

ШЕЛЬФ ЮРСКОГО ПЕРИОДА

ИННОВАЦИИ ДЛЯ ШЕЛЬФА ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКОГО БАССЕЙНА







строительство подводно-технических объектов

«Межрегионтрубопроводстрой» – российская 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.

Самый ближний шельф 16 О конкурентоспособности

О конкурентоспособности нефтегазовых проектов арктического шельфа 20





похи	НΓК	8

РОССИЯ Главное

Шельф. Акваториальные запасы	(
Налоговые льготы для геологоразведки шельфа	

10

56

69

События

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

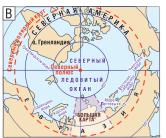
Арктические рубежи	12
Самый ближний шельф	10

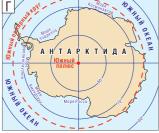
СОДЕРЖАНИЕ

Как «разморозить» арктические проекты?



Стратегия ускоренной геологоразведки Арктики и Антарктики 76





РЫНОК

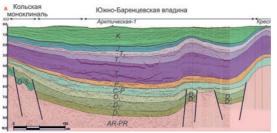
технологий

Россия в заголовках

1 DITTOTA	
О конкурентоспособности нефтегазовых проектов арктического шельфа	20
Состояние и перспективы	
традиционного	
и интеллектуального освоения	
углеводородных ресурсов	27
арктического шельфа	32
Как «разморозить» арктические проекты?	42
Нефтегазовый потенциал	
Анабаро-Ленского	
прогиба	48
_	
Трехмерные	
сейсмоакустические	
наблюдения на акваториях:	
обзор современных	



Шельф юрского периода

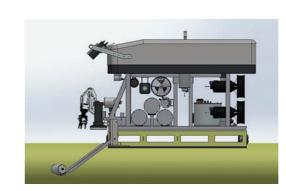


9

Новые методы сейсмоакустического мониторинга

108

Инновации для шельфа



ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Освоение арктического бассейна	70
Стратегия ускоренной геологоразведки Арктики и Антарктики	76
Карбонаты: первоочередной объект для поисков залежей нефти и газа в палеозойских отложениях Арктического	0.4
шельфа России	84
Сейсморазведка в Арктике	92
Календарь событий	95
Шельф юрского периода	96

ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Ключевая задача –	4.0
экспорт технологий	106

DEEPWATER

Новые методы сейсмоакустического мониторинга	108
Многоканальные кинематические фильтры при обработке морских наблюдений Инновации для шельфа	114 120
Хронограф	125

ВЫСТАВКА

)	
«НЕФТЕГАЗ-2017» и Национальный нефтегазовый форум-2017	126
Нефтегаз. Lif e	128
Классификатор	130
Питаты	132

120



1000 лет назад

В XI веке русские мореплаватели вышли в моря Северного Ледовитого океана.

В 1648 году группа мореходов во главе с «торговым человеком» Ф. Поповым и казачьим атаманом С. Дежневым обошла на кочах Чукотский полуостров и вышла в Тихий океан.

143 года назад

С 1874 года начались т.н. Карские экспедиции – плавания на паровых судах через Карское море в устье Оби и Енисея. Норвежский полярный исследователь Ф. Нансен называл Арктику «Страной ледяного ужаса».

В 1899 году по идее С. Макарова в Англии был построен первый в мире мощный ледокол «Ермак», который предполагалось использовать для научных исследований океана до самых высоких

107 лет назад

В 1910 году началась пятилетняя «Гидрографическая экспедиция Северного Ледовитого океана» на ледокольных пароходах «Таймыр» и «Вайгач», которая выполнила детальную гидрографическую опись от м. Дежнева до устья р. Лена и установила навигационные знаки.

47 лет назад

В 1970-х на Аляске была найдена первая нефть.

10 лет назад

В 2007 году из Мурманска стартовала полярная экспедиция «Арктика-2007», которую возглавил А. Чилингаров. Перед участниками ставилась задача детально изучить строение дна океана в приполюсном районе.

3 года назад

В 2014 году отгружена первая партия арктической нефти сорта ARCO (Arctic oil).

год назад

В 2016 году с платформы «Приразломная» был добыт 10-миллионный баррель арктической нефти.

Neftegaz RU

Издательство Neftegaz.RU

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

Лизайн и вепстка Елена Валетова

Корректор Виктор Блохин Редколлегия

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



000 Информационное агентство

Директор Ольга Бахтина

Отдел рекламы с клиентами Дмитрий Аверьянов

Опьга Иванова Кирилл Болтаев Валентина Горбунова Ольга Шербакова Ольга Ющенко Александр Лобзов Елизавета Кобцева

reklama@neftegaz.ru Тел.: +7 (495) 650-14-82 Представитель в Евросоюзе Виктория Гайгер

Менеджер по работе Антон Бородин

Выставки, конференции, распространение Татьяна Петрова Татьяна Хаяркина

Служба технической 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

ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции: 127006, г. Москва,

MAΠ11407

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

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 ные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решени:

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

> Заявленный тираж 8000 экземпляров

















ШЕЛЬФ. АКВАТОРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

Анна Павлихина

Протяженность российского шельфа составляет 1/5 всех шельфовых акваторий земного шара, а хранящиеся в нем запасы нефти — четверть всех разведанных нефтяных запасов нашей страны. Ресурс по газу оценивается в половину от всего разведанного объема газа. При этом изучены подводные запасы только на 10%. Основная их часть сконцентрирована на месторождениях арктического шельфа. Несмотря на устойчивое убеждение о промышленной неокультуренности региона, добыча в Арктике ведется уже полвека. Первые шаги в этом направлении были продиктованы истощением материковых месторождений.

Однако далеко не все страны, имеющие выход к морям, могут заниматься добычей на шельфе. Особая природа наделяет акватории хрупкостью, требующей осторожного и наукоемкого подхода. Технологии, соответствующие такому подходу — уникальны, дороги и далеко не всегда доступны. Дело не только в том, что стоимость, например, поискового бурения может исчисляться сотнями миллионов долларов, а в отсутствии альтернативы традиционным технологиям. А когда речь идет о месторождениях арктического шельфа, применение традиционных технологий выглядит, как попытка выточить сверхточную деталь каменным топором.

Арктика не единственный регион, чей шельф обладает запасами углеводородов. Но способность добывать в Арктике является высшим пилотажем и своеобразным показателем профпригодности для добычных технологий. Современные ученые сравнивают поход человечества за добычей на шельф с освоением космоса, а саму акваториальную добычу выделяют в отдельную отрасль.

Чтобы успешно изучать запасы углеводородов морских месторождений и сделать их добычу экономически эффективной нужны высокие цены на



нефть (начальный этап работ – геологоразведка, – будет актуальна при цене в 50 долл за барр) или высокие технологии, снижающие затраты на добычу. Лучше и то и другое.

Чтобы такие технологии появились необходимо увеличить финансирование науки. Все-таки человек – существо сухопутное и, несмотря на то, что прошло больше века, как человечество сумело преодолеть земное притяжение и давление подводных глубин, в новых для себя средах оно еще сталкивается со многими труднопреодолимыми препятствиями. Для работы на морских месторождениях необходимо аккумулировать работу всего пула ученых, чьи компетенции могут быть применены для добычи на шельфе – от геологоразведчиков до экологов и высококвалифицированных специалистов добывающих компаний.

На богатства Арктики претендуют 5 граничащих с нею государств, интерес к этим акваториям проявляют все больше стран, в том числе и не имеющих выхода к берегам северных морей. Помимо баснословных углеводородных запасов, по арктическим водам проходит самый кратчайший путь из Европы в Америку -Северный морской путь. По прогнозам, через 30 лет, он будет судоходен 100 дней в году, что сделает транспортировку более быстрой и дешевой. Немалую роль этот регион играет в обеспечении обороноспособности страны. Поэтому закрепление позиций в Арктике можно назвать стратегической задачей России. А уровень технологического и технического обеспечения определит место страны в мировом энергетическом балансе.

Учитывая актуальность вопроса (возможно, наиболее высокую из всех в области нефтедобычи), редакция журнала Neftegaz.RU запускает серию специализированных номеров, посвященных проблемам и особенностям освоения шельфовых месторождений. Вы держите в руках первый выпуск Neftegaz.RU Offshore, на страницах которого ведущие ученые отрасли рассказывают о состоянии, перспективах, а также имеющихся технологиях и оборудовании для геологоразведки на шельфе. Следующе три номера, выходящие раз в квартал, будут посвящены вопросам бурения, транспортировки и добычи на шельфе. ●



НАЛОГОВЫЕ ЛЬГОТЫ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ ШЕЛЬФА

Елена Алифирова

Президент РФ В. Путин подписал закон, который позволит Газпрому и Роснефти применять для затрат на геологоразведочные работы (ГРР) на континентальном шельфе коэффициент 1,5 для вычетов из налога на прибыль.

Эти изменения нацелены на уточнение порядка учета расходов на освоение природных ресурсов для организаций, осуществляющих деятельность, связанную с геологическим изучением недр, разведкой месторождений и добычей углеводородного сырья.

Также закон вносит изменения в части консолидации расходов, понесенных на одном месторождении, и финансового результата, полученного на другом месторождении.

Допускается консолидация налоговой базы по шельфовым проектам.

Введение повышающего коэффициента для разведки на шельфе поможет Роснефти и Газпрому, а для компаний это очень важно, поскольку они попали под антироссийские санкции. Одним из основных пунктов технологических санкций было условие не передавать российским компаниям оборудование, необходимое для ведения разведки и добычи на шельфе. Аналогичный коэффициент сейчас действует в отношении расходов на НИОКР.

Налоговые послабления могут стимулировать инвестиции нефтегазовых компаний в разработку шельф. По оценкам главы Минприроды РФ С. Донского, в 2016 г. компании снизили инвестиции в ГРР на 3,5%, до 71,4 млрд руб.

А 2018 г. может стать критическим для проведения ГРР на шельфе, поскольку по условиям лицензионных соглашений основные объемы поискового бурения заложены с 2016 г. с последующим увеличением до 2022-2023 гг.

В связи с этим Роснефть и Газпром стремятся отодвинуть сроки работ в рамках лицензионных обязательств. Это привело к тому, что правительство РФ приостановило выдачу лицензий на шельфовые участки.

На акватории 12 морей действуют 122 лицензии, у Роснефти – 51 лицензия, у Газпрома – 40.

Вместе с тем, несмотря на снижение инвестиций, Минэнерго РФ ожидает к 2035 г. прирост объемов добычи на шельфе в Арктике на уровне 31-35 млн т. ●

Рейтинги Neftegaz RU

Минприроды РФ 23 января 2017 г. озвучил предложение частным компаниям обратиться в правительство РФ для допуска к работе на шельфе. Закон, дающий такое разрешение был разработан еще в 2015 г., но документ до сих пор пылится на полках ведомств. Надо ли допускать частные компании к работе на шельфе?

Надо ли допускать частные компании к работе на шельфе?

Да, дискриминация в этом вопросе политический момент

Нет, работа в особых условиях акваторий требует технологического оснащения, которого нет у частных компаний

Да, на работу на шельфе претендуют только крупные компании, которые в состоянии обеспечить безопасность добычи

Да. материковые месторождения истощаются. рано или поздно придется всем идти за нефтью

Нет, надо учиться повышать КИН и работать на

Нет, сегодня и у крупных компаний нет эффективных технологий ЛАРН для работы на

Работа в северных морях накладывает дополнительную экологическую ответственность и требует применения только самых современных технологий. На их разработку компании и государства прибрежных стран тратят миллиардные средства. Насколько оправданы такие расходы и нужно ли разрабатывать арктические шельфовые месторождения уже сегодня?

Пора ли осваивать акватории арктических морей?

Да, это вопрос стратегических интересов государства

Нет, нельзя разрабатывать только высокодебитные месторождения

Да, работа в Арктике – это стимул работы над технологиями нового поколения

Нет, в условиях санкций и валютного курса – это непозволительная роскошь



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

Электронная почта: arctic@s-kon.ru

www.arctic.s-kon.ru

Организаторы:







Надо активнее вести ГРР, а добыча – дело будущего

Boedop be npequerema

Boedop be npequerema

Banyck roboro npoughodemba

Chukrue kanumanoh

Cheprodi nomok



Томские ученые выяснили, как добывать тяжелую нефть в Арктике

Институт химии нефти СО РАН в г. Томске может адаптировать свои технологии для работы в условиях Арктики. Специалисты института разработали 11 промышленных технологий. Реагенты для Арктики должны работать при низких t, легко растворяться и перекачиваться. В институте делают нефтевытесняющие композиции. t замерзания которых колеблется от -20 до -60°C. С ними можно работать той техникой, которая уже есть у нефтяников. Технологии добычи ТРИЗ ИХН делятся на несколько типов. Это технологии с применением вытесняющих композиций, отмывающих нефть от породы и гелеобразующих составов, которые перераспределяют потоки и увеличивают охват пласта. Для увеличения КИН нужны новые технологии. Одна из них – закачка гелеобразующего состава: в пласте под действием t он образует гелевый экран в высокопроницаемой, наиболее промытой части пласта, вода упирается в него, ее

потоки перераспределяются и начинается вытеснение нефти из низкопроницаемой, нефтенасышенной части пласта. В результате в скважине увеличивается добыча нефти, и снижается процент воды.

Ученые Горного университета открыли сезон научно-исследовательских работ в Антарктиде

Специалисты Горного университета во главе с завкафедрой бурения скважин Н. Васильевым прибыли на станцию «Восток» в Антарктиде и начали буровые работы в скважине 5Г. Несмотря на холод, ближайшие несколько месяцев – наиболее благоприятный период для проведения научноисследовательских работ.

Программа сезона предусматривает керновое бурение по замерзшей воде, поднявшейся в скважину после вскрытия подледникового озера Восток в январе 2015 г., а также испытание новых технических средств, разработанных в Горном университете.

Крупнейшее в Антарктиде подледниковое озеро, которое находится под станцией «Восток» на глубине 3769.15 м. миллионы лет было изолировано от внешнего мира.

После взятия проб воды из реликтового водоема, самая глубокая из всех скважин, когдалибо пробуренных на шестом континенте, вновь оказалась затянута льдом.

Дальневосточные ученые проведут разведочное бурение в Арктике

Инженерная школа ДВФУ в 2017 г. проведет разведочное бурение в районах месторождений углеводородов в Арктике для Роснефти. Исследователи займутся изучением геокриологических условий на подводных участках арктического шельфа. Это необходимо для разведки и реализации начальной стадии освоения нового месторождения в юго-западном районе моря Лаптевых. Полученные результаты помогут определить условия работы для поисково-разведочного бурения и дальнейшего обустройства месторождения, будут использоваться при проектировании морской инфраструктуры и системы транспортировки углеводородов. Вечные мерзлые грунты в Арктике распространяются и на шельф, а t углеводородов, поступающих из недр на поверхность, достаточно высокая. В связи с этим существует риск деградации и таяния вечной мерзлоты. На месте ученые непосредственно со льда проведут инженерно-геологическое бурение скважин, в ходе которого отберут порядка тысячи образцов грунта. Под описание попадут основные характеристики мерзлых грунтов и особенности криогенных процессов в этом районе.

Втораж ветка ВСТО

Втораж волна кридиса

Втораж волна кридиса

Втораж волна кридиса

Преквий поток

Преквий поток

Прими руки до Арктики Северный поток достроими

Газпромнефть-Сахалин получила лицензию на Аяшский участок в Охотском

Газпромнефть-Сахалин получила лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Аяшском лицензионном участке недр на шельфе Охотского моря. Лицензия выдана Роснедрами сроком до 1 июля 2039 г.

Аяшский лицензионный участок недр в Охотском море является частью проекта Сахалин-3. Он располагается рядом с открытыми месторождениями проектов Сахалин-1 и Сахалин-2, уже доказавшими нефтегазоносность региона. Прогнозные извлекаемые запасы нового актива – более 100 млн ТУТ.

Ранее на Аяшском лицензионном участке были выполнены сейсморазведочные работы 3D в объеме 2150 KM².

Сейчас Газпромнефть-Сахалин завершил анализ геолого-геофизической информации, по результатам которого принято решение о выборе наиболее перспективных структур для проведения геологоразведочных работ (ГРР).

В настоящее время Газпром нефть ведет подготовку к бурению 1-й поисково-оценочной скважины на Аяшской структуре Аяшского лицензионного участка.

Бурение запланировано на летний период 2017 г.

Как рассказал глава Газпром нефти А. Дюков, реализация новых проектов на российском шельфе позволит компании максимально задействовать опыт, полученный при обустройстве и эксплуатации Приразломного месторождения в Печорском море, Новопортовского и Мессояхских месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе.

В. Путин запустил сразу три трубопровода

Президент РФ В. Путин в режиме видеомоста 18 января 2017 г. дал старт сразу трем крупным проектам – МНП Заполярье – Пурпе, Куюмба – Тайшент и МГП Бованенково – Ухта-2. Согласно актуализированным заявкам на поставки нефти по МНП Заполярье – Пурпе и Куюмба – Тайшет на 2017 г., объем прокачки составит 7,5 млн т и 1 млн т.

В 2018 г. прокачка нефти по МНП Заполярье – Пурпе составит 12 млн т, а к 2020 г. она вырастет до 21 млн т. По МНП Куюмба – Тайшент ожидается выход на плановые 8 млн т к 2020 г. Система МНП является самой северной нефтяной магистралью в России.

Ресурсной базой нефтепровода являются новые месторождения ЯНАО и севера Красноярского края. Нефтепровод позволит подключить к системе ВСТО Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское месторождение Славнефти - СП Роснефти и Газпром нефти.

В торжественной церемонии запуска МГП Бованенково – Ухта-2 на полуострове Ямал принял участие глава Газпрома А. Миллер и губернатор ЯНАО Д. Кобылкин.

В 2016 г. Газпром активно продолжал развивать северный коридор, включая строительство МГП Бованенково – Ухта-2 и Ухта – Торжок-2.

По словам главы Газпрома А. Миллера, на газовой карте России появляется новый мощный газотранспортный коридор, который во многом изменит потоковые схемы поставок газа как для потребителей в России, так и на зарубежные рынки.

Развитие северного коридора, создание новых мощностей на северо-западе единой системы газоснабжения служит базой для поставок газа в Европу по МГП «Северный поток-2».

От решения этих задач напрямую будет зависеть и укрепление энергетической безопасности России, и дальнейшая газификация регионов страны, и, разумеется, как всегда надежное, гарантированное выполнение экспортных контрактов, отметил В. Путин.

Система магистральных газопроводов Бованенково -Ухта предназначена для транспортировки природного газа с полуострова Ямал. Сырьевой базой являются Бованенковское и Харасавэйское месторождения. •

[1] Neftegaz.RU ~ 11 10 ~ Neftegaz.RU [1]

АРКТИЧЕСКИЕ РУБЕЖИ

РОССИЯ ВЫБРАЛА РАЗВИТИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ НА ШЕЛЬФЕ В КАЧЕСТВЕ ОДНОЙ ИЗ ГЛАВНЫХ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЦЕЛЕЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКИ В ОБЛАСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ. ЗА ПОСЛЕДНИЕ ДВА ГОДА, НА ФОНЕ НИЗКИХ ЦЕН НА МИРОВЫХ СЫРЬЕВЫХ РЫНКАХ, КРУПНЕЙШИЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ КОМПАНИИ, ТАКИЕ КАК SHELL И EXXONMOBIL, СООБЩИЛИ О ПЕРЕНОСЕ НА НЕОПРЕДЕЛЕННЫЙ СРОК РЕАЛИЗАЦИИ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ ИЗ-ЗА ВЫСОКИХ ИЗДЕРЖЕК И ДАВЛЕНИЯ СО СТОРОНЫ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ОРГАНИЗАЦИЙ. В КОНЦЕ 2016 Г. ПРАВИТЕЛЬСТВА США И КАНАДЫ ВВЕЛИ ЗАПРЕТ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ И ГАЗА В ОБШИРНЫХ РАЙОНАХ АРКТИКИ: НА УЧАСТКАХ В ЧУКОТСКОМ МОРЕ, ПОЧТИ НА ВСЕЙ ТЕРРИТОРИИ МОРЯ БОФОРТА, А ТАКЖЕ ВО ВСЕХ АРКТИЧЕСКИХ ВОДАХ КАНАДЫ. НАПРОТИВ, РОССИЙСКИЕ ГОСКОМПАНИИ ОЗВУЧИВАЮТ НОВЫЕ ПЛАНЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АРКТИКЕ

Мария Кутузова

Геологоразведка с размахом

Портфель морских нефтегазовых проектов Газпром нефти включает серьезные объемы геологоразведочных работ в Заполярье: у компании сейчас пять лицензионных участков на шельфе Арктики. Сложность разработки открытого еще в 1999 г. в Печорском море Долгинского связана с геологической структурой месторождения, что потребует бурения большого числа скважин и использования нескольких добывающих платформ. Ранее компания анонсировала планы пробурить на Долгинском до 100 скважин и ввести месторождение в эксплуатацию ориентировочно в 2021 г., но падение цен на нефть вызвало приостановку реализации этого проекта. Дочерней компании Газпромнефть-Сахалин, в сферу деятельности которой входит поиск, разведка и разработка морских нефтегазовых месторождений на шельфе Арктики, принадлежат лицензии на освоение Долгинского и Северо-Западного лицензионного участков в Печорском море, Хейсовского лицензионного участка в Баренцевом, а также огромного Северо-Врангелевского участка, расположенного в акваториях Восточно-Сибирского и Чукотского морей.

Сейчас Газпромнефть-Сахалин рассматривает несколько вариантов продолжения геологоразведки на Долгинском, включая доразведку северной части с уходом на большую глубину бурения в нижний девон, где геологи компании рассчитывают увидеть продолжение на шельфе богатых нефтеносных геологических структур соседней сухопутной Тимано-Печоры. Дело в том, что последняя скважина, пробуренная на месторождении, показала приток газоконденсата, что вызвало жаркие дискуссии со стороны экспертов о перспективах его освоения и призывы пересмотреть прогнозы нефтяного потенциала Долгинского. Извлекаемые запасы месторождения, поставленные на государственный баланс, составляют более 200 млн т нефти. Объем ресурсов перспективных поисковых объектов оценивается в 875 млн т н. э.

По словам заместителя генерального директора по развитию шельфовых проектов Андрея Патрушева, перед Газпром нефтью открываются широкие возможности в случае совместного освоения Долгинского нефтяного месторождения и Северо-Западного лицензионного участка в Печорском море. Площадь участков Долгинского свыше 1 тыс. кв. км, а Северо-Западного – около 9 тыс. кв. км. Глубина воды на первом – 21 – 46 м, а на Северо-Западном - 25-187 м. По словам специалистов компании, в соответствии с ближайшими планами на этих участках будут проведены сейсморазведочные работы 2D и 3D, организовано бурение поисково-разведочных скважин. Согласно лицензионным обязательствам, у Газпромнефть-Сахалин запланировано бурение двух поисково-разведочных скважин в Печорском

В северной части Баренцева моря к западу от архипелага Новая Земля компания планирует геологоразведку на Хейсовском лицензионном участке, площадью в 84 тыс. кв. км, расположенного на глубине воды до 500 м. По словам представителей ВИНК, объемы прогнозных извлекаемых ресурсов в пределах данного участка оцениваются более чем в 140 млн т нефти и конденсата, а также 2 трлн куб. м газа. Здесь уже выполнены сейсмические работы 2D на 15 тыс. пог. км. Планируется дополнительная сейсмика 2D в объеме 220 тыс. пог. км, а затем проведение 3D сейсмических работ с целью обнаружения оптимальных точек для бурения скважин.

На шельфе Чукотского и Восточно-Сибирского морей у Газпром нефти есть право на разведку и разработку Северо-Врангелевского лицензионного участка площадью 170 тыс. кв. км – уникального, обладающего огромным потенциалом обнаружения здесь углеводородного сырья. По информации представителей компании, объем геологических ресурсов превышает здесь 3 млрд т н. э. Глубина моря варьируется здесь от 20 до 90 м. «Существующие технологии позволяют обустроить и добывать углеводороды в данном регионе. Несмотря на то, что мы получили этот участок с определенным объемом геологической информации, в планах компании дополнительно

ФАКТЫ

28,8

тонн могут вырасти перевозки по Северному морскому к 2020 году

3

Место среди крупнейших месторождений в России по запасам природного газа занимает Бованенковское месторождение, расположенное в 40 км от побережья Карского моря

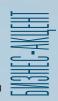
1,4

руб. обошлась бюджету России программа очистки Арктики от мусора

Долгинское нефтяное месторождение расположено в центральной части Печорского моря В 110 км к северу от материка. Оно было открыто в 1999 г. при испытании нижнепермскокаменноугольных карбонатных отложений в скважине, пробуренной в присводовой части Южно-Долгинской структуры. В районе месторождения глубины моря изменяются от 15 до 62 м

изучить участок и провести сейсмику 2D в объеме 40 тыс. кв. км, а затем сейсмика 3D и бурение скважин», – отмечают специалисты «Газпром нефти».

Что касается проектов освоения месторождений на шельфе Арктики, основными проблемами здесь, по словам представителей компании, являются: большая удаленность от места проведения работ (Варандей и Нарьян-Мар) объектов инфраструктуры: пограничных пунктов пропуска, аэродромов, баз обеспечения. Необходимость сооружения новых объектов инфраструктуры ведет к серьезному удорожанию проектов. Также можно отметить недостаток постоянной поддержки сервисных компаний на местах (отсутствие собственных сервисных баз), что приводит к необходимости мобилизации оборудования из других регионов, а также недостаточной конкуренции среди подрядчиков практически по всем сегментам реализации проектов: поставки оборудования, сервис. Еще одна острая проблема привлечение финансирования в геологоразведку. По мнению Алексея Вашкевича, главы дирекции по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы компании Газпром нефть, в целом успешность геологоразведочного бурения у ВИНК превышает сегодня 90%. «Мы сделали ставку на развитие собственных технологий: у нас разработано в этой области 25 проектов, 16 из них уже реализуется. Главным ограничением для нас является дефицит дешевых кредитных средств: ставка привлечения денег для компании зачастую превышает 16%. Государство должно помочь, разделить нагрузку с компаниями, особенно на первых этапах выполнения геологоразведки». отметил Вашкевич. По словам заместителя генерального директора по развитию шельфовых проектов Андрея Патрушева, Газпром нефть остается компанией, открытой для сотрудничества, заинтересованной в партнерстве как в рамках сухопутных, так и шельфовых проектов, в том числе и с подрядчиками услуг, поставщиками оборудования и материально-технического обеспечения.



Опыт Приразломного

Нужно отметить, что Газпром нефть – одна из немногих компаний в мире, уже ведущих промышленную добычу в суровых условиях Арктики. По словам А. Патрушева, компания намерена и в дальнейшем удерживать лидерство в разработке арктического шельфа. Как рассказал российский топменеджер, выступая в ходе «Русского дня» на международной конференции Offshore Northern Seas (ONS-2016) в норвежском Ставангере, уже сейчас по объемам прироста добычи углеводородов Газпром нефть занимает первое место в российской нефтегазовой промышленности. Добыча в компании за 2015 г. выросла на 20% и достигла примерно 80 млн т н. э., а за последние пять лет она увеличилась на 39%. Согласно первым подведенным итогам 2016 г., объем добычи углеводородного сырья Газпром нефти достиг 85,8 млн т н.э., что на 7,7% больше чем было извлечено в предыдущем году.

Объемы доказанных запасов Газпром нефти – 1,5 млрд т н.э. – ставят российскую ВИНК в один ряд с крупнейшими нефтяными компаниями в мире. Газпром нефть ведет активные геологоразведочные работы как в традиционных нефтяных провинциях, так и на шельфе Российской Федерации. Освоение морских проектов является стратегическим направлением деятельности Газпром нефти. Нужно отметить, что первая скважина на арктическом шельфе была пробурена компанией (тогда носившей имя Сибнефти) на шельфе Анадырского залива у берегов Чукотки. Но сегодня у компании есть все основания для громких заявлений на тему освоения арктических просторов: именно Газпром нефти принадлежит первый реализованный нефтяной проект в Арктике освоение Приразломного месторождения.

С момента добычи первой нефти на месторождении в конце 2013 г. началась разработка российского арктического шельфа. Нефть нового российского сорта Arctic Oil, впервые отгруженная с платформы в апреле 2014 г., характеризуется высоким содержанием битумов, низким показателем содержания парафинов, а также большим числом фракций, используемых при производстве масел, и легко транспортируется. Нефть подходит для глубокой переработки на сложных технологических НПЗ в Северо-Западной Европе. 24 октября 2016 г. с морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» был отгружен сороковой танкер, а в ноябре 2016 г. на месторождении добыта 3-миллионная тонна арктической

Напомним, что Приразломное месторождение расположено в Печорском море, в 60 км от берега. Для региона характерны жесткие

ФАКТЫ

0,06 THIC. KM²

площадь Северо-Западного лицензионного участка, перспективные ресурсы которого оцениваются в более чем 105 млн тонн нефти и конденсата, а также 60 млрд м³ газа

2013

началась добыча нефти на месторождении Приразломное - первом проекте по добыче нефти в российской Арктике. В апреле 2014 года был оттружен первый танкер с нефтью нового сорта ARCO (Arctic oil)

«Газпромнефть-Сахалин» владеет лицензиями на Долгинское месторождение в Печорском море и Северо-Врангелевское месторождение (Восточно-Сибирское и Чукотское моря)

погодные условия: ветер, отрицательные температуры в районе добычи устанавливаются почти на 5 месяцев в году, ледяной покров держится здесь с ноябрь по май, полярная ночь длится в этом регионе более двух месяцев. Извлекаемые запасы нефти на Приразломном превышают 70 млн т. Согласно планам компаний, на проектный уровень в 6 млн т нефти в год месторождение выйдет после 2020 г. «Приразломное флагман арктических проектов, уникальный опыт как для России, так и для зарубежья. Строительство платформы было успешно реализовано на российских производственных мощностях. Наша промышленность, отечественные заводы позволяют осваивать амбициозные шельфовые проекты в условиях Арктики», утверждает Патрушев.

По словам топ-менеджера, в комплексное обустройство Приразломного месторождения входит ледостойкая стационарная платформа. транспортно-технологическая схема и комплексная береговая инфраструктура. Транспортная система включает в себя три многофункциональных ледокольных судна, два челночных танкера, которые позволяют бесперебойно выполнять полный цикл работ по снабжению и безопасному функционированию платформы. Суда доставляют на



платформу грузы, персонал, обеспечивают промышленную и экологическую безопасность, осуществляют круглогодичную отгрузку и транспортировку нефти. Флот поддержки «Приразломной» обладает необходимым оборудованием для ликвидации разливов нефти и последствий аварий на платформе. В состав берегового комплекса входит перевалочная база на Варандее с вахтовым поселком для временного размещения до 150 человек. Логистика доставки персонала предусматривает использование самолетов до аэропорта Варандей, затем персонал на вертолетах доставляется на платформу. Все перелеты происходят в соответствии с требованиями безопасности морских перевозок персонала на вертолетах, разработанных DNV и Lloyd.

Платформа удерживается за счет своего веса свыше 500 тыс. т, обеспечивает технологические операции по добыче нефти, рассчитана на ледовые нагрузки в несколько миллионов тонн и десятиметровую волну, проходящую через этот регион раз в сто лет. МЛСП «Приразломная» функционирует с соблюдением принципа нулевого сброса: все отходы от деятельности не попадают в море: либо вывозятся, либо закачиваются в шламовую скважину. Используя мировой опыт, компания разработала и следует подробному плану предупреждения и ликвидации разливов нефти. В рамках плана ЛАРН есть различные оценки и сценарии рисков, произведен расчет необходимых сил и средств по ликвидации аварий, оснащены собственные аварийные формирования по локализации и ликвидации разливов нефти, выполнено математическое моделирование аварийных сценариев для классификации источников опасности, смоделированы возможные объемы разливов

По словам Патрушева, для ликвидации разливов нефти в ледовых условиях «Газпром нефть» закупила современное оборудование для ее сбора, переоснастила суда сопровождения, реорганизовала пункты защиты береговой линии. На регулярной основе проводятся различные учения в Арктике. Так, в 2014 г. были проведены крупнейшие поисково-спасательные учения в районе Приразломного. В прошлом году проведены тактические учения по ликвидации разливов нефти на море, защите береговой линии поселка Варандей.

По словам представителей компании, политика Газпром нефти ориентирована на минимизацию воздействия на арктическую экосистему. Компания осуществляет постоянный мониторинг текущей обстановки и анализ рисков, в том числе экологических, с участием ведущих российских и международных экспертов. По словам первого заместителя генерального директора Газпром

ФАКТЫ

B 2008

Газфлотом была пробурена 2-я Северо-Долгинская скважина на Долгинском месторождении. Всего было пробурено три скважины. Северо-Долгинская № 1 и Южно-Долгинская № 1 были пробурены Арктикморнефтегазразведкой по контракту с Газпромом

235,8,...

составляют извлекаемые запасы нефти по категориям C1+C2 на Долгинском месторождении (C1 — 0,9 млн тонн). На сегодняшний день извлекаемые запасы месторождения оцениваются более чем в 200 млн тонн

Размеры Долгинской структуры по ее длинной оси, вытянутой вдоль Долгинского сброса, в приподнятом северном крыле по разным уровням составляют от 75 до 90 км. Высота структуры уменьшается вверх по разрезу от 500 м и более в карбонатной части разреза до 250 м в отложениях нижнего триаса

Хейсовский лицензионный участок находится в северной части Баренцева моря к западу от архипелага Новая Земля, на расстоянии около 1 тыс. км от материка. Площадь блока — 83,6 тыс. кв. км, глубина моря в его границах изменяется от 200 до 500 м

нефти Вадима Яковлева, современные нефтегазовые проекты следует реализовывать, начиная с детального анализа рисков, что позволяет уже на стадии проектирования выбрать наиболее оптимальные решения для обеспечения экологической безопасности и предотвращения негативного воздействия на окружающую среду. «Мы понимаем, что планы по освоению арктического шельфа предъявляют повышенные требования к экологической безопасности и относимся к этому вопросу с особым вниманием», - отмечает Яковлев.

Таким образом, нефтяная дочка Газпрома, несмотря на санкции, ограничившие развитие арктических и глубоководных проектов на шельфе России, а также низкие цены на сырьевых рынках, пока не отказывается от новых морских геологоразведочных проектов на арктическом направлении. Компания готовится к реализации нескольких геологоразведочных проектов в Баренцевом, Печорском, Восточно-Сибирском и Чукотском морях. В планах российской ВИНК на ближайшие годы выполнение больших объемов сейсмики и бурение нескольких скважин на шельфе арктических морей.

Планируемые на шельфе арктических морей проекты являются зоной стратегических интересов российских компаний. Предполагается, что в этом регионе будет сформирован крупный центр добычи углеводородов, который в перспективе станет одним из главных в России. В настоящее время, несмотря на активные протесты отечественных и зарубежных экологов, освоение ресурсов Арктики рассматривается в стране как полностью отвечающее государственным интересам по обеспечению энергетической безопасности Российской Федерации, повышению надежности снабжения энергоносителями российских потребителей и выполнению экспортных обязательств на долгосрочную перспективу.





ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

МОРСКИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ У СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫХ БЕРЕГОВ САХАЛИНА СЕГОДНЯ ЯВЛЯЮТСЯ НАИБОЛЕЕ ОСВОЕННОЙ ЧАСТЬЮ ШЕЛЬФА РФ. УПАВШИЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ И ЗАПАДНЫЕ САНКЦИИ ВЫНУДИЛИ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ ОТЛОЖИТЬ МНОГИЕ АРКТИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ, ТОГДА КАК САХАЛИНСКИЕ — ПРОДОЛЖАЮТ РАЗВИВАТЬСЯ. «ПОДТЯГИВАЯ» ЗА СОБОЙ ОСВОЕНИЕ НОВЫХ УЧАСТКОВ. ПРАВДА, НЕ БЕЗ СЛОЖНОСТЕЙ И ЗАДЕРЖЕК

Ирина Герасимова

Первые месторождения на шельфе Сахалина были открыты 70-х гг. За их освоение взялись в 1990-е гг. Поскольку тогда у российских компаний не было ни опыта, ни ресурсов для освоения шельфовых месторождений, российские власти решили привлечь к работе зарубежных мейджоров, предложив им выгодные соглашения по разделу продукции (СРП).

Но СРП подписали только по двум проектам: «Сахалин-1» и «Сахалин-2» в Охотском море. В 2000-х гг. лицензии на сахалинском шельфе стали раздаваться российским компаниям. Сначала в регионе работали и независимые игроки (Петросах, ТНК-Сахалин), но без успехов. В 2008 г. путь частным компаниям на шельф страны был закрыт, и получать лицензии в сахалинских водах продолжили только Газпром, Роснефть и их «дочки». Сейчас большая часть шельфовых лицензий в регионе сосредоточены у Роснефти.

Географическая близость к рынкам сбыта — странам АТР, относительно небольшая глубина моря в пределах большинства нефтегазовых участков (до 200 м), наличие инфрастуктуры создают предпосылки для дальнейшего освоения сахалинских месторождений даже при низких

ценах на углеводороды. Кроме того, нефтегазовые проекты региона в основном остались незатронутыми западными санкциями (хотя эксперты отмечали, что санкции, наложенные на Роснефть и Газпром затрудняют их работу, ведь привлекать финансирование стало труднее).

На Сахалине ведется масштабная реконструкция международного морского порта Поронайск, расположенного на восточном побережье острова недалеко от основных действующих шельфовых проектов. К 2025 г. здесь планируется построить крупный логистический центр, нефтеналивной терминал и ряд других объектов, благодаря чему улучшатся условия для работы нефтегазовых компаний.

Компании и власти работают и над расширением каналов сбыта добываемого на сахалинском шельфе газа. Вновь обсуждается идея строительства газопровода до японского острова Хоккайдо, есть планы по расширению мощностей по сжижению газа. Правда, перспективы этих проектов пока не ясны.

«Сахалин-1»

К проекту «Сахалин-1» относятся месторождения Чайво, Одопту и Аркутун-Даги. Их потенциальные извлекаемые запасы составляют 307 млн тонн нефти и 485 млрд куб. м природного газа. СРП по «Сахалину-1» было подписано в 1995 г. Оператор – Exxon Neftegas, дочерняя компания американской ExxonMobil (у нее 30% в проекте). Также в консорциум «Сахалин-1» входят японская Sodeco (30%), индийская ONGC и Роснефть (у двух последних по 20%).

Добыча на проекте стартовала в 2005 г. на месторождении Чайво. С 2010 г. консорциум ведет промышленную эксплуатацию Одопту, с 2015 г. – Аркутун-Даги.

Добыча на «Сахалине-1» ведется и с берега, и с морской платформы. Нефть по трубопроводу поставляют в порт Де-Кастри, расположенный в Хабаровском крае, откуда экспортируют в страны АТР. Получаемый попутный газ идет потребителям российского Дальнего Востока. Добыча нефти в 2015 г. составила 8.3 млн тонн.

Партнеры по «Сахалину-1» также планируют разрабатывать обширные запасы природного газа Чайво, которое может давать 8 млрд куб. м «голубого топлива» в год.

«Сахалин-2»

«Сахалин-2» включает нефтегазоконденсатное Пильтун-Астохское месторождение и газоконденсатное Лунское, извлекаемые запасы которых в совокупности превышают 600 млрд куб. м газа и 170 млн тонн нефти и конденсата.

СРП по «Сахалину-2» было подписано в 1994 г. с компанией Sakhalin Energy, акционерами которой были Shell (55%), Mitsui (25%) и Mitsubishi (20%). В 1999 г. консорциум начал добычу нефти на Пильтун-Астохском месторождении с морской платформы «Моликпак».

ФАКТЫ

9

нефтегазоносных участков с совокупными запасами 1,19 трлн м³ газа, 394,4 млн тонн нефти и 88,5 млн тонн газового конденсата находятся на шельфе Сахалина. Разработка месторождений углеводородного сырья ведется на континентальном шельфе Охотского, Японского морей и Татарского пролива, прилегающем к острову Сахалин

3

проекта дошли до практической реализации: «Сахалин-1» (запасы — 264,2 млн т нефти и 481,5 млн д м³ газа), «Сахалин-2» (запасы — 182,4 млн т нефти и 633,6 млрд м³ газа) и «Сахалин 3»

4

входит в «Сахалин-3»: Киринский. Венинский. Айяшский и Восточно-Одоптинский на шельфе Охотского моря. «Сахалин-3» включает три огромных нефтегазовых проекта, соразмерных проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2», инвестиции в которые - десятки миллиардов долларов. Прогнозные извлекаемые ресурсы превышают 700 млн тонн нефти и 1,3 трлн м³ природного газа (категории С1+С2)

блока месторождений

Усиление роли государства в российской экономике в «нулевые» годы отразилось на судьбе проекта: в состав консорциума вошел Газпром. Тот выкупил в Sakhalin Energy 50% плюс одну акцию, при этом доли зарубежных инвесторов сократились вдвое.

Сейчас на «Сахалине-2» добыча ведется с трех морских платформ, откуда сырье поступает на объединенный береговой технологический комплекс. Затем нефть и газ транспортируются по трубам на юг Сахалина, где расположены терминал отгрузки нефти и завод СПГ мощностью 9,6 млн тонн в год – пока единственное в России предприятие по сжижению газа.

По итогам 2015 г. на проекте было получено 5,13 млн тонн нефти и конденсата, производство СПГ составило 10.8 млн тонн.

Перспективы «Сахалина-2» связываются с освоением Южно-Пильтунского участка, которое может начаться после завершения этапа стабильной добычи на Лунском месторождении, говорил в мае 2016 г. министр природных ресурсов и охраны окружающей среды Сахалинской области Александр Романов.

«Сахалин-3»

К «Сахалину-3» относятся Киринский, Аяшский и Восточно-Одоптинский участки (Газпром), а также Венинский блок (Роснефть) в Охотском море.

Газпром начал освоение своей части «Сахалина-3» с Киринского месторождения (начальные запасы газа по категории С1 - 162.5 млрд куб. м газа, извлекаемые запасы газового конденсата – 19 млн тонн). На проектную мощность добычи (5,5 млрд куб. м газа в год) месторождение планируется вывести в 2017 г. Газ здесь добывается уникальным для России способом - с помощью подводного добычного комплекса (ПДК). Газ с Киринского месторождения поступает в газопровод «Сахалин – Хабаровск - Владивосток».

