2017



Г. Егоров



Участники СПГ конгресса Бункеровка-2017



Участники выставки Металл-Экспо-2017



Выставка Металл-Экспо-2017



Открытие АГНКС ПАО Газпром



А. Дарвин, Ю. Сушко



Стенд компании DYNEX на выставке PCVExpo



Л. Померанец



Участники СПГ конгресса Бункеровка-2017

ТАНКЕР «ЭКОМАР»

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Тип судна	нефтеналивное
Позывной сигнал	УЕВЖ (UEVV)
Идентификационный номер ИМО (IMO №)	7804948
Порт регистрации	Большой порт Санкт-Петербург
Место и время постройки	Голландия, 1979
Главный материал корпуса	сталь
Число и мощность машин	1 x 1650 кВт
Главные размерения по Мерительному свидетельству, выданному Российским Морским Регистром судоходства от 08.05.2009 г. за № 09.04768.120:	
Длина	67,48 м
ширина	12,00 м
высота борта	6,00 м
емкость валовая	1571 рег.т.
емкость чистая	471 рег.т.
номер и дата регистрации в Государственном судовом реестре России	30-3423 от 05.10.2010 г.
район плавания в соответствии с классификационными документами	LC, NLL: ограниченный R2 – плавание с высотой волны 3% обеспеченности 7,0 м. и с максимально допустимым удалением от места убежища 100 миль и с допустимым расстоянием между местами убежищ не более 200 миль; SEC: A1; NOSG: без ограничений
класс	KM Ice3 R2 AUT2 Oil tanker (>60°C) (ESP)
водоизмещение в полном грузу	2957 т
грузоподъемность чистая тяжелого топлива	1386,72 м
дизельного топлива	+ 195,66 м
Дедвейт	1965 т
осадка в балласте / полном грузу (м.)	4,2 / 5,3

скорость хода в балласте / полном грузу / эксплуатационная (узл.)	11 / 10,5 / 11
флаг судна	Российская Федерация
расходуемое топливо / норма расхода топлива	дизельное топливо, ТМС (MGO)
ДГ №1 – 8NVD 26A-2 – 66800 г/час, нагрузка 100%. ДГ №2 – 6NVD 26A-2 – 49700 г/час, нагрузка 100%. АДГ 4VD 21/15-2 – 21600 г/час, нагрузка 100%. ГД 6M453 АК – 262 кг/час, нагрузка 100%. Грузовой котел №1 WWB-06 – 40 кг/час, Грузовой котел №2 WWB-06 – 40 кг/час, Вспомогательный котел 85DNH390 – 9 кг/час. Итого: 467,5 кг/час (без АДГ)	
система подогрева груза	судно оснащено системой подогрева груза, способной поддерживать груз при температуре, достаточной для проведения грузовых, бункеровочных операций и для перевозки груза в соответствии с условиями настоящего чартера
Судно оборудовано следующими грузовыми системами: топливными насосами для проведения грузовых и бункеровочных операций: Тяжелое топливо: № 1 – Allweiler 2Д170/68Н04S1-03; производительность: 120 м³/час; № 2 Allweiler 2Д170/68 Н04S1-03; производительность: 120 м³/час; Дизельное топливо: 3В 63/25-50/4Б, производительность: 50 м³/час. количество автономных грузовых систем: тяжелого топлива – 1, дизельного топлива – 1 объем грузовых танков, оборудованных подогревом: объем 100% - 1457,4 куб. м	

МОРСКОЙ ТАНКЕР

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС

Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ1 I A1 (нефтеналивное).

Назначение – перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой нескольких сортов груза. Танки оборудованы палубными обогревателями и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

