



ПОДВОДНЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

БЕЗОПАСНОСТЬ
НА ШЕЛЬФЕ

СУДА ДЛЯ
ИССЛЕДОВАНИЯ
МИРОВОГО ОКЕАНА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

OFFSHORE

[5] 2017

НЕФТЯНЫЕ ПОХОДЫ
ЗА ПОДВОДНЫМИ
БОГАТСТВАМИ



Входит в перечень ВАК



строительство
подводно-технических
объектов

«Межрегионтрубопроводстрой» –
русская компания,
осуществляющая:

- строительство «под ключ»
подводно-технических
объектов магистральных
трубопроводов
нефтегазодобывающего
комплекса, включая укладку
оптоволоконных линий связи
и шлангокабелей;
- комплексные
дноуглубительные работы
с обратной засыпкой
траншей;
- возведение морских
портовых сооружений
в Арктических
и субарктических регионах;
- строительство искусственных
земельных сооружений.

Компания создана в 1999 году,
имеет многолетний опыт
строительства магистральных
трубопроводов и выполнения
подводно-технических работ
в районах Крайнего Севера и иных
экстремальных климатических
и гидрогеологических условиях.

Россия, Москва
Херсонская улица, 43 корпус 3
+7 (499) 754 2021
www.mrts.ru

Грузоперевозки на шельфе

24



Скважины на Приразломном бурят по Fishbone

33



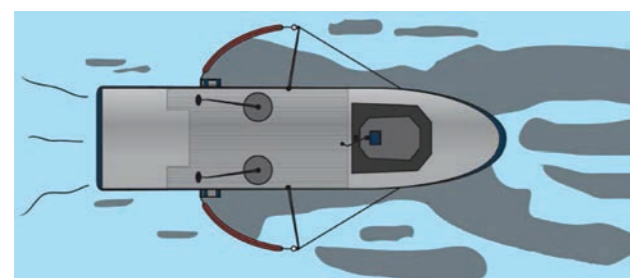
СОДЕРЖАНИЕ

Обустройство шельфовых месторождений в Арктике

20



Безопасность на шельфе



38

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Нефтяные походы за подводными богатствами 6

Началось бурение на Хатанге 8

События 10

ТРАНСПОРТИРОВКА

Эксплуатационная надежность морских трубопроводов в транзитной зоне арктического шельфа 12

Обустройство шельфовых месторождений в Арктике 20

Календарь событий 23

Грузоперевозки на шельфе. Жатайская судоверфь – импульс инновационного развития Якутии 24

Подводные технологии для Киринского месторождения 28

Скважины на Приразломном бурят по Fishbone 33

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Под защитой технологий. Обеспечение безопасной добычи на шельфе 34

Безопасность на шельфе: технологии и разработки, оборудование ЛАРН 38

Новые методы предотвращения аварий в изоляции высоковольтного оборудования шельфовых объектов и судов 46

Анализ влияния геологической неопределенности на разработку Киринского месторождения

52



Тимано-печорская провинция –

форпост для разведки палеозойских углеводородных систем Баренцевоморского шельфа России

58



Суда для исследования мирового океана

76

«Кто торгует, тот не воюет»

89



ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Анализ влияния геологической неопределенности на разработку Киринского месторождения 52

Россия в заголовках 57

Тимано-печорская провинция – форпост для разведки палеозойских углеводородных систем Баренцевоморского шельфа России 58

Особенности разработки месторождений Тишринской нефтегазоносной зоны Сирийской Арабской Республики 70

СУДА

Суда для исследования мирового океана 84

Хронограф 85

ДОБЫЧА

Оценка влияния сетки скважин на начало обводнения скважинной продукции 86

РЫНОК

«Кто торгует, тот не воюет» 89

ВЫСТАВКА

«Нефтегаз-2017» 92

Нефтегаз Life 94

Классификатор 96

Цитаты 100

13 столетий назад

В VII веке в Византии изобретено супероружие – «греческий огонь», изготавливаемый на основе нефти.

272 года назад

В 1745 году архангелогородец Фёдор Савельевич Прядунов начал добычу нефти со дна Ухты и построил один из первых в мире нефтеперегонных заводов. Однако в течение XVIII века разработка нефтяных месторождений являлась убыточным мероприятием из-за крайне узкого практического применения продукта.

170 лет назад

В 1847 году на Апшеронском полуострове была пробурена первая разведочная скважина на нефть, первая эксплуатационная скважина пробурена на р. Кудако на Кубани в 1864 году.

77 лет назад

В 1940 году добыча газа в СССР составляла 4% от уровня Соединенных Штатов, нефти – 17%.

75 лет назад

В 1942 году промышленные предприятия, жилые дома, столовые и лечебные учреждения столицы снабжались высококалорийным нефтяным газом с завода «Нефтегаз» N 1.

17 лет назад

В 2000 году Россия заняла 3-е место в мире по объемам добытой нефти, пропустив на 1-ю и 2-ю позицию Саудовскую Аравию и США. Россия добыла 9,1% мировой нефти, Саудовская Аравия – 12%, США – 10%.

6 лет назад

В 2011 году объём добычи нефти на шельфе составил 13 млн т, а газа — 57 млрд м³.

3 года назад

В сентябре 2014 года в Карском море Роснефть обнаружила легкую нефть, сравнимую по качеству с Siberian Light. Новое арктическое месторождение названо «Победа». Ресурсные запасы первой ловушки (геологическая часть горной породы, в которой собрана нефть) составляют свыше 100 млн тонн.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Светлана Вяземская

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Татьяна Абрамова,
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

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Кирилл Болтаев
Валентина Горбунова
Ольга Щербаква
Ольга Юценко
Елизавета Кобцева

reklama@neftgaz.ru
Тел: +7 (495) 650-14-82

Менеджер по работе с клиентами
Антон Бородин

Выставки, конференции, распространение
Татьяна Петрова
Иван Морозов

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
ПИ №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
«МЕДИКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



Колонна ТМК:
от кондуктора до башмака

ПАО «ТМК»
105062, Россия, Москва, ул. Покровка, д.40, стр. 2а
тел.: +7 495 775-7600, факс: +7 495 775-7601
www.tmk-group.ru



Надежды по освоению арктических запасов связывали с сотрудничеством с ExxonMobil



На арктический шельф претендуют ряд стран



На российском шельфе обнаружены наиболее крупные месторождения



Половина проживающих в Арктике людей живут на территории нашей страны

НЕФТЯНЫЕ ПОХОДЫ ЗА ПОДВОДНЫМИ БОГАТСТВАМИ

Анна Павлихина

На прошедшем в марте Арктическом форуме В. Путин рассказал о блестящих возможностях Северного морского пути и экологической ответственности за работу в Арктике. Присутствие на форуме президентов нескольких стран красноречивее всего говорит о важности озвученных и подразумеваемых вопросов.

Доля сырой нефти, газа и нефтепродуктов в экономике РФ составляет более трети. Поэтому добыча углеводородов – первостепенная задача. Исторически существует два пути освоения природных богатств – интенсивный и экстенсивный. В вопросе нефтедобычи интенсивный путь рано или поздно себя исчерпает, ведь запасы месторождений не бесконечны, а открытия новых месторождений onshore не ожидается. Экстенсивный путь требует усиления наукоемкости и технологичности и именно он в отдаленной, но вполне просматриваемой перспективе будет единственным возможным для получения столь необходимых нефти и газа.

В этом контексте принято задаваться вопросом: а есть ли у российских компаний технологии? Есть ли такие технологии в мире вообще, когда речь идет о замерзающих морях, и если есть, то приемлемы ли они для российской части Арктики?

Надежды по освоению арктических запасов связывали с сотрудничеством с ExxonMobil, но теперь, когда контракты приостановлены, разработка месторождений будет затруднена.

Другая проблема – отсутствие всякой инфраструктуры, что увеличивает вложения, продляет срок окупаемости и, как следствие, значительно снижает инвестиционную привлекательность региона для освоения.

Эти трудности рожают пессимистичные сценарии в умах экспертов, которые видят выход в привлечении к разработке тех, у кого есть опыт, технологии и средства. В частности, предлагается предоставить право на изучение морских месторождений зарубежным недропользователям. Но отдать разведку и добычу иностранцам означает не только начать работать по европейским нормам и правилам, что зачастую неудобно, но и подвергнуться опасности потерять энергетическую независимость и контроль над регионом.

Снижая риски, государство может взять на себя расходы на доразведку малоизученных шельфовых районов и таким образом предоставить инвесторам по высокой цене готовые для добычи участки, подконтрольные российским организациям.



Почти мифический на сегодня путь – разработать собственные технологии. До 2014 г. российские компании вели ГРП на шельфе, но падение цен на нефть затормозило многие проекты и значительно сократило инвестиционный приток. В связи с этим часть экспертов полагает, что сейчас не самое лучшее время добывать нефть на шельфе северных морей, объясняя это чрезмерной себестоимостью. С ними согласен и С. Донской: «Геологоразведка в Арктике занимает длительное время. Сейчас можно планировать работу на перспективу, а добывать в промышленных масштабах после 2030 года».

Компании считают, что разрабатывать месторождения на шельфе сейчас можно только с использованием льгот от государства. Нынешние условия делают присутствие в Арктике приоритетом государства, поэтому оно не против оказывать поддержку компаниям – меняется налоговая база, снижаются административные барьеры, при этом компании могут только строить инфраструктуру, но не имеют права добывать там нефть и газ.

Такая позиция отчасти обусловлена геополитической и военно-стратегической значимостью региона, в котором сталкиваются интересы ряда стран, в первую очередь США, России и Канады. Располагая самой протяженной границей с арктическим шельфом, Россия имеет большие претензии на эти месторождения.

Согласно ст. 76 Конвенции ООН, приарктические государства могут доказать свое право на владение шельфовой территорией, представив геологические доказательства сходства происхождения строения горных пород континентальной литосферы и ее подводного продолжения. В связи с этим эксперты обеспокоены неактивной позицией российского МИДа в вопросе претензий Норвегии на участке шельфа, называемого геологами «поднятием Федьинского», запасы газа которого равнозначны Штокмановскому месторождению, а нефти – запасам Тимано-Печорской провинции.

Проблема освоения ресурсов Арктики – это комплекс вопросов, рассматривать которые придется в контексте международных отношений. Право разрабатывать эти месторождения получит страна, которая сумеет предложить удобный для всех режим освоения, которая сможет продемонстрировать успешный опыт реализации пилотных проектов, а также развитие знаний и технологий. В этом отношении у нашей страны неплохие перспективы. На российском шельфе обнаружены наиболее крупные месторождения, среди которых Штокмановское, Долгинское, Приразломное с запасами 10 млрд тонн н.э. Как отмечает проф. Богоявленский, Россия является мировым лидером по ряду позиций: по началу добычи на суше – с 1969 г. на Мессояхском и с 1972 г. на Медвежьем месторождениях, по объемам накопленной добычи УВ на суше, по ресурсам и запасам УВ на суше и шельфе, по объемам добычи УВ на шельфе Арктики, опережая суммарную добычу США и Норвегии.

Кроме того, Россия заключает в своих границах почти треть арктической зоны, половина обитателей Арктики проживают на территории нашей страны, поэтому Россия несет особую ответственность за освоение региона. ●

НАЧАЛОСЬ БУРЕНИЕ НА ХАТАНГЕ

Татьяна Абрамова

Роснефть начала бурение 1-й поисковой скважины Центрально-Ольгинская-1 на Хатангском лицензионном участке недр, расположенном на п-ве Хара-Тумус в Долгано-Ненецком округе, выше 73-й параллели, в 250 м от береговой линии моря Лаптевых. До ближайшего поселка Хатанга – 350 км. Старт бурению дал В. Путин в ходе телемоста с И. Сечиным.

В достаточно короткие сроки были проведены работы по геологоразведке.

Сейсмоисследования выявили порядка 114 нефтегазоносных перспективных структур, так называемых «ловушек», а общий потенциальный биологический ресурс моря Лаптевых составляет, по предварительным оценкам, до 9,5 млрд т в нефтяном эквиваленте.

Логистическая операция по подготовке к бурению первой скважины проводилась в течение 8 месяцев. Буровую установку везли из Архангельска, который находится в 3,6 тыс. км от места бурения. Само бурение ведется с берега, что значительно снижает затраты на строительство скважины.

Проектная глубина составляет порядка 5 тыс. м с последующей боковой горизонтальной зарезкой. По словам главы Роснефти, такая технология позволяет сэкономить финансовые ресурсы, обеспечивает экономическую эффективность и высокий экологический стандарт.

Хатангский участок недр имеет площадь 17,2 тыс. км². Извлекаемые ресурсы нефти и конденсата составляют 96,4 млн т, газа – 228,2 млрд м³. Роснефть получила его в декабре 2015 г. Это тот самый «медвежий уголь», который когда-то был обещан ЛУКОЙЛУ. Сухопутным продолжением участка является Восточно-Таймырский участок недр, лицензию на который после судебных разбирательств с Роснефтью получил ЛУКОЙЛ. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Д. Трамп в пятницу, 28 апреля 2017 г. подписал распоряжение «America-First Offshore Energy Strategy» о сокращении ограничений на бурение нефтяных скважин в Арктике и Атлантике с целью развития американского нефтегаза. Как результаты выполнения Распоряжения скажутся на мировом рынке нефти?

Изменит ли ситуацию на рынке нефти Распоряжение Трампа о добыче в Арктике?

10%

Нет, шельфовые запасы США не слишком велики

7%

Да, Распоряжение позволяет инвесторам планировать инвестиции на длительный период

31%

Нет, это слишком дорогие проекты и в прошлом году компании отказались от 80% лицензий

38%

Да, наукоемкость американского нефтегаза сделает добычу на шельфе рентабельной

14%

Увеличивать предложение и т.о. снижать цену на нефть не выгодно самим американцам с их дорогой сланцевой нефтью

Московская объединенная электросетевая компания) в течение 2017 г планирует дополнить в Московской области сеть «МОЭСК-EV» еще 10 электростанциями для электромобилей, которые преимущественно будут размещены на площадках торгово-развлекательных центров и АЗС. Но надо ли уже сейчас строить такое количество зарядных станций?

Вернется ли ExxonMobil в российские акватории?

14%

Да, т.к. без проведения буровых работ в Черном море СП не сможет получить лицензию на разработку месторождения

8%

Нет, конгресс будет этому всячески препятствовать

18%

Да, т.к. европейские конкуренты - Eni и Statoil, продолжают реализацию нефтегазовых проектов в РФ

27%

Нет, санкции никто не отменял

33%

Когда-нибудь вернется, а сейчас это называется: «отрезать нос назло собственному лицу»



Коксохиммонтаж

В промышленном строительстве
с 1930 года

Качество
проверенное временем

Выборы президента
Запуск нового производства
Цены на нефть
Северный поток

Обвал рынка акций
Газовые войны
Смещение капиталов
Отмена пошлин
Новый глава Роснефти

Второй виток ВЭМО
Юзевский поток
Северный поток достроили
Продажа квот
Босфорская ТЭС запущена
Цены на газ
Второй виток кризиса
Дожли руки до Арктики



Shell обеспечит бункеровку на Балтике

Совкомфлот и Shell Western LNG B.V. подписали соглашение о поставках СПГ в качестве топлива для новой серии нефтеналивных танкеров.

Новые танкеры типоразмера Афрамекс проекта Green Funnel станут первыми в мире нефтеналивными танкерами, работающими на газомоторном топливе (ГМТ).

Планируется, что эти танкеры будут использоваться Shell для транспортировки российской сырой нефти на Балтике и в Северной Европе, в т.ч. в районах, находящихся в зонах особого контроля за выбросами (ЕСА). Время непрерывной работы без дозаправки – неделя. Дедвейт каждого из новых танкеров составит 114 тыс. т, они будут иметь ледовый класс 1А, что позволит им осуществлять экспортные перевозки из российской Балтики в режиме круглогодичной навигации.

Эти суда начнут пополнять флот Совкомфлота с 3-го квартала 2018 г. Концептуальный проект

новых танкеров был разработан Совкомфлотом совместно с судостроителями, в т.ч. с Дальневосточным центром судостроения и судоремонта, компанией Hyundai Heavy Industries и Shell Gas & Power.

В марте 2013 г. Hyundai Samho Heavy Industries, дочка ННН, сообщила о заказе от Совкомфлота стоимостью около 240 млн долл на строительство четырех таких нефтеналивных танкеров.

К 2021 г. предполагается локализация производства таких крупнотоннажных танкеров нового поколения на мощностях Звезды. Shell будет поставлять СПГ-топливо для этих танкеров у терминала GATE (Gas Access to Europe) в Роттердаме со специализированного бункерного судна, а также на других пунктах заправки судов в акватории Балтийского моря. Двигатель на СПГ выделяет в атмосферу на 90% меньше оксидов серы, на 80% меньше оксидов азота и на 15% меньше углекислого газа, чем двигатель на стандартном тяжелом топливе.

Для этих танкеров были выбраны двухтопливные двигатели низкого давления X-DF, которые обеспечат минимальный выброс низкодисперсных частиц.

Частникам откроют доступ к недрам Балтики

В правительстве РФ получили поручение В. Путина заняться законотворческой деятельностью и изыскать возможность допустить частные компании к Балтийскому шельфу. Как сообщил вице-премьер РФ А. Хлопонин, кабмин получил поручение президента РФ – проработать вопрос по расширению доступа к участкам недр в Балтийском море. Такие поручения В. Путин дал после обстоятельной беседы с главой ЛУКОЙЛа В. Алекперовым. Глава нефтегазовой компании в очередной раз намекнул, что было бы неплохо получить возможность заниматься не только геологоразведкой на Балтийском шельфе, но и добычей. Еще в 2016 г. ЛУКОЙЛ обращался с такой просьбой в правительство РФ, но ответа не получил до сих пор.

По информации А. Хлопонина, в правительстве РФ уже приступили к выполнению поручения. В скором времени будет решено, каким образом участки недр будут предоставлять компаниям – через конкурс или аукцион. Он пояснил, что речь идет о предоставлении участков в территориальных водах. Между тем, В. Алекперов уже давно продвигает интересы компании на Балтике. В 2016 г. глава ЛУКОЙЛа представил Д. Медведеву масштабный план развития своей деятельности в Калининградской области до 2045 г. Компания уже построила терминал и стационарные платформы. В регионе запасы углеводородов компания оценивает в 30 млн т.

Северному потоку-2 быть?

Датское энергетическое агентство получило заявку от Nord Stream 2 AG о строительстве МГП Северный поток-2 в территориальных водах этой страны.

Теперь аналогичные заявки должны поступить в Германию и Финляндию, если власти Дании не будут против заключения между Nord Stream 2 AG и правительством Дании соглашения о прокладке транзитного газопровода.

Аналогичная схема использовалась при строительстве МГП Северный поток.

Как ранее признала ЕК, газопровод не попадает под действие 3-го энергопакета и поэтому страны сами вынуждены выстраивать отношения с Газпромом. Тем самым ЕК развязала руки многим, в том числе и Газпрому.

30 марта американским журналистам стали известны сенсационные подробности письма ЕК в правительства Дании и Швеции. ЕК круто меняет стратегию по МГП Северный поток-2. Отказываясь от попыток остановить Проект, ЕК хочет провести переговоры с РФ, чтобы снять озабоченность некоторых стран ЕС по поводу безопасности.

ЕК не имеет законных оснований блокировать реализацию проекта строительства МГП Северный поток-2, коллегиально поведали в письме вице-президент ЕК по энергетике М. Шефчович и еврокомиссар М. Каньете в ответ на запрос со стороны Дании и Швеции.

Эти страны попросили сделать оперативную оценку проекта МГП, чтобы, наконец, прекратить нескончаемые споры о возможности перевода политических сомнений ЕК в правовое поле с целью запрета проекта.



Польша, Словакия, Прибалтика и Украина не раз пытались остановить проект не только Северный поток-2, но и Северный поток-1, заявляя о своей обеспокоенности по поводу энергобезопасности Европы.

Если после окончания строительства МГП Северный поток РФ существенно снизила транзит газа по ГТС Украины, то после ввода в эксплуатацию МГП Северный поток-2 Газпром может и вовсе прекратить транзит по Украине и Словакии.

Страны-транзитеры потеряют многомиллиардные транзитные платежи за российский газ.

Ранее стало известно о том, что немецкий регулятор Bundesnetzagentur считает, что ЕК не должна предъявлять какие-то специальные требования или создавать какие-либо специальные законы для МГП Северный поток-2.

ЛУКОЙЛ обустроивает месторождение на Каспии

В Каспийском море ЛУКОЙЛ начал транспортировку верхнего строения морской ледостойкой стационарной

платформы (МЛСП-2) для второй очереди месторождения им Филановского. Буксировочный караван с конструкцией весом более 7 тыс. т будет двигаться по направлению к заданным точкам на Каспии. Опорные основания объектов были выведены и установлены в море летом 2016 г. Второй этап освоения месторождения им. Филановского предусматривает строительство МЛСП-2, платформы жилого модуля и переходного моста между платформами. Работы ведутся на астраханских верфях.

Завершение ввода в эксплуатацию объектов второй очереди освоения месторождения запланирован на период до конца 2017 г.

Месторождение им. Филановского начали эксплуатировать в конце октября прошлого года. Извлекаемые запасы по категории С1+С2 оцениваются в 129 млн т нефти и 30 млрд м³ газа. Бурение скважин на второй очереди ожидается в 2017 г. Ожидается, что на проектную мощность в 6 млн т добыча на месторождении выйдет к 2019 г. ●

ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ НАДЕЖНОСТЬ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ В ТРАНЗИТНОЙ ЗОНЕ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ СОСРЕДОТОЧЕНО ДО 70% РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ШЕЛЬФА РОССИИ. ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ДОБЫТЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ТРУБОПРОВОДНЫМ ТРАНСПОРТОМ НЕОБХОДИМО ОБЕСПЕЧИТЬ ЕГО НАДЕЖНОСТЬ В ПРОЦЕССЕ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ С УЧЕТОМ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ, ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАБОТЫ (ШТОРМЫ, ПОДВОДНЫЕ ТЕЧЕНИЯ, ВОЗМОЖНОЕ НАЛИЧИЕ МЕРЗЛЫХ ПОРОД И ДР.). КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ?

UP TO 70% OF RUSSIAN SHELF HYDROCARBON RESOURCES ARE CONCENTRATED IN ARCTIC REGIONS OF RUSSIA. WHILE TRANSPORTING RECOVERED HYDROCARBONS BY MEANS OF PIPELINE TRANSPORT IT IS NECESSARY TO ENSURE ITS RELIABILITY IN THE PROCESS OF ITS LONG-TERM EXPLOITATION TAKING INTO CONSIDERATION SPECIFIC NATURAL AND CLIMATIC, HYDROLOGIC AS WELL AS PERMAFROST CONDITIONS OF ITS FUNCTION (STORMS, DROWNED FLOWS, POSSIBLE PRESENCE OF FROZEN ROCKS ETC.). WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN SCIENTISTS OFFER?

Ключевые слова: транспортировка нефти, подводные трубопроводы, шельф, районы береговых примыканий, многолетнемерзлые породы.

Марат Набиевич Мансуров,
директор Центра «Морские нефтегазовые месторождения», Газпром ВНИИГАЗ

Татьяна Ивановна Лаптева,
заместитель начальника лаборатории концептуальных схем обустройства морских месторождений, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Борис Александрович Никитин,
Президент Ассоциации буровых подрядчиков, заведующий кафедрой освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

К морским трубопроводам, как транспортным системам повышенной ответственности, с точки зрения обеспечения безопасности и надежности основные требования заключаются в сохранении герметичности и конструктивной целостности в течение всего срока их эксплуатации. Основными факторами, влияющими на эксплуатационную надежность морских трубопроводов, являются тепловое и силовое взаимодействие труб с окружающей средой (грунтами и морской водой). Наиболее сложное взаимодействие наблюдается в транзитных зонах (районах береговых примыканий) [1], а наименьшая устойчивость трубопроводов наблюдается при донных грунтах, сложенных рыхлыми субаквальными многолетнемерзлыми породами (СММП).

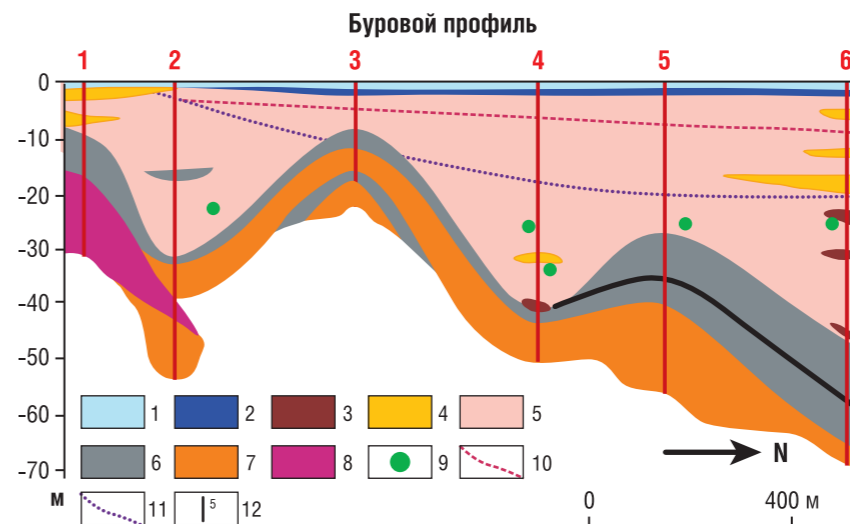
В донных грунтах на относительно небольших глубинах достаточно широко распространены мерзлые грунты. По данным [2] для дна морей Лаптевых и Восточно-Сибирского характерно существование сплошной зоны СММП, которая распространена вдоль материкового побережья

приблизительно до 10-метровой изобаты. На основе данных зондировочного бурения в рамках проекта «Laptev Sea System» в апреле 2003 г. [3] построена модель эволюции субаквальной криолизотроны в прибрежной зоне арктических морей: верхняя граница субаквальных мерзлых пород на расстояниях 0,4–1,3 км от береговой линии залегает на глубинах от 2 м от уровня моря. На удалении от берега более 1,3 км кровля мерзлых пород испытывает резкий изгиб и на расстоянии 1,4 км зафиксирована на глубине 32 м.

Материалы экспедиций на борту ледокола «POLARSTERN» 1993, 1995, 1998 гг. с использованием сейсмоакустической аппаратуры (профилографа) «PARASOUND», буровые работы, проведенные экспедицией TRANSDRIFT VIII 2000 г., и лабораторные исследования скважин в сочетании с сейсмоакустическим профилированием подтвердили наличие резкой отражающей границы (на глубине от 0,5 до 15–20 м от дна) [4], которая идентифицируется как кровля яруса мерзлых пород (рис. 2). В северо-восточной части континентального шельфа

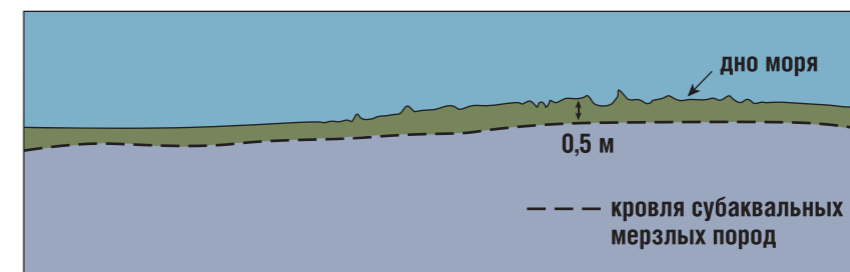
УДК 621.644.074

РИС. 1. Строение СММП в прибрежно-шельфовой зоне к северо-востоку от острова Большой Ляховский



1 – морской лед; 2 – морская вода; 3 – гравий, древесина; 4 – песок; 5 – алевролит; 6 – глина; 7 – аргиллит, песчаник, алевролит; 8 – гранит; 9 – растительные остатки; 10 – зафиксированная кровля СММП; 11 – теоретическая кровля СММП; 12 – солёность придонной морской воды; 13 – температура придонной морской воды; 14 – буровая скважина

РИС. 2. Вид разреза, выделенный по сейсмоакустическим материалам, 1998 г.

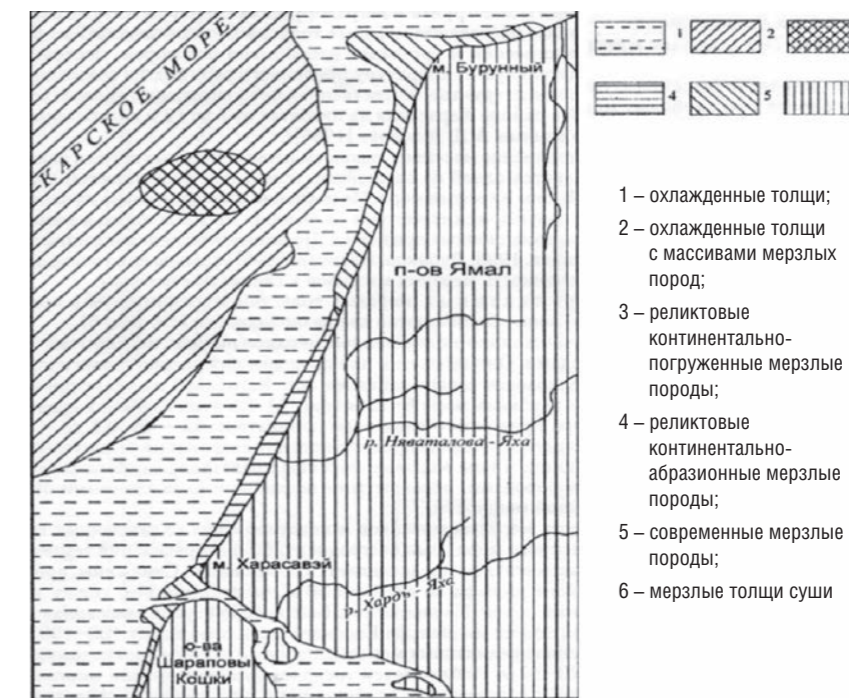


западнее о-ва Котельного при глубинах моря около 40 м были вскрыты льдистые и льдосодержащие породы на глубине от дна 8–10 м [4]. Подошва мерзлых пород не была достигнута.

Распространение массивов СММП в охлажденных толщах является одной из важнейших природных особенностей прибрежной шельфовой зоны Карского моря (рис. 3) [5]: в прибрежной зоне криогенные толщи распространены практически повсеместно. Мощность СММП в условиях мелководья на участках берегового примыкания составляет от 1–2 м до 5–10 м.

При наличии мерзлых придонных грунтов вследствие их промерзания и оттаивания возникают дополнительные нагрузки на трубопровод в виде растягивающих и сжимающих сил и изгибающих моментов.

РИС. 3. Строение верхнего горизонта мерзлых толщ в прибрежной зоне шельфа Карского моря

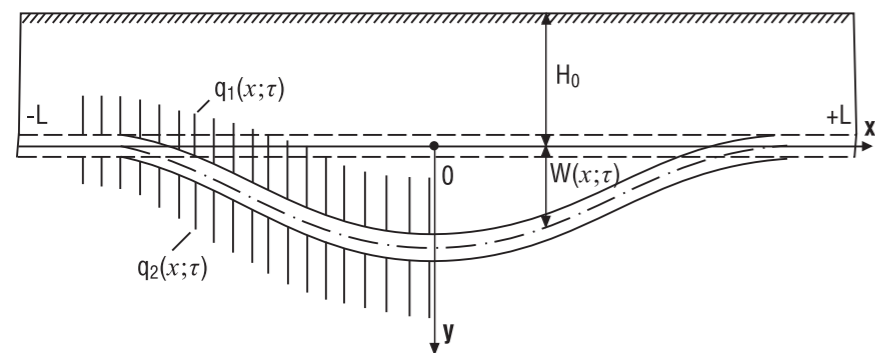


Это вызывает повышенные напряжения на отдельных участках, тем самым создавая предпосылки к возможным аварийным ситуациям. Следует отметить, что при проектировании морских трубопроводов должным образом учитываются постоянные воздействия трубопровода на грунт, но в меньшей степени – переменные составляющие. К таким переменным воздействиям на морские трубопроводы относятся процессы промерзания и оттаивания донных грунтов, а также изменения температуры трубопроводов. Тепловые режимы транспортировки перекачиваемого продукта оказывают влияние на напряженно-деформированное состояние (НДС) трубопровода, его конструктивные решения и сохранность окружающей среды.

Указанные процессы могут изменить плано-высотное положение морского трубопровода. В свою очередь, возникающие при этом дополнительные продольные напряжения могут вызывать перестройку НДС стенки трубопровода с уменьшением его эксплуатационной надежности и долговечности.

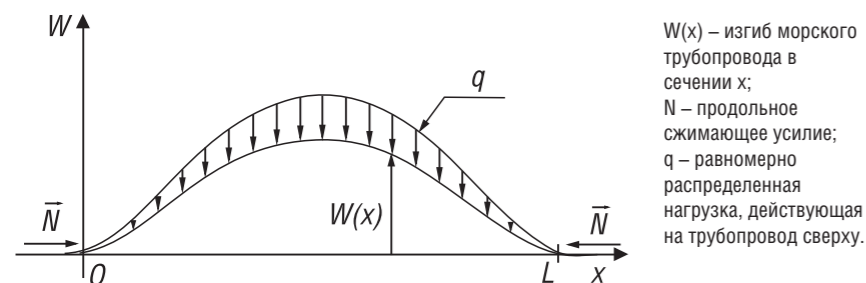
Оценка влияния просадки грунта при оттаивании и при морозном пучении на безопасную эксплуатацию трубопровода

РИС. 4. Схема силового взаимодействия морского трубопровода с грунтом в зоне его просадки



$q_1(x; \tau)$ – усредненная распределенная нагрузка, действующая на трубопровод вниз;
 $q_2(x; \tau)$ – усредненная распределенная нагрузка, действующая на трубопровод вверх (учетом симметрии нагрузки $q_1(x; \tau)$ и $q_2(x; \tau)$ показаны в левой части рисунка); $W(x; \tau)$ – прогиб морского трубопровода в сечении x в момент времени τ ; H_0 – начальное расстояние от оси трубопровода до поверхности земли; $2L$ – длина рассматриваемой области залегания грунта

РИС. 5. Расчетная схема для оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода в зоне морозного пучения грунта



$W(x)$ – изгиб морского трубопровода в сечении x ;
 N – продольное сжимающее усилие;
 q – равномерно распределенная нагрузка, действующая на трубопровод сверху.

является сложной комплексной задачей, т.к. характер этих процессов изменяется во времени и в пространстве. Для оценки их влияния на НДС трубопровода необходима полная информация об эксплуатационных нагрузках и внешних воздействиях на трубопровод. Расчет НДС трубопровода, эксплуатирующегося на участках с просадкой грунта при морозном пучении, должен учитывать: неоднородность грунта по длине трубопровода; реальное его планово-высотное положение; полную информацию об эксплуатационных нагрузках и внешних воздействиях на трубопровод, возможность изменения и перераспределения нагрузки на трубопровод в зависимости от деформации самого трубопровода и грунта, а также ряд других причин.

Расчетные схемы для оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода приведены ниже: в зоне просадки грунта (рис. 4) и в зоне морозного пучения (рис. 5).

Знание физико-механических свойств поверхностных слоев донных грунтов в транзитной зоне, определяемых совместным влиянием тепловых потоков морской воды и нижележащих слоев СММП, является важной составляющей для проведения анализа НДС морских трубопроводов для обеспечения их эксплуатационной надежности.

При оценке напряженного состояния действующих трубопроводов необходимо учитывать все нагрузки и воздействия, вызывающие изменения напряженного состояния металла труб. Одним из критериев оценки НДС стенки трубопровода являются эквивалентные напряжения $\sigma_{экр}$, определяемые согласно [6], именно они позволяют оценить степень влияния грунтового фактора на устойчивость трубопровода, так как обязательно учитывают характер взаимодействия (т.е. силовое взаимодействие) трубопроводов с грунтом, т.е. все дополнительные нагрузки на трубопровод. При рассмотрении

силового взаимодействия грунта с трубопроводом последний считается упруго-искривленным участком, при этом при определении кольцевых напряжений $\sigma_{кц}$ участок считается прямолинейной тонкостенной оболочкой, а при нахождении дополнительных продольных напряжений $\Delta\sigma_{пр}$ – брусом малой кривизны. В оболочке, которая может считаться тонкостенным кольцом, действует только растягивающая сила, вызывающая напряжение $\sigma_{кц}$, (изгибающий момент и поперечная сила равны нулю), брус или стержень малой кривизны считается нагруженным продольной силой и внешней нагрузкой. Изменение высотного положения трубопровода (изгиб) приводит к появлению дополнительных продольных напряжений $\Delta\sigma_{пр}$ при неизменных кольцевых напряжениях $\sigma_{кц}$. Для решения дифференциального уравнения в частных производных четвертого порядка кривизны трубопровода в нестационарном случае должны быть заданы граничные условия, которые могут быть определены условиями нулевых перемещений и нулевого изгибающего момента на границах области просадки. Решение уравнения находится разделением переменных в виде ряда Фурье. Большой практический интерес представляет собой вид предельной кривой трубопровода, соответствующий большому промежутку времени осадки (формально при $t \rightarrow \infty$).

Изгиб трубопровода для случая морозного пучения грунта описан синусоидой с одной полуволной:

$$W(x) = h_f \cdot \sin\left(\frac{\pi x}{L}\right).$$

Граничные условия, которые могут быть определены условиями нулевых дополнительных продольных напряжений $\Delta\sigma_{пр}$ на границах изгиба:

$$\Delta\sigma_{пр}(0) = \Delta\sigma_{пр}(L) = 0.$$

Далее приведем результаты расчетов по оценке НДС морского трубопровода в зоне просадки грунта при оттаивании. Глубина укладки трубопровода по верхней образующей составляет 2,25 и 3 м. Для расчетов была принята наибольшая глубина ореола оттаивания для грунта с низкой несущей способностью: текучепластичные суглинки (удельный вес – 1,89 кН/м³).

ТАБЛИЦА 1. Максимальные механические напряжения в стенке трубопровода в наиболее опасном сечении с координатой $x = 0$

Температура $T, ^\circ\text{C} / \text{K}$	Кольцевое напряжение $\sigma_{кц}, \text{МПа}$	Перекачиваемый продукт/перекрываемый слой грунта, м	Продольное напряжение по верхней образующей $\sigma_{пр}, \text{МПа}$	Эквивалентное напряжение по верхней образующей $\sigma_{экр}, \text{МПа}$	Продольное напряжение по нижней образующей $\sigma_{пр}, \text{МПа}$	Эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{экр}, \text{МПа}$
10 / 283	254,57	газ / 2,25	66,51	275,17	-37,366	228,69
		нефть / 2,25	100,00	296,42	-70,86	222,15
		газ / 3	138,28	323,27	-109,14	220,74
13 / 286	254,57	газ / 2,25	73,80	279,59	-44,66	226,86
		нефть / 2,25	107,29	301,35	-78,15	221,37
		газ / 3	145,57	328,64	-116,43	221,22
16 / 289	254,57	нефть / 3	179,06	344,60	-137,56	226,47
		газ / 2,25	81,09	284,13	-51,95	225,26
		нефть / 2,25	114,58	306,36	-85,44	220,83
19 / 292	254,57	газ / 3	152,86	334,08	-123,72	221,95
		нефть / 3	186,35	350,23	-144,85	228,24
		газ / 2,25	88,38	288,79	-59,24	223,87
20 / 293	254,57	нефть / 2,25	121,87	311,47	-92,73	220,53
		газ / 3	160,15	339,59	-131,01	222,91
		нефть / 3	193,64	355,93	-152,14	230,24
20 / 293	254,57	газ / 2,25	90,81	290,36	-61,67	223,46
		нефть / 2,25	124,30	313,19	-95,16	220,49
		газ / 3	162,58	341,44	-133,44	223,26
		нефть / 3	196,074	357,84	-154,60	230,95

Были произведены расчеты при прочих равных условиях для двух перекачиваемых сред: нефти и газа для различных значений температуры на их поверхности и соответствующих им значений ореола оттаивания грунта под трубопроводами и различных значениях перекачиваемого слоя грунта (расчет проводился для времени, максимально соответствующему реальному времени осадки). В таблице 1 приведены данные по расчету максимальных напряжений в стенке трубопровода.

Согласно таблице 1 эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{пр}''$ для всех рассматриваемых трубопроводов меняется незначительно (в пределах от 220 до 231 МПа). В то время как то же напряжение для верхней образующей $\sigma_{пр}^B$ трубопроводов достигают уже более высоких значений (примерно 360 МПа). Состояние, как для газопровода, так и нефтепровода, при заданных температурах в их

стенках не достигло критического уровня (90% предела текучести σ_T , который при расчете был принят равным 485 МПа, что соответствует стали по АР1Х70), равного 436,5 МПа. Но при увеличении температуры в стенках трубопроводов эквивалентное напряжение может значительно увеличиться и достигать опасного уровня: значение 436,5 МПа может быть достигнуто при температуре 61 °С.

Информация, полученная в результате оценки напряженного состояния морских трубопроводов при наличии по трассе СММП с возможным образованием зон просадки, позволяет определить участки с предаварийной ситуацией (в том числе до появления дефектов) и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая тем самым надежность трубопроводной системы. Просадка мерзлого грунта и, соответственно, отдельных участков трубопровода

может привести к появлению недопустимых напряжений. При больших просадках мерзлого грунта возникают пластические деформации участков трубопровода.

Приведены результаты расчетов по оценке НДС морского трубопровода в зоне морозного пучения грунта. Расчеты проводились для тех же параметров трубопроводов, как и для оценки НДС морского трубопровода в зоне просадки грунта при оттаивании. Расчет производился для значений высоты бугра пучения и соответствующей этому длине изгиба. В таблице 2 приведены данные по расчету максимальных продольных, эквивалентных напряжений в стенке трубопровода, что соответствует сечению $x=L/2$, в зависимости от высоты бугра пучения. Положительные значения расчетных величин означают для напряжений от продольных усилий – растяжение, а отрицательные – сжатие.

ТАБЛИЦА 2. Максимальные механические напряжения в стенке трубопровода

Перекры- вающий слой грунта, м	Высота бугра пучения, м	Перекачи- ваемый продукт	Кольцевое напряжение $\sigma_{кц}$, МПа	Продольное напряжение по нижней образующей $\sigma_{пр}$, МПа	Эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{экв}$, МПа	Продольное напряжение по верхней образующей $\sigma_{пр}$, МПа	Эквивалентное напряжение по верхней образующей $\sigma_{экв}$, МПа
2,25	0,1	газ	254,57	-70,2888	233,279	51,0432	296,044
	0,2			-95,3768	226,325	76,1313	313,345
	0,3			-114,664	222,759	95,4188	327,332
	0,4			-130,954	221,017	111,708	339,55
	0,5			-145,252	220,471	126,027	350,563
	0,6			-158,183	220,775	138,938	360,693
	0,7			-170,131	221,727	150,885	370,221
	0,8			-181,198	223,176	161,952	379,169
	0,9			-191,581	225,023	172,336	387,663
	1			-201,442	227,2030	182,196	395,814
2,25	0,1	нефть	254,57	-69,6376	233,444	50,3921	295,709
	0,2			-94,6673	226,486	75,4218	312,841
	0,3			-113,795	222,885	94,5494	326,69
	0,4			-129,948	221,091	110,703	338,786
	0,5			-144,1480	220,481	124,9030	349,69
	0,6			-156,953	220,714	137,708	359,72
	0,7			-168,801	221,589	149,555	369,153
	0,8			-179,776	222,96	160,531	378,013
	0,9			-190,074	224,726	170,829	386,425
	1			-199,853	226,824	180,6070	394,495
3	0,1	газ	254,57	-69,3005	233,604	50,0549	295,386
	0,2			-93,9821	226,644	74,7365	312,356
	0,3			-112,955	223,01	93,7096	326,071
	0,4			-128,977	221,165	109,732	338,049
	0,5			-143,063	220,495	123,817	348,848
	0,6			-155,765	220,661	136,52	358,782
	0,7			-167,516	221,464	148,27	368,123
	0,8			-178,403	222,759	159,158	376,899
	0,9			-188,619	224,449	169,373	385,231
	1			-198,318	226,468	179,073	393,223
3	0,1	нефть	254,57	-68,9381	233,724	49,6925	295,144
	0,2			-93,4705	226,763	74,225	311,993
	0,3			-112,328	223,105	93,0827	325,609
	0,4			-125,728	221,447	106,483	337,593
	0,5			-142,252	220,509	123,007	348,22
	0,6			-154,879	220,626	135,633	358,083
	0,7			-166,557	221,375	147,311	367,356
	0,8			-177,379	222,615	158,133	376,068
	0,9			-187,33	224,248	168,287	384,34
	1			-197,173	226,209	177,927	392,275

Учитывая, что предел текучести стали, из которой изготовлены трубы, равен 485 МПа, соответствующий стали по API X70, можно сделать вывод о том, что поскольку увеличение эквивалентного напряжения по верхней образующей газопровода

с 259,519 МПа до 395,814 МПа для перекрывающего слоя грунта 2,25 м является значимым, то влияние морозного пучения при указанных условиях является заметным, что может в конечном итоге сказаться на эксплуатационной надежности трубопровода.

Оценка точности инженерных методов выполняется с помощью относительной погрешности:

$$\Delta = \left| \frac{\sigma_{экв}^{ан} - \sigma_{экв}^{чис}}{\sigma_{экв}^{ан}} \right| \quad (1)$$

где $\sigma_{экв}^{ан}$ – эквивалентные напряжения согласно полученным

ТАБЛИЦА 3. Сравнение решений по разным программам

Высота бугра пучения, м	Значения эквивалентных напряжений, МПа		Относительная погрешность Δ (%)
	с использованием аналитических выражений	с применением программы Ansys Mechanical	
0,3	327,332	294,85	0,099
0,4	339,55	318,84	0,061
0,5	350,563	320,44	0,086
0,6	360,693	361,21	0,001
0,7	370,221	379,79	0,026
0,8	379,169	406,61	0,042
0,9	387,663	414,31	0,069
1	395,814	430,79	0,101

авторами аналитическим выражениям; $\sigma_{экв}^{чис}$ – эквивалентные напряжения, полученные с использованием метода конечных элементов, реализованного в стандартной программе ANSYS.

В таблице 3 приведены результаты расчетов эквивалентных напряжений для газопровода с перекрывающим слоем грунта – 2,25 м, полученные с использованием полученных авторами аналитических выражений и применением программы Ansys Mechanical 14.0.

Анализ результатов расчета эквивалентных напряжений с помощью аналитических выражений (таблица 3) показал, что относительная погрешность вычислений не превышает 10%, что является приемлемым значением для инженерных расчетов. Таким образом, для прибрежных зон арктического шельфа, при сложении их СММП, предложенные аналитические выражения для определения напряжений в стенке морского трубопровода позволяют с достаточной для инженерных расчетов точностью и с минимальными временными затратами оценить напряженное состояние трубопроводов на стадии предпроектных разработок.

Для обеспечения безопасности эксплуатируемых морских трубопроводов на участках с мерзлыми грунтами необходимо осуществлять:

- 1) контроль плано-высотного положения трубопровода с учетом природно-климатических условий и возможных грунтовых процессов;

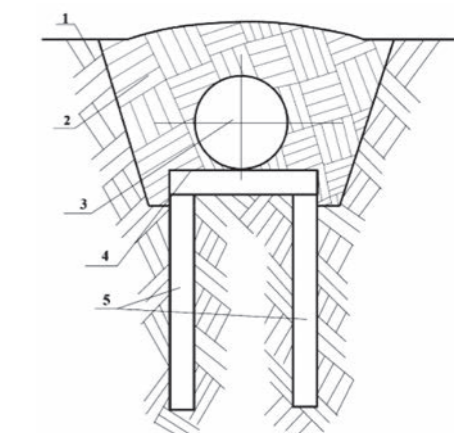
- 2) оценку НДС трубопровода с учетом происходящих изменений;
- 3) оценку предельного (опасного) состояния трубопровода с учетом происходящих изменений, состояния дефектности, режима эксплуатации (рабочего давления, температуры, цикличности, защиты от коррозии);
- 4) стабилизацию плано-высотного положения оси трубопровода при дальнейшей эксплуатации.

Результаты выполненных исследований позволяют (на основе предпроектных инженерно-геологических изысканий) уже на стадии проектирования выделять опасные (с учетом «грунтового фактора») участки вдоль трассы трубопроводов и закладывать в проектных решениях как противупучинистые, так и противопросадочные мероприятия. В зонах просадки трубопровода одним из вариантов стабилизации высотного положения следует считать увеличение термического сопротивления изоляции трубопровода, что позволяет уменьшить температуру на внешней поверхности изоляции (температура на поверхности должны быть не ниже минус 2°С) и тем самым существенно увеличить несущую способность грунта с уменьшением скорости осадки. Такое увеличение термического сопротивления изоляции может быть достигнуто за счет применения теплоизолятора с низким значением теплопроводности.

Для уменьшения зоны оттаивания СММП могут применяться автоматически действующие охлаждающие установки, например, сезонные охлаждающие устройства (СОУ) (с жидкостным или парожидкостным хладоносителем), системы комплексной температурной стабилизации грунтов, для зон с возможным морозным пучением грунта – противупучинистые экраны с использованием грунта обратной засыпки [7].