В 2010 г. Газпром достиг на Киринском блоке большого успеха – открыл Южно-Киринское месторождение. Его запасы газа по категории C1+C2 превышают

3

711 млрд куб. м, извлекаемые запасы газового конденсата - 111,5 млн тонн, нефти - 4,1 млн тонн (данные по запасам обновляются Госкомиссией по запасам полезных ископаемых). Сначала планировалось, что добыча на Южно-Киринском начнется в 2019 г., и газ с месторождения станет ресурсной базой для новых СПГ-проектов Газпрома строительства третьей технологической линии завода «Сахалина-2» и «Владивосток СПГ». Но месторождение подпало под санкции США, ограничивших поставки оборудования для проекта. Начало промышленной эксплуатации теперь отодвинуто на 2021 г. Проектная мощность добычи в 21 млрд куб. м газа в год должна быть достигнута на 11-й год разработки (об этом сообщалось в корпоративном журнале монополии весной прошлого года). Пока что Газпром ведет на Южно-Киринском геологоразведку и проектирует объекты обустройства.

На Киринском блоке Газпром также открыл Мынгинское месторождение, запасы газа которого (категории С1+С2) составляют почти 20 млрд куб. м газа, извлекаемые запасы газового конденсата – 2.5 млн тонн. А в сентябре 2016 г. монополия заявила об открытии еще одного месторождения - Южно-Лунского (предварительные запасы газа – от 40 млрд куб. м). Но, по мнению экспертов, добыча на нем вряд ли начнется раньше 2025 г.

На Аяшской площади готовится бурение поисково-оценочной скважины: в конце прошлого года дочерняя структура Газпром нефти Газпромнефть-Сахалин (до покупки «дочкой» Газпрома называлась ТНК-Сахалин и уже работала на сахалинском шельфе) объявила ряд тендеров на услуги, связанными со строительством скважины.

Крупнейшая нефтекомпания РФ обладает 12-ю лицензиями на шельфе Сахалина, работа ведется на большинстве из них. Извлекаемые запасы углеводородов на сахалинских участках компании превышают 380 млн тонн н.э., из них 80% находятся на шельфе, сообщал начальник управления геологоразведочных работ на шельфе Роснефти Александр Жаров в сентябре на конференции «Нефть и газ Сахалина-2016».

Основными проектами госкомпании (помимо участия в «Сахалине-1»), является Северная оконечность месторождения Чайво и Одоптуморе «Северный купол» в Охотском море.

Начальные запасы Северной оконечности Чайво превышают 15 млн тонн нефти и конденсата, а также примерно 13 млрд куб. м газа. Добыча (началась в 2014 г.) ведется с берега с помощью установки «Ястреб», которая до этого использовалась на «Сахалине-1». За девять месяцев 2016 г. было получено 1,7 млн

Кроме того, Роснефть разрабатывает граничащие с месторождениями «Сахалина-1»

ФАКТЫ

оператор месторождений Киринского блока -«Газпром лобыча шельф»

нефтегазоконденсатного месторождения Одопту, пробуриваемых с берега с максимальным отхолом от вертикали под Охотское море порядка 6700 м, и углами отклонения от вертикали, достигающими 88°. По существующей классификации скважинь горизонтального отхода к вертикальной глубине принадлежат к категории сложных

Газ месторождений ОАО «Газпром» участка «Сахалин-3» является основной ресурсной базой для наполнения газопровода «Сахалин – Хабаровск - Владивосток»

месторождения Одопту-море «Северный купол» и Лебединское. Добыча на первом их этих месторождений началась еще в конце 1990-х. По данным Роснефти, накопленная добыча нефти на Одопту-море «Северный купол» на конец 2015 г. превысила более 9 млн тонн нефти, газа -2,5 млрд куб. м.

Лебединское месторождение было открыто Роснефтью в 2011 г. С прошлого года здесь ведется бурение эксплутационных скважин, первая из которых была запущена в июле.

000 «Венинефть», совместному предприятию Роснефти (74,9%) и китайской Sinopec (25,1%) принадлежит лицензия на Венинский блок. Здесь открыто Северо-Венинское месторождение с запасами по С1+С2 в 49,02 млрд куб. м газа и 1,21 млн тонн конденсата. До обвала цен на нефть Роснефть планировала начать здесь добычу в 2018 г., сейчас речь идет о 2022 г.

Роснефть также работает в северо-западной и северовосточной частях сахалинского шельфа. В прошлом десятилетии госкомпания совместно с британской ВР вела разведку на Западно-Шмидтовском и Восточно-Шмидтовском участках («Сахалин-4»), однако безуспешно. На Кайганско-Васюканском участке («Сахалин-5») партнеры открыли месторождение Кайганско-Васюканское море с извлекаемыми запасами по С1 и С2 в 41,6 млн тонн нефти и конденсата, газа – в 44 млрд куб. м. ВР впоследствии вышла из

У Роснефти также есть лицензия на соседний Дерюгинский участок. В 2017 г. на нем планируется провести проектноизыскательские работы по поисково-оценочной скважине «Южно-Омбинская №1».

В северо-западной части сахалинского шельфа также расположены участки Роснефти Астрахановское море - Некрасовский, Амур-Лиманский и Восточно-Кайганское месторождение.

В 2013 г. Роснефть получила мелководный Восточно-Прибрежный участок в

Набильском заливе с ресурсами в 48,6 млн тонн нефти и 7 млрд куб. м газа. В прошлом году на участке велась сейсморазведка.

В мае 2016 г. Роснефть получила лицензию на изучение, разведку и добычу на Богатинский участок у восточного берега Сахалина с 24 млн тонн извлекаемых запасов нефти и 62 млрд куб.

Наконец, в декабре Роснефть получила лицензию на крупный Центрально-Татарский участок, расположенный в Татарском проливе. Прогнозные ресурсы участка составляют 50,6 млн тонн нефти и 160,8 млрд куб. м. газа. Летом 2017 г. на этом участке планируется начать сейсморазведочные работы.

Большинство из перечисленных участков относится к так называемой транзитной зоне шельфа Сахалина. Александр Жаров отмечал перспективность работы на таких участках: они обладают «очень низким» порогом рентабельности, могут разрабатываться с берега и вовлекаться в разработку «практически сразу после открытия» (цитаты по «Интерфаксу»). По словам Жарова, открытие новых месторождений в транзитной зоне сахалинского шельфа позволит в 2020-2030-х гг. увеличить нефтедобычу нефти на 1-1,2 млн тонн в год.

Роснефть, набравшая большое число шельфовых лицензий, старается привлекать к сотрудничеству зарубежных партнеров. Так, на конференции «Энергомост Россия – Япония» в 2015 г. глава компании Игорь Сечин предложил японским инвесторам сотрудничать по добычным проектам. в том числе на участках Астрахановское море - Некрасовский, Кайганско-Васюканское море и Дерюгинский. Одним участком в Японском море заинтересовались Marubeni, JOGMEC и Іпрех, и в середине декабря Роснефть подписала с ними соглашение об основных условиях сотрудничества. Названия участка компания не сообщала, но эксперты предположили, что это может быть Центрально-Татарский.

Роснефть ведет переговоры и компаниями из других стран АТР. В сентябре прошлого года стало известно, что 20% в проекте по разработке Северной оконечности Чайво может выкупить индонезийская Pertamina, которая подписала с российской госкомпанией соответствующий меморандум о взаимопонимании. Кроме того. СМИ, ссылаясь на источники, сообщали, что Роснефть обсуждает возможность сотрудничества по разработке участков Астрахановское море – Некрасовский и Кайганско-Васюканское море с китайской CNOOC.

Споры об СПГ

Одним из факторов, сдерживающих разработку газовых запасов сахалинского шельфа, является конкуренция на этом рынке двух госкомпаний. С одной стороны – Газпром, обладающий монопольным правом на экспорт

ФАКТЫ

в эксплуатацию первое из месторождений Киринского блока -Киринское газоконденсатное месторождение

составляет глубина моря в пределах западного крыла Северного купола нефтегазоконденсатного месторождения Одопту. расположенного на шельфе Охотского моря, на широте северного окончания Пильтунского залива, в 6-10 км восточнее берега о. Сахалин

от северо-восточного побережья о. Сахалин в Охотском море расположено Аркутун-Дагинское месторождение относящееся к Охотской нефтегазоносно

трубопроводного газа, контролем над единственным в стране заводом СПГ и желающий сохранить свое доминирующее положение на рынке. С другой -Роснефть со значительными запасами газа и амбициозными планами. Нефтекомпания добилась в 2013 г. права на экспорт СПГ, однако она не обладает собственными мощностями по сжижению газа.

Страдает, в первую очередь, газовая программа «Сахалина-1». Оператор проекта Exxon Neftegas на протяжении ряда лет вел переговоры о продаже своего «голубого топлива» Sakhalin Energy. Последней это сырье было бы нужно для загрузки будущей третьей очереди завода СПГ (должна увеличить мощность предприятия до 15 млн тонн в год). Но стороны никак не могли договориться о цене. К тому же Газпром рассчитывал, что источником газа для третьей очереди завода СПГ станет «Сахалин-3», но дело осложнили санкции, наложенные на Южно-Киринское месторождение. Таким образом, проект по расширению завода СПГ «Сахалина-2» все еще остается на бумаге.

Роснефть же ранее анонсировала собственный проект по сжижению газа - «Дальневосточный СПГ» (с участием ExxonMobil). Первоначально планировалось, что завод заработает в 2018-2019 гг. Для предприятия мощностью в 5 млн тонн сжиженного газа в год рассматриваются площадки на юге Сахалина или в Хабаровском крае в районе порта Де-Кастри. Однако для первого варианта нужен доступ к транссахалинскому трубопроводу «Сахалина-2», с чем не согласен Газпром. Роснефть сумела добиться права пользоваться сахалинской трубой, но окончательно точка в споре не поставлена. Роснефть рассматривает несколько вариантов развития «Дальневосточного СПГ», говорил осенью Александр Жаров.

В декабре замминистра энергетики РФ Кирилл Молодцов сообщил, что инвестрешение по третьей очереди завода СПГ «Сахалина-2» будет принято в первом квартале 2017 г. Одновременно решат, каким образом будут монетизировать газ с «Сахалина-1».

РЫНОК

О КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

в условиях низких цен на энергоресурсы¹

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА В ПОСЛЕДНЕЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ, ПРИВЕДЕНЫ ОЦЕНКИ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ЭТОГО РЕГИОНА. ПОКАЗАНО, ЧТО ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ЭТИХ РЕСУРСОВ В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ СТЕПЕНИ ЗАВИСЯТ ОТ ЦЕНОВОЙ КОНЪЮНКТУРЫ И СПРОСА НА НЕФТЬ. ДАН КРАТКИЙ АНАЛИЗ ИХ ОСВОЕНИЯ ПРИ ВЫСОКИХ МИРОВЫХ ЦЕНАХ НА НЕФТЬ И В ИЗМЕНИВШИХСЯ УСЛОВИЯХ. СДЕЛАН ВЫВОД, ЧТО ПРИ НИЗКИХ ЦЕНАХ ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА ПРАКТИЧЕСКИ ПОЛНОСТЬЮ ВЫПАДАЕТ ИЗ СИСТЕМЫ ПРИОРИТЕТОВ МИРОВОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

THE ARTICLE DESCRIBES SEVERAL ASPECTS OF EXPLORATION OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS OF THE ARCTIC SHELF FOR THE RECENT DECADE, AND EVALUATES THE POTENTIAL RESOURCES OF THIS REGION. IT IS DEMONSTRATED THAT THE PERSPECTIVES OF DEVELOPMENT OF THESE RESOURCES LARGELY DEPEND ON THE PRICING ENVIRONMENT AND DEMAND FOR OIL. THE ARTICLE CONTAINS A BRIEF ANALYSIS OF THEIR DEVELOPMENT IN CONDITIONS OF HIGH GLOBAL OIL PROCESS AND IN CHANGED CONDITIONS. A CONCLUSION IS MADE THAT IF THE PRICES ARE LOW, DEVELOPMENT OF THE ARCTIC SHELF HAS ALMOST NO PRIORITY IN GLOBAL DEVELOPMENT OF OIL AND GAS INDUSTRY

Ключевые слова: нефть, газ, арктический шельф, цены, прогнозы, затраты и издержки, приоритеты развития.



Алексей Михайлович Мастепанов,

д.э.н., академик РАЕН, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии

Утверждение председателем правительства Российской Федерации Д.А. Медведевым 30 августа 2016 г. очередного Плана мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года² придало новый импульс дискуссиям о путях развития и будущем этого уникального региона, а также о возможности и целесообразности освоения углеводородных ресурсов его шельфа. Тем более что в Плане мероприятий появился не только отдельный раздел «Развитие топливно-энергетического комплекса, обеспечение энергетической безопасности», но и специальные пункты, касающиеся такого освоения. Приведем их [2]:

• Реализация крупных инфраструктурных проектов, предусматривающих интеграцию Арктической зоны Российской Федерации с освоенными районами России, освоение Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и месторождений углеводородов на континентальном шельфе арктических морей, полуостровов Ямал и Гыдан;

 Реализация мероприятий по обеспечению защиты государственных интересов при освоении месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации в Арктике; **УДК** 550.8.01

- Формирование резервного фонда месторождений в Арктической зоне Российской Федерации, гарантирующего энергетическую безопасность страны и устойчивое развитие топливно-энергетического комплекса в долгосрочной перспективе, в период
- По материалам доклада «Арктика в системе приоритетов мирового развития нефтегазовой отрасли в условиях низких цен на энергоресурсы», сделанного на Шестой Международной конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток» ROOGD-2016. Московская область, пос. Разпром ВНИИГАЗ», 25-26 октября 2016 г. и соответствующей статьи в Научном журнале Российского газового общества.
- ² Аналогичный план был утвержден 16 октября 2013 г. (№ 6208п-П16) непосредственно после утверждения президентом России В.В. Путиным (20 февраля 2013 г.) Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года [1].

замещения падающей добычи в районах традиционного освоения после 2020 года;

 Совершенствование условий для деятельности российских компаний на арктическом шельфе.

Кроме того, в другом разделе Плана есть еще два пункта, непосредственно касающихся освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа:

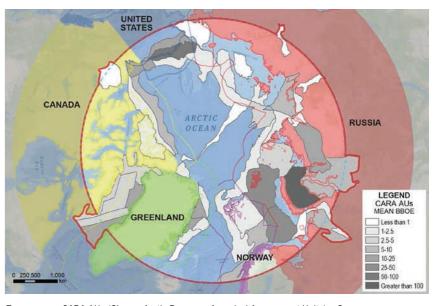
«75. Осуществление взаимодействия Российской Федерации с приарктическими государствами в целях защиты национальных интересов России и реализации предусмотренных международными актами прав прибрежного государства в арктическом регионе, в том числе касающихся разведки и разработки ресурсов континентального шельфа.

76. Представление, защита и сопровождение пересмотренной частичной заявки по установлению внешней границы континентального шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане в Комиссии по границам континентального шельфа».

Как будут выполняться приведенные выше пункты Плана в условиях, когда мировые цены на нефть упали более чем вдвое по сравнению с тем периодом, когда утверждалась Стратегия? Или остается уповать на то, что традиционная, как считает проф. Песцов С.К. [3], для российского нормотворчества предельная общность и расплывчатость формулировок целей, задач и мероприятий, призванных обеспечить их достижение, даст в любом случае возможность соответствующим министерствам и ведомствам отчитаться об их успешном выполнении? Тем более что и сама Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации, по мнению В.С. Мартьянова из Института философии и права Уральского отделения Российской академии наук, страдает декларативностью и абстрактной риторикой, то есть отсутствием четких целевых показателей планируемого развития [4].

И какие меры по освоению арктического шельфа намечают предпринять в новых условиях зарубежные компании? Попробуем хотя бы частично ответить на эти вопросы.

РИС. 1. Карта оценок относительной плотности углеводородных ресурсов арктических бассейнов



Примечание: CARA AUs (Circum-Arctic Resource Appraisal Assessment Units) — Оценка ресурсов циркумарктического региона. Оценка дана в млрд барр нефт. эквивалента Источник: [5]

Углеводородные ресурсы арктического шельфа

К числу геополитических реалий, которые будут влиять на развитие мировой экономики и энергетики в первой половине XXI века, относится и освоение углеводородных ресурсов Арктики, в частности – ее шельфа. Этот труднодоступный регион притягивает к себе внимание нефтегазовых компаний, как ни один другой в мире. Их не останавливает ни суровый климат, ни то, что температура воздуха порой опускается здесь до -60°C, поскольку громадные прогнозные ресурсы углеводородов (порядка 22% мировых технически извлекаемых ресурсов нефти и газа по оценкам US Geological Survey) могут «перекрыть все» (рис. 1).

Отметим, что раньше Арктика не относилась к регионам, вокруг которых разворачивалась конкуренция. Удаленность и труднодоступность этих территорий в совокупности с чрезвычайно высокими затратами на разработку месторождений полезных ископаемых ограничивали круг стран, заинтересованных в этом регионе. Арктический совет, созданный для взаимодействия между государствами региона,

вполне справлялся с этой задачей. Его постоянные участники – Дания, Исландия, Канада, Норвегия, Россия, США, Финляндия, Швеция – находили общий язык как между собой, так и со странами-наблюдателями (Китаем, Японией, Германией, Францией, Великобританией). Положение изменилось в последние десятилетия, и Арктика стала предметом международных споров, связанных, в частности, с определением границ, поскольку значительные территории Арктики – в центральной части Северного Ледовитого океана – до сих пор не делимитированы.

На сокровища Арктики, помимо пяти прибрежных государств -США, Канады, Дании, Норвегии и России – есть еще более 20 претендентов, в том числе такой экономический гигант как Китай В частности, глобализация экономики Китая сопровождается его политической активизацией, в том числе на арктическом направлении, что далеко не однозначно воспринимается мировым сообществом. Например, в Дании считают, что Китай «имеет в Арктике законные экономические и научные интересы», тогда как в Канаде убеждены, что он «угрожает суверенитету» арктических стран. Освоение Арктики признано приоритетной программой и в Индии, с помощью которой

ТАБЛИЦА 1. Потенциальные ресурсы углеводородов Арктики

Тип ресурса		США Канада		ада	Россия		Дания		Норвегия		Pooro	
		Суша	Шельф	Суша	Шельф	Суша	Шельф	Суша	Шельф	Суша	Шельф	Всего
Нефть,	неоткрытые	9,9	21,9	1,4	11,3	12,6	17,9	0,8	15,3	0,1	4,5	96
млрд барр	открытые	1,4	0,7	0,4	1,5	4,6	0,5	0,0	0,0	0,0	0,9	10
Всего, млрд б	арр	11,3	22,6	1,8	12,8	17,2	18,4	0,8	15,3	0,1	5,4	106
Прир. газ,	неоткрытые	91,3	138,8	11,9	76,5	166,2	977,8	6,2	129,0	1,2	112,2	1712
трлн куб. ф.	открытые	99,7	28,1	12,3	11,1	183,7	177,4	0,0	0,0	0,0	7,9	520
Всего, куб. фу	VTOB	191,0	166,8	24,2	87,5	349,9	1155,3	6,2	129,0	1,2	120,1	2232
Конденсат,	неоткрытые	2,4	3,4	0,2	1,3	4,4	23,1	0,4	8,8	0,0	1,0	45
млрд барр	открытые	0,0	0,7	0,0	0,0	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	2
Всего, млрд б	арр	2,4	4,1	0,2	1,3	5,4	23,6	0,4	8,8	0,0	1,1	47
Ресурсы,	неоткрытые	27,5	48,4	3,7	25,3	44,7	203,9	2,2	45,8	0,3	24,2	426
всего млрд барр н.э.	открытые	18,1	6,1	2,4	3,3	36,2	30,6	0,0	0,0	0,0	2,3	99
Всего, млрд барр н.э.		45,6	54,5	6,1	28,6	80,9	234,5	2,2	45,8	0,3	25,4	525

Источник: [5]

страна стремится укрепить свои экономические и политические позиции в регионе³.

Разные страны мира периодически публикуют данные об углеводородных ресурсах Арктики, однако эти оценки значительно различаются. Так, эксперты геологической службы США (USGS) считают, что в Арктике находится пятая часть неисследованных извлекаемых запасов нефти и газа. Потенциальные запасы нефти в этом регионе оцениваются ими в 90 млрд барр, газа – в 47,3 трлн куб. м, газового конденсата – 44 млрд барр. Всего в Арктике, по оценкам геологической службы США, находится до 13% еще неоткрытых мировых запасов нефти и до 30% газа [6].

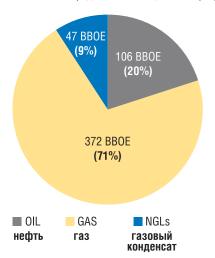
Эксперты консалтинговой компании Wood MacKenzie оценили неразведанные ресурсы нефти и газа в этом регионе в 166 млрд барр в нефтяном эквиваленте, а разведанные — в 233 млрд барр [7]. По модальной оценке компании Тоталь, ресурсный потенциал углеводородов за Полярным кругом составляет 65 млрд барр, а по максимальной — 215 млрд барр, что, кстати, почти вдвое меньше, чем соответствующая оценка USGS 2008 г. [8].

Оценки многих специалистов еще выше: потенциальные геологические ресурсы углеводородов Арктики оцениваются от 300 до 396 млрд барр [9].

Значительная часть этих ресурсов находится на шельфе арктических

морей. По оценке той же USGS (2009 г.), на арктический шельф приходится 58% всех углеводородов мирового шельфа, из которых 78% – природный газ [10]. По оценкам, сделанным специалистами Института проблем нефти и газа Российской академии наук (В. Богоявленский, 2011 г.), запасы нефти на шельфе Арктики составляют около 1 млрд т, а природного газа – 9,4 трлн куб. м [11].

РИС. 2. Распределение потенциальных ресурсов по видам углеводородов и по странам



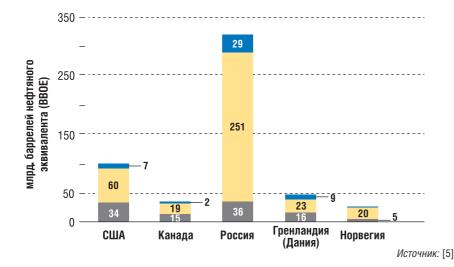


РИС. 3. Оценка суммарных начальных углеводородных ресурсов Арктики, млрд барр н.э. (BBOE)



Источник: [

Подобный разброс оценок, как отмечается в [12], вызван, прежде всего, тем, что геологоразведочные исследования арктических территорий, особенно шельфа Северного Ледовитого океана, до недавнего времени фактически были недоступны. Геологоразведка на шельфе и сегодня находится

на начальном этапе развития, поскольку современные технологии пока не позволяют проводить бурение на больших глубинах в сложных климатических условиях. Поэтому все имеющиеся оценки о запасах и ресурсах углеводородов в этом регионе являются скорее ожидаемыми, чем обоснованными [7]. Из этого и будем исходить.

По данным (2015 г.) американских энергетических экспертов из Национального нефтяного Совета (National Petroleum Council), которые проанализировали соответствующие национальные данные всех пяти арктических государств, на Арктику приходится до 25% всех неразведанных традиционных ресурсов углеводородов планеты. Только открытые запасы (reserves) нефти и газа в этом регионе составляют 191 млрд барр в нефтяном эквиваленте (н.э.). Что же касается потенциальных ресурсов, то они оцениваются в 525 млрд барр н.э., из которых 99 – открытые (discovered potential) и 426 – неоткрытые (undiscovered potential) ресурсы (табл. 1).

Из этих 525 млрд барр н.э. 106 млрд баррелей – сырая нефть, 2232 трлн куб. футов – природный газ и 47 млрд баррелей – газоконденсат (рис. 2). А всего ресурсный потенциал углеводородов Арктики (с разведанными запасами) оценивается американскими экспертами из Национального нефтяного Совета в 716 млрд барр н.э. (рис. 3).

Значительная часть углеводородного потенциала Арктики приходится на шельф арктических морей, который в настоящее время является одним из основных, пока еще мало изученных и тем более освоенных регионов, содержащих значительные ресурсы углеводородов, хотя история их освоения насчитывает уже много десятилетий. По данным того же Национального нефтяного Совета США, потенциальные углеводородные ресурсы этого шельфа оцениваются в 390 млрд барр в нефтяном эквиваленте (н.э.). На рис. 4 и 5 показаны суммарные потенциальные ресурсы углеводородов суши и

РИС. 4. Суммарные неразведанные потенциальные ресурсы традиционных углеводородов Арктики и их распределение по странам

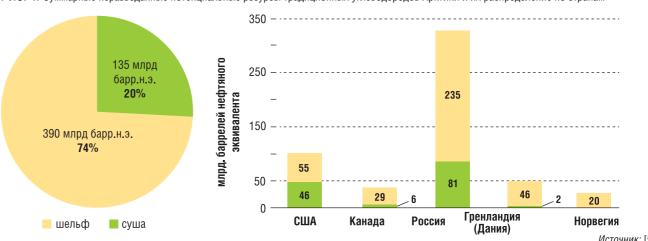
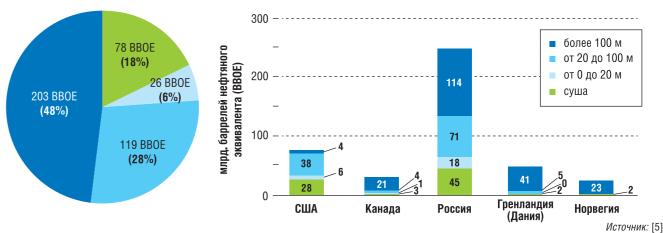
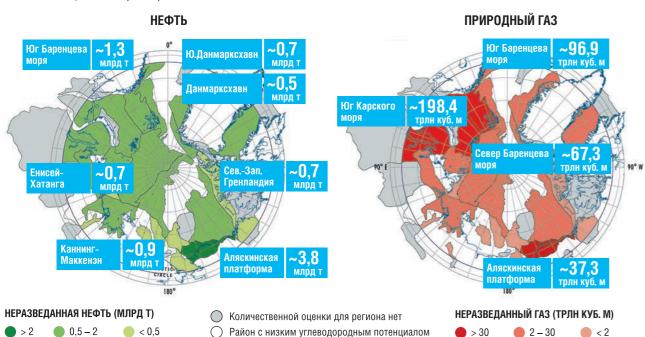


РИС. 5. Распределение неразведанных потенциальных ресурсов традиционных углеводородов Арктики по глубинам моря и по странам



^{3 12} мая 2013 г. в Кируне (Швеция) на очередном саммите Арктического совета Индия наряду с другими неарктическими государствами – Китаем, Республикой Корея, Японией, Сингапуром и Италией – получила статус наблюдателя в этом международном органе

РИС. 6. Потенциал заполярной Арктики



Источник: [13] со ссылкой на Министерство энергетики Российской Федерации

шельфа Арктики и распределение неразведанных ресурсов по глубинам моря и странам.

Суммарные геологические ресурсы углеводородов Арктики значительно выше и превышают, по оценке Минэнерго России, 342 млрд т н.э. (рис. 6).

Что касается России, то, по словам министра природных ресурсов и экологии С. Донского на форуме «Дни Арктики в Москве», который прошел 21—26 ноября 2016 г., неразведанный потенциал углеводородов Арктической зоны РФ сейчас составляет 91% на шельфе и 53% на суше. И даже при этом разведанные запасы нефти на российском Арктическом шельфе по категориям A+B+C₁+C₂, по данным на 1 января 2016 г., составляют 585 млн т, газа — 10,4 трлн куб. м [14].

II. Освоение ресурсов арктического шельфа в период высоких цен на нефть

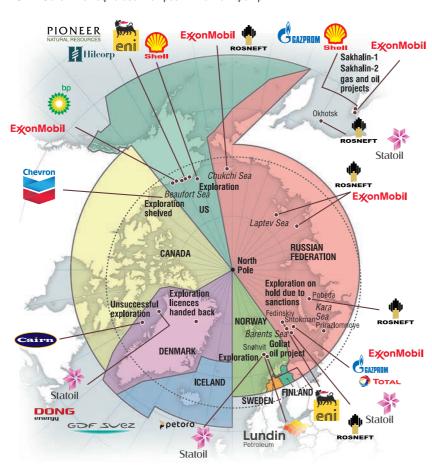
За прошедшие десятилетия выросли наши знания об этом регионе и геологическом строении дна арктических морей, интенсивно развивались технологии морской разведки и добычи нефти и газа.

Своего пика освоение углеводородных ресурсов арктического шельфа достигло

на рубеже первых десятилетий XXI века. Этим бизнесом стали заниматься десятки нефтегазовых

компаний из многих стран мира, причем не только относящихся к этому региону (рис. 7).

РИС. 7. Основные нефтегазовые проекты на шельфе Арктики



Источник: [15] по данным Financial Times, отчетам компаний, Heritage Foundation

РИС. 8. Технологический прогресс в разведке и разработке месторождений нефти и газа за 50 лет работ в условиях арктического шельфа



Источник: [5]

РЫНОК

При этом степень изученности и освоенности ресурсов этого региона остается крайне низкой. В настоящее время на континентальном шельфе США, Норвегии и России реализуются лишь единичные проекты. Вместе с тем во всех приарктических государствах приняты правовые акты, закрепляющие стратегическое значение Арктики в первую очередь с точки зрения ресурсов углеводородного сырья — нефти, природного газа, газового конденсата⁴.

Высокие цены на нефть, сложившиеся к этому времени, открывали перед арктическими шельфовыми проектами неплохие перспективы⁵, особенно с учетом технологического прогресса, наблюдавшегося в последние годы (рис. 8).

Не омрачало эти радужные перспективы и то, что освоение арктического шельфа сопряжено с целым рядом природно-климатических, технологических, экологических, экономических

и других проблем. Работа здесь крайне сложна, требует и серьезных финансовых затрат, и уникальных технологических решений. По оценкам специалистов ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», на сегодня отсутствуют технологии для разработки 90% нефтегазовых площадей арктического шельфа, равно как и технологии ликвидации экологического ущерба, связанного с возможными утечками нефти и газа.

Этот же вывод подтверждает и проф. Ю.П. Ампилов: «Для большинства обширных арктических акваторий, включающих такие моря, как Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское, в мировой практике отсутствуют апробированные технологические решения для морской добычи» [17].

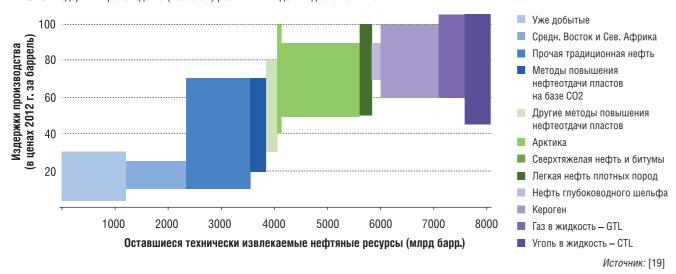
Крайне велики экологические риски, связанные с освоением подводных месторождений углеводородов. Необходимо также учитывать и более отдаленные, но не менее значимые риски освоения Арктики, связанные с глобальным

потеплением климата и широким распространением на арктическом шельфе скоплений газогидратов [18].

В России действуют «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу» (2008 г.), в США — «Национальная стратегия по Арктическому региону» (2013 г.), в Канаде — «Северная стратегия Канады: наш север, наше наследие, наше будущее» (2009 г.), в Норвегии — «Стратегия правительства Норвегии в отношении высокоширотного Севера» (2006 г.) и «Крайний Север — видение и стратегия» (2011 г.), в Дании — «Стратегия Королевства Дания в Арктике на период 2011 – 2020 годов» (2011 г.) [16].

⁵ Отметим также что высокие цены на нефть которые держались в последние годы (даже порядка 100-110 долл/барр за марку Brent с января 2011 г. по август 2014 г.), вполне устраивала и потребителей, и производителей и отрасль альтернативной энергетики. Более того, такие, достаточно высокие, цены просто необходимы были для ведущих производителей и экспортёров нефти, поскольку бюджет этих стран напрямую зависит от поступления нефтедолларов. Но эти же цены обеспечивали значительные поступления и в бюджеты странпотребителей энергоресурсов, поскольку в цене конечных нефтепродуктов в большинстве из них доля налогов, акцизов и различных сборов составляет от 40 до 60%.

РИС. 9. Издержки производства (поставок) различных видов жидкого топлива



Тем не менее, на геологическое изучение и последующее освоение огромных территорий арктического шельфа были выданы лицензии, в том числе и в России. Таким образом, освоение арктического шельфа прочно вошло в число приоритетов перспективного развития мировой нефтегазовой отрасли. Причем, по медианной величине издержек производства, по оценкам МЭА, арктические проекты выигрывали по сравнению с проектами освоения нефтяных песков, сверхтяжелой нефти и битумов, нефти глубоководного шельфа и тем более получения синтетического жидкого топлива из природного газа и угля (рис. 9). Как видно из этого рисунка, издержки добычи нефти в Арктике в то время оценивались в достаточно широком диапазоне от 40 до 100 долл за барр в ценах 2012 г.

Аналогичные цифры приводились и российскими специалистами. Так, по оценке первого замминистра энергетики РФ А. Текслера, озвученной в ходе Петербургского международного экономического форума в 2015 г., стоимость добычи нефти на арктическом шельфе составляет от 30 до 100 долл за баррель.

При этом надо понимать, что нижние значения этих диапазонов относились либо к арктической суше, либо к незамерзающему шельфу западной части Арктики – Норвежского и Баренцева морей.

Этот вывод полностью подтвердил на конференции «Международное сотрудничество в Арктике: новые вызовы и векторы развития», проведенной 12–13 октября 2016 г.

в Москве Российским советом по международным делам при поддержке аппарата правительства России и МИД России, президент, главный исполнительный директор Торговой палаты Лапландии Тимо Раутайоки: только при новых технологиях возможно эффективное освоение ресурсов норвежского шельфа при цене на нефть в 50 долларов за баррель.

Что же касается остальной части шельфа, то для нее характерны оценки, относящиеся именно к верхним значениям диапазона — от 70 до 100 долл за баррель.

III. Проблемы освоения арктического шельфа при низких мировых ценах на нефть

Однако в последние годы ситуация резко изменилась. Замедление в 2014 г. мирового экономического роста вызвало ослабление спроса на нефть, и в сентябре 2014 г. цены на нее стали снижаться, а потом и вовсе рухнули, после того, как в конце ноября ОПЕК под давлением Саудовской Аравии приняла решение не сокращать квоты на добычу. Уже к первой декаде декабря 2014 г. цены упали на 40% – со 115 долл за баррель до 65, а затем и до 53 долл/барр. Тем самым было положено начало ценовой войне с целью долгосрочного сохранения рыночной доли и перенесения балансировочной нагрузки на конкурентов с высокими затратами.

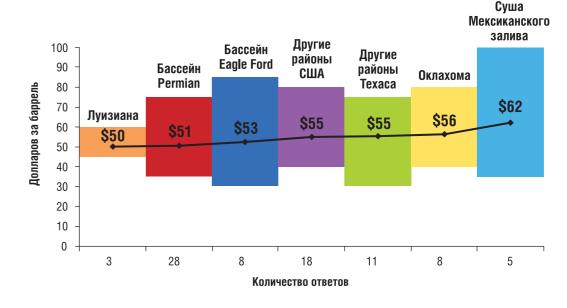
Падение цен, с некоторыми перерывами, продолжилось до 20 января 2016 г., когда стоимость

нефти марки Brent опустилась до 28,22 долл/барр. Но уже к 29 января она вновь подрастает до 35,87 долл/ барр. А затем новое падение и новый рост, который с колебаниями продолжается до последнего времени. В целом же к осени 2016 г. низкие цены на нефть (30-40 долл/ барр) сменились умеренными (порядка 50 долл/барр)⁶. По оценкам МЭА, сделанным уже в этом году, ситуация с ценами на нефть и балансом спроса на нее и мировой добычи в ближайшее время практически не изменится, хотя все более очевидными становятся быстрые темпы сокращения производства в США [23].

Основной целью отказа ОПЕК от снижения добычи нефти в 2014-2015 гг. было выдавливание с рынка нефтепроизводителей со значительными издержками, прежде всего США с их сланцевой нефтью. В начале 2010-х гг. считалось, что рентабельность добычи нефти из сланцевых пород в США может обеспечиваться только при достаточно высоких ценах. Так, по оценкам МЭА, сделанным в середине 2014 г., точка безубыточности для сланцевых проектов в США составляет 80 долл за баррель [24].

Однако производители сланцевой нефти в США за последнее время добились роста эффективности бурения и значительного снижения расходов, удешевили применяемые технологии и захеджировали

РИС. 10. Оценка уровня безубыточности для новых скважин в различных районах США (по результатам опроса аналитиков и топ-менеджеров нефтегазовых компаний)



NOTES: Line depicts the mean and bars depict the range of responses. 63 E&P firms answered this question from March 16-24, 2016. Other U.S. includes Bakken, Kansas, Gulf of Mexico and others. SOURCE: Federal Reserve Bank of Dallas

Источник: [25]

финансовые риски, накопив большой запас прочности и гибкости.

По оценкам, сделанным специалистами Citigroup, ITG, Bank of America и ряда других аналитических и финансовых структур, производство сланцевой нефти остается рентабельным при цене на нефть не ниже 60–65 долл за баррель [20]. Таким образом, при текущем уровне цен (45–47 долл/барр) новые скважины являются убыточными (рис. 10).

Однако с учетом того, что основные объемы сланцевой нефти поступают с уже разрабатываемых участков, где затраты значительно ниже, сланцевый сектор, по данным американской аналитической компании RBN Energy, может продолжать держаться на плаву и при цене не ниже 40 долл за барр. Аналогичная ситуация и с нефтеносными песчаниками Канады [26].

От низких же цен на нефть в первую очередь пострадали проекты, связанные с разработкой глубоководных месторождений и арктического шельфа.

Причины этого достаточно понятны. В этой статье мы не будем рассматривать такие широко известные проблемы, как хрупкость природы в Арктике и ее роль в формировании глобального климата, риски для Арктики от нефтегазовых проектов, другие природно-климатические, технологические, экологические

и экономические проблемы освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа, которые делают этот процесс весьма затратным. Эти проблемы в последние годы широко освещались и в специализированной, научной литературе, и в СМИ.

Отметим лишь, что реакция на падение цен на нефть со стороны ее производителей была вполне ожидаемой. Это и отказ от новых дорогостоящих проектов, и совершенствование технологий в целях снижения издержек производства. В частности, в апстриме, это, в первую очередь, проекты по освоению глубоководных и арктических ресурсов традиционных углеводородов, и нефтеносных песчаников. Так, по оценкам норвежской консалтинговой компании Rystad Energy, опубликованным в январе 2016 г., с начала нефтяного кризиса аннулированы или отложены 63 нефтегазовых проекта по всему миру более чем на 230 млрд долл.

Близкие цифры приводят также аналитики Wood Mackenzie, которые прогнозируют снижение инвестиций в нефтегазовую сферу по всему миру по итогам периода с 2014 по 2016 годы на 40%.

В 2016 г., по оценке инвестбанка Morgan Stanley, который проанализировал заявления 121 энергетической компании с прогнозами по инвестициям, они собирались уменьшить инвестиции еще на 25%.

Аналитики Goldman Sachs, идентифицировав 61 новый проект, отметили, что если цены на нефть останутся на низком уровне, инвестиции могут сократиться к 2020 г. более чем вдвое.

Сократили в 2015—2016 гг. свои инвестиции (в долларовом исчислении) и российские компании [20].

Что касается собственно арктического шельфа, то в сентябре 2015 г. Shell заявил о прекращении геологоразведочных и буровых работ на шельфе Аляски и свертывания своей Арктической программы стоимостью в 7 млрд долларов. О приостановке работ на арктическом шельфе Северной Америки заявили в 2015 г. и другие крупнейшие компании – ExxonMobil, Chevron и ВР. Итальянская Епі вновь перенесла сроки ввода нефтяной платформы на норвежском месторождении Гольят в Баренцевом море. Норвежская Statoil 28 октября 2015 г. заявила, что отложила дату запуска крупнейшего проекта по освоению месторождения Mariner, инвестиции в которое составляют более 7 млрд долл, а в ноябре объявила об отказе от работ на 16 участках в Чукотском море. Администрация президента США объявила об отмене государственных торгов на право осуществления буровых работ в Чукотском море и море Бофорта, которые были запланированы на 2016 и 2017 годы. В январе 2015 г. Statoil, Dong Energy (Дания) и GDF Suez (Франция) вернули

⁶ Подробнее о динамике падения цен в эти годы и его основных причинах см., напр., [20–22].

РИС. 11. Возможные стимулы к развитию шельфовых проектов и проектов СПГ



Источник: [31]

большинство своих разведочных лицензий на арктическом шельфе Гренландии (море Баффина).

И, наконец, бессрочный запрет на новое бурение и добычу нефти и газа на арктическом шельфе США наложил Барак Обама за месяц до окончания своих президентских полномочий. Одновременно аналогичный запрет ввела и Канада [27].

Под запрет попадает геологоразведочная деятельность на площади 46,5 млн га (115 млн акров) в федеральных водах Аляски в Чукотском море и большая часть моря Бофорта, а также 1,5 млн га (3,8 млн акров) в Атлантике от Новой Англии до Чесапикского залива [28].

Запрет противоречит объявленным во время предвыборной кампании планам избранного президента США Дональда Трампа расширить разведку и добычу углеводородов на шельфе. Вывести шельф из зоны возможной нефтегазодобычи Б. Обама смог с помощью закона 60-летней давности, который позволяет производить такие изъятия территорий для защиты локальных экосистем. Причем механизма отмены решения закон не предусматривает. Как считают специалисты, единственный вариант, который гипотетически может быть реализован, - отмена решения по суду, но юристы не

берутся оценить перспективы такого иска, не говоря уже о политических последствиях противостояния в суде политики двух президентов [29].

Скорее всего, в ближайшие месяцы судьба этого запрета станет более определенной⁷.

Исключением из названного выше ряда проектов являются лишь проекты на мелководном шельфе Норвежского и Баренцева морей. Это начало добычи на месторождении Голиаф и программа разведочного бурения Statoil, поскольку, несмотря на значительные риски бурения в Арктике, для компании очень важно подтвердить наличие нефтегазовых ресурсов в этом районе. Кроме того, продолжат свою работу и те арктические проекты, которые были запущены в период высоких цен.

Таким образом, в условиях низких цен на энергоресурсы произошла глубокая заморозка планов освоения арктического шельфа, который практически полностью выпадает из системы приоритетов мирового развития нефтегазовой отрасли. По образному выражению учредителя Полярного института Швейцарии, почетного полярника России Фредерика Паулсена, «нефтегазовые проекты арктического шельфа положены на холодный арктический лед, но с ростом цен на нефть

нефтяная лихорадка в этом районе возобновится с новой силой». Согласимся с этим выводом, поскольку перспективы разработки ресурсов арктического континентального шельфа действительно сильно зависят от ценовой конъюнктуры и спроса на нефть.