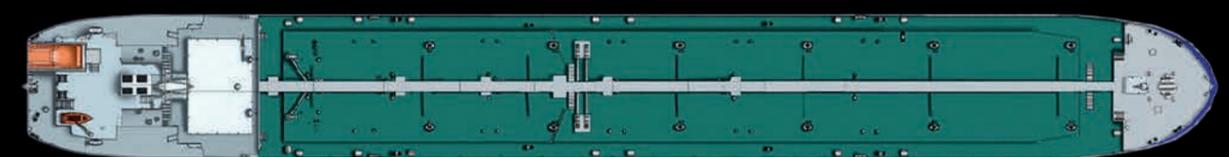
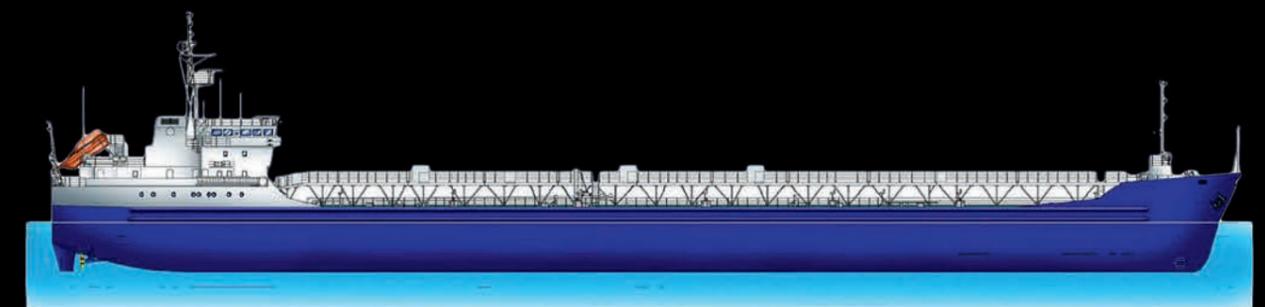
Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 1000 м³/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт, т	9200
Грузоподъемность (при $\gamma = 1,0 \text{ т/м}^3$), т	9000
Длина наибольшая, м	141
Ширина наибольшая, м	16,8
Осадка по грузовой марке, м	5,6
Скорость спецификационная, уз	11
Дальность плавания, миль	3500
Автономность, сутки	20
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	16,8
Главный двигатель	8L20 "Вяртсиля"
Мощность максимальная длительная, кВт	2x1320
Экипаж, чел	11

интенсивностью до 1500 м³/ч. Мощность электростанции 970 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования. Навигационные системы и

радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●





« В 2017 г. Газпром установил абсолютный рекорд поставок газа на экспорт за всю свою историю – 192 млрд м³»

А. Миллер



« Разведка – это работа, прежде всего, на будущее (о ГРП)»

А. Яновский



« Главное – не допустить ухудшения финансового состояния нефтяной отрасли в целом»

А. Текслер

« В регионе (ЯНАО) уже формируется производственно-логистический хаб с перспективной долей на мировом рынке более 15% по СПГ. Следующие шаги – новые СПГ заводы»

Д. Кобылкин



« Покупайте наш газ, сэкономите нефть»

В. Путин



« Могу выразить поддержку Чешской Республикой «Северному потоку-2»

М. Земан

« Добыча на шельфе продолжает расти. По итогам 2017 г. будет добыто 36 млн т, что уже составляет порядка 60% от того объема, что мы планируем добывать к 2035 г.»

К. Молодцов



« В целом, российские компании идут в ногу со временем и вводят новые технологии по мере их появления»

А. Инюцин



« Пуск нового комплекса имеет большое значение и для всей нефтяной отрасли, это шаг к созданию в России нового нефтегазового хаба (о запуске месторождений Эргинского кластера в ХМАО)»

Д. Медведев



Международный Арктический саммит АРКТИКА-2018

«Арктика и шельфовые проекты: перспективы, инновации и развитие регионов»

Студентам магистратуры и аспирантуры!

Приглашаем принять участие в конкурсе научно-исследовательских работ среди учащихся магистратуры и аспирантуры, направленных на устойчивое развитие и освоение Арктики!

Конкурс проводится в рамках Международного Арктического саммита «Арктика и шельфовые проекты: перспективы, инновации и развитие регионов» (Арктика 2018 СПб).



Каждый принявший участие в Конкурсе Саммита получает статус «Участник-конкурсант» и может быть зарегистрирован в режиме он-лайн на официальном сайте Саммита и получить возможность участвовать в мероприятиях Саммита по условиям пакета «Участник-конкурсант».

Заявки принимаются до 10 февраля 2018 года.

адрес Оргкомитета Конкурса: summit-arcticas@bk.ru
 Подробнее на arcticas.ru



Мы смотрим в Ваше будущее



Сегодня Вы сталкиваетесь с очень значительными изменениями, в особенности если говорить о цифровизации и постоянно меняющихся тенденциях. При этом Вы хотите, чтобы ваше предприятие и компания работали стабильно и эффективно, обеспечивая создание ценности для оптимального использования ресурсов и повышения прибыльности. Именно в таких обстоятельствах возникают совместные инновации. Наш ответ будет основан на решениях и предложениях, созданных на основе иного видения, свежего взгляда, а также с пониманием самых передовых технологий, обеспечивающих устойчивый рост для вас и для всего общества. Yokogawa. Ваш партнёр в динамичном будущем.

Co-innovating tomorrow®

yokogawa.com/into

Co-innovating tomorrow является зарегистрированной торговой маркой корпорации Yokogawa Electric Corporation.

YOKOGAWA 

Yokogawa Electric Corporation