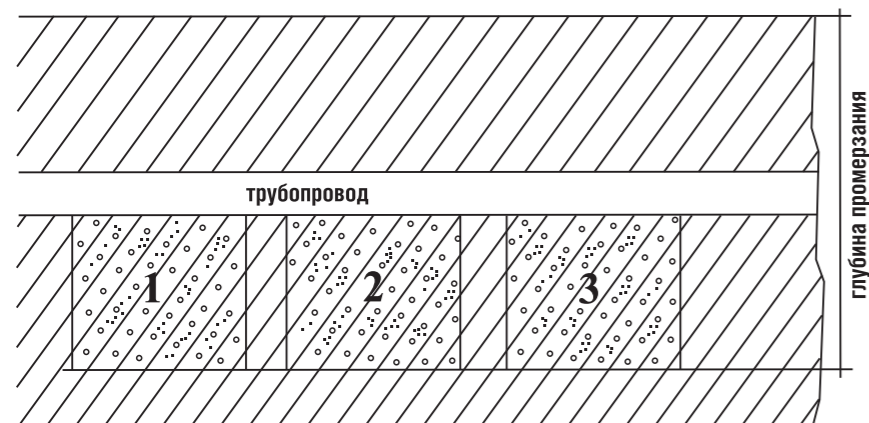
Еще один способ обеспечения безопасности трубопроводов, расположенных на участках с СММП [8], заключается в стабилизации высотного положения эксплуатируемого трубопровода с помощью размещения под трубопроводом свайных опор (рис. 6):

РИС. 6. Стабилизация высотного положения трубопровода



1 – грунт; 2 – траншея; 3 – трубопровод; 4 – опора; 5 – свая

РИС. 7. Устройство противупучинистого экрана с использованием грунта обратной засыпки



разуплотненный грунт обратной засыпки с гидрофобными добавками

- отрывается поперечная траншея ниже нижней образующей трубопровода;
- под телом трубы выбирается грунт подсыпки для размещения опорной плиты;
- забиваются сваи на глубину, превышающую глубину оттаивания СММП;
- на верхней части свайных опор под трубопроводом монтируется опорная плита, на которую укладывается трубопровод для ограничения вертикальных перемещений вниз и вверх;
- производится обратная засыпка траншеи грунтом.

Устранение негативных последствий морозного пучения в активной зоне может быть достигнуто несколькими способами. Первый из них связан с механическим закреплением трубопровода в активной зоне с помощью свай, анкеров и т.д. Например, узколопастные сваи, которые не закачиваются в форме конуса, однако они снабжены заостренным или зазубренным концом с предварительным бурением лидерной скважины диаметром, равным диаметру ствола сваи. Наличие во внутренней полости винтовой части дополнительного элемента, необходимого для транспортировки осыпавшегося грунта во внутреннюю часть сваи, позволяет погружать сваю до дна пробуренной скважины, при этом отпадает необходимость бурения лидерной скважины на глубину больше проектной, что позволяет

сократить сроки строительства. Сваи имеют максимальную несущую способность при минимальных размерах винтовой лопасти (конструкция анкера Ø300); погружаются в мерзлые грунты без дополнительной осевой пригрузки и при минимальном крутящем моменте; двухступенчатая лопасть анкера позволяет сократить время на завинчивание. Кроме того, они имеют малую материалоемкость и просты в изготовлении.

К одним из способов организации противупучинистых мероприятий относится устройство противупучинистого экрана с использованием грунта обратной засыпки (рис. 7). Производится отрывка траншей (1, 2, 3) до глубины промерзания. Перед обратной засыпкой разуплотненный грунт перемешивается с непучинистым грунтом (желательно песком) с добавкой гидрофобных фракций. Подготовленный таким образом грунт засыпается только в траншеи 1, 2 и 3. Засыпка по верхней образующей над траншеями производится грунтом без всякой обработки.

Наличие противупучинистых траншей 1, 2, и 3 позволяет значительно уменьшить интенсивность сил морозного пучения и тем самым уменьшить значение изгибающих моментов. Система противупучинистых траншей 1, 2, 3 образует своего рода противупучинистый экран, действие которого заключается в уменьшении максимальной

кривизны трубопровода, т.е. его профиль в активной зоне становится более пологим.

К сожалению, не существует однозначного набора мероприятий, которые могут гарантированно обезопасить эксплуатируемый трубопровод от деформаций и разрушений вследствие наличия СММП в зоне берегового примыкания. Поэтому при выборе мероприятий следует руководствоваться особенностями местных условий, применяемых материалов и конструкций, экономическим соотношениям и т. д. Очевидно, что одновременное применение различных мероприятий в определенных сочетаниях позволит достичь главной цели – эффективной и безопасной работы трубопроводов в течение запланированного расчетного срока службы. ●

Литература

- Козлов С.А. Опасные для нефтегазопромысловых сооружений геологические и природно-техногенные процессы на Западно-Арктическом шельфе России [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.ogbus.ru/2005_1.shtml. – 10.02.05.
- Соловьев В.А. Криолитозона шельфа и этапы ее развития // Основные проблемы палеогеографии позднего кайнозоя Арктики. – М.: Недра, 1983. – С. 185-192.
- Григорьев М. Н. Криоморфогенез и литодинамика прибрежно-шельфовой зоны морей Восточной Сибири : дис. ... д-ра геогр. наук: 25.00.08. – Якутск, 2008. – 291 с.
- Романовский Н.Н. Распределение и мощность субмаринной мерзлоты на шельфе моря Лаптевых /Н.Н. Романовский, А. В. Гаврилов, А. Л. Холодов и др. // Криосфера Земли, 1997, т.1, № 3, С. 9-18.
- Геокриологические условия Харсавейского и Круженштерновского газоконденсатных месторождений (полуостров Ямал) под ред. В.В. Баулина. – М.: Геос, 2003. – 200 с.
- ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования. – М.: Стандартинформ, 2012.
- Вааз С.Л. Сезонные охлаждающие устройства: обзорная информация / С. Л. Вааз, А. А. Усачев. – Москва : Газпром экспо, 2010. – 95 с.
- Заявка 2012135324/06 РФ, МПК F 16 L 1/028. Способ обеспечения безопасности трубопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов / А. Г. Гумеров, Р. Х. Идрисов, Я. Р. Идрисова, С. П. Суцнев, В. И. Ларионов (Россия). – № 2012135324/06; Заявлено 16.08.2012; Опубл. 27.02.2014. Бюл. № 6.

KEY WORDS: transportation of petroleum, underwater pipelines, offshore, coastal areas abutting permafrost.



ЧИСТЫЕ ПРУДЫ Велнес-клуб

ДОБРО ПОЖАЛОВАТЬ В МИР КРАСОТЫ И ЗДОРОВЬЯ!

Высочайший уровень обслуживания наряду с удобным расположением в самом сердце города делают «Чистые Пруды» поистине уникальным местом в Москве. Клуб выгодно отличается атмосфера спокойствия и избранности, искусно созданная и поддерживаемая профессионалами своего дела.

В Клубе Вас встретит безупречность во всех деталях:

- Просторный тренажерный зал 400 кв.м.;
- Зона для занятий кросс-фитом и функциональным тренингом;
- Уютная кардио зона, оснащенная премиальной линейкой ARTIS компании Technogym;
- Спортивный зал для игры в баскетбол, волейбол, мини футбол, настольный теннис;
- Зал для занятий йогой, пилатесом, боксом и танцами;
- Один из самых прогрессивных гольф-симуляторов со сферическим экраном.

Клуб открывает перед своими Гостями большие возможности и в области красоты:

- Косметология;
- Эстетика тела;
- Ногтевой сервис;
- Услуги стилиста по волосам;
- Банный комплекс (русская баня и турецкий хамам).

Лучшие специалисты умело подчеркнут достоинства и помогут в стремлении к совершенству. По традиции, велнес-клуб «Чистые Пруды» сотрудничает только с зарекомендовавшими себя и признанными во всем мире косметическими брендами, предлагая как профессиональные средства, так и линии для домашнего ухода.

Москва, Чистопрудный бульвар, д.12, стр. 1

Тел: +7(495) 628 60 00

www.prudi.ru

ОБУСТРОЙСТВО ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АРКТИКЕ

КОМБИНИРОВАННЫЙ ВИД ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЛАВУЧИХ КОМПЛЕКСОВ СУДОВОГО ТИПА ПОЗВОЛИТ ПРОВОДИТЬ ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДОВ НА АКВАТОРИЯХ БАРЕНЦЕВА И ОХОТСКОГО МОРЕЙ В ТЕЧЕНИЕ БОЛЬШЕЙ ЧАСТИ ГОДА С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ПОЛНОЦЕННОЙ ПОДГОТОВКИ К ТРАНСПОРТУ. ДЛЯ КРУГЛОГОДИЧНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ЭТИХ РАЙОНАХ НЕОБХОДИМО ОРГАНИЗОВАТЬ МОНИТОРИНГ И УПРАВЛЕНИЕ ЛЕДОВОЙ ОБСТАНОВКОЙ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕН ОДИН ИЗ ГЛАВНЫХ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА ПРИ КОМБИНИРОВАННОМ ВИДЕ – ПЛАВУЧИЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИЙ КОМПЛЕКС СУДОВОГО ТИПА, А ТАКЖЕ ОПИСАНЫ ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АКВАТОРИЯХ ЗАМЕРЗАЮЩИХ МОРЕЙ И ПРИНЦИПЫ УПРАВЛЕНИЯ ЛЕДОВОЙ ОБСТАНОВКОЙ. В СИЛУ ТОГО, ЧТО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПЛАТФОРМЫ СУДОВОГО ТИПА ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ БОЛЬШИМИ ПЛОЩАДЯМИ, ЭТО ПОЗВОЛЯЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ АПРОБИРОВАННЫЕ НА СУШЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И, КАК СЛЕДСТВИЕ, ОБЕСПЕЧИТЬ БОЛЕЕ ВЫСОКИЙ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ. СДЕЛАН ВЫВОД О ПЕРСПЕКТИВНОСТИ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЛЕДОСТОЙКИХ ПЛАТФОРМ СУДОВОГО ТИПА ПРИ КОМБИНИРОВАННОМ ВИДЕ ОБУСТРОЙСТВА МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИЧЕСКОГО И ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО ШЕЛЬФОВ НА ГЛУБОКОВОДЬЕ

COMBINED TYPE OF INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT OF OIL-AND-GAS FIELDS USING FLOATING OIL AND GAS COMPLEXES OF SHIPBOARD-TYPE WILL ALLOW HYDROCARBON PRODUCTION IN THE WATERS OF BARENTS SEA AND SEA OF OKHOTSK DURING MAJOR PART OF YEAR WITH POSSIBILITY TO USE ADVANCED METHODS OF ENHANCED OIL RECOVERY AND ADEQUATE PROCESSING OF WELLS PRODUCTION FOR TRANSPORTATION. FOR YEAR-ROUND FIELDS EXPLOITATION IN THESE REGIONS IT IS NECESSARY TO ORGANIZE MONITORING AND ICE SITUATION CONTROL. THE ARTICLE CONSIDERS ONE OF THE MAJOR FACILITIES OF INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT UNDER COMBINED TYPE – FLOATING OIL AND GAS COMPLEX OF SHIPBOARD-TYPE AS WELL AS DESCRIBES THE PECULIARITIES OF OIL AND GAS FIELDS IN THE WATERS OF FREEZING SEAS AND PRINCIPLES OF ICE SITUATION CONTROL. BY VIRTUE OF THE FACT THAT SHIPBOARD-TYPE PROCESS PLATFORMS ARE CHARACTERIZED BY THE PRESENCE OF LARGE AREAS FOR LAYOUT OF PROCESSING FACILITIES AND BY POSSESSION OF STORAGE VOLUMES FOR LIQUID HYDROCARBONS, IT ALLOWS USING TESTED ASHORE RESERVOIR AND PRODUCTION ENGINEERING OF OIL-AND-GAS-FIELD OPERATION WITH THE APPLICATION OF MODERN METHODS FOR ENHANCED OIL RECOVERY AND, CONSEQUENTLY, TO ENSURE HIGHER OIL RECOVERY FACTOR AT OFFSHORE FIELDS. THE ARTICLE DRAWS CONCLUSION ABOUT PROSPECTIVITY AND APPLICABILITY OF SHIPBOARD-TYPE ICE-RESISTANT PLATFORMS IN CASE OF COMBINED TYPE OF INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT FOR OFFSHORE OIL-GAS FIELDS AT ARCTIC AND FAR-EASTERN SHELVES IN DEEP WATERS

Ключевые слова: освоение морских нефтегазовых месторождений, комбинированный вид обустройства морских месторождений, плавучий нефтегазодобывающий комплекс судового типа, замерзающие моря, глубоководные месторождения, управление ледовой обстановкой.

Харченко Юрий Алексеевич, Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, профессор кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений, д.т.н., профессор

Потысьев Евгений Александрович, Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, магистрант кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений

Освоение морских нефтегазовых месторождений кардинально отличается от разведки, обустройства и эксплуатации сухопутных месторождений [1].

Сложные гидрометеорологические условия и специфика производства работ в морских условиях требуют применения специальных технологий и технических средств при обустройстве и эксплуатации морских месторождений.

В настоящее время на шельфах замерзающих морей в различных регионах мира, таких как море Бофорта, Большая Ньюфаундлендская банка, Баренцево, Каспийское,

Охотское моря находятся в разработке свыше 30 месторождений. В частности, на шельфе Российской Федерации в Охотском море уже успешно реализуются проекты «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Сахалин-3». В рамках данных проектов используются следующие виды обустройства месторождений: надводный – ледостойкие стационарные платформы «Пильтун-Астохская-А», «Пильтун-Астохская-Б», «Орлан», «Лунская-А», «Беркут» на месторождениях Пильтун-Астохское, Чайво, Лунское и Аркутун-Даги; надземный (с помощью наклонно направленных скважин, пробуренных с суши) –

на месторождениях Одопту-море и Чайво; подводный – Киринское месторождение.

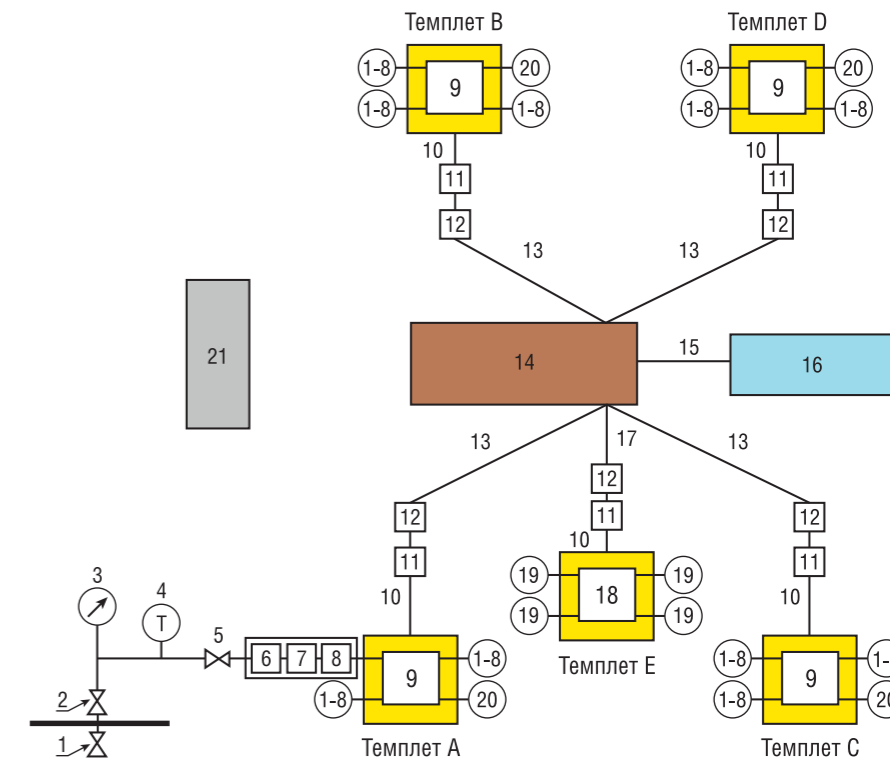
Однако с ростом глубины акватории и удаленности месторождений нефти и газа от суши бурение протяженных скважин (более 14 км) становится технологически невозможным, а применение ледостойких стационарных платформ на глубинах свыше 100 метров экономически нецелесообразным. Следует отметить, что на сегодняшний день ограничено и применение полностью подводного вида обустройства ввиду того, что нет возможности: во-первых, обеспечить полный цикл добычи и подготовки нефти к транспорту в подводном исполнении; во-вторых, обеспечить устойчивое энергоснабжение и управление подводным добычным комплексом (ПДК) при удалении месторождений от береговой инфраструктуры более 50 км; наконец, обслуживать и производить ремонт ПДК во время ледового периода.

Прогнозные ресурсы углеводородов в акваториях замерзающих морей Российской Федерации составляют более 100 миллиардов тонн условного топлива, значительная часть из которых приходится на отдаленные глубоководные месторождения. Поэтому освоение нефтегазовых месторождений замерзающих морей РФ на глубоководье является актуальной проблемой, а применение комбинированного вида обустройства с использованием плавучих технологических платформ является весьма перспективным ее решением.

На сегодняшний день для разработки глубоководных нефтегазовых месторождений применяются несколько типов плавучих технологических платформ, но большинство из них, за исключением технологических платформ судового типа (по классификации российского морского регистра судоходства [2] – плавучий нефтегазодобывающий комплекс судового типа, ПНК СТ, по международной – FPSO), не имеют опыта эксплуатации в условиях ледовых образований.

Комбинированный вид обустройства с применением

РИС. 1. Основные объекты комбинированного вида обустройства месторождения (без учета шлангокабелей и систем управления ПДК)



1 – подземный предохранительный клапан; 2 – центральное запорное устройство; 3 – устройство для измерения давления; 4 – устройство для измерения температуры; 5 – боковое запорное устройство; 6 – измеритель обводненности продукции скважин; 7 – акустический детектор песка; 8 – датчик эрозии; 9, 18 – манифольды; 10 – внутрипромысловый трубопровод; 11 – оконечное устройство; 12 – устройство подключения райзеров; 13 – добывающие райзеры; 14 – платформа; 15 – экспортный райзер; 16 – челночный танкер; 17 – нагнетательный райзер; 19 – нагнетательные скважины; 20 – резервированное место; 21 – ледокол

плавучих нефтегазодобывающих комплексов судового типа относится к решениям уже апробированным, целесообразность которых была полностью признана на практике на месторождениях канадского шельфа, близ о. Ньюфаундленд, где присутствуют ледовые образования.

Каждый проект освоения морского нефтегазового месторождения в своем роде является уникальным, и под него необходимо подбирать свои определенные морские нефтегазопромысловые сооружения и объекты обустройства. Поэтому далее рассмотрим концепцию технико-технологических решений по освоению нефтяной залежи одного из месторождений Охотского моря с применением комбинированного вида обустройства, включающего в себя: подводный добычной комплекс и ПНК СТ (рисунок 1).

При комбинированном виде одним из главных объектов обустройства является плавучий нефтегазодобывающий комплекс судового типа, представляющий собой технологическое судно, в верхнем строении которого находится оборудование для приема продукции скважин, подготовки нефти, попутных газа и воды. Предусматривается непрерывная добыча нефти, которая после подготовки подается в танки-хранилища (расположены в корпусе судна) и периодически отгружается на танкеры.

Добычу нефти на месторождении предполагается вести при жестководонапорном режиме с поддержанием пластового давления (ППД), что позволит значительно повысить коэффициент извлечения нефти (КИН). Так, к примеру, при реализации системы ППД и методов повышения

нефтеотдачи на норвежских месторождениях в Северном море КИН приближается к 70% (в РФ КИН – 28%) [3]. Для сравнения: при подводном виде обустройства месторождения на regime истощения залежи КИН составляет всего 10%.

Для безопасной работы ПНК СТ в акватории замерзающего моря сформирован ряд требований, необходимых для выполнения: во-первых, корпус судна должен быть рассчитан на ледовые нагрузки, которые могут возникнуть в течение расчетного срока эксплуатации; во-вторых, ПНК СТ должен иметь внутреннюю турельную систему удержания, вокруг которой судно в условиях нормальной эксплуатации может поворачиваться в зависимости от погодных условий, а также отсоединяемый буй системы удержания райзеров на случай экстренного покидания района эксплуатации, когда ледовая нагрузка на систему швартовки превышает расчетный уровень; наконец, на месторождении необходимо организовать мониторинг и управление ледовой обстановкой [4].

Целью управления ледовой обстановкой в случае с ПНК СТ является выявление любых ледовых режимов и их характеристик, представляющих потенциальную угрозу для судна и его якорной системы удержания, а также разрушение в зоне эксплуатации ПНК СТ ледовых образований до состояния крупно- и мелкобитого льда и отбуксировка крупных ледяных объектов.

На акваториях Охотского моря основную опасность при комбинированном виде обустройства месторождений представляют обширные ледовые поля, поэтому для снижения ледовой нагрузки на ПНК СТ необходимо привлечение ледокольного флота.

Одной из важнейших задач мониторинга и управления ледовой обстановкой является требование по выявлению угрожающих ледовых условий для ПНК СТ, как минимум за 6 часов до их прохождения через точку швартовки, плюс время необходимое для выполнения ледокольных операций. В этом случае будет достаточно

времени для прекращения работ и предотвращения столкновения ПНК СТ со льдом, а также для того, чтобы в организованном порядке отдать швартовые, если с помощью мероприятий по управлению ледовой обстановкой не удалось добиться желаемых результатов.

Использование комбинированного вида обустройства нефтегазовых месторождений в замерзающих морях с применением плавучего нефтегазодобывающего комплекса судового типа позволит: во-первых, организовать энергоснабжение и управление подводным добычным комплексом непосредственно на месторождении; во-вторых, обеспечить полную подготовку нефти и газа к транспорту и воды для закачки в пласт с использованием технологий и оборудования, разработанных для сухопутных месторождений (при возможной небольшой их адаптации к морским условиям); в-третьих, использовать корпус платформы для накопления и хранения жидких углеводородов с их последующей отгрузкой на танкеры; наконец, обеспечить самостоятельное отсоединение и отход платформы на безопасное расстояние в случае возникновения айсберговой, ледовой, волновой или любой другой угрозы и оперативные, опять же самостоятельные, возвращение и установку на точку с возобновлением добычи.

Таким образом, комбинированный вид обустройства

нефтегазовых месторождений с использованием ПНК СТ позволит проводить добычу нефти и газа на акваториях арктического и дальневосточного шельфов (Баренцево и Охотское моря) в течение большей части года с применением современных методов повышения нефтеотдачи и, как следствие, обеспечит высокий коэффициент извлечения нефти. При организации мониторинга и управления ледовой обстановкой эксплуатация месторождений в этих районах может быть круглогодичной. ●

Литература

1. Основы морского нефтегазопромыслового дела: Том 1: Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений / Под ред. Д.А. Мирзоева. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 272 с.
2. Правила классификации, постройки и оборудования морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов. СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2011. – 162 с.
3. Дмитриевский А.Н. Проблемы инновационного развития нефтегазового комплекса [Текст] / А.Н. Дмитриевский, Н.И. Комков, М.В. Кротова // МИР (Модернизация. Инновации. Развитие). – 2015. – Т. 6. № 3. – С. 62–77.
4. Харченко Ю.А. Турельные системы удержания платформ для месторождений замерзающих морей [Текст] / Ю.А. Харченко, Р.М. Тер-Саркисов, Е.А. Потысьев // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – № 9. – С. 76–84.

KEY WORDS: *the offshore oil and gas fields, combined view of the offshore deposits, floating oil and gas complex of marine type, the freezing of the sea, deep-sea deposits, management of ice conditions.*



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

7–9 июня

У ежегодная серия технических визитов и программа по обмену опытом

«Управление терминалом. Логистика для трейдеров»

Роттердам

ИЮНЬ

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

16 июня

Российский нефтегазовый Саммит «Интеллектуальное месторождение»

Москва

22–23 июня

Евразийский Промышленный Форум – Выставка Астана 2017

г. Астана

27–30 июня

14-я Международная выставка «НЕФТЬ И ГАЗ»/ MIOGE

Москва

ГРУЗОПЕРЕВОЗКИ НА ШЕЛЬФЕ

Жатайская судостроительная верфь – импульс инновационного развития Якутии

В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ЗАВОЗА И ВЫВОЗА ГРУЗОВ ДЛЯ НУЖД МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ ЦЕНТРОВ РЕСПУБЛИКИ САХА НЕОБХОДИМО СТРОИТЕЛЬСТВО СОВРЕМЕННЫХ ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ СУДОВ КЛАССА «РЕКА-МОРЕ» НА ВЕРФЯХ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ЛЕНСКОМ БАСЕЙНЕ. КАКОВА СЕГОДНЯ КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ВНУТРЕННЕГО ВОДНОГО ТРАНСПОРТА РЕСПУБЛИКИ, И КАКИЕ ПРОЕКТЫ РЕАЛИЗУЮТСЯ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ ЯКУТИИ?

WITH A VIEW TO ENSURING DELAY-FREE DELIVERY AND PICKUP OF CARGO FOR NEEDS OF MINERAL RESOURCES STORAGE FACILITIES OF THE REPUBLIC OF SAKHA IT IS NECESSARY TO BUILD MODERN HIGH-POWERED "RIVER SEA" CLASS VESSELS AT SHIP-YARDS SITUATED IN LENA BASIN. WHAT IS NOWADAYS THE CONCEPT OF INLAND WATER TRANSPORT DEVELOPMENT OF THE REPUBLIC, AND WHAT ARE THE PROJECTS IMPLEMENTED FOR DEVELOPMENT OF YAKUTIA ARCTIC ZONE?

Ключевые слова: логистика, судостроительная верфь, грузоперевозки, освоение Арктики, транспортировка углеводородов.



**Игорь Михайлович
Глушков,**
Директор департамента
капитального строительства
АО «Корпорация развития
Республики Саха (Якутия)»

Инновационный путь развития экономики и социальной сферы Республики Саха определен долгосрочной Стратегией социально-экономического развития Якутии, которая в целом носит инвестиционный характер и реализуется через современные институты развития.

Республика Саха, как и вся Россия, движется по пути инновационного развития, эффективного управления хозяйственным комплексом и освоения новых конкурентоспособных технологий и продуктов.

На Международном форуме в Архангельске «Арктика – территория диалога» президент Российской Федерации В.В. Путин

указал, что «в новой редакции государственной программы развития Арктической зоны России должны найти поддержку инициативы, имеющие мультипликативный эффект для арктических регионов и для страны в целом».

Поставленной задаче в полной мере соответствует системообразующий комплексный инвестиционный проект создания высокотехнологичной Жатайской судостроительной верфи, без реализации которого невозможны формирование Северо-Якутской опорной зоны и реализация других взаимосвязанных инвестиционных проектов.



УДК 629.12



Проект направлен на развитие инфраструктуры водного транспорта Ленского бассейна, который является безальтернативным в Республике Саха и играет ключевую роль в схеме доставки жизненно важных грузов в пункты судоходных рек арктического стока: Лены, Анабара, Яны, Индигирки и Колымы, обеспечивая тем самым жизнедеятельность огромных арктических территорий Северо-Востока России.

В связи с изолированностью Ленского бассейна от других речных бассейнов страны, строительство, ремонт и техническое обслуживание речного флота возможно исключительно на сохранившихся, но крайне изношенных мощностях Жатайского судоремонтно-судостроительного завода.

Безотлагательность строительства Жатайской судостроительной верфи на базе реконструкции и модернизации Жатайского судоремонтно-судостроительного завода обусловлена тремя факторами:

Во-первых, утратой судостроительных мощностей в постсоветский период.

Во-вторых, высокой степенью износа и критический возраст транспортного флота Ленского бассейна.

И, в-третьих, требованиями Технического регламента «О безопасности объектов внутреннего водного транспорта», предусматривающего запрет эксплуатации однокорпусных наливных судов с 1 января 2018 года, в результате чего в Ленском бассейне под замену попадает 131 действующее наливное судно, имеющее одноконтурный корпус.

Реализация комплексного инвестиционного проекта по созданию Жатайской судостроительной верфи, без преувеличения, направлена на спасение инфраструктуры водного транспорта Ленского бассейна и является ключевым условием в обеспечении бесперебойного завоза необходимых грузов в 119 арктических населенных пунктов с численностью 68 тысяч человек, а также пункты базирования Минобороны и МЧС России, размещенные в Арктической зоне.

Широкомасштабная газификация инфраструктурных объектов Якутии

Следующим взаимосвязанным приоритетным инновационным направлением развития республики должна стать газификация инфраструктурных объектов жилищно-коммунального комплекса, энергетики и транспорта, расположенных в зоне доступности наземного и водного транспорта.

Перевод энергогенерации с нефтепродуктов на природный газ в последнее время все отчетливее обозначается как стратегическое направление развития энергетики страны. Успешно решаются задачи развития глобальной системы экспорта российского газа, часть которой находится на территории Республики Саха (Якутия) и сопредельной территории Иркутской области. Это газопровод «Сила Сибири». Однако реализация глобальных газовых проектов происходит на фоне отставания развития региональных систем газификации. Один из ярких примеров – Республика Саха (Якутия), где газификация идет путем постройки внутрирегиональных газопроводов. Сделано много, но процессу не хватает комплексности путем перевозки газа наземным и водным транспортом.

Широко известно, что весь мир развивает производство и потребление сжиженного природного газа (СПГ) как наиболее эффективного и транспортабельного энергоносителя. Созданы огромные мощности для производства СПГ, в том числе в России – Сахалин II, Сабетта (ЯНО). Построен и продолжает строиться подвижной состав для перевозки СПГ автомобильным, железнодорожным и морским



транспортом. Однако до сих пор нет прецедента постройки в России речных и класса «река-море» судов-газовозов для перевозки СПГ.

Применение СПГ – это достижение мирового уровня, как в энергетике, так и на перевозках. Пример – опыт Западной Европы, Ирана, заводы по сжиганию природного газа на Штокмановском и Сахалинском газовых месторождениях.

Технические предпосылки для крупномасштабного перехода на СПГ в республике самые благоприятные:

- имеются большие и перспективные месторождения природного газа;
- в наличии магистральный газопровод с Вилуйского месторождения до Якутска с переходом на правый берег р. Лены;
- богатый опыт работы с криогенной техникой в части производства жидкого азота и кислорода с последующей транспортировкой автотранспортом;
- разрабатывается качественно новая программа судостроения.

Все это говорит о наличии региональной технической основы для развития беструбопроводной газификации инфраструктурных объектов Арктической зоны Северо-Востока России и задействование для этих целей всех видов транспорта.

Для водного транспорта СПГ выступает в двух категориях:

- грузовая база для перевозки судами-газовозами;
- энергоноситель для использования на водном транспорте взамен дизельного топлива.

Зона потребления СПГ на первом этапе – населенные пункты, инфраструктура ЖКХ и энергетики вдоль р. Лены вверх и вниз от пункта отбора СПГ в Нижнем Бестяхе. На следующем этапе в зону потребления СПГ должны подключиться населенные пункты, объекты ЖКХ и энергетики Арктической зоны республики, расположенные в устьях рек Анабар, Яна и Индигирка, в том числе п. Тикси и объекты арктической группировки МЧС и Минобороны России.

Для доставки СПГ до пунктов потребления потребуются танкеры-газовозы класса «река-море», поскольку вдоль побережья арктических морей нет глубоководных подходов для существующих крупнотоннажных морских газовозов.

Переход транспорта на газ – процесс технически и технологически отработанный и освоенный. Для реализации задачи беструбопроводной газификации населенных пунктов, ЖКХ, энергетики и транспорта Якутии следует разработать и принять соответствующую региональную программу.

Роль минерально-сырьевых центров

Традиционно основой экономического развития Арктической зоны являются крупные инвестиционные проекты освоения минеральных ресурсов, где необходимо развернуто применять механизмы государственно-частного партнерства.

Для комплексного развития арктических и северных территорий Республики Саха (Якутия), а также снижения негативного влияния «тирании огромного пространства», необходимо в первоочередном порядке стимулировать реализацию инвестиционных проектов по освоению не только месторождений углеводородов, но и «якорных» объектов на суше: крупных и уникальных месторождений алмазов, золота, цветных и редкоземельных металлов на материковой части формируемой Северо-Якутской опорной зоны (СЯОЗ).

В целях повышения эффективности проектов, разработки эффективной транспортно-логистической схемы, организации добычи и глубокой переработки сырья предполагается формирование на территории Северо-Якутской опорной зоны нескольких минерально-сырьевых центров (МСЦ) с учетом строительства производственных объектов и объектов инфраструктуры.

Необходимо подчеркнуть, что концепция создания опорных зон не противоречит формированию МСЦ. Выделение опорных зон – это территориальный фактор, который объединяет проекты, являющиеся значимыми для региона и страны в целом. А в свою очередь МСЦ является одним из механизмов развития опорных зон, направленных на эффективное освоение минерально-сырьевого потенциала.

Минерально-сырьевой центр – это совокупность разрабатываемых и планируемых к освоению месторождений, перспективных площадей, связанных общей существующей и планируемой инфраструктурой и имеющих единый пункт отгрузки добываемого сырья или продуктов его обогащения в федеральную или региональную транспортную систему (железнодорожный, трубопроводный и морской транспорт) для доставки потребителям.

МСЦ предусматривают не только развитие ресурсной базы и обеспечивающей инфраструктуры, но и комплексное социально-экономическое развитие территории. Это строительство транспортной и энергетической инфраструктуры общего назначения, создание новых производств, увеличение налоговых поступлений в бюджеты различных уровней и др.

Минерально-сырьевые центры на территории СЯОЗ для оценки перспектив ее освоения и получения максимальных синергетических эффектов и мультипликаторов, представлены месторождениями, как уже осваиваемые компаниями-недропользователями (проекты освоения месторождений и проекты на поисковой стадии на лицензионных участках с прогнозными ресурсами), так и перспективными (месторождения в нераспределенном фонде недр).

Подробно хотелось бы остановиться на одном из перспективных МСЦ. Таким, как Минерально-сырьевой

промышленный кластер (МСПК) «Усть-Яна».

В нераспределенном фонде недр Усть-Янского района находится уникальное золоторудное месторождение «Кючус». Это месторождение вторая «Нежданника» Якутии. Только балансовые запасы которого равняются 175 тыс. тонн. Именно освоение золоторудного месторождения «Кючус» позволит сформировать энергетическую и транспортно-логистическую инфраструктуру, которая будет использована и поэтапно развита для освоения других месторождений не только Усть-Янского, но и Верхоянского районов.

На территории Усть-Янского района расположен Куларский рудно-россыпной район редкоземельных металлов, который по составу и содержанию среднетяжелых элементов редких металлов превосходит большинство отечественных месторождений и совместно с Томторским месторождением дополняет практически весь спектр остродефицитных редких металлов.

Все запасы олова Якутии сосредоточены в данном МСЦ. Это месторождения «Депутатское», «Одинокое», «ручей Тирехтях», «Чурпунья», «Чокурдахское» и др. В распределенном фонде находится коренное месторождение рудного олова «Депутатское» и россыпное месторождение «ручей Тирехтях».

Основным методом стимулирования развития МСЦ, таких как МСПК «Усть-Яна»,

является предоставление мер государственной поддержки путем проведения геолого-экономической переоценки ресурсов и запасов нераспределенного фонда недр Арктической зоны Якутии и геологоразведочных работ регионального этапа за счет государственного бюджета.

В целях обеспечения бесперебойного завоза и вывоза грузов для нужд МСЦ необходимо строительство современных высокопроизводительных судов класса «река-море» на верфях, расположенных в Ленском бассейне. Концепция развития внутреннего водного транспорта Республики Саха (Якутия) полностью соответствует не только проектам освоения Арктической зоны Якутии, но и в целом программе социально-экономического развития Республики Саха (Якутия).

Это лишь небольшая толика проектов Корпорации развития Республики Саха (Якутия). Основопологающим принципом финансирования является взвешенное соотношение государственного и частного капиталов, выраженных не только денежным эквивалентом, но и иными материальными активами, направленными на получение положительного результата в проектные сроки. Подтверждением тому являются инвесторы, заинтересованные в новых, качественных, профессионально проработанных проектах. ●

KEY WORDS: *logistics, shipyard, transportation, Arctic exploration and the transportation of hydrocarbons.*



ПОДВОДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Саушин Александр Захарович,
д.т.н., профессор кафедры
РЭНГ ИНГ АГТУ

Лямина Наталья Федоровна,
доцент кафедры «Разработка и
эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений» Института нефти и газа
Астраханского Технического
Государственного Университета

ПОДВОДНЫЙ ДОБЫЧНЫЙ КОМПЛЕКС ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ СОВОКУПНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ БЛОКОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА МОРСКОМ ДНЕ, ОТВЕЧАЮЩИХ ЗА ОПРЕДЕЛЕННЫЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ СКВАЖИН С ПОДВОДНЫМ УСТЬЕМ. ПОДВОДНЫЙ КОМПЛЕКС МОЖЕТ СОПРОВОЖДАТЬСЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИМ СООРУЖЕНИЕМ, НА КОТОРОМ ПРОВОДЯТСЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ОПЕРАЦИИ (КОНТРОЛЬ, СЕПАРАЦИЯ, И Т.Д.). АКТУАЛЬНОСТЬ ДАННОЙ РАБОТЫ ОБОСНОВЫВАЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬЮ ПРИМЕНЕНИЯ СЕПАРАТОРОВ ДЛЯ ПОДВОДНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРОДЛЕНИЕМ, БЛАГОДАря ЭТОМУ, СРОКА СЛУЖБЫ ТРУБОПРОВОДОВ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРОВОДИТСЯ КРАТКИЙ ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ ПОДВОДНОЙ СЕПАРАЦИИ, ПРЕДЛАГАЕТСЯ СХЕМА ПОДВОДНОЙ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА С ТЕХНОЛОГИЕЙ СВЕРХЗВУКОВОЙ СЕПАРАЦИИ, ОПИСАНЫ ЕЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

SUBSEA PRODUCTION COMPLEX IS A COMBINATION OF TECHNOLOGICAL UNITS SITUATED UNDERSEA AND BEING RESPONSIBLE FOR SPECIFIC OPERATIONS WHILE OPERATING OFFSHORE WELLS WITH SUBSEA WELLBAY. SUBSEA COMPLEX CAN BE ACCOMPANIED BY HYDROTECHNICAL CONSTRUCTION WHERE AUXILIARY OPERATIONS (CONTROL, SEPARATION ETC.) TAKE PLACE. ACTUALITY OF THIS WORK CONSISTS IN THE USE OF SEPARATORS FOR SUBSEA EXPLOITATION OF GAS-CONDENSATE FIELD AS WELL AS FOR SERVICE LIFE EXTENSION OF PIPELINES. THIS ARTICLE GIVES A BRIEF OVERVIEW OF SUBSEA SEPARATION TECHNOLOGIES, OFFERS A SCHEME OF SUBSEA GAS TREATMENT UNIT WITH TECHNOLOGY OF ULTRASONIC SEPARATION AND DESCRIBES ITS ADVANTAGES

Ключевые слова: подводный добычный комплекс, месторождение, подводный манифольд, Киринское месторождение, манифольд, система сепарации.

Актуальность данной работы подтверждается пользой от применения сепараторов для подводной эксплуатации месторождений, а именно, возможностью продления срока службы трубопроводов. В статье рассматриваются новейшие технологии сепарации продукции на шельфовых месторождениях и применение подводно-добычных комплексов (ПДК) а также применение подводного сепаратора на Киринском ГКМ.

Использование подводной технологии добычи имеет ряд преимуществ:

- возможность добывать углеводородное сырье в сложнейших климатических условиях, даже подо льдом,
- не требуется строительства платформ и иных надводных конструкций,
- не требуется непосредственного присутствия обслуживающего персонала,
- экономическая эффективность применения ПДК по сравнению с морскими платформами.

Немного об истории первых подводных скважин. Первая скважина с подводным расположением устья была пробурена в 1943 г. на озере Эри (США) на глубине 11,5 м. С тех пор этим методом закончено около 300 скважин в различных морских месторождениях мира: в Мексиканском заливе, у Тихоокеанского побережья США, у побережья Юго-Восточной Азии, в Северном море и т.д. За 1976–1980 гг. число скважин с подводным расположением устья возросло с 217 до 283. В первой половине 1980 г. намечалось оборудовать еще 66 скважин, для которых уже имелось оборудование или оно было заказано. Основным преимуществом этого метода является возможность ввода нефтяного месторождения в эксплуатацию очередями, что на практике ведет к ускоренному получению первой нефти.

ФАКТЫ

400 т

вес подводных добычных комплексов, установленных на дне моря

139 км

длина газопровода, по которому подготовленный на БТК газ поступает на головную компрессорную станцию газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

Пробурить с бурового судна несколько скважин, оборудовать их устья соответствующей подводной арматурой и ввести в эксплуатацию можно значительно быстрее, чем устанавливать дорогостоящую стационарную платформу, бурить с нее наклонно-направленные скважины, и лишь после этого ввести месторождение в эксплуатацию. Кроме того, метод разработки месторождения с подводными расположением устьев скважин дает возможность выявить некоторые геолого-физические характеристики месторождения и эксплуатационные параметры на более ранней стадии разработки.

Для управления устьевым оборудованием и манифольдными камерами применяются гидравлические или электрогидравлические системы. Управление каждой задвижкой осуществляется либо по отдельным линиям, идущим с обслуживающего судна, либо через единый распределительный блок.

Различают две системы подводной установки оборудования:

- с открытым расположением оборудования устья под водой;
- и с закрытым оборудованием – «сухим» (атмосферным).

В системах открытого типа все устьевое оборудование находится под гидростатическим давлением, соответствующим глубине моря.

Можно выделить следующие этапы формирования подводного оборудования:

- 1994 г. – начало промышленной эксплуатации первой подводной насосной станции на месторождении на шельфе Италии;
- 2001 г. – начало опытно-промышленной эксплуатации первого подводного сепаратора на месторождении TROLL (Норвегия);
- 2007 г. – начало первой промышленной эксплуатации подводного сепаратора на месторождении Tordis (Норвегия);
- 2014–2015 гг. – начало опытно-промышленной эксплуатации подводных компрессорных станций.

Для создания подводных УПГТ разработано все необходимое оборудование, а именно:

- подводные сепарационные установки;
- подводные дроссели;
- подводное теплообменное оборудование;
- подводные насосы.

При рассмотрении различных схем подводной сепарации и перекачки добываемой продукции необходимо найти оптимальное соотношение между капитальными и эксплуатационными затратами и получаемыми доходами. Очевидно, что затраты на прирост добычи должны соотноситься с дополнительными затратами времени и расходами на создание подводной инфраструктуры. Принятое решение усложняется пропорционально содержанию газа в добываемой продукции требуемой степени сепарации. Выбор должен определяться по состоянию, когда газ слишком влажен, чтобы обеспечивалась

ФАКТЫ

Оператором проекта по добыче газа Киринского месторождения ОАО «Газпром» назначило ООО «Газпром добыча шельф»

28 км

расстояние от месторождения до берега

91 м

глубина моря в районе Киринского месторождения

непрерывная перекачка продукции или содержание жидкой фазы в потоке столь велико, что насос отказывается работать. Таким образом, на морском дне может быть установлено простое сепарирующее устройство каплеотбойного типа. Хотя подводная сепарация повышает эффективность перекачки газожидкостного потока, необходимо учитывать дополнительные затраты, связанные с использованием отдельного второго стояка и выкидной линии для дополнительного газа.

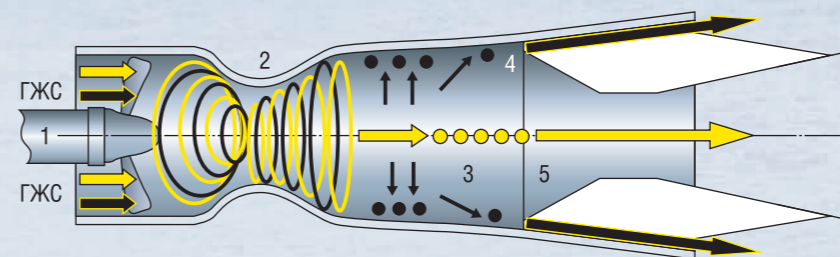
Гравитационная сепарация – доказанная технология сепарации на палубе платформы. Также успешно работают сепараторы гравитационного типа, установленные на морском дне в районе месторождения Тролль в относительно неглубоких водах – 330 м. В глубоких водах высокое гидростатическое давление требует применения толстостенных тяжелых сепараторов. Хотя при использовании сепараторов меньшего диаметра толщину их стенок можно уменьшить, это может привести к уменьшению эффективности сепарации вследствие снижения времени задержки в них газожидкостного потока.

Учитывая изложенное ранее, была разработана технология подготовки газа на основе 3S-сепарации. 3S-сепарация (от англ. supersonicseparation) – новейшая технология, предназначенная для извлечения целевых компонентов из природных газов.

Технология базируется на охлаждении природного газа в сверхзвуковом закрученном потоке газа.

Сверхзвуковой поток реализуется с помощью конфузурно-диффузорного сопла Лавала. В таком сопле газ разгоняется

РИС. 1. Принципиальная схема сверхзвукового сепаратора [2]



1 – закручивающее устройство; 2 – сверхзвуковое сопло; 3 – рабочая часть; 4 – устройство отбора газожидкостной смеси; 5 – диффузор

до скоростей, превышающих скорость распространения звука в газе. При этом за счет перехода части потенциальной энергии потока в кинетическую энергию происходит сильное охлаждение газа. Выделившаяся в результате охлаждения жидкость центробежными силами с ускорением достигающим 106 м/с^2 отбрасывается к стенкам выходного раструба, а газ выходит через диффузор. В диффузоре кинетическая энергия, приобретенная потоком, переходит в давление (давление на выходе составляет 70–80 % от входного давления).

Диффузор – часть трубы, в которой происходит замедление (расширение) потока. При этом перепад статических давлений на диффузоре может быть меньше, чем на участке прямой трубы исходного сечения.

По сравнению с традиционными схемами подготовки газа использование 3S-сепараторов имеет следующие преимущества:

- Позволяет отказаться от использования химикатов для борьбы с гидратообразованием (время пребывания газожидкостной смеси внутри сепаратора составляет тысячные доли секунды, за столь малый промежуток времени гидраты не успевают сформироваться);
- Малая занимаемая площадь и масса установки, высокая транспортабельность и монтажеспособность (сепаратор, спроектированный на рабочее давление в 100 бар, имеет длину 2 м);
- Продление периода бескомпрессорной эксплуатации месторождения;
- Углубленное извлечение пропан-бутанов и этана;
- Эффективное извлечение CO_2 и H_2S из кислых природных газов;
- В 3S-сепараторе отсутствуют движущие части и, как следствие, нет необходимости в трудоемком и высококвалифицированном текущем обслуживании аппарата;
- Можно использовать на платформах и в подводных системах подготовки газа.

Первая экспериментальная установка была построена в Канаде. Первая в мире промышленная установка 3-с сепарации была введена в строй в 2005 году в Западной Сибири.

За рубежом данная технология активно используется компанией Shell.

Задачей работы является обоснование применения подводного сепаратора на Киринском КГМ.

Газ «Сахалин-3» является основной ресурсной базой для первой на Востоке России межрегиональной газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Она предназначена для доставки газа, добываемого на шельфе Сахалина, потребителям Хабаровского и Приморского краев, а также создает условия для поставок газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В этом проекте компания «Газпром нефть шельф» разрабатывает Киринский участок

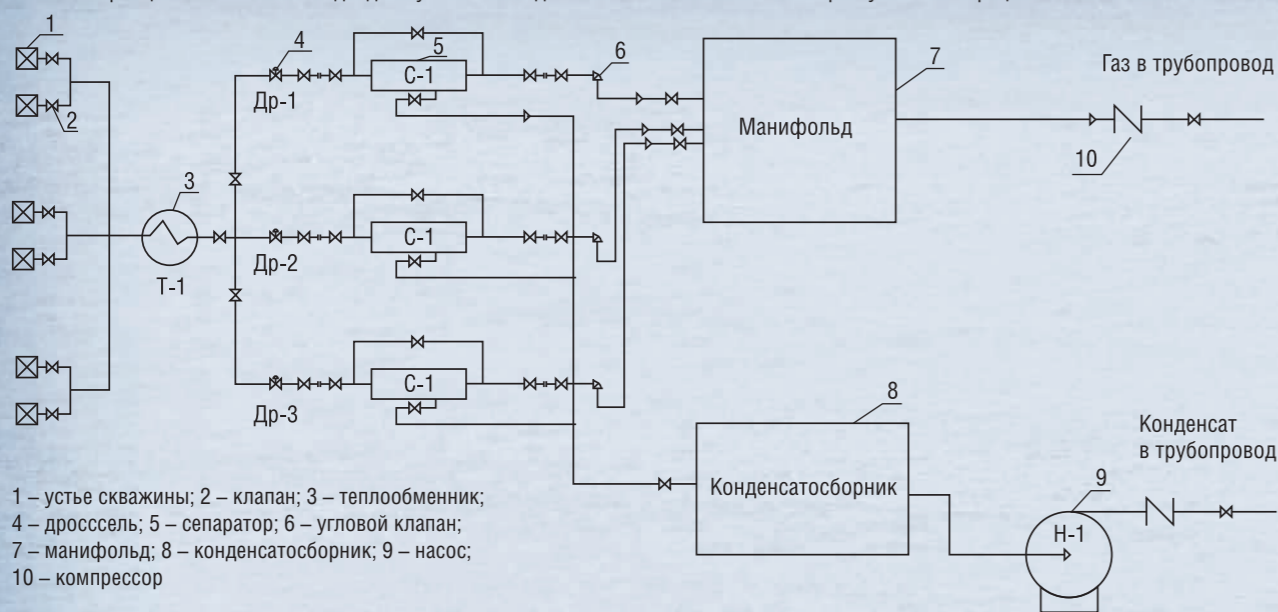
Киринское газоконденсатное месторождение является первоочередным объектом освоения в проекте «Сахалин-3». Расположено на северо-восточном шельфе о. Сахалин. Месторождение Киринское находится в Охотском море в 28 километрах на восток от острова Сахалин. В районе месторождения глубина моря составляет порядка 90 метров. Одно из самых перспективных месторождений проекта Сахалин-3 – Южно-Киринское, где ведется бурение, – в недалеком будущем станет основным источником газа для комплекса по производству СПГ под Владивостоком

Добытый газ собирается на манифольде и затем по морскому трубопроводу доставляется на БТК. Газ, подготовленный на БТК к транспортировке, направляется по 139-километровому газопроводу на головную компрессорную станцию газотранспортной системы «Сахалин-Хабаровск-Владивосток».