Данный вывод подтверждают и результаты опроса 108 экспертов, работающих над шельфовыми проектами и проектами СПГ в Российской Федерации, проведенного в конце 2014 г. и опубликованного в январе 2015 г. компанией The Energy Exchange. 27% опрошенных назвали рыночную цену нефти как наиболее острую проблему отрасли. Рост цены на нефть эти эксперты назвали главным толчком развития работ на шельфе. Другие возможные стимулы к этому показаны на рис.11.

Но как долго продержится этот период низких цен?

Мнений, предположений и гипотез на этот счет много, как и причин, вызвавших падение цен в 2014-2016 гг.⁸ Однако поскольку эти проблемы выходят далеко за рамки темы данной статьи, отметим лишь, что с высокой степенью вероятности можно ожидать, что продолжительность периода низких цен составит не менее 5-7 лет. Этот наш вывод базируется и на уже отмеченном значительном спаде инвестиций в новые нефтегазовые проекты, и высокой «живучести» сланцевых проектов в США, которые фактически стали, в сочетании с действиями монетарных властей этой страны, господствующих на мировых финансовых рынках, одним из основных факторов ценообразования на мировом рынке нефти.

РИС. 12. Типичные этапы развития нефтегазовых проектов



На продолжительность периода низких цен окажет влияние и реализация Парижского соглашения, достигнутого 12 декабря прошлого года. По оценкам специалистов, реализация этого соглашения напрямую скажется на роли нефти и газа в перспективном энергетическом балансе мира. Так, в последнем обзоре ОПЕК, вышедшем в начале ноября 2016 г., показано, что с учетом анализа климатической политики после СОР21 в Париже вполне возможно значительное сокращение как общего спроса на энергоресурсы, так и на нефть, и даже на природный газ [32].

В частности, в Парижском соглашении предусмотрено, что страны – участницы⁹ разработают и представят к 2020 г. рассчитанные на середину века стратегии долгосрочного развития с низким уровнем выбросов парниковых газов.

При этом время, необходимое для инициирования и реализации нефтегазовых проектов, существенно больше, чем возможная продолжительность периода низких цен на нефть (рис. 12). Это существенно повышает как риски, так и неопределенности, связанные с новыми нефтегазовыми проектами на арктическом шельфе.

Заключение

Какие же выводы можно сделать в этой ситуации? На наш взгляд, следующие:

Вывод первый. Масштабное освоение морских месторождений Арктики в условиях низких цен на нефть (порядка 30—40 долл/барр) в перспективе ближайших 5—7 лет маловероятно за исключением открытых морей западного сектора Арктики и прибрежных зон. Исключение могут составить лишь те проекты, инвестиции в которые уже были сделаны в предыдущие годы.

Если же нефтяные цены будут относительно умеренными (50-60 долл/барр), то можно ожидать возобновления достаточно активных геологоразведочных работ и работ, связанных с подготовкой месторождений к последующему масштабному освоению.

Вывод второй. Для эффективной разработки углеводородных ресурсов на шельфе Арктики нужны или высокие цены на нефть, или новые, прорывные технологии и технические решения, обеспечивающие существенное снижение издержек производства. Свою роль могут сыграть и шаги соответствующих государств по созданию условий рентабельной разработки шельфа Арктики.

Можно, конечно, ждать, когда цены вырастут, или когда правительство снизит или «обнулит» все налоги, связанные с арктическими проектами. Но, на наш взгляд, лучше и надежнее работать по созданию новых технологий и технических средств.

Вывод третий. В ближайшие годы и десятилетия можно ожидать дальнейшей ожесточенной конкурентной борьбы за место в энергетическом балансе углеводородов, добытых на шельфе арктических морей, произведенных в результате повышения нефте-и газоотдачи разрабатываемых месторождений и освоения глубоководных и нетрадиционных источников нефти и газа.

Каждое из этих направлений имеет значительную ресурсную базу, соответствующие «плюсы» и «минусы», связанные с условиями добычи и доставки продукции на рынки. Поэтому приоритеты в их развитии в первую очередь будут связаны с новейшими техническими и технологическими решениями,

⁷ Отметим, что ряд специалистов считает, что для нефтедобычи в США этот запрет не будет иметь большого практического значения. Ресурсная база отрасли резко увеличилась в результате сланцевой революции, да и в сравнении с шельфом сланцевые проекты гораздо удобнее, даже если цены на нефть или модель спроса резко изменятся. В пользу такого предположения говорит и последний прогноз (АЕО2017), выпущенный 5 января 2017 г. Управлением энергетической информации США (U.S. Energy Information Administration – EIA), в котором об арктическом шельфе нет ни слова [30].

⁸ Подробный анализ этих причин дан, в частности, нами в [20, 22].

⁹ Парижское соглашение было принято всеми 196 сторонами Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (РКООНИК) на 21-й Конференции сторон РКООНИК, прошедшей в Париже 12 декабря 2015 года. К середине ноября 2016 г. 193 из них подписали Соглашение, а 109 — ратифицировали его [33, 34].



позволяющими обеспечить экономически эффективную добычу углеводородов при приемлемых экологических рисках и результатах. И эти же технические и технологические решения дадут возможность найти оптимальное место каждого из этих направлений нефтегазодобычи в мировом энергетическом балансе, определить оптимальное для каждого временного этапа соотношение между ними.

По какому из этих направлений удастся быстрее сократить издержки производства, то и войдет в число основных приоритетов мировой нефтедобычи.

Вывод четвертый. Интерес к Арктике растет, причем не только у самих восьми арктических государств, но и у стран, отстоящих от Арктики на многие и многие тысячи километров: у Бразилии и Индии, стран ЕС, Китая и Кореи, Сингапура, Японии и др.

Этот интерес вызван совокупностью самых различных факторов:

- геополитических, включая военные:
- климатических, в том числе глобальным потеплением, и охраной окружающей среды;
- хозяйственных (рыболовством, судоходством, освоением природных ресурсов и добычей полезных ископаемых, включая углеводороды).

В этой связи будет уместно процитировать директора Института политологии и государственного управления Университета г. Ухань (КНР) г-на Хуан Дина, выступившего на уже упоминавшейся конференции «Международное сотрудничество в Арктике: новые вызовы и векторы развития»: Арктика — это не регион, проблемы и задачи которого касаются только арктических стран. Китай, как одно из основных государств мира, безусловно, имеет право и ответственность за их решение.

Вывод пятый. Что касается России, то в последнее время в стране растет понимание, что у нас нет другого пути, кроме устойчивого и поэтапного развития Арктики – региона наших стратегических интересов. Что освоение Арктики – государственная задача, состоящая не только из охраны границ Российской Федерации, но и развития инфраструктуры и транспортных артерий, а также

освоения ресурсов Арктики. И период низких цен на нефть должен стать не прощанием с арктическими проектами, как вещают некоторые аналитики и эксперты, а той паузой, в ходе которой будет проведена всестороння комплексная подготовка к их успешной реализации в будущем.

В частности, не вызывает никаких сомнений необходимость проведения активных геологоразведочных работ на всем арктическом шельфе, так как мы должны знать, чем реально обладает Россия, а экономическая целесообразность (рентабельность проектов), наличие технологий и вопросы безопасного освоения ресурсов УВ расставят очередность ввода в эксплуатацию различных арктических объектов.

Литература

- 1. План мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года. Утвержден председателем правительства Российской Федерации Д. Медведевым 16 октября 2013 г., № 6208n-П16 URL: http://arctic.gov.ru/FilePreview/6d08ab9f-ec5a-e511-8262-0604b797c23?nodeld=4370391e-a84c-e511-825f-10604b797c23.
- План мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года. Утвержден председателем правительства Российской Федерации Д. Медведевым 30 августа 2016 г. URL:RL:http://government.ru/media/files/ObB3ODIP9 rOAwfYbgWrOzHIxaHTIa8s1.pdf.
- Нефтегазовые стратегии освоения Арктики и будущее Арктического региона. Информационноаналитический бюллетень «У карты Тихого океана». №45 (243), 2016. – URL: http://ihaefe.org/ files/pacific-ocean-map/45.pdf.
- Мартьянов В.С. Переосмысливая Арктику: динамика российских приоритетов // Научный ежегодник Института философии и права Уральского отделения Российской академии наук. 2013. Том 13. Вып. 1. С. 86–87.
- Arctic Potential: Realizing the Promise of U.S. Arctic Oil and Gas Resources. National Petroleum Council 2015.
- Final Report U.S. Geological Survey Oil and Gas Resource. Assessment of the Russian Arctic, July 2010.
- 7. Зуев А. Открытие Арктики // ТЭК России № 02, 2012.
- Blaizot Marc. Arctic may reveal more hydrocarbons as shrinking ice provides access. – URL: http:// www.ogj.com/articles/print/volume-109/issue-18/ exploration-development/arctic-may-reveal-morehydrocarbons-as-shrinking-ice.html.
- Laherrere M. Jean. Point de vue d'un géologue pétrolier. – Xle Forum annuel Club de Nice Energie et Géopolitique. NICE, les 3, 4 et 5 décembre 2012 – URL: http://clubdenice.eu/2012/JLAHERRERE_sur_ Arctique.odf.
- 10. UGCS. Arctic Oil and Gas Potential. 19.10.2009.
- Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Поиск, разведка и освоение месторождений нефти и газа на шельфе Арктики // Бурение и нефть, №7-8, июль-август 2011.

- Мастепанов А.М. Освоение углеводородных ресурсов Арктики: надо ли торопиться? // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономич. журнал, №3, 2014, с. 4 – 14.
- 13. Кравец В. Дорогая Арктика // Offshore [Russia] / февраль 2016.
- Ставка на Арктику. Россия продолжит освоение Арктики, несмотря на кризис// Offshore [Russia], ноябрь 2016, с. 12–15.
- Казначеев П. Сланцы vs Арктика. Освоение российского шельфа заканчивается, не начавшись – URL: https://republic.ru/app.php/ posts/49085
- Паничкин И.В. Разработка морских нефтегазовых ресурсов Арктики: текущее состояние и перспективы. Аналитическая записка. – РСМД, №8. октябрь 2016.
- Ампилов Ю.П. Проблемы и перспективы выполнения ГРР на шельфе в условиях санкций и возможности импортозамещения // Международная конференция «Арктика и шельфовые проекты: перспективы, инновации и развитие регионов». Москва, 18 февраля 2016.
- Ресурсно-инновационное развитие экономики России / Под ред. Мастепанова А.М. и Комкова Н.И. Изд. 2-е, доп. М.: Институт компьютерных исследований, 2014.
- 19. World Energy Outlook 2013. OECD/IEA, 2013.
- 20. Мастепанов А.М. О факторах ценообразования на мировом нефтяном рынке и роли сланцевой нефти в этом процессе // Нефтяное хозяйство, №9, 2016, с. 6 – 10.
- Мастепанов А.М. О современной ситуации на мировом нефтяном рынке и роли нефтяной отрасли США в ее формировании// Бурение и нефть. №9. 2016. с. 3—15.
- 22. Мастепанов А.М. Ситуация на мировом нефтяном рынке: некоторые оценки и прогнозы // Энергетическая политика. Выпуск 2, 2016, стр. 7–20.
- 23. Medium-Term Oil Market Report 2016. Market Analysis and Forecasts to 2021. OECD/IEA, 2016, 152 pages.
- 152 pages. 24. Старинская Г. Дешевая нефть угрожает добыче //
- Ведомости, №3723 от 25.11.2014. 25. URL: http://oilprice.com/Energy/Oil-Prices/Have-Oil-Prices-Hit-The-Bottom.html.
- 26. Еникеев Ш. 20\$ за баррель: почему Ирану и Саудовской Аравии выгодна дешевая нефть. – URL: https://news.mail.ru/economics/24596781.
- 27. United States-Canada Joint Arctic Leaders'
 Statement. THE WHITE HOUSE. Office of the Press
 Secretary. URL: https://www.whitehouse.gov/
 the-press-office/2016/12/20/united-states-canadaioint-arctic-leaders-statement.
- Обама запретил нефтяные разработки арктического шельфа и Атлантики // Ведомости, 21 декабря 2016 г. – URL: http://www.vedomosti. ru/business/news/2016/12/21/670573-obamazapretil-neftyanie-razrabotki.
- 29. От редакции: Вежливый отказ // Ведомости, № 4230 от 22.12.2016.
- Annual Energy Outlook 2017 with projections to2050. January 5, 2017. U.S. Energy Information Administration. – URL: http://www.eia.gov/outlooks/ aeo/pdf/0383(2017).pdf.
- Прогноз развития шельфа России 2015-2020.
 Результаты опроса. Составлен The Energy Exchange. Январь 2015.11 с.
- 32. World Oil Outlook 2016. OPEC Secretariat, October 2016.
- 33. URL: http://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/ about/climate-change/.
- URL: http://www.un.org/sustainabledevelopment/ blog/2016/11/secretary-generals-remarks-to-thepress-at-cop22/.

KEY WORDS: oil, gas, Arctic shelf, prices, forecasts, the costs and expenses, of development priorities.



ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ ЗАРАНЕЕ!

BOOK NOW!

CEKPETAPUAT



Тел.: (812) 320 9660, 303 8863 E-mail: rao@restec.ru

www.rao-offshore.ru

ОФИЦИАЛЬНЫЙ СПОНСОР



СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ТРАДИЦИОННОГО И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ **УГЛЕВОДОРОДНЫХ**



PECYPCOB АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

Дмитриевский А. Н., ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

Еремин Н. А., ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Шабалин Н. А., Кондратюк А.Т., ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

Еремин Ал. Н., 000 «Газпром-ВНИИГАЗ»

СОВРЕМЕННАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕВОЛЮЦИЯ (НТР) В ОСВОЕНИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ МИРОВОГО ОКЕАНА, ПРИВЕЛА К СМЕНЕ ПАРАДИГМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. НОВАЯ ПАРАДИГМА ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ В АРКТИКЕ - ЭТО НОВАЯ КОНЦЕПЦИЯ ЦЕННОСТЕЙ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННАЯ НА МАКСИМИЗАЦИЮ РОСТА КАПИТАЛИЗАЦИИ И ОТДАЧИ ОСНОВНЫХ АКТИВОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ. ЗДЕСЬ ПРОВОДИТСЯ АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В АРКТИКЕ. ВЫЯВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТРЕНДЫ В ОСВОЕНИИ АРКТИЧЕСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ **МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

MODERN SCIENTIFIC AND TECHNOLOGICAL REVOLUTION (STR) IN THE DEVELOPING OF WORLD OCEAN HYDROCARBON RESOURCES LED TO A PARADIGM SHIFT IN THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS. A NEW PARADIGM OF THE ARCTIC HYDROCARBON RESOURCES DEVELOPMENT A NEW CONCEPT OF VALUES, TECHNOLOGICAL AND TECHNICAL SOLUTIONS AIMED AT THE MAXIMIZATION OF GROWTH OF CAPITALIZATION AND IMPACT THE MAJOR ASSETS OF OIL&GAS COMPANIES IN REAL TIME. THE ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS IN THE ARCTIC IS PRESENTED. THE MAIN PROMISING TRENDS IN THE INTELLECTUAL DEVELOPMENT OF THE ARCTIC OIL AND GAS FIELDS ARE IDENTIFIED

Ключевые слова: Мировой океан, Арктика, цифровые инновации, новая парадигма освоения месторождений нефти и газа, капитализация, основные активы, нефтегазовая компания, режим реального времени, Баренцово море, Печорское море, Карское море, Обско-Тазовская губа.

В настоящее время на акваториях морей и океанов разведано более 1300 месторождений нефти и газа. Среди них имеется существенное количество крупных и гигантских месторождений. Сегодня около 300 месторождений находятся в эксплуатации.

В 2016 г. морская нефтедобыча составила почти 30% от общего объема мировой добычи нефти. Добыча на морском шельфе в 2016 г. велась более чем в 50 различных странах и составила более 27 млрд барр нефти. Накопленная добыча на морских месторождениях приближается к 43 млрд т нефти и к 26 трлн м³ газа. На разведку и освоение месторождений континентального шельфа, включая строительство морских буровых платформ, тратится ежегодно более 85 млрд долл. Средний дебит морской скважины составляет 400-500 т условного топлива (у.т.) в сутки. Большинство морского производства нефти сейчас осуществляется на мелководье, которое дешевле и технически менее сложно. Прослеживается тенденция смещения производства морской нефти в сторону крупных глубоководных и арктических проектов. Самая глубокая по глубине моря разведочная скважина - NA7-1 была пробурена при помощи буровой платформы DDKG1 в январе 2013 г. у восточного побережья в Индии на разведочном блоке KG-DWN-2004/1, где глубина воды составляет более 3165 м.

Глобальное оффшорное производство нефти сконцентрировано в пяти странах. В 2016 г. Саудовская Аравия, Бразилия, Мексика, Норвегия и США добыли 43% от общего объема мировой морской добычи нефти. Четыре из этих пяти стран являются и лидерами в цифровизации, оптикализации ФАКТЫ

в 2016 году пятьюдесятью

газа и 43 млрд т

добыча на морских

и интеллектуализации морской нефтедобычи.

Саудовская Аравия. Компания СаудиАрамко производит 13% от общего объема добычи нефти на шельфе в мире и разрабатывает несколько крупных морских месторождений, включая гигантское месторождение нефти Safaniya. Добыча нефти на этом месторорождении достигает 1,5 млн барр в день. На месторождении Safaniya пробурена одна из первых бионических скважин с количеством ветвей более 150. Значительную часть эксплуатационного фонда скважин составляют цифровые и интеллектуальные скважины. Управление добычей нефти из этих скважин осуществляется в режиме реального времени.

Бразилия. Добыча на шельфе выросла на 58% в период между 2005 и 2016 гг., что вывело компанию ПетроБраз на вторую позицию по величине морской добычи в 2016 г. Этот рост был обусловлен преимущественно за счет расширения глубоководных подсолевых проектов, которые обеспечат небольшой рост производства нефти и в 2017 г. Компания ПетроБраз лидер в безлюдном производстве нефти из глубоководных скважин, часть из которых размещена на склоне шельфа с глубиной

воды более 2000 м. Компания ПетроБраз занимает лидирующие позиции в строительстве и эксплуатации интеллектуальных морских нефтепроводов и гибких добычных райзеров.

Мексика. Третий по величине производитель оффшорной нефти, но её добыча морской нефти упала на 31% за период с 2005 по 2016 гг. Мексика, однако, до сих пор производит почти 2 млн барр в день (2016 г.), что составляет около 7% мировой морской добычи.

Норвегия. Морское производство нефти сократилось на 28% начиная с 2005 по 2010 гг. За счет внедрения интеллектуальных и интегрированных технологий морскую добычу удалось стабилизировать с 2011 года. В настоящее время 7% мировой морской добычи нефти производится из норвежских месторождений. По прогнозам морская добыча нефти в Норвегии немного снизится в 2017 г.

США. С 2005 по 2016 гг. общая добыча на шельфе выросла на 6,5% в основном за счет наращивания добычи в Мексиканском заливе. Ввод нескольких крупных месторождений в разработку в Мексиканском заливе в 2016 и 2017 гг. обеспечит прирост морской добычи на 0,2 млн барр в сутки в 2017 г. В отличие от американского производства нефти на суше, где добыча упала на 0,8-0,2 млн барр в сутки в 2016 г. и еще упадет на 0,3-0,2 млн барр в сутки в 2017 г. Самая глубоководная платформа для добычи нефти и газа (башенного типа) находится в американском секторе Мексиканского залива. Она пришвартована на глубине 2438 м на подводном нефтегазовом месторождении «Пердидо», введенном в эксплуатацию в конце марта 2010 г. Самая глубоководная в мире система подводной добычи нефти установлена в 2010 г. на соседнем с «Пердидо» месторождении «Тобаго» в американском секторе Мексиканского залива на глубине воды 2925 м.

В России на Арктическом шельфе открыто 26 месторождений нефти и газа, из которых

РИС. 1. Крупнейшие нефтегазоносные области в арктической части



1 – Баренцевоморская НГО; 2 – Карская и Обско-Тазовская НГО; 3 – НГО моря Лаптевых; 4 – Восточно-Сибирская НГО; 5 – Чукотская НГО

ФАКТЫ

разведку и освоение месторождений континентального шельфа, включая строительство морских буровых платформ

условного топлива в сутки составляет средний дебит морской скважины

7 подготовлены к разработке. Месторождения расположены в акваториях трех морей: Баренцева, Печорского и Карского морей. Общие извлекаемые запасы нефти в акватории вышеупомянутых морей на Арктическом шельфе России составляют 0,6 млрд т. газа - 8,5 трлн м³. В Баренцевом, Печорском, Карском морях с губами/заливами соответственно составляют 4,47; 0,5; 3,89 млрд т условного топлива (у.т.).

Ширина шельфа в Северном Ледовитом океане может достигать более 1000 км. На 1 января 2013 г. на Арктическом шельфе России пробурено 78 поисково-разведочных скважин. из них в Баренцевом море - 33, в Печорском – 18, в Карском море с губами – 20. Крупнейшие нефтегазоносные области в арктической части российского шельфа следующие: Восточно-Баренцевская, Южно-Карская, Лаптевская, Восточно-Сибирская и Чукотская [1-10] (см. рис. 1).

По состоянию на 1 января 2017 г. в Баренцевом море владеют лицензионными участками: ПАО «Газпром» - 7 лицензий, ПАО «Роснефть» - 7 лицензионных участков.

В Печорском море по состоянию на 1 января 2017 г. ПАО «Газпром» владеет 3 лицензионными участками, включая Приразломное и Долгиновское месторождения. Приразломное месторождение разрабатывается с 2013 г... Долгиновское месторождение планируется ввести в эксплуатацию к 2020 г. с участием вьетнамской компании «PetroVietnam». ПАО «Роснефть» владеет лицензиями на 8 участков (Русский, Южно-Русский, Медынско-Варандейский. Южно-Приновоземельский, Западно-Матвеевский, Северо-Поморские 1,2, Поморский).

Карское море. По состоянию на 1 января 2017 г. ПАО «Газпром» владеет 13 лицензионными участками в Карском море. В его акватории открыты прибрежноморские газоконденсатные месторождения Харасавэйское (1974 г.), Крузенштерновское (1976 г.) и Белоостровское нефтяное месторождение, морские продолжения которых

недоразведаны, а также морские: Русановское (1987 г.), Ленинградское (1989 г.), газонефтяное месторождение Победа (2014 г.) Месторождение Победа открыто поисковой скважиной «Университетская-1», пробуренной в 250 км от материковой части Российской Федерации. Глубина моря в точке бурения – 81 м, глубина забоя вертикальной скважины - 2113 м. Сверхлегкая нефть месторождения Победа содержит менее 0,02% и по характеристикам сопоставима с нефтью морского месторождения «Белый тигр» на шельфе Вьетнама.

Обско-Тазовская губа. По состоянию на 1 января 2017 г. ПАО «Газпром» владеет 8 лицензионными участками в Обской губе: Антипаютинское (прибрежное), Тота-Яхинское (прибрежное). Семаковское (прибрежное) и Чугорьяхинское (морское), Северо-Каменомыское (морское) и Северо-Парусное (прибрежное), Каменомыское-море и Обское (морские). ПАО «НОВАТЭК» владеет Восточно-Тамбейскиим с Северо-Обским лицензионными участками.

По данным отчета Международного энергетического агентства за 2013 г. (IEA World energy outlook 2013) в 2012 г. мировая морская добыча нефти составила 1,125 млрд т. Использование нефти и других видов жидкого топлива вырастет с 90 млн баррелей в сутки в 2012 до 100 млн барр в сутки в 2020 г. и до 121 млн барр в сутки в 2040 г. Чистый прирост потребности в нефти в 2016 г. составил 1,4 млн барр в день, в 2017 г. ожидается, что составит 1,3 млн барр в день (IEA World energy outlook 2016). По оценке журнала OilPrice.com в 2016 г. морская добыча составляла 22 млн барр нефти в день. Падение цен на нефть в период с 2014 по 2016 гг. привело к снижению темпов добычи нефти на море, но не такой сильной как добычи из сланцевых месторождений. Темпы снижения морской добычи были в два раза выше, чем на месторождениях на суше. Инвестиции в шельфовые проекты упали с 360 в 2014 г. до 300 млрд долл в 2016 г. Специалисты ожидают в 2017 г. прироста добычи нефти из глубоководных и арктических регионов за счет увеличения капиталовложений в данный сегмент нефтегазовой отрасли. Мировое потребление природного газа возрастет с 3,4 в 2012 г. до 5,7 трлн м³ в 2040 г. Через 15 лет объем мирового потребления газа вырастет на 30%. В течение ближайших 25 лет среднегодовые темпы роста потребления газа в мире будут в 3,5 раза выше, чем жидких углеводородов и угля. В России рост производства газа будет происходить главным образом за счет увеличения добычи в Арктическом и восточных регионах страны.

Работы 28 академических институтов 6 отделений РАН по направлению «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности» позволили обосновать ресурсно-инновационную стратегию развития ФАКТЫ

газа разведано в настоящее время на акваториях морей и океанов. Среди них имеется существенное количество крупных и гигантских месторождений

самой глубокой разведочно скважины- NA7-1. Скважина пробурена при помощ буровой платформы DDKG1 в январе 2013 г. у восточного побережья в Индии на разведочног блоке KG-DWN-2004/1

от общего объема мировой морской добычи нефти в 2016 году добыли Саудовская Аравия, Бразилия, Мексика, Норвегия и США

экономики Российской Федерации. Подготовлены предложения по эффективному и масштабному развитию инновационных технологий поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов, транспортировки и переработки нефти и газа (9,11-18, 20-22). Одно из центральных мест в реализации стратегии ресурсно-инновационного развития экономики страны отведено драйверу российской экономики – нефтяной и газовой промышленности (14-18, 20).

Нефтегазовый комплекс Российской Федерации (далее -НТК России) – это масштабный блок национальной экономики, который обладает крупнейшей в мире минерально-сырьевой базой, развитой инфраструктурой, квалифицированными кадрами и значительным инновационным потенциалом.

Минерально-сырьевая база нефти и газа России включает 2352 нефтяных месторождений и 597 месторождений газа. Минерально-сырьевой комплекс формирует почти 50% российского бюджета и более 70% валютных поступлений от экспорта, из них 25% приходится на сырую нефть и 17% на природный газ. На Россию приходится примерно 13% мировых ресурсов нефти и около 50% мировых ресурсов газа; 9% мировых запасов нефти и 30% мировых запасов природного газа; 12.4% мировой добычи нефти и 23,7% мировой добычи газа; 5,1% мирового потребления нефти и 16% мирового потребления газа.

Реализация инновационных нефтегазовых технологий, как показывает мировой опыт, характеризуется масштабным, быстрым и эффективным возвратом вложенных в него финансовых ресурсов.

Новая парадигма интеллектуального освоения минерально-сырьевых ресурсов - это новая концепция ценностей, моделей постановки проблем и их технических решений, направленных на рост капитализации (стоимости основных активов) реального времени (19, 21).

нефтегазовых компаний в режиме



Интегрированный коэффициент активоотдачи характеризует эффективность отдачи от всех основных активов нефтегазовой компании, отражающих эффективность извлечения нефти и газа от части основных активов, а именно, запасов нефти и газа.

Разработка программы интеллектуального инновационного развития нефтегазовой отрасли совместно с нефтяными и газовыми компаниями страны позволит осуществить высокорентабельное внедрение этих технологий, а именно: обеспечить низкозатратный и экогологичный ввод в освоение Арктических ресурсов сухого газа; ускорить создание новых центров нефтегазодобычи в Арктике.

Эффективное и целенаправленное внедрение инновационных технологий институтов РАН даст возможность получить постоянно нарастающий финансовый поток как за счёт роста нефтегазодобычи, так и в результате реализации интеллектуальных инновационных технологий высоких переделов. Значительные финансовые ресурсы позволят поддержать развитие инновационных процессов в самых различных, в том числе в смежных несырьевых отраслях экономики. Созданные инновационные технологии дадут возможность повысить конкурентоспособность отечественной продукции и обеспечить технологическую независимость нефтегазового комплекса страны. Эффективное и целенаправленное внедрение инновационных технологий институтов РАН даст возможность получить постоянно нарастающий финансовый поток как за счёт роста нефтегазодобычи, так и в результате реализации инновационных технологий высоких переделов. Значительные финансовые ресурсы позволят поддержать развитие инновационных процессов в самых различных, в том числе в смежных несырьевых отраслях экономики. Созданные инновационные технологии дадут возможность повысить конкурентоспособность отечественной продукции и обеспечить технологическую независимость нефтегазового комплекса страны.

Стратегическими газодобывающими регионами с точки зрения открытых запасов газа являются приямальский шельф, шельф Баренцева моря, акватория Обской и Тазовской губ, а открытых запасов нефти акватория Печорского моря. Месторождения акваторий Арктического шельфа, кроме месторождений акватории Обской и Тазовской губ, характеризуются значительной удаленностью от существующей производственной инфраструктуры, включая действующую систему магистральных газопроводов, сложными горно-геологическими условиями залегания. Для их эффективной эксплуатации в условиях Арктики необходимо обеспечить решение ряда сложных фундаментальных и технических задач в области строительства скважин, газопромысловых объектов и транспорта нефти, газа и продуктов их переработки (СПГ, СЖТ, водород и другие).

ФАКТЫ

5,7 трлн м³

составит к 2040 г. мировое потребление природного газа

2352

нефтяных месторождений и 597 месторождений газа включает минеральносырьевая база нефти и газа России

30%

мировых запасов природного газа, 12,4% мировой добычи нефти, 23,7% мировой добычи газа приходится на Россию

В Печорском море по состоянию на 1 января 2017 г. «Газпром» владеет 3 лицензионными участками, включая Приразломное и Долгиновское месторождения

Все это потребует привлечения значительных объемов инвестиций в наукоемкие методы освоения, за счет которых можно будет кратно снизить затраты на освоение ресурсов УВ в Арктике. В настоящее время нефтегазодобывающая промышленность, а тем более, ее научно-проектная база критически недофинансируется. Наблюдается хроническое отставание развития инновационных нефтегазовых технологий в РФ, особенно в области создания систем разведки, бурения, добычи УВ в режиме реального времени. Создание таких систем особенно будет востребовано в ближайшие годы в удаленных регионах, таких, как Арктический шельф, Восточная Сибирь, Дальний Восток. Глубокий финансовый кризис 2014-2016 гг. в мировой экономике заставляет внимательно пересмотреть ключевые моменты освоения

Арктического шельфа.

Существует два подхода к освоению месторождений с применением: стационарных морских платформ и подводных добычных комплексов. На стационарных морских платформах планируется осуществлять минимальный объем подготовки газа с последующей подачей под пластовым давлением газа по подводным и сухопутным газопроводам на береговые УКПГ. На каждой платформе будет размещено до 20 наклоннонаправленных эксплуатационных скважин. Подводные добычные комплексы будут заглублены ниже дна акватории. Это позволит предотвратить воздействие от стамух, килевая часть которых может достигать 8 метров. На каждом подводно-добычном комплексе планируется разместить до 8 наклоннонаправленных скважин. Газ под пластовым давлением без минимальной подготовки подается на береговые установки комплексной подготовки газа.

ИПНГ РАН и РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина были проведены исследования по оценке инвестиций в создание прорывных технологий освоения углеводородных ресурсов в

подледных условиях. Общая потребность в создании макетного образца подледной нефтяной скважины-завода ими была оценена в 5–7 млн долл в течение 3–5 лет. Общая потребность в создание макетного образца подледной газовой скважины-завода с подготовкой товарной продукции в виде син-топлива ими была оценена в 50–70 млн долл в течение 5–7 лет.

Природная среда Арктики, включая ее шельф, характеризуется повышенными сроками восстановления экобаланса вследствие техногенных воздействий. Риски освоения месторождений в акватории южной части Баренцева моря – это образование торосов и стамух с высотой килевой части – 20 м; ледовая обстановка - сложная; гидрологический режим - сложный; температурный режим сложный; ветровой режим – крайне сложный; наличие дрейфующего ледового покрова с его временной изменчивостью; возможность вторжения тяжелых льдов и айсбергов из более северных районов; экзарация - выпахивание дна ледовыми образованиями, большая удаленность от берега; сложный рельеф дна; большая глубина воды при наличии ледовых нагрузок. На акватории Печорского моря отмечаются следующие риски освоения: высокие ледовые нагрузки на объекты добычи; неразвитая промышленная инфраструктура; транспортировка нефти в сложных природноклиматических условиях; ледовый период – 7-8 месяцев; мелководье – от 0 до 20 м; образование стамух и торосов с высотой килевой части - 6 м; айсберги; гидрологический режим - сложный; температурный режим -сложный; ветровой режим - крайне сложный.

Район Карского моря отличается следующими рисками освоения: сложные гидрометеорологические условия; дрейфующие льды – круглогодичны; короткий межледовый период - 2 месяца; АВПД (более 2,0) в нижележащих готерив-валанжинских и нижнесреднеюрских отложениях на Русановском и Ленинградском месторождениях; гидрологический режим - крайне сложный; температурный режим – экстремальный; ветровой режим – крайне сложный; большое число подводных опасностей и мелководных участков; практически постоянное наличие льда; раннее замерзание устьевых участков впадающих в море рек; слабая изученность морских течений; значительное число пасмурных дней, которые исключают возможность визуальных и астрономических наблюдений; ненадежность работы гироскопов и компасов.

Акватория Обской и Тазовской губ обладает рядом рисков освоения месторождений УВ, к ним относятся: короткий межледовый период — 3 месяца; слабые, легко переносимые водой грунты; мелководье — от 0 до 17 м; образование льда толщиной — 2,5 м; образование стамух с высотой килевой части — 8 м; низкой изученностью мелководной транзитной зоны — глубиной

ФАКТЫ

50

российского бюджета и более 70% валютных поступлений от экспорта, из которых 25% приходится на сырую нефть и 17% на природный газ, формирует минерально-сырьевой комплекс

13%

мировых ресурсов нефти и около 50% мировых ресурсов газа сосредоточены в России моря до 6 м и расстоянием от берега 6–8 км; полуморской и полуречной гидрологической обстановкой; приуроченность района к статусу объекта высшей рыбохозяйственной категории; низкая температура воздуха – минус 50°С; наличие вечной мерзлоты в грунтах на глубинах воды менее 5 м; ледовая обстановка – сложная; гидрологический режим – сложный; температурный режим – сложный; ветровой режим – крайне сложный.

В своем решении Комитет по энергетике ГД РФ шестого созыва № 3.25-5/114 от 11 декабря 2015 г. «Наука и производство: применение инновационных разработок в нефтегазодобыче» рекомендовал Правительству Российской Федерации: «В целях возрождения и поддержания отраслевой науки и создания действенного механизма стимулирования внедрения инноваций в нефтегазовой отрасли рассмотреть следующие меры государственной поддержки компаний: налоговые льготы для компаний, активно внедряющих инновационные проекты в сложных природно-геологических условиях, в частности, переход на схему дифференцированных ставок НДПИ; освобождение от налога на прибыль средств, направляемых на инновационное развитие нефтедобычи».







ФАКТЫ

российского бюджета

и более 70% валютных

экспорта, из которых

сырую нефть и 17% на

минерально-сырьевой

В течение ближайших

25 лет среднегодовые

темпы роста потребления

газа в мире будут в 3,5

раза выше, чем жидких

углеводородов и угля. В

России рост производства

газа будет происходить за

счет увеличения добычи в

Арктическом и восточных

регионах странь

природный газ, формирует

25% приходится на

поступлений от

комплекс

ТЭК является важнейшей сферой ресурсноинновационного развития страны, в том числе в связи с переходом к технологиям добычи трудноизвлекаемых углеводородов на больших глубинах шельфа морей и Ледовитого океана, к их добыче из горючих сланцев, эксплуатации нефтяных месторождений на поздних стадиях разработки, транспортировки газа и нефти на большие расстояния по трубопроводам, производству сжиженного природного газа (СПГ), синтетического бензина и синтетического дизельного топлива.

По данным Минэнерго России, доля российских и локализованных технологий при добыче традиционной нефти достигает 80%, трудноизвлекаемых запасов от 40 до 60%; при реализации шельфовых проектов — менее 20%. Востребованы поставки специальных оптических волокон на мировой нефтегазовый рынок в связи с растущим неудовлетворенным спросом, в первую очередь, в Китае и высоким уровнем накопленного научного потенциала России в этой области, в том числе специального программного обеспечения обработки данных пассивной промысловой сейсмики и скважинной микросейсмики.

В своем решение Комитет по энергетике ГД РФ шестого созыва № 3.25-5/116 от 23 декабря 2015 г. по результатам проведения круглого стола 30 ноября 2015 г. «Импортозамещение нефтегазового оборудования как основа экономической и энергетической безопасности» рекомендовал

Правительству Российской Федерации — актуализировать в подпрограмме «Воспроизводство минерально-сырьевой базы, геологическое изучение недр» в рамках Государственной программы Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов»:

морской, транспортной и прибрежной составляющих инфраструктуры нефтегазовых комплексов; • создание новой цифровой

• «комплексное решение вопросов

технологического обеспечения

- создание новой цифровой нефтегазовой промышленности для безлюдного освоения углеводородных ресурсов в российской 200-мильной морской экономической зоне и Арктике;
- ускоренное импортозамещение подводных (подледных) заводов и добычных комплексов для освоения арктических ресурсов углеводородов;
- обеспечение импортозамещения и конкурентоспособности оптоволоконных нефтегазовых технологий и технических средств реального времени;
- создание благоприятных стимулирующих условий для развития ресурсно-инновационной деятельности, направленной на цифровизацию и интеллектуализацию нефтегазовой отрасли, на коренное обновление отечественной производственнотехнологической базы создания и производства технических средств и технологий для освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа»;
- В целях обеспечения импортонезависимости воспроизводства и использования минеральносырьевой базы рассмотреть возможность «реализации комплекса мер научнотехнического и структурноорганизационного планов, включающего в том числе: государственную поддержку и развитие научно-технических работ, технологий и промышленного производства спецволокна двойного назначения на базе имеющихся заделов в институтах РАН и нефтегазовых университетов, и предназначенных для обеспечения энергетической, информационнокоммуникационной безопасности и мониторинга нефтегазовых месторождений и комплексов в российской 200-мильной морской экономической зоне».

- Минприроды России: «разработать предложения по законодательному и налоговому стимулированию цифровизации и интеллектуализации морских и континентальных новых и старых нефтегазовых месторождений».
- Минприроды России и Федеральному агентству по недропользованию рассмотреть возможность:
 «распространить опыт строительства
 «цифровых»/автоматизированных
 месторождений в Российской Федерации,
 как реализующих государственную политику
 в области снижения капиталоемкости,
 ресурсоемкости и энергоэффективности
 при освоении новых и эксплуатации старых
 месторождений нефти и газа на море и на суше
 и способствующих значительному приросту
 запасов «легкой» нефти за счет снижения
 эксплуатационных затрат на 10–15%.»
- *Минпромторгу России* рассмотреть возможность:
- «Обеспечить развитие научно-технического и производственного потенциала отечественной промышленности в целях создания конкурентоспособных технико-технологических систем для разведки, добычи и транспортировки углеводородного сырья с континентального шельфа РФ.
- 2. Стимулировать и обеспечить создание новых образцов систем техники для разведки и освоения шельфа заинтересованными производственными предприятиями, учитывающих уникальные природноклиматические особенности континентального шельфа РФ, особенно в Баренцевом, Охотском и Карском морях.
- 3. Ускорить рассмотрение проекта «Создание многофункциональных сенсорно-управляющих систем нового поколения на основе активных гибридных оптоволоконных сетей с лазерным возбуждением», представленного в Минпромторг России 11 августа 2015 г. РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, Институтом проблем нефти и газа РАН, Институтом общей физики РАН им. А.М. Прохорова, НЦВО РАН, ОАО «НИИ «АТОЛЛ», Институтом радиотехники и электроники им. В.А. Котельникова РАН, Московским Физико-Техническим Институтом (МФТИ), Тульским государственным университетом и направленного на инновационное освоение ресурсов, импортозамещение и обеспечение безопасности освоения шельфовых месторождений Российской Федерации».

Минпромторгу России и Минобрнауки России совместно с государственными нефтегазовыми компаниями, университетами и институтами РАН рассмотреть возможность: «Подготовки экспертного заключения об отечественных технологиях и производственных мощностях по производству спецволокна для импортозамещения нефтегазовых оптоволоконных технологий; разработки Программы конверсии аэрокосмических в морских нефтегазовых

ФАКТЫ

8

лицензионными
участками владеет
«Газпром» в Обской
губе: Антипаютинское
(прибрежное), ТотаЯхинское (прибрежное),
Семаковское (прибрежное)
и Чугорьяхинское
(морское); СевероКаменомыское
(морское) и СевероПарусное (прибрежное);
Каменомыское-море и
Обское (морские)

70 млн

извлекаемых запасов нефти на Арктическом шельфе могут быть близки к границе рентабельности

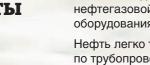
Т млн м³

в сутки – продуктивность газовой скважины, являющаяся критичной

технологий для импортозамещени: нефтегазовой техники и оборудования».

Нефть легко транспортируется по трубопроводу или танкерами. Извлекаемые запасы нефти в объеме 70 млн т на Арктическом шельфе могут быть близки к границе рентабельности. Газ менее мобилен. Начало разработки газовых месторождений привязано к необходимости нахождения рынка. Для рентабельного производства газа необходимы долгосрочные контракты на его поставку потребителю. Газ экспортируется в основном в виде СПГ или по трубопроводу. Для ускоренного ввода газового месторождения на Арктическом шельфе в разработку необходимо, чтобы он обладал уникальными запасами газа (Штокмановское, Харасавейское, Крузенштерновское), либо был расположен вблизи региона с развитой инфраструктурой (Обско-Тазовская губа). Критической величиной является продуктивность газовых скважин – более 1 млн м³ в сут для рентабельной разработки, что может быть достигнуто за счет бурения многолатеральных скважин. Очень важно расширить ассортимент готовой продукции из природного газа, которую можно получить на морских и прибрежных комплексах подготовки и переработки газа (СПГ, СЖТ, водород и другие продукты). В последнем случае, возможно ускоренное вовлечение крупных и средних по объему запасов газа месторождений Арктического шельфа. Расширение ассортимента

товарной продукции, получаемой из УВ сырья на морских и прибрежных промыслах (сухой газ, сжиженный природный газ, водород, автомобильные бензины, дизельные топлива, широкая фракция легких углеводородов, сжиженные углеводородные газы, синтетическое жидкое топливо) позволит кратно увеличить рентабельность производства. Товарная продукция будет востребована и на российском и на внешнем рынке. Создание новых наукоемких систем производства СПГ, водорода и СЖТ должно идти по пути дальнейшего







снижения их капиталоемкости и повышения производительности новых мощностей. По современным прогнозам производства водорода из газа для удовлетворения нужд электроэнергетики и транспорта намечается на период после 2020 г., а его производство в объеме 15-20 млн т будет достигнуто лишь к 2030 г. Ускореннное создание новых российских технологий по производству СЖТ, СПГ, водорода из природного газа особенно актуально для освоения ресурсов газа Арктического шельфа. Доля сжиженного природного газа (СПГ) в общем объеме международной торговли природным газом составляет в настоящее время порядка 27%. К 2017 г. прогнозируется двукратное увеличение рынка СПГ – до 65 млрд м³, что приводит к росту конкуренции между производителями СПГ. Но кризис может внести существенную корректировку и в этот прогноз, так экспорт СПГ в США может vпасть на 53%. В соответствии с проектом разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения планируется производство и поставки российского СПГ в США и в Европу. Необходимы дальнейщие усилия по созданию современной транспортной системы в Арктике, ориентированной на экспорт в США, страны ЕС и АТР нефти, сухого газа, СПГ, СЖТ и нефтепродуктов в ближайшие 10-20 лет в объеме 20-50 млн т, завоз грузов снабжения в объеме 3-7 млн т.