Также по дну проложен трубопровод для подачи с берега на месторождение моноэтиленгликоля (предотвращает образование



РИС. 2. Принципиальная схема подводной установки подготовки газа с технологией сверхзвуковой сепарации



гидратов в скважинах и системе сбора газовой смеси) и кабель управления подводной добычной системой.

3S-сепаратор это энергосберегающий аппарат, предназначенный для очистки от жидких ингредиентов природного и попутного газов. Мы заинтересовались этой идеей потому, что видим большой потенциал в ее применении и пользу для сохранения экологии и энергосбережения и предлагаем его установку.

Данный сепаратор обладает рядом преимуществ:

- основным достоинством сепаратора является возможность одновременно проводить осушку, отделение конденсата и извлечение газоконденсатных жидкостей;
- малые габариты;
- работа без применения химических реагентов;
- отсутствие движущих частей, как следствие надежность.

Для обеспечения Киринского ГКМ оборудованием были проведены сложные операции по его доставке из разных регионов России и из-за рубежа на о. Сахалин. Например, из норвежских портов Ларвик и Лангесунд в морской порт Холмск на Сахалине был доставлен комплект оборудования фонтанной арматуры для скважин Киринского месторождения, а также манифольд – главное звено подводного добычного комплекса.

Учитывая близость береговых сооружений, разработка и обустройство Киринского ГКМ предусматривается с использованием подводных технологий добычи, что позволяет сократить сроки ввода месторождения и обеспечить транспортировку углеводородов до береговых сооружений в многофазном состоянии.

Предлагается принципиальная схема подводной установки подготовки газа с технологией сверхзвуковой сепарации, которая приведена на рисунке 2.

ФАКТЫ

Впервые в российской практике добыча осуществляется с использованием подводного добычного комплекса

30 лет

срок службы оборудования, предназначенного для разработки месторождения

БТК Киринского месторождения рассчитан на прием газа не только Киринского, но и в перспективе других месторождений проекта «Сахалин-3»

Газ из скважины с давлением 14–15 МПа поступает в подводный теплообменник Т-1, где охлаждается водой. Газ в подводном теплообменнике охлаждается до 275–276 К и после этого газовый поток дросселируется в Др-1,2,3 до давления 6–8 МПа. Затем газ подается в подводный сепаратор С-1,2,3, где газовый поток отделяется от сконденсировавшейся жидкости. После подводных сепараторов газ поступает в манифольд и затем направляется по трубопроводу на береговой комплекс. Жидкость направляется в насосную станцию и затем транспортируется на берег. ●

Литература

1. Сергиенко, А.В. Технологии освоения газовых месторождений арктического шельфа / А.В. Сергиенко, А.С. Пиотровский, А.Н. Чернов // новаторство и надежность – Мурманшельфинфо. – 2008. – №3 – С. 34–37.
2. Marco Betting, Hugh Epsom. Supersonic separator gains market acceptance // World Oil / April 2007.
3. Хистяев А.А. Подводные технологии на шельфе России // Oil & Gas Journal. – 2012. – №6. – С. 38–39.
4. Обустройство Киринского ГКМ: т.7. 1. 1 «Проект организации строительства ПДК». – М.: Питер Газ, 2010.
5. Поплянов Д.Е. Низкотемпературная сепарация. Пути развития - Материалы XII региональной научно-технической конференции «Вузовская наука – Северо Кавказскому региону». Том первый. Естественные и точные науки. Технические и прикладные науки. Ставрополь: СевКавГТУ, 2008. 298 с.
6. Supersonic Gas Technologies – TransLang Technologies Ltd., Calgary, Canada.

KEY WORDS: underwater mining complex, mine, underwater manifold, the Kirinskoye field, a manifold, a separation system.

СКВАЖИНЫ НА ПРИРАЗЛОМНОМ БУРЯТ ПО FISHBONE

На морской ледостойкой стационарной платформе Приразломная введена первая многозабойная скважина с множественными горизонтальными ответвлениями. Такое решение было обусловлено тем, что данный тип многозабойной скважины с траекторией fishbone, не требует строительства отдельной скважины на каждый горизонтальный ствол, тем самым увеличивая площадь охвата залежи одной скважиной и уменьшая объем производственных работ, расходов на бурение. Каждое горизонтальное ответвление направлено в отдельный нефтяной участок.

Такой вид траектории применяется как в наземном, так и в морском бурении без существенных различий в реализации. Но в данном случае, траектория fishbone применена на российском арктическом шельфе впервые. Согласно международной квалификации уровня стыков стволов скважин TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) скважина относится к первому уровню, поскольку стыки не имеют ни механической, ни гидравлической изоляции, срезка и бурение боковых ответвлений производились из открытого ствола, а после строительства боковых ответвлений в основной ствол был спущен фильтр хвостовик. Процесс бурения многозабойных скважин с траекторией «рыбья кость» более трудоемкий в сравнении с традиционными горизонтальными, поскольку конечные ответвления и основной ствол имеют более высокий индекс сложности траектории (DDI).

ФАКТЫ

В **2013** г.

началась промышленная разработка месторождения Приразломное

В **2014** г.

впервые на мировой рынок поступил новый сорт нефти ARCO

Недропользователь проекта – «Газпром нефть шельф»

Новая многоствольная скважина стала четвертой нагнетательной на «Приразломной», в настоящее время на платформе введены в эксплуатацию одиннадцать скважин: шесть добывающих, четыре нагнетательных и одна поглощающая. В компании не исключают повторного применения таких траекторий на следующих скважинах Приразломного месторождения, однако о конкретных сроках говорить пока преждевременно.

МЛСП Приразломная – пока является единственной платформой на российском арктическом шельфе, где ведется промышленная добыча нефти. ●



ПОД ЗАЩИТОЙ ТЕХНОЛОГИЙ

Обеспечение безопасной добычи на шельфе

КАЖДЫЙ ШЕЛЬФОВЫЙ ПРОЕКТ ПО-СВОЕМУ УНИКАЛЕН, НО, КАК ВСЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ ВЫСОКОЙ СТЕПЕНИ СЛОЖНОСТИ, ОНИ ТРЕБУЮТ ОРГАНИЗАЦИИ БЕЗУПРЕЧНОЙ СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ПРОМЫСЛОВЫХ РАБОТ. КАК СЕГОДНЯ ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ ДОЛЖНЫЙ УРОВЕНЬ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, И КАКИМ ТЕХНИЧЕСКИМ АРСЕНАЛОМ РАСПОЛАГАЮТ КОМПАНИИ?

EACH SHELF PROJECT IS UNIQUE IN ITS OWN WAY BUT LIKE ALL INDUSTRIAL FACILITIES OF HIGH DEGREE OF COMPLEXITY, THEY DEMAND ORGANIZATION OF IMPECCABLE SAFETY SYSTEM WHILE PERFORMING FIELD OPERATIONS. HOW NOWADAYS DO COMPANIES ENSURE AN ADEQUATE LEVEL OF INDUSTRIAL SAFETY AT OFFSHORE FIELDS, AND WHAT TECHNOLOGICAL TOOLKIT DO THEY POSSESS?

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: безопасность, шельфовые проекты, гидрометеонаблюдения, глубоководные работы, ROV, перевозка опасных грузов, транспортировка отходов, защита морской среды, учебно-тренажерный центр.

Хаустов Андрей Викторович, ФБУ «Морспасслужба Росморречфлота»

Морская спасательная служба Росморречфлота сегодня – это развитая многоуровневая система, вооруженная самыми современными спасательными судами и новейшими технологиями работы на море и под водой. Она является ведущей среди морских спасательных служб страны в области развития спасательного, судоподъемного и водолазного дела в инфраструктуре транспортного комплекса России.

С 2018 года Морспасслужба планирует обеспечить российских заказчиков судами-якорезаводчиками и судами снабжения в рамках развития проектов освоения углеводородных месторождений на континентальном шельфе Российской Федерации

За более чем 60-летнюю историю своего становления Морспасслужба претерпела ряд структурных и организационных изменений, и сегодня Федеральное бюджетное учреждение «Морская спасательная служба Росморречфлота» входит в состав Федерального агентства морского и речного транспорта Министерства транспорта Российской Федерации, имея

в своем подчинении десять филиалов, организованных на базе бассейновых аварийно-спасательных управлений во всех акваториях России.

В состав флота входят современные многофункциональные спасательные суда и катера, которые помогают Морспасслужбе, наряду с традиционной деятельностью по спасению человеческой жизни на море, подъему затонувших судов и грузов, водолазными работами, оставаться лидером отрасли в области обслуживания шельфовых проектов с применением самой современной техники и обслуживающих судов для нефтегазодобывающих комплексов.

За годы своего существования Морская спасательная служба выполнила множество уникальных операций, внедрила новейшие образцы оборудования, техники и ввела в строй десятки современных судов.

На протяжении многих лет и до сегодняшнего дня Морспасслужба Росморречфлота остается надежным и ответственным

партнером для ведущих предприятий морской индустрии, аккредитована как экспертное учреждение и признана Российским морским регистром судоходства и многими международными организациями, в том числе является членом Международной Ассоциации Морских Подрядчиков (International Marine Contractors Association (IMCA) в дивизионах навигационно-гидрографических работ на шельфе (Offshore survey) и дистанционно-управляемых систем и телеуправляемых подводных аппаратов (Remote systems & ROV), имеет признание классификационного общества DNV GL, входящего в свою очередь в International Association of Classification Societies (IACS), о соответствии всем требованиям

РЕКЛАМА

при проведении подводного освидетельствования судов, нефтегазовых комплексов, а также подводного замера толщины корпусов с использованием специальных ультразвуковых устройств.

Морспасслужба располагает полным пакетом лицензий и сертификатов соответствия для выполнения всех видов работ и оказания услуг по ключевым направлениям деятельности:

- обеспечение безопасности и проведение аварийно-спасательных работ при реализации шельфовых проектов;
- океанские и морские буксировки плавсредств и сложных сооружений, включая морские буровые платформы;
- предоставление услуг флота, в том числе судов-носителей для геофизических, геотехнических и экологических исследований и гидрометеонаблюдений, а также для размещения и использования при проведении глубоководных работ подводных телеуправляемых аппаратов (ROV);
- весь комплекс подводно-технических (водолазных) работ;
- перевозка опасных грузов, в том числе радиоактивных в специализированной таре;
- сбор и транспортировка отходов I-IV классов опасности;
- консультативные услуги в области защиты морской среды;
- обучение в комплексном учебно-тренажерном центре.

Безопасность работ на шельфе

Для обеспечения безопасности при выполнении различных работ на шельфовых проектах Морспасслужба Росморречфлота организует аварийно-спасательное и противопожарное дежурство специализированными судами, оборудованием и аттестованными спасателями, в том числе по локализации и ликвидации разливов нефтепродуктов.

Общая численность персонала морских аварийно-спасательных формирований составляет более 1,5 тыс. человек. Ежедневно в России заступают на дежурство до 37 судов и 600 морских спасателей Морспасслужбы.

Морская спасательная служба Росморречфлота активно принимает участие как представитель России в проведении различного масштаба международных учений по обеспечению безопасности мореплавания и локализации и ликвидации разливов нефти, а также в конференциях по защите морской среды и разработке минимальных требований к реагированию на потенциальные разливы нефти на морских нефтегазовых установках и сооружениях.

Морспасслужба поступательно развивается в этом направлении и соответствует высоким профессиональным стандартам. Так, в июне 2016 г. учреждение стало полноправным членом Международного союза спасателей (ISU), который объединяет 54 компании морских спасателей из более чем 20 стран. В эту организацию принимают только компании, имеющие хорошую репутацию, большой опыт производства спасательных работ и предоставившие не менее двух рекомендаций от действующих полноправных членов.

В качестве последнего примера можно привести прошедшее 27 марта 2017 г. комплексное учение по ликвидации разлива нефти в ледовых условиях «Арктика–2017» в юго-восточной части Баренцева моря (Печорское море) в районе морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная». Тема – «Ликвидация разлива нефти в ледовых условиях в районе МЛСП «Приразломная» и защита прибрежной полосы п. Варандей от загрязнения нефтью и нефтепродуктов в результате столкновения танкера с судном обеспечения» во исполнение указа президента РФ № 7 от 05.01.2016 «О проведении в Российской Федерации Года экологии» и распоряжение правительства РФ № 1082-р от 02.06.2016 «Об утверждении плана основных мероприятий по проведению в 2017 г. в Российской Федерации Года экологии».

Ответственным исполнителем по проведению этого учения являлось Минприроды России, соисполнители:

Минтранс России, МЧС России, ФБУ «Морспасслужба Росморречфлота», ПАО «Нефтяная компания «Лукойл», ООО «Газпром нефть шельф».

Ежегодно Морспасслужба принимает участие в таких крупных международных учениях по ликвидации разливов нефти, как «BALEX DELTA» (совместно с коллегами из Германии, Дании, Латвии, Литвы, Польши, России, Финляндии, Швеции и Эстонии), «Баренц» (на основании соглашения между правительством РФ и правительством Королевства Норвегии о сотрудничестве при поиске пропавших без вести и спасании терпящих бедствие людей на Баренцевом море и о сотрудничестве в борьбе с загрязнением нефтью).

Шельфовые исследования

Для проведения инженерно-технических, инженерно-геологических, инженерно-экологических изысканий и работ на шельфе Морспасслужба предоставляет современные суда, оборудованные системой динамического позиционирования (DP).

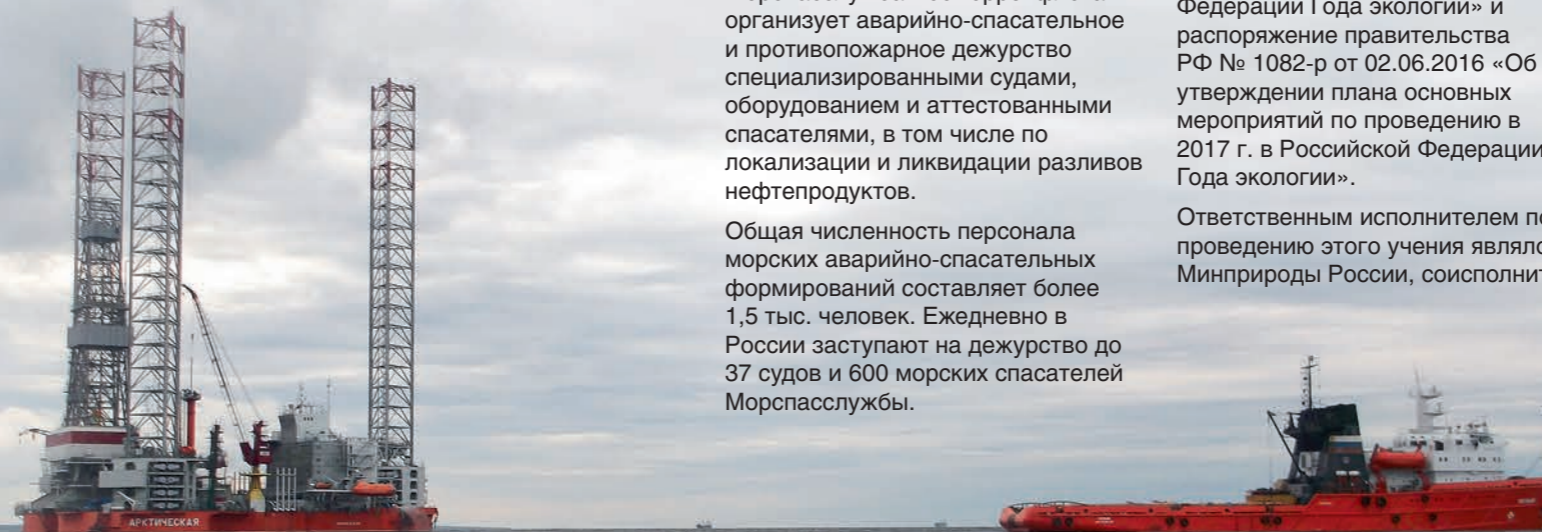
Большинство судов Морской спасательной службы оборудовано буровыми шахтами (Moop Pool) с люковыми закрытиями, на которые устанавливается буровая установка или другое высокотехнологичное оборудование.

Одна из последних работ была произведена с борта многофункционального аварийно-спасательного судна «Спасатель Карев» мощностью 4 МВт совместно со специалистами ООО «Фертоинг» на акватории Балтийского моря (Калининградской области) по проведению инженерно-геофизических и геохимических исследований в точке бурения скважины.

Глубоководные операции

Отдельное внимание в Морспасслужбе уделяется таким видам работ, как обслуживание подводных частей буровых платформ и обследование устьев скважин на глубинах до 3000 м с помощью подводных необитаемых телеуправляемых аппаратов.

В интересах крупнейших мировых нефтегазовых компаний, оперирующих на российском шельфе, учреждение неоднократно признавалось лидером по



предоставлению услуг подводных телеуправляемых аппаратов и всем видам водолазных работ на шельфовых проектах, в том числе при укладке подводных трубопроводов.

Опытные специалисты Морспасслужбы Росморречфлота, сертифицированные IMCA пилоты-техники ТНПА выполняют широчайший спектр работ:

- обеспечение и сопровождение работ по бурению разведывательных и эксплуатационных подводных скважин;
- инспекционные работы различных конструкций и объектов, участков дна и гидротехнических сооружений с применением большого спектра навесного гидроакустического оборудования, включая гидролокаторы, многолучевые эхолоты, звуковизоры, а также многочисленных видеокамер и оборудования неразрушающего контроля, в т.ч. измеряющего катодный потенциал и остаточную толщину материалов;
- подводно-техническое сопровождение строительства и эксплуатации объектов подводных добычных комплексов (ПДК), в том числе монтаж и демонтаж, обслуживание и позиционирование, обеспечение контроля качества и работа с клапанами и заглушками;
- полный спектр глубоководных площадных поисковых работ, как в акустическом, так и в визуальном режиме, с высокой точностью координирования обнаруженных объектов;
- аварийно-спасательные операции, в том числе с возможностью разрезания стальных тросов диаметром до 100 мм, остропка и расстропка подводных объектов, их перемещение, разработка и удаление грунта;
- обеспечение работ водолазов-глубоководников;
- исследовательские работы, в том числе сбор гидрологических данных и мониторинг окружающей среды.

Морские спасатели обладают самой мощной водолазной структурой в стране – 180 высококвалифицированных специалистов, большинство из которых прошли курс обучения в зарубежных школах водолазов,

признанных IMCA. Служба оснащена самым современным водолажным оборудованием, судами с водолажным снаряжением ведущих мировых производителей.

На вооружении отдела телеуправляемых подводных аппаратов состоят: ТНПА I класса по IMCA – Seamor 300T (рабочая глубина до 300 м) – 1 ед.; ТНПА I класса по IMCA – Нерей-350 (рабочая глубина до 350 м) – 1 ед.; ТНПА II класса по IMCA – Sperre AS

Только у Морспасслужбы многофункциональные аварийно-спасательные суда мощностью 7 МВт, современное оборудование, лучшие специалисты и многолетний опыт работ в сложнейших условиях

SubFighter 7500 (рабочая глубина до 1000 м) – 2 ед.; ТНПА II класса по IMCA – MCC-350(M) (рабочая глубина до 350 м) – 2 ед.; ТНПА III класса по IMCA – Sperre AS SubFighter 15K (рабочая глубина до 1000 м) – 1 ед.; ТНПА III класса по IMCA – Sperre AS SubFighter 30K (рабочая глубина до 3000 м) – 1 ед.; ТНПА III класса по IMCA – SAAB Seaeye Jaguar (рабочая глубина до 3000 м) – 1 ед.; ТНПА III класса по IMCA – SMD Quasar (рабочая глубина до 3000 м) – 1 ед.

Океанские и морские буксировки

Сегодня буксировка – снова активно развивающаяся услуга, и Морспасслужба в ней конкурентоспособна.

Морские спасатели имеют многолетний опыт в буксировке любых плавучих объектов, в том числе самоходных и несамоходных, включая морские буровые платформы. Буксировки осуществляются на всех морских бассейнах, в том числе и на трассах Севморпути. Ежегодно судами Морспасслужбы осуществляется до 3 буксировочных операций по Северному морскому пути в период навигации.

В арсенале спасательной службы суда специализированного буксировочного флота, имеющие полное оснащение для проведения подобных операций.

Буксирование выполняется сверхмощными буксирами-спасателями, которыми эффективно управляют опытные экипажи, выполняющие свои обязанности даже в условиях чрезвычайных ситуаций.

Сбор и транспортировка отходов

Еще одно из важных направлений деятельности Морспасслужбы – сбор и транспортировка отходов. В соответствии с национальным законодательством учреждение имеет лицензию на проведение такого вида работ.

Новейшее оборудование, собственный специализированный автотранспорт, опытный и

обученный коллектив позволяют учреждению работать с отходами всех классов опасности.

Для сбора и транспортировки каждого вида отходов Морспасслужбой разработаны и используются специальные технологии.

Учитываются и контролируются все экологические аспекты осуществления деятельности по сбору и транспортировке отходов, контролируются нормы выбросов в атмосферу, используется новейшее оборудование и привлекаются самые надежные подрядчики для утилизации.

Консультативные услуги

Эффективность морских международных перевозок и деятельность на континентальном шельфе в значительной мере зависит от беспрепятственного перемещения судов и знаний международных стандартов, которые необходимо внедрить и постоянно соблюдать.

Неисполнение или незнание законодательных требований несут для предприятия финансовые риски, связанные с привлечением к

административной ответственности и предъявлением требований полного возмещения вреда окружающей среде.

Специалисты Морской спасательной службы проводят полноценное консультирование по вопросам правового регулирования в области охраны окружающей среды, как в рамках абонентского обслуживания, так и разового оказания юридических услуг с индивидуальным подходом к каждому клиенту, с учетом имеющихся задач и проблем в сфере защиты морской среды.

В учреждении работают высокопрофессиональные специалисты, которые участвуют в работе международных организаций и программах в области защиты морской среды, таких как Международная морская организация, Хельсинская комиссия, Черноморская комиссия, Арктический совет, НОУПАП.

Специалисты принимают участие в разработке новых правил и требований в области защиты морской среды, а также в работе по анализу их эффективного внедрения и выполнения на международном и национальном уровнях.

Учебно-тренировочный центр

Учебно-тренировочный центр Морспасслужбы является уникальным подразделением ведущих образовательных центров дополнительного профессионального образования в области водолазного дела и конвенционных морских подготовок и в 2016 г. был аккредитован Федеральным агентством морского и речного транспорта РФ. Свидетельство о соответствии тренажерного центра № 00248 от 08.07.2016 г.

В соответствии с этим свидетельством разрешено проводить подготовку членов экипажей морских судов по

множеству различных программ, в том числе: начальная подготовка по безопасности; подготовка специалиста по спасательным шлюпкам и плотам; подготовка к борьбе с пожаром по расширенной программе; подготовка операторов (пилотов) ТНПА – телевизионных необитаемых подводных аппаратов (ROV); подготовка судоводителей маломерного флота для прохождения госаттестации в ГИМС МЧС г. Москвы на получение права управления маломерным судном. С 2017 г. стартовал совместный со Службой морской безопасности проект по аттестации сил обеспечения транспортной безопасности.

В обучении используются новейшие тренажеры, такие как «Вертолетная кабина» (имитатор падающего в воду вертолета, который при аварийном погружении в воду имеет тенденцию к переворачиванию по причине особого расположения центра тяжести. Тренажер используется в программах подготовки в соответствии с международными стандартами OPITO – BOSIET, HUET, FOET) и «Вертолетная лебедка» (предназначен для имитации и

Морспасслужба Росморречфлота – Ваш надежный партнер на шельфе Российской Федерации и всегда готова оказать качественные и квалифицированные услуги всем заинтересованным заказчикам

тренировок экстренной эвакуации на вертолет терпящих бедствие людей из спасательного плота, либо непосредственно из воды и т.д.).

Оснащенность Учебно-тренировочного центра Морспасслужбы и квалификация его персонала позволяют на высочайшем уровне готовить специалистов по программам подготовки в соответствии с международными стандартами МК ПДНВ, OPITO, модельными программами ИМО и международным кодексом SOLAS.

Подготовка работников нефтегазовой отрасли

Подготовка работников нефтегазовой отрасли для допуска к работам на морских объектах осуществляется по программам в соответствии со стандартом OPITO (Offshore Petroleum Industry Training Organisation):

- основы безопасности на морских объектах и подготовка к реагированию на чрезвычайные ситуации (Basic Offshore Safety and Induction and Emergency Training, BOSIET);
- дальнейшая подготовка к реагированию на чрезвычайные ситуации (Further Offshore Emergency Training, FOET);
- подготовка по эвакуации из вертолета под водой (Helicopter Underwater Escape Training, HUET).

Только за 2016 г. в стенах Учебно-тренировочного центра успешно прошли обучение по разным направлениям более 1 тыс. человек.

Перспективы

В настоящее время Морская спасательная служба активно развивается и выходит на новые рынки по предоставлению своих услуг и обеспечению плавучих буровых установок и платформ.

Модернизируется судовое оборудование, ведётся строительство новых многофункциональных специализированных судов с высокотехнологичным

оборудованием для выполнения работ на шельфе.

В 2017–2018 гг. в соответствии с заключенными ранее судостроительными контрактами служба планирует ввести в строй следующие суда:

- Многофункциональное аварийно-спасательное судно с усиленным ледовым классом проекта MPSV12 – 4 единицы
- Многофункциональное аварийно-спасательное судно с усиленным ледовым классом проекта MPSV07 – 1 единица
- Рейдовый водолазный катер проекта A160 – 1 единица
- Научно-исследовательское водолазное судно катамаран проекта SDS18 – 1 единица. ●

KEY WORDS: safety, offshore projects, gidrometeorologiya, deep-sea work ROVS, transport of dangerous goods, transportation of waste, protection of the marine environment, a simulation training center.

БЕЗОПАСНОСТЬ НА ШЕЛЬФЕ: технологии и разработки, оборудование ЛАРН

В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ЗАМЕТНО ВОЗРОС ИНТЕРЕС К НЕФТЕПОИСКОВЫМ РАБОТАМ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ, А ТАКЖЕ В ДРУГИХ СЛАБОИЗУЧЕННЫХ РЕГИОНАХ. И ХОТЯ ЭТА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ВЫГЛЯДИТ КАК НЕЧТО НОВОЕ, НЕФТЕПОИСКОВЫЕ РАБОТЫ, А В НЕКОТОРЫХ СЛУЧАЯХ И ДОБЫЧА НЕФТИ В АРКТИКЕ, УЖЕ ВЕДУТСЯ ДОЛГОЕ ВРЕМЯ. В 1970-Х И 1980-Х ГОДАХ ПОЧТИ 100 СКВАЖИН БЫЛО ПРОБУРЕНО В КАНАДСКИХ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ВОДАХ МОРЯ БОФОРТА И В КАНАДСКОМ ЗАПОЛЯРЬЕ. В ТОТ ЖЕ ПЕРИОД В ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ВОДАХ США, В ЧУКОТСКОМ МОРЕ, БЫЛО ПРОБУРЕНО ПЯТЬ СКВАЖИН. В ЗАЛИВЕ КУКА, У ЮЖНЫХ БЕРЕГОВ АЛЯСКИ, НЕФТЕДОБЫЧА ВЕДЕТСЯ УЖЕ 50 ЛЕТ, А НЕФТЕДОБЫЧА НА СЕВЕРНОМ БЕРЕГУ АЛЯСКИ НАЧАЛАСЬ БОЛЕЕ 30 ЛЕТ НАЗАД, В ОСНОВНОМ НА БАЗЕ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, НО ТАКЖЕ И С ПРИБРЕЖНЫХ ИСКУССТВЕННЫХ ОСТРОВОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА МЕЛКОВОДЬЕ. В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ НАЧАЛАСЬ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФАХ РОССИИ. ПРОДОЛЖАЮТСЯ ИЛИ ПЛАНИРУЮТСЯ ДАЛЬНЕЙШИЕ ШЕЛЬФОВЫЕ НЕФТЕПОИСКОВЫЕ РАБОТЫ В ДРУГИХ РЕГИОНАХ АРКТИКИ, НАПРИМЕР, В МОРЕ БОФОРТА И У ПОБЕРЕЖЬЯ АЛЯСКИ, В ЧУКОТСКОМ МОРЕ, В ЗАПАДНОЙ ГРЕНЛАНДИИ, В КАРСКОМ И В БАРЕНЦЕВОМ МОРЯХ. ПРИ ВСЕМ УРОВНЕ ОСВОЕНИЯ МОРЕЙ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА СУЩЕСТВУЕТ АКТУАЛЬНАЯ И СЛОЖНАЯ ЗАДАЧА ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В СУРОВЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ, НО ПОКА ВСЕ СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕ ПРЕДЛАГАЮТ УНИВЕРСАЛЬНОГО И НАДЕЖНОГО РЕШЕНИЯ ЭТОЙ ПРОБЛЕМЫ. ТАК КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В АРКТИЧЕСКИХ МОРЯХ ПРИМЕНЯЮТ СЕГОДНЯ?

THE INTEREST TO OIL EXPLORATION IN THE ARCTIC SHELF, AS WELL AS IN OTHER UNEXPLORED REGIONS HAS SIGNIFICANTLY INCREASED IN THE RECENT YEARS. ALTHOUGH THIS LOOKS AS SOMETHING NEW, OIL EXPLORATION WORKS, AND IN SOME CASES OIL PRODUCTION IN THE ARCTIC REGION, HAVE BEEN CARRIED OUT FOR A LONG TIME. IN 1970-IES AND 1980-IES ALMOST 100 WELLS WERE DRILLED IN THE TERRITORIAL WATERS OF CANADA IN THE BEAUFORT SEA AND CANADIAN HIGH ARCTIC. IN THE SAME PERIOD IN THE TERRITORIAL WATERS OF THE USA, IN THE CHUKCHEE SEA, FIVE WELLS WERE DRILLED. IN THE COOK INLET, NEAR THE SOUTHERN COAST OF ALASKA, OIL HAS BEEN PRODUCED FOR 50 YEARS ALREADY, AND OIL PRODUCTION AT THE NORTHERN COAST OF ALASKA STARTED MORE THAN 30 YEARS AGO, MAINLY ON THE BASIS OF ONSHORE WELLS, BUT ALSO FROM PRODUCTION ISLANDS, LOCATED IN THE SHALLOW WATERS. RECENTLY, OIL AND GAS PRODUCTION STARTED IN THE RUSSIAN SHELF. FURTHER OIL EXPLORATION ARE CARRIED OUT OR PLANNED IN OTHER AREAS OF THE ARCTIC REGION, FOR EXAMPLE, IN THE BEAUFORT SEA AND NEAR THE COAST OF ALASKA, IN THE CHUKCHEE SEA, IN THE WESTERN GREENLAND, IN THE KARA AND BARENTS SEA. OIL SPILLS CAN OCCUR AT ANY STAGE OF PRODUCTION, STORAGE OR TRANSPORTATION OF OIL. WHAT OIL SPILLS LIQUIDATION TECHNOLOGIES EXIST NOWADAYS?

Ключевые слова: шельф, Арктика, технологии ликвидации разливов нефти, сжигание, море, сбор, эффективность, лед, применения.



Кандауров Антон Павлович,
ведущий специалист отдела морских технологий и инфраструктуры
Департамента технологий и шельфовых проектов
ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»

Широко известно, что по совокупности показателей токсичности и масштабов вовлечения в хозяйственную деятельность нефть является одним из наиболее существенных факторов экологического риска для биоты вообще, а арктической, в силу особой уязвимости природной среды к техногенному и антропогенному загрязнению, особенно. В составе нефти содержатся мутагены, канцерогены, ингибиторы биосинтеза и другие токсиканты.

Нефтяные разливы в море могут произойти на любом из этапов добычи, хранения или транспортировки нефти. Среди потенциальных источников разливов нефти можно назвать фонтанирование скважины во время подводной разведки или добычи, выбросы или утечки из подводных трубопроводов, утечки из резервуаров для хранения нефтепродуктов, располагающихся на суше, или утечки из трубопроводов в береговой зоне, а также в результате аварий с участием судов, транспортирующих нефть, или разлива топлива с судов. По сравнению с водами Мирового океана, арктические морские воды имеют более низкие значения температуры и солености.

УДК 614.8

Типичные зимние условия в Арктике – низкие температуры, образование и движение морских льдов, экстремальные и непредсказуемые погодные условия и продолжительные периоды темноты (полярная ночь). Любое из перечисленных условий является фактором повышения рисков значительных аварийных разливов нефти и способно привести к снижению эффективности мероприятий по ликвидации таких разливов. Но одновременно наличие льда может помочь локализовать разлив нефти, за счет этого можно выиграть время на подготовку мероприятий по ликвидации разлива и, соответственно, снизить ущерб окружающей среде. А низкие температуры и малые амплитуды волн в ледяном поле замедляют выветривание разлитой нефти, что и увеличивает окно реализации некоторых способов уборки нефти.

Стоит отметить что, условия аналогичные арктическим (морской лед, низкие температуры), круглый год или какую-то его часть могут наблюдаться в таких регионах, как Сахалин, Балтийское море, Каспийское море и Лабрадор.

Ликвидация разливов нефти требует больших затрат и усилий в любых обстоятельствах, а арктические условия создают дополнительные сложности, связанные с защитой окружающей среды и логистикой. В то же время уникальные особенности арктической окружающей среды в некоторых случаях способствуют ликвидации разлива.

В этой статье рассмотрены некоторые из этих особенностей и их влияние на технологии и оборудование, используемые при ликвидации аварийных разливов нефти в условиях Арктического континентального шельфа. В некоторых случаях эти технологии являются стандартными приемами ликвидации разливов нефти, доработанными с учетом климатических температур региона, но во многих случаях способы уборки были специально разработаны для применения именно в Арктике. Некоторые из этих технологий разработаны недавно, тогда как другие являлись предметом исследовательской деятельности более 30 лет. Во всех случаях технологии продолжают совершенствоваться и дорабатываться в лабораторных и полевых условиях; в последующие годы планируется проведение дополнительных научно-исследовательских работ.

Технологии ликвидации разливов нефти на континентальном шельфе Арктики

Ликвидация нефтяного разлива на море ставит перед собой цель уменьшить ущерб для экологических и социально-экономических ресурсов, сокращая при этом время, необходимое для восстановления этих ресурсов и обеспечивая приемлемые стандарты очистки [4].

Технологии ликвидации разливов нефти – это, по существу, способы сбора и извлечения нефтепродуктов.

Основными способами ликвидации аварийных разливов являются [2]:

- механический способ (основан на применении механических нефтесборных устройств различной конструкции: крупногабаритных нефтесборных систем и скиммеров);
- сжигание на месте (нефть является воспламеняемым веществом при нормальных условиях и может быть свободно сожжена на поверхности воды или льда);

- применение химреагентов (многократное ускорение природного эмульгирования нефти в море под воздействием волнения и течений, поглощение сорбентами).

Также для локализации разлива нефти в определенной зоне и препятствования его распространения по поверхности воды применяются боновые заграждения. Боны могут иметь как обычную конструкцию, так и быть огнестойкими

Выбор технологий локализации и ликвидации разлива производится, исходя из условий разлива и реальных возможностей, определяющихся имеющимися силами и средствами, а также местными условиями, связанными с разрешением использования сжигания, диспергентов для защиты районов высокой экологической ценности [3].

Механическое ограждение и сбор нефти

Нефть, разлитая на открытой водной поверхности, быстро растекается, формируя тонкую пленку. В таких условиях в первую очередь необходимо осуществить локализацию нефтяного пятна, чтобы предотвратить дальнейшее растекание нефти и обеспечить максимальную толщину нефтяной пленки для ее эффективного сбора [1].

Для локализации разливов нефти на открытой воде при малой сплоченности льда (до 30%) зачастую используют следующие традиционные технологии [5, 6]:

- боновые ограждения «нулевого» рубежа – заранее или оперативно устанавливаемые ограждения судов, платформ и причалов, являющихся источниками разливов нефти (рисунок 1);

РИС. 1. Схема организации нулевого рубежа локализации и нефтесборных заграждений на акватории

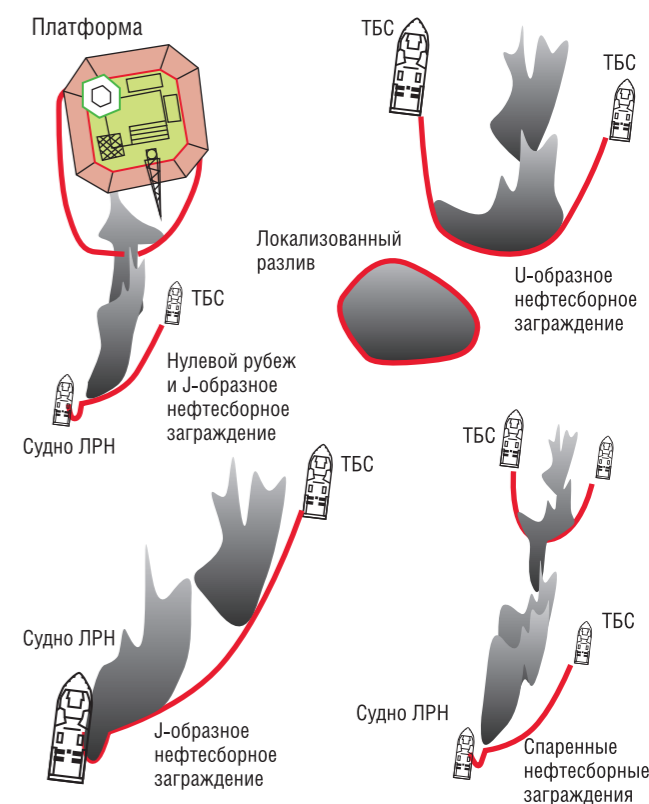


РИС. 2. Традиционные схемы организации сбора нефти и нефтепродуктов с буксируемыми линиями бонов

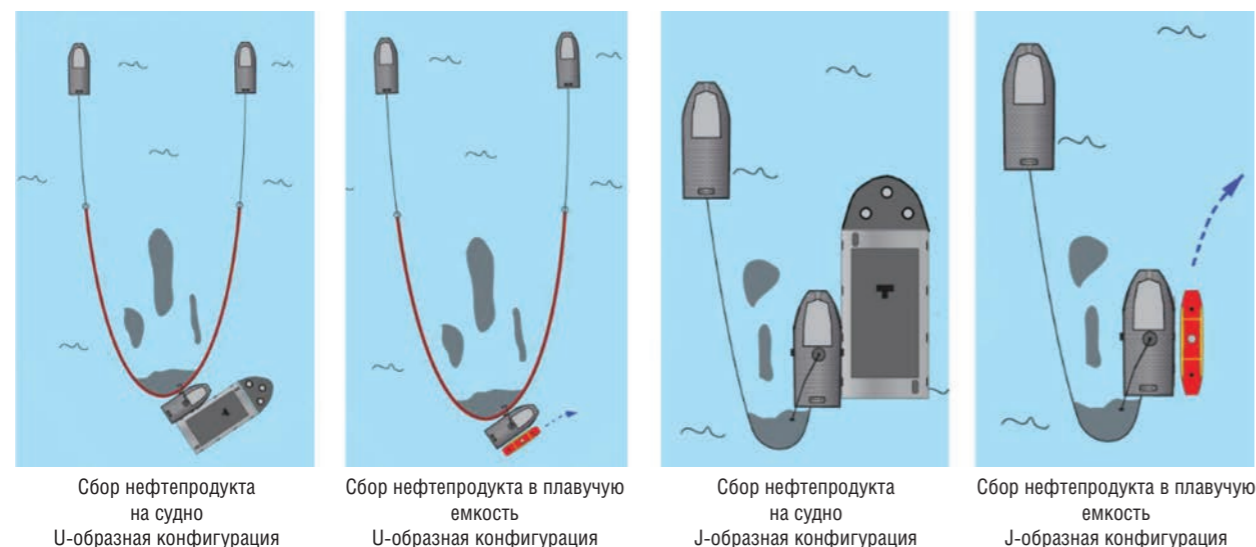


РИС. 3. Схема сбора нефти тралением

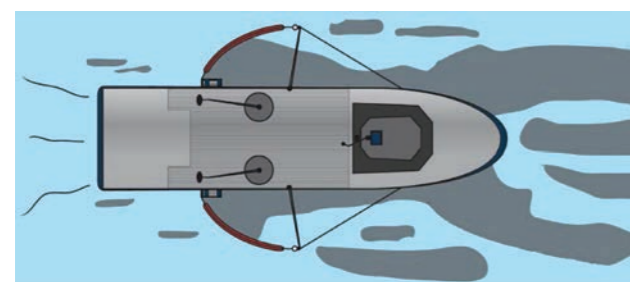
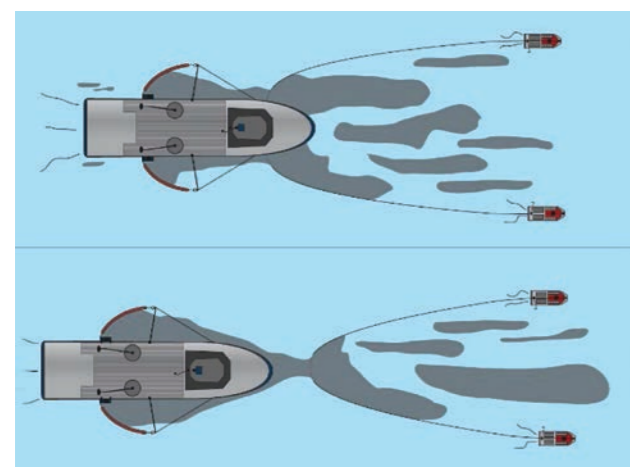


РИС. 4. Комбинированные схемы сбора нефти



- сбор спускаемыми на воду плавающими скиммерами в местах с наибольшими концентрациями нефтепродуктов, создаваемыми в U- или J-образных нефтесборных ловушках с использованием буксируемых линий бонов (рисунок 2);
- сбор нефти и нефтепродуктов скиммерами, установленными (закрепленными) на судах в нефтесборных ловушках, образующихся при тралении разлива (рисунок 3);
- отклонение/остановка дрейфа – линии направляющих боновых ограждений с закреплением концов бонов на берегу или на морских сооружениях;

- использование комбинированных схем для получения преимуществ каждой из технологий (рисунок 4).

Как говорилось выше, для локализации и концентрации разлитой нефти и для дальнейшего сбора на открытой водной поверхности обычно применяются боновые системы. Традиционный сбор нефти с использованием боновых заграждений наиболее эффективен на открытой водной поверхности и при сплоченности льда до 10%, но может быть использован с относительной эффективностью и при сплоченности ледяного покрова до 20–30% и в сопровождении ледокола, если концентрация льда превышает 70%. Нефтесборные системы с одним судном, оборудованным выносными бортовыми стрелами, на которых закреплены боны, могут маневрировать между крупными льдинами и работать при большей концентрации льда, чем это возможно для традиционных боновых систем. По мере увеличения сплоченности льда использование бонов ограничивается и на приток нефти можно рассчитывать только при наличии течения, приносящего нефть к нефтесборным устройствам или прижимающего разлив к кромке сплоченного льда, у которой могут формироваться участки с толщиной, достаточной для эффективного сбора. При концентрации льда более 70% лед выполняет функцию барьера, препятствующего растеканию нефти, и при достаточной сплоченности полностью предотвращает растекание и уточнение нефтяного пятна. Такая естественная локализация может быть преимуществом при мероприятиях ЛАРН, так как в таких условиях нефтяное пятно занимает меньшую площадь и собирается в более толстую пленку между льдинами, откуда ее легче собрать, чем при разливе среди множественных фрагментов разреженного льда или в открытой воде. Кроме того, присутствие льда изменяет характер ветрового волнения в море, так как льдины гасят короткие волны. В отсутствие разбивающихся волн нефть, скопившаяся между льдинами, выветривается не так быстро, как в условиях открытой воды, когда под действием атмосферных условий она эмульгируется и выветривается, становясь вязкой [1].

Уплотнение разливов у участков высокой сплоченности или у кромки сплошного льда создает опасность

захвата нефти льдами и сбор нефти на таких участках должен производиться максимально оперативно.

Сбор крупного разлива нефти в битом льду не будет непрерывным и потребует многократных перестановок нефтесборных устройств в покрытых нефтью разводах между льдами. При этом производительность нефтесборного оборудования может быть далека от его паспортных характеристик в силу перерывов в его работе, по свойствам собираемой нефти, имеющей повышенную вязкость при низких температурах, и характеристик разливов. Сбор значительных количеств разлитой нефти требует много времени, многочисленных нефтесборных устройств и их носителей с вытекающими отсюда задачами ресурсного и организационного характера.

Скиммеры могут использоваться при скоплениях нефти практически в любых ледовых условиях, если специализированные суда могут подойти к месту разлива без нарушения естественной локализации нефти льдинами.

В настоящее время существует четыре основных типа скиммеров, используемых для сбора нефти в море: олеофильные, пороговые, вакуумные и механические. Несмотря на то, что принципы работы нефтесборных систем не претерпели существенных изменений за последние тридцать или даже больше лет, сейчас, благодаря усовершенствованному дизайну и новым разработкам, эффективность их работы существенно увеличилась. Каждый из типов нефтесборных систем имеет свои преимущества и недостатки, но любые системы механического сбора нефти, разлитой в присутствии льда, должны быть оборудованы системой удаления льда для получения доступа к нефти и эффективного ее сбора. Такие системы должны быть рассчитаны на работу при низких температурах, поэтому скиммеры оборудуют системами защиты и/или подогрева, защищающими их от замерзания.

Выбор типов скиммеров определяется следующим образом:

- при незначительной сплоченности льда и сплоченности до 30% – все типы скиммеров, размещаемые на участках чистой воды в сочетании с искусственной локализацией боновыми заграждениями;
- в условиях крупнобитого льда повышенной сплоченности льда могут использоваться спускаемые на воду в разводах специализированные скиммеры, позволяющие отделять нефтеводяную смесь ото льда (типа Lamor Arctic Skimmer);
- в условиях мелкобитого льда предпочтительно использование небольших спускаемых с судна скиммеров (например, съемных устройств типа Fore Mor или Fox Tail, а также щеточных скиммеров, которые крепятся к стреле-манипулятору).

Стоит отметить, что разлив нефти не останавливает процесс ледообразования, который будет продолжаться после выравнивания температуры разлитой нефти с температурой морской воды под слоем разлитой нефти. Этот процесс является одним из факторов, ограничивающих подвижность разлива нефти в зимнее время.

В случаях, когда отделение нефти ото льда оказывается невозможным (ледовая каша, вмержшая в лед нефть и т.п.) может потребоваться подъем

загрязненного льда на палубу судна, хотя возможности обработки загрязненного льда на судах без специально оборудованных палубных площадок обычно ограничены.

Не исключена и такая ситуация, когда разлив нефти происходит под сплошным или сильно сплоченным льдом (например, при авариях на морских трубопроводах). В таком случае в предполагаемых местах скопления нефти производится вскрытие ледового покрова ледоколами и разрушение крупных льдин, способных удерживать нефть, для обеспечения сбора нефти. Если использование ледоколов невозможно (например, при разливе на мелководье) и имеется возможность высадки людей на лед, то производится поиск локальных скоплений нефти точечным вскрытием ледового покрова и, при обнаружении нефти, устройство ледовых каналов для сбора всплывающей в них нефти. Если вскрытие льда ледоколами и вручную оказывается невозможным, то место предполагаемого скопления нефти отмечается выставлением индикаторных буйев для отслеживания положения до появления технической возможности вскрытия льда или его сезонного разрушения [5].

Сжигание нефти на месте

Технология сжигания **на открытой воде** позволяет очень быстро и эффективно удалить нефть с водной поверхности. Применение буксируемого огнеупорного бонового заграждения, с помощью которого улавливается разлитая нефть, увеличивает ее толщину, а также изолирует некоторую часть разлива на открытой воде или в разреженных льдах, с последующим воспламенением нефти гораздо проще проводить операции по ЛАРН, предусматривающие использование механических средств сбора, транспортировки, хранения, обработки и утилизации. Воспламенение нефти осуществляется путем выброса на нефть запального устройства (желатинообразного топлива), как правило, с вертолета или с судна. В случае успешного воспламенения некоторая часть или вся нефть выгорает с поверхности воды или льда. Но некоторое количество нефтепродуктов после горения остается в любом случае. Эти остаточные продукты могут оставаться на плаву, оседать на дно или обладать нейтральной плавучестью (в зависимости от типа разлитой нефти и условий горения).

Нефть может попасть **на поверхность льда** в результате непосредственного разлива либо вследствие ее миграции сквозь лед в весеннее время (из слоев нефти, заключенных под ледовым покрытием или внутри него, после подводного выброса в зимнее время). В таких ситуациях сжигание на месте может рассматриваться как одна из контрмер для удаления нефтяных пятен. В случае с большим количеством проталин, разбросанных на большой территории, для воспламенения отдельных нефтяных пятен можно применять вертолеты с воспламенителями. На больших территориях могут применяться способы ручного воспламенения. Под действием ветра нефть в проталинах может сгоняться к подветренной кромке льда, где ее толщина достигает нескольких миллиметров. Эффективность сжигания нефти в отдельных проталинах может превышать 90–95%. Общая эффективность сжигания на месте при удалении нефти с поверхности льда, установленная при проведении полевых испытаний, лежит в пределах

от 30 до 90% и в среднем составляет 60–70%. Эффективность зависит от обстоятельств разлива, например, от распределения размеров проталин относительно точности внесения воспламенителя, толщины пленки, степени эмульгирования и т.д. Для областей неподвижного льда, где нефть может появиться на поверхности ранней весной, возможно ручную смыть и/или собрать остатки горения до момента окончательного разрушения ледового покрова [1].

Нефть, разлитая **на поверхности льда и смешавшаяся со снегом**, может успешно сжигаться в сугробах даже в условиях арктической зимы. Загрязненная нефтью снежная масса, доля снега в которой достигает 70%, может сжигаться на месте. Для смесей с более низким содержанием нефти для инициации горения могут использоваться катализаторы, такие как дизельное топливо или свежая сырая нефть. Для еще более разжиженных смесей нефти в снегу целесообразно сгребать загрязненный нефтью снег в сугробы, пока нефть не сконцентрируется до уровня, допускающего успешное воспламенение и сжигание. При этом сугробы загрязненного нефтью снега должны быть конусообразными с углублением посередине, куда помещается воспламенитель. Под действием тепла от пламени тают окружающие внутренние стенки конического сугроба, при этом из снега высвобождается нефть, которая стекает в центр сугроба и служит топливом для огня. При таком способе образуются значительные количества талой воды у основания сугроба, которую следует отводить.

Ключ к эффективному применению технологии сжигания – это достаточная толщина нефтяного пятна. С помощью огнеупорного бонового заграждения можно собирать пятна и поддерживать их достаточную толщину на относительно открытой воде. Однако при повышении сплоченности льда применение бонового заграждения становится затруднительным. В таком случае для увеличения толщины нефтяного пятна применяют собирающие поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые во множестве экспериментов доказали свою эффективность за счет значительного уплотнения нефтяных пятен в холодной воде, а также в битом и снеговом льду при сплоченности ледового покрова до 70% [1].

Несмотря на множество факторов, побуждающих к рассмотрению технологии сжигания на месте как основного способа борьбы с разливами нефти, применение данного метода может вызывать некоторые возражения. Отмечается три главных проблемы:

1. Эффективность технологии в значительной мере зависит от первоначальных условий разлива, а особенно – от толщины пятна. В случае если разлив нефти произошел на неподвижном поле относительно сплоченного льда, нефть в основном не растекается, при этом образуя пятно с толщиной, достаточной для эффективного сжигания. С другой стороны, при разливе нефти на менее сплоченный лед, отмечается ее тенденция к распространению и истончению слоя с течением времени, что делает сжигание неэффективным, если не применять какие либо средства локализации пятна.
2. Опасения по поводу вторичных возгораний, представляющих угрозу для человеческой жизни, имущества и природных ресурсов.

3. Потенциально вредные воздействия на окружающую среду и здоровье человека со стороны побочных продуктов сжигания, в первую очередь – дыма.

Ввиду выше изложенного, технология сжигания нефти на месте разлива является дополнительной и применяется в тех случаях, когда ее механический сбор, транспортировка или ликвидация оказываются невозможными.

Сжигание нефти на месте выполняется в соответствии с [7] и только по согласованию с Департаментом Росприроднадзора по соответствующему федеральному округу.

Применение химреагентов (диспергентов)

Химические диспергенты – это смесь поверхностно-активных веществ (ПАВ), аналогичных по свойствам и воздействию многим видам обычного мыла; они были специально разработаны для применения в морской среде. При распылении на пленку нефти диспергенты рассеиваются на ней и снижают ее поверхностное натяжение. При наличии волновой энергии пониженное поверхностное натяжение помогает разбить нефтяное пятно на капли намного меньшего размера, чем образующиеся из необработанной нефти. Волны и течения распространяют мелкие капли нефти в дисперсном состоянии (диаметром менее 100 мкм) в водной толще, где нефть претерпевает естественное биоразложение. Польза от уменьшения размера капель двойная: во-первых, капли не всплывут на поверхность и будут оставаться взвешенными в водной толще, во-вторых, они имеют форму, которая более доступна для микроорганизмов, живущих в морской воде. Такие капли обладают площадью поверхности, доступной для колонизации бактериями в несколько сот раз больше, по сравнению с поверхностной пленкой. То есть диспергенты превращают нефтяное пятно в субстанцию, которая способна намного более эффективно разрушаться в воде природными микроорганизмами.

Диспергенты были специально разработаны для данной задачи и наиболее эффективны на свежей нефти, которая еще не стала слишком вязкой под влиянием выветривания. Так как нефть на поверхности воды со временем меняет свои свойства вследствие атмосферного воздействия, использование диспергентов имеет определенное «окно возможностей» – время, в течение которого их использование наиболее эффективно. Если нефть становится слишком вязкой или слишком эмульгированной, эффективность диспергентов снижается. «Окно возможностей» может значительно изменяться (от 24 часов до нескольких суток) в зависимости от свойств нефти и условий разлива. На рисунке 5 показан процесс применения диспергентов и рассеивания нефти [1].

Но следует помнить, что диспергенты – это химические реагенты, которые нельзя вносить в море бесконтрольно, без соблюдения определенных норм и правил. Бездумное применение диспергентов может привести к образованию очень высоких концентраций диспергированной нефти на мелководье, в результате чего морской флоре и фауне будет нанесен серьезный ущерб.

Риск, связанный с использованием диспергентов, заключается в том, что некоторые морские организмы

РИС. 5. Диспергенты улучшают естественное рассеивание и биоразложение нефти



ТАБЛИЦА 1. Преимущества и недостатки применения диспергентов

Преимущества	Недостатки
Химически диспергированная нефть в меньшей степени поддается перемещению под воздействием ветра. Если применение диспергента эффективно, траектория движения нефтяного пятна может быть изменена.	Нефть, диспергированная при помощи химических веществ, глубже проникает в толщу воды, чем нефть, которая не была обработана. Поэтому подводные организмы могут подвергнуться воздействию химически диспергированной нефти в большей степени, чем обычной.
Существует меньшая вероятность того, что разлитая нефть, диспергированная при помощи химических веществ, достигнет побережья, чем нефть, которая не была обработана хим. веществами. Это ведет к уменьшению периода удерживания нефти.	На закрытых участках мелководья с малым перемещением или притоком воды химически диспергированная нефть может находиться более продолжительный период времени, что приведет к более длительному воздействию на придонные биологические сообщества.
Нефть, диспергированная в море, растворится перед тем, как достигнет побережья. Это может снизить риск воздействия нефти на биологические сообщества литоральной зоны.	Химическое диспергирование снижает потерю летучих углеводородов в процессе испарения. Как правило, не рекомендуется диспергировать легкие фракции нефти до испарения летучих углеводородов.
Диспергированная нефть проходит процесс естественного биоразложения быстрее, чем нефть, не обработанная диспергентами, так как капли диспергированной нефти занимают больший по площади участок на поверхности воды для деятельности бактерий, чем нефтяные пятна.	Диспергенты являются токсичными для морских и прибрежных живых организмов. Диспергенты не должны применяться на участках с малой площадью нефтяного пятна.
Может быть предотвращено образование высоковязких водонефтяных эмульсий.	Диспергенты неэффективны для применения на высоковязких сортах нефти (с высоким содержанием парафина или асфальтена).
Диспергенты могут применяться при погодных условиях и состоянии моря, когда прочие методы ликвидации разливов нефти неэффективны.	Распространение химически диспергированной нефти менее предсказуемо и в меньшей степени поддается мониторингу, чем нефтяные пятна на поверхности воды.
С помощью диспергентов можно обрабатывать за единицу времени больший объем нефти, чем с помощью эквивалентных средств при использовании других методов.	Диспергированная нефть не может быть локализована или собрана.

попадут под воздействие повышенных концентраций диспергированной нефти (и растворимых в воде нефтяных компонентов). При этом птицы страдают больше от нефтяной пленки на поверхности моря, чем от диспергированной нефти, а рыба (и другие представители морской флоры и фауны) страдает больше от диспергированной нефти, чем от нефтяной пленки на поверхности моря.

Поэтому решение о применении диспергентов возможно только после анализа суммарной экологической выгоды (АСЭВ), процедуры рассмотрения возможных последствий для окружающей среды, которая осуществляется согласно [8] и только по согласованию с Департаментом Росприроднадзора по соответствующему федеральному округу.

Преимущества и недостатки применения диспергентов приведены в таблице 1 [5].

С учетом перечисленных преимуществ и недостатков применение диспергентов целесообразно в тех случаях, когда не могут быть использованы механические средства сбора, при малой толщине нефтяной пленки (около 0,1 мм), при опасности воспламенения и взрыва разлитой нефти или при необходимости быстрой защиты экологически чувствительных и экономически важных участков побережья. Наиболее эффективным считается применение диспергаторов при толщине пленки нефти в пределах от 0,1 до 1 мм [3].

Что касается применения диспергентов в Арктике, нефть становится более вязкой при низких

температурах и поэтому эффективное рассеивание нефти возможно в ограниченном диапазоне вязкости. Его пределы были предметом интенсивных лабораторных исследований, начиная с 1980-х гг. и позже в крупномасштабных экспериментах 2003–2008 гг. в Национальном испытательном бассейне США по реагированию на разливы нефти (OHMSETT, www.Ohmsett.com). В результате этих экспериментов был сделан вывод, что диспергенты остаются эффективными для большинства неэмульгированных нефтей даже при температуре воды, близкой к температуре замерзания, при условии, что вязкость нефти не превышает 20 000 сП, а температура застывания нефти ниже температуры воды. Дальнейшие исследования показали, что даже нефть, температура застывания которой на 10°C выше окружающей, может быть диспергирована. Когда температура окружающей среды на 10°C ниже температуры застывания, нефть теряет свою текучесть, проникновение диспергентов в нее снижается, и формирования маленьких капель, необходимых для эффективной дисперсии, не происходит [1].

В течение многих лет доминирующей точкой зрения была та, что сплоченность льда, превышающая 30–50%, значительно снижает волновую энергию, чем уменьшает эффективность диспергентов. Эксперименты в испытательных бассейнах в 1990-х и 2000-х гг. поколебали данную точку зрения, поскольку в них было выявлено, что, несмотря на то что общая волновая энергия действительно уменьшалась, достаточная локализованная энергия создавалась за счет механического взаимодействия между льдинами. Испытания в больших волновых бассейнах показали, что такая энергия взаимодействия была во многих случаях достаточной для рассеивания нефти, обработанной диспергентами. Улучшить эффективную дисперсию, также можно при помощи винтов судна и небольших катеров [1].

Появление ледоколов с азимутальными приводами сделало еще более осуществимым создание турбулентных потоков с помощью судовых винтов. Такие суда обеспечивают эффективную направленную энергию смешивания с большей зоной охвата, чем обычные суда. Это важно для получения эффективной дисперсии, так как при сплоченном ледовом поле энергия смешивания должна быть достаточной для создания очень маленьких капель, которые оставались бы во взвешенном состоянии и продолжали бы рассеиваться в воде при ограниченной естественной турбулентности, имеющей место под ледяным покровом. В противном случае нефть может подниматься обратно к нижней поверхности льда после перемещения судна.

ТАБЛИЦА 2. Матрица технической эффективности технологий ликвидации разливов нефти при различных гидрометеорологических условиях

Наименование технологии	Гидрометеорологические условия		
	Спокойная вода	Слабый ветер и волнение	Сильный ветер и волнение
Механическое ограждение и сбор нефти	Зеленый	Желтый	Красный
Применения химреагентов	Зеленый	Желтый	Красный
Сжигание на месте	Зеленый	Желтый	Красный
Комплексная технология (боны+сжигание)	Зеленый	Желтый	Желтый

Стоит отметить, что солоноватая вода (т.е. имеющая меньшую соленость, чем обычная морская) может влиять на эффективность диспергентов в прибрежных зонах, находящихся вблизи устьев рек, а также в воде, образующейся при таянии ледовых полей. Традиционные морские диспергенты являются наиболее эффективными в воде с соленостью между 25 и 40‰ (SL Ross, 2010). Эффективность большинства таких диспергентов снижается при солености выше или ниже данного диапазона [1].

Для обработки разливов на поверхности воды диспергенты могут распыляться на пленку нефти с катеров, вертолетов и самолетов. Одной из проблем, возникающих при использовании большинства видов оборудования, особенно на самолетах, является сложность точного распыления диспергентов на пленку нефти и непроизводительное расходование части диспергентов, попавших на воду. Этот вопрос наиболее актуален для распыления с самолетов: хотя они прекрасно подходят для охвата больших территорий и по сравнению с оборудованием на катерах обладают бесспорным преимуществом высокой скорости, они менее способны к точному распылению на небольшие пятна нефти, особенно когда те находятся между льдинами.

Матрицы технической эффективности технологий и оборудования ЛАРН

Для выбора и обоснования применяемой технологии и оборудования для ликвидации разлива нефти требует учитывать много важных параметров, в частности: масштабы и объемы загрязнения, температуру воздуха и морской воды, направление и скорость ветра и течения, сплоченность ледового покрова и т.д.

В таблицах 2 и 3 приведены матрицы сопоставления технической эффективности применения различных технологий ликвидации разливов нефти при различных гидрометеорологических и ледовых условиях (область эффективных технических решений показана зеленым цветом; малоэффективных решений – желтым; неэффективных решений – красным) [9].

Выводы

- Механический сбор разлитой нефти в ледовых условиях возможен, и такие методы должны быть включены в состав стратегии ликвидации разливов нефти во льду.
- Сбор нефти в сезон открытой воды с использованием механических технологий может быть более эффективен в арктических условиях, чем в средних широтах, из-за долгого светового дня.

ТАБЛИЦА 3. Матрица технической эффективности технологий ликвидации разливов нефти при различной ледовитости

Название технологий и оборудования	Площадь покрытия водной поверхности льдом, %										
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Механический сбор											
обычные боны и скиммеры	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Желтый	Желтый	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный
обычные боны и скиммеры (с ледокола)	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Желтый	Желтый	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный
арктические скиммеры (с ледокола)	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Желтый	Желтый	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный
Применения химреагентов											
распыление через рукав на судне, применение винтов судна (ледокола) для перемешивания	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Желтый	Желтый	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный
распыление с самолета	Зеленый	Желтый	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный
распыление с вертолета	Зеленый	Желтый	Желтый	Желтый	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный
Сжигание на месте											
без использования огнестойких бонов	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Желтый	Желтый	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный	Красный
с использованием огнестойких бонов	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Желтый	Желтый	Красный	Красный	Красный
на поверхности сплоченного льда	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый

- Высокая концентрация льда (> 70%) снижает растекаемость нефти при отсутствии боновых ограждений, что уменьшает площадь нефтяного пятна и позволяет применять механические средства для сбора нефти при условии, что нефтесборное оборудование имеет к ней доступ.
- Низкая скорость обработки нефтяного пятна и трудности, связанные с доступом к нефти при большой сплоченности льда, ограничивают использование механической уборки применением на небольших разливах.
- Технология сжигания нефти на месте является проверенным способом ЛАРН, который позволяет быстро уничтожить нефть с эффективностью до 98%.
- Технология сжигания на месте является очень важным средством для ликвидации аварийных разливов нефти в арктических условиях. Она может успешно применяться при различных типах и степенях сплоченности льда. Ключевым преимуществом этого способа является безопасное и эффективное уничтожение больших количеств нефти при минимальном привлечении персонала и оборудования. В итоге сжигание позволяет эффективно и рационально распорядиться имеющимися силами и средствами для уменьшения воздействия на окружающую среду нефти, разлитой на поверхности воды.
- Испытания в волновых бассейнах, а также лабораторные и полевые показали, что диспергенты могут быть эффективным средством ЛАРН в условиях низких температур, во льду и даже при наличии солоноватой воды.
- В условиях открытого дрейфа льда (от 30 до 90% ледяного покрова) энергии волн может оказаться достаточно для эффективной дисперсии нефтяного пятна, обработанного диспергентами.
- При образовании более сплоченного ледового покрова требуется дополнительная энергия для

- перемешивания. Применение винтов ледоколов для создания энергии смешения является эффективным способом использования диспергентов при наличии льда.
- Использование диспергентов является методом, требующим специального анализа (АСЭВ), и в некоторых регионах и условиях их применение может быть ограничено.
- Арктические условия могут увеличить «окно возможности» использования диспергентов. С учетом соответствующих экологических соображений, эта технология сможет стать одним из главных методов реагирования на разливы нефти в Арктике. ●

Литература

1. Стивен Поттер, Иан Бьюст и Кен Трудель. Ликвидация разливов нефти на арктическом шельфе. Передовой международный опыт. Москва. 2013 г. 140 с.
2. Труды 11-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2013). 10-13 сентября 2013 года, Санкт-Петербург – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2013.
3. Ю.Л. Воробьев, В.А. Акимов, Ю.И. Соколов Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. Москва. 2005 г. 368 с.
4. Руководство по ликвидации разливов нефти на морях, реках и озерах, изд. ЗАО «ЦНИИМФ», С.-Петербург, 2002, 344 с.
5. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов для Пильтун-Астохского месторождения. Компания «Сахалин Энерджи». Москва – Южно-Сахалинск, 2016 г.
6. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти в оперативной зоне ответственности морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная». ООО «Газпром нефть шельф». Санкт-Петербург, 2013 г.
7. СТО 318.04.69-2015 «Правила сжигания нефти в море на месте ее разлива».
8. СТО 318.4.02-2005 «Правила применения диспергентов для ликвидации разливов нефти».
9. Report to WWF on Considerations for the Sakhalin II Project (2000). Offshore Oil Spill Response in Dynamic Ice Conditions [www.iccopr.uscg.gov].

KEY WORDS: shelf, Arctic, oil and gas fields, oil spills, technologies of liquidation of accidents on the shelf.

НОВЫЕ МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АВАРИЙ

В ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ШЕЛЬФОВЫХ ОБЪЕКТОВ И СУДОВ

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ РАЗВИТИЯ ПРЕДАВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ – ОСНОВНАЯ ЗАДАЧА СРЕДСТВ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ. ВСЕ ОБЪЕКТЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ОТ ДОБЫЧИ ДО ПЕРЕРАБОТКИ, ОТНОСЯТСЯ К КАТЕГОРИИ ОСОБО ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВ, НО НА ШЕЛЬФЕ К МЕТОДАМ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ СИСТЕМ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ПРЕДЪЯВЛЯЮТ НАИБОЛЕЕ ЖЕСТКИЕ ТРЕБОВАНИЯ. КАКИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ИННОВАЦИИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ИЗБЕЖАТЬ ВНЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ, ПРЕДЛАГАЮТ СЕГОДНЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

PREVENTION OF PRE-EMERGENCY SITUATIONS DEVELOPMENT IN ELECTRIC POWER SYSTEMS IS THE MAJOR TASK OF ENGINEERING DIAGNOSTICS MEANS. ALL OIL AND GAS INDUSTRY FACILITIES, FROM RECOVERY TO PROCESSING, FALL UNDER THE CATEGORY OF EXTREMELY DANGEROUS PRODUCTIONS BUT IN THE SHELF AREA PEOPLE APPLY ESPECIALLY SEVERE REQUIREMENTS TO ENGINEERING DIAGNOSTICS METHODS FOR POWER SUPPLY SYSTEMS. WHAT TECHNOLOGICAL INNOVATIONS RENDERING POSSIBLE AVOIDING OF EMERGENCIES DO NOWADAYS NATIONAL ENGINEERS OFFER?

Ключевые слова: электроэнергетические системы, изоляция высоковольтного оборудования, шельфовые месторождения, энергообеспечение предприятий, морские платформы.

Стародед Сергей Сергеевич,
начальник отдела НИОКР
АО «Новая ЭРА»
к.т.н.

Неёлов Анатолий Александрович,
начальник сектора-заместитель начальника
отдела НИОКР
АО «Новая ЭРА»

Тихомиров Марк Павлович,
главный специалист отдела
НИОКР АО «Новая ЭРА»

Германенко Даниил Владимирович,
ведущий инженер
ООО Димрус»

Большинство аварий в электроэнергетических системах связано с нарушением электрической изоляции электрооборудования и кабеля. Общепринятым методом предотвращения аварийных ситуаций являются планово-предупредительные осмотры оборудования и замеры характеристик изоляции. Однако возможности проведения планово-предупредительных осмотров и замеров характеристик изоляции электрооборудования с отключением напряжения зачастую ограничены по времени проведения и по объему работ. Увеличение времени на подобное обслуживание приводит к простоям технологического оборудования, снижает прибыль, и при этом не может дать абсолютную гарантию того, что при подаче высокого напряжения не проявится какой-либо внутренний дефект и не возникнет предаварийная ситуация.

Другим распространенным методом контроля состояния изоляции в электроэнергетической системе при поданном высоком напряжении, рекомендованным

Морским Регистром, является контроль токов утечки (токов нулевой последовательности). Особенность данного метода в том, что контроль тока утечки может указать непосредственно на начало аварийной ситуации, но не может предотвратить эту ситуацию. Реализация метода контроля изоляции по току нулевой последовательности выполняется несколькими способами, по уже состоявшемуся частичному ухудшению состояния изоляции на каком-либо участке силовой электрической цепи.

Кроме того, данный метод обладает зависимостью от емкости сети относительно корпуса и индуктивности подключенного электрооборудования, а достаточно частые переходные процессы при изменении нагрузки, при переключениях потребителей с заметной индуктивностью и т.п. приводят к перекошу фазных токов и напряжений, влияющих на измеряемую величину токов нулевой последовательности. Это требует отстройки от срабатывания защитной аппаратуры при временных перекосах в фазных векторах токов и напряжений.

Таким образом, вышеозначенные методы контроля состояния изоляции высоковольтного оборудования не могут в полной мере выполнить задачу технической диагностики и указать обслуживающему персоналу на возможность развития предаварийной ситуации.

Избежать подобных недостатков помогает метод контроля состояния высоковольтной изоляции по частичным разрядам (ЧР), который находит все более широкое применение в сетях за рубежом. ЧР позволяют анализировать ситуацию при работе оборудования при поданном рабочем напряжении и наблюдать изменения во времени процесса развития разрушающих явлений в твердой изоляции.

Физика частичных разрядов

Частичный разряд (ЧР) – это искровой разряд очень маленькой мощности, который образуется в толще твердой изоляции или на ее поверхности в оборудовании высокого (среднего) напряжения (свыше 3 кВ). Периодически повторяющиеся частичные разряды с течением времени разрушают материал изоляции, приводя в конечном итоге к ее пробое. Обычно разрушение изоляции под действием частичных разрядов происходит неравномерно по структуре изоляции электротехнического изделия, и может скрытно развиваться в течение многих месяцев и даже лет. На скорость процесса могут повлиять как локальные условия для конкретного элемента изоляции, так и процессы, происходящие в сети.

Интенсивность ЧР в твердой изоляции значительно изменяется под воздействием внутренних для изоляции факторов:

- напряженности электрического поля;
- температуры материала изоляции;
- влажности материала изоляции;
- деполимеризации структуры материала изоляции.

Интенсивность ЧР в твердой изоляции также зависит

от воздействия внешних разрушающих изоляцию факторов:

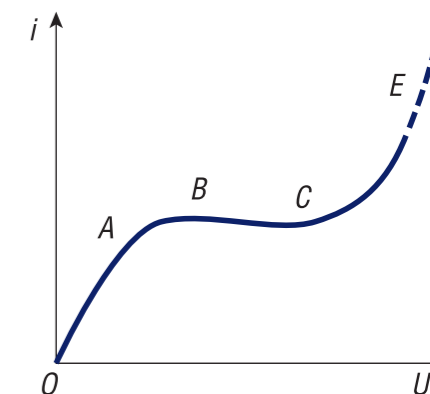
- растрескивание под действием вибрации и других механических воздействий;
- загрязнение или разъедание поверхностных слоев.

При этом основной фактор, способствующий разрушению изоляции – проникновение воды между молекулами основного материала (данный процесс особенно заметен в полиэтиленовой изоляции кабелей). Молекулы воды могут втягиваться в материал изоляции под влиянием переменных температур при эксплуатации.

При выполнении регламентного обслуживания и испытаний оборудования важно учитывать то обстоятельство, что многократные испытания оборудования повышенным напряжением (электрической прочности изоляции) постепенно приводят к увеличению количества и мощности ЧР, тем самым работы, направленные на предупреждение аварийных ситуаций, со временем могут спровоцировать эти аварийные ситуации.

Диэлектрическую изоляцию рассматривают как биполярную, с хаотично расположенными

РИС. 1. Ток в газе при изменении напряжения



электрическими диполями разной природы. Изоляция при изготовлении включает в себя микрогранулы, полимерные молекулы и микропоры газовых включений.

При наличии внешнего электрического поля диполи диэлектрика выстраиваются в направлении внешнего поля (происходит электронизация), а среда дополнительно поляризуется. Пробой диэлектрика возможен при условии, когда напряженность внешнего поля на участке цепи становится больше суммарной напряженности поля диполей. Частичный разряд при номинальном напряжении возникает в местах изоляции с большой плотностью энергии электрического поля, то есть в местах неоднородностей изоляции, в том числе в газовых включениях.

Ток в газе подчиняется закону Ома (рисунок 1), но сопротивление газа является нелинейным и зависит от плотности энергии электрического поля в месте



УДК 621.3.04

РИС. 2. Нарастание и затухание ЧР во времени

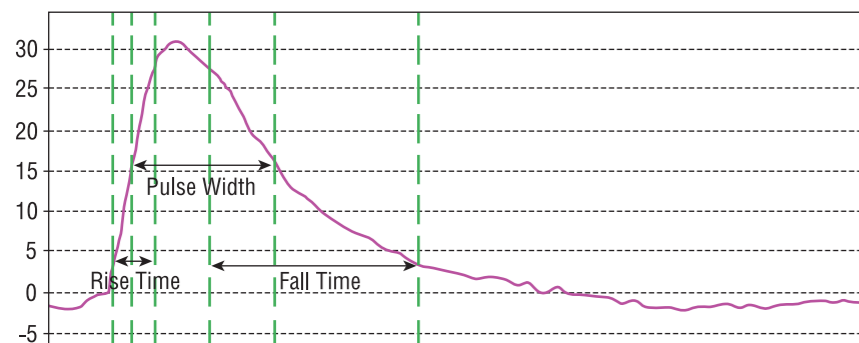
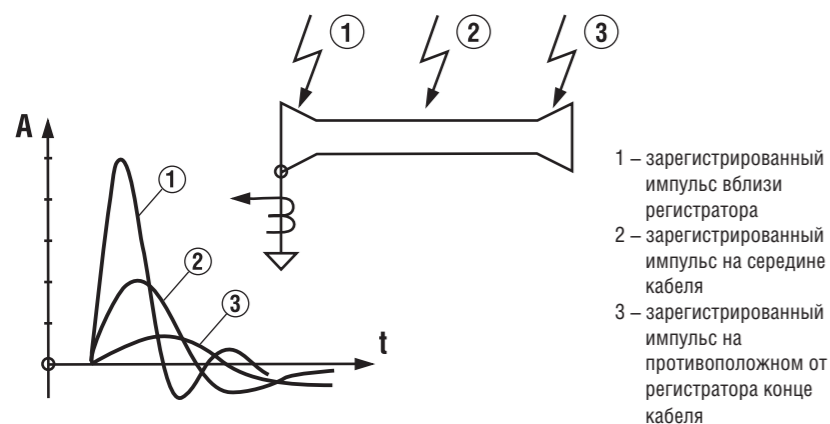


РИС. 3. Изменение формы импульса ЧР в зависимости от удаленности от регистратора



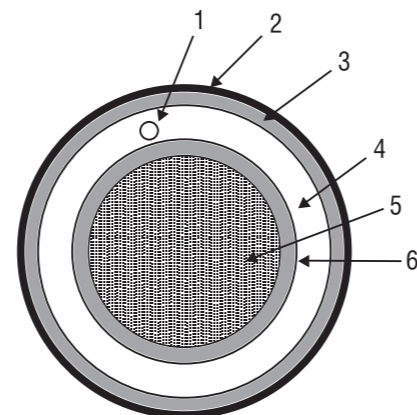
разряда. На участке ВС число распадов начинает преобладать над числом восстановлений молекул. Увеличение плотности электрического поля приводит к изменению физических свойств газов и изменению его агрегатного состояния.

На участке СЕ энергии электрического поля в месте разряда становится достаточно для перехода газа в другое агрегатное состояние – в плазму. На этом участке сопротивление уменьшается и локальный микроток резко нарастает.

ТАБЛИЦА 1. Виды датчиков – регистраторов ЧР

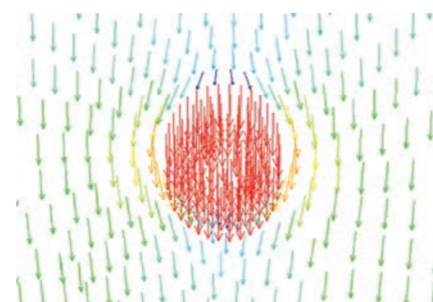
Датчик	Варианты датчиков частичного разряда	
	Внешний вид	Метод соединения
Высоковольтный конденсатор связи		Емкостной
Высокочастотный трансформатор тока с ферритовым сердечником		Индуктивный
Датчик TEV		Емкостной
Катушка Роговского		Индуктивный

РИС. 4. Модель кабеля с включением в толще изоляции



1 – инородное включение; 2 – экран; 3 – полупроводящий полиэтилен; 4 – полиэтиленовая изоляция; 5 – токопроводящая жила; 6 – полупроводящий полиэтилен

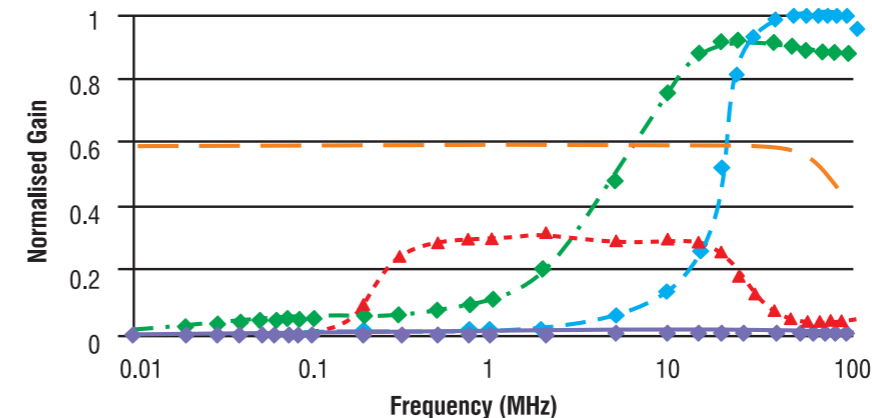
РИС. 5. Распределение силовых линий электрического поля при высокой диэлектрической проницаемости среды включения



Разряд, как явление, является вторичным от напряженности поля, и возникает на участке потока электрического поля с более высокой плотностью энергии поля.

Энергия теплового поля в месте разряда является результатом активации энергетических уровней атомов, в результате чего и происходит нагрев среды от освободившейся энергии. Поэтому в точке возникновения разряда происходит нагрев изоляции и насыщение ее углеродом, содержащимся в материале изоляции. Каждый последующий разряд в этом месте происходит уже при меньших затратах энергии из-за увеличения электропроводности пути разряда. Во времени этот процесс идет достаточно медленно, месяцы и даже годы, но в конечном итоге приводит к пробое изоляции.

РИС. 6. Сравнительные характеристики датчиков ЧР в радиочастотном диапазоне



— ◆ — 80 pF HV Coupling Capacitor – конденсатор связи 80 пФ (датчик типа СС)
 — ◆ — 500 pF HV Coupling Capacitor – конденсатор связи 500 пФ (датчик типа СС)
 - - - ▲ - High Current Ferrite HFCT – ферритовый трансформатор (датчик HFCT)
 — ◆ — High Current Rogowski Coil – катушка Роговского (датчик HRCT)
 — — PD Pulse Spectrum – спектр ЧР

Любой разряд сопровождается электромагнитным излучением в высокочастотном диапазоне. Примерный вид импульса ЧР и его анализируемые параметры приведены на рисунке 2, а на рисунке 3 приведены амплитуды регистрируемых в изоляции кабеля ЧР в зависимости от удаленности от регистратора.

В опубликованной работе ООО «ТестСервис» [1] приведена упрощенная модель кабеля (рисунок 4) и показано влияние инородного включения в материал изоляции, а пример распределения поля приведен на рисунке 5 (цветом выделена область напряженности поля вокруг инородного включения).

Таким образом, наличие включений в толще изоляции приводит к локальному увеличению индукции электрического поля и, следовательно, к увеличению плотности энергии электрического поля. Увеличение индукции электрического поля эквивалентно росту разности потенциалов в этом месте.

При плотности энергии электрического поля равной критическому значению, происходит частичное разрушение структуры молекул, сопровождающееся выделением энергии в виде электромагнитного излучения, тепла, роста давления,

механического воздействия на границы объема включения.

Регистрация частичных разрядов, оценка их мощности и повторяемости, а также локализация места их возникновения, позволяет на ранней стадии выявить развивающиеся повреждения изоляции.

Применявшийся ранее метод акустического сканирования изоляции трансформаторов и высоковольтных изоляторов воздушных линий совершенно неприменим во внутренних помещениях работающих морских объектов ввиду недоступности большинства оборудования и кабеля для подобных исследований, поэтому для регистрации ЧР на подобных объектах могут быть применены исключительно электрические типы датчиков. Излучение электромагнитной энергии в основном идет в радиочастотном диапазоне, поэтому значительных практических успехов достигли разработчики, использовавшие высокочастотный радиодиапазон. Примеры датчиков приведены в таблице 1.

Сравнительная чувствительность датчиков в зависимости от частотного диапазона приведена на рисунке 6.

Измерения, выполненные фирмой HVPD [2] подтвердили, что при

РИС. 7. Примеры датчиков ЧР трансформаторного и емкостного типа



смещении точки нейтрали к фазе А и повышении напряжения на фазах В и С, на одной фазе В наблюдался частичный разряд до 1600 пКл, который отсутствовал при рабочем напряжении в симметричной трехфазной системе. Пять месяцев спустя в месте регистрации ЧР на линии был обнаружен ток утечки, что указывает на возможность использования такого способа измерений для получения предварительного предупреждения о слабых местах в сети.

Внешний вид датчиков типа RFCT (HFCT) и СС российского производства приведен на рисунке 7.

Следует отметить, что так как ЧР нельзя оценить прямым измерением, для величины ЧР согласно ГОСТ Р 55191-2012 [3] применяется термин «кажущийся заряд», при этом его единица измерения указывается в кулонах. При оценке состояния изоляции высоковольтного оборудования, на заводе-изготовителе обычно проводят измерения максимального значения кажущегося заряда, что является основной контрольной характеристикой.

При проведении измерения частичного разряда на вращающихся машинах, помимо первоначально полученных данных о ЧР в изоляции, очень важно накапливать получаемые данные, чтобы быть уверенным, что уровни частичного разряда не ухудшаются со временем. Например, если машина имеет высокий уровень ЧР с самого начала использования, а во время последующей эксплуатации этот уровень не изменяется, то такой результат менее опасен, чем случай, когда машина начинает

ТАБЛИЦА 2. Оценки последствий для зарегистрированного уровня ЧР в высоковольтном электрооборудовании

Диагностируемый объект	Техническое состояние	Степень развития дефекта	Величины максимальных амплитуд частичных разрядов, пКл
Трансформатор силовой (сухой)	Норма (с незначительными отклонениями)	Возможен малозначительный дефект	до 1000
	Со значительными отклонениями	Возможен значительный дефект	1000–5000
	Ухудшенное	Возможен критический дефект	5000–25000
Кабель (с полиэтиленовой изоляцией)	Норма	Без отклонений	до 1200
		С незначительными отклонениями	Возможен малозначительный дефект
	Со значительными отклонениями (область риска)	Возможен значительный дефект	7500–15000
	Ухудшенное (область предельного риска)	Возможны критические дефекты	свыше 15000
Генератор	Норма	Нет дефектов	до 4000
	Ухудшенное	Возможны дефекты	свыше 4000
Измерительный трансформатор	Норма	Нет дефектов	до 20
	Ухудшенное	Возможны дефекты	свыше 20

эксплуатироваться при низком начальном уровне, но в процессе работы уровень ЧР в ее изоляции стремительно нарастает. Также возможен случай, когда в начальный период эксплуатации электрической машины уровень ЧР в ее изоляции может снижаться, что обычно связано с окончательной полимеризацией и просушкой изоляции при работе.

Критерии состояния изоляции в соответствии с уровнем ЧР

Основными документами, которыми руководствуются при измерениях ЧР в высоковольтном оборудовании, являются стандарты ГОСТ Р 55191-2012 и ГОСТ IEC/TS 60034-27-2-2015 [4], при этом вопросы нормирования амплитуды и (или) мощности импульсов ЧР в данных стандартах и любых других не рассматриваются. Определяющим фактором ухудшения изоляции в соответствии с положениями данных ГОСТов является так называемый «тренд» – нарастание уровня ЧР во времени. Тем не менее, для оценки возможности

наступления предаварийной ситуации, необходимо хотя бы приблизительно знать предполагаемые величины (амплитуды) ЧР при различных состояниях оборудования. Такие сведения приведены в таблице 2 (исходя из сведений СТО 1.1.1.01.0069-2013 [5], являющимся ведомственным стандартом для электрооборудования атомных станций).

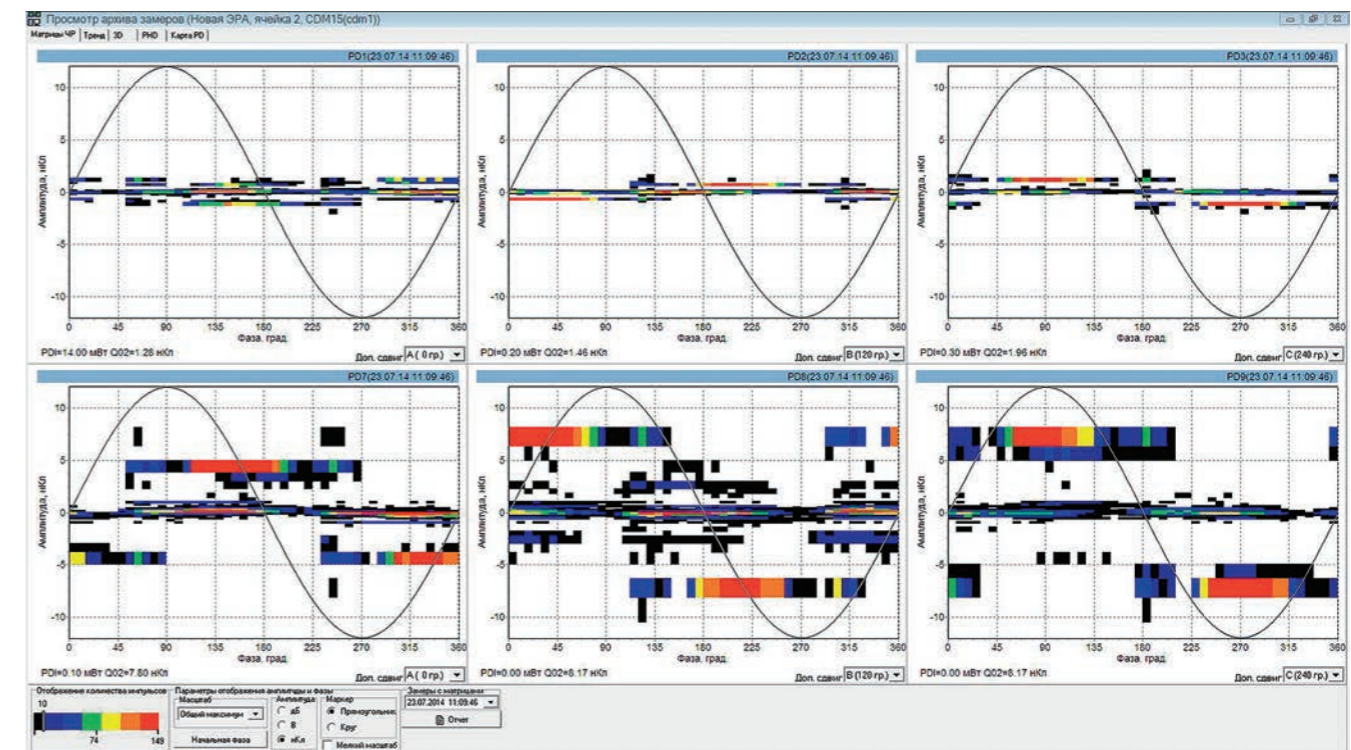
Во всех случаях использования системы контроля состояния изоляции по ЧР, необходима настройка фильтров передачи сигналов от датчиков и калибровка контроллеров обработки сигналов по амплитудам и фазам сигналов ЧР. Это должно выполняться непосредственно на объекте, так как состав электрооборудования и структура электросетевой сети обуславливают особенности применения данной системы. Общепризнанным недостатком системы контроля изоляции по ЧР является невозможность использования этого метода совместно с частотно-регулируемыми приводами

электрических машин ввиду чувствительности датчиков ЧР к помехам, наводимым в обмотках электрических машин, управляемых частотными преобразователями. Тем не менее, по мере совершенствования частотных преобразователей и при накоплении опыта использования UHF-датчиков, встраиваемых непосредственно в обмотки электрических машин, а также при совершенствовании алгоритмов цифровых фильтров сигналов ЧР, данный недостаток должен быть преодолен.

Предложения АО «Новая ЭРА» для морских платформ и крупных судов

Несмотря на очевидные достоинства контроля состояния изоляции методом ЧР, и появлением в последнее время ведомственных нормативных документов для оценки изоляции оборудования по ЧР, нормативная база для строительства морских объектов – Правила Российского морского регистра судоходства – до настоящего времени не учитывает подобную

РИС. 9. Регистрация ЧР в кабеле, подключенном к РУ-6 кВ



методику. Рекомендации РМРС ограничиваются контролем токов утечки, что, как говорилось выше, не может служить средством предупреждения аварийных ситуаций, а может лишь сократить нежелательные последствия уже случившихся пробоев изоляции.

На протяжении ряда лет АО «Новая ЭРА» совершенствует производимое электрооборудование напряжением 6–10 кВ для электроэнергетических систем морских буровых платформ, судов с электродвижением, других крупных морских объектов. Результатом работы предприятия в области передовых методов предупреждения аварийных ситуаций явилась разработанная система технической диагностики морского высоковольтного оборудования, в состав которой входят в том числе технические средства (датчики и контроллеры) для измерения и обработки ЧР. Данная система позволяет контролировать ЧР как в кабелях, так и в статорных обмотках электрических машин, трансформаторов, и в изоляции распределительных устройств. АО «Новая ЭРА» предлагает использовать подобную систему для всех проектирующихся

РИС. 8. датчики RFCT в ячейке РУ-6 кВ производства АО «Новая ЭРА»



морских объектов с уровнем напряжения 6–10 кВ, при этом для повышения чувствительности системы рекомендуется предусматривать встраивание UHF датчиков ЧР в обмотки генераторов и электрических машин, что должно быть согласовано с изготовителями этих агрегатов еще на стадии проектирования.

На рисунке 8 представлен пример встраивания датчиков RFCT в ячейку РУ-6 кВ производства АО «Новая ЭРА», а на рисунке 9 – результат измерений ЧР в кабелях, подключенных к этой ячейке.

Заказчиком и проектировщиком морских объектов следует задуматься о применении

современных методов контроля состояния изоляции по ЧР для обеспечения безаварийного функционирования высоковольтного электрооборудования. Также хочется надеяться, что подобные методы найдут отражения в Правилах Российского морского регистра судоходства в самое ближайшее время. ●

Литература

1. Сидельников Л.Г., ООО «ТестСервис», г. Пермь, МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ АНАЛИЗА ПРОЦЕССОВ В ИЗОЛЯЦИИ.
2. Измерение частичных разрядов под рабочим напряжением в сетях с нейтралитатором замыкания на землю (GFN) Malcolm SELTZER-GRANT, HVPD Ltd – UK и Klaus WINTER, Swedish Neutral AB – Sweden.
3. ГОСТ Р 55191-2012 (МЭК 60270:2000) Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов.
4. ГОСТ IEC/TS 60034-27-2-2015 Машины электрические вращающиеся. Часть 27-2. Измерения частичного разряда на изоляции статорной обмотки включенных в сеть вращающихся электрических машин.
5. СТО 1.1.1.01.0069-2013 Правила организации технического обслуживания и ремонта системы и оборудования атомных станций. Стандарт организации АО «Концерн Росэнергоатом».

KEYWORDS: power system, isolation of high voltage equipment, offshore, energy supply companies, offshore platform.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ НА РАЗРАБОТКУ КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Борис Александрович Никитин,
заведующий кафедрой освоения морских
нефтегазовых месторождений РГУ нефти и
газа (НИУ) имени И.М. Губкина, профессор,
доктор технических наук

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

Петр Вадимович Пятибратов,
доцент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных месторождений РГУ нефти и
газа (НИУ) имени И.М. Губкина, кандидат
технических наук

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

В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ ВОСТОЧНОЙ ГАЗОВОЙ ПРОГРАММЫ КЛЮЧЕВОЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ РАЗВИТИЯ САХАЛИНСКОГО ЦЕНТРА ГАЗОДОБЫЧИ ИГРАЕТ ПРОЕКТ «САХАЛИН-3», ГДЕ «ГАЗПРОМУ» ПРИНАДЛЕЖАТ ЛИЦЕНЗИИ НА ТРИ УЧАСТКА: КИРИНСКИЙ, АЯШСКИЙ И ВОСТОЧНО-ОДОПТИНСКИЙ. ОПЕРАТОРОМ ПРОЕКТА ПО ДОБЫЧЕ ГАЗА КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ШЕЛЬФ ЮЖНО-САХАЛИНСК».

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ КИРИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, СОЗДАНИЕ КОТОРЫХ ПОЗВОЛИЛО ОЦЕНИТЬ ВЛИЯНИЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, НАПРИМЕР РАЗЛОМОВ, НА ПРОЦЕСС ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ И ДИНАМИЧЕСКУЮ СВЯЗЬ МЕЖДУ ПЛАСТАМИ

IN THE FRAMEWORK OF EASTERN GAS PROGRAM IMPLEMENTATION, THE PROJECT "SAKHALIN-3" HAS A CRUCIAL SIGNIFICANCE FOR THE DEVELOPMENT OF SAKHALIN GAS EXTRACTION CENTER WHERE GAZPROM IS IN POSSESSION OF LICENSES FOR THREE LAND PARCELS: KIRINSKY, AYASHSKY AND VOSTOCHNO-ODOPTINSKY. OPERATOR OF GAS EXTRACTION PROJECT OF KIRINSKY FIELD IS GAZPROM DOBYCHA SHELF YUZHNO-SAKHALINSK LLC (OOO "GAZPROM DOBYCHA SHELF YUZHNO-SAKHALINSK").

THE ARTICLE GIVES COVERAGE TO THE HYDRODYNAMIC MODELS OF KIRINSKOYE GAS-CONDENSATE FIELD CREATION OF WHICH ALLOWED ESTIMATING INFLUENCE OF GEOLOGIC ASPECTS UNCERTAINTIES, FOR EXAMPLE ON THE PROCESS OF RESERVE RECOVERY AND DYNAMIC LINK AMONG LAYERS

Ключевые слова: Кириинское месторождение, геологическая неопределенность, гидродинамическое моделирование, технологические показатели разработки, шельф острова Сахалин.

Обычно решение об освоении морского месторождения приходится принимать в условиях недостаточной изученности залежей, высокой степени неопределенности в геологическом строении и характере распределения параметров продуктивности в объеме пласта.

Геологические неопределенности месторождения могут быть обусловлены низким разрешением сейсмических данных и малым объемом (латеральных) данных каротажа / исследований продуктивного пласта. Все эти неопределенности приводят к сложному моделированию коллектора, позволяющему учесть различные физические явления, происходящие в коллекторе.