Суммарная добыча газа по подготовленным месторождениям прогнозируется специалистами ИПНГ РАН в объеме 25-30 млрд $м^3$ газа в год. Срок периода постоянной добычи газа составит 15 лет. Потенциальная годовая добыча газа в целом по Обско-Тазовском губам может достигнуть 70-80 млрд м³ в год. Основные принципы освоения месторождений Обско-Тазовской губы, предложенные специалистами ИПНГ РАН, сводятся к следующему: принцип последовательного освоения от вышележащих к нижележащим продуктивным горизонтам - от сеноманских к меловым; принцип группируемости, обеспечивающий возможность более полного использования сложившейся инфраструктуры; принцип комплексного освоения всех выявленных месторождений, который предусматривает поэтапное их введение в разработку; принцип разграничения обустройства объектов в береговой и морской частях региона.

Заключение

На Арктическом шельфе в основном открыты запасы газа. Это накладывает дополнительные сложности по ускоренному освоению морских газовых месторождений, так как в отличие от нефти, газ нуждается в долгосрочных контрактах и стабильной ситуации в мировой экономике. Необходимо кратно увеличить финансирование фундаментальной и прикладной нефтегазовой науки, для создания новых технологий разведки, бурения и добычи УВ в режиме реального времени; углубленной

ФАКТЫ

65

составит рынок СПГ в 2017 г. по прогнозам экспертов

30 MЛРД N

газа в год – суммарная добыча по подготовленны месторождениям

Большинство морского производства нефти сейчас осуществляется на мелководье, которое дешевле и технически менее сложно

подготовки товарной продукции на промыслах из газа в виде высоковостребованных мировым рынком СПГ, СЖТ, водорода. Внедрение данных разработок позволит существенно увеличить рентабельность освоения арктических углеводородных богатств и будет способствовать упрочению позиции РФ в Арктике, расширению экспорта наукоемких технологий в мировые центры нефтегазодобычи.

Морская нефтедобывающая промышленность превратилась в самостоятельную отрасль, а научное обеспечение разработки Арктических морских месторождений – в важнейшую проблему их освоения, сравнимую с освоением человечеством космоса. Основными проблемами освоения Арктических месторождений углеводородов являются:

- высокая стоимость поисковоразведочных работ, в особенности бурение поисковых и разведочных скважин. При глубинах моря более 1000 м стоимость работ может составлять несколько сот миллионов долларов, причем в новых районах работ риск бурения сухих скважин становится критическим фактором сдерживающим освоение регионов;
- отсутствие технологически простой альтернативы традиционным методам бурения скважин. С экономической точки зрения особенно неэффективными являются операции спуска и подъема бурильных труб начиная с глубин моря более 400 м. С этой точки зрения, интерес представляет проект бурения поисковоразведочных скважин Бэджер-Эксплорер, который, возможно, снизит затраты в 10-15 раз. В 2016 г. в этот проект вошла китайская компания CNPC:
- существующие системы сбора, подготовки и транспорта добываемой продукции также становятся малоэффективны при освоении Арктических залежей нефти и газа. В частности, представляется целесообразным внутрискважинная подготовка коммерческой продукции и внутрискважинное нагнетание

попутной воды и газа в пласты с целью поддержания пластового давления. В этом случае на танкеры будет подаваться готовая продукция непосредственно со скважин или морских платформ.

Решение вышеуказанных проблем требует государственной поддержки, привлечение капитала коммерческих фирм и банков, а также концентрации сил ученых и высококвалифицированных специалистов. Но затраты оправдают себя сторицей – кто овладеет инновационными технологиями разработки, тот и будет определять основной вектор развития Арктики и Антарктиды в этом веке.

Литератур

- Еремин Н.А., Сурина В.В., Хведчук И.И. Особенности проектирования разработки морских нефтяных месторождений. // Газовая промышленность, № 7, 1997, с. 54–56.
- 2. Еремин Н.А., Назарова Л.Н., Сурина В.В., Григорьева В.А. Вопросы геологии и разработки морских нефтяных месторождений // Труды Межд. Конф., посв. 10-летию ИПНГ РАН, М., 1997, с. 10—19.
- 3. Григорьева В.А., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Палеогеография и нефтегазоносность триасовых отложений шельфа Печорского и Баренцева морей // Геология нефти и газа, 1998г., № 9, с. 10 17.
- Еремин Н.А., Григорьева В.А., Сурина В.В. Перспективы нефтегазоносности и разработки месторождений углеводородов Арктического шельфа России // Тез. Докладов З-й н.-т. конф. «Акт. Пробл. Сост. и развития н.-газ. комплекса России», (27-29.01.99), М., 1999. с. 35.
- 5. Григорьева В.А., Еремин Н.А., Елисеенко Е.Д., Назарова Л.Н. Палеография, геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ордовикско-силурийско-нижнедевонского комплекса пород в Печорском море //В кн. «Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности» М.: Наука, 2000. 399 с., с. 89—95.
- 6. Еремин Н.А., Григорьева В.А., Сурина В.В., Назарова Л.Н. Вопросы перспектив нефтегазоностности и разработка месторождений нефти и газа в карбонатных отложениях Печорского моря //В кн. «Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности»-М.: Наука, 2000. 399 с., с. 213—222.
- 7. Терещенко П.Г., Еремин Н.А., Елисеенко Е.Д., Рабкин В.М. Создание суперколлектора Ямало-Обско-Тазовского НГК как эффективная мера по снижению геоэкологического риска в регионе. // Тез.докл. Межд. науч.-практ. конф. «Геоэкология и современная геодинамика нефтегазоносных регионов», 24—26.10.2000, М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000, с.179
- Григорьева В.В., Еремин Н.А., Сурина В.В., Назарова Л.Н. Особенности геологического строения и разработки месторождений нефти и газа в карбонатных отложениях шельфа Печорского моря. // Геология нефти и газа, N3, 2000, с. 11 – 16.
- Eremin N.A., Zheltov Yu.P., Baishev B.T. WPC-32188 Project of the Effective Development of the Oil Field Prirazlomnoje in the Conditions of Moving Ice of Arctic Shelf. // Proc. 17 World Petroleum Congress, Forum 14, 1–7 Sept.2002, Rio de Janeiro, Brazil, pp. 581–583.
- Еремин Н.А., Сурина В.В., Басниева И.К. Концепция разработки месторождений углеводородов Обско-Тазовской губы. // В сб. статей «Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Выпуск 2.» – М.: ГЕОС, 2002. – 450 с., с 314-317.
- Еремин Н.А., Сурина В.В. Разработка концепции рационального освоения углеводородных ресурсов морских месторождений // Тр. Всерос. конф. «Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности.» (24—26 апреля 2007 г., ИПН РАН г. Москва) М. 2007 с. 197
- Еремин Н.А., Сурина В.В. Системный анализ методов освоения и разработки месторождений углеводородов внутренних морей России // Сб. тезисов 7-я Всерос. н.-техн. конф. «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России», 29 – 30 января 2007 г., РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, М., 2007, с. 46
- 13. Терещенко П.Г., Еремин Н.А. О выборе перспективной конструктивной схемы регулятора давления газа для применения в

ФАКТЫ

80 млрд м³

газа в год составит потенциальная годовая добыча в целом по месторождениям Обской и Тазовской губы

Падение цен на нефть в период с 2014 по 2016 гг. привело к снижению темпов добычи нефти на море. Инвестиции в шельфовые проекты упали с 360 в 2014 г. до 300 млрд долл в 2016 г.

условиях Арктики. // Бурение и нефть, 2009, №2, с. 42-44.

- Еремин Н.А., Кондратюк А.Т., Еремин Ал. Н. Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России // Геосурсы. Геоэнергетика. Геополитика., 2010, вып. 1 (1); с. 23-34.
- 15. Еремин Н.А., Шабалин Н.А., Данилова М.В. Углеводородный потенциал Пур-Тазовской НГО в пределах Таймырского автономного округа и степень его освоения // Сб. тезисов XX Губкинские чтения, Фунд. базис иннов. технологий поисков, разведки и разработки мест-й нефти и газа и приор. напр. развития ресурсной базы ТЭК России, 28-29 ноя. 2013 г., М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013 г., с.41-42.
- 16. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Shabalin N.A. SPE-166815-MS. Hydrocarbon potential of the Enisei-Khatangsk Region with in the Taimyr Autonomous district (TAD) and the extent of its development // The second SPE arctic and extreme environments technical. Conference and exhibition. Moscow, 15–17 October 2013 (SPE AEE 2013), pp. 1–6.
- 17. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А. SPE-166815-RU. Углеводородный потенциал Енисей-Хатангской НГО в пределах Таймырского АО и степень его освоения. // The second SPE arctic and extreme environments technical. Conference and exhibition. Moscow, 15–17 October 2013 (SPE AEE 2013), c. 1–6.
- 18. Еремин Н.А., Шабалин Н.А.Углеводородный потенциал арктической зоны северо-запада Красноярского края и степень его освоения // Сб. тр. Х Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» 10—12 февраля 2014 М, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. с. 9.
- 19. Богаткина Ю.Г., Лындин В.Н. Проблемы разработки месторождений шельфа и методология их технико-экономической оценки // НТЖ «Нефть, газ и бизнес», №11, 2015, с. 37.40
- 20. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А. Актуальные проблемы развития нефтегазового сектора Таймырского автономного округа Красноярского края // Тез. докл. XXI ГУБКИНСКИЕ ЧТЕНИЯ «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России». Секция 5. Разработка и освоение месторождений УВ. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 24—25 марта 2016 г., с. 44—52.
- 21. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Создание инструментальной, технической и технологической основы инновационного освоения нефтегазовых месторождений Арктики // Доклад на VI Международный Форум «Арктика: настоящее и будущее», 5—7 декабря 2016 г., Санкт-Петербург, конгрессновыставочный центр «Экспофорум», 5 декабря 2016 г., рабочая сессия «Развитие научных исследований в Арктике», зал 9.
- 22. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Современная HTP и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов // «Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом», 2015. № 6. С. 10–16.

KEY WORDS: World Ocean, Arctic, digital innovation, a new paradigm of the development of oil and gas fields, capitalization, major assets, oil and gas company, the real-time mode, the Barents Sea, the Pechora Sea, the Kara Sea, the Ob and Taz Estuary.



40



IOnuš Domoniu Annua

Юрий Петрович Ампилов, профессор, доктор физикоматематических наук, заслуженный деятель науки РФ (2010), лауреат Премии правительства Российской Федерации в области науки и техники (2007), обладатель орденского знака им. Сократа и титула «Имя в науке», присвоенных Оксфордским

присвоенных Оксфордским академическим союзом (2014), автор более 250 научных трудов, среди которых 14 монографий и учебников

ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА НА МАТЕРИКОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ИСТОЩАЮТСЯ, ДОБЫВАТЬ УГЛЕВОДОРОДЫ СТАНОВИТСЯ ВСЕ СЛОЖНЕЕ. ПОЭТОМУ СТРАНЫ, ИМЕЮЩИЕ ВЫХОД К МОРЯМ, НАЧИНАЮТ ОСВАИВАТЬ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ЗАПАСЫ ШЕЛЬФА. ШЕЛЬФ РОССИИ, БЛАГОДАРЯ БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ ПОБЕРЕЖЬЯ, СОСТАВЛЯЕТ ПРИБЛИЗИТЕЛЬНО 21% ВСЕГО ШЕЛЬФА МИРОВОГО ОКЕАНА. В ОСНОВНОМ ЭТА ГРАНИЦА ПРОХОДИТ ВДОЛЬ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА. ШЕЛЬФ, КОТОРЫМ ВЛАДЕЕТ РОССИЯ, ХРАНИТ ДО 25% ЗАПАСОВ НЕФТИ И ДО 50% – ВСЕХ РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА СТРАНЫ. ОДНАКО ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НА ШЕЛЬФЕ СОПРЯЖЕНА С РЯДОМ ТРУДНОСТЕЙ, ПРЕОДОЛЕТЬ КОТОРЫЕ НЕ ПРОСТО ДОРОГО, НО И ТЕХНИЧЕСКИ СЛОЖНО. В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ, УНИКАЛЬНЫХ И ДОРОГИХ ТЕХНОЛОГИЙ ТРЕБУЕТ РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИКИ. НАСКОЛЬКО РОССИЯ ГОТОВА К ОСВОЕНИЮ ЭТОЙ ОСОБОЙ ТЕРРИТОРИИ, РАСПОЛАГАЕТ ЛИ ОНА НЕОБХОДИМЫМИ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ ТЕХНОЛОГИЯМИ И НУЖНО ЛИ ВООБЩЕ НАЧИНАТЬ ОСВАИВАТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШЕЛЬФА УЖЕ СЕГОДНЯ? НА ЭТИ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ МЫ ПОПРОСИЛИ ОТВЕТИТЬ ЭКСПЕРТА ОТРАСЛИ ЮРИЯ ПЕТРОВИЧА АМПИЛОВА

OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS ARE EXHAUSTING; IT BECOMES HARDER TO PRODUCE HYDROCARBONS. THAT IS WHY THOSE COUNTRIES WHICH HAVE ACCESS TO SEAS AND OCEANS START DEVELOPING HYDROCARBON DEPOSITS OF THE SHELF. BECAUSE OF THE LONG COAST LINE, THE SHELF OF RUSSIA MAKES APPROXIMATELY 21% OF THE ENTIRE SEA SHELF OF THE PLANET. MAINLY THIS BORDER LIES ALONG THE COAST LINE OF THE ARCTIC OCEAN. THE SHELF OF RUSSIA CONTAINS UP TO 25% OF OIL DEPOSITS AND UP TO 50% OF ALL PROSPECTED GAS DEPOSITS OF THE COUNTRY. HOWEVER, GEOLOGICAL EXPLORATION AND PRODUCTION IN THIS AREA ARE CHARACTERIZED BY A NUMBER OF DIFFICULTIES WHICH ARE NOT ONLY EXPENSIVE TO OVERCOME, BUT ALSO TECHNICALLY DIFFICULT. FIRST AND FOREMOST, EXPLORATION OF THE ARCTIC FIELDS REQUIRES UNIQUE AND EXPENSIVE TECHNOLOGIES. IS RUSSIA READY TO DEVELOP THESE TERRITORIES? DOES THE COUNTRY HAVE THE NECESSARY GEOLOGICAL TECHNOLOGIES TO EXPLORE THEM? IS IT THE TIME TO START DEVELOPING SHELF DEPOSITS? WE ASKED THE INDUSTRY EXPERT YURY PETROVICH AMPILOV TO ANSWER THESE AND OTHER QUESTIONS

Ключевые слова: шельф, геологоразведка, запасы углеводородов, 3D разведка, Арктика.

- На сегодня разведанные запасы углеводородов России оцениваются в 14 млрд тонн. По оценкам специалистов этого хватит почти на 30 лет. Как Вы считаете, учитывая это, нужно ли уже сейчас осваивать шельф?
- В мире шельф уже осваивается очень давно, да и в России с начала 2000-х годов тоже началось его освоение. Идет добыча на проектах «Сахалин-1» и «Сахалин-2», где операторами являются иностранные компании, а совладельцами отечественные Роснефть и Газпром в разных долях. Стартовала добыча и на газпромовском проекте «Сахалин-3», а также на месторождении Приразломное в Печорском море. ПАО «Лукойл» ведет добычу на Каспии и на Балтике. Другое дело, что объемы этой добычи в масштабах страны пока совсем несущественны. А разведка шельфа в период с 2012 по 2015 годы заметно активизировалась, хотя в последнее время ее объем пошел на спад по объективным причинам.
- Есть мнение, что присутствие российских компаний на шельфе это, скорее, попытка застолбить территорию, нежели готовность начать промышленную добычу. На Ваш взгляд, правильна ли такая точка зрения?
- Бесспорно, элемент ажиотажного «захвата» лицензионных участков присутствовал в начальный период со стороны двух крупнейших российских компаний, которые теперь в некотором смысле не знают, что со всем этим делать. По многим участкам они вынуждены просить

ФАКТЫ

b %
всех разведанных запасов газа страны хранит шельф, которым владеет Россия

800 км составляет длинна шел

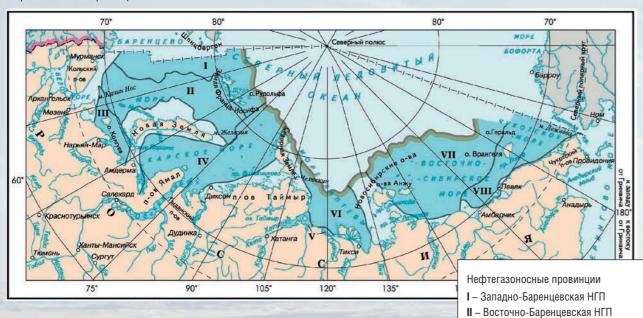
Обской губы, ширина — от 30 до 80 км, а глубина достигает 25 м о переносе лицензионных обязательств и т.д. Специалистам уже тогда, в докризисный и досанкционный период, было понятно, что практический интерес для компаний в обозримом будущем могут представлять только отдельные участки вблизи районов добычи с развитой инфраструктурой. Остальное - дело весьма далекого будущего, и в отношении таких акваторий надо просто держать «руку на пульсе» при минимальных затратах на их многолетнее рекогносцировочное изучение в плановом порядке. Ведь недра-то все равно наши, и нам надо хотя бы приблизительно знать, чем мы владеем.

- Насколько к настоящему времени изучен арктический шельф?
- Относительно хорошо изучено Баренцево море, как сейсморазведкой, так и поисковым бурением, хотя еще немало перспективных участков, не заверенных скважинами. В сравнении с норвежским шельфом и оно изучено недостаточно. Неплохо

47



- Нефтегазоносные провинции



покрыта сейсмическими профилями 2D и местами 3D южная часть Карского моря. Но скважин на такой большой акватории всего пять – по две на месторождениях-гигантах, Русановском и Ленинградском, открытых еще в советское время, и одна недавно пробуренная на месторождении Победа на Приновоземельском участке шельфа Карского моря. Имеются несколько десятков скважин в акваториях Обской и Тазовской губ, открывших новые месторождения, но это, скорее, не шельф, а устья западносибирских рек. Север Карского моря и практически вся восточная Арктика, можно сказать, не изучены совсем. Весьма редкая сеть рекогносцировочных и поисковых профилей сейсморазведки 2D соответствуют начальному региональному этапу изучения. В восточной Арктике еще проведены современные аэрогравимагнитные съемки, но они также имеют отношение к региональным работам, а не к разведке. Так что весь восточный шельф Арктики пока не имеет запасов (для них требуется подтверждение бурением), а имеет лишь ресурсы, которые оцениваются очень приблизительно косвенными методами, и такие оценки сильно разнятся среди специалистов и могут кратно отличаться от реалий. Эти два разных понятия, очевидные для геологов, всегда путают журналисты. Ресурсов в Арктике много, но, сколько именно, никто точно не скажет. Конкретным цифрам доверять не следует, да они и не столь важны для практических целей, в отличие от величины запасов.

- Какие технологии по освоению шельфовых месторождений доступны сегодня российским компаниям? На каком уровне в этом плане находится России?

78П

составляют запасы газа Русановского месторождения в юго-западной части Карского моря у п-ва Ямал, где разведаны крупные шельфовые месторождения природного газа и газового конденсата

Арктический и дальневосточный шельфы доступны для работы от двух до четырех месяцев в году в зависимости от районов

- К большому сожалению, российские технологии для освоения шельфа на сегодня практически отсутствуют. Все используемое технологическое оборудование является зарубежным, в том числе на буровых установках, построенных на российских верфях.

III – Тимано-Печорская НГП

IV — Западно-Сибирская НГП

V – Хатанго-Вилюйская ГНП

VII – Восточно-Арктическая ПНГП

VIII – Новосибирско-Чукотская ПНГП

НГП – нефтегазоносные провинции

нефтегазоносные провинции

Границы нефтегазоносных

ГНП – газоносные провинции

ПНГП – перспективные

провинций

—— Граница шельфа

VI – Лаптевская ПНГП

Что могло бы помочь в исправлении ситуации?

– До исправления ситуации пока дистанция огромного размера. Кроме разговоров об импортозамещении, пока по большому счету ничего нет. Ситуация медленно «дрейфует» в сторону замещения европейских и американских производителей китайскими. А южнокорейские технологии уже

прочно обосновались на большинстве уже произведенного в России оборудования для шельфа. Из российских компонентов там лишь металлоемкие сварные конструкции и мелкие несущественные комплектующие. Что касается «интеллектуальной» начинки, ничего нашего там пока, к сожалению, нет.

Насколько критична в отрасли зависимость от импорта? В чем большая проблема в судах или в устанавливаемом на них оборудовании?

- Зависимость от импорта близка к абсолютной. Проблемы в судах я вообще не вижу. За последние два года в мире осталась без работы практически половина буровых установок и сейсморазведочных судов, многие из которых являются сравнительно новыми. Активность на мировых акваториях резко снизилась по причине неконкурентоспособности многих шельфовых проектов в условиях низких цен на нефть. Как результат, прекрасные суда и установки сейчас доступны в мире для приобретения едва ли не за четверть цены, поскольку стоят без работы. А вот с оборудованием беда, в том смысле, что значительная его часть подпадает под санкции, а своего достойного, как я указывал выше, мы почти не производим. Но, купив или построив судно, проблему его комплектации и обслуживания решить все равно трудно, т.к. большинство технологических запчастей тоже под санкциями. Сейчас эту проблему пытаются решить по «серым схемам» через третьи фирмы других стран, либо поставками китайских заменителей.

И еще один важный аспект упускается из вида, когда мы говорим, что, построив все свое, мы получим независимость от внешней недружественной среды. Но не все так однозначно, как кажется на первый взгляд. Даже если допустить, что наш «изобретенный велосипед» будет не хуже зарубежных (что сомнительно), мы станем еще более зависимы от внешнего рынка. Причина лежит на поверхности. Арктический и дальневосточный шельфы доступны для работы от двух до четырех месяцев в году в зависимости от районов. Что будут делать суда в остальное время? Как показывает зарубежный опыт, такое сложное судно окупается, если оно работает не менее 10-11 месяцев в году. Где наше новое судно будет работать остальное время? На мировом рынке? Но там сейчас огромная конкуренция и кратное падение цен на услуги, и это надолго. К тому же если наши суда будут участвовать в зарубежных тендерах, они должны иметь на борту оборудование мирового уровня с соответствующей международной сертификацией и патентной чистотой. Без этого оно не пройдет даже предквалификацию, кроме как в третьих странах, где потенциальные объемы работ ничтожны. Значит, новое судно, если оно не обеспечено круглогодичными

ФАКТЫ

50%

всех разведанных запасов газа страны хранит шельф, которым владеет Россия

1 трлн м³

газа хранит в себе крупнейшее – Ленинградское месторождение Карского моря

Шельф Сибири в Северном Ледовитом океане является самым крупным (и наименее изученным), регион имеет стратегическое значение из-за запасов нефти и природного газа

Обская губа, находящаяся между полуостровами Гыданский и Ямал, представляет собой эстуарий реки Обь и является крупнейшим заливом Карского моря. В восточной части Обской губы от неё ответвляется Тазовская губа, в которую впадает река Таз

заказами, будет генерировать убытки и тянуть деньги из нашего бюджета, вместо того чтобы окупать затраты. Я за то, чтобы мы возрождали свое производство, но поражен тем, что при принятии большинства амбициозных решений по импортозамещению не анализируется весь комплекс взаимосвязанных вопросов, либо анализируется крайне непрофессионально. Аргумент о наличии у нас огромного шельфа и нашей способности закрыть все бреши в его освоении несостоятелен. Недаром оставшиеся два буровых судна «Арктикморнефтегазразведки» годами не появляются на российском шельфе, а «перехватывают» горящие заказы, преимущественно в южном полушарии. Экономически у них другого выбора нет.

Что необходимо для импортозамещения в интересах геологоразведки?

Необходимо почти все: производство приемных сейсмокос и источников для морской сейсморазведки, собственное оборудование для морского бурения и далее по списку - практически по всем позициям. Понятно, что при ограниченных, очень малых сериях себестоимость такой продукции будет существенно выше зарубежной. Еще надо помнить о приведенных выше предостережениях. Мы должны хорошо понимать объем своих потребностей и обязательно принимать во внимание сезонность работ на российском шельфе со всеми вытекающими отсюда последствиями как для буровых установок, так и для сейсмических судов. К тому же надо помнить, что на сегодняшний день Газпром уже не проводит сейсморазведки 2D на своих участках, а первую очередь программы по 3D в скором времени завершает. У Роснефти также весьма ограниченный объем оставшихся первоочередных работ 3D, однако у нее еще много объемов 2D на огромных отдаленных участках, где 3D будет проводиться совсем нескоро.







Объемы работ на акваториях у других российских недропользователей (Лукойл, Новатэк) ничтожны. Бесспорно, в будущем потребуется «перестрел» многих участков 3D на новом технологическом уровне. Но это будет тогда, когда наступит период реальной активной разведки и масштабной добычи. Все понимают, что при складывающейся на мировом рынке конъюнктуре это будет совсем не скоро. Неоднократно принимаемые еще с 1990-х годов долгосрочные программы развития шельфа в очередной раз безнадежно устарели, в том числе и последняя, принятая четыре года назад.

- Почему буксует добыча на шельфе? С какими проблемами сталкиваются российские добывающие компании?
- Действующие проекты добычи на шельфе в нынешней ситуации себя едва окупают за редким исключением, а новые проекты, требующие весьма серьезных капитальных вложений, в среднесрочной перспективе потенциально нерентабельны. К тому же текущие проблемы с относительным профицитом углеводородного сырья в мире создают у добывающих компаний не вполне

ФАКТЫ

глубина моря в точке бурения самой северной скважины нефтегазоконденсатного месторождения Победа «Университетская-1» на Восточно-Приновоземельском лицензионном участке в Карском море

ясную перспективу со сбытом добытой продукции в будущем. Ведь новые промыслы смогут быть обустроены спустя не менее чем через 7-8 лет от момента принятия инвестиционного решения, а что будет к тому времени с ценами на нефть и структурой энергопотребления никто определенно предсказать сейчас не может. Это сегодняшний мировой тренд, но для российского шельфа он еще более актуален, поскольку условия добычи у нас существенно более затратные, чем, скажем, в Мексиканском заливе, Северном море, на шельфе Бразилии или Африки. Там применимы стандартные и уже широко апробированные в мире технологии, в отличие от многих районов Арктики и Дальнего Востока.

- Как повлияли санкции на работу иностранных компаний на российском шельфе?

- Санкции повлияли очень существенно. Так, по санкциям США запрещены работы на российском шельфе при глубинах моря более 500 футов (152 м), а также любые работы на арктическом шельфе. Санкции Евросоюза лишь немного мягче. Норвегия, не являющаяся членом Евросоюза, не запрещает напрямую своим компаниям работать на российском шельфе. Однако норвежские компании не могут работать на шельфе России из-за того, что на борту их судов находится значительная часть оборудования, произведенного в США или по патентам США. А это прямое нарушение американских санкций, которое может привести их к банкротству. Как следствие, большинство европейских и американских сервисных компаний в 2014-2015 гг. ушло с российского шельфа, а их место почти повсеместно занимают китайцы. Многие работы на совместных шельфовых участках Роснефти с иностранными компаниями Exxon, Eni, Statoil, Іпрех заморожены или частично приостановлены. В то же время действующие добычные проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2» под санкции не попали.

- Каковы перспективы добычи на шельфе?

- К ныне действующим добычным проектам на российском шельфе в ближайшие 10 лет вряд ли добавится что-то новое, даже из уже давно открытых месторождений. Главная причина даже не в санкциях, а в том, что весьма дорогие нефть и газ российского шельфа очень плохо могут конкурировать с углеводородами из других районов земного шара. В среднесрочной перспективе мы пока видим профицит углеводородного сырья в мире. Сланцевая революция не оказалась тем «пузырем», который, как предрекали некоторые ФАКТЫ

ресурсной базы трех Восточно-Приновоземельских **участков Карского моря**

Шельфы внутренних морей России используются совместно с другими странами, которые соседствуют на соответствующих морях, так, Чукотского моря разделён между Россией и Соединёнными Штатами в соответствии с соглашением между СССР и США о пинии разграничения морских пространств 1990 г.

наши отраслевые руководители, вот-вот должен лопнуть, а как раз наоборот. По свежим данным американского агентства RIPA при цене нефти в \$55 за баррель добыча из сланцев в США сохранится на нынешнем уровне, а при малейшем увеличении цены будет расти. А \$55-60 и даже \$70 – это далеко не та цена, которая позволит запускать новые шельфовые проекты. Кроме того, в мире продолжают открывать весьма крупные месторождения и традиционных углеводородов, в том числе на шельфе Африки, Бразилии и др. В связи с этим разворачивается нешуточная конкурентная борьба за рынки сбыта, что приводит к сдерживанию цен на нефть и газ на тех уровнях, при которых новые шельфовые проекты не могут быть рентабельными. В России в обозримом будущем при благоприятных условиях могут быть рентабельными прибрежные месторождения вблизи действующей в настоящее время на суше добычной инфраструктуры. Но это не исключает продолжения геологоразведки в посильном объеме при весьма ограниченных финансовых ресурсах нефтегазовых компаний и государства.

KEY WORDS: offshore, exploration, hydrocarbon, 3D exploration, Arctic.





РЫНОК

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АНАБАРО-ЛЕНСКОГО ПРОГИБА

В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ПРОИСХОДИТ ЗАМЕТНОЕ СОКРАЩЕНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ЖИДКИХ И ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИИ. ВЫЯВЛЕНИЕ НОВЫХ РЕГИОНОВ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА ОБНАРУЖЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА, СТАНОВИТСЯ ОДНОЙ ИЗ ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ. В СВЯЗИ С РЕАЛИЗАЦИЕЙ РОССИЙСКИМИ КОМПАНИЯМИ ПЛАНА ТРАНСПОРТИРОВКИ СПГ С ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ (ПОРТ САБЕТТА И ДРУГИЕ) В КИТАЙ ПО СЕВЕРНОМУ МОРСКОМУ ПУТИ НА ПОВЕСТКУ ДНЯ ВЫДВИГАЕТСЯ ВОПРОС ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ОБШИРНОЙ ПОЛОСЫ МЕЗОЗОЙСКИХ ПРОГИБОВ, НАЛОЖЕННЫХ ИЛИ ОБРАМЛЯЮЩИХ СЕВЕР И СЕВЕРОВОСТОК СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ. ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ ЭТИХ ПРОГИБОВ, ВЫДЕЛЯЕМАЯ КАК АНАБАРО-ЛЕНСКИЙ ПРОГИБ, РАСПОЛОЖЕНА В АДМИНИСТРАТИВНЫХ ГРАНИЦАХ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ). СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА НАИБОЛЕЕ КРУПНЫЙ РЕГИОН РОССИИ С БОЛЬШОЙ КОНЦЕНТРАЦИЕЙ НЕРАЗВЕДАННЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА НА СУШЕ И ПРИЛЕГАЮЩЕМ ШЕЛЬФЕ ОКРАИННЫХ МОРЕЙ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА

IN RECENT YEARS THERE HAS BEEN A NOTICEABLE REDUCTION IN THE RESOURCE BASE OF LIQUID AND GASEOUS HYDROCARBONS IN RUSSIA. IDENTIFICATION OF NEW REGIONS, LOOKING AT THE DISCOVERY OF OIL AND GAS FIELDS, HAS BECOME ONE OF THE PRIORITIES OF RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY. IN CONNECTION WITH THE IMPLEMENTATION OF RUSSIAN COMPANIES PLAN FOR LNG TRANSPORTATION FROM THE YAMAL PENINSULA (THE PORT OF SABETTA AND OTHERS) TO CHINA VIA THE NORTHERN SEA ROUTE ON THE AGENDA THE QUESTION IS PUT FORWARD EXTENSIVE EVALUATION OF OIL AND GAS POTENTIAL OF THE MESOZOIC DEPRESSIONS, SUPERIMPOSED OR FLANKING THE NORTH AND NORTH-EAST OF THE SIBERIAN PLATFORM. THE EASTERN PART OF THE TROUGHS, ALLOCATED AS THE ANABAR-LENA TROUGH, LOCATED WITHIN THE ADMINISTRATIVE BORDERS OF THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA). SIBERIAN PLATFORM IS THE LARGEST RUSSIAN REGION WITH A HIGH CONCENTRATION OF UNDISCOVERED RESOURCES OF OIL AND GAS ON LAND AND OFFSHORE ADJACENT MARGINAL SEAS OF THE ARCTIC OCEAN

Ключевые слова: Северный морской путь, Сибирская платформа, Северный Ледовитый океан, арктический шельф, Анабаро-Ленский прогиб, Енисей-Хатангский прогиб, Анабаро-Хатангская седловина, Анабарский свод, Таймырская складчатая область, плита моря Лаптевых, Евразийская литосферная плита, Хатангская впадина, нефтегазоность, нефтедобыча, газодобыча, Сабетта, СПГ транспорт, республика Саха (Якутия).

Ульмасвай Феликс Салямович,

ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

Еремин Николай Александрович, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ФГБУН Институт проблем

нефти и газа РАН

Шабалин Николай

Алексеевич,

к.г.-м.н, старший научный сотрудник ИПНГ РАН

Сидоренко Светлана Александровна,

д.г-м.н., ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

Геологические исследования, выполненные на севере административной территории Республики Саха (Якутия) в 1931-1950 гг. подразделениями Главсевморпути и в 1950-2014 гг. организациями Мингео СССР и АН СССР. Минприроды России и АН России, указывают на достаточно высокую степень нефтегазоносности рифейских, вендских, кембрийских, пермских отложений, на продолжение континентальных тектонических структур в акваторию моря Лаптевых. В результате исследований ГСЗ МОВ по региональным профилям р. Маган р. Тарея, р. Попигай – р. Шренк и р. Угольная и р. Лена вдоль профиля Петропавловск - Норильск - море Лаптевых, выполненных к 1987 г. СРГЭ НПО «Нефтегеофизика» установлена мощность осадочного чехла, уточнена глубина и рельеф поверхности фундамента Енисей-

Хатангского, Анабаро-Ленского прогибов и Анабаро-Хатангской седловины, изучено внутреннее строение консолидированной части коры, доказано рифтовое происхождение осадочных бассейнов [3]. К 2012 г. ФГУП «Южморгеология» составлена модель строения Енисей-Хатангского регионального прогиба, Анабаро-Ленского прогиба, Анабарского свода. На месте Анабаро-Хатангской седловины, разделяющей Енисей-Хатангский региональныйо прогиб и Анабаро-Ленский прогиб по подошве мезозойских отложений, установлена крупная погребенная протерозойско-палеозойская впадина, названная Хатангской впадиной [4]. Общая площадь нефтегазоперспективных земель на суше 55-56 тысяч кв. км [2]. Образование арктического сегмента Земли, началось в процессе распада в

позднепалеозойское-мезозойское время суперконтинента Пангея [7,17]. Формирование Евразийской литосферной плиты (плита моря Лаптевых) в Евразийском бассейне продолжается и в наше время.

В современных контурах Сибирская платформа на северозападе, севере окаймлена Енисей-Хатангским региональным прогибом, отделяющим Сибирскую платформу от Таймырской складчатой области [8]. В настоящее время Сибирская платформа третий регион России после Западной Сибири и Урало-Поволжья с крупной концентрацией ресурсов нефти и газа на суше и прилегающему шельфу окраинных морей Северного Ледовитого океана (см. рис.1).

Восточная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба (Хатангский прогиб) смыкается с Анабаро-Ленским прогибом, отделяющим на севере и северо-востоке Сибирскую платформу от плиты моря Лаптевых и Оленекской ветви Верхояно- Колымской (см. рис. 2). Северные склоны Сибирской платформы имели более длительную историю погружения, чем восточные. Отсутствие на северо-востоке платформы части нижне-средне палеозойских отложений (верхний кембрий – карбон) компенсируется их присутствием на юго-востоке. Енисей-Хатангский региональный прогиб, Анабаро-Хатангская

РИС. 1. Схема нефтегазоносности Сибирской платформы [3]

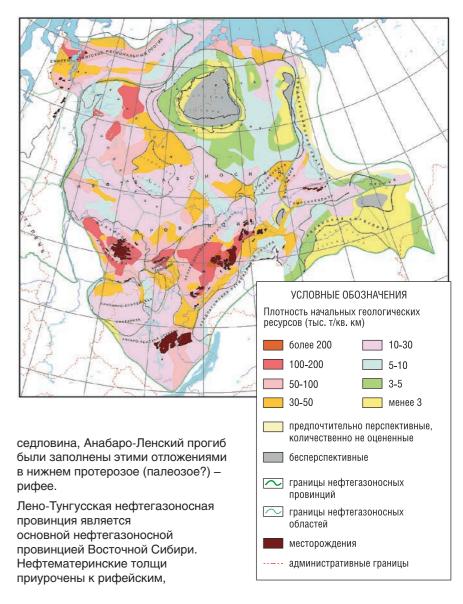


РИС. 2. Тектоническая схема Анабаро-Ленского мегапрогиба [11]

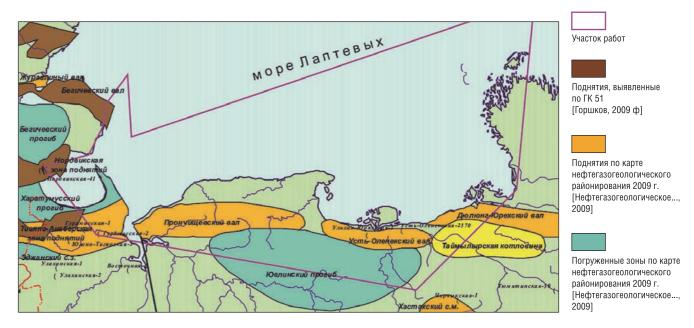
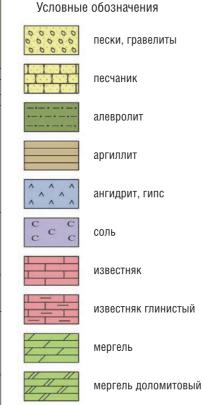


РИС. 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез Анабаро-Хатангской седловины по материалам бурения [1]

Группа	Систему	Отдел	Ярус	Свита, серия, толща	Литологи- ческая колонка	Мощность	Характеристика пород	Сейсмический горизонт					
Kz	Q K				000000	0-50 >107	пески, супеси, суглинки, галька Пески, алевриты, глины						
	N					2101	с редкими прослоями углей						
озойская	Юрская					730	Переслаивание пачек глин, алевритов и песков уплотненных, ритмично чередующихся в разрезе	III -					
M e 3	Триасовая					0-870	Пески, песчаники, глины внизу с прослоями туффитов	_ ''' -					
			Инд. Татап-	Туфо- лавов.	, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	0-210	Базальты и их туфы, глины	_ v					
		ž	Татар- ский	Мисай лапск	THE PARTY OF	0-210	Аргиллиты, алевролиты	- N -					
зойская	кая	кая	кая	кая	кая	Верхний	Казан- ский	Верхнеко- жевников.		250–475	Песчаники мелкозернистые, пачки и прослои аргиллитов. Песчаники образуют 6 горизонтов. В подошве встречаются пластовые интрузии		
						кая	кая	кая	кая	кая	кая		Кунгур- ский
	Пермская	Нижний	Артинский	Тустахская		335-1050	Чередование различных аргиллитов и песчаников. В разрезе выделены 17 песчаных горизонтов. Пластовые интрузии и дайки долеритов						
Палео	Каменно- угольная	D ₃ Нижний				395–425	Известняки с прослоями аргиллитов с прослоями ангидритов внизу доломитизированных	+- VII -					
	Девон	нижний+ средний			., ., . ., ., ., ., ., ., ., ., ., ., ., ., ., .	220-320	Гипсово-ангидритовая толща с прослоями глин. Внизу пласты каменной соли с пластами ангидритов и глин						
		ΞÖ			2000000	143	Мергелистые известняки, местами доломитизированные						
	нд Кембрий	Ниж. Средний				304-850	Мергелистые известняки пестроцветные. Местами чистые с прослоями горючик и кремнистых сланцев. На юго-западе – доломиты, известняки	- VIII -					
Протерозой	Рифей Венд			Мукун- Биллях- ская ская		234–650	Доломиты, известняки с подчиненными прослоями мергелей. В основании пачка песчаников, кварцитов, прослои конгломератов	R ₁ -					
		ш			4 4		Кристаллические сланцы,	+ф-					



известняк мергелистый.