Модель коллектора является основой и руководством для принятия важных решений, таких как оценки подготовленных к разработке запасов, геологических запасов углеводородов, динамика добычи, экономические оценки и т.д. Если базовая модель построена на основе неопределенных параметров, то, очевидно, что все выходные параметры тоже будут неопределенными. Поэтому разработка и последующая эксплуатация месторождения должны отражать существование основных неопределенностей, связанных с описанием коллектора и способных повлиять на расположение и число скважин, схему заканчивания скважин и т.п.

Значительный потенциал энергетических ресурсов России сосредоточен в Охотском море. Всего на шельфе Сахалина открыто 15 месторождений, в разработке находятся 6 (Одопту, Чайво, Аркутун-Даги, Пильтун-Астохское, Лунское, Кириинское). Промышленная добыча углеводородов на Кириинском месторождении (рис. 1) началась в 2014 году.

ФАКТЫ

162,5

млрд м³ по категории С1 составляли запасы Кириинского ГКМ

19,1

млн т
извлекаемые запасы газового конденсата Кириинского месторождения

1992

г.
открыто Кириинское месторождение

При детальном анализе межскважинной корреляции по Кириинскому месторождению были выявлены протяженные, прослеживаемые в каждой скважине Кириинского участка, глинистые прослои, разделяющие продуктивную толщину на пласты I–V.

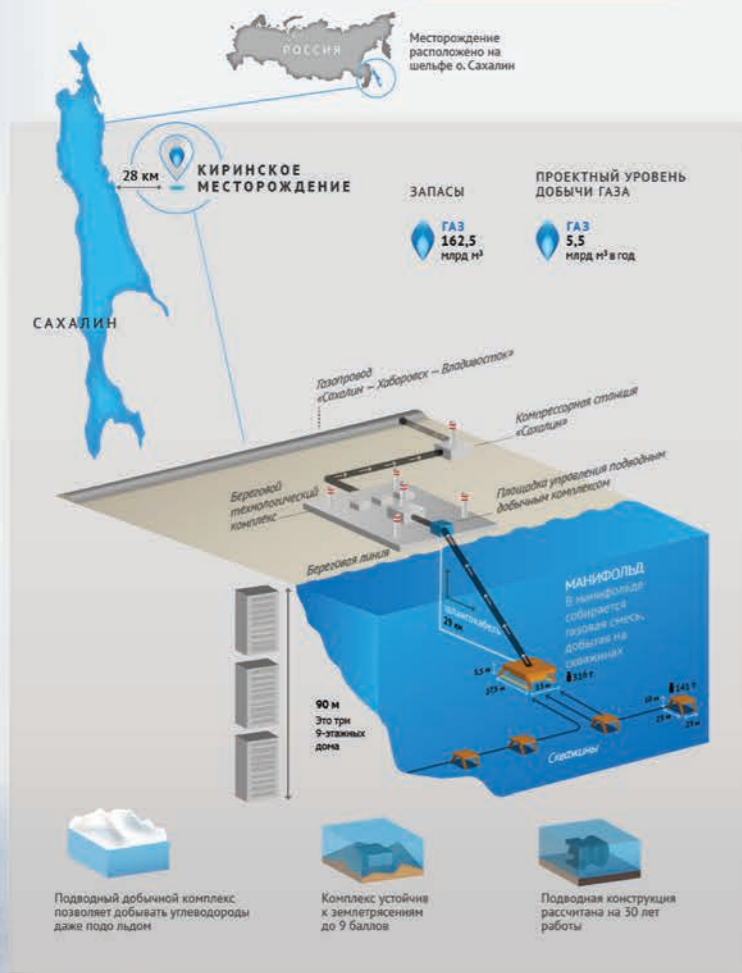
В модели, принятой при подсчете запасов газа и конденсата Кириинского месторождения, наличие протяженных перемычек между продуктивными пластами I–IV не учитывались, то есть к данным пластам приурочена единая массивная водоплавающая залежь газа, гидродинамически связанная по всему объему.

В связи с тем, что наличие непроницаемых перемычек между отдельными продуктивными пластами может существенно повлиять на процесс выработки запасов газа (а следовательно, на число и местоположение проектируемых эксплуатационных скважин), нами было выполнено геологическое моделирование Кириинского газоконденсатного месторождения. Трехмерная цифровая геологическая модель месторождения была построена на базе обработанных и проинтерпретированных материалов сейсморазведки 3D и переинтерпретированных данных ГИС по всем разведочным скважинам.

РИС. 1. Основные сведения о Киринском газоконденсатном месторождении

КИРИНСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

ОСНОВНЫЕ ФАКТЫ



Главной особенностью построенной модели является наличие протяженных непроницаемых пропластков, делящих продуктивную толщу на несколько гидродинамически изолированных пластов (рис. 2).

Как видно из представленных разрезов, в модели, принятой при подсчете запасов, неколлектор представлен отдельными линзами, которые не образуют единые протяженные пропластки. В построенной нами модели Киринского месторождения глинистые пропластки четко прослеживаются от скважины к скважине, представляя собой непроницаемые экраны.

Созданная геологическая модель Киринского месторождения послужила основой для гидродинамического моделирования. Цифровые фильтрационные модели создавались для расчета технологических показателей разработки месторождения с целью оценки влияния на них геологических неопределенностей.

В качестве исследуемых неопределенностей геологического строения месторождения рассматривались следующие особенности:

- наличие протяженных непроницаемых перемычек между пластами;
- проводимость разломов;
- влияние законтурной водоносной области.

Рассматриваются два варианта трехмерных фильтрационных моделей. Строение первой модели представляет газоконденсатную залежь как единый массивно-пластовый резервуар с общим ГВК на глубине 2989 м. Таким образом, в разрезе месторождения выделяется один эксплуатационный объект разработки.

Строение второй (альтернативной) модели учитывает наличие непроницаемых перемычек между отдельными продуктивными пластами.

Модели содержат 58 разрывных нарушений с различной вертикальной амплитудой. Объект моделирования – залежь дагинского горизонта Киринского газоконденсатного месторождения.

Расчетные варианты разработки

Существенным отличием расчетных вариантов является разная геологическая основа и гидродинамические модели.

РИС. 2. Срезы куба литологии модели, принятой при подсчете запасов (вверху), и построенной нами модели Киринского месторождения (внизу)

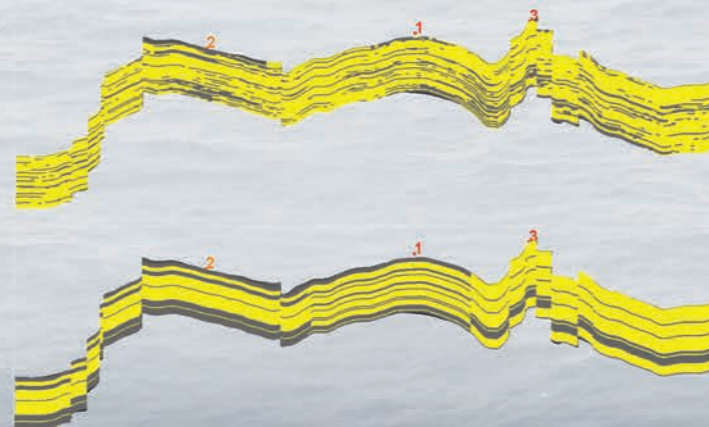


ТАБЛИЦА 1. Технологические показатели разработки вариантов 1-4

Показатели	Вариант			
	1	2	3	4
Продолжительность проектного уровня добычи газа, годы	17	16	13	18
Накопленный отбор газа к концу периода постоянной добычи, млрд м³	104,69	98,69	82,69	110,2
Накопленный отбор газа, млрд м³	139,5	135,1	114,96	138,9
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,824	0,819	0,681	0,823
Накопленный отбор конденсата, млн т	12,24	11,8	9,87	12,4
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,445	0,439	0,359	0,452
Фонд скважин на конец расчетного периода разработки, ед.	7	7	4	5

Вариант 1 предусматривает реализацию на гидродинамической модели, представляющей объект разработки как единый массивно-пластовый резервуар (основная гидродинамическая модель). Разломы являются проводящими и не экранируют участки залежи. Вариант характеризуется отсутствием дополнительного притока воды из законтурной области.

Вариант 2 предусматривает реализацию на гидродинамической модели, учитывающей протяженные непроницаемые прослои. Разломы являются проводящими. Вариант характеризуется отсутствием дополнительного притока воды из законтурной области.

Вариант 3 предусматривает реализацию на гидродинамической модели, представляющей объект разработки как единый массивно-пластовый резервуар (основная гидродинамическая модель). Разломы являются непроводящими и частично экранируют участки залежи. Вариант характеризуется отсутствием дополнительного притока воды из законтурной области.

Вариант 4 является модификацией варианта 1 и отличается наличием притока воды из законтурной области.

По варианту 1 накопленная добыча газа составит 139,5 млрд м³, что соответствует коэффициенту извлечения газа (КИГ) 0,824. Период постоянной добычи на уровне 5,5 млрд м³ составляет 17 лет.

По варианту 2 накопленная добыча газа составит 135,1 млрд м³, что соответствует КИГ 0,819. Период постоянной добычи на уровне 5,5 млрд м³ составляет 16 лет. Отличие технологических показателей вариантов 1 и 2 обусловлено тем, что при заданных интервалах вскрытия пластов проектными скважинами темп выработки III и IV пластов в варианте 2 снижается. Снижение КИГ является незначительным и обусловлено

наличием проводящих разломов, обеспечивающим фильтрацию газа из III и IV пластов к забоям добывающих скважин, вскрывающих I и II пласты.

По варианту 3 накопленная добыча газа составит 115,0 млрд м³, что соответствует КИГ 0,681. Период постоянной добычи на уровне 5,5 млрд м³ составляет 13 лет.

Значительное снижение коэффициента извлечения газа по сравнению с вариантом 1 вследствие непроницаемости разломов обусловлено ухудшением гидродинамической связи между участками залежи и законтурной областью, а также ухудшением процесса вертикальной фильтрации газа к забоям добывающих скважин из пластов III и IV.

В данном варианте геологического строения месторождения при ухудшенной гидродинамической связи южной части центрального участка с южным, а также северного и южного участков с законтурной областью, обеспечение проектного годового уровня отборов газа 5,5 млрд м³ обуславливает более интенсивное движение газовой контакта, что способствует раннему обводнению скважин.

Вариант 4, предусматривающий дополнительный приток воды из законтурной области, характеризуется накопленной добычей газа 138,9 млрд м³, что соответствует КИГ 0,823. Период постоянной добычи на уровне 5,5 млрд м³ составляет 18 лет. Активность законтурной водоносной области обуславливает уменьшение фонда скважин в результате обводнения.

Технологические показатели разработки вариантов 1–4 представлены в таблице 1 и на рисунке 3.

Результаты трехмерного гидродинамического моделирования для разных вариантов геологического строения месторождения показали, что расчетные коэффициенты извлечения газа за 30 лет разработки варьируются в диапазоне от 68,1% до 82,4%.

ФАКТЫ

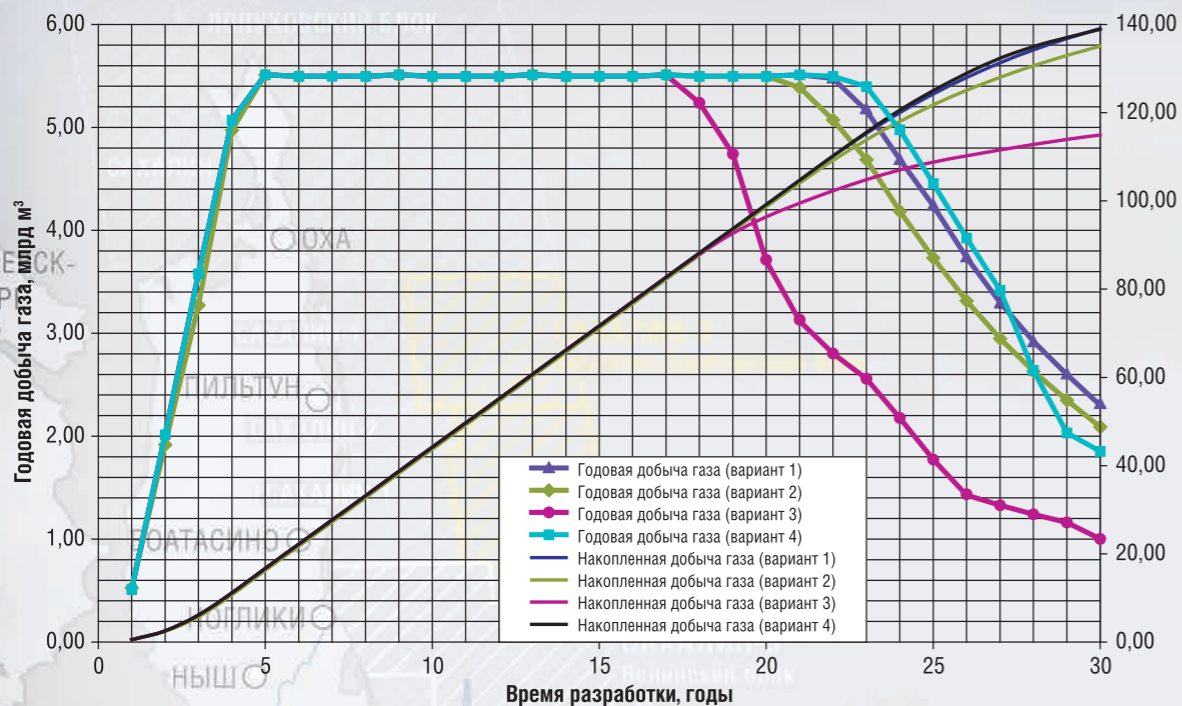
В 2009 г.

правительством РФ принято решение о предоставлении ОАО «Газпром» прав пользования недрами Киринского участка

В 2014 г.

началась промышленная добыча углеводородов на Киринском месторождении

РИС. 3. Динамика годовой и накопленной добычи газа по вариантам 1–4



Продолжительность периода постоянной добычи газа на уровне 5,5 млрд м³ изменяется в диапазоне от 13 до 18 лет. Показано, что фактором, оказывающим наибольшее влияние на выработку запасов, является проводимость разломов.

Во время эксплуатации месторождения повышается уровень знаний о свойствах коллектора, особенно при реализации программы непрерывного мониторинга коллектора. На основании имеющихся данных о добыче и измерений характеристик коллектора, сопровождаемых уточняющими сейсмическими исследованиями (4D сейсмическая съемка), можно выполнять (уточняющее) моделирование динамики эксплуатации коллектора. Такое моделирование является отличным методом выбора дальнейшей стратегии добычи, оптимального отбора пластовых флюидов. Таким образом, снижается неопределенность разработки месторождения.

ФАКТЫ

15

месторождений открыто на шельфе Сахалина

В условиях месторождений Кириного блока, когда возможности получения таких данных, как продвижение газовой контакта, 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.

Литература

1. Золотухин А.Б., Гудмestad О.Т., Ярлсби Э.Т. Ресурсы нефти и газа: разработка шельфовых месторождений. – Southampton: «WIT Press», 2012. – 338 с.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
3. Ли Дж., Ваттенбаргер Р.А. Инжиниринг газовых резервуаров. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 944 с.
4. Отчет «Результатирующий подсчет запасов газа и газового конденсата Кириного месторождения». – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2012 г.
5. РД 153-39.0-047-00 «Технический регламент на построение геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений». М.: Минтопэнерго, 2000.
6. <http://www.gazprom.ru/press/news/2013/october/article175040/>.

KEY WORDS: Kirinskoye field, geological uncertainty, hydrodynamic modeling, production data, offshore of Sakhalin Island.



СИЛЬНЫЙ РУБЛЬ

Süddeutsche Zeitung
Deutschlands große Tageszeitung

Юлиан Ханс

На своей первой пресс-конференции М. Орешкин дал россиянам совет, который раньше никогда нельзя было услышать из уст члена правительства, а именно – покупайте валюту. Министр объяснил, что в ближайшие месяцы власти ожидают, что рубль значительно подешевеет. При сохранении нынешней цены на нефть Минэкономразвития ожидает курса в 64 руб за долл при нынешних 57. Между тем реальные доходы российских потребителей также существенно снизились за годы кризиса: около трети россиян находятся на пороге бедности. Тем не менее, цены все же замедлили рост.



А слабый рубль, кстати, пошел на пользу российскому экспорту лишь частично: несмотря на то, что российские производители сегодня могут предлагать свою продукцию на треть дешевле, чем еще три года назад, главные российские рынки сбыта – если не считать сырья – это другие бывшие советские республики. А там покупательская способность за последние годы также серьезно сократилась.

СЕКМЕНТЫ, В КОТОРЫХ РОССИЙСКО-АМЕРИКАНСКАЯ ТОРГОВЛЯ ПОКА ЕЩЕ ПРОЦВЕТАЕТ

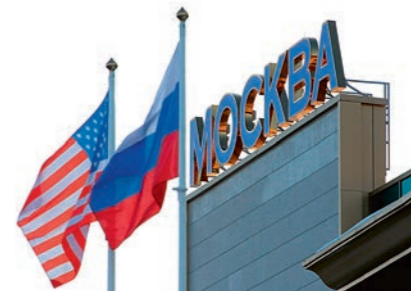
DIE WELT

Эдуард Штайнер

В политическом плане Россия и США сильно зависят друг от друга. Экономические отношения, активно развивавшиеся в



1990-е гг, оставляют сегодня желать лучшего. Объемы торговли между двумя странами заметно сократились: как экспорт, так и импорт уменьшились почти вдвое. На долю США приходится около 6% от общего объема внешней торговли РФ, в то время как на долю ЕС приходится 47%. Это известно и Рексу Тиллерсону, который впервые в роли главы Госдепа прибывает с визитом в Москву. Вскоре после ракетного удара США по авиабазе в Сирии главный американский дипломат подверг критике сирийскую военную кампанию РФ. Правда, бывшему главе нефтяного концерна Exxon Mobil не так-то просто будет оказать на Москву давление. Причина в том, что страны практически не связаны друг с другом в экономическом плане.



Если бы не ЕС, то нынешние антироссийские санкции со стороны США были бы совсем несерьезными. По сравнению с США европейцы гораздо сильнее пострадали от антироссийских санкций. Если в досанкционные времена товарооборот между

ЕС и Россией составлял 336 млрд евро, то к 2016 году он сократился до 191 млрд евро. Согласно американской статистике, за период с 2012 по 2016 год объемы торговли между Россией и США сократились с 40 до 20,3 млрд долл.

ДАНИЯ ПРЕДЛАГАЕТ ИЗМЕНИТЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО, ЧТОБЫ ЗАБЛОКИРОВАТЬ ГАЗОПРОВОД "ГАЗПРОМ"

FT FINANCIAL TIMES

Рошель Топленски

Правительство Дании хочет изменить законы страны так, чтобы они позволяли заблокировать предложенный Россией газопровод в Европу. Это знак нарастающей тревоги ЕС по поводу данного проекта. По словам Брюсселя, проект "Северный поток-2" противоречит европейским энергетическим целям – разнообразить поставки газа, урезать энергетическую зависимость от России и добиться продолжения поступления газа через Украину, которая все еще сильно зависит от транзитного дохода от существующих газопроводов. Тем не менее, Еврокомиссии не удастся найти юридические основания, чтобы поставить под вопрос «Северный поток-2».

ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ –

форпост для разведки палеозойских углеводородных систем Баренцевоморского шельфа России

В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА АКТУАЛИЗМА ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В СЛАБОИЗУЧЕННЫХ ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСАХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ НА ПРИМЕРЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ (ТПП) И ПРИЛЕГАЮЩЕГО К НЕЙ ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА МОРЕЯ. ДЕТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПРИБРЕЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТПП ПОЗВОЛИТ БОЛЕЕ КОРРЕКТНО ЛОКАЛИЗОВАТЬ ПОДСЧЁТНЫЕ ОБЪЕКТЫ В ПРЕДЕЛАХ ШЕЛЬФА, И ПРОГНОЗИРОВАТЬ СОСТАВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ (УВ), ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИХ ПОЛОЖЕНИЯ В РАЗРЕЗЕ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА, ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ, ВМЕЩАЮЩИХ ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ

THE WORK CONSIDERS THE POSSIBILITY OF APPLICATION ACTUALISM APPROACH WHILE SEARCHING AND EXPLORING OIL-AND-GAS RESERVOIRS IN UNDERSTUDIED SEDIMENTARY COMPLEXES OF RUSSIAN ARCTIC SHELF AS ILLUSTRATED BY TIMAN-PECHORA PROVINCE (TPP) AND BARENTS SEA SHELF, LOCATED ADJACENT TO IT. DETAILED STUDY OF COASTAL TPP FIELDS WILL GIVE THE OPPORTUNITY TO LOCALIZE MORE PROPERLY RESERVE ESTIMATION TARGETS WITHIN THE SHELF AND FORECAST THE COMPOSITION OF HYDROCARBON (HC) ACCUMULATIONS, PRESSURE-AND-TEMPERATURE CONDITIONS OF THEIR LOCATION IN SEDIMENTARY SECTION, POROSITY & PERMEABILITY PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS ENCLOSING RESERVOIR FLUIDS

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, Баренцевоморский шельф, Тимано-Печорская провинция, метод актуализма.

Антоновская Татьяна Владимировна,
Старший научный сотрудник сектора региональных и нефтегазопроисковых исследований Баренцево-Карского шельфа отдела нефтегазоносности Арктики и мирового океана, к.г.-м.н.

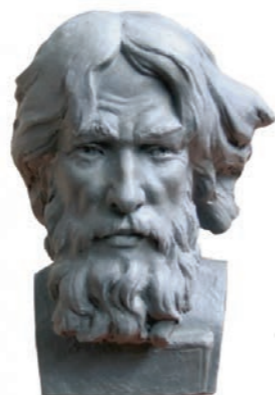
Зуйкова Ольга Николаевна,
Зав. сектором региональных и нефтегазопроисковых исследований Баренцево-Карского шельфа отдела нефтегазоносности Арктики и мирового океана, к.г.-м.н.

Бабич Татьяна Юрьевна,
Ведущий инженер сектора региональных и нефтегазопроисковых исследований Баренцево-Карского шельфа отдела нефтегазоносности Арктики и мирового океана ФГБУ «ВНИИОкеангеология», СПб

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (ТПП) – уникальная территория на северо-востоке Европейской России, откуда начались поиски, разведка и добыча нефти и углеводородного газа, расширяясь на восток – в Западную Сибирь, и на север – в Баренцевоморский шельф. Это родина первой российской нефти (XIII в. «Двинская летопись» о «горючем масле реки Уква» (современная река Ухта). Об ухтинской нефти была первая опубликованная информация в книге голландского учёного Николааса Витсена (1692 г., «Северная и восточная тартария»). Проведена первая добыча нефти из нефтяного ключа на реке Ухте рудоискателем Григорием Черепановым (1720-е гг.) по приказу Петра I. На реке Ухте был построен и давал продукцию первый в мире нефтеперерабатывающий завод Фёдора Прядунова (1744 г., п. Водный на реке Ухта) (Рисунок 1). Была пробурена первая нефтяная скважина на севере России Михаилом Сидоровым (1865–68 гг., вблизи Прядуновского завода) и открыто первое нефтегазовое

месторождение на реке Ухте, где выделено 4 нефтяных и два газовых пласта. В 1929 г. на реке Ухте высадились первая геологическая экспедиция, состоящая в основном из заключённых Бутырской тюрьмы. В 1930 г. открыто и

Рис. 1. Фёдор Савельевич Прядунов, первый Российский нефтепромышленник, ученик и последователь Григория Черепанова, указавшего царю Петру I в 1720-х гг. местоположение нефтяного ключа на реке Ухте и привёзшего в Санкт-Петербург первые образцы нефти для химического анализа, которые выполнил М.В. Ломоносов



УДК 553.98:551.73 (470.13)

Рис. 2. Месторождения нефти и газа прибрежной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции



Месторождения: 1 – нефтяные, 2 – нефтегазоконденсатные, 3 – газоконденсатные; границы тектонических элементов: 4 – I порядка; E₁ – Малоземельско-Колгуевская моноклираль, Ж₂ – Денисовский прогиб Печоро-Колвинского авлакогена, Ж₃ – Колвинский мегавал Печоро-Колвинского авлакогена, З₁ – Хорейверская впадина,

I₂ – Варандей-Адзьвинская структурно-тектоническая зона, Л₃ – Кортаихинская впадина; 5 – II порядка: Ж₂² – Шапкина-Юрьяхинский вал, Ж₃¹ – Поморский вал, Ж₃² – Ярейюский вал, З₁³ – Садаггинская ступень, I₂¹ – вал Сорокина, I₂³ – Сарембой-Леккейгинский вал; 6 – индексы тектонических элементов.

введено в разработку Чибьюское месторождение, первое нефтяное месторождение на Севере Советской России; на нём сейчас стоит город Ухта Республики Коми.

Почти сто лет ведутся планомерные исследования осадочного чехла и фундамента с целью поисков и разведки залежей нефти и газа в пределах ТПП, открыто и введено в разработку более 200 месторождений, более тысячи залежей в карбонатных и терригенных коллекторах по всей осадочной толще от ордовикских до триасовых образований. Чётко отработана система нефтегазоносных областей (НГО), нефтегазоносных районов (НГР) (в плане) и нефтегазоносных комплексов (НГК) (в разрезе), приуроченных к тектоническим элементам разных порядков и стратиграфическим подразделениям, соответственно [1, 2].

При поисках, разведке и дальнейшей разработке залежей нефти и газа на шельфе Баренцева моря Арктической части России следует учитывать почти вековой опыт знаний о нефтегазоносности ТПП, особенно её северных областей. В пределах шельфа, где скважинного материала чрезвычайно мало, основным источником информации о строении недр являются результаты региональных и детальных сейсмических исследований, а также результаты исследований

выходов горных пород на дневную поверхность островов и архипелагов Баренцева и Карского морей [3].

Важным шагом при поисках залежей нефти и газа на шельфе является сравнительный анализ строения чехла и фундамента как на шельфе, так и прилегающей к нему суше [4]. Далее – анализ в пределах суши (в данном случае – ТПП): 1) распределения залежей нефти и газа в различных стратиграфических подразделениях осадочной толщи; 2) характеристик пластовых флюидов; 3) пластовых термобарических условий в пределах залежей на различных глубинах и др. Результаты таких аналитических работ позволяют применить метод актуализма для поисков и разведки залежей нефти и газа на шельфе в осадочных горизонтах, не освещённых бурением; более чётко локализовать ресурсные объекты, прогнозировать условия залегания в них залежей нефти и/или газа, а также, с определённой долей условности, дать характеристику ожидаемых пластовых флюидов [5].

В работе проанализированы месторождения нефти и газа прибрежной части ТПП (Рисунок 2), включающие залежи углеводородов (УВ) в палеозойских отложениях от силурийских до верхнепермских включительно (Рисунок 3).

Акцент сделан на палеозойский, наименее изученный в акватории Баренцева моря, комплекс пород, который является основным нефтегазопроизводящим и нефтегазосодержащим природным объектом всей территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В осадочном чехле палеозойского возраста выделяется восемь нефтегазоносных комплексов (НГК): нижне-среднеордовикский терригенный, среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный, среднедевонско-франкий терригенный, доманиковотурнейский карбонатный, нижне-верхневизейский терригенный, верхневизейско-нижнепермский карбонатный, нижнепермский галогенно-терригенный, нижне-верхнепермский терригенный; семь из которых промышленно-нефтегазопродуктивны [1, 2, 6]. Нижне-среднеордовикский терригенный НГК является потенциально продуктивным; пока промышленных скоплений УВ в данном комплексе на территории ТПП не обнаружено. Практически все стратиграфические подразделения палеозоя, исключая ордовик, в прибрежной части ТПП содержат нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные залежи. В тектоническом плане месторождения приурочены к Варандей-Адзьвинской структурно-тектонической зоне, Хорейверской впадине и Печоро-Колвинскому авлакогену (см. рисунки 2, 3).

РИС. 3. Нефтегазоносность палеозойских отложений в прибрежной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Тектонические эл-ты	I порядка и II порядка	Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона						Хорейверская впадина			Печоро-Колвинский авлакоген													
		Сарембой-Леккейягинский вал			Вал Сорокина			Садаягинская ступень			Колвинский мегавал		Шапкина-Юрьяхинский вал											
Зратема	Стратиграфические подразделения	Нефтегазоносные комплексы (НГК)	Место-рождения	Перевозное, н	Медынское, н	Мядсейское, н	Тобойское, н	Варандейское, н	Торавейское, н	Южно-Торавейское, н	Наульское им. Г. Чернова, н	Лабаганское им. В. Шмергельского, н	им. Р. Требса, н	Пасседское, н	им. А. Титова, н	Хыльчуйское, нГК	Южно-Хыльчуйское, Гн	Ярейское, нГК	Коровинское, ГК	Кумжинское, ГК	Василковское, ГК			
Палеозойская – PZ	P ₂₋₃	Нижне-верхнеперм. терригенный														835-843								
	P _{1u}																	1640	630-690	1560-1670	650-680	1650-1670		
	P _{1k}	Нижнепермский галогенно-терриген.								939	965						1740	1540-1720	1790-1860	1530-1900				
	P _{1ar}	Верхне-визейско-нижне-пермский карбонатный C1v2 - P1						901	902	901	906	943					852	839-843				619-652		
	P _{1a-s}										906	955						847	844					
	C ₃																							
	C ₂																		851				619-652	
	C _{1v2-s}																							
	C _{1v1-2}	Нижне-верхне-визейский терригенный									858													
	C _{1t}	Доманиково-турнейский карбонатный D _{3dm} - C _{1t}																						
	D _{3fm}			906			906																	
	D _{3f3}			922	906	906	906																	
	D _{3dm}																							
	D _{3dm-sr}	Средне-девонско-франский терригенный D ₂ - D _{3f1-2}																						
	D _{3f1}			844	844		844																	
D ₂					870	877																		
D _{1p тер.}				840		845																		
D ₁₁	Средне-ордовикско-нижне-девонский карбонатный O ₂ -D ₁																							
S ₂			851-853	851	851	853					864	825	834-883											
S ₁			3800-4200	3990-4190	3820-4040	3850-4210																		
O ₂₋₃																								

Залежи: нефти – ●, нефтегазоконденсатные – ●, конденсатного газа – ●; 825 – плотность нефти (газа), кг/м³
3930-4010 – примерная глубина залегания скоплений УВ, м

В фанерозое палеозойская зратема является уникальной в том, что осадочный разрез представляет собой чередование карбонатных и терригенных пород; мезозойский и кайнозойский разрезы слагают только терригенные образования. В палеозое есть коллекторы

терригенные и карбонатные, включённые в название нефтегазоносных комплексов (НГК) [6]. В ловушках любого из рассмотренных ниже НГК, могут накапливаться углеводороды (УВ), формируя залежи, при соблюдении цепочки онтогенеза УВ [7]. В эту

цепочку входят: 1) генерация – зарождение и обособление УВ в материнских породах в катагенетических зонах МК₂–АК₁; 2) миграция – эмиграция УВ из материнских пород и иммиграция в породы-коллекторы; 3) аккумуляция – сбор УВ в ловушках разного генезиса, в зависимости от их

формы и экранов; 4) консервация – равновесное состояние УВ в ловушке, природном резервуаре, зависящее от качества флюидоупоров (экранов), а также – от человеческого фактора, а именно – грамотного применения технологий по добыче УВ.

Нефтегазоматеринские породы могут питать несколько НГК (по вертикали) и НГР (по латерали), если литологические, стратиграфические и/или тектонические экраны не являются надёжными флюидоупорами [8]. УВ перемещаются вверх как по латерали, так и вертикально до ближайшего надёжного флюидоупора, что наблюдается на территории ТПП [1, 8, 9, 10].

Применяя метод актуализма, можно прогнозировать как положение ловушек в разрезе и плане, так и их возможное заполнение углеводородными флюидами с подобными физико-химическими характеристиками, какие есть в прибрежных месторождениях ТПП. Также доступны для прогноза ожидаемые условия, являющиеся важным фактором при проектировании бурения скважин. Особенности геохимического состава углеводородных пластовых флюидов (нефть, газ), условия их залегания в каждом промышленном НГК ТПП исследованы специалистами и представлены ниже [1, 2, 6, 7, 8].

СРЕДНЕОРДОВИКСКО-НИЖНЕДЕВОНСКИЙ КАРБОНАТНЫЙ НГК

В прибрежной части ТПП данный НГК включает залежи нефти в верхнесилурийских и нижнедевонских лохковских (пржидольских) отложениях, на восьми (из восемнадцати проанализированных) месторождениях, которые в районе исследований находятся в пределах ВАСЗ (Перевозное, Медынское, Мядсейское, Тобойское, Наульское им. Г. Чернова, Лабаганское им. В. Шмергельского) и Садаыгинской ступени Хорейверской впадины (им. Р. Требса, им. А. Титова) в интервале глубин 3800–4200 м. Пластовые давления достигают 47 МПа на глубине 4111 м, где температура в пласте 83°С,

соответствующая катагенетической стадии МК₃ в пределах ТПП [9, 10]. Данный НГК в настоящий момент находится в главной фазе «нефтяного окна», когда рассеянное органическое вещество (РОВ) сапропелевого типа способно генерировать нефть и находится в начальной фазе генерации газов. Главная фаза «газового окна» приходится на стадию катагенеза РОВ МК₄-АК₁. Месторождения содержат залежи лёгкой (825–853 кг/м³), в редких случаях средней (864–883 кг/м³), нефти (ГОСТ 51858-2002). Коллекторы – известняки и доломиты. Открытая пористость коллекторов изменяется от 1,5 до 12%, проницаемость – 0,1–0,3 мД (0,01–0,03 мкм²). Тип коллекторов преимущественно порово-трещинный, порово-каверново-трещинный, трещинный. Трещинная составляющая всегда присутствует и как пустотное пространство (ёмкость), вмещающее пластовые флюиды, и как путь перемещения (фильтрация) последних из участков недр с высокими пластовыми давлениями в места с более низкими давлениями, то есть трещины активно участвуют в фильтрационно-ёмкостных процессах, происходящих в залежах углеводородов (УВ). Значительные глубины (более 3300 м), высокие пластовые температуры (более 80°С) и давления (до 47 МПа), близость глубинных тектонических разломов, разделяющих крупные тектонические элементы земной коры, способствуют формированию разнонаправленных и разногенетических трещин.

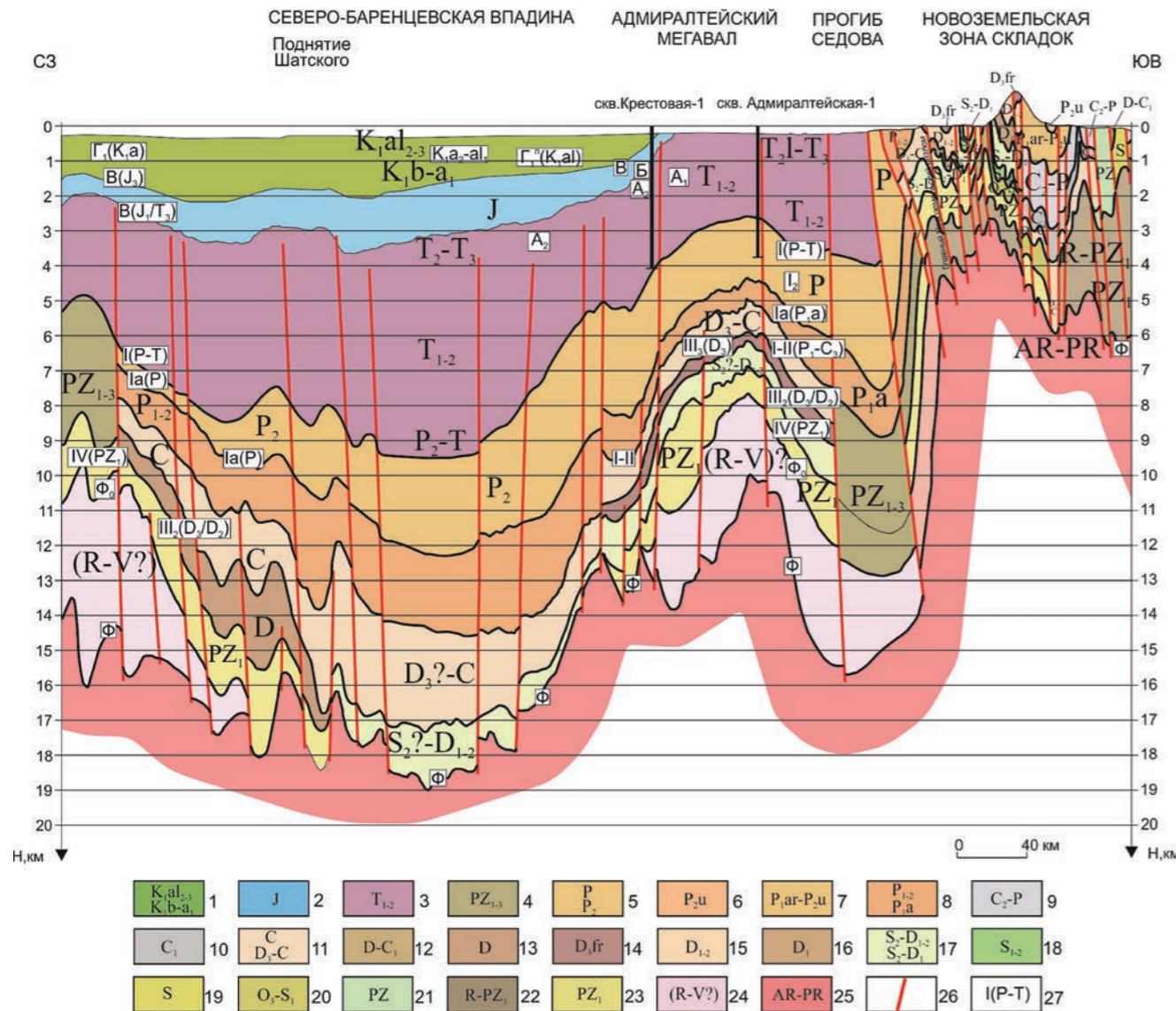
В верхнесилурийских карбонатах промышленная залежь нефти находится на месторождении им. Р. Требса, на глубине 4100–4120 м, в количестве более 4 млн т. Нефть очень лёгкая (825 кг/м³), малосернистая (0,4%), умеренно парафинистая (8,32%), малосмолистая (5,25%).

В нижнедевонских карбонатах залежи нефти есть во всех восьми вышеперечисленных месторождениях, в количестве более 220 млн т. Нефти преимущественно средние (851–864 кг/м³). Лёгкая нефть (825 кг/м³) только на месторождении им. Р. Требса, и тяжёлая (до 883 кг/м³) – на месторождении им. А. Титова. Нефти малосмолистые (3,5–11,8%), преобладают маловязкие (0,77–3,5 мПа·с), парафинистые (3,18–6,45%); на месторождениях Садаыгинской ступени – умеренно парафинистые (7–18%).

Особенностью нижнедевонских отложений является наличие терригенных пражских слоёв, перекрывающих лохковские карбонаты. В них присутствуют залежи нефти на двух анализируемых месторождениях Сарембой-Леккейягинского вала – Медынском и Тобойском, на глубинах около 3400 м, с промышленными запасами более 5 млн т. Нефть лёгкая (840–844,5 кг/м³), средневязкая (1,36–40,9 мПа·с), парафинистая (5,59–6,33%), малосернистая (0,47–0,58), находится в пластах, давление в которых составляет 42,7 МПа на глубине примерно 3360 м. Открытая пористость терригенных коллекторов значительно выше, чем карбонатных, и составляет 14–16%; проницаемость 0,1 мД (0,01 мкм²).



РИС. 4. Геолого-геофизический разрез по опорному профилю 2-АР. Баренцево море (по: ГНПП «Севморгео», 2004 г., ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 2009 г.)



Условные обозначения: 1-25 – стратиграфические подразделения, 26 – тектонические разломы, выделенные по сейсморазведке, 27 – сейсмические отражающие горизонты

В целом по рассматриваемому НГК запасы нефти составляют около 230 млн т, в том числе на Садагинской ступени Хорейверской впадины – более 190 млн т.

Перспективы нефтегазоносности среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного НГК на Баренцевоморском шельфе

В Баренцевоморском шельфе потенциально перспективные участки предложены в работе специалистов ФГБУ «ВНИИОкеангеология» [4]. В дополнение к ранее

представленным материалам, можно добавить, что перспективными на нефть могут быть разнотектонические ловушки в верхнесилурийских и нижнедевонских карбонатных отложениях с порово-трещинными коллекторами, примыкающие к глубинным тектоническим разломам (тектонически экранированные). Следует учитывать и появившийся на северо-востоке ТПП песчаный горизонт раннедевонского возраста, в котором также можно ожидать залежи нефти в пределах Баренцевоморского шельфа, если условия залегающих ловушек подобных условиям положения пражских песчаников

Сарембой-Лёккеейгинского вала Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны (ВАСЗ).

Ловушки в Баренцевоморском шельфе в пределах среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного НГК могут находиться между отражающим горизонтом (ОГ) IV (O-S) и III₁ (кровля D₁) или III-IV (уровень стратиграфического перерыва между D₁ и D₂) (Рисунок 4). Ловушки могут быть как антиклинальные, так и неантиклинальные, литологически, стратиграфически и/или тектонически экранированные, на глубинах 3300–4200 м. В данном интервале глубин можно ожидать лёгкую нефть; глубже

4500 м – очень лёгкую нефть. Глубже 5000 м возможно наличие залежей конденсатного газа с ретроградной нефтью или без неё, что наблюдается как в автохтоне Вуктыльского месторождения, так и в Норвежском шельфе, на подобных глубинах, хотя и в разных стратиграфических подразделениях, девонских и юрских, соответственно [11, 12].

СРЕДНЕДЕВОНСКО-ФРАНСКИЙ ТЕРРИГЕННЫЙ НГК

В прибрежной части ТПП данный НГК продуктивен только в пределах Сарембой-Лёккеейгинского вала ВАСЗ, содержит залежи нефти, которые находятся в интервале глубин 2910–3220 м в среднедевонских эйфельских и верхнедевонских тиманских песчаных коллекторах (см. рисунок 3). Открытая пористость коллекторов 8–14%, тип коллекторов – порово-трещинный (в эйфельском разрезе) и преимущественно трещинно-поровый (в тиманском интервале). Трещины так же, как и в нижележащем НГК, играют важную коллекторскую роль. Около половины запасов сконцентрировано в эйфельских кварцевых песчаниках (более 14 млн т нефти), почти столько же – в тиманских олигомиктовых (кварцполевошпатовых) песчаниках.

Нефть в эйфельских залежах средняя и тяжёлая (870–877 кг/м³) (ГОСТ 51858-2002), маловязкая (9,84 мПа·с), мало- (15,51%) и высокосмолистая (68%), умеренно парафинистая (7,29%), сернистая (0,7%). Нефть в тиманских отложениях лёгкая (844 кг/м³), маловязкая (0,57–1,54 мПа·с), малосмолистая (7%), парафинистая (4%), малосернистая (0,57%). Сравнивая физико-химические характеристики нефтей, можно сделать вывод, что залежи напрямую не связаны между собой, отделены друг от друга флюидоупором среднего качества. Присутствие трещин, в том числе и во флюидоупоре, может стать причиной относительного разгазирования эйфельской залежи, в связи с чем плотность нефти здесь повышенная; при переходе газовой составляющей в верхние,

тиманские залежи, последние более лёгкие и маловязкие. Нефти верхнесилурийских, нижнедевонских, среднедевонских эйфельских и верхнедевонских тиманских залежей, судя по их характеристикам, могут происходить из единого материнского источника ордовикско-силурийского возраста с сапропелевым РОВ, находящегося в районе исследований в фазе главного «нефтяного окна» (МК₂–МК₃) и в завершающей фазе генерации нефти (МК₄), о чём свидетельствуют термобарические данные в скважинах Тобойского и Наульского им. Г. Чернова месторождений (см. выше).

Перспективы нефтегазоносности среднедевонско-франского терригенного НГК на Баренцевоморском шельфе

Учитывая сведения по залежам УВ среднедевонско-франского терригенного НГК северо-востока ТПП в прибрежной зоне, в пределах шельфа Баренцева моря поиски ловушек с возможными скоплениями нефти следует направлять в тектонические зоны, сформированные в подобных условиях, как образовался Сарембой-Лёккеейгинский вал, крайняя северо-восточная оконечность ВАСЗ. Наличие разнотектонических ловушек, литологически, стратиграфически и тектонически экранированных, с возможными скоплениями УВ, можно ожидать между ОГ III₁ (кровля D₁) или III–IV (уровень стратиграфического перерыва между D₁ и D₂) и III d (подшоша D_{3dm}), на глубинах 2900–3300 м. В данном интервале глубин ловушки могут быть заполнены нефтью разной плотности от лёгкой, сконцентрированной в кровельной части НГК (тиманский горизонт), и тяжёлой, залегающей в нижних терригенных коллекторах данного НГК (эйфельский ярус). Коллекторы – песчаники кварцевые для эйфельских залежей, песчаники олигомиктовые – для тиманских. Флюидоупор между коллекторами может быть невысокого качества из-за трещиноватости пород в целом и залежи могут представлять собой единый резервуар с единым ВНК. Общим флюидоупором для рассматриваемого НГК могут быть франские (тиманско-саргаевские и доманиковые)

плотные карбонатно-кремнистые и карбонатно-глинистые образования, являющиеся региональным флюидоупором для значительной части ТПП, одновременно играя роль нефтегазоматеринской толщи в определённых катагенетических условиях [1, 6, 9, 10].

ДОМАНИКОВО-ТУРНЕЙСКИЙ КАРБОНАТНЫЙ НГК

В прибрежной части ТПП доманиково-турнейский карбонатный НГК включает залежи нефти в доманиковых, верхнефранских, фаменских и турнейских отложениях, в пределах Сарембой-Лёккеейгинского вала (1920–2750 м), вала Сорокина (2270–2500 м) ВАСЗ, и Садагинской ступени (3600–3910 м) Хорейверской впадины, где данный НГК наиболее погружен; с запасами более 87 млн т нефти. Данный НГК не имеет промышленно-продуктивных интервалов в пределах Печоро-Колвинского авлакогена (ПКА). Ниже представлена характеристика нефтей каждого стратиграфического подразделения внутри НГК.

Доманиковые нефти маловязкие (7,8 мПа·с), малосмолистые (12–17%), малопарафинистые (0,13%) и парафинистые (5,56%), высокосернистые (1,93–2,25%). Залежи находятся только в пределах Садагинской ступени Хорейверской впадины, на глубинах 3700–3910 м, содержат промышленные запасы нефти более 15 млн т в карбонатных коллекторах пористостью 10%, проницаемостью 0,022 мД. Тип коллекторов порово-трещинный и каверново-порово-трещинный.

Верхнефранские залежи нефти присутствуют в ВАСЗ, в северной части Сарембой-Лёккеейгинского вала (ранее – Мединский вал), в интервале глубин 2470–2900 м с запасами нефти около 8 млн т, и на Садагинской ступени на глубине 3600–3900 м с запасами нефти более 15 млн т Карбонатные коллекторы порово-трещинного и каверново-порово-трещинного типа, открытой пористостью 7–10%. Нефти в ВАСЗ очень тяжёлые (922 кг/м³), средневязкие (17 мПа·с), смолистые (24,21%), парафинистые (4–7%), высокосернистые (2,74%). Нефти Садагинской

ступени, расположенные в том же стратиграфическом интервале, но почти на сто метров ниже, тяжёлые и очень тяжёлые (880–920 кг/м³), средне-высоковязкие (20–146 МПа×с), малосмолистые (9–16,45%), парафинистые и высокопарафинистые (1,4–14,2%), сернистые (1,5–1,9%).

Фаменские нефтяные залежи присутствуют в пределах вала Сорокина в интервале глубин 2320–2500 м, где пластовые температуры 48–52°C, давления – 24–26 МПа, и в прибрежной части Сарембой-Лёккеейгинского вала; с запасами около 8 млн т. Нефть находится в карбонатных коллекторах порового и порово-трещинного типа, открытой пористостью 7–14%, проницаемостью 0,3–3 мД. Нефти в коллекторах тяжёлые и очень тяжёлые (870–992 кг/м³), преимущественно высоковязкие (до 288 МПа×с), малосмолистые (7–18%), парафинистые (2–5%), от мало- до высокосернистых (0,58–2,9%). Столь высокая плотность нефти (992 кг/м³) на глубине 2500 м (Южно-Торавейское месторождение) может быть обоснована плохими свойствами экранов (флюидоупоров), формирующими ловушку, сквозь которые происходит дегазация и уход лёгких УВ из залежи. Возможно, близость тектонического разлома и связанная с ним трещиноватость пород: и коллекторов, и флюидоупоров, что мы наблюдаем по типу пористости коллекторов, способствует перемещению лёгких углеводородных компонентов из залежи нефти.

Турнейские залежи нефти присутствуют в пределах вала Сорокина (2270–2390 м) около 17 млн т и Сарембой-Лёккеейгинского вала (1920–2040 м) ВАСЗ, более 23 млн т, в температурных интервалах 47–52°C, где пластовые давления составляют 23,7–24,4 МПа. Коллекторы карбонатные, порового, порово-трещинного и трещинно-порового типа открытой пористостью 11–14%, проницаемостью 0,04–38,19 мД. В залежах вала Сорокина нефти средние (855–870 кг/м³) и очень тяжёлые (986 кг/м³). Средние нефти высоковязкие (95–115 МПа×с), малосмолистые (6,3–8,46%), парафинистые (до 5,49%) и высокопарафинистые (9,9%), преимущественно малосернистые

(0,4–0,6%). В залежах Сарембой-Лёккеейгинского вала нефти очень тяжёлые (906 кг/м³), средневязкие (27,14 МПа×с), смолистые (20,49%), парафинистые (5,22%), высокосернистые (1,84%).