доломитизированный

пластовые интрузии

и дайки долеритов

базальты, туффиты

кристаллические

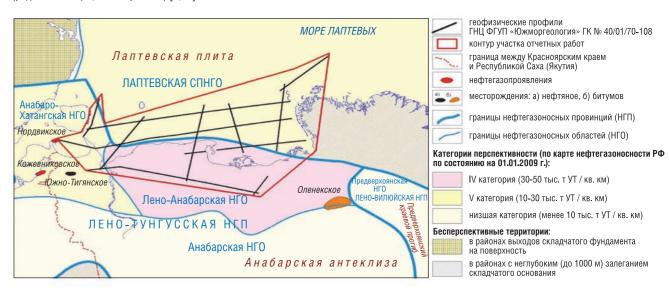
сланцы, гнейсы,

мигматиты

VГОЛЬ

вендским, нижне-средне кембрийским отложениям (см. рис. 3). Генерация углеводородов происходила длительное время. Интенсивная фаза реализации рассеянного органического вещества может быть отнесена к позднему рифею [9, 18]. Высокий нефтегенерационный потенциал обусловлен качеством рассеянного органического вещества в осадочных образованиях, содержащих нефтематеринские толщи и зоны промышленного нефтегазопроявления [5, 14, 15, 18]. В центральных районах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в рифейских отложениях

РИС. 4. Фрагмент Карты нефтегазоносности Российской Федерации и сопредельных стран СНГ, масштаб 1:5 000 000 (ред. К.А. Клещев, А.И. Варламов) [3,11]



сгенерировано 60-90% общего объема жидких и газообразных углеводородов [10]. Рифейские отложения также развиты на севере и северо-востоке Сибирской платформы.

Анабаро-Ленская нефтегазоносная область. Анабаро-Ленский прогиб полностью входит в Анабаро-Ленскую нефтегазоносную область, граничащую на востоке с Анабаро-Хатангской нефтегазоносной областью севере с Лаптевской самостоятельно перспективной нефтегазоносной областью, на востоке с предверхоянской нефтегазоносной областью Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинцией (см. рис. 4).

Стратиграфический разрез Анабаро-Ленского прогиба по данным глубокого бурения и выходам на бортах представлен рифейскими, вендскими, кембрийскими, пермскими, мезозойскими отложениями [2, 3, 11,12]. В разрезе отсутствуют ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольные отложения. Кембрий широко представлен в в центральной части и на южном борту прогиба (Чарчыкская, Хастахская, Бурская площади глубокого бурения). На Усть-Оленекской площади ордовик и силур залегают на рифей-вендской нерасчлененной толще и перекрываются пермскими терригенными осадками. В Южной прибортовой зоне Анабаро-Ленского прогиба базальные

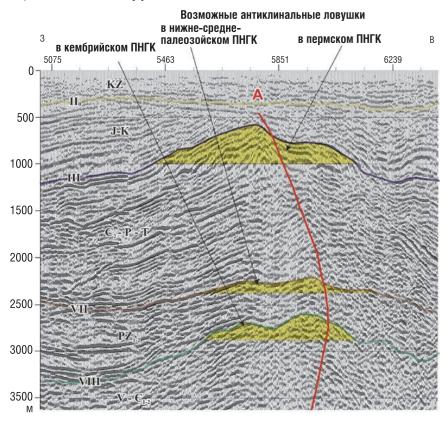
слои комплекса рифея-кембрия сложены обломочными породами прибрежной части моря, верхние слои представлены мелководными морскими карбонатными отложениями, в том числе и рифогенными образованиями. На северном борту Анабаро-Ленского прогиба нижний рифей не вскрыт. Средний-верхний рифей и нижний палеозой представлен карбонатами с пачками терригенных глинисто-карбонатных пород. На северном борту прогиба кембрий не обнаружен. Терригенно-карбонатный нижнесреднепалеозойский комплекс в Анабаро-Ленском прогибе отсутствует.

Верхний палеозой. Вышезалегающая пермская терригенная толща выклинивается к северу. Сохраняются три пермских мегацикла (тустахский, нижне и верхне кожевничевский), распространенные от Южного Таймыра до низовьев реки Лены с направленностью циклов от морских к континентальным [3,12,13]. Мощность верхнепалеозойских отложений сохраняется в Предверхоянском прогибе, но резко возрастает до 4 км на Средневилюйском поднятии в Вилюйской синеклизе. Мезозойские отложения прослеживаются от Енисей-Хатангского регионального прогиба вдоль склонов Сибирской



[1] Neftegaz.RU ~ 51 50 ~ Neftegaz.RU [1]

РИС. 5. Фрагмент глубинного сейсмогеологического разреза по профилю 4012504, иллюстрирующий возможные антиклинальные ловушки в морской части Анабаро-Ленской нефтегазоносной области [3]



платформы до Вилюйской синеклизы. С низовьев реки Лены по бортам прогибов увеличивается объем континентальных отложений. Отложения триаса и мела на Сибирской платформе имеют меньшую площадь распространения чем в Енисей-Хатангском региональном прогибе. Прямые признаки нефте- и битумопроявлений были встречены в отложениях венда, кембрия, перми и мезозоя. На севере и северовостоке Сибирской платформы известен ряд месторождений (скоплений) природных битумов (Рассохинское, Восточно-Анабарское, Силигир-Мархинское, Центрально-Оленекское, Оленекское), приуроченных к отложениям докембрия, нижнего и верхнего палеозоя и мезозоя. В осадочной толще Анабаро-Ленского мегапрогиба можно наметить следующие перспективные нефтегазоносные комплексы: рифейско-вендско-кембрийский; пермский; триасовый и юрсконеокомский [11,13]. Общая максимальная мощность отложений рифейско-вендско-кембрийский перспективного нефтегазоносного комплекса достигает 3 км. Нефтегазоносными являются

терригенно-карбонатные толщи рифея, венда и кембрия. Возможно обнаружение залежей нефти и газа в карбонатных резервуарах венда и кембрия. Фрагмент глубинного сейсмогеологического разреза по профилю 4012504, иллюстрирует возможные антиклинальные ловушки в морской части Анабаро-Ленской нефтегазоносной области (см. рис. 5). Потенциальными коллекторами могут служить пачки терригенных (конгломераты, песчаники) и карбонатных (кавернозные известняки и доломиты) пород кютингдинской, арымасской и дебенгдинской свит рифея, старореченской свиты венда, хастахской толщи вендскокембрийского возраста и чабурского горизонта кембрия. Фильтрационноемкостные свойства карбонатных пород рассматриваемых отложений колеблются в широких пределах. Кавернозные разности карбонатов обладают наиболее высокими значениями пористости – до 25,5%, а в массивных доломитах и известняках значения этого показателя составляют не более 5%. Проницаемость изменяется от сотых долей мкм² в массивных разностях до 8 мкм² в кавернозных и оолитовых доломитах.

Повышенную пористость имеют трещиноватые и кавернозные доломиты, доломитовые и оолитовые известняки – от 16% до 26,4% при проницаемости до 0,85 мкм², приуроченные либо к интервалам крупных стратиграфических перерывов (основание венда, кровля венда – основание кембрия, кровля кембрия), либо следуют за ними. В песчаниках пористость изменяется от 7% до 19,6% при проницаемости до 6,3 мкм². Потенциальными флюидоупорами могут служить терригенные (алевролиты и аргиллиты) и карбонатные (плотные известняки и доломиты) пачки кютингдинской, дебенгдинской и хайпахской свит рифея, куранахского и ленского горизонтов кембрия

Пермский перспективный нефтегазоносный комплекс является региональным для севера Сибирской платформы. Нефтепроявления в пермских отложениях известны на Улахан-Юряхской площади, С отложениями перми связано одно из крупнейших в мире Оленекское месторождение битумов. Покрышкой для пермского перспективного нефтегазоносного комплекса могут выступать прослои аргиллитов пермского возраста, а также аргиллиты индского и оленекского ярусов. В этом комплексе в терригенных разностях содержатся поровые коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость 18-20%, проницаемость 0,3-0,6 мкм2), а также трещинного типа. Нефтегазоматеринские толщи пермского перспективного нефтегазоносного комплекса представлены терригенными отложениями морского генезиса суммарной мощностью до 1,5 км и состоят из циклически построенных глинистоалевритовых и песчаных пачек, в различной степени насыщенных мальтами, асфальтами, асфальтитами, линзами углей и углефицированным детритом. При содержании органического вещества в материнском комплексе перми до 2,4% количество сингенетичного битумоида достигает 2%. Битумоиды относятся к остаточным, сингенетичным. В углеводородном составе битумоидов резко преобладают ароматические фракции (до 80%).

Пористость отложений Пермского перспективного нефтегазоносного комплекса 7,4–19%, проницаемость 1–20 мД. Покрышкой служат аргиллиты пермского возраста.

В составе триасового перспективного нефтегазоносного комплекса потенциально нефтегазоматеринскими свитами являются глинистые отложения триаса, для которых характерны многочисленные макро- и микропроявления битумов и повышенная битуминозность разреза. В песчаных слоях триаса отмечается обогащение битумоида легкими углеводородными компонентами, наличие которых отражает миграционные процессы. В Анабаро-Ленском районе триасовые отложения представлены морскими фациями середины-конца градации MK² (R0vt – 0,99–1,12%). Пористость песчаников триасового перспективного нефтегазоносного комплекса изменяется от 16% до 28% при проницаемости до единиц мкм² [2, 11, 13].

Породы юрско-неокомского перспективного нефтегазоносного комплекса являются одним из важных комплексов не только на континентальном обрамлении, но и, возможно, на шельфе моря Лаптевых. Отложения представлены терригенными, часто черными глинистыми породами с небольшими прослоями алевролитов и песчаников морского генезиса, в которых органическое вещество имеет смешанный (гумусово-сапропелевый) состав. Содержание органического вещества в глинистых породах составляет 0,89-1,54%, битумоид в органическом веществе характеризуется концентрациями

ТАБЛИЦА 1. Удельная плотность ресурсов Анабаро-Ленской НГО [3]

Неф тыс. т		Свободный газ,	Конденсат, тыс. т/км²		
Геологические	Извлекаемые	МЛН M ³ /KM ²	Геологические	Извлекаемые	
1	2	3	4	5	
23	5,8	15,4	1,1	0,7	

Итого: суммарная плотность геологических ресурсов 39,5 тыс. т УТ/км² суммарная плотность извлекаемых ресурсов 21,9 тыс. т УТ/км²

0,1-0,2% и имеет преимущественно метанонафтеновый состав. Отложения комплекса пронизаны большим количеством твердых и жидких битумов (мальты, метановые мальты), углеводородный состав которых близок к битумоидам и свидетельствует о сингенетичности вмещающим породам. Уровень преобразования органического вещества отложений юрсконеокомского нефтегазоносного комплекса на материковом обрамлении изменяется в соответствии с глубиной их залегания – от ПК3-МК1-2 до МК3 [2, 3, 11,13]. Пористость юрских потенциальных коллекторов достигает 21% при проницаемости от 0,010 мкм² до 0,033 мкм². Выявленные залежи нефти в юрско-меловом Анабаро-Ленском прогибе приурочены к пермскому нефтегазоносному комплексу. Нефти Анабаро-Ленского прогиба это тяжелые нефти с плотностью 0,92 г/см3, и содержанием серы -2,16%, смол - 12,56%, асфальтенов -9,29%.

В целом, диапазон перспективных отложений в пределах Анабаро-Ленского прогиба достаточно широк. Основные перспективы нефтегазоносности связываются с двумя перспективными нефтегазоносными комплексами: рифей-венд-нижнепалеозойским и верхнепалезойско-мезозойским. В пределах нижнего нефтегазоносного этажа наиболее перспективные толщи приурочены к верхам венда - к подошве и к верхам кембрия. На Оленекском месторождении основной покрышкой является индско-оленекская глинистая толща нижнего триаса. Мощность покрышки превышает 100 м [11, 13].

По оценке специалистов ФГУП «СНИИГГ и МС», по состоянию на 01.01.2009 ресурсы Анабаро-Ленской нефтегазоносной области составляли (геологические/ извлекаемые) 1978/1062,3 млн т условного топлива (категории C_3+D). По данным ВНИГНИ на 01.01.2009 г., суммарная плотность ресурсов для Анабаро-Ленской нефтегазоносной области равна 39,5/21,9 тыс. т УТ/км² (см. табл. 1.).





Заключение

Интенсивная добыча в последнее десятилетие нефти и газа значительно сократила ресурсную базу жидких и газообразных углеводородов в России. Выявление новых регионов, перспективных на обнаружение залежей нефти и газа, становится одной из первоочередных задач нефтегазовой отрасли России. Наряду с геолого-поисковыми и разведочными работами на шельфе Северного Ледовитого океана необходимо проведение нефтепоисковых и разведочных работ в слабо изученных регионах Восточной Сибири. По данным геолого-геофизических исследований Внииокеангеологии, НПО «Севморгео», ОАО МАГЭ, трестом «Севморгеофизика», ФГУП «Южморгеология», выполненных на шельфе моря Лаптевых к 2015 г. накоплена большая геоинформационная база по осадочному чехлу плиты (шельфа) моря Лаптевых. Из-за отсутствия на шельфе глубоких скважин основным источником информации о возможном возрасте и природе сейсмических комплексов шельфа являются данные по сухопутным глубоким скважинам и выявленные сейсмогеологические комплексы на прилегающей суше разрезы. По нашим расчетам по состоянию на 01.01.2014 г. ресурсы Анабаро-Ленской нефтегазоносной области составляют по категории Д1 (геологические/извлекаемые) от 1974,5/1204,5 млн т УТ и по категории Д2 до 2154,4/1314 млн т условного топлива. В Анабаро-Ленской нефтегазоносной области максимальная ежегодная добыча углеводородов в среднесрочной перспективе может достичь 60-70 млн.т. условного топлива. Ежегодный экспорт нефти по Северному морскому пути из этой нефтегазоносной области может составить около 30-40 млн т. Программой геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) до 2020 г. предусмотрено проведение нефтепоисковых работ на севере Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в Анабаро-Хатангской зоне, общая площадь которой составляет 94,6 тысяч кв. км [6]. Анабаро-Хатангская зона включает

северо-восток Красноярского края и северо-западную часть Республики Саха (Якутия) [6]. На данной территории выданы пока 3 лицензии: на Западно-Анабарский участок (ООО Анабаранефтегаз). Журавлиный участок (ОАО «Лукойл»), Хатангский залив (ПАО «Роснефть»). Отсутствие в данном регионе инфраструктуры для транспортировки геолого-разведочного оборудования и потенциально добываемых углеводородов сдерживает лицензирование перспективных участков. Для повышения инвестиционной привлекательности Анабаро-Хатангской зоны наряду с Анабаро-Хатангской НГО, занимающей Анабаро-Хатангскую седловину или Хатангскую впадину, и Анабаро-Ленской НГО, занимающей Анабаро-Ленский прогиб, целесообразно включить в программу лицензирования шельфовую территорию Хатангского, Анабарского и Оленекского заливов. Это позволит спланировать создание инфраструктуры для транспортировки нефти и конденсата по Северному Морскому Пути.

Литератур

- Айрапетян С.В. и др. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ СОГТ в районе верхнего течения р. Суолема. //г. Дудинка, ПГО «Енисейгеофизика», 1987 г.
- Арчегов В.Б. и др. Комплексный анализ критериев нефтегазоносности с целью выделения основных направлений и объектов нефтепоисковых работ в Анабаро-Ленском прогибе. //Ленинград, ВНИГРИ, 1982 г.
- Васильева Е.А. и др. Уточнение модели строения осадочных бассейнов Лаптевоморского шельфа и зоны их сочленения со структурами Сибирской платформы. //Геленджик, ФГУП «Южморгеология, 2015 г.
- Горшков А.С.и др. Геофизические работы на Анабаро-Хатангской седловине с целью подготовки участков лицензирования // Геленджик, ФГУП «Южморгеология», 2012 г.
- Вассоевич Н.Б. и др. К проблеме нефтегазообразования в докембрийских отложения. //Сборник трудов «Природа органического вещества современных и ископаемых осадков». Москва, Наука, 1973 г.
- Герт А.А. и др. Мониторинг и анализ результатов выполнения мероприятий Программы геологического изучения и представления в пользование месторождений углеводородного сырья восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), рекомендации покорректировке и уточнению основных программных показателей и мероприятий. //Новосибирск, СНИИГГиМС, 2013 г.
- 7. SPE-166815-RU. Углеводородный потенциал Енисей-Хатангской НГО в пределах Таймырского AO и степень его освоения. Дмитриевский А.Н.,

- ИПНГ РАН, Еремин Н.А., ИПНГ РАН, Шабалин Н.А., ИПНГ РАН, //Вторая конференция SPE по разработке месторождений в осложненных условиях в Арктике, Россия Москва, 15—17 октября 2013 г., http://dx.doi.org/10.2118/ 166815-RU
- 8. Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н., Шабалин Н.А. Актуальные проблемы развития нефтегазового сектора Таймырского автономного округа Красноярского края. //XXI Губкинские чтения «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России», Россия, Москва РГУ им. И.М.Губкина, сб. тезисов, 24–25 марта 2016 г.
- Ларичев А.И. и др. Разработка современной модели геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины и прилегающих территорий. //Санкт-Петербург, BCEГЕИ, 2011 г.
- Мигурский Ф.А. и др. Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносности Лено-Тунгуской нефтегазоносной провинции на основе моделирования процессов формирования залежей УВ и бассейнового моделирования. // Новосибирск, СНИИГГиМС, 2010 г.
- Прокопцева С.В. и др. Комплексные геологогеофизические работы в области сочленения Лено-Тунгуской НГП и Лаптевской НГО. // Геленлжик. ФГУП «Южморгеология». 2014.
- 12. Рубинштен В.И. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ на Хастахской площади. //Якутск, «Пенанефтегазгеология», 1987 г
- Савченко В.И. и др. Уточнение модели строения осадочных бассейнов Лаптевоморского шельфа и зоны их сочленения со структурами Сибирской платформы. //Геленджик, ФГУП «Южморгеология», 2014 г.
- 14. Сидоренко А.В., Сидоренко Св.А. Органическое вещество в докембрийских осадочнометаморфических породах и некоторые геологические проблемы. //Москва, Советская геология № 5, 1971 г.
- 15. Сидоренко А.В. Гидрогеология СССР, том XX, Якутская АССР.// М. Недра, 1970 г.
- Фомин А.М. Разработка элементов вероятностных моделей нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем района исследований на основе геолого-геохимических и геофизических данных. //Новосибирск, СНИИГГИМС, 2014 г.
- 17. SPE-166815-MS Hydrocarbon potential of the Enisei-Khatangsk Region with in the Taimyr Autonomous district (TAD) and the extent of its development. A.N. Dmitrievsky, OGRI RAS, N.A. Eremin, OGRI RAS, N.A. Shabalin, OGRI RAS // The second SPE arctic and extreme environments technical. Conference and exhibition. Moscow, 15-17 October 2013 (SPE AEE 2013); http://dx.doi. org/10.2118/166815-MS.
- Сидоренко Св.А. Органическое вещество и биолинтогенные процессы в докембрии. // М., Наука, 1991 г., 104 с.

KEY WORDS: The Northern Sea Route, Siberian Platform, the Arctic Ocean, the Arctic shelf, the Anabar-Lena trough, the Yenisei-Khatanga Trough, the Anabar-Khatanga saddle, the Anabar arch, the Taimyr fold region, the Laptev sea plate, the Eurasian lithospheric plate, the Khatanga depression, the oil and gas potential, oil and gas production, the port of Sabetta, LNG transport, the Republic of Sakha (Yakutia).

Премиальный бренд Genesis вышел на российский рынок

- G90 первая модель бренда Genesis, представленная на российском рынке
- Переосмысленное понятие роскоши в основе философии бренда Genesis
- Бренд Genesis воплощает в себе инновации мирового уровня в области высоких технологий



22 сентября 2016 г. в концертном зале «Барвиха Luxury Village» состоялась российская премьера премиального бренда Genesis. Россия – 4-й рынок в портфеле бренда, что подчёркивает особое значение региона. Модельный ряд Genesis, уже представленный в Корее, Северной Америке и на Ближнем Востоке, – это воплощение всего лучшего в 4-х ключевых областях: инновации, выверенные и сбалансированные ходовые характеристики, элегантность дизайна и непревзойденное клиентское обслуживание.

Манфред Фитцджеральд (Manfred Fitzgerald), глава бренда Genesis отметил, что автомобили Genesis, составят в ближайшее время конкуренцию ведущим премиальным моделям на мировом рынке.

Торжественную презентацию посетили звездные друзья бренда: Егор Кончаловский, Вячеслав Зайцев, Влад Демин, Сергей Кристовский. Почетной гостьей мероприятия стала прима-балерина Мариинского театра и Американского театра балета Диана Вишнёва.

Над разработкой модели G90 более 4 лет работала команда из 800 инженеров и дизайнеров. Первоклассные материалы от ведущих мировых производителей вкупе с тщательно продуманной эргоно-

микой обеспечивают водителю и пассажирам эксклюзивный комфорт премиум-класса, в то время как прекрасные показатели шумои виброизоляции, современные интеллектуальные системы помощи водителю в совокупности с системой GENESIS Smart Sense позволяют максимально снизить утомляемость от поездки.

Силуэт G90 олицетворяет мощь и изысканность: удлиненный капот, большая колесная база, минимальные свесы и изящные поверхности задней части кузова. Восемь цветов, в которых может быть представлен

Genesis, идеально подчеркивают достоинства автомобиля, гармонично сочетаясь с широким выбором вариантов отделки салона.

Инженеры Genesis уделяли особое внимание динамическим и ездовым характеристикам нового автомобиля. Удовольствие от движения G90 и отличное сцепление с дорожным полотном обеспечивают интеллектуальный полный привод HTRAC и адаптивная подвеска Genesis Adaptive Control Suspension.

Одним из ключевых достоинств G90 является наивысший уровень безопасности пассажиров и водителя. Передовые технологии активной и пассивной безопасности наряду с одним из самых жестких в своем классе кузовом гарантируют максимальную защиту, превращая флагманский седан Genesis практически в эталон безопасного автомобиля.

Российским покупателям Genesis G90 предлагается с тремя вариантами бензиновых силовых агрегатов мощностью от 309 до 413 л.с.

Безусловным преимуществом владения Genesis G90 станет эксклюзивная сервисная программа для клиентов GENESIS EXPERIENCE, которая сделает обслуживание Genesis максимально удобным для владельцев.

До конца 2020 года Genesis планирует выпустить шесть моделей. Бренд на данный момент представлен на рынках Кореи, Северной Америки и Ближнего Востока.



РЫНОК

ТРЕХМЕРНЫЕ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИЕ НАБЛЮДЕНИЯ НА АКВАТОРИЯХ:

обзор современных технологий

В ПОСЛЕДНИЕ ДВА ДЕСЯТИЛЕТИЯ СТАЛА АКТУАЛЬНОЙ ПРОБЛЕМА ДЕТАЛЬНОГО ИЗУЧЕНИЯ СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ. В 1990-Х ГГ. С РАЗВИТИЕМ АППАРАТУРЫ НАЧАЛИСЬ АКТИВНЫЕ РАБОТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ НОВЫХ МЕТОДИК ТРЕХМЕРНЫХ (3D) ВЫСОКОРАЗРЕШАЮЩИХ СЕЙСМИЧЕСКИХ И СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ СЪЕМОК, РАБОТАЮЩИХ В РАЗЛИЧНЫХ ЧАСТОТНЫХ ДИАПАЗОНАХ И ПОЗВОЛЯЮЩИХ ПОЛУЧАТЬ ОБЪЕМНОЕ СЕЙСМИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ СУЩЕСТВУЮЩИЕ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ПРИЕМОИЗЛУЧАЮЩИЕ СИСТЕМЫ, ПРИВЕДЕНА ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ И РАССМОТРЕНЫ ПРИМЕРЫ ИХ РЕАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ И НАУЧНЫХ ПРОЕКТОВ

IN THE RECENT TWO YEARS THE ISSUE OF DETAILED RESEARCH OF THE STRUCTURE OF THE UPPER PART OF SHELF SEA-FLOOR SEDIMENTS HAS BECOME TOPICAL. IN 1990-IES THE DEVELOPMENT OF EQUIPMENT RESULTED IN COMMENCEMENT OF ACTIVE DEVELOPMENT OF NEW METHODS OF (3D) HIGH RESOLUTION SEISMIC AND SEISMOACOUSTIC SURVEY OPERATING IN VARIOUS FREQUENCY RANGES AND MAKING IT POSSIBLE TO RECEIVE 3D IMAGES OF A GEOLOGICAL ENVIRONMENT. THE ARTICLE DESCRIBES THE MODERN PROJECTING AND RECEIVING SYSTEMS, PROVIDES THEIR CLASSIFICATION AND EXAMPLES OF THEIR APPLICATION FOR GEOLOGICAL EXPLORATION AND SCIENTIFIC RESEARCH

Ключевые слова: шельф, инженерно-геологические изыскания, сейсмоакустика, трехмерная сейсморазведка, технология.

Гайнанов Валерий Гарифьянович,

доктор технических наук, профессор кафедры сейсмометрии и геоакустики Геологического факультета МГУ им. М.В.Ломоносова

Верхняцкий Андрей Александрович, геофизик Marine Geo Service

Шматков Алексей Алексеевич,

кандидат технических наук, главный геофизик Marine Geo Service

Токарев Михаил Юрьевич,

генеральный директор ООО «Центр анализа сейсмических данных МГУ им. М.В. Ломоносова»

Первые трехмерные (3D) сейсмические съемки на акваториях начали проводиться в конце 70-х годов XX века, но долгое время их применение было ограничено несовершенством технологий и высокой ценой проведения полевых наблюдений. Благодаря преимуществам трехмерных данных уже к началу 90-х годов более половины морских разведочных работ проводились по этой методике, что способствовало активному развитию технологий с целью повышения качества и снижения себестоимости работ.

Увеличение объемов разведки и разработки месторождений углеводородов, строительства различных гидротехнических сооружений на шельфе повлекло за собой необходимость проведения изысканий с целью выявления опасных инженерногеологических явлений и процессов (eng. geohazards) в верхней части донных отложений. Поэтому дальнейшим развитием методик сейсмических наблюдений стали 3D высокоразрешающие системы, основанные на технологиях

разведочной сейсморазведки, но с уменьшенным шагом между элементами приемоизлучающего массива. Первые коммерческие работы с ними проводились, например, в конце 1990-х – начале 2000-х годов в Мексиканском заливе компаниями Shell и BP, а также в Северном море. Эти проекты носили единичный характер и только к началу 2010-х годов нефтяные компании начали вновь проявлять интерес к данной технологии в связи с началом бурения в районах со сложными сейсмогеологическими условиями и наличием большого числа опасных инженерно-геологических явлений и процессов [Hill et al., 2015].

Авария платформы Deepwater Horizon в Мексиканском заливе показала, что не стоит пренебрегать проведением детального изучения верхней части геологической среды даже в случае использования полупогружных буровых платформ (ППБУ) [Sack et al., 2012], поэтому в настоящее время наблюдается повышение интереса к высокоразрешающим трехмерным съемкам.

К середине 1990-х годов технический прогресс в области сейсморазведочной аппаратуры позволил начать работы по созданию методик 3D сейсмоакустических наблюдений для изучения верхней части донных отложений с наиболее высокой пространственной и временной разрешающей способностью. Эти технологии нашли применение как при решении прикладных задач, так и при проведении научных исследований.

За последние два десятилетия несколькими научными группами и компаниями были разработаны приемоизлучающие системы, работающие в различных частотных диапазонах. Однако в силу технологических (сложность масштабирования системы), экономических (высокая стоимость оборудования и ограниченный бюджет) и временных (сбор и обработка данных продолжительны во времени) факторов большинство существующих приемоизлучающих систем используется зачастую в научных целях [Шматков, Токарев, 2014].

В настоящей статье приведен обзор существующих 3D сейсмоакустических приемоизлучающих систем и примеров их реального применения в составе инженерно-геологических изысканий, а также научных проектов.

Классификация методик трехмерных сейсмоакустических наблюдений по частотному диапазону

донных отложений наиболее широкое применение нашли высокоразрешающие сейсмические и сейсмоакустические методы. В зарубежной научной литературе [Thomas et al., 2012] сейсмические приемоизлучающие системы, применяемые при проведении морских инженерногеологических изысканий, принято классифицировать по разрешающей способности и частотному составу записи:

Для изучения верхней части

 разведочная/нефтегазовая сейсморазведка (eng. conventional/exploration seismic) – 30-75 Гц; 2. высокоразрешающая сейсморазведка (*eng.* high resolution seismic, HR) – 80–375 Гц;

- сверхвысокоразрешающая сейсморазведка (eng. very high resolution seismic, VHR) 375–1500 Гц;
- ультравысокоразрешающая сейсморазведка (eng. ultra high resolution seismic, UHR) – 1.5–16 кГц.

В технических стандартах (например, OGP, 2011) и публикациях прикладного характера к ультравысокоразрешающим относят методики, работающие в частотном диапазоне свыше 300 Гц, а более высокочастотные системы называют ультраультравысокоразрешающими (eng. ultra-ultra high resolution seismic, uUHR).

В отечественной литературе при классификации морских сейсмических наблюдений подчеркивают используемый диапазон частот, поэтому последним двум пунктам соответствуют термины *сейсмоакустические* (применяются одно- и многоканальные сейсмические косы, а в качестве источника – спаркер, гидро- и пневмопушки) и *акустические* (бумер, высокочастотный профилограф) наблюдения. Иногда также используют термины низко- и высокочастотное непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП).

В работе [Thomas et al., 2012] предлагается классифицировать существующие 3D приемоизлучающие системы в соответствии с частотным составом возбуждаемых колебаний, разрешающей способностью и глубинностью исследований. Ниже авторами приводится список известных на сегодняшний день методик трехмерных сейсмоакустических наблюдений, объединенных в соответствующие группы. Внутри каждой группы приемоизлучающие системы расположены в порядке публикации результатов их применения и года проведения полевых испытаний.

Хотя принципы получения трехмерного сейсмического изображения во всех системах схожи, необходимость расположения приемников на очень малых фиксированных расстояниях

друг от друга и небольшие глубины буксировки при проведении сейсмоакустических наблюдений требуют очень высокой точности их задания и контроля. Поэтому, в отличие от разведочной 3D сейсморазведки, при проведении наблюдений применяются самые разнообразные конструкции и способы буксировки.

Системы с фиксированным приемоизлучающим массивом

Жесткая рама позволяет расположить приемники и источники в фиксированных положениях и вся конструкция буксируется за судном или с помощью телеуправляемых (ТНПА / ROV) и автономных (АНПА / AUV) необитаемых подводных аппаратов. Это позволяет обеспечить необходимую точность позиционирования отдельных элементов приемоизлучающего массива при работе в высокочастотном диапазоне.

3D Chirp

Система, разработанная в Национальном Океанографическом центре Саутгемптона (Великобритания), представляет собой жесткую решетку размером 2×2,5 метра, в центре которой закреплены 4 пьезокерамических излучателя, смонтированных в форме мальтийского креста (также авторами предлагаются и другие конфигурации для решения специфических задач). Они генерируют ЛЧМ-сигнал сложной формы в частотном диапазоне от 1,5 до 13 кГц. Регистрация осуществляется цифровой сейсмической станцией, получающей данные от 60 групп приемников (4 гидрофона в группе), расположенных на расстоянии 25 см друг от друга. Для обеспечения высокой точности привязки (сантиметровый диапазон) на углах рамы установлено 4 DGPS-приемника. Оптимальная скорость буксировки системы составляет 2 узла [Bull et al., 2005; Gutowski et al., 2008], а суточная производительность может достигать 0,1-0,2 км².

Система 3D Chirp использовалась для решения различных задач — поиска погребенного кессона в порту Саутгемптона [Gutowski et al., 2008]; картирования кровли коренных пород и потенциально опасных объектов в толще

РЫНОК

ТАБЛИЦА 1. Существующие системы 3D сейсмоакустических наблюдений на акваториях и их основные характеристики [по Thomas et al., 2012]

Система, [разработчик]	Источник, частотный диапазон	Число приемников в продольном и поперечном направлении	Вертикальная и латеральная разрешающая способность	Площадь и глубинность исследований
	Ультравысоко	разрешающая сейсморазвед	цка	
3D Chirp [1]	Пьезокерамический [×4] 1,5–13 кГц	10 @ 25 см 6 @ 25 см	менее 0,1 м / 0,125 м	менее км² 10 м
Sub-Bottom Imager [2]	Пьезокерамический [×3] 4–14 кГц	8 @ 40 см 5 @ 10 см	менее 0,1 м / 0,1 м	менее км² 10 м
Innomar SES-2000 quattro [3]	Пьезокерамический [×3] 10 кГц	3 @ 0,5 м 1	менее 0,1 м / 0,33 м	менее км² 10 м
SEAMAP 3D [4]	Бумер 4,5 кГц	8 @ 50 см 4 @ 50 см	0,1 м / 0,25 м	менее км² 10 м
Acoustic Corer [2]	Пьезокерамический [×2]	1	менее 0,1 м / 0,4 м	100 м² 40 м
Слейпнир [5]	Пьезокерамический 5—15 кГц	1	менее 0,1 м / 0,25 м	менее км² 100
	Сверхвысоко	разрешающая сейсморазвед	ка	
Kite [6]	Пьезокерамический / пневмопушка 1–5 кГц / 200 Гц	24 @ 2 м 1	0,5-2 м / 0,5 м	несколько км² 100 м
SEISCAT [7]	Бумер / гидропушка 0,5–2 кГц	12 @ 1 м 1	0,2 м / 1 м	менее км² 10 м
Opus 3D [7]	Бумер 2 кГц	8 @ 2 m 2 @ 2 m	0,2 м / 1 м	менее км² 10 м
VHR3D [8]	Спаркер 250 Дж 500 Гц	4 @ 4 m 6 @ 2 m	0,75 м / 2 м	несколько км² 100 м
Fugro [9]	Бумер 1–2 кГц	4 @ 6,25 м 16 @ 6,25 м	0,2 м / 3,125 м	десятки км² 100 м
Португальский институт моря и атмосферы [10]	Спаркер 2 кДж 1500 Гц	48 @ 3,125 1	0,25 м / 1 м	десятки км² 100 м
МГУ имени М.В. Ломоносова [11]	Спаркер 100 Дж 750 Гц	32 @ 2 м 1	0,5 м / 0,5 м	менее км² 20 м
	Высокораз	решающая сейсморазведка		
HR3D [8]	Пневмопушка [×2] 110 Гц	2 @ 25 м 24 @ 6 м	3,5 м / 6,25 м	десятки км² более 100 м
Университет Лозанны [12]	Пневмопушка 300 Гц	3 @ 7,5 м 24 @ 2,5 м	1,2 м / 3,75 м	несколько км² более 100 м
P-Cable 3D [13]	Пневмопушки 125 Гц	12-24 @ 12,5 м 8-48 @ 3,125 м	3 м / 3,125 м	десятки км² более 500 м
SoundArray 3D [14]	Пневмопушки 125 Гц	18 @ 12,5 м 24 @ 6,25 м	3 м / 3,125 м	десятки км² более 500 м
Gardline [15]	Пневмопушки 125 Гц	2-4 @ 12,5-25 м 192 @ 6,25-12,5 м	3 м / 6,25 м	десятки км² более 500 м
BP [16]	Пневмопушки [×2] 20-400 Гц	2-4 @ 12,5-25 м 96-192 @ 6,25 м	1,5 м / 6,25 м	десятки км² 300-700 м

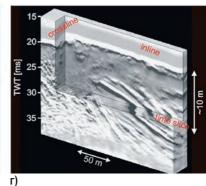
Разработчики: [1] Национальный океанографический центр, Саутгемптон (Великобритания), [2] Pangeo Subsea, Сент-Джонс (Канада), [3] Innomar (Германия), [4] Университет имени Христиана Альбрехта, Киль (Германия), [5] Marine Geo Service (Россия), [6] Лаборатория геоакустики университета Майами (США) при участии университета Пай Чай, Тэджон (Республика Корея), [7] Центр по морской геологии университета Гента (Бельгия), [8] Французский научно-исследовательский институт по эксплуатации морских ресурсов (IFREMER), Плузане (Франция), [9] Fugro, Лейдсендам (Нидерланды), [10] Кафедра сейсмометрии и геоакустики Геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва (Россия), [11] Португальский институт моря и атмосферы, [12] Университет Лозанны (Швейцария), [13] Университет Осло (Норвегия), [14] Sound Oceanics (США), [15] Gardline Marine Sciences, Норфолк (Великобритания), [16] ВР.

Система 3D Chirp. Спуск приемоизлучающей системы в воду (а), положение системы во время проведения съемки (б), схема устройства (в) и пример получаемых данных (г) [по Gutowski et al., 2008]









современных отложений в портовых условиях [Vardy et al., 2008]; для получения сейсмического изображения и картирования оползневых тел и мутьевых отложений [Vardy et al., 2010], а также для решения археологических задач [Plets et al., 2009; Vardy et al., 2011]. Полученные сейсмические кубы имеют размер бина 0,125×0,125 или 0,25×0,25 метра при средней кратности 15. Максимальная площадь проведенных исследований — 100×400 метров.

В настоящее время дальнейшими разработками системы и продажей серийных устройств под брендом «GEOCHIRP 3D» занимается компания Kongsberg Geoacoustics. Для повышения

точности определения положения приемоизлучающего массива в пространстве система оснащается гирокомпасом и датчиком динамических перемещений.

Sub-Bottom Imager

Система Sub-Bottom Imager (компания PanGeo Subsea, Канада) спроектирована для установки на телеуправляемый необитаемый подводный аппарат рабочего класса (ТНПА) или автономный необитаемый подводный аппарат (АНПА) достаточной грузоподъемности, однако также может быть смонтирована на корпус научно-исследовательского судна. В качестве источника упругих колебаний используется 3 высокочастотных ЛЧМ

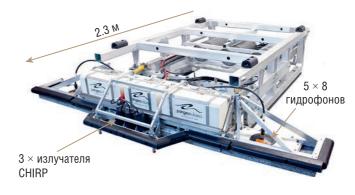
излучателя с полосой частот от 4 до 16 кГц, а приемные гидрофоны (возможны конфигурации с 24, 40 и 56 приемными элементами) располагаются перпендикулярно направлению съемки, что позволяет получить данные о строении геологической среды в полосе до 5 метров. Для получения информации о пространственном положении приемоизлучающего массива используется высокоточный инерциальный навигационный модуль. При работе с ТНПА скорость съемки может достигать 2 узлов при глубине воды до 1000 метров, а превышение над дном во время регистрации данных должно составлять порядка 3,5 метра [Dinn, 2012]. Суточная производительность достигает 0,6 км², что является хорошим показателем для подобных систем.

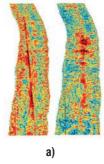
Особенностью обработки получаемых акустических данных является применение алгоритмов фокусировки изображения и синтетической апертуры, что позволяет достигнуть дециметровой разрешающей способности во всех направлениях (размер бина — 10 см). Это позволяет успешно решать задачи идентификации мелкозалегающих объектов (валуны, кабели, трубопроводы, неразорвавшиеся боеприпасы и так далее) и потенциально опасных геологических явлений [Dinn, 2012].

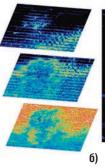
Acoustic Corer

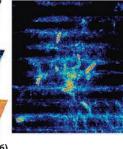
Второй приемоизлучающей системой производства компании PanGeo Subsea является *Acoustic Corer*. Пьезокерамические излучатели (низко- и высокочастотные) располагаются на штанге длиной 12 метров, вдоль которой они могут свободно перемещаться. На противоположной стороне располагается приемная антенна. Система на своеобразном

Внешний вид приемоизлучающей системы Sub-Bottom Imager (слева) и пример получаемых данных (справа) [по Dinn, 2012]



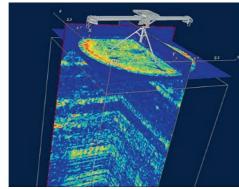






Внешний вид приемоизлучающей системы Acoustic Corer (слева) и пример получаемых данных (справа) [по Cahill, 2016]





«штативе» устанавливается на дно и стрела приводится в круговое движение. Источники и приемная антенна при этом синхронно перемещаются по штанге, сканируя верхнюю часть донных отложений на глубину до 30–40 метров [Cahill, 2016]. В результате геологическая среда «просвечивается», что позволяет получать данные с высокой разрешающей способностью.

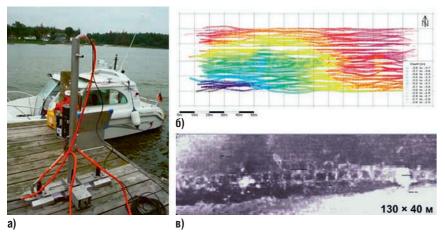
Применение Acoustic Corer возможно не только в комплексе с различными геофизическими методами, но и при геотехнических работах, например статическим зондированием (СРТ). В результате обработки получаемых акустических изображений возможно выделение стратиграфических комплексов, опасных инженерно-геологических явлений и процессов, захороненных объектов (валуны, неразорвавшиеся снаряды и т.п.). Например, система была успешно применена для снижения рисков при установке фундамента ветрогенераторов на шельфе [Cahill, 2016].

Innomar SES-2000 quattro

Компания Innomar (Германия) на основе параметрических профилографов собственного производства разработала систему **SES-2000 quattro**. Четыре приемоизлучающие антенны располагаются на расстоянии 50 см друг от друга на специальной штанге, закрепленной к борту судна. Для адаптации к условиям съемки расстояние между ними может быть изменено. Использование нелинейных сигналов с центральной частотой 4-15 кГц дает возможность сформировать импульс с узкой диаграммой направленности, что в совокупности с высоким разрешением и высокой периодичностью возбуждения импульса позволяет получать детальное изображение верхней части донных осадков [Lowag et al., 2010].

Система применялась для решения инженерно-геологических (съемка перед началом дноуглубительных работ в северной Германии) и археологических задач (было

Внешний вид приемоизлучающей системы SES-2000 quattro (слева) и пример получаемых данных (справа) [по Lowag et al., 2010]



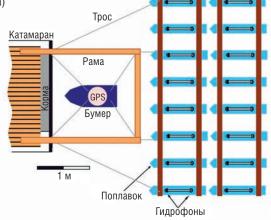
проведено две съемки на площади 130 x 40 метров и 220 x 80 метров) [Lowag et al., 2010]. Размер бина полученных сейсмических кубов был 0,5 x 0,5 метра и 0,33 x 0,33 метра соответственно. Вертикальная разрешающая способность достигала 2 см при центральной частоте 10 кГц. Ввиду небольших линейных размеров системы суточная производительность не превышает 0,1 км².

SEAMAP 3D

Разработка системы *SEAMAP-3D* проводилась в университете имени Христиана Альбрехта (Киль, Германия). Приемная система представляет собой жесткую решетку 8×4 элементов с шагом 0,5 метра, в узлах которой закреплены единичные гидрофоны. Буксировка осуществляется самоходным катамараном небольшого размера. Для снижения уровня шумов используются маломощные электродвигатели. Регистрация данных осуществляется с использованием 32-канальной сейсмической станции на базе 24-битного АЦП. В качестве источника упругих колебаний используется излучатель типа «бумер» с полосой частот от 100 Гц до 6 кГц, возбуждающий импульс три раза в секунду. Позиционирование системы осуществляется DGPS-приемником, работающим в режиме кинематики в реальном времени (RTK), установленным непосредственно над источником. Для повышения точности позиционирования используется несколько цифровых компасов [Müller et al., 2009]. Производительность может достигать 0,1 - 0,25 км²/сутки.