Учитывая физико-химический состав нефтей валов Сарембой-Лёккеейгинского и Сорокина, можно полагать о разных очагах генерации нефтей, несмотря на то, что оба вала относятся к ВАСЗ, ограничивая её с востока и запада, соответственно. Возможно, ловушки в Сарембой-Лёккеейгинской зоне заполнились нефтью, сформированной из РОВ материнских пород рядом находящейся Коротайхинской впадины, а ловушки в пределах вала Сорокина – из материнских пород, достигших «нефтяного окна» (МК₂-МК₃), Хорейверской впадины. И в те, и в другие залежи нефть также могла поступать из материнских пород Мореюской депрессии, разделяющей валы ВАСЗ. Материнскими нефтегенерирующими толщами могут быть глинистые образования тиманско-саргаевского возраста, кремнисто-карбонатные депрессионные доманиковые отложения с захоронённым РОВ сапропелевого типа, и верхнефранские ветляско-сирачойские глинистые породы, залегающие под евлановско-ливленскими карбонатами, также с сапропелевым и частично гумусовым РОВ [9, 10]. Гумусовая составляющая в доевлановское время может присутствовать в захоронённом ОВ, учитывая палеогеографическую обстановку в девонское время в прибрежной области ТПП [13].

Перспективы нефтегазоносности доманиково-турнейского карбонатного НГК на Баренцевоморском шельфе

Применяя метод актуализма, можно ожидать в пределах Баренцевоморского шельфа нефтепродуктивность доманиково-турнейского карбонатного комплекса ближе к Новой Земле и далее на север – в Северо-Карский бассейн (см. рисунок 4), в дополнение к предложенным ранее перспективным участкам [4]. Ловушки могут располагаться в интервале глубин 1900–3900 м, ограниченном ОГ III d (D_{3dm}) (подошва доманика) и II v (C_{1v1-2})

(кровля терригенного визе), с залежами нефти средней, тяжёлой и очень тяжёлой, с разными геохимическими характеристиками, в зависимости от очагов питания залежей первичными УВ, эмигрировавшими из материнских толщ разных стратиграфических интервалов с сапропелевым или смешанным РОВ. Залежи можно ожидать пластовые и массивно-пластовые, тектонически и литологически экранированные, антиклинальные и неантиклинальные, с учётом тектонических особенностей региона исследований. В случае, если доманиково-турнейский НГК залегает глубже 4500–5000 м, как видно на разрезе 2-Р Баренцевоморской части (см. рисунок 4), можно ожидать залежи лёгкой нефти и конденсатного газа [11, 12].

НИЖНЕ-ВЕРХНЕВИЗЕЙСКИЙ ТЕРРИГЕННЫЙ НГК

В прибрежной части ТПП данный НГК включает одну залежь нефти в пределах вала Сорокина ВАСЗ на глубинах 2300–2400 м, в количестве около 1,5 млн т. Нефть находится в песчаных коллекторах порового типа. Открытая пористость коллекторов 20%, проницаемость – до 8,64 мД. Нефть находится в пласте под давлением 23,4 МПа, при пластовой температуре 50°C; в поверхностных условиях (20°C) средней плотности (858 кг/м³), средневязкая (38 МПа×с), смолистая (8,20%), высокопарафинистая (10,50%), малосернистая (0,59%), согласно ГОСТ Р 51858-2002.

Перспективы нефтегазоносности нижне-верхневизейского терригенного НГК на Баренцевоморском шельфе

Перспективы нефтеносности данного нефтегазоносного комплекса на Баренцевоморском шельфе могут быть связаны с западным бортом Новой Земли и далее в направлении Северо-Карского региона, с залеганием НГК под ОГ II v (C_{1v}), приуроченным к границе терригенного и карбонатного визе.

На глубинах 2300–2400 м могут быть песчаные линзы и пласты, антиклинальные

и неантиклинальные, с экранами разного типа: тектоническими, литологическими и стратиграфическими. Если ловушки с пластами нижне-верхневизейских песчаников будут обнаружены глубже 3000–4000 м, и экранирующие толщи будут высокого качества, не позволяющие «уходить» лёгким УВ из залежи, то данные ловушки могут быть заполнены как лёгкой нефтью, так и углеводородным газом, и растворённым в нефти, и свободным. При поисках залежей нефти в терригенных визейских отложениях в пределах Баренцевоморского шельфа следует учитывать интенсивную трещиноватость бортов архипелага Новая Земля и других архипелагов Баренцевоморского и Северо-Карского шельфа.

ВЕРХНЕВИЗЕЙСКО-НИЖНЕПЕРМСКИЙ КАРБОНАТНЫЙ НГК

Данный НГК является наиболее древним, который содержит, помимо залежей нефти, залежи конденсатного газа, как свободного, так и в газовой шапке (см. рисунок 3). Залежи УВ, представленные только нефтью, в количестве более 140 млн т, находятся в пределах вала Сорокина ВАСЗ в интервале глубин 1400–1680 м. Нефтяные залежи с газовой шапкой, включающие запасы нефти в количестве более 240 млн т, и конденсатного газа – более 26 млрд м³, присутствуют в пределах Колвинского мегавала Печоро-Колвинского авлакогена (ПКА) на глубинах 1900–2400 м. Залежи УВ, представленные только свободным

газом, в количестве более 170 млрд м³, выявлены на месторождениях Шапкина-Юрьяхинского вала ПКА на глубинах 1750–2450 м (см. рисунок 3). На Кумжинском месторождении в данном НГК есть небольшая залежь лёгкой нефти (841 кг/м³) с непромышленными запасами. Открытая пористость карбонатных коллекторов НГК составляет 10–25%, проницаемость – 0,03–2,5 мД. В целом рассматриваемый НГК в исследуемом районе содержит около 600 млн т н. э. Особенностью данного НГК является наличие органогенного массива ассельско-сакмарского возраста с нефтегазонасыщенными коллекторами в пределах вала Сорокина, Шапкина-Юрьяхинского вала и Колвинского мегавала (рисунок 5).

Ниже кратко рассмотрены залежи УВ: свободного газа, нефтяных с газовой шапкой и чисто нефтяных, по стратиграфическим подразделениям внутри верхневизейско-нижнепермского карбонатного НГК.

Залежи свободного газа расположены только на территории Шапкина-Юрьяхинского вала во всех трёх исследуемых месторождениях (Коровинском, Кумжинском и Василковском) (см. рисунки 2, 3).

В среднекаменноугольно-ассельско-сакмарских карбонатах, в том числе рифогенных, залежи находятся в интервале глубин 2030–2450 м. Газ преимущественно сухой плотностью по воздуху 619–652 кг/м³, с содержанием гелия в количестве 2%, азота – 4,5%, сероводорода – 0,1%, углекислого газа – 2,75%.

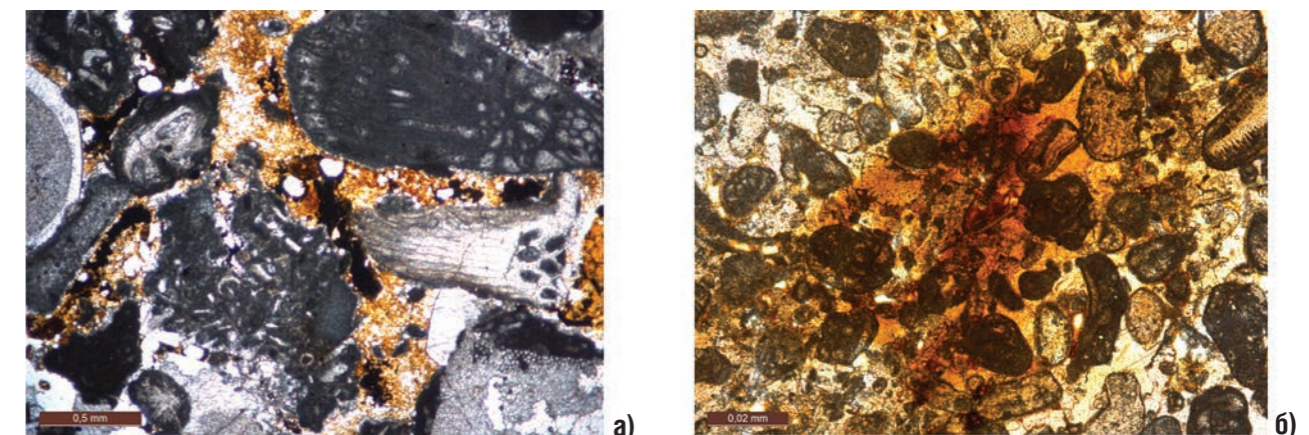
Наличие попутного углекислого газа позволяет предполагать, что газоматеринским исходным веществом является не только сапропелевое, но и гумусовое РОВ, при разложении которого выделяется углекислый газ в свободном виде в достаточных количествах, что мы часто наблюдаем на газоконденсатных месторождениях с залежами свободного газа мезозойского возраста в Баренцевоморском шельфе как Российского, так и Норвежского сектора [12]. Количество запасов свободного газа в залежах среднекаменноугольно-ассельско-сакмарских карбонатов составляет более 160 млрд м³.

В артинских карбонатах на глубине 1750–1850 м выделяется залежь свободного газа только на Василковском месторождении с подобными нижележащим залежам геохимическими характеристиками; запасы составляют около 18 млрд м³.

Залежи нефти с газовой шапкой на исследуемых месторождениях присутствуют только в пределах Колвинского мегавала ПКА в интервале глубин 1920–2120 м, в ассельско-сакмарских и артинских карбонатах раннепермского возраста. Нефть преимущественно лёгкая (839–852 кг/м³). Газ газовой шапки в основном сухой в кровле залежей и жирный – в непосредственной близости от газонефтяного контакта.

В ассельско-сакмарских карбонатах нефть в залежах находится при пластовом давлении 21,6 МПа, температуре – 52°C. Нефть в поверхностных условиях лёгкая,

РИС. 5. Нефть в межзёрновых каналах, порах, кавернах (а, б) и трещинах (б) в органогенных карбонатах верхневизейско-нижнепермского НГК прибрежной части ТПП



имеет плотность 844 кг/м³, маловязкая (5,4 мПа×с), малосмолистая (2,05 %), парафинистая (2,2–3,8 %), малосернистая (0,2–0,5 %). Запасы нефти составляют около 15 млн т, газа газовой шапки – более 0,4 млрд м³.

Нефть в артинских карбонатах по геохимическим характеристикам похожа на нефть нижележащих залежей, но более лёгкая (839–843 кг/м³), на Хыльчуйском месторождении – средняя (852 кг/м³). Пластовое давление в средней части одной из залежей 20,8 МПа, температура 49°С. Запасы нефти составляют более 75 млн т, газа газовой шапки – более 25 млрд м³.

Залежи нефти в прибрежной части ТПП на исследуемых месторождениях рассматриваемого НГК присутствуют в верхнекаменноугольных отложениях на глубине более 2300 м в пределах Колвинского мегавала; нижнепермских ассельско-сакмарских рифогенных образованиях – в интервале глубин 1550–1650 м в районе вала Сорокина, и 2220–2300 м – Колвинского мегавала; артинских карбонатах – только в пределах вала Сорокина на глубине 1400–1680 м. На Колвинском мегавале залежи нефти, находящиеся на глубине более 2300 м, преимущественно лёгкие (847–851 кг/м³). На территории вала Сорокина нефтяные залежи располагаются в интервале глубин 1400–1680 м, очень тяжёлые (901–955 кг/м³), видимо, в сравнении с нефтями Колвинского мегавала, более разгазированные, с флюидоупором недостаточно надёжного качества, не способным удерживать в пределах залежи лёгкие углеводородные компоненты.

В средне-верхнекаменноугольных карбонатах на одном из исследуемых месторождений Колвинского мегавала на глубине, превышающей 2300 м, нефть находится в коллекторах порово-трещинного типа, где открытая пористость 10–11 %. Нефть по плотности средняя (851 кг/м³), малосмолистая (4,28 %), парафинистая (5,13 %), сернистая (1,03 %).

В ассельско-сакмарских отложениях нефтяная залежь приурочена к рифогенному массиву Южно-Хыльчуйского

месторождения, где пластовое давление составляет 24,2 МПа, температура – 58°С. Коллекторы трещинно-каверново-порового типа с открытой пористостью 15 %, проницаемостью 0,2–9,33 мД. Нефть лёгкая, маловязкая (5–7 мПа×с), малосмолистая (2,5–5,2 %), преимущественно парафинистая (3,1–6,3 %), сернистая (0,5–0,8 %); запасы составляют более 150 млн т.

Одновозрастные залежи нефти на месторождениях вала Сорокина находятся гипсометрически почти на 1000 м выше, где пластовая температура не превышает 35°С. Нефти очень тяжёлые (см. выше) в коллекторах порового и порово-каверново-порового типа открытой пористостью 8–9 %, проницаемостью 0,98–2,478 мД. Нефти высоковязкие (58–459 мПа×с), малосмолистые (9,44–13,9 %), малопарафинистые (1,35 %) и парафинистые (до 2,7 %), высокосернистые (2,1–3,22 %); запасы составляют более 2 млн т.

Артинские карбонатные коллекторы содержат залежи очень тяжёлой нефти (901–943 кг/м³) только в пределах вала Сорокина в интервале глубин 1400–1680 м, где пластовые давления встречаются от 15,2 до 17,9 МПа, температура – 31–37°С. Нефти средне (23–42 мПа×с) – и высоковязкие (54–244 мПа×с), малосмолистые (5,66–16,38 %), малопарафинистые и парафинистые (0,94–2,7 %), высокосернистые (1,8–2,64 %); запасы составляют более 140 млн т.

Перспективы нефтегазоносности верхневизейско-нижнепермского карбонатного НГК на Баренцевоморском шельфе

Перспективы нефтегазоносности верхневизейско-нижнепермского карбонатного НГК в пределах шельфа Баренцева моря рассмотрены ранее [4]. В дополнение к изложенному материалу перспективы данного НГК можно связать с его местоположением в интервалах глубин 1900–4000 м между ОГ IIv (C_{1v}) и Ia (P_{1ar}). Первый из ОГ приурочен к границе терригенного и карбонатного визе, а второй является региональным отражающим горизонтом «кровля карбонатов» в ТПП, приурочен к кровле данного НГК. Залежи нефти и газа можно ожидать в

разнофациальных отложениях пластовые, линзовидные, массивные и сложные, в связи с наличием ассельско-сакмарского барьерного рифа и сопутствующих ему атоллов и карбонатных банок и других одиночных карбонатных органогенных построек, в подрифовой, межрифовой, надрифовой, предрифовой и зарифовой зонах. К каждой из вышеперечисленных литолого-фациальных зон приурочены только ей свойственные ловушки с экранами литологическими, стратиграфическими, тектоническими или сложными.

Залежи нефти могут быть на шельфовом продолжении валов ВАСЗ и примыкающим к ним склоновым структурам, или иных валов с аналогичным геологическим развитием в пределах Баренцевоморского и, возможно, Северо-Карского арктического шельфа. Нефти могут быть тяжёлые и очень тяжёлые, разгазированные и освобождённые от лёгких фракций – при отсутствии покрышек надёжного качества. При наличии качественных экранов нефти могут быть лёгкие и средние. На глубинах, превышающих пять километров, возможно наличие залежей свободного углеводородного газа без углекислого газа и азота, но с возможным некоторым количеством сероводорода, так как материнскими породами могут быть глинистые, карбонатно-глинистые, кремнисто-карбонатные образования с преимущественно сапропелевым РОВ, генерирующим газ на стадиях катагенеза МК₄-АК₁.

НИЖНЕПЕРМСКИЙ ГАЛОГЕННО-ТЕРРИГЕННЫЙ НГК

В прибрежной части ТПП в районах исследуемых месторождений нижнепермский НГК включает только терригенные кунгурские образования. Данный НГК содержит залежи нефти в ВАСЗ (вал Сорокина) на глубинах 1150–1300 м, нефти и конденсатного газа – в пределах ПКА Колвинского мегавала и Шапкина-Юрьяхинского вала в интервале глубин 1820–2030 м. Открытая пористость коллекторов 17-31 %, проницаемость – 0,07–5,23 мД. Запасы нефти составляют более 9 млн т, свободного газа – более 4,5 млрд м³.

Нефть на месторождениях вала Сорокина находится в пластах при температуре 25°С, в песчаных коллекторах порового типа с высокими значениями открытой пористости, составляющими 25–31 %, проницаемостью 1,84–5,23 мД. Нефть в поверхностных условиях очень тяжёлая (913–965 кг/м³), высоковязкая (61–479 мПа×с), малопарафинистая (0,20 %), высокосернистая (2,58–2,99 %).

Нефть месторождений Колвинского мегавала лёгкая (835–851 кг/м³), содержит растворённый газ в объёме 91–117 м³/г. Одновозрастные залежи находятся глубже, чем в недрах вала Сорокина более, чем на полкилометра, где пластовая температура в два раза выше и составляет 51°С, при пластовом давлении 19,6 МПа. Нефть с растворённым газом находится в песчаных коллекторах порового и трещинно-порового типа, открытой пористостью 17–18,7 %, проницаемостью 0,07 мД. Нефти маловязкие (9 мПа×с), малосмолистые (3,9 %), парафинистые (5,1 %), сернистые (до 4,2 %).

Залежи свободного газа присутствуют в пределах ПКА: Шапкина-Юрьяхинского вала и Колвинского мегавала, в кунгурских песчаниках в интервале глубин 1760–2030 м, в коллекторах порового и трещинно-порового типа. Трещинная пористость играет значительную роль в фильтрационно-емкостных свойствах пород-коллекторов, а также влияет на качество флюидоупоров; присутствует в связи с тем, что залежи находятся в непосредственной близости от зон глубинных разломов, отделяющих ПКА от сопредельных впадин. Открытая пористость коллекторов 17 %.

Свободный газ залежей Шапкина-Юрьяхинского вала преимущественно метановый, плотностью по воздуху 619 кг/м³. Более тяжёлые УВ составляют 1,68–3,66 %. В газе присутствует достаточное количество растворённого в нём углекислого газа (3,55 %), азота (4,78–7,48 %), которые говорят об участии не только сапропелевого, но и гумусового РОВ материнских пород, поставляющих УВ в данные залежи из нижележащих производящих толщ [9, 10].

Свободный газ залежей Колвинского мегавала имеет похожие геохимические характеристики, с той лишь разницей, что здесь присутствует незначительное количество сероводорода, в количестве 0,1 %. Запасы УВ в нижнепермском галогенно-терригенном НГК составляют около 14 млн т н.э.

Перспективы нефтегазоносности нижнепермского галогенно-терригенного НГК на Баренцевоморском шельфе

Используя уже известную информацию о нефтегазоносности по скважинам прибрежной части ТПП, можно полагать, что перспективы нефтегазоносности аналогичных одновозрастных отложений Баренцевоморского шельфа связаны с разноформными (антиклинальными и неантиклинальными) и разногенетическими ловушками: (пластовыми, линзовидными, тектонически и/или литологически экранированными и/или ограниченными) с песчаными коллекторами кунгурского возраста, которые можно обнаружить над региональным отражающим горизонтом «кровля карбонатов» – ОГ Ia (P_{1ar}), на глубинах 1150–2030 м, на продолжениях валов Сорокина и Шапкина-Юрьяхинского, Колвинского мегавала или иных валов с аналогичными тектоническими особенностями развития. Тяжёлую нефть можно ожидать до глубин 1300 м; глубже – более лёгкую нефть. На глубинах 1800–2030 м и более, возможно присутствие залежей свободного газа с содержащимися в нём в растворённом состоянии углекислого газа и азота.

НИЖНЕ-ВЕРХНЕПЕРМСКИЙ ТЕРРИГЕННЫЙ НГК

Рассматриваемый НГК ранее назывался верхнепермским; переименован в данной работе в связи с тем, что уфимские терригенные отложения по современной стратификации являются нижнепермскими. Данный НГК включает уфимские, казанские и татарские отложения, которые в прибрежной части ТПП содержат залежи нефти и свободного газа. Залежи нефти находятся в пределах вала Сорокина ВАСЗ на глубинах

1120–1380 м, Колвинского мегавала ПКА – на глубинах 1640–1740 м, в количествах, много превышающих 20 млн т; газоконденсатные залежи – в недрах Колвинского мегавала и Шапкина-Юрьяхинского вала в интервале глубин 1530–1900 м, с запасами более 24 млрд м³ газа. Коллекторы – олигомиктовые песчаники и алевролиты открытой пористостью 16–27 %, проницаемостью – 0,01–9 мД. Запасы УВ данного НГК составляют более 40 млн т н.э.

Промышленные скопления *нефти вала Сорокина ВАСЗ* залегают более чем на полкилометра выше залежей нефти Колвинского мегавала ПКА, в связи с чем, возможно, связана и разная их плотность. Нефти вала Сорокина очень тяжёлые (899–965 кг/м³), битуминозные, сильно разгазированные, высоковязкие (61 мПа×с) и сверхвязкие (478–2163 мПа×с), малосмолистые (13,8 %), малопарафинистые (0,02–0,20 %), высокосернистые (2,58–2,99 %). Залежи нефти находятся в пластах-коллекторах порового типа, сложенных олигомиктовыми песчаниками (кварц-полевошпатовыми), открытая пористость которых составляет 23–27 %, проницаемость – 1,5–9 мД, при пластовых давлениях 11–13 МПа, температуре – 22–27°С.

Нефти Колвинского мегавала лёгкие (835–851 кг/м³), со значительным количеством растворённого газа (газовый фактор до 81,5 нм³/г), мало- и средневязкие (7,4–15,4 мПа×с), малосмолистые (3,14–3,84 %), малопарафинистые (0,55–0,74 %) и парафинистые (2,34–5,93 %), малосернистые (0,22–0,52 %). Коллекторы – олигомиктовые песчаники порового типа открытой пористостью 17–18 %, проницаемостью 0,01 мД. Принимая во внимание геохимические параметры нефтей вышеназванных поднятий, можно сделать вывод, что стратиграфические подразделения единого очага генерации нефтей (Хорейверская впадина) для вала Сорокина и Колвинского мегавала разные, что подтверждается в ряде научных исследований, посвящённых очагам генерации УВ в ТПП [7, 9, 10].

Свободный газ в прибрежной части ТПП присутствует в виде

промышленных скоплений только в пределах поднятий, оконтуривающих Печоро-Колвинский авлакоген (ПКА) с запада (Шапкина-Юрьяхинский вал) и востока (Колвинский мегавал) в интервале глубин 1530–1900 м. Коллекторы – песчаники порового и трещинно-порового типа. Причём песчаные коллекторы Колвинского мегавала только порового типа, более пористые (18–27%), чем газонасыщенные песчаники Шапкина-Юрьяхинского вала (16–20%). Газ имеет незначительное содержание «тяжёлых» УВ (0,2–3,66%); его плотность по воздуху 630–690 кг/м³; количество стабильного конденсата достигает 37,9 г/м³, углекислого газа 0–0,5%, азота 4,4–7,48%; сероводород отсутствует. Учитывая преобладание «сухого» газа, также – наличие углекислого газа и азота, можно полагать, что генерирующие толщи содержат смешанное РОВ.

Перспективы нефтегазоносности ниже-верхнепермского терригенного НГК на Баренцевоморском шельфе

Перспективы нефтегазоносности ниже-верхнепермского терригенного НГК связаны с проницаемыми песчаными пластами и линзами в толще слабопроницаемых отложений уфимского, казанского и татарского ярусов, образующими ловушки пластовые, линзовидно-пластовые и линзовидные, антиклинальные и неантиклинальные, литологически и/или тектонически экранированные и литологически ограниченные со всех сторон, в интервале глубин 1120–1900 м (и более) между ОГ Ia (P_{1ar}) («кровля карбонатов») и ОГ A (вблизи подошвы T1). Материнскими породами для залежей УВ данного НГК являются как одновозрастные глинистые отложения с захоронённым в них РОВ сапропелевого и гумусового типа, так и нижележащие визейско-артинские глинисто-карбонатные породы с содержащимся в них РОВ, как в Хорейверской впадине, основном поставщике УВ в северные районы ТПП, так и других тектонических элементов с глубоко погруженными горизонтами осадочных толщ, содержащих РОВ, находящихся в зонах генерации нефти (МК₂–МК₃) и газа (МК₄–АК₁). В данном НГК можно ожидать нефтяные и газовые

залежи. Нефти могут быть лёгкие (на глубине 1500–2000 м) и очень тяжёлые (на глубине до 1400 м, с флюидоупорами низкого качества). Газ может быть обнаружен на глубинах более 1500 м под флюидоупорами высокого качества, не позволяющими летучим углеводородным компонентам покидать уже сформированные залежи. На глубинах, превышающих 2000 м, могут быть встречены как лёгкие нефти (до 4000–5000 м), так и свободный газ (до 7000 м). Основными условиями существования залежей УВ являются высокие аккумулярующие и консервирующие свойства пород, слагающих ловушки.

Распределение залежей УВ по площади и в разрезе

Проанализировано восемнадцать месторождений суши ТПП, приуроченных к прибрежным районам Печорского моря (юго-восток Баренцева моря): 1) Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне (ВАСЗ): северной части Сарембой-Лёккеейгинского вала и вала Сорокина; 2) Садаггинской ступени Хорейверской впадины; 3) Печоро-Колвинскому авлакогену (ПКА): север Колвинского мегавала и Шапкина-Юрьяхинского вала (см. рисунок 2). Промышленно нефтегазопродуктивны семь нефтегазоносных комплексов (НГК) в палеозойской части разреза осадочного чехла, в том числе: среднеордовикско-

нижнедевонский карбонатный (O₂–D₁), среднедевонско-франский терригенный (D₂–D_{3f1-2}), доманиково-турнейский карбонатный (D_{3dm}–C_{1t}), ниже-верхневизейский терригенный (C_{1v1-2}), верхневизейско-нижнепермский карбонатный (C_{1v2}–P₁), нижнепермский галогенно-терригенный (P_{1k}), ниже-верхнепермский терригенный (P_{1u}–P₂), в интервале глубин 1120–4220 м (см. рисунок 3).

На месторождениях ВАСЗ находятся только залежи нефти во всех вышеперечисленных НГК с запасами, превышающими 290 млн т. Максимальное количество нефти сконцентрировано в верхневизейско-нижнепермском карбонатном НГК с запасами более 140 млн т. Минимальное количество нефти содержится в ниже-верхневизейском терригенном НГК, составляющее около 1,5 млн т.

На Садаггинской ступени Хорейверской впадины на исследованных месторождениях присутствует только нефть; продуктивны два карбонатных НГК: среднеордовикско-нижнедевонский и доманиково-турнейский, с общим количеством промышленных запасов более 220 млн т.

Печоро-Колвинский авлакоген включает месторождения с нефтяными и газовыми (газоконденсатными) залежами в пределах двух положительных тектонических элементов, оконтуривающих ПКА с запада (Шапкина-Юрьяхинский вал; свободный газ) и востока

РИС. 6. Распределение промышленных скоплений УВ в палеозойских отложениях тектонических элементов прибрежной части Тимано-Печорской провинции

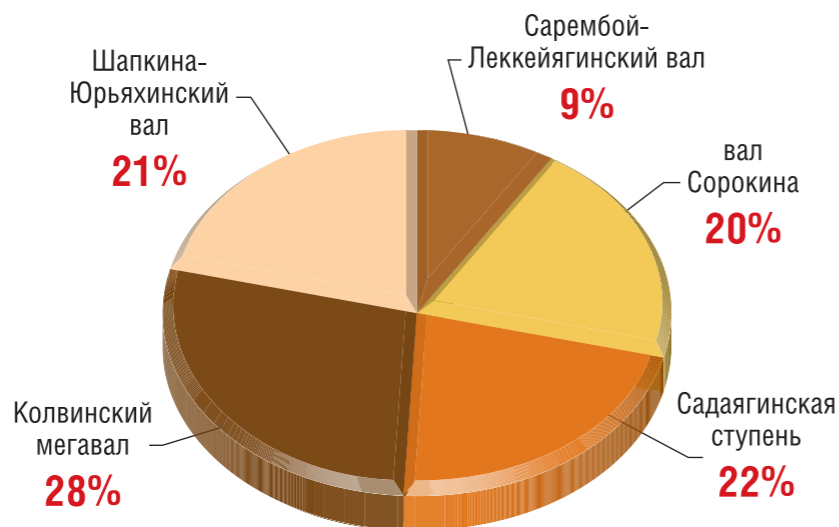
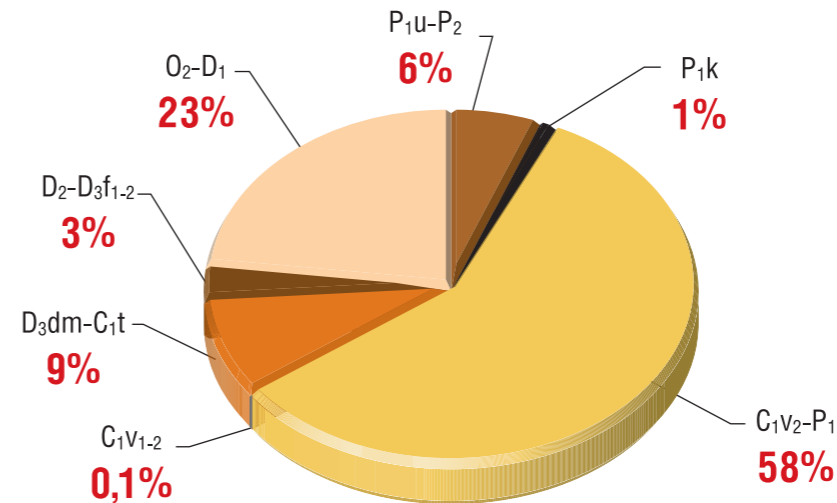


РИС. 7. Распределение промышленных скоплений УВ в палеозойских карбонатных и терригенных НГК прибрежной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции



(Колвинский мегавал; свободный газ, нефть, газ газовой шапки). Залежи УВ сконцентрированы в верхних НГК: верхневизейско-нижнепермском карбонатном, нижнепермском галогенно-терригенном, ниже-верхнепермском терригенном (см. рисунок 3). Промышленные запасы УВ в пределах Колвинского мегавала составляют около 290 млн т н. э., Шапкина-Юрьяхинского вала – около 210 млн т н. э. То есть из трёх крупных тектонических подразделений (ВАСЗ, Хорейверская впадина, ПКА), наиболее продуктивным в прибрежной части является ПКА (Рисунок 6).

Если рассмотреть распределение промышленных запасов УВ по НГК, то наиболее продуктивными являются карбонатные НГК: верхневизейско-нижнепермский – с запасами УВ около 600 млн т н. э.; на втором месте – среднеордовикско-нижнедевонский, содержащий более 230 млн т н. э., на третьем месте – доманиково-турнейский, с запасами около 90 млн т н. э. (Рисунок 7).

Среди НГК с терригенными коллекторами наиболее продуктивным является ниже-верхнепермский с запасами УВ около 60 млн т н. э., на втором месте – среднедевонско-франский НГК, содержащий около 30 млн т н. э., на третьем месте – нижнепермский галогенно-терригенный (более 15 млн т н. э.). Минимальное количество промышленных скоплений в ниже-верхневизейском НГК – около 1,5 млн т н. э.

Таким образом, общее количество промышленных скоплений УВ только на месторождениях прибрежной части ТПП составляет более 1000 млн т н. э. (более одного млрд т н. э.), что является представительным показателем при прогнозировании продуктивных горизонтов на Баренцевоморском шельфе.

Вывод

В палеозойском разрезе осадочного чехла прибрежной части ТПП залежи нефти и/или газа присутствуют во всех открытых месторождениях. Коллекторы карбонатные и терригенные обладают неплохими фильтрационно-емкостными характеристиками. Учитывая факт, что развитие территории ТПП и её морского продолжения в палеозое происходило субпараллельно Уральско-Пайхойско-Новоземельской складчатой системе [14], не исключено наличие залежей УВ в палеозойских отложениях шельфа Баренцева моря (возможно, и севера Карского моря) с аналогичными геолого-геофизическими и геохимическими условиями. Там, где отсутствуют скважины (большая часть акватории Баренцева моря), представленные результаты исследований в комплексе с региональными и детальными сейсмическими данными позволят выделить локальные объекты с более точными углеводородными характеристиками прогнозируемых залежей нефти и/или газа. ●

Литература

1. Кремс А.Я. и др. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа / А.Я. Кремс, Б.Я. Вассерман, Н.Д. Матвиевская. М.: Недра, 1974. 332 с.
2. Белонин М.Д. и др. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов и др. СПб.: Недра, 2004. 396 с.
3. Гаврилов В.П. и др. Биостратиграфия и литофации нефтегазоносных отложений Баренцево-Карского региона / В.П. Гаврилов, Н.Б. Гишман, С.М. Карнауков, В.А. Холодилов, М.Л. Цемкало, Ю.В. Шамалов. М.: Недра, 2010. 255 с.
4. Каминский В.Д. и др. Карбонаты – первоочередной объект для поисков залежей нефти и газа в палеозойских отложениях Арктического шельфа России / В.Д. Каминский, А.К. Алексеева, Т.В. Антоновская, О.Н. Зуйкова, А.А. Черных. Neftegaz.RU. № 1, 2017. С. 85–90.
5. Теория и практика нефтегазогеологического прогноза // Сб. статей / Науч. ред. О.М. Прищепа, Ю.Н. Григоренко. СПб.: ВНИГРИ, 2008. 366 с.
6. Теплов Е.Л. и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Е.Л. Теплов, П.К. Костыгова, З.В. Ларионова и др. М-во природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми, ГУП РК ТПНИЦ. СПб.: ООО «Реноме», 2011. 286 с.
7. Данилов В.Н. и др. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. 400 с.
8. Вассерман Б.Я. и др. Условия формирования и закономерности размещения некоторых залежей нефти и газа в Тимано-Печорской провинции и методика их поисков // Геология и нефтегазоносность Тимано-Печорской провинции и её структурных обрамлений: Сб. науч. тр. / Б.Я. Вассерман, В.И. Богацкий, Е.Б. Шафран. М., 1979. С. 70–80.
9. Загулова О.П. и др. Процессы нефтеобразования в доманиково-артинских отложениях Тимано-Печорской НГП / О.П. Загулова, Э.В. Храмова, А.Н. Сухова, Е.А. Горюнова (ВНИГРИ). Геология нефти и газа, 1987. № 8. С. 39–42.
10. Баженова Т.К., Шиманский В.К. Прогноз фазового состава углеводородных ресурсов Тимано-Печорского бассейна на основе геохимических моделей // Комплексное изучение и освоение запасов и ресурсов углеводородного сырья северо-западного региона. СПб.: Недра, 2005. С. 77–85.
11. Антоновская Т.В. Неантиклинальные ловушки среднедевонско-турнейских отложений юго-востока Тимано-Печорской провинции (условия формирования и нефтегазоносность). СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2013. 228 с.
12. Facts 2012. The Norwegian Petroleum Sector / Editor Jon Ødegaard Hansen, Ministry of Petroleum and Energy; Bjørn Rasen, Norwegian Petroleum Directorate. Marth, 2012. 148 p.
13. Тимано-Печорский седиментационный бассейн: Атлас геологических карт (литолого-фациальных, структурных и палеогеологических) / Н.И. Никонов, В.И. Богацкий, А.В. Мартынов и др. Ухта: ТП НИЦ, 2000. 64 с.
14. Тимонин Н.И. Печорская плита: История геологического развития в фанерозое. Екатеринбург: УрО РАН, 1998. 240 с.

KEY WORDS: oil, gas field, Barents sea shelf, in the Timan-Pechora province, the method of actualism.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТИШРИНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ЗОНЫ Сирийской Арабской Республики

СИРИЯ ОБЛАДАЕТ СУЩЕСТВЕННЫМ ПОТЕНЦИАЛОМ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТИ И ГАЗА В МИРЕ. ЗАПАСЫ НЕФТИ СИРИИ СОСТАВЛЯЮТ ОКОЛО 0,1 % МИРОВЫХ ЗАПАСОВ, ЗАПАСЫ ГАЗА – 0,3%. ПО РАЗВЕДАННЫМ ЗАПАСАМ НЕФТИ СИРИЯ ЗАНИМАЕТ 33 МЕСТО В МИРЕ, ПО ЗАПАСАМ ГАЗА СИРИЯ – НА 36 МЕСТЕ. СИРИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ СТРАН СРЕДИЗЕМНОМОРСКОГО РЕГИОНА. ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ СИРИИ ПО ОЦЕНКЕ ВР (2015 г.) СОСТАВЛЯЮТ 350 МЛН ТОНН (ИЛИ 2,5 МЛРД БАРР), ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ ГАЗА 250 МЛРД М³. ПОЧТИ ВСЯ ДОБЫВАЕМАЯ В СИРИИ НЕФТЬ ОТПРАВЛЯЛАСЬ НА ЭКСПОРТ; ДОБЫВАЕМЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ УХОДИЛ НА ПОВТОРНУЮ ЗАКАЧКУ В НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЛИБО ИСПОЛЬЗОВАЛСЯ НА ТЭС В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА. ДОБЫЧА НЕФТИ В СИРИИ ОСЛОЖНЕНА РЯДОМ ОСОБЕННОСТЕЙ, ВЫЗВАННЫХ СПЕЦИФИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ НЕФТИ (ОКОЛО ТРЕТИ ОБЪЕМА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ СОСТАВЛЯЮТ «ТЯЖЕЛЫЕ» НЕФТИ, А ОБЪЕМ ИХ ДОБЫЧИ НЕ ПРЕВЫШАЕТ 10% ОБЪЕМА ВСЕЙ НЕФТИ, ДОБЫВАЕМОЙ В СТРАНЕ), НАЛИЧИЕМ ГАЗОВЫХ ШАПОК И Т.Д. СОБЫТИЯ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ В СИРИИ ТАКЖЕ СОЗДАЮТ ВРЕМЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ СТРАНЫ. ТАК, УРОВЕНЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ В СВЯЗИ С ВОЕННЫМИ ДЕЙСТВИЯМИ В СИРИИ СОКРАТИЛСЯ (СПАД СОСТАВИЛ ПРИМЕРНО 90%). ПО НЕКОТОРЫМ ОЦЕНКАМ, ПРОИЗВОДСТВО ПРИРОДНОГО ГАЗА ТАКЖЕ СОКРАТИЛОСЬ ВПОЛОВИНУ. КАК СЕГОДНЯ РАЗВИВАЕТСЯ НЕФТЕДОБЫЧА В СИРИИ И КАКОВЫ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ СИРИЙСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ?

SYRIA HAS A SIGNIFICANT POTENTIAL OF OIL AND GAS PRODUCTION IN THE WORLD. THE OIL ACCUMULATIONS OF SYRIA MAKE ABOUT 0.1% OF THE GLOBAL AMOUNT, AND THE GAS ACCUMULATIONS MAKE 0.3%. SYRIA OCCUPIES 33RD PLACE IN THE WORLD IN TERMS OF THE DEVELOPED OIL RESERVES AND 36TH IN TERMS OF THE DEVELOPED GAS RESERVES. SYRIA IS ONE OF THE MAJOR OIL AND GAS PRODUCING COUNTRIES OF THE MEDITERRANEAN REGION. ACCORDING TO THE BP ESTIMATES (2015), THE EXTRACTED OIL RESERVES IN SYRIA MAKE 350 TONS (OR 2.5 BILLION BARRELS), AND THE EXTRACTED GAS RESERVES - 250 BILLION CUBIC METERS. ALMOST ALL THE PRODUCED OIL IN SYRIA WAS EXPORTED; THE PRODUCED GAS WAS REINJECTED INTO OIL FORMATIONS IN ORDER TO INCREASE THEIR RECOVERY COEFFICIENT OR WAS USED AT POWER PLANTS AS FUEL. OIL PRODUCTION IN SYRIA IS IMPEDED BY A NUMBER OF PECULIARITIES EXPLAINED BY THE SPECIFIC PROPERTIES OF OIL (ABOUT ONE THIRD OF THE GEOLOGICAL OIL ACCUMULATIONS IS "HEAVY" OILS, AND THE VOLUME OF THEIR PRODUCTION DOES NOT EXCEED 10% OF ALL THE OIL PRODUCED IN THE COUNTRY), PRESENCE OF GAS CAPS ETC. THE EVENTS OF THE RECENT YEARS ALSO CREATE TEMPORARY OBSTACLES FOR DEVELOPMENT OF THE COUNTRY'S OIL AND GAS INDUSTRY. THUS, THE LEVEL OF OIL PRODUCTION HAS DECREASED BECAUSE OF MILITARY OPERATIONS IN SYRIA (THE DECREASE MADE APPROXIMATELY 90%). IT IS ASSUMED THAT THE GAS PRODUCTION DECREASED TWICE. HOW DOES THE OIL PRODUCTION IN SYRIA DEVELOP TODAY AND WHAT ARE THE PECULIARITIES OF SYRIAN DEPOSITS?

Ключевые слова: нефтегазоносность, Сирия, нефтедобыча, нефтяные и газовые месторождения, нефтеотдача пласта.

**Еремин Н.А.,
Шабалин Н.А.,
Басниева И.К.,
Сарданашвили О.Н.,
Еремина И.А.,
ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН,
РГУ нефти и газа (НИУ)
им. И.М. Губкина**
**Еремин А.Н.,
ООО «Газпром-ВНИИГАЗ»**

Основная часть территории Сирии входит в нефтегазоносный бассейн Персидского залива. Узкая полоса побережья Средиземного моря с прилегающим шельфом относится к Восточно-Средиземноморскому нефтегазоносному бассейну, в котором выявлен ряд перспективных структур. Шельф Сирии относится к Левантийскому нефтегазоносному мегабассейну. Он охватывает одноименную глубоководную впадину и ее южный шельф.

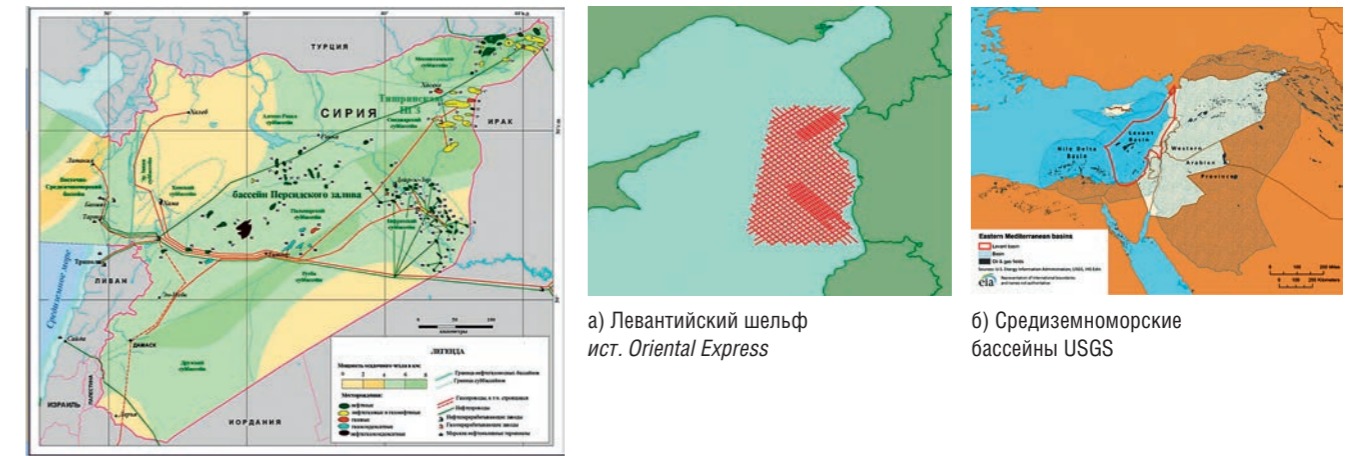
По данным Американской геологической службы (USGS) Левантийский шельфовый бассейн содержит перспективные ресурсы в следующих объемах:

3,5 триллиона кубометров газа и 0,24 миллиарда кубометров нефти (см. рис. 1а). Сирийская часть Левантийского шельфового бассейна общей площадью 2190 км² обладает весьма значительными перспективными извлекаемыми ресурсами газа – 600–700 млрд м³ и нефти – 50 млн т (см. рис. 1б). На рисунке 1 представлена обзорная карта местоположения Тишринской нефтегазоносной зоны и месторождения Тишрин (21).

Мощность осадочной толщи этого мегабассейна достигает 12–16 км. Осадочный чехол представлен 2–3 км палеозойских отложений, 5–7 км мезозойских отложений и 3–5 км кайнозойских отложений.

УДК 622.276.04

РИС. 1. Обзорная карта местоположения месторождения Тишрин



а) Левантийский шельф
ист. Oriental Express

б) Средиземноморские
бассейны USGS

Побережье Средиземного моря Сирии с прилегающим шельфом относится к Восточно-Средиземноморскому нефтегазоносному бассейну. С точки зрения перспектив нефтегазоносности представляет интерес предполагаемая линейная дислокация Рауад, расположенная в пределах шельфовой зоны Восточного Средиземноморья, к юго-западу от г. Тартус. Представлена она системой островов, прослеживаемых вдоль берега почти до ливано-сирийской границы. Самый крупный остров – Рауад, южнее расположены острова Эль Аббас. Абу-эль-Фарес, Макруд. Каждый из этих островов представляет собой свод локального поднятия. Целый ряд таких предполагаемых сводов погружены на дно моря на глубину около 10 м. Перспективы нефтегазоносности зоны шельфа, аналогично с соседними районами суши, связаны с отложениями триаса, нижней юры и более древних палеозойских образований.

С точки зрения перспектив нефтегазоносности территории на Сирии можно выделить три категории [2]:

- Перспективные с доказанной промышленной нефтегазоносностью:** северо-восточная переклираль Месопотамского прогиба; Евфратская синеклиза, осложненная Туальба-Синжарской системой валлообразных поднятий и южная часть Алеппского поднятия, – здесь разведана основная часть месторождений нефти и газа.
- Перспективные с прямыми признаками**

нефтегазоносности: поднятие Рутба на юго-востоке страны. Прямые признаки углеводородов здесь получены в виде газопроявлений при бурении скважин на структурах Тенф и Суаб.

- Перспективные, но малоизученные:** Евфратская синеклиза и слабоизученная северная часть Алеппского поднятия в центральных районах страны.

В осадочной толще Сирии установлено 7 продуктивных толщ, связанных с отложениями палеозоя (2), мезозоя (3) и палеоген-неогена (2).

Сведения о строении осадочной толщи для различных районов Сирии неполны и разноречивы. Наиболее достоверными являются данные о строении отложений мезозоя и третичной системы для северо-восточных районов Сирии. Там пробурено большое количество глубоких скважин и выявлен ряд нефтяных и нефтегазовых месторождений. Нефтегазоносны пласты Джерибе, Чилоу, Ширианиш, Массив, Бутма и Курачине. На остальной территории Сирии пробурены одиночные скважины в различных тектонических элементах и выявлены признаки нефти и газа в отложениях мезо- и кайнозоя, но промышленных залежей не выявлено. Основная часть нефтяных месторождений приурочена к северо-восточной и восточной частям страны. Это Румеланская, Тишринская, Джебиссинская, Тайемская НГЗ и Эль-Вардская НГЗ. Эль-Вардская НГЗ частично выходит за пределы Сирии и распространена в Ираке и Иордании [5, 6, 12–15]. Большая

часть газовых месторождений расположена в Пальмирском нефтегазовом регионе (НГР).

Тишринская нефтегазоносная зона объединяет месторождения Тишрин, Эль-Хол, Джерибе, Сирум, Шейх Мансур.

Нефтегазовое месторождение Тишрин

Месторождение Тишрин приурочено к крупной брахиантиклинали с размерами 30×6 км и амплитудой около 300 м (см. рис.1). Нефтяные залежи связаны с отложениями свит Чилоу, Джаддала и Ширианиш, газовая – с отложениями свиты Курачине. Это месторождение давало до 10% максимальной добычи нефти в Сирии.

Свита Чилоу. Нефтяная залежь обнаружена в западном куполе. Геологические запасы нефти – 48,32 млн м³. Глубина залегания залежи – 600 м. Вязкость нефти – 157 мПа*с, удельный вес – 0,947 г/см³. Начальное пластовое давление 90 атм, текущее – 75 атм. Давление насыщения – 20 атм.

Свита Джаддала. В нефтеносном горизонте Джаддала, представленном западным куполом, геологические запасы нефти составляют – 20,25 млн м³. Нефть тяжелая, удельный вес – 0,945 г/см³, вязкость пластовой нефти – 157 мПа*с. Газонефтяной фактор – 46 м³/м³. Давление насыщения – 20 атм, глубина залегания – 800 м.

Свита Ширианиш. В нефтяном горизонте Ширианиш, представленном восточным куполом, геологические запасы составляют – 16,072 млн м³. Глубина залегания залежи – 1100 м. Начальное пластовое

давление –116 атм, текущее – 80 атм, давление насыщения – 44 атм. Нефть тяжелая с удельным весом 0,953 г/см³, вязкость пластовой нефти – 220 мПа*с, газонефтяной фактор – 44 м³/м³.

Комплекс технологических мероприятий по повышению эффективности разработки

Рассматриваемые месторождения **Тишринской нефтегазоносной зоны** имеют достаточно сложное геологическое строение продуктивных горизонтов, а их запасы по российской классификации, относятся к трудноизвлекаемым, поэтому требуются специальные технологии нефтеизвлечения. Применяемые технологии разработки на этих месторождениях ориентированы на естественные режимы разработки, что связано с падением пластового давления. На месторождении Тишрин пока не наблюдается значительного падения текущих уровней добычи нефти, однако это достигается в основном за счет бурения новых скважин. При этом дебиты отдельных скважин во времени значительно снижаются. Об этом свидетельствуют данные по динамике изменения дебитов нефти по скважинам, например, на формации Джадала. Месторождения содержат высоковязкую нефть. Разработка месторождений с высоковязкой нефтью на естественном режиме обычно характеризуется низкой нефтеотдачей. Искусственное воздействие на пласт в таких условиях связано с необходимостью преодоления неравномерной выработки запасов из-за крайне неоднородного характера распределения фильтрационно-

емкостных характеристик коллектора. Неравномерность выработки по вертикали, свойственна трещинным коллекторам (Чилоу В₂₃), тогда как неравномерность охвата воздействием по горизонтали присуща порово-трещинным резервуарам (Чилоу А+В₁). Поэтому на месторождениях целесообразно применение смешанной системы размещения вертикальных, горизонтальных и бионических скважин. Вертикальные скважины будут обеспечивать в основном горизонтальный приток флюидов в порово-трещинных резервуарах, а горизонтальные и бионические – вертикальный в трещинных. Горизонтальные и бионические скважины будут вскрывать прикровельные части залежей, а вертикальные скважины – вскрывать в основном средние и нижние части залежей.

Анализ состояния разработки месторождений и изучение геологической информации показали, что применение комплекса технологических мероприятий позволит увеличить уровни добычи нефти и коэффициенты нефтеотдачи. При этом необходимо детальное изучение геологии разрабатываемых месторождений, анализ выработки запасов и состояния работы фонда скважин, новые подходы к формированию систем разработки месторождений, использование современных технических и информационно-коммуникационных систем. Для этого необходимы принципиально новые технологии воздействия на пласт и призабойные зоны скважин:

1. Промысловые испытания паротепловой обработки скважин (ПТОС) со стационарными парогенераторами. Применение ПТОС позволит снизить вязкость

нефти с сотен до единиц мПа*с и осуществить выравнивание профиля вытеснения нефти.

2. Промысловые испытания паротепловой обработки скважин (ПТОС) с мобильными парогенераторами. При проведении промысловых испытаний ПТОС, предусмотрено использование мобильных парогенераторов с производительностью 10 тонн пара в час.
3. Бурение горизонтальных и бионических скважин для увеличения охвата пласта воздействием и коэффициента нефтеотдачи.
4. Зарезка боковых стволов с целью интенсификации добычи нефти и повышения полноты выработки запасов нефти.
5. Опытно-промысловые испытания кислотного гидроразрыва пласта. В случае получения положительных результатов, гидроразрыв пласта предполагается использовать для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи, в первую очередь, на малопроницаемых частях залежей.
6. Применение различных модификаций соляно-кислотных обработок скважин и других методов интенсификации (форсированный отбор), в первую очередь на низкопроницаемых частях залежей.

Реализация комплекса перечисленных выше геолого-технических мероприятий по повышению эффективности разработки месторождения Тишрин позволит довести нефтеотдачу до 30–35 %, т.е. увеличить вдвое.

Пароциклические обработки скважин с применением стационарных парогенераторов

Паротепловая обработка призабойной зоны скважин является наиболее универсальным способом теплового воздействия на пласты Джадала и Чилоу В₂₃. Этот метод можно применять как самостоятельный способ разработки и воздействия, так и в сочетании с другими термическими методами (площадное нагнетание теплоносителя, создание в пласте различных тепловых оторочек с последующим их проталкиванием по пласту ненагретой водой). Технологический процесс ПТОС позволяет решать следующие задачи: интенсификацию добычи нефти; увеличение конечной нефтеотдачи; регулирование процесса разработки. Метод ПТОС обеспечивает быструю окупаемость вложенных средств, низкие эксплуатационные затраты на добычу 1 т нефти и значительный прирост дополнительной добычи нефти.

Сущность технологии ПТОС заключается в нагнетании в призабойную зону добывающей скважины определенного количества пара с прогревом пласта для снижения вязкости нефти и последующей эксплуатации этой скважины с повышенными дебитами.

Цикл технологии ПТОС состоит из трех этапов.

Первый этап – нагнетание пара в скважину.

Теоретическими и промысловыми исследованиями установлено, что количество нагнетаемого пара составляет порядка 75–120 т на 1 м нефтенасыщенной толщины пласта и определяется для конкретных условий расчетами на модели процесса. Пар, нагнетаемый в пласт, вытесняет нефть и образует в пласте паровую и конденсатную зоны. При этом тепло передается скелету горной породы и окружающим породам, в том числе и непроницаемым. В течение периода нагнетания происходит повышение температуры нефти, скелета горной породы и окружающих пород, термическое расширение всех компонентов; начинается капиллярная пропитка и повышается давление в призабойной зоне скважины.

Параметры теплоносителя на забое скважины зависят от качества вырабатываемого пара и условий его доставки на забой (степень сухости, темп нагнетания, степень теплоизоляции труб – подводящих и скважинных, забойного давления в скважине). Увеличение темпа нагнетания теплоносителя, в подавляющем большинстве случаев, приводит к повышению давления нагнетания, что, в свою очередь, способствует образованию трещин в пласте. Поэтому, при реализации процесса ПТОС рекомендуется проводить закачку пара с максимально возможным темпом. Объем закачки теплоносителя является одним из определяющих эффективность обработки. Абсолютная величина объема закачки не может являться показателем эффективности ПТОС, т.к. толщина обрабатываемых пластов колеблется в широких пределах. Правильнее и удобнее применять отношение объема закачки на 1 м вскрытой эффективной нефтенасыщенной толщины пласта (в дальнейшем – «удельный объем закачки») и расчетного радиуса прогрева. Поскольку скорость охлаждения пласта зависит, прежде всего, от его толщины, то в первом приближении объем закачки пропорционален толщине. На первом этапе нами рекомендована закачка пара с температурой на забое $T_{зак} = 300^{\circ}\text{C}$ и сухостью пара 0,7. Темп закачки был определен в соответствии с производительностью стационарного парогенератора и составил 240 м³/сут. Время закачки выбрано в соответствии с нефтенасыщенной толщиной и достигало 20 дней для месторождения Чилоу (89 м) и 60 дней для месторождения Джадала (227 м).

Второй этап – пропитка пласта паром.

Прекращение нагнетания и выдержка скважины с целью теплообмена между макро- и микронеоднородными слоями пласта и снижения температуры в прогретой части призабойной зоны до технологически и энергетически целесообразного уровня для начала эксплуатации скважины. Обычно время выдержки скважины до начала эксплуатации определяется снижением

температуры в призабойной зоне до 100–120°C и составляет от 10 до 25 суток. В пласте происходит выравнивание температуры между паром, породами пласта и насыщающими его флюидами. В результате снижения температуры и давления, пар конденсируется и его объем занимает ранее вытесненная нефть. Одновременно происходит капиллярная пропитка, следствием чего является замещение нефти водой в тонких порах. На втором этапе параметром, определяющим эффективность разработки, является продолжительность «пропитки» (т.е. времени, в течение которого пар проникает в поровое пространство пласта). Продолжительность «пропитки» должна быть пропорциональна количеству введенного тепла. На втором этапе рассчитывалось время выдержки, необходимое для процесса капиллярной пропитки и теплообмена между закачиваемым паром, нефтью и скелетом пласта. Это время составило для месторождения Чилоу 10 дней и 30 дней для месторождения Джадала.

Третий этап – эксплуатация скважины.

Эксплуатация скважины после обработки является самым продолжительным этапом и может составлять 8–12 месяцев. Есть примеры, когда после обработки скважины эксплуатировались в течение 2–4 лет с повышенными дебитами. Объяснением такого феномена является, помимо временного повышения температуры в призабойной зоне, преимущественно, снятие скин-эффекта паром в области ствола скважин. Продолжительность эффективного периода отбора зависит от скорости охлаждения пласта, которая в свою очередь определяется скоростью извлечения из пласта тепла вместе с добываемыми флюидами и скорости потерь тепла в окружающие породы. Важным моментом является величина дебита нефти, при достижении которой следует приступать к следующей обработке. В России принят критерий достижения дебита до обработки. На залежах с трещинными коллекторами возможна интерференция обработанных и необработанных скважин, т.е. соседние, необработанные скважины, будут работать с повышенным



дебитом. На третьем этапе оценивалось время отбора, которое определялось в соответствии со снижением пластовой температуры до близкой к начальному значению ($T_0 = 40^\circ\text{C}$). Время отбора составило 900 дней и 2500 дней для залежей Чилоу и Джаддала, соответственно.

После проведения первого цикла в полном объеме, осуществляется второй цикл и так далее. В условиях месторождений высоковязких нефтей обычно реализуются 3–4 цикла процесса, максимально зафиксированное число циклов равно 22. При этом достигается кратное увеличение текущих отборов нефти, иногда в 5–8 раз. Наиболее эффективные обработки могут быть реализованы в зонах с низким пластовым давлением, т.к. давление является определяющим параметром затрат энергии на получение теплоносителя заданной кондиции.

При определении возможности реализации тепловых методов, необходимо учитывать существующие ограничения на геолого-физические параметры пластовой системы. Эти ограничения связаны с получением незначительного эффекта при определенных значениях параметров: вязкость пластовой

нефти должна находиться в пределах 50–1000 мПа·с, начальная водонасыщенность не должна превышать 50%, проницаемость пласта должна быть выше 0,2 мкм², толщина пласта должна превышать 6 м для закачки пара, пласт не должен располагаться ниже 1200 м. По вышеперечисленным критериям предложенные объекты разработки – Чилоу В₂₃, Джаддала – удовлетворяют критериям применимости метода закачки пара. Единственным параметром, вызывающим беспокойство, является процентное содержание глини, которое не должно превышать 10%, а по данным, приведенным для залежей Чилоу и Джаддала, процентное содержание глины указано в пределах 20–30%. В таблице 1 определены основные объекты применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации притока жидкости к скважинам.

Результаты, полученные при расчете технологических показателей пароциклической обработки скважин, приведены на рис. 2 и 3. В случае проведения пароциклической обработки скважин по залежи Чилоу, может быть дополнительно добыто 92 тыс. куб. м нефти, а по залежи Джаддала – 260 тыс. куб. м.

Бурение горизонтальных и бионических скважин

На поздней стадии разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами бурение вертикальных скважин становится неэффективно. Одной из перспективных эффективных технологий интенсификации разработки месторождений высоковязких нефтей является технология с бурением горизонтальных скважин (ГС) и бионических скважин (БиОС). Применение горизонтальной и бионической технологии бурения скважин позволяет перевести эти объекты в число рентабельных. Особую актуальность это приобретает для месторождений на поздней стадии разработки, со сложным геологическим строением залежей с повышенной и высокой вязкостью нефти. Данные промысловых и геофизических исследований добывающих и нагнетательных скважин указывают на неравномерность выработки запасов по разрезу и по площади. На месторождениях, содержащих вязкие и высоковязкие нефти, рекомендуется бурение горизонтальных и бионических скважин, а также зарезка боковых горизонтальных стволов на невыработанные пласты и линзы с остаточной нефтью. Увеличение нефтеотдачи оценивается в 5–15%, в зависимости от геолого-физических параметров залежи.

Комплекс термогидродинамических исследований

При применении тепловых методов, процесс разработки нефтяных залежей значительно усложняется. Наряду с показателями, сходными с показателями при заводнении, такими как объем нагнетаемого агента и его давление, при паротепловом воздействии на пласт параметром, определяющим нефтеотдачу, является энтальпия теплоносителя на забое и степень его сухости (в случае нагнетания водяного пара). Эти параметры сложнейшим образом зависят от различных факторов: гидродинамической характеристики пластов, систем распределения пара, настройки генераторов тепла и исходных параметров, состояния изоляции паропроводов, распределения отборов жидкости из эксплуатационных скважин и т.д. и т.п. Объектом регулирования

ТАБЛИЦА 1. Основные объекты применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации притока жидкости к скважинам

№№	Методы повышения нефтеотдачи и интенсификации притока к скважинам	Объект, месторождение
1.	Паротепловая обработка вертикальных скважин стационарным парогенератором	Чилоу В ₂₃ , Джаддала
2.	Паротепловая обработка горизонтальных скважин стационарным парогенератором	Чилоу В ₂₃ , Джаддала
3.	Паротепловая обработка вертикальных скважин мобильным парогенератором	Шейх Мансур
4.	Паротепловая обработка горизонтальных скважин мобильным парогенератором	Шейх Мансур
5.	Бурение горизонтальных скважин	Чилоу В ₂₃ , Джаддала, Шираниш
6.	Зарезка боковых стволов	Чилоу В ₂₃ , Джаддала, Шираниш
7.	Кислотный гидроразрыв пласта в вертикальных скважинах	Чилоу А + В ₁
8.	Кислотный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах	Чилоу В ₂₃ , Джаддала, Шираниш
9.	Применение различных модификаций соляно-кислотных обработок вертикальных скважин	Чилоу В ₂₃ , Джаддала, Шираниш
10.	Зональная оптимизация работы скважин, включая интенсификацию притока продукции к забоям скважин (форсированный отбор)	Чилоу В ₂₃ , Джаддала, Шираниш

при тепловом воздействии на пласт является не только нефтяная залежь, а вся система: залежь, эксплуатационные скважины, система распределения теплоносителя, источник тепла, объединенные одной целью управления. Гидротермодинамические исследования паронагнетательных скважин и скважин, вовлеченных в тепловую обработку, имеют своей целью определить:

- техническое состояние эксплуатационной колонны и нагнетательных труб;
- интервалы приемистости;
- распределение пара по принимающим пропласткам;
- забойное и пластовое давления;
- тепловые потери, энтальпию пара и степень сухости пара на забое скважин;
- устьевые параметры и количество нагнетаемого тепла.

Средством для проведения этих исследований является станция контроля для тепловых методов, выпускаемая в России. В обязательный комплекс исследований при ПТВ входят следующие гидротермодинамические исследования: замеры устьевого, забойного и пластового давлений, устьевого и пластового температуры; исследование методом установившихся отборов (в том числе и на одном установившемся режиме) с построением индикаторных диаграмм; исследование методом восстановления

давления с определением коэффициента гидропроводности пласта и количественной оценкой приведенного радиуса скважины; исследование методом гидропрослушивания с определением осредненного значения коэффициента пьезопроводности пласта в районе исследуемых скважин и наличия взаимосвязи между скважинами; дебитометрия вдоль фильтра работающей скважины; снятие профиля температуры в интервале продуктивного пласта.

Заключение

Применение тепловых методов воздействия на основе технологии ПТОС, бурение горизонтальных и бионических скважин позволит увеличить нефтеотдачу на месторождениях Тишринской нефтегазоносной зоны на 5–15%.

Литература

1. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Экономическая оценка остаточных запасов нефти и газа одного из месторождений Сирии // Нефтяное хозяйство, № 4, 2005, с. 14–17.
2. Еремин Н.А., Зиновкина Т.С. Перспективы нефтегазоносности Сирии // М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Сб. тр. X Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России», 10-12 февраля 2014 г., с. 20.
3. Еремин Н.А., Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Технико-экономическая оценка остаточных запасов нефти одного из месторождений Ближнего Востока // Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России. VI научно-техническая конференция, посвященная 75-летию РГУНГ им. И.М. Губкина, 26-27 января 2005 г. / Тезисы докладов, том 2, М: ГЕОС, 2005, с. 541–542.
4. Зиновкина Т.С., Еремин Н.А. Определение начальной отметки водонефтяного контакта залежи нефти «Массив» месторождения Алиан // Георесурсы. Геознергетика. Геополитика., 2011, вып.1 (3); с. 11.

5. Еремин Н.А., Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Экономическая оценка месторождений Среднего Востока по модели ВУ ВАСК. Нефтяное хозяйство, – 2004; №7. – с. 74–75.
6. Еремин Н.А., Сурина В.В. Совершенствование систем разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах // В книге: Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности (теоретические и прикладные аспекты) Тезисы докладов Всероссийской конференции. Редактор: А.Н. Дмитриевский. М., 2007. С. 92–93.
7. Еремин Н.А., Акран Али Салем, Зиновкина Т.С. Модель тектонических нарушений на месторождении Эль-Бури. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 12. С. 26–29.
8. Еремин Н.А., Акран Али Салем, Зиновкина Т.С. Современное состояние нефтегазовой промышленности Ливии. // Нефть, газ и бизнес, 2009. № 10. С. 27–29.
9. Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г., Лыдин В.Н. Особенности экономической оценки газоконденсатных месторождений Алжира на условиях СРП. // Нефть, газ и бизнес, 2002. № 2. С. 23–24.
10. Еремин Н.А., Зиновкина Т.С., Шабалин Н.А. Нефтегазоперспективность мальтийского шельфа. // Деловой Журнал Neftegaz.Ru, № 1–2, 2016 г., с. 12–15.
11. Еремин Н.А., Зиновкина Т.С., Шабалин Н.А., Акран Али Салем Нефтегазоносность Ливийского шельфа // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, № 3/284, 2016, с. 30–41.
12. Еремин Н.А., Еремин А.Н., Балкер Н. Вопросы разработки залежей углеводородов Иордании. // М., Нефть и газ, 2004, 121 с.
13. Еремин Н.А., Григорьева В.А., Балкер Наель Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности территории Иордании // Нефтепромысловое дело №3, март 2000, с. 4–7.
14. Еремин Н.А., Григорьева В.А., Балкер Наель Оценка запасов нефти месторождения Хамза Иордании объемным методом // Нефтепромысловое дело №6, июнь 2000, с. 5–6.
15. Еремин Н.А., Григорьева В.А., Балкер Наель Определение сжимаемости порового объема пород продуктивных горизонтов месторождения Хамза в Иордании // Нефтепромысловое дело №7, июль 2000, с. 13–14.

KEY WORDS: petroleum, Syria, oil production, oil and gas fields, oil recovery.

РИС. 2. Динамика накопленной добычи нефти по пласту Чилоу В₂₃

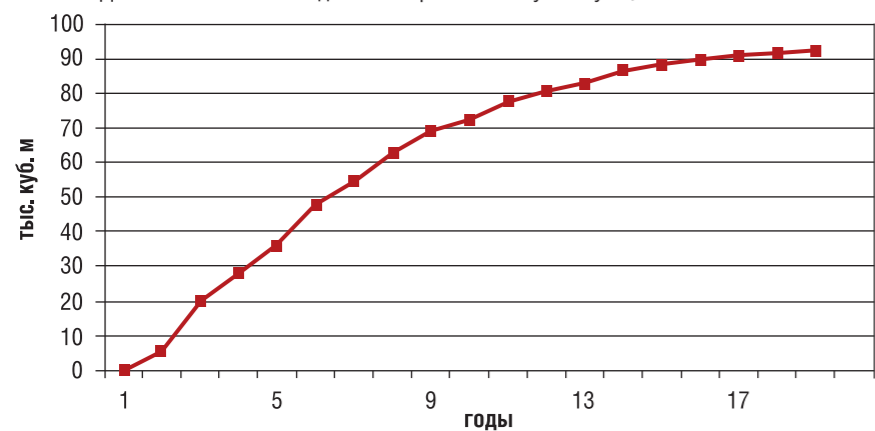
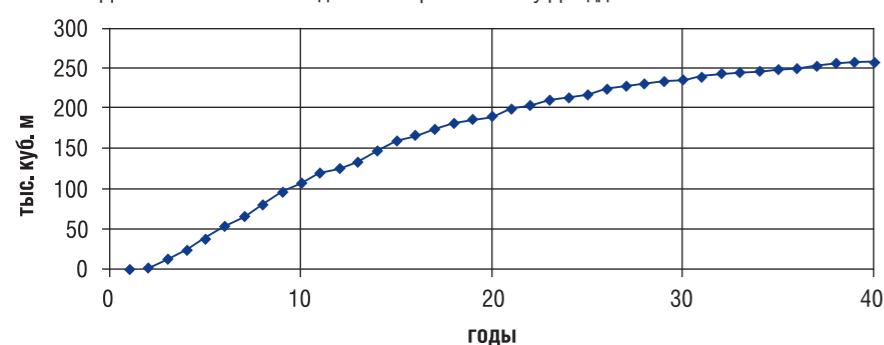


РИС. 3. Динамика накопленной добычи нефти по пласту Джаддала



СУДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ МИРОВОГО ОКЕАНА

«ОСВОЕНИЕ ПРОСТРАНСТВ И РЕСУРСОВ МИРОВОГО ОКЕАНА – ОДНО ИЗ ГЛАВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЦИВИЛИЗАЦИИ В ТРЕТЬЕМ ТЫСЯЧЕЛЕТИИ. СУЩНОСТЬ НАЦИОНАЛЬНОЙ ПОЛИТИКИ ВЕДУЩИХ МИРОВЫХ ДЕРЖАВ И БОЛЬШИНСТВА ГОСУДАРСТВ МИРОВОГО СООБЩЕСТВА В ОБОЗРИМОМ БУДУЩЕМ СОСТАВЛЯТ САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И СОТРУДНИЧЕСТВО В ОСВОЕНИИ МИРОВОГО ОКЕАНА, А ТАКЖЕ НЕИЗБЕЖНОЕ СОПЕРНИЧЕСТВО НА ЭТОМ ПУТИ» (ИЗ ОСНОВНЫХ ПОЛОЖЕНИЙ «МОРСКОЙ ДОКТРИНЫ РФ»). КАК ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ОСВОЕНИЕ МИРОВОГО ОКЕАНА И КАКИМИ ТЕХНИЧЕСКИМИ СРЕДСТВАМИ РАСПОЛАГАЮТ СЕГОДНЯ КОМПАНИИ?

“DEVELOPMENT OF THE AREAS AND RESOURCES OF THE WORLD'S OCEANS AND SEAS IS ONE OF THE MAIN DIRECTIONS OF DEVELOPMENT OF THE GLOBAL CIVILIZATION IN THE THIRD MILLENNIUM. IN THE NEAREST FUTURE, THE ESSENCE OF THE NATIONAL POLICY OF THE LEADING COUNTRIES AND THE MAJORITY OF COUNTRIES OF THE GLOBAL COMMUNITY WILL INCLUDE INDEPENDENT ACTIVITIES AND COOPERATION IN THE FIELD OF DEVELOPMENT OF THE WORLD'S OCEANS AND SEAS, AS WELL AS UNAVOIDABLE COMPETITIONS IN THIS AREA” (AN EXTRACT FROM THE “NAVAL DOCTRINE OF THE RUSSIAN FEDERATION”). WHAT IS THE TODAY'S PROGRESS IN DEVELOPMENT OF THE WORLD'S OCEANS AND SEAS AND WHAT TECHNOLOGIES DO COMPANIES POSSESS TODAY?

Ключевые слова: *Мировой океан, Арктика, сейсмические исследования, добыча углеводородов, судостроение.*

**Могутин
Юрий Борисович,**
главный конструктор

**Руденко
Михаил Сергеевич,**
главный конструктор проекта,
к.т.н.

**Веселова
Анна Владимировна,**
ведущий инженер

**Сальников
Александр Васильевич,**
заместитель начальника ЦКБ,
главный конструктор
по перспективному проектированию

Федеральное государственное унитарное
предприятие «Крыловский
государственный научный центр»

Деятельность по изучению и освоению Мирового океана активизировалась в конце 40-х – начале 50-х годов XX века. Первое время исследования проводились в основном с помощью неспециализированных судов. Для этих целей привлекались после незначительного дооборудования пассажирские, транспортные и прочие суда. С течением времени потребовались более точные измерения, увеличилась их номенклатура и комплексность, появились требования к обработке собранной информации в ходе эксперимента. Это привело к усложнению научного оборудования и необходимости создания специально спроектированных научно-исследовательских судов (далее – НИС).

Общее количество эксплуатирующихся в настоящее время НИС перевалило за 1000 единиц. Владеют этими судами более 70 государств. Самые многочисленные научные флоты имеют США, Япония, Великобритания, Франция, Канада, Германия, Китай.

В СССР наиболее интенсивное пополнение исследовательского флота осуществлялось в 70–80-е годы и к началу 90-х насчитывалось порядка 400 единиц, что составляло около 30% от численности мирового флота НИС.

При распаде СССР с образованием независимых государств России отошло более 300 НИС. За прошедшее с тех пор время научно-исследовательский флот в нашей стране практически не пополнялся и не модернизировался. Из-за резкого сокращения бюджетного финансирования судовладельцы вынуждены были значительно сократить численность флота, большая часть НИС была списана, распродана

УДК 629.1-4

или переоборудована в суда другого назначения. В результате на сегодняшний день в России осталось менее 70 НИС, абсолютное большинство из которых устарело морально и имеет возраст, близкий к критическому – свыше 25, а то и 30 лет. Поэтому проблема создания новых НИС стоит очень остро.

Флагман научно-экспедиционного флота России

ФГУП «Крыловский государственный научный центр» (далее – Крыловский ГНЦ), являясь головным научно-исследовательским предприятием Министерства судостроительной промышленности СССР, в той или иной степени участвовал в создании практически всех НИС, построенных в советское время. Поэтому не удивительно, что когда в 2006 г. Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды объявила о начале проектирования научно-экспедиционного судна (НЭС) для Российской Антарктической экспедиции, конкурс на выполнение этих работ выиграл Крыловский ГНЦ, который включает в себя, помимо научных подразделений, ЦКБ «Балтсудопроект», имеющее более чем 90-летний опыт проектирования судов и нацеленное на разработку инновационной высокотехнологичной техники.

В соответствии с техническим заданием Крыловскому ГНЦ предстояло разработать многофункциональное судно, обеспечивающее проведение широкого комплекса океанографических, гидрометеорологических и прочих исследований, базирование и полеты вертолетов, перевозку

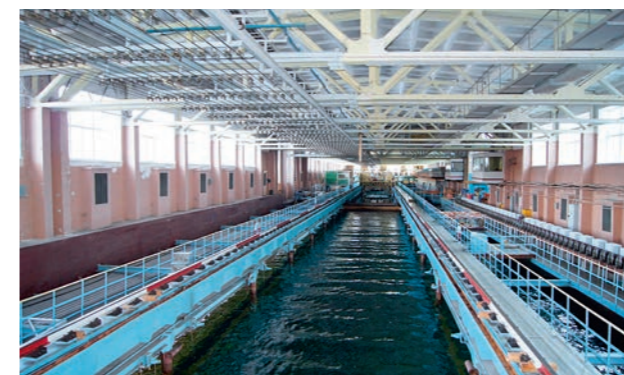
персонала антарктической экспедиции, разнообразных грузов, включая контейнеры и крупногабаритную транспортную технику, самолетов, топлива наливом и в таре, взрывчатых веществ и строительных материалов.

В связи с многофункциональностью судна к нему и к отдельным его элементам предъявлялись требования как к научно-исследовательскому судну, пассажирскому судну, танкеру, контейнеровозу, носителю летательных аппаратов и ледоколу. Выполнить разнообразные и зачастую противоречивые требования правил надзорных организаций и международных конвенций на одном судне оказалось непросто.

В процессе проектирования для отработки обводов корпуса, элементов винторулевого комплекса, подруливающих устройств и успокоителя качки, а также для подтверждения расчетных эксплуатационных показателей судна был выполнен широкий спектр модельных испытаний в опытовых бассейнах Крыловского ГНЦ (рисунок 1), включающий испытания ходкости на чистой воде и в ледовых условиях, мореходности и управляемости, а также обдув в аэродинамической трубе (рисунки 2, 3). Выполненные в процессе проектирования НЭС многовариантные проработки компоновочных решений и широкий спектр модельных испытаний позволили разработать судно, обладающее высокими эксплуатационными показателями.

Выполненные в процессе проектирования НЭС многовариантные проработки компоновочных решений и широкий спектр модельных испытаний позволили разработать судно, обладающее высокими эксплуатационными показателями.

РИС. 1. Экспериментальная база Крыловского ГНЦ



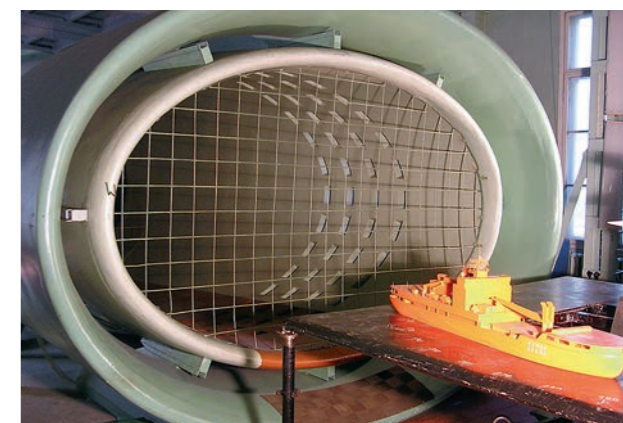
Мореходный бассейн



Ледовый бассейн



Циркуляционный бассейн



Большая аэродинамическая труба

РИС. 2. Испытания модели НЭС в мореходном (а) и ледовом (б) бассейнах

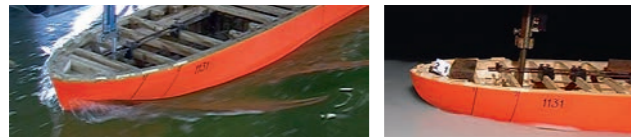
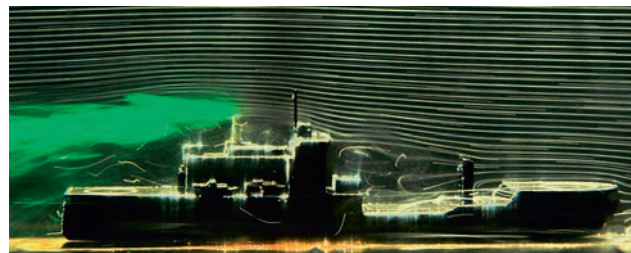


РИС. 3. Обдув модели НЭС в аэродинамической трубе



Ниже представлены основные характеристики НЭС по проекту 22280.

Класс PC – KM ⊕ Arc7 [2] AUT2 Special purpose ship. Двухвальная дизель-электрическая энергоустановка мощностью ок. 17 МВт обеспечивает скорость хода 16 узлов и ледопробитость до 1,1 м (со скоростью 2 узла). Для обеспечения управляемости и позиционирования судна предусмотрены подруливающие устройства в носу и корме. Численность экипажа – 59 человек, а перевозимого экспедиционного персонала – 80 человек. Для выполнения исследовательских задач на судне имеется 7 научных лабораторий общей площадью 150 м², предусмотрены 4 мобильные лаборатории, оборудованные в 20-футовых контейнерах. Для выполнения работ с забортной измерительной аппаратурой, отбора проб воды и донного грунта на судне предусмотрены 2 тросовые лебедки, 2 кабель-тросовые лебедки и специальный кран. Предусмотрено базирование 2 вертолетов. Для выполнения грузовых работ имеется спаренный электрогидравлический кран 2х35 т с вылетом стрелы до 31 м и 6 складных кранов от 2 до 12 т. НЭС может перевозить до 2610 т различных грузов.

Длина наибольшая, м	133,6
Ширина наибольшая, м	23,0
Осадка по грузовой марке, м	8,5
Высота борта до ВП, м	13,5
Водоизмещение по грузовой марке, т	16000

Строительство судна велось с 2009 г. на АО «Адмиралтейские Верфи» в Санкт-Петербурге. В 2012 г. НЭС «Академик Трёшников» пр. 22280 (рисунок 4) было передано заказчику. К настоящему времени судно приняло участие в двух антарктических и в пяти арктических экспедициях.

РИС. 4. НЭС «Академик Трёшников» пр.22280



Научно-технический задел

Создание в России впервые за много лет сложного научного судна дало всем участникам работ неоценимый опыт, который нашел продолжение в работах, выполненных Крыловским ГИЦ в рамках Федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники» на 2009–2016 годы, среди которых были разработаны концептуальные проекты:

- сейсмического НИС-катамарана (НИС-К);
- малого сейсмического НИС-катамарана (НИС-КМ);
- НИС на воздушной подушке (НИСВП);
- малого морского унифицированного НИС (МУНИС);
- большого морского арктического НИС (АркНИС);
- научно-экспедиционного судна нового поколения (НЭС-Арктика);
- многоцелевого НИС для геологоразведочных работ в Мировом океане (НИС Гео);
- многоцелевое судно для проведения опытной добычи ресурсов недр (НИС ЖМК).

Основные характеристики судов приведены в таблице 1.

НИС-К (рисунок 5) предназначено для выполнения геофизических исследований и в первую очередь сейсморазведки на нефть и газ по технологии 3D. Судно может буксировать 6 сейсмоков по 6000 м и 3 линии пневмоисточников упругих колебаний одновременно. Класс PC – KM ⊕ Ice3 [1] AUT1 OMBO EPP ECO-S BWM SDS<12 Special purpose ship. Научно-исследовательский комплекс состоит из 5 лабораторий общей площадью 270 м², площадь кормового ангара для буксируемых устройств – 600 м².

РИС. 5. Сейсмическое НИС-катамаран (НИС-К)



НИС-КМ предназначено для выполнения сейсмических исследований на мелководье с использованием донных сейсмоков и автономных буйковых сейсмостанций. Использование НИС-КМ позволит поднять на качественно новый уровень сейсмические исследования в прибрежных морских районах, повысить их производительность, точность и безопасность выполнения, по сравнению с используемой до настоящего времени практикой аренды случайных плавсредств, плохо приспособленных для таких работ. Класс PC – KM ⊕ Ice2 [1] R1 AUT2 Exploration ship. На судне расположено 3 лаборатории общей площадью 45 м², площадь кормовой рабочей площадки 220 м², объем кладовых и трюмов экспедиционного имущества – 40 м³.

НИСВП (рисунок 6) – амфибийное плавсредство, которое даст возможность выполнять исследования на предельном мелководье. Являясь унифицированной

мобильной площадкой для размещения контейнеризованных лабораторий и оборудования, может использоваться для выполнения различных исследований, включая: сейсморазведку с использованием автономных сейсмостанций и донных сейсмоков, геолого-геофизические исследования на россыпные полезные ископаемые, инженерно-геологические изыскания, биологические исследования и экологический мониторинг. Класс PC – KM ⊕ [2] СВП. На НИСВП расположены 1 лаборатория площадью 20 м², кормовая рабочая площадка 120 м², кладовые экспедиционного имущества 10 м². Предусмотрена возможность размещения 2–3 контейнерных лабораторий и модульного исследовательского оборудования.

РИС. 6. НИС на воздушной подушке (НИСВП)



МУНИС (рисунок 7) – это ряд НИС различного назначения, спроектированных на базе одного корпуса с энергоустановкой, общесудовыми устройствами, оборудованием и системами, отличающиеся составом лабораторий, научно-исследовательского оборудования и специальных устройств и систем. Проработаны варианты НИС: инженерно-геологическое, геолого-геофизическое, биологическое, гидрометеорологическое и экологического контроля. Такая концепция дает возможность постройки серии НИС различного назначения на основе одного базового проекта, что позволит сократить сроки создания и снизить стоимость постройки требуемого количества судов на 20-25%. Класс PC – KM ⊕ Ice3 [1] Aut3 OMBO DYNPOS-2 EPP ECO-S BWM SDS<12 Special purpose ship. Научно-исследовательский комплекс включает 5 лабораторий общей площадью 74 м², возможность размещения 1 контейнерной лаборатории, кормовую рабочую площадку 170 м², объем кладовых и трюма экспедиционного имущества 25 м³.

РИС. 7. Малое морское унифицированное НИС (МУНИС)



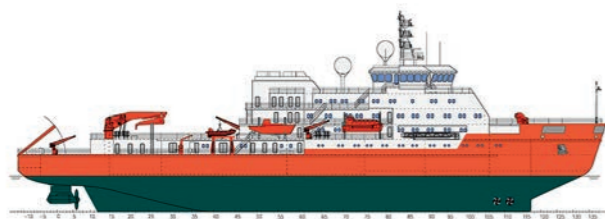
ТАБЛИЦА 1. Основные характеристики концептуальных проектов НИС

Наименование	НИС-К	НИС-КМ	НИСВП	МУНИС	АркНИС	НЭС-Арктика	НИС Гео	НИС ЖМК
Длина наибольшая, м	63,7	40,0	43,2	53,2	109,3	151,6	99,0	158,2
Ширина, м	28,0/6,6*	16,0/5,8*	22,2	12,6	21,0	24,0	18,7	29,9
Осадка, м	4,72	1,19	1,0/0**	5,5	6,2	7,0	4,8	8,0
Высота борта, м	9,9	3,0	2,0	3,6	10,6	12,0	7,9	12,0
Водоизмещение, т	2701	408	240	1244	7960	16 820	5100	24 000
Мощность ЗУ***, МВт	4,56	0,9	7,4	2,25	13,36	20,88	6,0	20,0
Скорость, уз	5	9,5	16	13,5	16	16	14	16

Примечание: * – максимальная / одного корпуса
 ** – с полными запасами на плаву / на подушке
 *** – энергетическая установка

АркНИС (рисунок 8) предназначено для выполнения метеорологических, гидрологических и гидрофизических работ в удаленных акваториях океанов и морей, зондирования атмосферы, постановки дрейфующих и всплывающих автоматических буйковых станций, работ по гидрометеорологическому обеспечению освоения месторождений полезных ископаемых, добыче биологических ресурсов и прочей хозяйственной деятельности на континентальном шельфе и в Мировом океане. Судно должно проводить и другие научные исследования посредством установки модульных лабораторий и съемного оборудования, использования промерного катера и других средств судна. Класс PC – KM ⊕ Arc7 [1] AUT1-ICS OMBO DYNPOS-2 EPP ECO-S Special purpose ship. На АркНИС расположены 17 лабораторий общей площадью 300 м², также имеется возможность размещения 4 контейнерных лабораторий, кладовые и трюм экспедиционного имущества общим объемом 437 м³, кормовая рабочая площадка 500 м², 2 площадки для работы с беспилотными вертолетами, водолазный комплекс – мобильный из двух 20-футовых контейнеров.

РИС. 8. Большое морское арктическое НИС (АркНИС)



НЭС-Арктика (рисунок 9) предназначено для доставки персонала и снабженческих грузов укрупненными местами (в пакетах, различного типа контейнерах, на поддонах и т.п.) на полярные станции Северного Ледовитого океана, выполнение метеорологических, гидрологических и других исследований посредством установки модульных лабораторий и съемного оборудования, использования промерного катера и других средств судна. Класс PC – KM ⊕ Arc7 [2] AUT2-C OMBO DYNPOS-2 REF EPP ECO-S HELIDECK Special purpose ship. На судне расположены 17 стационарных лабораторий и постов, 4 контейнерных лаборатории. Водолазный комплекс может быть расположен в одном из контейнеров. Предусмотрена взлетно-посадочная площадка для вертолета Ми-8 на корме и специальная перегрузочная площадка для передачи грузов на подвесе вертолета.

РИС. 9. Научно-экспедиционное судно нового поколения (НЭС-Арктика)



НИС Гео (рисунок 10) предназначено для проведения комплексных геолого-геофизических исследований по поиску и разведке месторождений железомарганцевых конкреций, кобальтомарганцевых корок, полиметаллических сульфидов и других нетрадиционных видов полезных ископаемых. Судно может проводить и другие научные исследования посредством установки модульных лабораторий и съемного оборудования, использования промерного катера и других средств судна. Класс PC – KM ⊕ Arc4 [1] AUT1-ICS OMBO DYNPOS-2 EPP ECO-S HELIDECK Special purpose ship. На судне предусмотрены открытые рабочие палубы в корме и по правому борту 480 м², стационарные лаборатории 270 м², ангар 140 м², помещение телеуправляемого подводного аппарата 100 м² с шахтой, кладовая научно-исследовательского снабжения 150 м², 4 контейнерные лаборатории, помещение для морских наблюдений над рулевой рубкой 50 м², вертолетная площадка для посадки вертолета массой до 3,2 т.

РИС. 10. Многоцелевое НИС для геологоразведочных работ в Мировом океане (НИС Гео)



НИС ЖМК (рисунок 11) предназначено для проведения работ по опытной добыче железомарганцевых конкреций, кобальтомарганцевых корок, полиметаллических сульфидов и других нетрадиционных видов полезных ископаемых, а также для обеспечения проведения натурных испытаний добычных систем, отработки технологии добычи, включая определение рациональных технологических схем работы, взаимодействия судна, его систем и агрегатов в зависимости от реальных условий окружающей среды и месторождения, проведения добычи твердых полезных ископаемых в объемах, достаточных для отработки технологии

их металлургического передела, уточнения запасов полезных ископаемых путем обработки определенных контрольных площадей. Класс PC – KM ⊕ Ice3 [1] AUT1-ICS DYNPOS-3 EPP ECO-S HELIDECK Special purpose ship/Crane ship.

РИС. 11. Многоцелевое судно для проведения опытной добычи ресурсов недр (НИС ЖМК)



Крыловский ГНЦ разработал также 2 технических проекта НИС, которые были включены в Федеральную целевую программу на основании обращения Российской академии наук:

- многофункциональное НИС (рисунок 12), получившее проектный номер 23390 и предназначенное для проведения в Мировом океане, в первую очередь в приполярных районах, различного вида научно-исследовательских работ, фундаментального и прикладного значения, включая физические, химические, биологические, метеорологические, геологические, геофизические и другие виды исследований;
- изыскательское НИС (рисунок 13), получившее проектный номер 23430 и предназначенное для проведения комплексных экологических и инженерно-изыскательских работ, а также исследований в области океанологии, гидрографии, геологии и геофизики с целью поиска полезных ископаемых, включая нетрадиционные.

РИС. 12. НИС проекта 23390 (МФНИС)

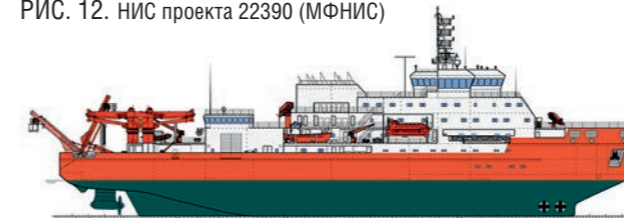


РИС. 13. НИС проекта 23430 (ИЗНИС)



Важной особенностью этих НИС стало снижение уровня шумов, позволяющее использовать более чувствительную научную аппаратуру, увеличенная площадь научных палуб и лабораторий. Помещения сгруппированы в соответствии с их функциональным назначением, экипаж и научный персонал размещаются в комфортабельных одно- и двухместных каютах. В многофункциональном НИС применено дополнительное резервирование машинных помещений, что позволяет судну продолжать исследования даже при возникновении аварийной ситуации. В разработке проектов принимал участие Институт океанологии РАН им. П.П. Ширшова, эксплуатирующий собственный научный флот.

В обоснование основных принимаемых проектных решений были выполнены аналитические исследования и модельные испытания ходкости и управляемости в мореходном и циркуляционном бассейнах Крыловского ГНЦ (рисунки 14, 15).

РИС. 14. Буксировочные испытания моделей в мореходном бассейне



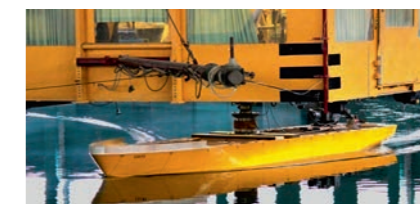
пр.23390 (МФНИС)

пр.23430 (ИЗНИС)

РИС. 15. Фрагмент испытаний моделей в циркуляционном бассейне



пр.23390 (МФНИС)



пр.23430 (ИЗНИС)

Основные характеристики многофункционального и изыскательского НИС приведены в таблице 2.

В 2015 году на базе проекта МФНИС Крыловским ГНЦ был разработан проект в объеме проектной документации судна в постройке многоцелевого НИС для Арктики проекта 21550 (МЦНИС), предназначенного для проведения в Мировом океане различного вида научно-исследовательских работ, включая океанологические исследования, инженерно-геологические изыскания, обследование морского дна на глубинах до 1000 м, экологический мониторинг, попутные гидрометеорологические исследования, а также для участия в аварийно-спасательных операциях в части поиска,

ТАБЛИЦА 2. Характеристики многофункционального и изыскательского НИС

Наименование	Многофункциональное НИС (пр.23390)	Изыскательское НИС (пр.23430)
Класс PC	KM Ⓢ Arc6 [1] AUT1-ICS OMBO DYNPOS-2 EPP ECO-S Special purpose ship	KM Ⓢ Arc4 [1] AUT1-ICS EPP ECO-S Special purpose ship
Длина максимальная, м	109,0	73,9
Ширина максимальная, м	20,2	14,4
Осадка с полными запасами, м	6,18	3,9
Высота борта, м	10,6	7,2
Водоизмещение, т	7662	2600
Тип и состав ЭУ	дизель-электрическая, 4×2,61 МВт	дизель-электрическая, 2×1,52 МВт
Двигатели	2 азимутальные ДРК со встроенными электродвигателями мощностью по 3,2 МВт	1 ВРК с ВФШ в насадке мощностью 1,85 МВт
Скорость, уз	15	12
Дальность плавания, миль	14000	5000
Автономность, сут.	60	40
Количество/площадь лабораторных помещений, ед./м ²	12/430 + 4 контейнерные лаборатории	8/330 + 4 контейнерные лаборатории
Площадь кормовой рабочей палубы, м ²	500	250
Численность экипажа, чел.	39	20
Численность спецперсонала, чел.	40	20

обследования и маркировки затонувших объектов, взаимодействия с ВМФ в части освещения подводной обстановки, обслуживания подводного нефтепромыслового оборудования, инспекции и ремонта подводных частей морских сооружений. Класс PC – KM Ⓢ Arc6 [1] AUT1-ICS OMBO DYNPOS-1 EPP ECO-S HELIDECK-F Special purpose ship.

РИС. 16. Многоцелевое НИС для Арктики пр.21550 (МЦНИС)



Перспективные проекты

В 2016 году Крыловским ГНЦ разработан ряд инициативных проектов в рамках участия в рабочих группах Росрыболовства и Департамента судостроительной промышленности и морской техники Минпромторга России. В частности, разработаны перспективные концептуальные проекты НИС высокого класса:

- инновационное крупнотоннажное НИС, предназначенное для проведения комплексных рыбохозяйственных и океанографических

исследований в открытых районах Мирового океана, включая Арктические и Антарктические воды (НИС-РР) (рисунок 17);

- сейсморазведочное НИС, предназначенное для выполнения сейсморазведочных работ по 3D технологии с использованием буксируемых сейсмококов, а также комплексных сопутствующих геолого-геофизических, метеорологических и экологических исследований с целью поиска и разведки месторождений нефти и газа, в том числе на арктическом шельфе (рисунок 18).

Нужно отметить, что ежегодно научно-исследовательские суда Росрыболовства обследуют огромные акватории: от Шпицбергена до Западной Африки и от Чукотского до Японского морей. Работы ведутся в пределах исключительных экономических зон России и других стран, в том числе США, Марокко, Мавритании, Гвинеи-Биссау, Японии и Норвегии, а также в открытых водах Мирового океана. При этом существующие российские рыбохозяйственные научно-исследовательские суда, хотя и оснащены современным исследовательским оборудованием, морально и физически устарели: их возраст приближается к 30 годам. Запланированная реновация существующих судов не позволяет обеспечить расширение ресурсной базы отечественного рыболовства и удовлетворить потребностям российских добывающих компаний. Кроме того, все страны, занимающие передовые позиции в рыболовстве, провели с 1996 года уже три волны обновления научно-исследовательского флота, и, пользуясь своим техническим превосходством, ставят под сомнение научные результаты российских ученых при осуществлении международных проектов и исследованиях совместных запасов водных биологических ресурсов. Применение новых перспективных научно-исследовательских судов на уровне последних достижений мирового рыболовного

и океанографического флотов, которые по своему техническому оснащению не будут уступать современным зарубежным аналогам, позволит дополнительно рекомендовать к вылову России и прилегающих водах в ближайшие годы не менее 400 тыс. тонн различных видов водных биоресурсов, а с учетом расширения российского присутствия в конвенционных районах – до 600–700 тыс. тонн.

Новое крупнотоннажное рыбопромысловое НИС предназначено для выполнения комплексных океанографических и рыбохозяйственных исследований, изучения условий формирования биологической и промысловой продуктивности вод, оценки состояния и характера распределения кормовой базы, освоения новых рыбопоисковых методов и приборов, проведения тралово-акустических съемок (с учетом рекомендаций Международного совета по исследованию моря ICES-209 и требований и Правил DNV на класс судна «SILENT-R» по шумности энергоустановки и пропульсивного комплекса для скоростей хода до 11 узлов), а также лова рыбы в научно-исследовательских целях донным и пелагическим тралами, в том числе проведения экспериментальных работ с нетраловыми орудиями лова.