Основное применение системы SEAMAP-3D — детальное изучение Внешний вид приемоизлучающей системы SEAMAP-3D (слева) и схема (справа) [по M ller et al., 2009]





археологических объектов на мелководных акваториях. Авторы методики успешно выполнили несколько проектов на различных площадках в Германии и Турции [Müller et al., 2009; Müller et al., 2013]. Было получено несколько сейсмических кубов площадью порядка 100×150 метров с размером бина 0,25×0,25 метра.

Внешний вид приемоизлучающей системы SEAMAP-3D (слева) и схема (справа) [по Müller et al., 2009]

Слейпнир

Сотрудниками компании Marine Geo Service (ООО «МГ-Сервис», Россия) разработан и испытан прототип многофункциональной самодвижущейся платформы «Слейпнир» для проведения трехмерных сейсмоакустических наблюдений с использованием параметрического профилографа SES-2000. Платформа «Слейпнир» состоит из рамы (ширина 2,4 м, длина 2,7 м), на которой

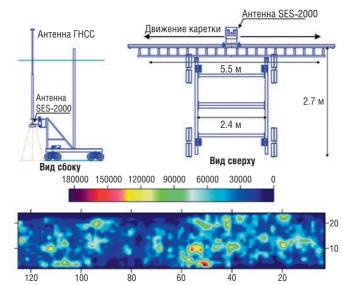
установлены 4 колесные пары с движителями, электроника в герметичных боксах и система электропитания; вертикальной рамы для размещения электроники в брызгозащитном боксе (опционально); ферменной конструкции длиной 5,5 м для движения каретки с антенной профилографа. Для передачи энергии и обмена данными с платформой используются стандартные компоненты телеуправляемого необитаемого подводного аппарата (ТНПА) МСС-350. Оператор в реальном времени контролирует все движения платформы и каретки по данным телеметрии, а также при помощи визуального контроля с использованием подводной Full-HD камеры. Максимальная рабочая глубина системы – 1000 метров.

Съемка проводится в стартстопном режиме: после установки платформы в заданную точку по команде оператора каретка с приемоизлучающей антенной начинает движение и проводится сканирование вдоль линии длиной 5 метров. После этого производится смещение платформы вдоль линии профиля на расстояние 0,2—0,25 м. Обработка позволяет получить сейсмический куб, временные разрезы и временные срезы среднеквадратичных амплитуд, на которых возможно выявление локальных объектов размером от

РЫНОК

Опытно-методические работы в условиях мелководной акватории (1—3 м) проводились в летний сезон 2016 года в рамках научно-исследовательской деятельности подводного отряда Фанагорийской экспедиции Института археологии РАН. Позиционирование и местоопределение приемоизлучающей антенны профилографа осуществлялось с использованием дифференциального ГНСС-приемника Trimble SPS 461 в

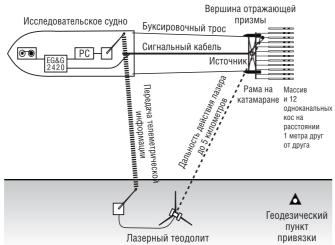
Схема и внешний вид приемоизлучающей системы «Слейпнир», пример временного среза сейсмического куба





 $60 \sim \text{Neftegaz.RU}$ [1] Neftegaz.RU ~ 61

Схема системы SEISCAT [по Henriet et al., 1992] Схема системы Kite [по Rogers et al., 1993] • Источник Исследовательское судно О Приемник Пьезокерамический Пневматическая излучатель пушка 2 м 46 метров [24 канала] Положение точек ОГТ для Положение точек ОГТ для пьезокерамического излучателя пневматической пушки '24 сейсмические трассы с шагом'24 сейсмические трассы с шагом



режиме RTK. Антенна была закреплена непосредственно над антенной профилографа, что позволило обеспечить субдециметровую точность. В результате проведенных работ был получен сейсмический куб размером 30×5 м с размером бина 0,25×0,25 метра. Экспрессанализ данных позволил выделить аномальный объект в верхней части донных отложений, что было подтверждено визуальным осмотром в процессе размыва грунта водолазами.

Kite

Одна из первых приемоизлучающих систем для проведения трехмерных сейсмоакустических наблюдений – *Kite* – была разработана в лаборатории геоакустики университета Майами (США) при участии университета Пай Чай (Тэджон, Республика Корея). Для регистрации упругих колебаний используется сейсмическая станция на базе 12-битного АЦП, получающая данные от 24 гидрофонов, расположенных на жесткой раме через 2 метра в направлении поперечном движению судна. В качестве источника упругих колебаний применяется либо широкополосная пневматическая пушка с центральной частотой около 200 Гц, либо пьезокерамический источник с полосой частот от 1 до 5 кГц, излучающий сигнал в псевдослучайном коде для увеличения отношения сигнал/шум. Скорость судна во время съемки может варьироваться от 2 до 5 узлов, а географическая привязка осуществляется с использованием DGPS-приемника [Rogers et al., 1993].

Система была разработана преимущественно для проведения региональных исследований на континентальном шельфе и ее испытания происходили на восточном побережье Северной Америки [Rogers et al., 1993]. О дальнейшем использовании системы неизвестно, что может быть следствием ее недостатков – жесткая конструкция с большими линейными размерами требует привлечения специализированного судна с грузоподъемными механизмами, а максимальное удаление, равное 46 метрам, не позволяет проводить работы на глубинах менее 15-20 метров. В то же время система характеризуется хорошей производительностью -3-4 км²/сутки.

SEISCAT

В начале 90-х годов XX века разработки трехмерных систем для высокоразрешающих наблюдений начались в университете Гента (Бельгия). В рамках нескольких международных научноисследовательских проектов была разработана система **SEISCAT**. Приемная часть состоит из 12 одноканальных кос, которые установлены через 1 метр на легком катамаране, буксируемом судном. В качестве источника используется гидропушка объемом 15 дм³ или излучатель типа «бумер», обеспечивающие излучение сигнала в полосе до 2 кГц с центральной частотой около 1 кГц. Географическая привязка осуществляется с помощью автоматического лазерного теодолита, установленного на берегу, и отражающей призмы на катамаране. Координаты,

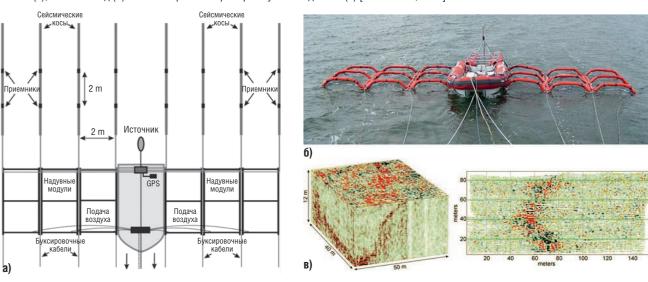
определенные с точностью до нескольких сантиметров, передаются на борт по радиоканалу в реальном времени [Henriet et al., 1992]. Суточная производительность может достигать 0,75 км².

Апробация системы проводилась на реке Шельда, где был получен сейсмический куб площадью 50×180 метров с размером бина 1×1 метр и средней кратностью 5 для изучения глиняного диапира диаметром около 60 метров [Henriet et al., 1992; Versteeg et al., 1992].

Opus 3D

Дальнейшим развитием методики SEISCAT стало создание системы Opus3D, приемный массив которой составлен из 8 двухканальных сейсмических кос. Расстояние между каналами и между косами одинаково и равно 2 м. Каждый канал в свою очередь содержит два гидрофона на расстоянии 25 см. Для буксировки используются специально разработанные надувные модули, закрепленные на лодке, которая также является носителем источника. В качестве источника используется излучатель типа «бумер» с центральной частотой около 2 кГц и полосой частот от 1 до 3 кГц. Позиционирование осуществляется с использованием DGPS-приемников, работающих в режиме кинематики в реальном времени (RTK). Система может использоваться как самостоятельно – в этом случае лодка является носителем, так и в буксируемом варианте. Испытания системы также проводились в речных условиях над глиняным диапиром, и был получен сейсмический куб площадью

Схема (а), внешний вид (б) системы Opus3D и пример полученных данных (в) [по Missiaen, 2005]



50×150 метров с размером бина 1×1 метр. Глубинность исследований составила порядка 50 метров ниже уровня дна [Missiaen, 2005]. Суточная производительность -1-1,5 км².

Аквасвип-3Д

Аналогичный сейсмоакустический комплекс, состоящий из 8 двухканальных кос, разрабатывался в начале 2000х годов в государственном научном центре Южморгеология (Геленджик, Россия) и получил название Аквасвип-ЗД. В качестве источника предлагалось использовать пьезокерамический излучатель. Буксировка приемных элементов должна была осуществляться с использованием несамоходного катамарана. Однако в литературных источниках информации о реальном использовании комплекса и полученных результатах обнаружить не удалось.

Системы, буксируемые на выстрелах

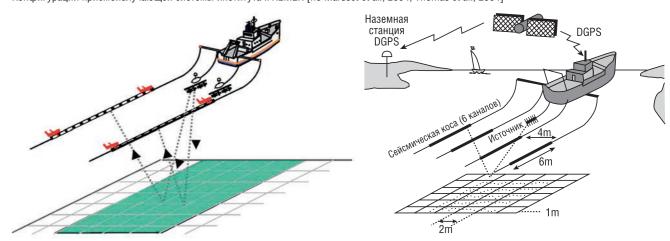
В этом случае сейсмические косы крепятся к специальным штангам, располагающимся перпендикулярно корпусу судна. Подобные устройства часто являются штатным судовым оборудованием, либо могут быть быстро изготовлены и смонтированы на любое судно, что делает этот способ буксировки универсальным.

VHR3D/ HR3D

Во Французском научноисследовательском институте по эксплуатации морских ресурсов (IFREMER) (Плузане, Франция) в начале 2000-х годов были разработаны системы *HR3D* и *VHR3D*, предназначенные для получения сейсмического изображения геологической среды с вертикальным разрешением 1 метр и проведения инженерных изысканий на небольших площадях с глубинами моря до 100 метров. Были испытаны несколько разных конфигураций данной системы. Для достижения заданной разрешающей способности и частотного состава записи в качестве источника используются излучатели типа «спаркер», либо пневматические пушки Mini G.I. Навигация и определение координат осуществляется при помощи DGPSприемников, установленных на судне и на источнике, а для повышения точности позиционирования сейсмических кос применяются цифровые компасы. В различных конфигурациях производительность системы варьируется от 1 до 3,5 км², но при этом размер бина больше (от 2 до 6,25 м), чем у рассмотренных выше систем с фиксированным приемоизлучающим массивом [Marsset et al., 2002; Thomas et al., 2004].

В статье [Marsset et al., 2002] представлены результаты применения системы для изучения

Конфигурации приемоизлучающей системы института IFREMER [по Marsset et al., 2004; Thomas et al., 2004]



62 ~ Neftegaz.RU [1] [1] Neftegaz.RU ~ 63

РЫНОК

осадков с высоким контрастом литологических свойств, разломной зоны, а также изучения неконсолидированных секвенций песка и глины в речных отложениях. Для возбуждения упругих колебаний использовался источник типа «спаркер» с центральной частотой 600 Гц. Для регистрации использовались 4 6-канальные сейсмические косы (шаг 1 метр между каналами), которые буксировались на расстоянии 4 метров друг от друга.

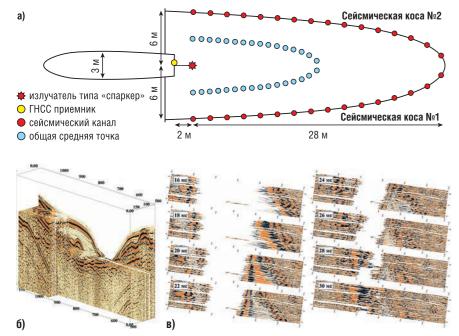
На площадке возле острова Корсика (Средиземное море) использовалась конфигурация системы с одной сейсмической косой (48 каналов, расстояние между каналами 6,25 метра) и двумя излучателями типа «спаркер», разнесенных на 15 метров друг от друга. В Норвежском море для получения сейсмического куба использовалось две сейсмические косы (48 каналов, расстояние между каналами 6,25 метра), разнесенные на 25 метров, и две пневматические пушки типа Mini G.I., разнесенные на 12,5 метра. Аналогичная система применялась для изучения мелкомасштабных сложно построенных осадков на шельфе Адриатического моря. Во время проведения этих исследований также использовалась конфигурация с 4 косами, описанная выше.

МГУ имени М.В.Ломоносова

На кафедре сейсмометрии и геоакустики геологического факультета МГУ была разработана и опробована летом 2014 г. на акватории Белого моря относительно простая система для трехмерных сейсмоакустических наблюдений [Шматков, Токарев,

Приемная часть системы состоит из двух 16-канальных аналоговых сейсмических кос, буксируемых с двух выстрелов длиной около 4,5 м, расположенных по бортам судна. Это обеспечивает разнос первых каналов сейсмических кос на 12 м друг от друга. Для получения необходимой формы приемной системы хвостовые части кос соединяются вместе, образуя при буксировке форму, хорошо аппроксимируемую цепной линией. Для возбуждения упругих колебаний используется излучатель типа «спаркер» с центральной частотой 750 Гц. Схема взаимного расположения элементов приемоизлучающей системы во время проведения полевого эксперимента показана на рисунке. Навигационная привязка осуществлялась при помощи дифференциального ГНССприемника C-Nav 3050 с сервисом спутниковых поправок, что позволило достичь дециметровой точности определения координат. Дальнейший расчет координат

Схема приемоизлучающей системы, разработанной в МГУ им. М.В. Ломоносова (а), и пример полученных данных – фрагмент 3D куба (б) и временные срезы сейсмического куба (в) [Шматков, Токарев, 2014]



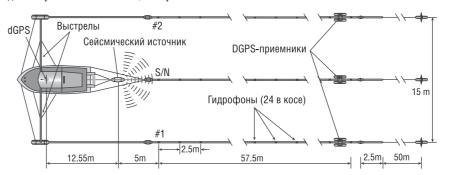
элементов приемоизлучающего массива осуществлялся в специализированном программном обеспечении. Работоспособность системы демонстрируется полученным в результате проведенной обработки данных сейсмоакустическим кубом с размерами бина 0,5×0,5 м [Шматков, Токарев, 2014].

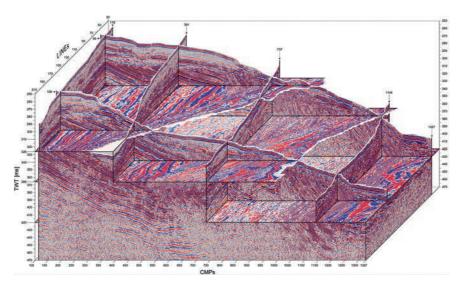
Университет Лозанны

Для проведения высокоразрешающих трехмерных сейсмических наблюдений в озерных условиях в университете Лозанны (Швейцария) была разработана приемоизлучающая система, основанная на 3 твердотельных 24-канальных сейсмических косах (шаг 2,5 метра между каналами). Регистрация данных осуществляется сейсмической станцией на базе 24-разрядного АЦП. Одна из кос буксируется непосредственно за судном, две остальные – на боковых выстрелах длиной 5-7,5 метров. Для стабильности заглубления кос на концах выстрелов закреплены небольшие плоты. Возбуждение упругих колебаний осуществляется при помощи пневматической пушки Mini G.I. с системой подавления вторичных пульсаций воздушной полости. Центральная частота сигнала в описанном авторами эксперименте составляла 330 Гц при полосе частот от 40 до 650 Гц. Позиционирование всей системы осуществлялось при помощи DGPSприемников, работавших в режиме кинематики реального времени, антенны которых были установлены на судне и вблизи хвостовой части кос, что позволило определить координаты всех элементов приемоизлучающей системы с точностью ±0,05 метра. При скорости судна в 2 узла достигается производительность 0,75-1,5 км²/ сутки [Scheidhauer et al., 2005].

Система была успешно испытана в Женевском озере, где коллективом авторов [Scheidhauer et al., 2005] проводилось изучение сложнопостроенной разломной зоны. В результате проведенных исследований был получен сейсмический куб площадью 600×1500 метров с размером бина 3,75×1,25 метра и номинальной кратностью 6. Максимальная глубинность, достигнутая при проведении полевых работ, составила 300 м ниже поверхности дна.

Схема системы, разработанной в университете Лозанны: вид сверху и пример полученных данных [по Scheidhauer et al., 2005]





Системы, буксируемые при помощи параванов

Параваны – специальные устройства, предназначенные для отведения сейсмического оборудования в сторону от курса судна. Они позволяют буксировать сейсмические косы на значительном удалении от судна и отводить их в сторону от линии профиля. Наиболее широко этот способ применяется при проведении разведочной трехмерной сейсморазведки. Этот способ буксировки наиболее удобен при проведении относительно низкочастотных наблюдений с приемоизлучающими системами, распределенными в пространстве на первые сотни метров.

Системы на основе оборудования для проведения разведочной 3D сейсморазведки

Поскольку этот способ, как отмечалось выше, является стандартным для проведения разведочной трехмерной

сейсморазведки, то первые высокоразрешающие наблюдения начали проводить, адаптируя имеющееся оборудование к новым задачам. Одна из первых подобных методик была опробована компанией Total в Северном море. Для достижения необходимой пространственной разрешающей способности расстояние между косами, их длина и количество было уменьшено. Затем похожие технологии использовались компаниями Shell, Vastar и BP в акватории Мексиканского залива [Hill et al., 2015].

Каспийского моря по заказу компании ВР проводились комплексные инженерные изыскания и в их состав входила трехмерная высокоразрешающая сейсморазведка. Приемоизлучающая система состояла из 4 сейсмических кос и 2 групп пневматических источников. В 2013 году подобные исследования проводились на месторождении Азери-Чираг-Гюнешли (Азербайджан,

Каспийское море) с применением

В 2004 году в акватории

6 сейсмических кос и двух групп источников [Hill et al., 2015].

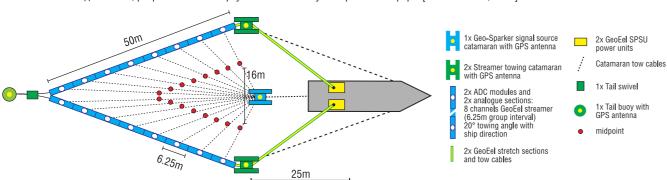
В 2013 году компания также проводила сверхвысокоразрешающие сейсмические наблюдения в Норвежском море с целью получения детального изображения верхней части разреза (300 метров ниже уровня дна) при глубине воды порядка 70 метров. При проведении съемки использовалось 2 сейсмические косы (шаг между каналами 6,25 метра) с расстоянием 25 метров между ними и два источника на расстоянии 12,5 метра. В результате был получен сейсмический куб с размером бина 3,125×6,25 метра, что позволило идентифицировать палеоканалы шириной менее 50 метров, а также выделить слои внутри них и восстановить историю движения ледников в районе исследований [Hill et al., 2015]. Аналогичные исследования проводились в 2014 году в английском секторе центральной части Северного моря.

Помимо описанных выше методик существуют разработки коммерческих компаний, занимающихся проведением инженерно-геологических изысканий. Однако получение актуальной информации затруднено в связи с защитой ими своих коммерческих интересов. Из открытых источников известно, например, что компания Fugro проводила изыскания с применением четырех 16-канальных сейсмических кос длиной 50 метров, буксировавшихся на расстоянии 6,25 метра друг от друга. В качестве источника применялась группа излучателей типа «бумер».

Компания Gardline при проведении инженерно-геологических изысканий использует систему трехмерных высокоразрешающих сейсмических наблюдений, построенную на базе четырех сейсмических кос длиной 600 метров с расстоянием между ними, равным 12,5 метра, либо двух кос длиной 1200 метров и расстоянием 25 метров между ними. В качестве источника используется одна или две группы пневматических пушек небольшого объема [Games, Wakefield, 2014]. Производительность всех описанных выше систем составляет порядка 1,75-3,5 км²/сутки.

[1] Neftegaz.RU ~ 65 64 ~ Neftegaz.RU [1]

Схематический вид системы, разработанной в португальском институте моря и атмосферы [по Noiva et al., 2014]



Португальский институт моря и атмосферы

В португальском институте моря и атмосферы была испытана приемоизлучающая система, состоящая из двух многоканальных сейсмических кос, буксируемых за судном в форме буквы «V». Оголовья кос отводятся от осевой линии судна с использованием параванов. Для поддержания геометрии в хвостовой части кос располагается концевой буй. Положение элементов приемоизлучающего массива определяется с помощью DGPS-приемников. Данная методика с использованием излучателя упругих колебаний типа «спаркер» с центральной частотой 1200-1500 Гц позволяет получать сейсмические изображения с горизонтальным разрешением 1 метр и вертикальным разрешением 15 см [Noiva et al., 2014].

Опытно-методические работы проводились в рамках проекта по изучению оползней, вызванных землетрясениями и цунами в дельте реки Тагус (Португалия).

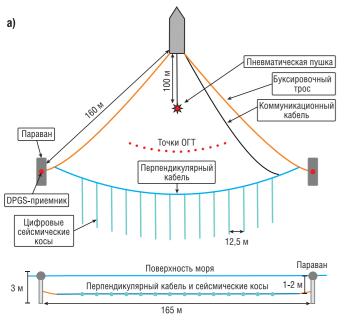
P-Cable 3D

Система P-Cable 3D была разработана компанией Volcanic Basin Petroleum Research при участии университета Тромсе (Норвегия) и Национального Океанографического центра Саутгемптона (Великобритания) в рамках программы HERMES по изучению высокотемпературных экосистем активных окраин европейских морей [Planke et al., 2009]. В настоящее время система активно развивается при участии производителя сейсмического оборудования – Geometrics (США) [Ebuna et al., 2013].

Основой системы P-Cable 3D является так называемый перпендикулярный кабель,

буксируемый за судном. Кабель растягивается двумя параванами и к нему подключается от 12 до 24 твердотельных сейсмических кос с расстоянием 12,5 или 6,25 метра. В стандартной конфигурации каждая коса содержит в себе 8 каналов с шагом 3,125 метра, однако на практике могут применяться более длинные косы – до 100 метров (32 канала). Регистрация сейсмических данных осуществляется с использованием 8-канальных цифровых модулей на базе 24-разрядных АЦП. В качестве источника используются группы пневматических пушек Mini G.I. с центральной частотой от 100 до 250 Гц и полосой частот до 1000 Гц. Также проводились работы с использованием группы излучателей типа «бумер». Позиционирование системы осуществляется с использованием DGPS-приемников, закрепленными на пушке, параванах и судне [Planke et al., 2009; Ebuna

Схема системы P-Cable 3D (a) [Шматков и др., 2015] и пример полученных данных [Eriksen et al, 2011]



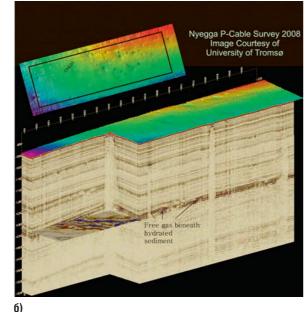
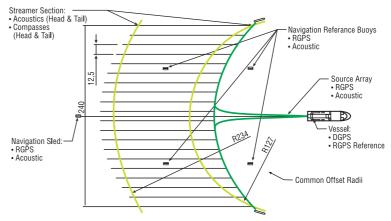
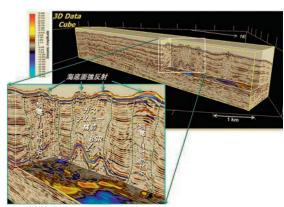


Схема системы SoundArray 3D (слева) и пример полученных данных (справа)





РЫНОК

et al., 2013; Lippus, 2014]. Для повышения точности определения координат приемных каналов также могут применять цифровые компасы, установленные в оголовье и в хвостовой части сейсмических кос.

Система P-Cable 3D неоднократно использовалась для изучения опасных инженерно-геологических процессов и явлений [Ebuna et аl., 2013; Шматкова и др., 2015], для изучения газовых каналов, скоплений приповерхностного газа на шельфе Баренцева моря [Ріаza-Faverola et al., 2011] и изучения газовых гидратов [Buenz et al., 2012]. В последние годы значительно возросло число коммерческих проектов, выполнявшихся с использованием системы P-Cable 3D, в области инженерногеологических изысканий. Полученные кубы имеют среднюю площадь 10-50 км² [Planke et al., 2009], а максимальная площадь исследований составляет 250 км². Стандартный размер бина равен 6,25×6,25 метра. При выполнении детальных работ он может быть уменьшен до 3,125×3,125 метра. Суточная производительность (в

SoundArray 3D

Система SoundArray 3D компании Sound Oceanics во многом повторяет концепцию P-Cable 3D. Твердотельные сейсмические косы производства компании Hydroscience Technologies также буксируются на перпендикулярном кабеле, который растягивается двумя параванами. Расстояние между косами может составлять 6,25, 12,5 и 25 метров. Для навигационной привязки используются дифференциальные DGPS-приемники и система

зависимости от конфигурации)

варьируется от 5 до 20 км²/сутки.

акустического позиционирования [Sack et al., 2012].

Для выполнения тестовых работ в Норвежском море по данной методике в 2011 году использовалось двадцать 24-канальных сейсмических кос длиной 150 метров. Расстояние между косами было равно 12,5 метра, а в качестве источников использовались пневматические пушки. Также были проведены работы возле побережья Японии с системой из 18 сейсмических кос [Shigeru et al., 2016].

Выводы

Трехмерные сейсмоакустические системы наблюдений позволяют получать объемное сейсмическое изображение верхней части донных отложений и мелкомасштабных объектов. Поскольку многие опасные инженерно-геологические явления и процессы, влияющие на безопасность установки и эксплуатации гидротехнических сооружений, имеют площадной характер распространения и залегают ниже поверхности дна, то при проведении изысканий необходимо применять трехмерные сейсмоакустические методы в совокупности с другими видами инженерно-геологических исследований.

Необходимость высокоточного позиционирования элементов приемоизлучающего массива как по вертикали, так и по горизонтали приводит к усложнению способов буксировки и накладывает определенные ограничения при проведении полевых работ. Эти факторы в совокупности с экономическими причинами ограничивают применение трехмерных сейсмоакустических

наблюдений при проведении морских инженерно-геологических изысканий.

Наиболее высокочастотные системы с жестко закрепленным приемоизлучающим массивом обладают максимальным разрешением по вертикали и горизонтали, но их суточная производительность не превышает 0,1 км², вследствие чего они эффективны только для решения узкоспециализированных локальных задач. Более низкочастотные системы обеспечивают среднюю производительность до 0,75 -1,5 км²/сутки, однако они слабо приспособлены к работе в условиях открытой морской акватории.

Буксировка с использованием выстрелов является наиболее универсальным способом, но ширина полосы покрытия не превышает первых десятков метров, что в совокупности с большим расстоянием между приемными элементами приводит к ухудшению горизонтальной разрешающей способности. Производительность может варьироваться от 0,75 до 3,5 км²/сутки.

При буксировке приемоизлучающей системы с использованием параванов удается достигнуть максимальной ширины полосы покрытия, при этом количество кос и расстояние между ними может варьироваться в широких пределах, что позволяет адаптировать систему для решения большого числа различных задач и повысить производительность до 5−20 км²/сутки. ●

Питепатупа

 Hill, A.W. Slicing and dicing HR seismic acquisition: Varied approaches to delivery of high-resolution 3D seismic data volumes for drilling-hazard studies / A.W. Hill, A. Arogunmati, G.A. Wood [et al.] // The Leading Edge. – 2015. – Vol. 34, N 4. – pp. 380 – 388.



- Sack, P. A New System for Three-Dimensional High-Resolution Geophysical Surveys / P. Sack, T. Haugland, G. Stock // Marine Technology Society Journal. – 2012. – Vol. 46, N 4. – pp. 33–39.
- Шматков, А.А. Новая методика трехмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях / А.А. Шматков, М.Ю. Токарев // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 6. – С. 39–42.
- 4. Thomas, Y. Contribution of high-resolution 3D seismic near-seafloor imaging to reservoir-scale studies: application to the active North Anatolian Fault, Sea of Marmara / Y. Thomas, B. Marsset, G.K. Westbrook [et al.] // Near Surface Geophysics. 2012. Vol. 10. pp. 291–301.
- 5. Bull, J.M. Design of a 3D Chirp sub-bottom imaging system / J.M. Bull, M. Gutowski, J.K. Dix [et al.] // Marine Geophysical Researches. 2005. Vol. 26. pp. 157–169.
- Gutowski, M. 3D high-resolution acoustic imaging of the sub-seabed / M. Gutowski, J.M. Bull, J.K. Dix [et al.] // Applied Acoustics. – 2008. – Vol. 69. – pp. 412–421.
- Vardy, M.E. Decimeter-resolution 3D seismic volume in shallow water: A case study in small-object detection / M.E. Vardy, J.K. Dix, T.J. Henstock [et al.] // Geophysics. – 2008. – Vol. 73, N 2. – pp. 33 – 40.
- 8. Plets, R.M.K. The use of a high-resolution 3D Chirp sub-bottom profiler for the reconstruction of the shallow water archaeological site of the Grace Dieu (1439), River Hamble, UK/R.M.K. Plets, J.K. Dix, J.R. Adams [et al.]// Journal of Archaeological Science. – 2009. – Vol. 36. – pp. 408–418.
- 9. Vardy, M.E. The geological Hubble: A reappraisal for shallow water / M.E. Vardy, J.M. Bull, J.K. Dix [et al.] // The Leading Edge. — 2011. — Vol. 30, N 2. — pp. 154—159.
- Dinn, G. Field experience with a new sub-bottom investigation tool: Acoustic 3-D imaging of the subseabed // Proc. of Oceans Conference. – Hampton Roads 2012. – 9 p.
- Cahill, M. De-risking installation of offshore wind turbine foundations in complex geology at the block island wind farm using an acoustic corer // Proc. of AWEA 2016 Conference. – Warwick, 2016. – 1 p.
- 12. Lowag, J. Three-Dimensional Investigation of Buried Structures with Multi-Transducer Parametric Sub-Bottom Profiler as part of Hydrographical Applications / J. Lowag, J. Wunderlich, P. Hümbs // Proc. of HYDRO 2010 Conference. — Rostock-Warnemünde, 2010. — 8 p.

- Müller, C. Ultra-high-resolution marine 2D–3D seismic investigation of the Liman Tepe/Karantina Island archaeological site (Urla/Turkey) / C. Müller, S. Woelz, Y. Ersoy [et al.] // Journal of Applied Geophysics. – 2009. – Vol. 68. – pp. 124-134.
- Müller, C. High-Resolution 3D Marine Seismic Investigation of Hedeby Harbour, Germany / C. Müller, S. Woelz, S. Kalmring // International Journal of Nautical Archaeology. – 2013. – Vol. 42, N 2. – pp. 326-336.
- Шматков, А. Опыт применения данных трехмерной съемки параметрическим профилографом для решения археологических задач в мелководной части Таманского залива / Шматков А.А., Ольховский С.В., Верхняцкий А.А. // Тезисы конференции «Морские исследования и образование: MARESEDU-2016». Москва, 2016. С. 1 3.
- Rogers, A. The High Resolution 3-D Seismic Survey System "Kite" A. Rogers, T. Yamamoto, H. Shon [et al.] // Proc. of SEG Annual Meeting. – Washington, 1993. – pp. 531 – 535.
- Henriet, J.-P. Very high resolution 3D seismic reflection imaging of small-scale structural deformation / J.-P. Henriet, M. Verschuren, W. Versteeg // First Break. – 1992. – Vol. 10, N 3. – pp. 81 – 88.
- Versteeg, W. High-Resolution 3D and Pseudo-3D Seismic Investigations in Shallow Water Environments / W. Versteeg, M. Verschuren, J.-P. Henriet [et al.] // Proc. of European Conference on Underwater Acoustics. – Luxembourg, 1992. – pp. 497–500.
- Missiaen, T. VHR marine 3D seismics for shallow water investigations: Some practical guidelines // Marine Geophysical Researches. – 2005. – Vol. 26. – pp. 145–155.
- Marsset, T. Sismique très haute résolution 3D: une nouvelle méthode d'imagerie des sols superficiels / T. Marsset, B. Marsset, Y. Thomas [et al.] // Comptes Rendus Geoscience. – 2002. – Vol. 334. – pp. 403 – 408
- 21. Marsset, T. Analysis of Holocene sedimentary features on the Adriatic shelf from 3D very high resolution seismic data (Triad survey) / T. Marsset, B. Marsset, Y. Thomas [et al.] // Marine Geology. 2004. Vol. 213. pp. 73–89.
- Thomas, Y. Sismique marine haute résolution 3D: un nouvel outil de reconnaissance à destination de la communauté scientifique / Y. Thomas, B. Marsset, S. Didailler [et al.]// Comptes Rendus Geoscience. – 2004. – Vol. 336. – pp. 579–585.

- Scheidhauer, M. Development of a system for 3D high-resolution seismic reflection profiling on lakes / M. Scheidhauer, F. Marillier, D. Dupuy // Marine Geophysical Researches. – 2005. – Vol. 26. – pp. 183–195.
- 24. Games, K.P. The Successful Design, Development and Acquisition of a UHRS 3D Seismic Dataset / K.P. Games, N.D. Wakefield // Proc. of First Applied Shallow Marine Geophysics Conference. – Athens, 2014. – 5 p.
- 25. Noiva, J. TAGUSDELTA Cruise Final Report / J. Noiva, P. Terrinha, P. Brito. IPMA, 2014. pp. 1–36.
- 26. Planke, S. P-Cable High-Resolution Seismic / S. Planke, F. Eriksen, C. Berndt [et al.] // Oceanography. 2009. Vol. 22, N 1. p. 85.
- Ebuna, D.R. High-resolution offshore 3D seismic geophysical studies of infrastructure geohazards / D.R. Ebuna, T.J. Mitchell, P.J. Hogan [et al.] // Proc. of SAGEEP Conference and Exhibition 2013. – Denver, 2013. – 10 n
- 28. Lippus, C. High-resolution revolution // Oilfield Technology. – 2014. – Vol. 7, N 6. – pp. 56–62.
- 29. Шматкова, А.А. Пример выделения опасных геологических объектов по данным морских высокоразрешающих трехмерных сейсмических наблюдений в Норвежском море / А.А. Шматкова, А.А. Шматков, В.Г. Гайнанов [и др.] // Вестник Московского Университета, Серия 4, Геология. 2015. № 1. С. 55 62.
- Plaza-Faverola, A. Repeated fluid expulsion through sub-seabed chimneys offshore Norway in response to glacial cycles / A. Plaza-Faverola, S. Buenz, J. Mienert // Earth and Planetary Science Letters. – 2011. – Vol. 305. – pp. 297–308.
- 31. Buenz, S. P-Cable High-Resolution 3D Seismic Imaging of Hydrate Occurrences Over Unusually Large Gas Chimneys in the SW Barents Sea / S. Buenz, S. Vadakkepuliyambatta, J. Mienert [et al.] // NETL Fire in the Ice newsletter. – 2012. – Vol. 12, N 2. – pp. 10–13.
- Shigeru, I. High-Resolution 3D Reflection Seismic Survey (SoundArray 3D) Off Joetsu, Niigata Prefecture Japan / I. Shigeru, K. Hidekuni, A. Eiichi [et al.] // Proc. of SEGJ Conference 2016. – Muroran, 2016. – 4 p.

KEY WORDS: shelf, geological engineering, seismic, three dimensional seismic exploration, technology.



подружатся ли путин и трамп на почве общего интереса к нефти?

Bloomberg

Мэттью Филипс

В начале 2000-х гг. США хотели диверсифицировать импорт нефти, а российская нефтяная отрасль нуждалась в деньгах и технологиях. Но сближение не состоялось: к 2004 г. Кремль начал национализировать некоторые компании в сфере ТЭК, американские компании не желали делиться своими новыми технологиями фрекинга. Трамп пообещал улучшить отношения с Россией и предложил назначить госсекретарем Р. Тиллерсона, который по опыту работы в России,



пожалуй, превосходит других американских топ-менеджеров. Но с начала 2000-х гг. многое изменилось. В ближайшие 10 лет в США экспорт энергоносителей превысит импорт. Со временем американские нефть и газ смогут конкурировать с российскими, что чревато снижением глобальных цен.

В любом случае, первым шагом к сближению с Россией для США стала бы отмена санкций, наложенных администрацией Обамы. Экс-министр энергетики Юсуфов заявляет: «Мы могли бы объединить усилия, чтобы установить цены, благоприятные для обеих стран». Интересам России и США отвечает уровень в 60-80 долл за барр нефти.

РОСНЕФТЬ ПОЛУЧИЛА ДОЛИ В ТРЕХ НЕМЕЦКИХ НПЗ

Handelsblatt

С января 2017 г. Роснефть получит доли в немецких НПЗ Bayernoil, PCK Schwedt и Miro Karlsruhe.



НПЗ Gelsenkirchen, в свою очередь, останется в собственности британского концерна ВР. Как сообщили в обоих концернах, Роснефть и ВР завершили сделку по расформированию совместного нефтеперерабатывающего и нефтехимического предприятия Ruhr Oel, существовавшего с 2011 г. Благодаря долям в трех немецких НПЗ в федеральных землях Бавария, Бранденбург и Баден-Вюртемберг в будущем Роснефть будет контролировать 12% нефтеперерабатывающих мощностей Германии. В то же время Роснефть Германия станет 3-й по величине нефтяной компанией Германии. Сделка, как заявили в Роснефти, демонстрирует углубление сотрудничества в энергетической сфере между Россией и Европой, основанного на эффективных поставках нефти на НПЗ по нефтепроводу «Дружба». Роснефть



в результате реструктуризации Ruhr Oel увеличивает свои доли в НПЗ Вауеrnoil до 24%, а в НПЗ МіRO – до 25%. Участие в НПЗ РСК Schwedt возрастает с 35 до 54%. Германия является одним из наиболее перспективных рынков нефтепродуктов Европы.

НЕЗАВИСИМА ОТ ЗАГРАНИЦЫ, ЗАВИСИМА ОТ НЕФТИ

DIE ZEIT

Makcum Kupeeb

Похоже, в России все снова наладилось в экономическом плане. Пускай страна не находится на подъеме, но, несмотря на снижение цен на нефть, санкции и падение курса национальной валюты, не произошло коллапса экономики, которого многие опасались. В 2017 г. после двух лет рецессии она может начать расти. Однако хорошие показатели маскируют глубинные проблемы. На фоне кризиса Россия попыталась освободиться от сырьевой зависимости и диверсифицировать структуру экономики. После обоюдного введения санкций Россией и Европой российское правительство начало проводить политику импортозамещения, которая дала результаты лишь в сельском хозяйстве и некоторых областях машино- и автомобилестроения. Более важные реформы, к которым постоянно призывают кремлевские советники и министры, так и не были проведены. Российская экономика сохраняет зависимость от нефти и сегодня она может перевести дух только потому, что цены на это сырье снова выросли по сравнению с уровнем последних месяцев. Сделка России с ОПЕК, предусматривающая

ограничение объемов добычи

тем не менее, по-прежнему

оставляет желать лучшего.

на 2017 год, вызвала радость на

российских финансовых рынках.

Инвестиционный климат в России,

АЗВЕДКА

ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКОГО БАССЕЙНА

Развитие методов когерентной сейсморазведки в шельфовой зоне: перспективы использования при освоении Арктического бассейна

Лебедев Андрей Вадимович,

заведующий лабораторией акустики гетерогенных сред д.ф.-м.н.

Малеханов Александр Игоревич,

заведующий отделом геофизической акустики, заместитель руководителя Отделения геофизических исследований по научной работе к.ф.-м.н.

Хилько Александр Иванович,

заведующий лабораторией акустических методов в гидрофизике, к.ф.-м.н.

Федеральный исследовательский центр «Институт прикладной физики Российской академии наук»

ОБСУЖДАЮТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОГЕРЕНТНЫХ МЕТОДОВ МОРСКОЙ СЕЙСМОАКУСТИКИ, ОСНОВАННЫЕ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ СТАБИЛИЗИРОВАННЫХ СЛОЖНЫХ СИГНАЛОВ. ОСОБУЮ АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗВИТИЕ ТАКИХ МЕТОДОВ МОЖЕТ ПРЕДСТАВЛЯТЬ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РАЗВЕДКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИЧЕСКОГО БАССЕЙНА В СВЯЗИ С ТЕМИ ОБЪЕКТИВНЫМИ ТРУДНОСТЯМИ, КОТОРЫЕ СОПРОВОЖДАЮТ ПРИМЕНЕНИЕ ТРАДИЦИОННЫХ МЕТОДОВ – С НАЛИЧИЕМ В АКВАТОРИЯХ СЕВЕРНЫХ МОРЕЙ ЛЕДОВОГО ПОКРОВА И ЭКОЛОГИЧЕСКИМИ ОГРАНИЧЕНИЯМИ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ МОЩНОГО НИЗКОЧАСТОТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ. В РАБОТЕ ОБСУЖДАЕТСЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ВАРИАНТ РЕШЕНИЯ ЭТИХ ПРОБЛЕМ, ОСНОВАННЫЙ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ ОТНОСИТЕЛЬНО МАЛОМОЩНЫХ КОГЕРЕНТНЫХ ГИДРОАКУСТИЧЕСКИХ ИЗЛУЧАТЕЛЕЙ. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО В НАТУРНЫХ УСЛОВИЯХ ПРОДЕМОНСТРИРОВАНА ВОЗМОЖНОСТЬ ЗОНДИРОВАНИЯ МОРСКОГО ДНА ДО ГЛУБИН ~1 КИЛОМЕТРА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ИЗЛУЧАТЕЛЯ, РАБОТАЮЩЕГО В ДИАПАЗОНЕ ПЕРВЫХ СОТЕН ГЕРЦ В РЕЖИМЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТОТНОЙ МОДУЛЯЦИИ ЗОНДИРУЮЩИХ ИМПУЛЬСОВ НА УРОВНЕ ИЗЛУЧАЕМОЙ МОЩНОСТИ ~100 ВТ. ПОКАЗАНО, ЧТО ПРИМЕНЕНИЕ ПРОЦЕДУР КОГЕРЕНТНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ И МЕЖИМПУЛЬСНОГО НАКОПЛЕНИЯ ПРИНИМАЕМЫХ СИГНАЛОВ ПОЗВОЛЯЕТ ОБЕСПЕЧИТЬ ДОСТАТОЧНО ВЫСОКОЕ РАЗРЕШЕНИЕ МАЛОКОНТРАСТНЫХ СЛОЕВ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД МОРСКОГО ДНА

THE ARTICLE DESCRIBES THE RESULTS OF APPLICATION AND PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF THE COHERENT METHODS OF UNDERWATER SEISMOACOUSTICS, BASED ON THE USE OF STABILIZED COMPLEX SIGNALS. DEVELOPMENT OF THESE METHODS MAY REPRESENT A SPECIAL SIGNIFICANCE FOR EXPLORATION OF OIL AND GAS DEPOSITS IN THE ARCTIC WATER BASIN DUE TO THE DIFFICULTIES OF APPLICATION OF THE TRADITIONAL TECHNIQUES – ICE COVERAGE IN THE WATER BASINS OF THE NORTHERN SEAS AND ECOLOGICAL LIMITATIONS OF THE USE OF POWERFUL LOW-FREQUENCY SOUND SIGNALS. IN THIS WORK AN ALTERNATIVE APPROACH TO THESE PROBLEMS IS DISCUSSED, BASED ON THE USE OF RELATIVELY LOW POWER COHERENT UNDERWATER ACOUSTIC SOURCES A POSSIBILITY OF UP TO 1 KM DEEP SEAFLOOR SOUNDING WAS DEMONSTRATED EXPERIMENTALLY IN THE NATURAL CONDITIONS WITH THE USE OF A SOURCE OPERATED IN THE RANGE OF THE FIRST HUNDREDS OF HERZ IN THE MODE OF CHIRP SIGNAL PULSES AT THE PROJECTING POWER LEVEL OF 100W. IT WAS DEMONSTRATED THAT APPLICATION OF THE PROCEDURES OF MATCHED-SIGNAL PROCESSING AND PULSE TO PULSE ACCUMULATION OF RECEIVED SIGNALS MAKES IT POSSIBLE TO REALIZE HIGH RESOLUTION OF LOW-IN-CONTRAST SEDIMENTARY LAYERS OF THE SEABED

Ключевые слова: морская сейсморазведка, шельфовые месторождения, когерентные методы, низкочастотное излучение, ледовый покров.