Важной особенностью проекта нового судна, помимо высоких требований по шумности, является также его способность выполнять свои функции в арктических и антарктических морях (судно спроектировано на ледовый класс Arc4, район плавания – неограниченный). На его борту предусмотрено размещение многофункционального лабораторного, научно-технического, рыбопромыслового и рыбоперерабатывающего комплексов, беспилотного летательного аппарата. В качестве пропульсивного комплекса, на судне предполагается использовать двухвальную дизель-электрическую малошумную установку, основные механизмы которой, что особенно актуально в контексте импортозамещения, предполагаются к изготовлению на российских предприятиях.

В ходе работы над проектом были использованы уникальные технологии проектирования Крыловского ГНЦ, в частности создана виброакустическая модель судна, обеспечивающая оптимальное размещение оборудования, и выполнена оптимизация формы корпуса исходя из условий работы двигателей и гидроакустической станции на корпусе судна.

Основные характеристики НИС-РР:

Класс PC – KM Ⓢ Arc4 [1] AUT1-ICS OMBO DYNPOS-1 (REF) EPP ECO Special purpose ship. (Судно соответствует рекомендациям по шумности ICES-209 и требованиям DNV-GL «SILENT-R»)	
Длина наибольшая	85,5 м
Ширина наибольшая	16,5 м
Осадка	7,2 м
Водоизмещение полное	5300 т
Скорость полного хода	15 уз.
Скорость хода при тралении	11 уз.
Тяга судна при скорости 6 уз.	30 тс
Численность научной группы	30 чел.
Экипаж	23 чел.

РИС. 17. Рыбопромысловое НИС (НИС-РР)



Сейсморазведочные работы на углеводороды на российском шельфе в настоящее время выполняют в основном коммерческие организации по заказу ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть», привлекая как отечественные, так и зарубежные специализированные компании. Крупнейшей морской геофизической компанией в России является ОАО «Севморнефтегеофизика» (г. Мурманск), предоставляющее широкий спектр морских геофизических услуг, включая морские сейсмические исследования 2D и 3D, радионавигационное обеспечение, цифровую обработку и комплексную интерпретацию сейсмических данных. Сегодня геолого-геофизическая база данных предприятия представляет собой 90% всех имеющихся современных геолого-геофизических данных по шельфу российской Арктики.

Флот отечественных сейсморазведочных судов состоит из 15 единиц, из которых 4 судна выполняют работы по 3D технологии, 11 судов выполняют работы по 2D технологии. Средний возраст судов составляет 28 лет. Часть судов прошли модернизацию с заменой научно-исследовательского и аналитического оборудования. В составе флота находятся также два мелководных научно-исследовательских судна – НИС «Профессор Рябинкин» и НИС-катамаран «Искатель-5», которые могут работать как на глубокой воде, так и на мелководье. В 2011 г. ПАО «Совкомфлот» было приобретено в Норвегии на условиях бербоут-чартера НИС типа X-Bow «Вячеслав Тихонов» ледового класса 1A DNV, выполняющее сейсморазведку по технологии 3D с использованием 8-ми сейсмококов.

В перспективе ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть» планируют приобретение собственных сейсморазведочных судов. Важно отметить, что отечественного оборудования для сейсморазведочных работ, соответствующего мировому уровню, в настоящее время не имеется, но работы в этом направлении ведутся в рамках Государственной программы Российской Федерации «Развитие судостроения и техники для освоения шельфовых месторождений на 2013–2030 годы».

Министерство природных ресурсов РФ также обосновало необходимость строительства 2 сейсморазведочных судов, о чем докладывало президенту РФ В.В. Путину и получило его одобрение.

Учитывая эти обстоятельства, Крыловским ГНЦ выполнена проектная проработка перспективного сейсморазведочного судна предназначенного для

выполнения сейсморазведочные работы 3D технологии, а также комплексные сопутствующие геолого-геофизические исследования с целью поиска и разведки месторождений нефти и газа, в том числе на арктическом шельфе.

Основные характеристики сейсморазведочного НИС:

Класс PC – KM Arc5 [1] AUT1 OMBO EPP ECO-S BWM SDS<12 Special rigrose ship. Район плавания – неограниченный, включая плавание в ледовых условиях арктических морей в летне-осенний период в соответствии с классом ледовых усилений

Длина	ок. 110 м
Ширина	ок. 25 / 28 м
Осадка	ок. 8 м
Мощность энергетической установки	ок. 18 500 кВт
Мощность пропульсивной установки	2x6000 кВт
Количество точек буксировки сейсмококс	16 шт
Оборудование сейсмической разведки	16 сейсмококс по 10 км
Тяга при тралении	ок. 130 тс
Скорость траления	ок. 5 уз.
Скорость экономического хода	ок. 14 уз.

РИС. 18. Сейсморазведочное НИС



«Вторая жизнь»

Помимо работ над новыми проектами судов круг компетенций Крыловского ГНЦ включает в себя разработку проектов переоборудования, модернизации и реконструкции, а также продление срока службы судов различного назначения. Так в 2016 году ЦКБ «Балтсудопроект» выполнило:

- проект реконструкции НИС «Профессор Логачёв» пр. 12883М (рисунок 19), позволивший, при сохранении основного назначения НИС, расширить его исследовательские возможности за счет обеспечения использования более тяжеловесных и габаритных средств пробоотбора, подводных аппаратов, расположения новых лабораторий, усовершенствования движительного комплекса, установки более современной акустической системы;
- проект модернизации судна измерительного комплекса «Маршал Крылов» пр. 19141 (рисунок 20), в соответствии с которым на судно установлены национальные информационно-измерительные средства, проводится авторский надзор модернизации и техническое сопровождение ремонта.

РИС. 19. НИС «Профессор Логачёв» пр.12883М



РИС. 20. Судно измерительного комплекса «Маршал Крылов» пр.19141



Особенности современного проектирования

При разработке проектов использованы прогрессивные методы с применением специализированных систем автоматизированного проектирования, в которых разрабатывается трехмерная параметризованная модель судна, что позволяет сократить сроки проектирования и избежать многих ошибок, возникающих при выпуске документации. Модель содержит информацию о геометрии, материалах, зонах обслуживания оборудования и массу другой необходимой информации. Модель разрабатывается параллельно специалистами различных специализаций, фактически в онлайн режиме ведется виртуальное строительство судна.

Для трехмерного проектирования используются САПР AVEVA Marine и Nupras-Cadmatic, расчеты прочности выполняются в среде Ansys, используются специализированные программы для сглаживания поверхности корпуса судна, расчетов параметров ходкости, мореходности и др. При этом широко используются возможности Крыловского ГНЦ в проведении различных испытаний, что позволяет оптимизировать судно в соответствии с его назначением, обеспечить рациональный выбор энергетической установки, движительного комплекса и судового оборудования.

Огромный накопленный опыт и созданный научно-технический задел в области проектирования НИС различного назначения позволяет Крыловскому ГНЦ принимать активное участие в возрождении отечественного научно-исследовательского флота. ●

KEY WORDS: World ocean, Arctic, seismic surveys and hydrocarbon production, shipbuilding

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

А.Кудрин: Россия слезает с нефтегазовой иглы

14 мая 2007 г. Экономический рост в ближайшие три года будет достигаться не за счет нефтегазовых отраслей, заявил глава Минфина А. Кудрин и пояснил, что разделение



доходов бюджета на нефтегазовые и ненефтегазовые, а также законодательное определение объема использования нефтегазовых доходов – «это полностью работает на уменьшение зависимости от нефтегазовых доходов».

• Комментарий Neftegaz.RU

Для того, чтобы государство и добывающие компании смогли адаптироваться к падению цен на нефть с 1 января 2015 г. был введен налоговый маневр. Он предусматривает снижение экспортных пошлин на нефть до 30% в 2017 г. с нынешних 42%, с параллельным ростом ставки НДС на нефть до 919 руб./т в 2017 г. с 857 руб./т в 2016 г. Предполагается, что за счет НДС в 2017 г. в федеральный бюджет сможет получить 150 млрд руб., за счет поднятия ставок акцизов – 50 млрд руб.

Эстония преграждает России путь в ВТО?

Похоже, что России может аукнуться антиэстонская истерия в СМИ, да так, что Г. Грефу снова придется переносить сроки вступления в ВТО. 4 мая 2007 г. стало известно, что государства-члены ЕС могут вынести В. Путину предупреждение, что членство в ВТО не может быть предоставлено при имеющихся двусторонних торговых разногласиях.

• Комментарий Neftegaz.RU

Одна из основных целей присоединения нашей страны к ВТО – открытие новых рынков. Но нужны ли они на таких условиях, и по зубам ли они российским компаниям?



Если российские компании неконкурентоспособны, то рано или поздно они потеряют и старые рынки. Уже 5 лет Россия является членом ВТО и сегодня очевидно, что главный минус для российских производителей – это еще большее снижение конкурентоспособности, из-за удорожания энергоресурсов и ослабление тарифной защиты импортеров. ●

АТАМАН
www.atamanguns.ru

**ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ
АКСЕССУАРЫ**

НОВИНКИ

ООО «МЗВО»
+7 (495) 9847629

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СЕТКИ СКВАЖИН НА НАЧАЛО ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СИСТЕМЫ ВНУТРИКОНТУРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ. ПОКАЗАНО РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ ОТ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН К ДОБЫВАЮЩИМ ПРИ ОПРЕДЕЛЕННОЙ РАССТАНОВКЕ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТОЧЕЧНОЙ СЕТКИ

В СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СЕТКИ СКВАЖИН НА НАЧАЛО ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СИСТЕМЫ ВНУТРИКОНТУРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ. ПОКАЗАНО РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ ОТ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН К ДОБЫВАЮЩИМ ПРИ ОПРЕДЕЛЕННОЙ РАССТАНОВКЕ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТОЧЕЧНОЙ СЕТКИ

THE ARTICLE PROVIDES AN ASSESSMENT OF THE IMPACT OF WELL PATTERN AT THE BEGINNING OF IRRIGATION WELL PRODUCTION USING CONTOUR WATERFLOODING SYSTEM. THE DISTRIBUTION OF THE FILTRATION FLOWS FROM THE INJECTION WELLS TO PRODUCTION WELLS AT A CERTAIN ALIGNMENT USING DOT GRID

Ключевые слова: сетка скважин, внутриконтурное заводнение, фильтрационный поток, управление заводнением, обводненность, трассерные исследования.

Владимир Андреевич Васильев,
к.т.н., доцент

Александр Сергеевич Николайченко,
старший преподаватель

Татьяна Александровна Гунькина,
к.т.н., доцент

Борис Федорович Галай,
д.г.-м.н., профессор

Владимир Сидорович Левченко,
начальник отдела промышленной геофизики и гидродинамических исследований скважин

Максим Юрьевич Федорчук,
научный сотрудник ООО «Лукойл Инжиниринг», «ВолгоградНИПИморнефть»

При построении и уточнении постоянно действующей геолого-технологической модели разработки нефтяного месторождения используют различные виды исследования продуктивного пласта: анализ керна, геофизические, гидродинамические, индикаторные и др.

В работе [1] приводятся результаты использования индикаторных исследований для учета в гидродинамической модели слоистости пласта.

В работе [2] рассматривается опыт ОАО «ЛУКОЙЛ» по разработке и реализации единой системы планирования, приемки, документирования, контроля качества проведения работ и по оценке достоверности результатов интерпретации, формирования баз данных гидродинамических и трассерных исследований. Внедрение этой системы позволяет повысить качество исходного материала при уточнении постоянно действующей геолого-технологической модели.

Использование индикаторов предпринимались различными исследователями нефтяных месторождений Северного Кавказа, Белоруссии, Татарии, Самарской, Пермской, Тюменской областей и т.п. В основном решались задачи прослеживания фильтрационных потоков между скважинами, установления

(определения) истинных скоростей и направлений движения пластовых жидкостей и нагнетаемой в залежь воды, установления (оценки) коллекторских свойств пласта в условиях его естественного залегания и т.п. Наиболее часто трассерные исследования использовались для определения осредненных значений фильтрационных параметров пластов на участках между нагнетательными и добывающими скважинами. При этом устанавливалось наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между зобоями исследуемых скважин, средние значения гидропроводности и пьезопроводности пласта [7,8,9].

В отчете [3] изложены долготлетние и объемные исследования системы заводнения нефтяного месторождения с использованием методов гидропрослушивания, гидродинамических исследований и трассерных исследований пласта-коллектора.

Цели исследования определяются видами принятых исследований.

Гидродинамические исследования:

- при установившейся фильтрации при отборе и закачке;
- при неустановившейся фильтрации при остановке добывающих и нагнетательных скважин.

Гидропрослушивание:

- создание импульса давления путем изменения объема закачки воды в нагнетательных скважинах с регистрацией импульса давления в работающих добывающих скважинах;
- опытная закачка воды с регистрацией импульса давления в остановленных добывающих скважинах;
- опытная закачка воды в нагнетательную скважину отдельной пачки продуктивного пласта с регистрацией импульса давления в добывающих скважинах той же пачки.

Трассирование:

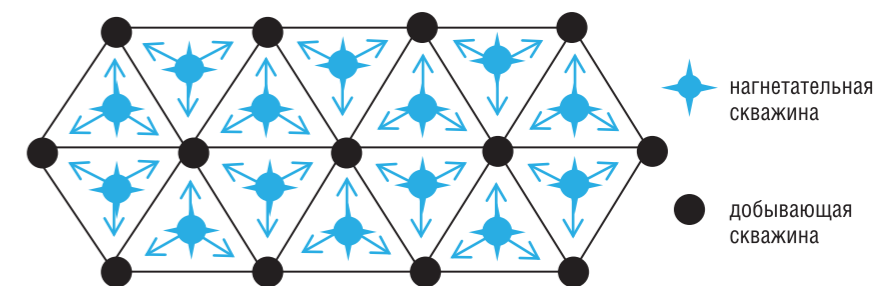
- использование одного типа индикатора, закачиваемого в одну нагнетательную скважину;
- использование нескольких типов индикаторов, закачиваемых и различные нагнетательные скважины.

Используются также теоретические модели фильтрации при заводнении.

В работе [4] рассматриваются различные геометрические варианты фильтрационных потоков. Оценивается доля приемистости, площади и запасов нефти участка нагнетательной скважины и доля продуктивности, площади и запасов нефти участка добывающей скважины.

В работе [5] для анализа системы заводнения используется метод

РИС. 1. Четырехточечная расстановка скважин при расположении одной нагнетательной скважины внутри треугольника из добывающих



линий тока с использованием симулятора Frontsim. Задача решается путем снижения объема закачки или остановки нагнетательной скважины и оценки степени снижения добычи в добывающих скважинах.

В работе [6] предлагается при изучении геолого – геофизических коллекторов использовать метод удельных электрических сопротивлений (УЭС). Метод УЭС позволяет обосновать и изменить приемистость скважин по зонам продуктивного пласта с разной фобностью горной породы.

Цели исследования продуктивного пласта зависят от разработки месторождения.

При проектировании необходимо иметь информацию о фильтрационно-емкостных свойствах продуктивного пласта по площади и по разрезу.

При эксплуатации месторождения с применением системы заводнения:

- выявить гидравлическую взаимосвязь между отдельными пластами и пропластками разреза;
- установить прерывистость, вид и степень макронеоднородности продуктивных пластов;
- проверить экранирующее действие тектонических нарушений;
- определить истинные скорости и направление движения пластовых флюидов и нагнетаемой воды;
- проверить взаимодействие между отдельными участками залежи и скважинами;
- выявить тип горной породы – гидрофобная или гидрофильная.

С позиции оценки начала обводненности добывающих скважин при различных системах разработки с заводнением, большой

интерес представляет начало поступления воды в добывающую скважину и необходимые технологии ограничения водопритоков.

При внутриконтурном заводнении используют различные сетки скважин:

- точечные сетки скважин (четырёх-, пяти-, семи-, девяти-, одиннадцати-, двенадцатиточечные);
- линейные галереи (рядная, шахматная расстановка скважин);
- круговые батареи;
- а также избирательное заводнение.

Точечная сетка скважин является вариантом линейных галерей с различным расположением линий добывающих и нагнетательных скважин.

При выборе сетки скважин необходимо учитывать детали геологического строения продуктивного горизонта для обеспечения максимальной интенсификации разработки и уменьшения влияния зональной неоднородности на нефтеизвлечение.

Для решения задачи первоочередности поступления воды в скважину необходимо использовать данные трассирования и контроля обводненности скважинной продукции.

Схемы четырехточечного размещения скважин имеют два варианта:

- добывающие скважины размещаются по вершинам, а нагнетательная скважина – в центре равностороннего треугольника (рисунок 1);
- нагнетательные скважины размещаются по вершинам, а добывающая скважина – в центре равностороннего треугольника (рисунок 2).

УДК 622.276



РИС. 2. Четырехточечная расстановка скважин при расположении одной добывающей скважины внутри треугольника из нагнетательных

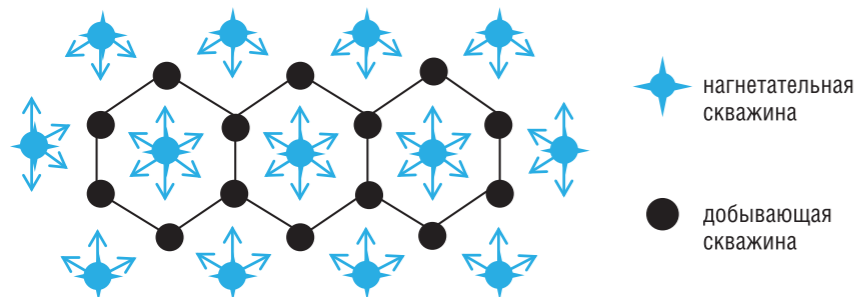


Схема расстановки нагнетательных и добывающих скважин зависит от литологической неоднородности продуктивного пласта и, соответственно, от продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин.

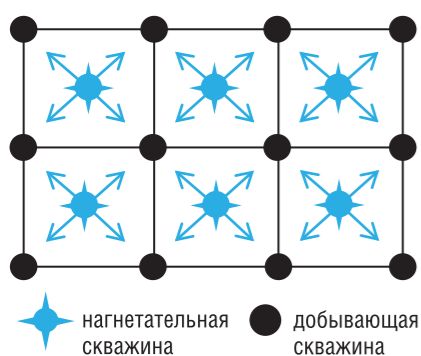
По рисунку 1 к одной добывающей скважине идут фильтрационные потоки от шести нагнетательных скважин, необходимо оценить из какой нагнетательной скважины поступает вода в добывающую скважину. Для этого необходимо провести закачку трассеров во все шесть нагнетательных скважин.

По рисунку 2 от одной нагнетательной скважины идут фильтрационные потоки к шести добывающим скважинам. Необходимо оценить какая добывающая скважина начнет обводняться в первую очередь. Для этого необходимо провести закачку трассеров в одну нагнетательную скважину.

Таким образом, с позиции сокращения затрат по управлению добывающими и нагнетательными скважинами для четырехточечной системы разработки при планировании трассерных исследований наименее затратной является схема по рисунку 2.

Вторая задача, требующая рассмотрения, относится к

РИС. 3. Пятиточечная расстановка скважин



управлению системой заводнения на этапе обводнения всех добывающих скважин. В этом случае добывающая скважина, имеющая максимальное значение обводненности, обводнилась в первую очередь. Следовательно, мероприятия по трассированию необходимо проводить также по схеме на рисунке 2.

Рассмотрим более распространенную, пятиточечную, систему заводнения (рисунки 3).

При пятиточечной системе заводнения расположение добывающих и нагнетательных скважин имеют зеркальное отображение. Это либо одна нагнетательная скважина в окружении четырех добывающих скважин, либо одна добывающая в окружении четырех нагнетательных.

В этом случае реализуется все варианты управления заводнением. При контроле обводненности добывающих скважин на первом этапе заводнения можно установить первоочередность обводнения продукцией одной из скважин, а затем, проведя трассирование в четырех окружающих нагнетательных скважинах, выявить направление поступления воды в эту добывающую скважину. На втором этапе, когда все добывающие скважины дают обводненную продукцию, выявляется скважина с наибольшей обводненностью и повторяется предыдущая операция трассирования. Таким образом, при пятиточечной системе заводнения операция трассирования выполняется по четырем нагнетательным скважинам. Следовательно, при пятиточечной расстановке скважин трассирование проводится вне зависимости от однородности пласта-коллектора.

При семиточечной системе заводнения трассирование проводится аналогично

четырехточечной системе заводнения. Подобные аналогии можно выявить и для других вариаций точечных систем заводнения.

Более сложная задача ставится при неравномерной сетке скважин. В этом случае для трассирования необходимо выбирать аналогичные процедуры управления заводнением при равномерной сетке скважин.

В любом случае, следует правильно выбирать схему трассерных исследований, чтобы получить наиболее достоверную информацию. ●

Литература

1. Антонов О.Г. Использование данных индикаторных исследований при создании постоянно действующей геолого-технологической модели / О.Г. Антонов, А.В. Насыбуллин, А.В. Лифантьев, А.Р. Рахманов // «Нефтяное хозяйство» – №7 – 2013 г. – с. 40–42.
2. Санников, В.А. Мониторинг гидродинамических и трассерных исследований / В.А. Санников, В.И. Курочкин, М.В. Чертенков // «Нефтяное хозяйство» – №7 – 2013 г. – с. 104–107.
3. Левченко В.С., Воронцова И.В., Анисимов Л.А.. «Определение направления фильтрации закачиваемого агента на ранней стадии заводнения Южно-Хыльчужского месторождения с помощью индикаторов-трассеров». Отчет по договору 169/2009-87/09 от 01.10.2009 г. // Левченко В.С., Воронцова И.В., Анисимов Л.А. – Волгоград: ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». – 2010 г – 169 с.
4. Лысенко, В.Д. Геометрическая неравномерность вытеснения нефти (Геометрические соображения при построении адресной детерминированной математической модели разработки нефтяной залежи) / В.Д. Лысенко // «Нефтепромысловое дело» – №7 – 2001 г. – с. 5–7;
5. Кайгородов С. В., Кашапова Э. Р., Кишин В. Т., Павлова С. А. Оптимизация системы заводнения на месторождении на поздней стадии разработки с помощью модели линий тока // материалы XII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» / Геленджик, 2012 г.
6. Соболева Е.В. Анализ геолого-геофизических характеристик терригенных коллекторов при прогнозе приемистости скважин месторождений Соликамской депрессии / Е.В. Соболева, А.А. Ефимов, С.В. Галкин // «Нефтяное хозяйство» – №6 – 2014 г. – с. 20–22.
7. О методике контроля закачки воды с помощью флуоресцентных трассеров-маркеров на месторождении Каракудук / Анисимов Л.А., Киляков В.Н., Воронцова И.В. и др. Вопросы освоения нефтегазовых бассейнов. Сборник статей, ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», вып.67, 2008, С. 200-208
8. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазовых пластов. – М.: Недра, 1986. – 157 с.
9. Хозяинов М.С., Чернокожев Д.А. Компьютерное моделирование фильтрации меченой жидкости с целью уточнения геологической модели эксплуатируемого нефтяного пласта // Каротажник. – 2004. – № 3-4 (116-117). – С. 293–294.

KEY WORDS: grid, contour flooding, seepage flow, control of water flooding, water cut, tracer tests.

«КТО ТОРГУЕТ, ТОТ НЕ ВОЮЕТ»

О важности стратегического партнерства в вопросе повышения геополитической безопасности

СЕГОДНЯ ОТ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ПРОЕКТОВ, КОТОРЫЕ РЕАЛИЗУЮТСЯ РОССИЙСКИМИ КОМПАНИЯМИ СОВМЕСТНО С МНОГООЧИСЛЕННЫМИ ПАРТНЕРАМИ, ЗАВИСИТ МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. О ТОМ, КАКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОИСХОДЯТ В ОТРАСЛИ И КАК ОЦЕНИВАЮТ ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ РАЗВИТИЯ ПРЕДСТАВИТЕЛИ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ ВЛАСТИ, РАССКАЗЫВАЕТ ДЕПУТАТ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ДУМЫ РФ, ПРЕДСЕДАТЕЛЬ КОМИТЕТА ГД ПО ЭНЕРГЕТИКЕ ПАВЕЛ ЗАВАЛЬНЫЙ

NOWADAYS THE WORLD ENERGY SECURITY DEPENDS ON THE DEVELOPMENT OF RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY AS WELL AS ON PROJECTS REALIZED BY RUSSIAN COMPANIES IN COOPERATION WITH NUMEROUS PARTNERS. THE STATE DUMA DEPUTY OF RF, CHAIRMAN OF THE STATE DUMA COMMITTEE OF ENERGY PAVEL ZAVALNY TELLS ABOUT CHANGES TAKING PLACE IN THE INDUSTRY AND ABOUT THE ESTIMATIONS OF ITS DEVELOPMENT PROSPECTS BY LEGISLATIVE OFFICERS

Ключевые слова: импортозамещение, выставки, международное сотрудничество, топливно-энергетический комплекс, энергодиалог.

– В конце декабря 2016 г. президент России В.В. Путин дал старт поставкам газа на Крымский п-ов по новому МГП Краснодарский край – Крым, 18 января 2017 г. запустил работу газопровода Бованенково – Ухта-2, нефтепроводов Заполярье – Пурпе и Куямба – Тайшет. В январе Госдума ратифицировала подписанное главами государств соглашение по проекту «Турецкий поток». О чем говорит такое количество проектов? Как они меняют карту нефтегазовой отрасли России и мира?

– Все эти проекты говорят о том, что отрасль динамично развивается несмотря ни на какие трудности. Развитие ее идет в целом в рамках пока еще действующей Энергостратегии 2030. Но эта стратегия уже теряет актуальность – по некоторым целевым показателям мы ее выполнили и даже перевыполнили. К тому же экономическая ситуация и в мире, и в нашей стране быстро меняется. Соответственно, меняются ситуация и задачи ТЭК. Сегодня уже подготовлен проект Энергостратегии 2035, где определены основные приоритеты развития отрасли на ближайшие

20 лет. Проекты, которые сейчас реализуются, по своей сути реализуются уже в рамках этой, пока не утвержденной официально, Стратегии.

Обеспечение энергобезопасности Крыма – важнейший проект. Вы знаете, что раньше Крым обеспечивался энергией с материка, с территории Украины поставлялись тысячи мегаватт мощности, а сегодня оттуда не поставляется ничего. Поэтому проблему энергобезопасности Крыма Россия должна была срочно решить – ускоренно развивать там электроэнергетику, как мобильную передвижную электроэнергетику, так и стационарные электростанции, они сейчас строятся. Кроме этого, построен энергомот на 800 МВт мощности, газопровод. Сегодня в Крыму есть собственная газодобыча порядка 1,8 млрд м³ в год, а потребность составляет уже более 2,2 млрд м³ в год. Этот газопровод будет обеспечивать не только текущую потребность в газе, но и перспективные потребности, включая газификацию населенных пунктов и газоснабжение, как для будущей промышленности, так и для будущей энергетики.



Павел Николаевич Завальный, Председатель Комитета Государственной Думы ФС РФ по энергетике

Планируемое потребление составит порядка 4 млрд м³ газа в год. Таким образом, в ближайшее время будет обеспечен необходимый уровень энергобезопасности Крыма.

Если говорить о строительстве газопровода Бованенково – Ухта-2, то это уже второй газопровод с полуострова Ямал. Бованенковское месторождение находится в стадии разработки, там уже построено три промысла. Проектная производительность этого месторождения – 115 млрд м³ газа. Два газопровода обеспечивают вывод газа в объеме 67,5 млрд м³ в год. Это достигнутая добыча газа на месторождении Бованенково на данный момент.

По сути, на полуострове Ямал формируется новый регион газодобычи. На территории Надым-Пур-Тазовского района практически все месторождения находятся в состоянии падающей добычи. Задачи нового газопромыслового района – не только обеспечить текущий объем спроса на внутреннем рынке – он в последние годы практически не растет, но и экспортные поставки газа в Европу. Именно полуостров Ямал – ресурсная база для поставки газа в Европу по газопроводу «Северный поток 2».

Проводится работа и по диверсификации экспорта. Существует перспективный рост спроса на углеводороды (нефть и газ) со стороны стран Азиатско-Тихоокеанского региона, поэтому мы создаем добычную базу в Восточной Сибири, разрабатывая Ковыкту и Чаюнду, шельф Сахалина, под поставки трубного газа в Китай и другие страны АТР.

Еще одно направление диверсификации – расширение проектов СПГ. На Дальнем Востоке, где сегодня действует единственный в стране завод СПГ, проект Сахалин-2, речь идет о расширении его производительности до 15 млн тонн в год. Планируется реализация проекта «Дальневосточный СПГ», который «Роснефть» планирует построить со своими партнерами с целью монетизации добываемого газа по проекту Сахалин-1. Инвестиционные решения по этим проектам должны приниматься в ближайшее время.



Активно идет реализация проекта Ямал-СПГ. Другого способа эффективной монетизации газа в этом регионе, кроме как превратить его в СПГ и доставить до потребителя на мировой рынок, по большому счету, нет.

Если говорить про «Турецкий поток», то первая ветка – это удовлетворение спроса со стороны Турции, где сегодня общее потребление газа из России составляет 26 млрд м³ в год, а вторая и последующие нитки – на обеспечение спроса на газ со стороны Восточной, Южной и Центральной Европы. Это будет надежный канал поставок в рамках действующих ранее заключенных контрактов, который позволит не зависеть от Украины, обеспечивать потребности в газе наших европейских партнеров.

– Энергодиалог Россия – ЕС в течение многих лет был одной из важнейших составляющих партнерских взаимоотношений между нами. Сегодня он практически заморожен, хотя все говорят о том, что его возобновление может сыграть важную роль в улучшении отношений в целом. Как Вы оцениваете роль крупнейших нефтегазовых выставок и конгрессов в области восстановления доверия и возврата к стратегическому партнерству в сфере энергетики?

– Действительно, энергодиалог, сотрудничество в области

энергетики – одна из опорных конструкций поддержания конструктивных отношений между Россией и Европой, заложенных еще во времена холодной войны и доказавших свою эффективность. Сегодня официальный энергодиалог на политическом уровне заморожен, но мы стараемся поддерживать контакты с европейскими партнерами всеми возможными средствами, видим и ценим такие же старания с их стороны. Мы используем западные площадки, крупные международные конференции, где уважают русский язык и готовы к конструктивному диалогу, для разъяснения российской позиции, снятия напряженности в вопросах энергоснабжения и энергобезопасности.

Также мы создаем и свои площадки. В июне этого года в Берлине Российское газовое общество, президентом которого я являюсь, будет проводить уже 15-ю по счету Международную конференцию, посвященную перспективе энергетического диалога, российско-европейского сотрудничества в газовой сфере.

Форумы, которые проводятся на территории России, также очень важны для расширения диалога – мы приглашаем представителей бизнеса, отраслевые ассоциации, международных и российских партнеров, чтобы обменяться мнениями, выработать какие-то решения по проблемным вопросам.

Из проходящих в России деловых мероприятий Российский нефтегазовый конгресс является одним из ведущих. Это форум, на котором собирается большое количество участников – более двух тысяч, это очень большая цифра. Мероприятие обеспечивает высокий уровень участия – начиная от министров и руководителей крупных компаний, как российских, так и зарубежных. По сути, RFGC является глобальным форумом и с точки зрения обсуждаемых вопросов, принимаемых решений и резолюций, и с точки зрения контактов между бизнесом и государством.

– Давайте немного поговорим об импортозамещении в нефтегазовой отрасли и локализации производства. Так, например, специалисты холдинга СИБУР провели анализ, выявивший, что от 20 до 60% необходимого импортного промышленного оборудования для отрасли попросту невозможно заместить оборудованием российского производства. Кроме того, речь о полном импортозамещении сейчас не идет – с точки зрения экономики это не самая лучшая стратегия развития, поскольку она ведет к закрытию границ и рынков. Развитие экономики происходит, когда есть взаимная интегрированность и конкуренция. Каково Ваше мнение?

– Импортозамещение – актуальная тема, особенно в нефтяной отрасли, и в меньшей степени – в газовой, поскольку здесь зависимость от импорта низкая, меньше 5%. Больше всего зависимость от импорта наблюдается в нефтедобыче, нефтепереработке и нефтегазохимии – около 40%, а также в части оборудования для производства СПГ. Мы исторически в этом вопросе отставали, в последние десятилетия не ставилось задачи создания собственной индустрии для глубокой переработки углеводородов, производства необходимого оборудования на территории страны. Углеводороды экспортировались, компании получали валютную выручку и необходимое оборудование, техника и технологии закупались у иностранных партнеров. Это

был взаимовыгодный обмен. Однако сегодня в условиях западных санкций это стало невозможно. Кроме того, гораздо выгоднее создавать собственное оборудование и технологии, производить конечный продукт, а не только продавать нефть и газ в сыром виде. Чем больше производится оборудования и перерабатывается сырьё на территории страны, тем эффективнее работает экономика, создается добавленная стоимость, тем больше рабочих мест и больше налогов остается в стране. Увеличивается продуктовая диверсификация экспорта, в этот процесс вовлекается больше стран-участниц, поскольку трубный газ можно только через трубопровод подавать на экспорт, а продукты переработки, например, полимеры – везти и кораблем, и на машине, и по железной дороге, и самолетом, и получать от этого максимальную выгоду.

Теперь приходится догонять в развитии этих отраслей, а из-за санкций – в ускоренном режиме нарабатывать свою технику и технологии. Работа идет, многие вопросы уже решены или решаются. Пройдет не так много времени, и мы освоим необходимые технологии, у нас для этого есть в стране и человеческий потенциал, и научный, и производственный, а сегодня еще и высокий уровень мотивации – санкции, попытка «сдержать» нашу промышленность. Нас на самом деле очень хорошо мотивировали. Но я говорю нашим западным коллегам – то, что не убивает, делает нас сильнее. Они соглашались. Чем дольше будут продолжаться санкции, тем больше мы успеем сделать.

Очень хороший пример – наше сельское хозяйство. Рост производства за последние годы составил 4%. В итоге к 2020 году полностью обеспечим себя продовольствием и решим важнейшую для страны проблему продовольственной безопасности.

– Может ли помочь нам в стратегическом плане пример Китая, у которого до недавнего времени не существовало техники и технологии для нефтегазового комплекса и который преодолел зависимость от импорта

посредством локализации на своей территории производств международных компаний?

– Надо сказать, что развитие китайской нефтегазовой промышленности обусловлено общей стратегией развития страны. Китай действовал по двум направлениям: либо создавались условия для импорта технологий – плюс дешевая рабочая сила, благоприятные условия, налоговые преференции, либо технологии и оборудование просто копировали – разбирали готовое на винтики и создавали свой продукт, по качеству хуже, но более дешевый.

Нам китайский опыт не совсем подходит, мы можем сами разрабатывать технологии, привлекать инвесторов и локализовать производство, самим производить.

– Что более перспективно – работать самостоятельно или в партнерстве?

– Мы бы хотели, чтобы производство необходимого оборудования, использования технологий, реализация проектов и по добыче, и по глубокой переработке углеводородов реализовывались совместно с нашими западными и восточными партнерами, с основными потребителями этой продукции. Задача номер один – обеспечить страну, задача номер два, учитывая, что у нас есть ресурсы и сырьё, – перерабатывать и поставлять конечный продукт на мировые рынки. И мы готовы это делать, как я уже сказал, совместно с нашими иностранными партнерами – инвестировать в производство, обмениваться технологиями, строить заводы с разным уровнем локализации, но не менее 50%.

Всем входящим на российский рынок мы предлагаем долгосрочное стратегическое партнерство, с тем чтобы совместно разрабатывать месторождения и участвовать в цепочке создания стоимости конечного продукта. Это повышает безопасность не только энергетическую, но и геополитическую – кто торгует, тот не воюет. ●

KEY WORDS: *import substitution, exhibitions, international cooperation, fuel and energy complex, the energy dialogue.*

НЕФТЕГАЗ-2017



В Москве прошла выставка Нефтегаз-2017. Работу главной нефтегазовой площадки традиционно запустили представители отраслевых министерств и ведомств. С приветственным словом к участникам мероприятия обратился заместитель министра энергетики К. Молодцов, вице-президент Торгово-промышленной палаты РФ В. Дмитриев, президент Союза нефтегазопромышленников Г. Шмаль, президент Союза химиков В. Иванов и другие представители отрасли.

Эти слова подтвердили экспозиции выставки. В этом году компании-производители с гордостью демонстрировали новое оборудование, в том числе и весьма габаритное.



К. Молодцов подчеркнул, что основной перспективой каждого дня является взаимодействие компаний в международных проектах и продвижение на мировой арене навыков работы в отрасли, которые, безусловно, есть у российских компаний и которые составляют будущее развитие отрасли. Позитивную направленность отметил в своем выступлении и В. Дмитриев: «В то время, когда на страну и нефтегазовую отрасль наложены санкции – наши нефтяники и газовики демонстрируют отличные темпы внедрения новых технологий».



Не обошлось и без ставших уже традиционными, компактных макетов мега-производств



Помимо высокотехнологичных новинок посетителей радовали и не самые нефтегазовые, но милые экспонаты – пчелка «ВАРК», символизирующая трудолюбие сотрудников компании и медоносность Башкирских лугов, титановый лебедь ВСМПО АВИСМА и розы-великаны «Химмаш Аппарата». А по ковровым дорожкам павильона с посетителями знакомила робот Кики.



«Несмотря на происки врагов, нефтегазовый комплекс не умер, – с оптимизмом заверил, Г. Шмаль, отдельно отметив, что сегодня активно развивается и присутствует на выставке отечественное машиностроение. Подводя итоги года, прошедшего с момента предыдущей выставки, Геннадий Иосифович выделил главные, на его взгляд, события, среди которых основными для нашей страны были такие мега-проекты, как запуск нефтепроводов Куюмба-Тайшет и Заполярье-Пурпе, отмеченные наряду с договоренностью странами ОПЕК о снижении добычи. «Будущее нашей страны и нефтегазового комплекса зависит не от того, сколько нефти мы добываем, а от того, какие технологии при этом применяем».

Без такого сырья, как нефть и газ не может развиваться практически ни одно современное производство. Об этом говорил президент Союза химиков В. Иванов. Он подчеркнул, что работники НГК не подводят сегодня химиков и это выражается в ежегодном приросте химической продукции. ●



Президиум международной энергетической премии «Глобальная энергия»



Е. Колосова



Участники 12 конференции и выставки России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков 2017



А. Дронов, Д. Пасенков



С. Алеко



Bert Firts



В. Харченко



Президиум конференции RSF-2017



П. Лясович



Eddie Madariaga



В. Боровков



С. Романов



В. Жучков



В. Пушкарев



Участник конференции Арктика-2017



I. Barbuta



Участники 21 конференции и выставки России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков 2017



А. Чурилов



Е. Половинкина, Д. Мордовенко

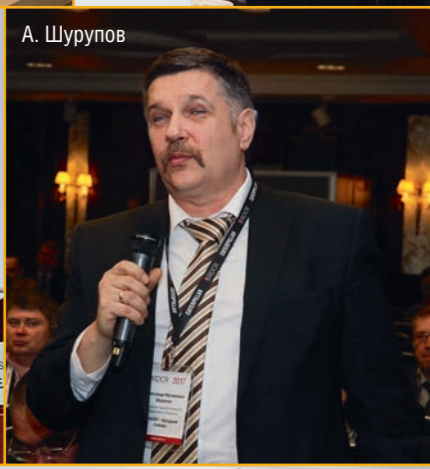


А. Махмотов



A. Gorshteyn, J. Rault

Anna Gorshteyn EXXONMOBIL



А. Шурупов



Бангбосе Джулиус



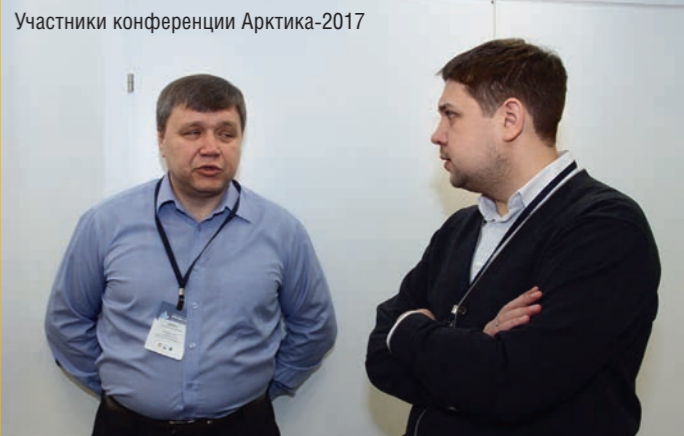
Стенд компании Химмаш Аппарат на выставке Нефтегаз-2017



Д. Зорин



Участники 5-го российского круглого стола по бурению



Участники конференции Арктика-2017

КОСЫ ДЛЯ ЛИНЕЙНЫХ СТАНЦИЙ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9. Датчики прочие



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

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

ПОЛЕВОЙ ТЕСТЕР ГЕОФОНОВ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура

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



Проверяемые параметры геофонов:

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

МИКРОСЕЙСМОКАРОТАЖНАЯ СТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9. Датчики прочие



Назначение:

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

Область применения:

малоглубинные сейсмические исследования в скважине

Состав системы:

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

Основные технические данные зонд сейсмический SGD-SLM/G3:	
Количество каналов регистрации сейсмического сигнала	3
Три встроенных геофона для регистрации сейсмического поля	GS-20DX, GS-20DX-2B
Уровень собственных шумов регистрирующего канала, при $K_u=64$, $T=2$ мс	< 0,08 мкВ
Коэффициент предварительного усиления регистрирующего канала, K_u	1, 2, 4, 8, 16, 32 и 64
Мгновенный динамический диапазон регистрации сигнала	> 130 дБ
Коэффициент подавления входного синфазного сигнала	> 100 дБ
Частотный диапазон регистрируемого сигнала (по уровню минус 3 дБ)	0...206 (413, 826, 1652) Гц
Период квантования регистрируемого сигнала	2, 1, 0,5 и 0,25 мс
Коэффициент нелинейных искажений регистрирующего канала	< 0,0005 %
Количество разрядов АЦП (ADS1282 Texas Instruments)	32 бит
Интерфейс передачи данных	специальный
Максимальная длина кабеля	100 м
Напряжение питания	30 ... 100 В
Максимальная потребляемая мощность	16 Вт
Диаметр скважины	< 150 мм
Время прижима зонда	< 60 с
Усилие прижима	кг
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP68
Диапазон рабочих температур	- 40 ... +85 °С
Габаритные размеры	57 x 630 мм
Масса	5,5 кг

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

ЦИФРОВАЯ ИНЖЕНЕРНАЯ СЕЙСМОСТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Технологическое оборудование

1.3.1.14 Прочее технологическое оборудование



Станция предназначена для производства сейсморазведочных работ методами преломленных и отраженных волн при проведении геолого-геофизических исследований.

Станция состоит из одного или нескольких блоков и персонального компьютера или специализированного блока управления. Каждый блок обеспечивает получение данных с 24-х сейсмических каналов и их предварительную обработку. Количество каналов сейсмостанции определяется количеством применяемых блоков.

Компьютер обеспечивает управление блоками, последующую обработку информации, отображение результатов и подключается к сети через адаптер. Скорость обмена по локальной сети - 10 Мбит/сек.

Передача информации по локальной сети может осуществляться через радио, что обеспечивает возможность дистанционного управления устройствами в сети в радиусе до 100 м. и позволяет оператору находиться в защищенном от внешних климатических условий месте. Обслуживание сейсмостанции производится одним оператором. Конструкция модулей обеспечивает ее надежную эксплуатацию в жестких условиях и в широком диапазоне температур. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Число регистрируемых каналов	2-1024 (24 канала в одном блоке)
Диапазон регистрируемых частот, Гц	5-4000 (8000 по заказу)
Разрядность АЦП	24
Поканальная аттенюация сигнала, дБ	0, 20, 40
Уровень шумов, приведенных ко входу, мкВ	0,25
Наличие синус тест генератора	есть
Контроль сейсмокося	есть
Частота цифрового режекторного фильтра	50, 150, 200, 250
Время регистрации, мсек	до 192, 384, 768, 1536, 3072, 6144
Время задержки регистрации (отсчетов), сек	от -512 до +512
Число отсчетов на канал	до 3072
Число накоплений	до 32000
Управление станцией и обработка информации	с помощью ноутбука или специализированного блока управления
Диапазон температур (кроме ноутбука)	-30° ... +50 °С

БУРОВОЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.9. Генераторы



Буровые установки серии УГБ для ведения геологоразведочных работ.

Гидравлическая трансмиссия позволяет плавно регулировать частоту вращения инструмента без потери крутящего момента.

Буровые установки серии УГБ обладают обширной доп комплектации для реализации всех основных задач бурения.

Технологии бурения:

- ударно-канатное бурение диаметром до 168 мм;
- колонковое бурение «всухую» диаметрами 108-146 мм;
- шнековое бурение сплошным забоем диаметром до 230 мм.

Характеристики УГБ:

- Гидравлическая трансмиссия позволяет производить бесступенчатое регулирование частоты оборотов бурового инструмента с заданным крутящим моментом;
- Отсутствие механических КПП сводит ремонт к замене гидроаппаратуры;
- Высокая скорость движения вращателя позволяет сократить время сбора/разбора буровой колонны. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
артикул	УГБ
привод двигателя	автономный или от двигателя шасси через ком
ход подачи, мм	2200; 3400; 5200
усилие подачи, кгс:	
- вверх	3000/6000/4000/8000
- вниз	1500/3000/8000/4000
частота оборота двигателя, об/мин:	
- I диапазон	10-320
- II диапазон	10-710
крутящий момент, кгсм	410; 700
грузоподъемность лебедки, кгс	1000/3000
тип лебедки	гидроприводная планетарного типа со свободным сбросом
условная глубина бурения, м:	
- шнеками, диаметром 135 мм	40
- шнеками, диаметром 350 мм	12
- с промывкой, диаметром 93 мм	300
- с промывкой, диаметром 151 мм	80
- с пневмоударниками, диаметром до 250 мм	30
- ударно-канатное, диаметром 146 мм	35 - 40



« У нас разведанные запасы нефти и газа на сегодняшний день на срок более 50 лет, и огромный потенциал еще дополнительно углеводородов, который есть на шельфе, в Арктике»

А. Новак



« Россия исходит из того, что в Арктическом регионе нет потенциала для конфликтов»

В. Путин

« Мы должны совместно пользоваться общим богатством. И поэтому очень важно налаживать арктический диалог между всеми заинтересованными сторонами путём переговоров и достижения компромиссов»

Г.Йоханнессон



« Сжигание попутного газа отвечает за одну четверть всего потепления климата, что происходит в Арктике»

С. Ниинисте



« Если бы мы не реализовывали пакет «Роснефти» и соответственно не получали бы пакет от «Роснефтегаза», то нефтегазовые доходы увеличились бы на 194 млрд»

А. Силуанов



« Арктика – это дикое место, нетронутая природа, защищать которую – критически важно для всех нас. И, конечно же, – это ещё и стратегический театр, несущий в себе риск ремилитаризации»

Дж. Катмор



« Для меня вообще странно, как можно было договариваться 50 на 50%. Это очень тяжелая конструкция для работы»

И. Сечин

« Проведения запасов (нефти и газа) не происходит благодаря разведке»

С. Донской



Oris Altimeter Rega Limited Edition

Страсть к авиации – лишь одна из множества точек соприкосновения Rega и ORIS, двух швейцарских независимых компаний. Обе высоко ценят качество, надёжность и точность, а кроме того, традиции, дополненные новаторством, независимость и профессионализм. Результат сотрудничества легендарной часовой компании ORIS и службы воздушной экстренной помощи Rega с собственным флотом из спасательных вертолетов ознаменовал выпуск часов Oris Altimeter Rega Limited Edition.

Новые яркие и brutальные часы – высокотехнологичный инструмент, в них встроен механический барометр с функцией высотомера, который измеряет и показывает атмосферное давление и высоту над уровнем моря. Вместе с автоматическим механизмом часов это образует уникальную комбинацию. Лимитированная серия – 1414 экземпляров, 1414 – это номер телефонного вызова в Швейцарии службы Rega, часы предлагаются в водонепроницаемом кейсе.



Oris Big Crown ProPilot Calibre 111

Мануфактурный калибр Oris 111 гармонично соединен в этих часах с узнаваемым дизайном серии Oris Big Crown ProPilot. Высокофункциональные авиаторские часы оснащены собственным механизмом с ручным заводом, 10-дневным запасом хода и нелинейным указателем запаса хода запатентованной конструкции, указатель даты расположен в окошке около метки «9 часов». Так возникло функциональное трио, никогда ранее не реализовывавшееся в часах.

Многокомпонентный стальной 44-миллиметровый корпус, ободок с рельефной накаткой напоминает турбины реактивного самолёта, сапфировое стекло с просветляющим покрытием, люминесцирующие цифры и стрелки, а нелинейный указатель запаса хода выполнен так, чтобы он был похож на авиационный датчик уровня топлива. Часы предлагаются на тёмно-коричневом ремешке крокодиловой кожи (Луизиана) в деревянной шкатулке.

На правах рекламы

Министерство транспорта РФ
Федеральное агентство морского и речного
транспорта



morspas.com



ФБУ «Морспасслужба Росморречфлота»
125993, Москва, ул. Петровка, д.3/6 стр.2 • +7(495)626-18-08 • info@morspas.com