Успехи применения когерентных гидроакустических источников, успешно разрабатываемых в ИПФ РАН с конца 1970-х годов, в исследованиях Мирового океана

(например, [1–3]), явились толчком в попытках их использования и при решении геофизических задач, причем не только в морских акваториях. Теоретический

анализ [4], а затем и цикл полевых экспериментов показали возможность существенного увеличения эффективности излучения объемных Р-волн, используемых в сейсморазведке, при использовании когерентных гидроакустических излучателей в сочетании с когерентной обработкой принимаемых сигналов. Обзор работ ИПФ РАН по когерентной сейсмоакустике по состоянию на начало 2000-х годов с приложениями к построению изображений подземных неоднородностей, решению задач профилирования и поиска потенциально опасных карстовых образований представлен в работе [5]. Более современное состояние, в том числе по направлениям, затрагиваемым в настоящей работе, представлено кратко на интернет-сайте ИПФ РАН (www. iapras.ru/structure/lab_232/info.html). Достигнутый нашим коллективом прогресс в области когерентной сейсморазведки высокого разрешения отражен в недавно опубликованных работах [6-8].

550.

Использование сейсмоакустических сигналов с высокой когерентностью позволяет построить голографические изображения подземных неоднородностей. Возможность долговременного накопления обеспечивает достижение эквивалентной (в смысле отношения сигнал/шум) мощности зондирующего сигнала, превышающей возможности группы пневматических пушек, используемых в морской сейсморазведке [9]. При этом мощность излучения за один сеанс может быть относительно небольшой и составлять не более ~1 кВт акустической мощности. Указанная величина отвечает амплитуде давления в ~100-1000 раз меньше, чем для импульсных пневматических пушек.

Возможность существенного увеличения эквивалентной мощности связана с несколькими причинами. Во-первых, пневматические источники в силу особенностей работы имеют достаточно большую скважность излучаемых импульсов (после короткого импульса излучения требуется значительно большее время на всплытие пузыря и релаксацию среды). Во-вторых, когерентное суммирование принятых сигналов затруднено

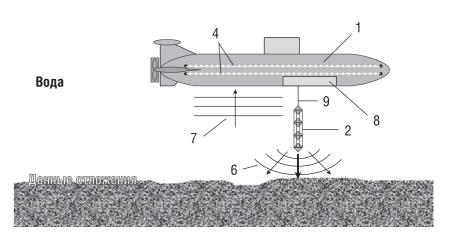
РИС. 1. Морская платформа «Приразломная»



РИС. 2. Схема глубинного зондирования в сейсморазведке на Арктическом шельфе (сохранена нумерация патента [13])

Воздух

Лед



из-за возможных вариаций параметров среды, куда помещен источник, создающий значительные возмущения. Работа когерентного источника излучения предполагает использование амплитуд, не приводящих к изменению параметров среды распространения пробных волн.

При этом возможно использовать длинные непрерывные посылки модулированных сигналов. В результате суммарная энергия за сеанс излучения при малой по сравнению с пневматическими источниками амплитудой оказывается значительно больше для когерентного источника, начиная с определенного времени излучения. Несложные оценки

показывают, что при акустической мощности порядка 1 кВт достаточно использовать посылку сложного модулированного сигнала в течение около 1 минуты, чтобы превысить по энергии эффективность работы импульсных пневматических источников, активно и успешно используемых в коммерческой сейсморазведке.

С характеристиками современных пневматических источников можно ознакомиться по документам, которые доступны в сети (например, [10]). Параметры источников практически не изменились со времени издания монографии [9], что указывает на замедление прогресса в создании

ΓΕΟΛΟ

более мощных и эффективных источников для глубинного зондирования и поиска полезных ископаемых. Крайне важно отметить наличие серьезных экологических проблем, связанных с использованием мощных пневматических источников [11, 12], и связанных с ними международных ограничений на излучаемую мощность. Ясно, что когерентные источники сейсмоакустического излучения в силу меньшей (на несколько порядков) амплитуды переменного давления не оказывают столь негативного воздействия на морских обитателей и, предположительно, не создают значительных экологических проблем для сейсморазведочных работ, что представляется серьезным их потенциальным преимуществом.

Интерес к сейсморазведке в Арктике связан с ожидаемым наличием большого количества углеводородного сырья. При этом предполагаемые глубины залегания продуктивных пластов-коллекторов лежат в диапазоне глубин, доступных для технологий, начиная с середины 90-х годов (см., например, [13]). Более того, имеется уникальный для мировой практики опыт работы отечественной компании Газпром на морской ледостойкой платформе «Приразломная» (соответствующая литература доступна в сети), фотография этого уникального в мировой практике и красивого сооружения приведена на рис. 1. Таким образом, отечественные добывающие компании находятся на «переднем крае» современных технологий в области освоения морских месторождений. Для успешного долговременного развития необходимо располагать эффективными средствами сейсморазведки в условиях Арктического шельфа.

Оригинальная схема глубинной локации для Арктического шельфа рассматривалась в [14]. Основная идея патента заключается в том, что в условиях Арктики стандартные средства морской сейсморазведки могут оказаться неэффективными или значительно более дорогостоящими из-за наличия ледового покрова. Для преодоления этой проблемы было предложено использовать компактный подводный аппарат

(рис. 2), оснащенный когерентными излучателями и цифровыми приемными антеннами. Цифрами на рис. 2 обозначены (сохранена нумерация патента): 1 - подводный аппарат, управляемый экипажем из нескольких человек, 2 - антенна из когерентных гидроакустических излучателей, 4 - линейные цифровые гидроакустические антенны, 6 – волновой фронт зондирующей волны, 7 – волновой фронт волны, отраженной от значительной глубины, 8 отсек с гидроакустическими излучателями, 9 – кабель питания излучателей, подключенный к бортовому компьютеру, формирующему сложный сигнал, и многоканальному усилителю мощности. Потребление энергии когерентными источниками имеет существенно меньший уровень по сравнению с затратами на работу стандартных пневматических пушек. Немаловажной также является сравнительная компактность когерентных излучателей, что позволяет разместить их на борту подводного аппарата.

Проведенное численное моделирование (рис. 3) показало, что с использованием идеи [14] возможно зондирование пластов, содержащих углеводородное сырье, которым богат Арктический шельф, на глубинах до нескольких километров. Параметры модели приведены в таблице 1. Обозначения в таблице отвечают плотности среды ρ, скоростям продольных V_P и сдвиговых V_S волн, а также безразмерным коэффициентам поглощения соответствующих волн (η_P , η_S). При этом величины коэффициентов поглощения заданы близкими к максимально возможным, что позволяет учесть «мутность» среды осадочных пород (наличие в ней мелкомасштабных неоднородностей, рассеивающих зондирующую волну [15]).

Песчаник (материал №3 в таблице) имеет параметры, характерные для песчаника с очень низкой пористостью и проницаемостью, что моделирует кровлю продуктивного пласта-коллектора. Материал №4 отвечает песчанику со значительным содержанием пор, которые, предположительно, содержат газ, что моделирует пласт-коллектор. Данные по плотности и скоростям объемных волн взяты из справочника по горным породам [16], коэффициенты потерь по данным для поглощения звука в плотных осадочных породах [17]. Модели, обозначенные на рис. 3, соответствуют следующим конфигурациям. Модель №1 представляет собой водный слой толщиной 120 метров (зона шельфа), под которым расположен слой ила толщиной 5 метров. Ниже ила предполагается наличие полупространства консолидированных пород в виде песчаника (материал №3 в таблице 1). Таким образом, модель №1 представляет собой модель из трех слоев. В модели №2 предполагалось, что на глубине 1 км в полупространство из материала №3 «вставлен» пористый песчаник (материал №4), моделирующий продуктивный газоносный пласт, мощностью 40 метров. Полоса частот акустического излучения полагалась равной октаве 60-120 Гц, т.е. частотный диапазон характерен для коммерческой сейсморазведки [9]. Эта полоса частот отвечает характеристикам гидроакустических источников, создававшихся в разное время в ИПФ РАН для решения задач

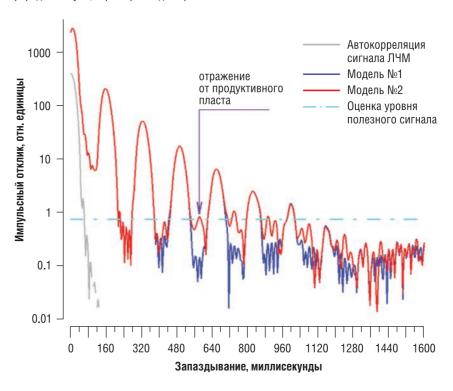
Отметим, что при параметрах материалов, указанных в таблице 1, и для выбранного частотного диапазона толщина продуктивного пласта составляет порядка

акустики океана [1-3].

ТАБЛИЦА 1. Параметры слоистой среды, использованные при моделировании распространения сейсмических волн

Среда	ρ, κ г/ м³	V _P , M/C	V _S , M/C	η_{P}	ης
(1) вода	1000	1500	0	0	0
(2) ил	1500	1400	0	0.2	0
(3) песчаник	2510	4670	3060	0.01	0.01
(4) песчаник	2100	3130	1730	0.02	0.02

РИС. 3. Результаты численного моделирования для двух моделей строения дна с учетом природного шума, характерного для Арктики



длины зондирующей Р-волны. Следовательно, имеются хорошо известные сложности локализации сигнала, отраженного от слоя малой мощности. Тем не менее, как видно из представленных на рис. 3 данных, полезный сигнал хорошо разрешается на фоне кратных отражений дно-поверхность в слое воды. Голубая штрихпунктирная линия отвечает простой оценке уровня сигнала с использованием уравнения гидролокации, которое для сокращения объема мы не приводим, отсылая к классическому источнику [18]. Согласие уровня полезного сигнала с оценкой указывает на отсутствие ошибок. Расчет выполнен с учетом реальных акустических шумов в условиях Арктического бассейна при использовании гидроакустического источника стандартной мощности в 1 кВт. Нетрудно видеть, что амплитуда полезного сигнала заметно выделяется на фоне шумов и реверберации. Динамический диапазон модельного отклика составляет около 80 дБ. С учетом заданных в модели завышенных значений поглощения и малой мощности продуктивного пласта данные, представленные на рис. 3, указывают на возможность

сейсмической разведки с глубиной проникновения до ~1 км.

Также можно показать [14], что оптимальным размещением компактного подводного аппарата является положение вблизи дна. При использовании линейных приемных антенн можно существенно подавить сигнал, отраженный от поверхности, а за счет формирования диаграммы направленности излучающей системы (согласование фаз гидроакустических источников) в реверберационной картине на рис. 3 может быть уменьшено число кратных отражений дноповерхность.

Значительный интерес для практического использования представляет собой сейсморазведка высокого разрешения, основанная на использовании источников с рабочей полосой частот в области первых сотен герц. В первом из наших экспериментов с использованием когерентного гидроакустического источника (см. в обзоре [5]) была продемонстрирована принципиальная возможность уверенного профилирования горизонтов на глубинах порядка нескольких километров при использовании зондирующих

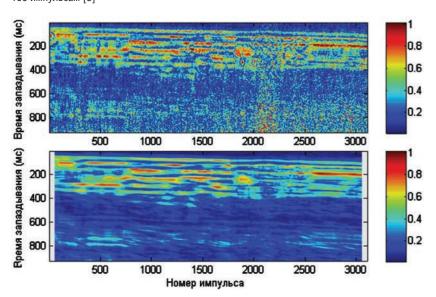
сигналов с несущей частотой 200 Гц и полосой модуляции около ±10%.

В недавних экспериментах, выполненных совместно с Институтом океанологии им. П.П. Ширшова РАН в акватории Каспийского моря, было реализовано профилирование осадочных донных пород с использованием малогабаритного когерентного источника с мощностью ~100 Вт, работающего в широкой полосе частот в диапазоне нескольких сотен герц [8,19]. При проведении измерений использовался когерентный гидроакустический излучатель оригинальной конструкции, генерирующий синхронизированные последовательности импульсов линейной частотной модуляции (ЛЧМ) в различных частотных полосах. Полоса излучаемых частот составляла 50-100 Гц при несущей частоте 100-1000 Гц. Наибольшая мощность излучения достигала 130 Вт при работе на несущих частотах в полосе 180-230 Гц. Сигнал принимался относительно небольшой сейсмической косой, состоящей из 25 синфазных гидрофонов.

Глубина моря в месте проведения экспериментов составляла около 200 метров. Использованные нами процедуры когерентной обработки отраженных от донных слоев сигналов включали согласованную фильтрацию отдельных импульсов и последовательное импульсное накопление в пределах «длины когерентности» вдоль трассы протяжки. Величина последней ограничивалась главным образом вариациями глубины погружения буксируемого излучателя, а также наклонами и искривлениями отдельных отражающих донных слоев. При буксировке со скоростью не более 3 узлов взаимная когерентность принимаемых импульсов была ограничена временным интервалом 100-200 секунд, что позволяло осуществлять эффективное накопление до нескольких десятков импульсов.

В целях дальнейшего повышения качества реконструкции донной структуры был развит адаптивный метод послойного траекторного накопления импульсов, с учетом наклонов отдельных отражающих слоев, который позволил не только

РИС. 4. Результаты обработки данных в эксперименте с использованием когерентного излучателя. Сверху показан результат согласованной фильтрации отдельных импульсов (без накопления), снизу – с использованием процедуры адаптивного послойного накопления по 100 импульсам [8]



увеличить число импульсов в когерентной последовательности (практически до сотни и более), но и оценить величину этих наклонов. Подчеркнем, что большинство принятых сигналов имели низкую помехоустойчивость с характерной величиной отношения сигнал/ шум (ОСШ) не более нескольких дБ. При этом результирующий сигнал, после применения процедур когерентной обработки (согласованной фильтрации и траекторного накопления), имел величину ОСШ ~30 дБ. Величина реализованного выигрыша фактически эквивалентна тому повышению мощности некогерентного импульсного излучателя (на три порядка), которое необходимо для достижения такой же помехоустойчивости принимаемых импульсов и, следовательно, глубины проникновения в донные породы. Значительное повышение помехоустойчивости позволило уверенно реконструировать структуру донных слоев в интервале глубин до ~1 километра, при этом слои в интервале глубин свыше 300-500 метров были полностью маскированы шумами без использования предложенных процедур обработки.

Результаты когерентной обработки в тех экспериментах представлены на рис. 5. Сейсмограммы были получены по результатам зондирования с помощью ЛЧМ сигналов в полосе 180–230 Гц.

Верхний график отвечает «сырым данным» без использования импульсного и траекторного накопления. Внизу на рис. 5 показан результат адаптивного траекторного накопления, когда дополнительно вычисляется угол наклона границы, который затем учитывается при суммировании трасс. Показанный интервал временных задержек до 1 секунды отвечает глубинам до 1 км. Каждая из реализаций отвечает горизонтальному смещению на 2,25 м.

Фрагменты структуры, содержащие слабоконтрастные слои, отчетливо разрешаются в результате использования накопления длинной серии импульсов. При этом только корреляционное сжатие отдельных импульсов на выходе согласованного фильтра не обеспечивало сколько-нибудь заметного контраста в условиях относительно небольшого (~10) значения базы используемых сигналов ЛЧМ. Под базой модулированного сигнала понимается произведение полосы девиации частоты на длительность излучения [20, §3.7]. Величина этого параметра определяет степень помехозащищенности сигнала и возможность отстройки от аддитивных шумов.

Кратко остановимся на важных методических аспектах использованных методов

обработки сигналов. Эксперименты [8, 19] были проведены в условиях, максимально приближенных к работе систем 2D сейсморазведки (профилирование), являющихся составной частью коммерческой 3D сейсморазведки недр Земли [21]. В этом случае профиль строился при движении судна и синхронном перемещении буксируемых излучающей и приемной систем. Естественные ограничения на скорость движения судна связаны с требованиями к изменчивости глубины залегания границы раздела геологических образований.

Пространственное разрешение по горизонтали (масштаб когерентности отражающей границы) определяется размером первой зоны Френеля и составляет

 $\Delta x = (\langle \lambda \rangle H)^{1/2}$,

где $\langle \lambda \rangle$ – средняя длина Р-волны, используемой для глубинного зондирования, H – глубина залегания границы. Следовательно, скорость движения носителя не может превышать величину $\Delta x/T$, где T – время излучения одной посылки (трассы) или накопления нескольких трасс. Например, при скорости движения 3 узла (1,5 м/с), которая была характерна для эксперимента, и для скорости Р-волны $V_P \cong 3000$ м/с (которая отвечает типичным значениям для осадочных пород [16]), величина $\Delta x \cong 120$ м для средней частоты 200 Гц и глубины залегания отражающей границы Н = 1 км. Оценка максимального времени накопления для указанной скорости составляет Т = 80 секунд. В описываемом эксперименте при использовании траекторного накопления удалось использовать последовательность 100 импульсов ЛЧМ сигнала длительности 0,12 секунд с периодом повторения 1,5 секунды. Таким образом, речь идет о двукратном увеличении интервала накопления при адаптивном учете наклона границы. Это указывает на эффективность использованной процедуры обработки, учитывающей небольшой наклон границ раздела геологических образований (см. рис. 5, снизу). Ряд дополнительных аспектов эффективного применения когерентных методов морской сейсморазведки (связанных, в частности, с использованием процедур статистической

обработки данных, возможностями оценки не только положений границ отдельных слоев, но и их геоакустических параметров) отмечен в работе [8].

Как уже отмечалось выше, использование когерентного накопления приводит к существенному увеличению выходного ОСШ, которое эквивалентно использованию стандартных пневматических источников очень большой мощности. Наличие высокого отношения сигнал/шум открывает возможности для использования нетрадиционных методов реконструкции слоистой структуры. Укажем на работу наших коллег [22], в которой реализован алгоритм реконструкции слоистой структуры с использованием матричных преобразований для модифицированного уравнения Гельфанда-Левитана. В этом случае процедура обработки учитывает кратные отражения от слоев, а максимальная глубина и минимально возможный контраст слоев определяются отношением величины минимального собственного значения соответствующей матрицы к спектральной плотности мощности шума.

Подводя итог нашему краткому анализу, подчеркнем, что уже выполненные натурные и численные эксперименты, несмотря на их демонстрационный характер, указывают на перспективы дальнейшего развития когерентной сейсмоакустики и ее практического использования как альтернативного подхода к выполнению работ на Арктическом шельфе. Акустическая мощность современных групповых пневматических источников достигла уровня 220-260 дБ относительно 1 мкПа на удалении 1 м, что уже на несколько десятков дБ превышает считающийся безопасным уровень для разных видовых групп представителей морской фауны. Следовательно, основанная на их использовании морская сейсморазведка неизбежно сталкивается с жесткими природоохранными ограничениями. В условиях богатого углеводородным сырьем Арктического шельфа также неизбежно возникает проблема движения судов морской сейсморазведки в условиях ледового покрова. Одним из вариантов решения может быть

идея создания компактного подводного судна-буксировщика, предложенная в [14]. Ясно, что в этом случае энергетическая установка такого аппарата не может иметь большую мощность, и требования к потреблению энергии диктуют поиск альтернативных источников излучения волн, обеспечивающих зондирование морского дна на сравнимых глубинах. Таким образом, в качестве альтернативного подхода целесообразно рассматривать использование относительно маломощных по сравнению с пневматическими пушками когерентных гидроакустических источников в режиме излучения сложных сигналов. По существу, в этом случае «центр тяжести» проблемы переносится с повышения мощности одиночных и неконтролируемых импульсов ударного типа на повышение эффективности фильтрации и пространственно-временного накопления значительно (на несколько порядков) более слабых и растянутых во времени сложно-модулированных сигналов специального вида. Такой подход представляется более рациональным с точки зрения как технической реализации, так и значительного ослабления акустического воздействия на экосистему акватории. Последний аспект в последнее время оценивается специалистами как критически важный.

Авторы выражают признательность РФФИ за поддержку данных исследований (проект № 16-29-02081).

Литература

- Bogolyubov B.N., Burlakova I.B., Dolinin D.V.,
 Dubovoy Yu.A., Maryshev A.P., Farfel V.A. Lowfrequency radiating complexes for hydro-acoustical
 monitoring of the ocean // Proc. of the U.S.-Russia
 Workshop on Experimental Underwater Acoustics.
 Institute of Applied Physics. Nizhny Novgorod. 2000.
- 2. Mikhalevsky P.N., Gavrilov A.N., Baggeroer A.B. The transarctic acoustic propagation experiment and climate monitoring in the Arctic // IEEE Journ. of Oceanic Engineering. 1999. V. 24. № 2. P. 183–201.
- 3. Virovlyansky A.L., Artel'ny V.V., Stromkov A.A. Acoustic data obtained by hydrophone array o Kamchatka // Proc. of the U.S.-Russia Workshop on Experimental Underwater Acoustics. Institute of Applied Physics, Nizhny Novgorod. 2000. P. 33–46.
- 4. Лебедев А.В., Сутин А.М. Возбуждение сейсмических волн гидроакустическим излучателем // Акустический Журнал. 1996. Т. 42. № 6. С. 812—818.
- Лебедев А.В., Малеханов А.И. Когерентная сейсмоакустика // Изв. вузов. Радиофизика. 2003. Т. 46. № 7. С. 579 – 597.

- Авербах В.С., Коньков А.И., Лебедев А.В., Малеханов А.И., Манаков С.А., Таланов В.И. Методы когерентной инженерной сейсморазведки в Институте прикладной физики РАН// Технологии сейсморазведки. 2015. № 2. C. 119 – 123.
- 7. Авербах В.С., Грибов Н.Н., Коньков А.И., Лебедев А.В., Малеханов А.И., Манаков С.А., Таланов В.И. Новый метод реконструкции неоднородностей среды с использованием волны Рэлея: примеры практического применения // Изв. Академии Наук. Серия физическая. 2016. Т. 80. № 10. С. 1314—1320.
- Калинина В.И., Малеханов А.И., Мерклин Л.Р., Таланов В.И., Хилько А.И. Когерентные методы сейсмоакустического зондирования морского дна // Технологии сейсморазведки. 2015. № 4. С. 81–88
- 9. Морская сейсморазведка / под ред. Телегина А.Н. М.: 000 «Геоинформмарк». 2004. 237 с.
- Программа геолого-геофизических работ на континентальном шельфе острова Сахалин на акватории Охотского моря на 2010 – 2011 гг. (Айяшская плошаль) // PDF документ.
- 11. Gordon J., Gillespie D., Potter J., Frantzis A., Simmonds M.P., Swift R., Thompson D. A review of the effects of seismic surveys on marine mammals // Marine Technology Society Journal. 2003. V. 37. № 4. P. 16–34.
- 12. Rutenko A.N., Borisov S.V., Gritsenko A.V., Jenkerson M.R. Calibrating and monitoring the western gray whale mitigation zone and estimating acoustic transmission during a 3D seismic survey, Sakhalin Island, Russia // Environmental Monitoring and Assessment. 2007. V. 134. P. 21 – 44.
- 13. Бондарев В.И. Основы сейсморазведки. Екатеринбург: УГГГА. 2003. 332 с.
- 14. Авербах В.С., Коротин П.И., Лебедев А.В., Турчин В.И., Лебедева Н.С., Семенова Е.В. Способ проведения подводно-подледной геофизической разведки с использованием подводного судна // Патент 2457515. Российская Федерация. Приоритет от 08.11.2010.
- Трапезникова Н.А., Шушакова Н.С., Патрикеев В.Н. Результаты расчетов теоретических сейсмограмм для тонкослоистых покрывающих сред при нормальном падении плоских волн // Изв. АН СССР, сер. Физика Земли. 1976. Т. 12.
- Mavko G., Mukeji T., Dvorkin J. The Rock Physics Handbook. Tools For Seismic Analysis in Porous Media. Cambridge University Press. MA. 2-nd edition. 2009. 524 p.
- 17. Авербух А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. М.: Недра. 1982.
- 18. Урик Р.Дж. Основы гидроакустики. Л.: Судостроение. 1978. 448 с.
- 19. Лазарев В.А., Малеханов А.И., Мерклин Л.Р., Романова В.И., Таланов В.И., Хилько А.И. Когерентное сейсмоакустическое профилирование морского дна с использованием широкополосных сигналов // Океанология. 2013. 53. № 6. 843–850.
- 20. Гоноровский И.С. Радиотехнические цепи и сигналы. М.: «Радио и связь». 1986. 512 с.
- 21. Воскресенский Ю.Н. Построение сейсмических изображений. М.: РГУ нефти и газа. 2006. 116 с.
- 22. Скулкин С.П., Турчин В.И. Особенности точной реконструкции структуры плоско-неоднородных сред по отраженным и прошедшим импульсным сигналам // Известия ВУЗов. Радиофизика. 2010. Т. 53. № 7. С. 481—492.

KEY WORDS: marine seismic, offshore, coherent methods, low-frequency radiation, ice cover.

СТРАТЕГИЯ УСКОРЕННОЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ АРКТИКИ И АНТАРКТИКИ

ТАЙМЫРСКИЙ СЕКТОР АРКТИКИ, ГДЕ ПРОВОДЯТСЯ ИССЛЕДОВАНИЯ, ОБЛАДАЕТ ОГРОМНЫМ РЕСУРСНЫМ ПОТЕНЦИАЛОМ ПО МНОГИМ СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНЫМ ДЛЯ РОССИИ ВИДАМ КАК ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (ТПИ), ТАК И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ (УВС). В ЕГО ПРЕДЕЛАХ НАХОДЯТСЯ ОТКРЫТЫЕ В СОВЕТСКИЕ ГОДЫ КРУПНЕЙШИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕДИ И НИКЕЛЯ (НОРИЛЬСК), НЕФТИ И ГАЗА (ВАНКОР). ЗДЕСЬ ТАКЖЕ ВЫЯВЛЕНЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗОЛОТА, ПЛАТИНЫ, АЛМАЗОВ И ДРУГИХ ВЫСОКОЛИКВИДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ОЖИДАЕМЫЕ ЗАПАСЫ ИХ ВЕЛИКИ. А В НЕКОТОРЫХ СЛУЧАЯХ МОГУТ БЫТЬ СОПОСТАВИМЫ ИЛИ ДАЖЕ ПРЕВЫШАТЬ ЗАПАСЫ ВСЕХ ИЗВЕСТНЫХ В МИРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДАННОГО ВИДА, ВЗЯТЫХ ВМЕСТЕ (ПОПИГАЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ИМПАКТНЫХ АЛМАЗОВ, УГОЛЬНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТУНГУССКОГО БАССЕЙНА И ДР.). ВПРОЧЕМ, ЭТО ВСЕГО ЛИШЬ ВЕРШИНА АЙСБЕРГА, ПОСКОЛЬКУ ПО ЦЕЛОМУ РЯДУ ПРИЧИН (СЛОЖНЫЕ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, ИНТЕНСИВНОЕ ПРОЯВЛЕНИЕ ТРАППОВОГО МАГМАТИЗМА, ИСКАЖАЮЩЕГО РЕЗУЛЬТАТЫ ВСЕХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ БЕЗ ИСКЛЮЧЕНИЯ, НЕРАЗВИТАЯ ИНФРАСТРУКТУРА) РЕГИОН ОСТАЕТСЯ ОДНИМ ИЗ НАИМЕНЕЕ ИЗУЧЕННЫХ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ДОСТАТОЧНО СКАЗАТЬ, ЧТО ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ, ЕСЛИ НЕ БОЛЬШАЯ ЕГО ЧАСТЬ ДО СИХ ПОР НЕ ОСВЕЩЕНА ОСНОВНЫМ ПОИСКОВЫМ МЕТОДОМ – СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ МОГТ. А ДО 1980-Х ГОДОВ – МОВ. В ДАННОЙ СВЯЗИ ПРИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТАХ НА ТАЙМЫРЕ ШИРОКО ПРИМЕНЯЕТСЯ КАК АЛЬТЕРНАТИВА НЕТРАДИЦИОННЫЙ ПОДХОД К ИССЛЕДОВАНИЮ НЕДР, РАЗРАБАТЫВАЕМЫЙ АВТОРОМ С СЕРЕДИНЫ 1960-Х ГОДОВ ПОД БРЕНДОМ «СЕЙСМОГРАВИМАГНИТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ», В АББРЕВИАТУРЕ СГММ

TAIMYR SECTOR OF THE ARCTIC REGION. WHERE THE EXPLORATION IS CARRIED OUT AT THE MOMENT. HAS A GREAT RESOURCE POTENTIAL IN TERMS OF MANY STRATEGICALLY IMPORTANT FOR RUSSIA TYPES OF SOLID MINERALS AND HYDROCARBON MATERIALS. IT CONTAINS THE LARGEST COPPER AND NICKEL (NORILSK), OIL AND GAS (VANKOR) DEPOSITS DISCOVERED IN THE SOVIET PERIOD. IT ALSO HAS DEPOSITS OF GOLD, PLATINUM, DIAMONDS AND OTHER HIGHLY LIQUID MINERAL RESOURCES. THE EXPECTED RESOURCES ARE RICH, AND IN SOME CASES CAN BE COMPARED TO OR SURPASS THE RESOURCES OF ALL THE WORLD'S KNOWN DEPOSITS OF HIS KIND TOGETHER (PIPIGAY IMPACT DIAMONDS DEPOSITS, COAL DEPOSITS OF TUNGUSKA BASIN ETC.). HOWEVER, IT'S ONLY THE TIP OF THE ICEBERG, BECAUSE FOR A VARIETY OF REASONS (SEVERE GEOLOGICAL CONDITIONS, INTENSIVE MANIFESTATIONS OF TRAP MECHANISM, WHICH DISTORTS THE RESULTS OF EVERY GEOPHYSICAL METHOD, UNDEVELOPED INFRASTRUCTURE) THE REGION REMAINS ONE OF THE LEAST EXPLORED IN THE RUSSIAN FEDERATION. IT SUFFICE TO SAY, A SIGNIFICANT, IF NOT THE LARGEST PART OF IT HAS NOT YET BEEN RESEARCHED USING THE MAIN METHOD OF EXPLORATION, WHICH IS SEISMIC MOGT SURVEY, THE SEISMIC REFLECTION METHOD BEFORE 1980-IES. THAT IS WHY DURING OIL AND GAS EXPLORATION WORKS AT TAIMYR A NON-CONVENTIONAL APPROACH TO GEOLOGICAL EXPLORATION IS USED AS ALTERNATIVE. WHICH HAS BEEN DEVELOPED BY THE AUTHOR SINCE THE MID-1960-IES AND CALLED "SEISMOGRAVIMAGNETIC SIMULATION" ABBREVIATED AS SGMS ("CГММ" IN RUSSIAN)

Ключевые слова: Арктика, шельф, геологоразведка, нефтегазовые месторождения, сейсморазведка.

Казаис Владимир Исаакович,

главный геолог АО «Таймыргеофизика», кандидат геологоминералогических наук, Заслуженный геолог России, Почетный гражданин Таймыра, первооткрыватель месторождений нефти и газа на севере Красноярского

Суть подхода

В рамках избранного направления реализована креативная, но труднодостижимая на практике идея неформального разделения гравитационного поля на две составляющие: искомую структурную и мешающую вещественную (в нашем случае трапповую) путем моделирования последней по магнитному полю через теорему Пуассона. В процессе совместного анализа, базирующегося на найденных точных (в конечных интегралах) решениях задачи Неймана для трехмерных сред, дважды наблюдается яркий методический эффект.

Первый раз - когда трансформируют магнитное поле ΔT , изменяя его функциональную сущность и избавляя от непомерно высокого фона помех, и оно приобретает (в изображении расчетного параметра W) облик трапповой составляющей

Второй раз – когда освобождают само поле Δg от крайне негативного влияния трапповой составляющей, а также других помех, и оно становится (в качестве его структурной составляющей) похожим на рельеф отражающего (одновременно и гравитирующего) реперного горизонта, претерпевая

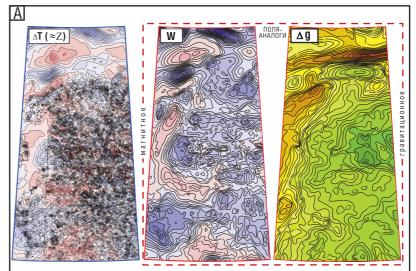
при этом глубокие изменения, вплоть до появления аномалий обратного знака (рис. 2б).

Таким образом, уже на самых ранних стадиях исследований, сразу же после проложения первых сейсморазведочных (эталонировочных для СГММ) маршрутов, созданная технология способна в опережающем режиме обнаруживать и картировать на строгом количественном уровне, прежде всего, крупные нефтегазо- и рудоконтролирующие структуры, представляющие непосредственный интерес на региональном этапе геологоразведочных работ (ГРР). Причем изначально благоприятную предпосылку к такому подходу имеют высокоширотные территории Арктики и Антарктики (рис. 2в, 2г) как особые физико-географические области Земли с вертикально направленным магнитным полем, преобразование которого в аналог гравитационного поля (доминантное звено СГММ) по полученным алгоритмам осуществляется наиболее корректно.

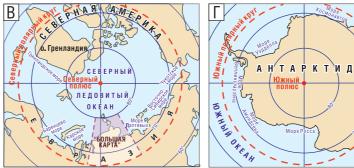
РИС. 1. Обзорная карта



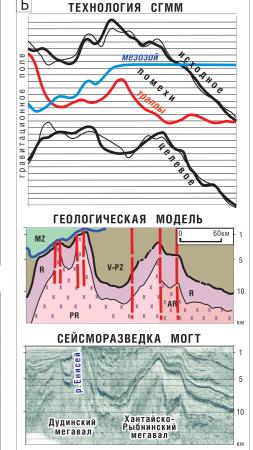
РИС. 2. Сейсмогравимагнитное моделирование



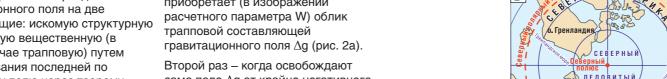
А – преобразование полей



В и Г – области применения



Б – интерпретационная схема



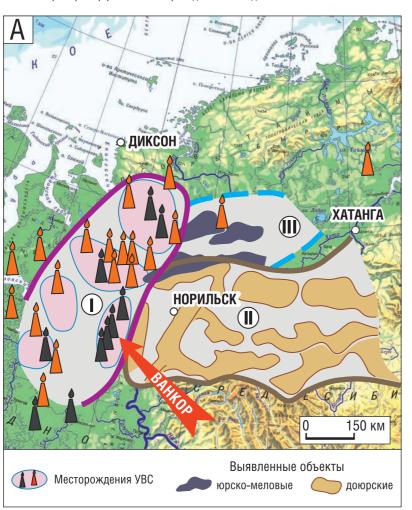
Экскурс в историю

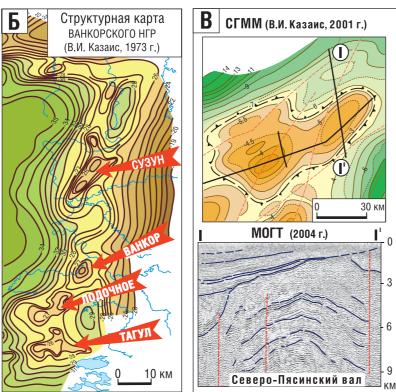
Многолетняя практика доказала эффективность применяемой стратегии на обоих – мезозойском и палеозойском – направлениях поиска нефти и газа в регионе (рис. 3).

Работы 1960-1980-х гг. на мезозойские горизонты в Приенисейской полосе Западно-Сибирской плиты и Енисей-Хатангского прогиба. Рассматриваемый период по праву можно считать «золотым веком» для нефтегазового комплекса на Таймыре. Тогда удалось в значительной мере сократить объемы сейсморазведки и глубокого бурения благодаря подтвердившемуся прогнозу крупных структур по данным СГММ, а также высокоточной подготовке локальных поднятий к бурению по материалам простого однократного профилирования МОВ, достигнутой на основе повсеместного учета скоростной неоднородности многолетнемерзлых пород, по разработанной нами технологии. В конечном счете, предложенные инновации, в сочетании с отличной организацией и согласованностью геофизических и буровых работ в те годы, предопределили открытие крупных газоконденсатных и нефтяных месторождений со 100-процентным снайперским попаданием – во всех случаях, включая Ванкор, с первой же пробуренной скважины (рис. 3а, 3б).

Открытия «золотого века» позволили успешно выполнить особо важное правительственное задание по скорейшему переводу бурно развивавшегося в послевоенные пятилетки Норильского горнометаллургического комбината на дешевый природный газ. (Для справки: председатель Совета министров СССР А.Н. Косыгин, посетивший специально Таймыр в 1964 году, отвел на поиски месторождений всего 3 года и ограничил их в радиусе 250 км от Норильска, лично очертив циркулем такой круг на карте. По факту: первую промышленную залежь газа нашли в нужное время – в 1967 году и в нужном месте – в междуречье Мессояхи и Соленой, в 250 км к западу от города. Как видно, установка премьера была осуществлена точь-в-точь).

РИС. 3. Примеры эффективности проводимых исследований





- А области нефтегазонакопления (I Ванкорская, или Усть-Енисейская,
- II Норильская, III Новотаймырская); Б «первооткрывательница» Большой Нефти;
- В подтверждение структурного прогноза СГММ

Результаты ГРР охарактеризованного периода во многом способствовали (уже в наши дни) решению другой, весьма актуальной для России, проблемы наполнения магистрального нефтепровода ВСТО - за счет подключения его к Ванкору.

Работы 1990-2000-х гг. на второй (домезозойский) структурный этаж в трапповых полях Сибирской платформы. Сейсмогравимагнитное моделирование оказалось вообще единственным средством, обеспечившим впервые получение целостной и достоверной геологической информации в столь неординарной поисковой ситуации (третья, высшая категория сложности по классификации ВНИИГеофизики). В итоге последовательно выполненных автором четырех циклов СГММ, занявших более 20 лет, удалось:

- а) сформировать для этой богатейшей на широкий спектр полезных ископаемых, но по существу неизученной огромной территории (большая ее часть приходится на труднодоступное плато Путорана) принципиально новую тектоническую модель, опровергающую сложившиеся к началу 1990-х годов неверные стереотипные представления об отсутствии на северном борту Тунгуской синеклизы сколько-нибудь значительных антиклинальных структур ловушек углеводородов;
- б) обнаружить именно здесь и в непосредственной близости от Большого Ванкора на перспективных и доступных для бурения рифей – палеозойских уровнях разреза крупнейший, но никем не замеченный ранее объект – Норильскую седловину (НГО) с оценкой прогнозных ресурсов от 6 до 10 млрд т условного топлива (рис. 3а).

Материалы СГММ позволили (практически с чистого листа и при минимальных затратах) выявить и закартировать в Норильской седловине большое количество (до 50) антиклинальных структур – потенциальных месторождений нефти и газа, а также целый ряд (более 10) прежде неизвестных вулканогенных впадин хараелахского типа, контролирующих рудоносность Норильского района. Последующее более детальное изучение этих

объектов может коренным образом поменять стратегию ведущихся здесь геологоразведочных работ, причем не только на нефть и газ, но и на твердые полезные ископаемые.

Работы нового этапа

Реальность обозначенного сценария подвигла нас, во-первых, разработать крупномасштабную инновационную программу «Большая Карта-2003», которая предусматривает ускоренное изучение глубинной тектоники всего Таймырского сектора Арктики (в том числе его шельфовой области) на базе технологии СГММ и редкой сети эталонировочных маршрутов МОГТ, с привязкой их к опорным профилям «Батолит», «Алтай – Северная Земля» и др. Во-вторых, в рамках этой же программы обосновать и инициировать на Таймыре новый этап региональных работ МОГТ (в комплексе с электроразведкой МТЗ), ориентированных на лицензирование нефтегазоперспективных земель, в большинстве своем еще нераспределенных.

Непосредственным импульсом для возобновления сейсморазведки, прерванной перестройкой, послужило однозначное подтверждение инвестиционно привлекательного Северо-Пясинского вала, обнаруженного технологией СГММ в 70 км от Норильска, на противоположном берегу оз. Пясино (рис. 3в).

В 2004 году за счет средств окружного бюджета были отработаны два профиля МОГТ, работы на третьем прекращены из-за отсутствия финансирования. Однако даже столь небольшие объемы (190 км) – в силу поразительного совпадения, вплоть до деталей, данных СГММ и МОГТ – решили основную задачу регионального этапа, доказав наличие в пределах инфраструктуры Большого Норильска как самого Северо-Пясинского вала, так и осложняющих его локальных поднятий с суммарным прогнозным ресурсом до 500 млн т условного топлива.

В целом сейсмогравимагнитное моделирование благодаря высокой степени достоверности выдаваемого структурного

прогноза, сыграло роль пускового механизма в последовательном развертывании (с середины 2000-х годов) работ нового этапа: сначала в Приенисейской полосе, позднее в Хатангском районе и наконец в последние два полевых сезона – в центральной, наименее изученной части Таймырского полуострова (рис. 4а).

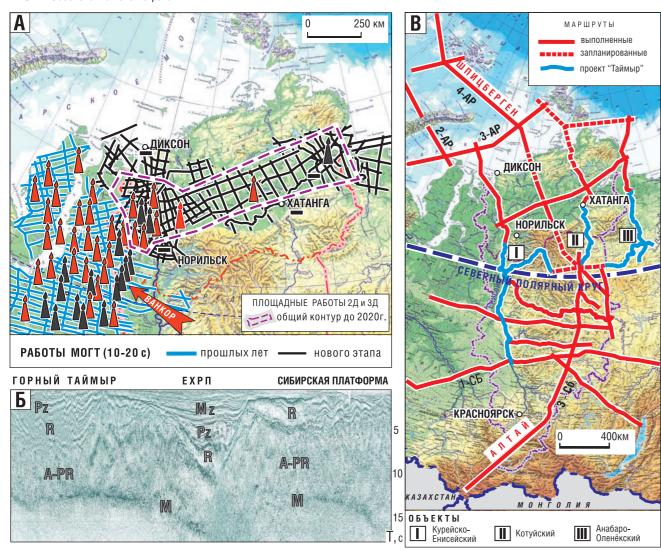
Возобновленные (с повышенной кратностью и глубинностью) сейсморазведочные работы МОГТ в качестве базового метода исследований обеспечивают, наряду с кондиционным картированием целевых мезозойских и рифейпалеозойских горизонтов, составление полноформатных интерпретационных моделей СГММ на всю мощность земной коры, включая ее нижнюю границу М (рис. 4б). Значительная роль в комплексном изучении геологического строения принадлежит также электроразведке МТЗ (ЗСБ), призванной осуществлять, совместно с динамическим анализом сейсмических записей, обоснованный литологический прогноз разведуемых толщ, что особенно актуально вследствие свертывания на Таймыре глубокого параметрического бурения (последняя такая скважина была заложена в Ванкорском районе на Медвежьей площади 16 лет назад, в 2001 году).

В настоящее время завершается создание сети региональных маршрутов МОГТ (со средним расстоянием между ними 30-50 км), которая полностью покрывает мезозойские бассейны материкового Таймыра (Гыдано-Ленскую нефтегазоносную зону) и стыкуется с аналогичными работами, проведенными еще в советские 1980-е годы по всей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции - от Урала до Енисея. Одновременно в тех же границах развернуты площадные работы МОГТ в модификациях 2D и 3D, выполняемые за счет средств как федерального бюджета, так и добывающих компаний (рис. 4а).

Возобновленные после неоправданно долгого 15-летнего перерыва работы нового этапа оказались исключительно эффективными. Они позволили выявить в юрско-меловых

[1] Neftegaz.RU ~ 79 78 ~ Neftegaz.RU [1]

РИС. 4. Обоснование новой стратегии ГРР



А – разведанность материкового Таймыра глубинной сейсмикой; Б – разрез МОГТ по енисейскому пересечению; В – формируемый глобальный полигон МОГТ-СГММ

отложениях, а также по горизонтам второго, рифейпалеозойского структурного этажа (с привлечением результатов СГММ) целый ряд новых зон нефтегазонакопления, а в их пределах – большое число перспективных на УВ объектов различного типа. По полученным материалам удалось подготовить значительные площади под лицензирование и обосновать заложение первых глубоких параметрических скважин.

Показательным примером высокой эффективности современных исследований стало обнаружение в казалось бы достаточно изученной в прошлом Приенисейской полосе трех крупных зон (Новотаймырской, Северо-Авамской и Усть-Агапской), представленных в составе общей Новотаймырской области нефтегазонакопления (рис. 3а). В ее пределах уже

детально изучено или намечено множество антиклинальных и неантиклинальных (клиноформных) объектов, приуроченных к неокомверхнеюрским отложениям, с которыми связаны основные открытия нефти и газа последних лет в Западной Сибири и на Таймыре.

Стратегия дальнейших исследований

В настоящее время региональные и площадные работы МОГТ проводятся только в северной части Таймырского сектора Арктики и сконцентрированы в пределах трех крупнейших зон нефтегазонакопления: материковой Гыдано-Ленской, а также Карской и Лаптевской, отвечающих одноименным интервалам арктического шельфа (рис. 5). По планам до 2020 года

поставленная перед наземной и морской сейсморазведкой задача лицензирования названных зон должна быть в основном выполнена, что позволяет ожидать здесь новых крупных открытий (в частности, на обнаруженном и подготовленном нашим предприятием еще в начале 1980-х годов Журавлином поднятии, к разбуриванию которого сейчас приступил Лукойл).

Вместе с тем при всей очевидной эффективности проводимых исследований большая, труднодоступная часть региона остается неохваченной сейсморазведкой и в ближней, и в дальней перспективе (рис. 5). Причем в ее пределы попадают как раз районы с благоприятным прогнозом на поиски богатых залежей углеводородного сырья, а также разнообразных рудных и нерудных полезных ископаемых

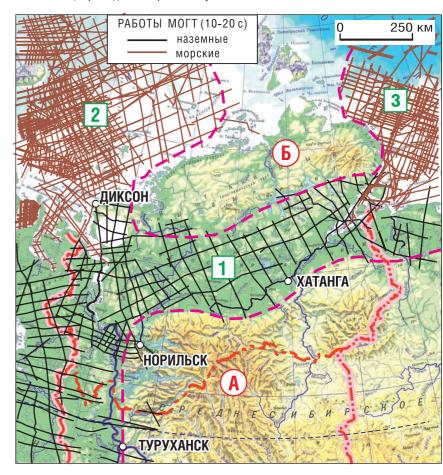
(плато Путорана, Анабарский массив, горы Бырранга, архипелаг Северная Земля и др.). В сложившейся ситуации едва ли не единственную возможность обеспечить быстрое, надежное и малозатратное их изучение предоставляет инновационная стратегия, базирующаяся на высоких технологиях СГММ-МОГТ и положенная в основу программы «Большая Карта-2003». Проведению подобных исследований благоприятствует в целом неплохая обеспеченность южных районов и северных акваторий Таймырского сектора Арктики опорными сейсмическими профилями (с учетом ряда уже запланированных маршрутов на суше и море).

В свете изложенного, для формирования полноценного эталонного пространства предлагается отработать в рамках завершающего единого кустового проекта «Таймыр-2012» еще порядка 2,5-3,0 тыс. км увязочных профилей МОГТ, расположенных в центральной практически неизученной части территории (рис. 4в). Характерной особенностью данного проекта является то, что все без исключения сейсмические маршруты должны быть проложены вдоль рек (Курейки, Котуя, Анабара и др.), в обход труднодоступных либо вовсе недоступных участков, а также заповедных (запретных для сейсморазведки) зон.

Применение гораздо менее затратной, но не менее эффективной речной технологии МОГТ (апробированной на Н. Тунгуске, Енисее и других реках Сибири) позволит в ускоренном порядке объединить разрозненные фрагменты региональных, поисковых и опорных сейсмопрофилей в общую систему композитных эталонировочных маршрутов СГММ-МОГТ, охватывающих весь материковый и шельфовый Таймыр (рис. 4в).

Таким образом, впервые будут созданы исключительно благоприятные условия для проведения полномасштабных высококондиционных исследований с позиций сейсмогравимагнитного, а также бассейнового моделирования и других современных эффективных направлений. Кроме того,

РИС. 5. Общая разведанность региона глубинной сейсмикой



Зоны нефтегазонакопления: 1 – Гыдано-Ленская; 2 – Карская; 3 – Лаптевская; неизученные территории: А – Путорано-Анабарская; Б – Бырранго-Североземельская

в результате реализации обсуждаемого проекта удастся сформировать глобальный тестовый геофизический полигон «Алтай – Шпицберген», пересекающий всю Россию по суше и акватории от Китая до Норвегии. Этот полигон будет иметь важное методическое и методологическое значение не только для всех последующих нефтегазо- и рудопоисковых работ в высоких широтах северного и южного полушарий, но и при решении целого ряда острых научных проблем, в том числе знаковой на сегодняшний день государственной задачи по установлению границы арктического шельфа России.

Выводы и рекомендации

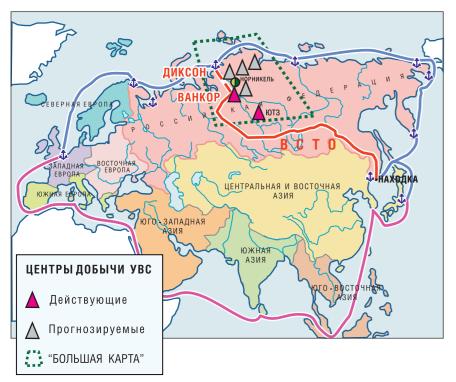
1. Разработанная с учетом естественного физикогеографического преимущества Арктики и Антарктики (предельно простой

структуры наблюдаемого здесь магнитного поля) технология СГММ способна минимизировать – в разы и даже на порядки - затраты на дорогостоящую сейсморазведку с одновременным мощным ускорением всего геологоразведочного процесса. Это позволяет начать прямо сейчас, несмотря на экономические трудности, давно назревшие крупномасштабные, но необременительные для госбюджета геологогеофизические работы, направленные на устранение чудовищных пробелов в познании глубинной тектоники Таймырского сектора Арктики с его феноменальной по разнообразию и запасам минерально-сырьевой базой.

2. За счет сэкономленных средств появляется благоприятная возможность вернуть в нужном объеме столь важный и незаменимый на региональном этапе инструмент изучения недр

[1] Neftegaz.RU ~ 81 80 ~ Neftegaz.RU [1]

РИС. 6. Ожидаемые социальные последствия



как глубокое параметрическое бурение. Для наиболее полного раскрытия всех потенциальных возможностей малозатратного, но интеллектуальноемкого сейсмогравимагнитного моделирования, необходимо также организовать специализированный научнопроизводственный центр по данной проблематике.

- 3. Ожидаемые результаты исследований в рамках понастоящему прорывных проектов «Большая Карта-2003» и «Таймыр-2012» обещают (по приобретенному уникальному опыту изучения Ванкорского и Норильского районов) покрыть с лихвой все расходы на их проведение, включая эталонировочную сейсморазведку, параметрическое бурение и содержание методического центра. В то же время они окупят (хотя бы частично) и огромные невозвращенные затраты по работам прошлых лет за счет глубокой переработки на принципах СГММ всей имеющейся архивной информации, большая часть которой лежит пока мертвым грузом.
- 4. Реализация предложенной новой стратегии создаст

реальные предпосылки для формирования на Таймыре еще нескольких крупных центров добычи и переработки УВсырья, причем на правобережье Енисея, где сосредоточена вся инфраструктура Норильского комбината – мирового лидера по производству цветных металлов. Это, в свою очередь, позволит продлить нефтепровод ВСТО до Диксона и соединить его с Северным морским путем в единую сквозную транспортную магистраль, чрезвычайно выгодную и безопасную для доставки углеводородного сырья в любые пункты Евразийского материка (рис. 6).

В заключение отметим, что представленные предложения на Международной конференции «Арктика 2016» были рекомендованы в качестве пилотного проекта, призванного ускорить геологическую разведку высокоширотных территорий (акваторий) на базе передовых импортоопережающих технологий. Успех данной стратегии на Таймыре, являющемся ключевым регионом российского Севера, позволит распространить ее и на другие сегменты Арктики, а также на Антарктику.

Литература

- Баженова Т.К. Основные этапы миграции нефти в Тунгусском нефтегазоносном бассейне / Баженова Т.К., Кащенко С.А. //Геология нефтегазоносных бассейнов Сибири. – Новосибирск. 1971.
- 2. Дюжиков О.А. «Геология и рудоносность Норильского района»/ О.А. Дюжиков, В.В. Дистлер, Б.М. Струнин и др. – М.: Наука, 1998.
- Казаис В.И. Способ вычисления магнитного потенциала по аномалиям ∆Z и ∆Т для трёхмерных тел с вертикальным намагничением // Геология и геофизика. — 1974. — № 1.
- Казаис В.И. Методика выделения и учёта скоростных аномалий при сейсморазведке пологих структур в условиях развития зоны многолетнемёрэлых пород (Енисей-Хатангский прогиб) // Геофизические методы разведки в Арктике. То. НИИГА. — 1974. — № 9.
- 5. Казаис В.И. О глубинном строении Енисей Хатангского прогиба по геофизическим данным // Доклады АН СССР. – 1975. – Т. 220. – № 2.
- Казаис В.И. Исследование физической неоднородности осадочного разреза, насыщенного траппами // Геология и геофизика. – 1988. – № 4.
- Казаис В.И. Новая тектоническая модель северо-западной части Сибирской платформы по данным геофизического моделирования (технология СГММ) // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5.
- Казаис В.И. Инновационное решение региональной структурной задачи в труднодоступных районах Арктики (Таймырский сектор) // Геология нефти и газа. – 2012 – № 1.
- Казаис В.И. Новая стратегия ГРР в Арктике на основе сейсмогравимагнитного моделирования // Нефтесервис. – 2013. – №1 (21).
- Казаис В.И. Новотаймырская зона нефтегазонакопления / Казаис В.И., Кушнир Д.Г. // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России (материалы научнопрактической конференции 17—21 июня 2013 г. в г.Санкт-Петербурге). — СП (б): Изд-во ВНИГРИ — 2013
- Казаис В.И. Стратегия ускоренной геологической разведки труднодоступных районов Арктики // Региональная энергетика и энергоснабжение. – 2016. – № 2.
- Каратаев Г.И. Основные вопросы метода совместного анализа магнитных и гравитационных аномалий // Вопросы разведочной геофизики. Новосибирск. – Вып. 2. – 1961.
- Конторович А.Э. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981.
- Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. – М.: Недра, 1989.
- 15. Baranov V. A new method for interpretation of aeromagnetic maps: psevdogravimetric anomalies // Geophysics. 1957. V. 22. № 2.
- Итоговая резолюция Международной конференции «Арктика 2016» // Региональная энергетика и энергоснабжение. – 2016. – №2.

KEY WORDS: Arctic, offshore exploration, oil and gas fields, seismic.



Political barriers should not get in the way of the establishment of business contacts, because the future of Europe is impossible without cooperation with Russia.

More and more people are getting interested in Russia; we observe it due to the growing popularity of Neftegaz.RU content in English.

Over the last 16 years of the experience in the oil and gas industry, the Communication group of Neftegaz.RU has become a recognized and respected brand, an indispensable supplier of industry news and analytics.

Neftegaz.RU business magazine is proud of its unique audience, and it includes top management, manufacturers and consumers of high-tech equipment and services in the fuel and energy complex of the Russian Federation and CIS states

From May 2017 in english

We invite you to cooperate

Office in Russia

18/1 Tverskaya str., Moscow, www.magazine.neftegaz.ru (495) 650-14-82

Contact address in EU:

Viktoria Geiger PO Box 1242 77716 Haslach / Baden Germany english@neftegaz.ru Tel. +49 (0) 160 274 1320





КАРБОНАТЫ

первоочередной объект для поисков залежей нефти и газа в палеозойских отложениях Арктического шельфа России

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПАЛЕОЗОЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ НА ПРИМЕРЕ ИМЕЮЩИХСЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИБРЕЖНОЙ И МЕЛКОВОДНО-ШЕЛЬФОВОЙ ЧАСТИ СЕВЕРА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ С ПРОМЫШЛЕННЫМИ СКОПЛЕНИЯМИ НЕФТИ И ГАЗА В КАРБОНАТНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ, ДАН ПЕРВИЧНЫЙ ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНОГО МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ НОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО И КАРСКОГО ШЕЛЬФОВ

THE ARTICLE IS DEDICATED TO THE TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS ACCUMULATIONS EXPLORATION IN THE PALEOZOIC CARBONATE DEPOSITS OF THE ARCTIC SHELF OF RUSSIA WITH THE EXAMPLE OF THE EXISTING HYDROCARBONS DEPOSITS IN THE NEAR-SHORE AND SHALLOW SHELF PART OF THE TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCE WITH THE INDUSTRIAL ACCUMULATIONS OF OIL AND GAS IN THE CARBONATE OIL AND GAS PLAY. THE ARTICLE ALSO PROVIDES A PREDICTION OF THE POSSIBLE LOCATION OF NEW OIL AND GAS DEPOSITS IN THE NORTHERN PART OF THE BARENTS SFA AND KARA SFA

Ключевые слова: карбонаты, нефть, газ, Арктический шельф России.

Каминский Валерий Дмитриевич,

директор, член-корреспондент РАН, Д. Г.-М. Н.

Алексеева Александра Кирилловна,

Зав. отделом, к. г.-м. н.

Антоновская Татьяна Владимировна,

ведущий научный сотрудник, к. г.-м.н.

Зуйкова Ольга Николаевна,

зав. сектором, к.г.-м.н.

Черных Андрей Алексеевич,

зам. директора, к. г.-м. н. Федеральное государственное бюджетное учреждение «ВНИИОкеангеология» им. И.С. Грамберга

Поиски, разведка и эксплуатация новых нефтегазоносных объектов в акватории Арктического шельфа России являются актуальной задачей для нашей страны, особенно в современных международных условиях, и не только экономически целесообразны, но и являются важным геополитическим аспектом по присутствию РФ в Арктике и освоению природных богатств Арктического шельфа [1, 2].

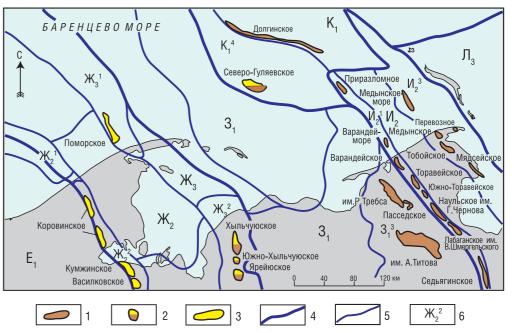
На Арктическом шельфе России наиболее доступными для исследований и экономически целесообразными ввиду неглубокого залегания (до 2-3 км) являются в основном мезозойские терригенные триасовые, юрские и меловые отложения. Более молодые палеогеновые образования также содержат залежи нефти и газа в терригенных коллекторах и продуктивны в основном на территориях Западной и Восточной Сибири. Карбонатные породы представляют интерес для поисков и разведки залежей нефти и газа, в первую очередь в восточной части Баренцевоморского Арктического шельфа, где можно прогнозировать местоположение залежей УВ, учитывая их продуктивность на прилегающей к акватории суше Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [3].

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП), северная часть которой продолжается на акватории Печорского моря, в палеозойской части разреза осадочного чехла выделяется семь промышленнопродуктивных нефтегазоносных комплексов (НГК), три из которых карбонатные среднеордовикско-нижнедевонский (О2-О1), доманиково-турнейский (D₃dm-C₁t) и верхневизейсконижнепермский (C₁v₂-P₁) [4, 5] В данных НГК проницаемыми породами-коллекторами, вмещающими пластовые углеводородные флюиды, являются разнофациальные и разногенетические карбонатные отложения [6, 7, 8]

/ДК 553.982.2:551.351.2(268)

Западные склоны Полярного Урала и его продолжения – Пай-Хоя и Новой Земли – имеют схожую геологическую историю развития в палеозойское время [9, 10]. Поскольку карбонатные породы формировались как мощные геологические комплексы только в палеозойское время, можно прогнозировать наличие залежей нефти и газа в карбонатных породах-коллекторах вышеперечисленных НГК, применяя метод актуализма, но не вглубь геологической истории, а по временной латерали

РИС. 1. Обзорная схема северной части ТПП



Месторождения: 1 – нефтяные,

2 – нефтегазоконденсатные, 3 - газоконденсатные

Границы тектонических элементов:

4 – І порядка: Е – Малоземельско-

Колгуевская моноклиналь.

Ж₁ – Денисовский прогиб

Печоро-Колвинского авлакогена, Ж2 - Колвинский мегавал Печоро-

Колвинского авлакогена

31 - Хорейверская впадина,

И2 – Варандей-Адзьвинская

структурно-тектоническая зона, К₁ – Северо-Печорская

моноклиналь, Π_3 – Коротаихинская впадина; 5 - II порядка:

 \mathbb{X}_{2}^{1} — Колоколморский вал,

 \mathbb{X}_{2}^{2} – Шапкина-Юрьяхинский вал,

 \mathbb{X}_3^1 – Поморский вал, X_{3}^{1} – Ярейюский вал.

 3_{1}^{3} — Садаягинская ступень,

 $И_2^1$ — вал Сорокина,

N₂3 − Сарембой-Леккейягинский

вал, K_1^4 — Гуляевско-Долгинская структурная зона; 6 - индексы тектонических элементов

РИС. 2. Схема распределения залежей нефти и газа в карбонатных нефтегазоносных комплексах севера ТПП

	екто- ичес-	I порядка	ка Варандей-Адзьвин					кая структурно-тектоническая зона								евско- Ігинс-	Хорейверская впадина			Печоро-Колвинский авлакоген								
эл	кие емен - ты	и II порядка	Лек		ембо гинсі)Й- КИЙ В	ал			Вал	Сор	окина	l.			струк. она		ягин гупен				инский гавал			Юрь- вал	Лайс. вал	Перспективные	
Эратема	Стратиграфические подразделения	Нефтегазоносные комплексы (НГК) Место-рождения	Медынское- море, н	Перевозное, н	Медынское, н	Тобойское, н	Мядсейское, н	Приразломное, н			Торавейское, н	Южно-Торавей-	Наульское им. Г. Чернова, н	Лабаганское им. В.Шмергельского, н	Долгинское, н	Северо- Гуляевское, нгк	им. Романа Требса, н	Пасседское, н	им. Анатолия Титова, н	Поморское, гк	Хыльчуюское, нгк	Южно-Хыль- чуюское, гн	Ярейюское, нгк	Коровинское, гк	Кумжинское, гк	Василковское, гк	Лаявожское, нгк	области арктического шельфа России
	P ₁ ar									1630- 1680	1520- 1630	1540- 1620	1420- 1500	1400- 1500							1970- 2050		1940- 2040					Зона прогибов Франц-Виктории,
	P ₁ a-s	2-5 С ₂ С ₃ Р. a-S Верхневизейско- нижнепермский карбонатный С ₁ V ₂ - Р ₁						2370- 2410	1710- 1760	1000		1020	1550- 1650	1550- 1650						2560- 2660		2220- 2360	2030- 2110	0			2220- 2400 2400- 2420	вал Георга, ступень
	ပ်ဳ	ерхневизейскс ижнепермски карбонатный С, V ₂ - Р,	1160- 1380 1230-					2430- 2490							3160- 3290	2710- 2820								2220- 2370	2260-	2250- 2410	2400- 2420	
	C ₂	эрхне ижне карб	1230- 1430-																						2440			Центрально- Карской
	C ₁ v ₂ -s	<u> </u>	1280- 1600																									структурной области
PZ	C,t					2020-								2270- 2350														Александровская зона поднятий, ступень Тегеттгофа, западная часть Центрально-Карской структурной области
- 1	D ₃ fm	Доманиково- турнейский карбонатный D ₃ dm - C ₁ t		1920- 2120		2040						2400- 2500		2320- 2400														
Палеозойская	D ₃ f ₃	манин рнейс обонат 3dm -	2360- 2420	2600- 2720	2860- 2890	2650- 2740	2470										3600- 3900											
Пал	D ₃ dm	사 Kap	2420														3800- 3900	3700- 3760										
	٥	KNŇ Ň	3050- 3700	3800- 4200	3400- 4490	3850- 4210	3820 4040							3940- 4010			3770-		3980- 4050								Александр. зона подн., ступень	
	_3 S ₁ S ₂ C Средне- ордовикско- жнедевонски карбонатный О ₂ -D ₁	Средне- довикск едевонс обонатнь О ₂ -D ₁												4010			4110		4030						Тегеттг	Тегеттгофа, ЦентрКарск.		
	ν __	Сре рдов неде рбон 02-								4120											стр.область, Вост Карская							
	02-3	Средне- ордовикско- нижнедевонский карбонатный О ₂ -D ₁																										Вост Карская зона прогибов
3a	1ежи: н	ефти – 🔵, нес	фти и н	конде	енсат	ного	газа	- ①	, конд	енса	ТНОГ	о газа	- 0;	2220 2400	– инте	ервал і	глубин	поло	жения	зал	ежей	нефти	ига	за, м				

в аналогичных стратиграфических интервалах. Анализ распределения ряда месторождений нефти и газа в карбонатных НГК в северной части ТПП на суше и сопредельной акватории позволяет говорить о наличии перспектив палеозойских карбонатных отложений, выделяемых в осадочном чехле Арктического шельфа (рис. 1, 2).

Среднеордовиксконижнедевонский карбонатный НГК

В северной части Варандей-Адзьвинской структурнотектонической зоны (ВАСЗ) на суше расположены месторождения, в которых есть залежи нефти в нижнедевонских лохковских

(D₁I) карбонатных отложениях. В северо-восточной части Хорейверской впадины в пределах суши нефтепродуктивны верхнесилурийские (S_2) и нижнедевонские (D₁) карбонаты. В северной части Сарембой-

Леккейягинского вала. осложняющего восточную часть ВАСЗ, в акватории находится



месторождение Медынское-море, где в нижнедевонских карбонатных отложениях выявлен ряд залежей нефти в интервале глубин 3050-3700 м. Породы сильно трещиноватые пористостью 4-5%, проницаемостью до 0,700 мД; тип коллектора – трещинный. Нефть легкая плотностью 805,0 кг/м³, маловязкая, малосернистая, парафинистая, малосмолистая.

В пределах суши в береговой части находится Тобойско-Мядсейская группа месторождений, включающая Перевозное, Медынское. Тобойское и Мядсейское, содержащие залежи нефти в лохковском ярусе нижнего девона, ограниченные глубиной 3800-4210 м. Разрез сложен переслаивающимися аргиллитами, известняками, в разной степени глинистыми, и детритовыми с узловатыми текстурами. генетически представляющими собой относительно глубоководные цианобактериальные образования, переходные к биогермным [11]. Нефть в нижнедевонских карбонатных залежах находится в порово-трещинных и поровокаверново-трещинных коллекторах пористостью 6-10%; легкая плотностью 851-853 кг/м³, маловязкая (0,77-3,5%), малосарнистая (0,33%), малопарафинистая (до 6,45%), малосмолистая (5,5%).

В западной части ВАСЗ к валу Сорокина приурочено месторождение Лабаганское имени В. Шмергельского. которое включает залежь нефти в карбонатном массиве нижнего девона на глубине 3940-4010 м. Породы сильно трещиноватые, в связи с чем тип коллектора трещинный. Пористость достигает 8%. Нефть средняя плотностью 873.0-881.4 кг/м³. малосернистая (0,52%), смолистая (до 12,90%); количество парафинов меняется от 0,96 до 15,50%, асфальтенов до 8,80%.

В Хорейверской впадине находятся месторождения им. Анатолия Титова и Романа Требса, относящиеся к категории крупных. Залежи нефти находятся в нижнедевонских карбонатных отложениях на глубинах 3770-4050 м и верхнесилурийских (им. Романа Требса) – на глубине 4100-4120 м, в породах-коллекторах, сложенных вторичными мелкозернистыми доломитами слабопористыми, кавернозными и трещиноватыми.

Тип коллекторов поровотрещинный. Пористость достигает 8%, проницаемость до 6 мД (0,6 мкм²). Пластовое давление на глубине 4016 м 44,1 МПа, температура – 94°С. Нефть легкая плотностью 817,0-825,0 кг/м³; малосмолистая 2,95-5,40%, содержит парафинов до 7,3%, серы - до 0,5%.

В верхнесилурийсконижнедевонском разрезе на северо-востоке Хорейверской впадины в верхней части преобладают доломитизированные биогермные известняки, менее заглинизированные в сравнении с аналогичными отложениями ВАСЗ. Различный литологический состав пород связан с разными фациальными обстановками. Более мелководный шельф был в пределах Хорейверской впадины. где произрастали биогермы; более глубоководная среда – в ВАСЗ, где выделяются более глинистые и плотные образования, переходные к биогермным известнякам. Породыколлекторы на месторождениях северо-восточной части Хорейверской впадины приурочены к прослоям биогермных вторичных доломитов, образованных по водорослевым и стоматопорововодорослевым известнякам. В керне скважин наблюдается развитие пустот выщелачивания и довольно интенсивная трещиноватость пород. Тип коллектора сложный – порово-

Перспективы нефтегазоносности среднеордовиксконижнедевонского карбонатного НГК на Арктическом шельфе

трещинный, порово-каверново-

трещинный и трещинный.

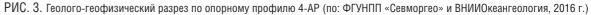
В акватории Баренцева моря комплекс находится на значительных глубинах, превышающих 5-6 км в Александровской зоне поднятий и ступени Тегеттгофа (рис. 3). Здесь можно ожидать залежи конденсатного газа в карбонатах с преобладающими типами коллектора – порово-трешинным и трещинным, особенно в зонах, примыкающих к глубинным тектоническим разломам. На глубинах, превышающих 10-12 км, в пределах Северо-Баренцевской впадины и Альбановско-Горбовского порога могут быть только трешинные коллекторы.

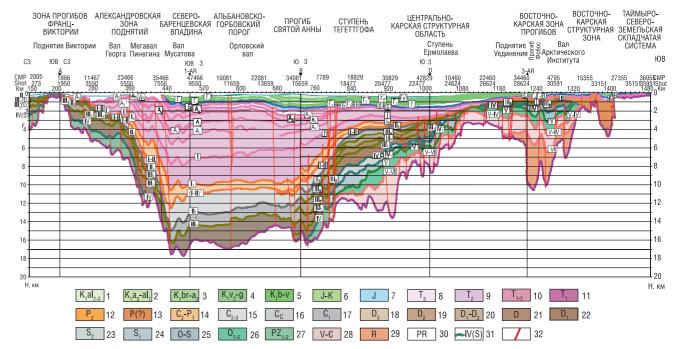
содержащие сухой газ. Ожидаемые залежи на глубинах до 5-6 км могут быть нефтяные, но более вероятны нефтегазоконденсатные и газоконденсатные; до 10-12 и более км – чисто газовые. Нефтяные залежи обнаружить на данных глубинах невозможно, в связи с наличием жестких термобарических условий (высокие пластовые температуры и давления), при которых длинные углеводородные цепочки нефтяного ряда не могут существовать и распадаются на более короткие газового ряда [12]. До глубин 6-8 км возможны тонкие нефтяные оторочки ретроградной нефти в случае резкого попадания нефтяной залежи в высокотемпературные сферы недр, благодаря активным тектоническим процессам. Подобные ретроградные нефтяные оторочки можно наблюдать в автохтоне Вуктыльского месторождения в девонских карбонатах на глубине 4600 м [13]. Наличие залежей легкой нефти возможно в Центрально-Карской структурной области в районе ступени Ермолаева, в Восточно-Карской зоне прогибов в районе поднятия Уединения, прогиба Фобоса и вала Арктического института, где среднеордовиксконижнедевонский карбонатный НГК находится на глубинах 1-3 км; а также в зоне прогибов Франц-Виктории, где глубина залегания силурийско-нижнедевонских пород 2-4 км (см. рис. 3).

В ОАО «Архангельскгеология» были проведены исследования нефтей восточного борта Хорейверской впадины, северной части вала Сорокина и Медынско-Сарембойской антиклинальной зоны ВАСЗ, которые показали, что нефть в залежах вышеперечисленных территорий образовалась из одной нефтегазоматеринской толщи, находящейся внутри среднеордовикско-нижнедевонского HFK [14].

Доманиково-турнейский карбонатный НГК

В пределах ТПП данный комплекс разнофациальный в связи с наличием барьерных органогенных построек франского (доманикового, сирачойского, евлановского и ливенского) и фаменского возраста. Присутствуют карбонаты зарифовых, рифовых, околорифовых, предрифовых и депрессионных фаций с





УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ. Стратиграфия (акротема, эратема. система, отдел, ярус, подъярус) 1-30: меловая и юрская системы: 1 – средне-верхнеальбский, 2 – верхнеаптско-нижнеальбский, 3 – барремско-среднеаптский, 4 – верхневаланжинско-готеривский, 5 – барремско-валанжинский, 6 – юрско-меловая, 7 – юрская; триасовая система: 8 - верхний отлел 9 - средний 10 - нижнесредний, 11 - нижний; пермская система: 12 - верхний отдел, 13 – нижне-верхний; пермская и каменноугольная системы:

14 – среднекаменноугольно-нижнепермский: 15 – нижне-средний отделы карбона, 16 – карбон, 17 – нижний отдел; девонская система: 18 – верхний отдел, 19 – средний, 20 – нижне-средний, 21 – девонская, 22 — нижний: силурийская система: 23 — верхний отдел. 24 — нижний: 25 - ордовикско-силурийская системы, 26 - нижне-среднердовикский отделы: 27 – палеозойская эратема: 29 – венд-кембрийская системы: 30 – протерозойская акротема. 31 – отражающие горизонты и их индексы: 32 – тектонические нарушения

различными фильтрационноемкостными свойствами [15]. Залежи нефти выявлены во всех фациальных зонах. Депрессионные фации доманика в ТПП являются основной нефтегазогенерирующей толщей практически для всех гипсометрически вышерасположенных залежей углеводородов в породахколлекторах различного возраста и состава [16].

Промышленно-продуктивные залежи нефти присутствуют во франских, фаменских и турнейских разнофациальных и разногенетических карбонатах известняках и доломитах в северной части ВАСЗ и Хорейверской впадины, включая акваторию. Это месторождения Медынскоеморе, Перевозное, Тобойское и Мядсейское Сарембой-Леккейягинского вала, Южно-Торавейское и Лабаганское им. В. Шмергельского – вала Сорокина, им. Романа Требса и Пасседское крайнего северо-востока Хорейверской впадины. Залежи нефти находятся на глубинах от 1900 до 2750 м в ВАСЗ и от 3600 до 3910 м – в Хорейверской впадине.

В качестве примера представлено описание залежей нефти на месторождениях в пределах вала Сорокина и примыкающей к нему части Хорейверской впадины.

На Лабаганском месторождении им. В. Шмергельского в доманиково-турнейском НГК находятся две залежи нефти: в карбонатных отложениях фаменского яруса в интервале глубин 2300-2400 м и турнейского яруса – на глубинах 2250-2350 м. Пластовое давление на глубине 2340 м - 24,5 МПа, температура - 48° С, на глубине 2270 м – 23,7 МПа и 47°С. Коллекторы – карбонаты пористостью 7 и 12%, проницаемостью - 0,003 и 0,004 мкм², соответственно. Нефть в фаменских отложениях легкая, разгазированная в поверхностных условиях (20°C) - средняя. плотностью 870,0 кг/м³, вязкостью 40,5 МПа×с. Содержание смол достигает 9,5%, парафина до 5,20%, серы – до 0,85%. Нефть в турнейских карбонатах более вязкая. При аналогичной плотности в стандартных условиях, составляющей также 870,0 кг/м³, вязкость при 20°С в два

раза выше, чем в фаменской нефти и составляет 95.7 МПа×с. Содержание смол – до 7,65%, парафина - 5,00-5,50%, серы -0.48 - 0.63%.

Южно-Торавейское месторождение содержит залежь нефти в фаменских отложениях в интервале глубин 2390-2500 м, верхняя часть залежи находится в турнейских карбонатах. Пластовое давление на глубине 2460 м составляет 26.0 МПа. температура - 52°C. Коллекторы - карбонаты пористостью 14%, проницаемостью 0,300 мкм². Плотность нефти в стандартных условиях - 992,0 $\kappa \Gamma / M^3$, вязкость – 288,7 МПа×с. Содержание смол – 18,90%, парафина -2,30%, серы -2,90%.

На месторождении им. Романа Требса выделяется две промышленно-продуктивные залежи нефти: в доманиковых карбонатах на глубине 3820-3920 м и сирачойских органогенных породах на глубине 3600-3900 м. Коллекторами являются разногенетические (органогенные, детритовые, хемогенные) известняки и вторичные доломиты,

[1] Neftegaz.RU ~ 87 86 ~ Neftegaz.RU [1]



пористые и трещиноватые со сложным типом пористости: поровотрещинным и трещинно-поровым. Пористость в среднем составляет 8-10 %, проницаемость -0.4 мкм².

Залежи нефти в доманиковотурнейском НГК пластовые, линзовидно-пластовые, тектонически, стратиграфически и литологически экранированные в пластах-коллекторах и массивные - в органогенных массивах. Анализ франских, фаменских и турнейских нефтей на ряде северных месторождений ТПП показал, что данные нефти мигрировали из одной материнской толщи, а именно - доманикового горизонта [17].

Перспективы нефтегазоносности доманиково-турнейского карбонатного НГК на Арктическом шельфе

В акватории Баренцева моря данный НГК находится на глубине до 1-2 км в районе поднятия Виктории, погружается в восточном направлении до 13-15 км в Северо-Баренцевской впадине и Альбановско-Горбовском пороге и не превышает 4-6 км в пределах ступени Тегеттгофа и западной части Центрально-Карской структурной области. Анализируя такой расклад глубин и учитывая уже имеющиеся месторождения нефти в данном стратиграфическом диапазоне по ТПП, можно прогнозировать нефтепроявления в западной части российского Арктического шельфа в направлении поднятия Виктории, преимущественно в зоне прогибов Франца Виктории. Залежи нефти, возможно, пластовые, линзовидно-пластовые, тектонически экранированные. В районе ступени Тегеттгофа и далее в направлении Центрально-Карской структурной области можно ожидать залежи конденсатного газа, не исключено – с нефтяной оторочкой ретроградной нефти – склоновые, линзовидно-пластовые и пластовые, литологически, стратиграфически и тектонически экранированные. О качестве коллекторов, их литологическом составе можно говорить лишь после проведения детальных литолого-фациальных и палеогеологических исследований, опираясь на весь геологогеофизический и геохимический материал по сопредельным хорошо изученным территориям, в том числе

и по ТПП. Наиболее погруженные части доманиково-турнейского НГК в Северо-Баренцевской впадине и Альбановско-Горбовском пороге, более всего могут быть нефтегазоматеринскими породами и генерировать углеводороды нефтяного и газового ряда, в зависимости от положения нефтегазоматеринских горизонтов внутри комплекса в той или иной катагенетической зоне [3].

Верхневизейсконижнепермский карбонатный НГК

Данный комплекс наиболее исследован ввиду неглубокого залегания продуктивных интервалов и содержит большее количество промышленных залежей нефти и газа в северных прибрежных районах ТПП, включая ВАСЗ и Печоро-Колвинский авлакоген (ПКА), как в его восточной части – Колвинский мегавал, так и в западной – Шапкина-Юрьяхинский

В пределах ВАСЗ в его северовосточной части в акватории находится месторождение Медынское-море, содержащее четыре залежи нефти в верхневизейско-нижнепермском НГК. По западному борту вала Сорокина выделяются месторождения Приразломное, Варандей-море. Варандейское. Торавейское, Южно-Торавейское, Наульское им. Г. Чернова, Лабаганское им. В. Шмергельского, содержащие залежи нефти в верхнекаменноугольноассельских, ассельско-сакмарских рифогенных и артинских разнофациальных карбонатах на глубине 1400-2490 м. В пределах Колвинского мегавала ПКА наиболее северные месторождения - Поморское газоконденсатное, Хыльчуюское нефтяное, Южно-Хыльчуюское газонефтяное и Ярейюское нефтегазоконденсатное, где залежи расположены в ассельских, сакмарских и артинских разнофациальных карбонатах на глубинах 1940-2660 м. В северной части Шапкина-Юрьяхинского вала ПКА находятся газоконденсатные месторождения - Коровинское, Кумжинское, Василковское и нефтегазоконденсатные -Ванейвисское и Лаявожское, содержащие залежи углеводородов в средне-верхнекаменноугольных

и нижнепермских ассельских и

сакмарских карбонатах на глубине 2200-2660 м.

В акватории в пределах Гуляевско-Долгинской структурной зоны расположены месторождения Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное и Долгинское нефтяное, содержащие залежи конденсатного газа и нефти, соответственно, в верхнекаменноугольнонижнепермских органогенных и органогенно-обломочных отложениях. В качестве примера дана краткая характеристика залежей УВ по ряду месторождений ВАСЗ и ПКА.

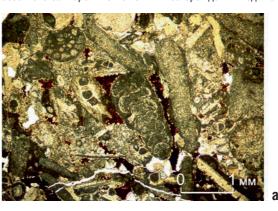
Месторождение Медынскоеморе содержит залежи нефти в разнофациальных карбонатных отложениях на глубине 1160-1600 м (см. рис. 2). Коллекторы органогенные и органогеннообломочные, порово-трещинного типа (рис. 4). Пористость – 11–14%. Нефть тяжелая, плотностью 932 кг/м3, содержит серу в количестве 3-4%, парафина - до 2%, смол до 21%.

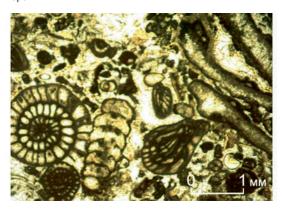
Варандейское месторождение содержит залежь нефти в артинских известняках на глубине 1625-1675 м. Коллекторы трещинно-порового типа, пористость — 15,0—17,5%, проницаемость — 0,120 мкм2. Нефть в стандартных условиях тяжелая плотностью 901,0 $\kappa \Gamma/M^3$, вязкостью 23,6-33,5 МПа×с. Содержание смол достигает 8,6%, парафина – до 1,30%, серы – до 2,5%.

Торавейское месторождение включает залежь нефти в артинских карбонатах на глубине 1515-1630 м. Тип коллектора преимущественно трещинно-поровый. Пористость -16,4%, проницаемость — 0,004 мкм². Нефть в стандартных условиях тяжелая, плотностью 902,0 кг/м³, вязкостью до 42,00 МПа×с. Содержание смол - 5,60-10,40%, парафина - до 2,26%, серы до 2,20%.

Наульское месторождение им. Г. Чернова в верхневизейсконижнепермском карбонатном НГК содержит две нефтяные залежи: в органогенном массиве ассельскосакмарского ярусов и в карбонатном пласте артинского яруса. Залежь нефти в ассельско-сакмарском рифе находится на глубине 1550-1650 м. Коллекторы – органогенные известняки пористостью в среднем 8%, проницаемостью 0,248 мкм².

РИС. 4. Карбонаты органогенные (а, б), битумонасыщенные (а), с открытыми трещинами (а) и порами (а, б) в ассельско-сакмарских отложениях месторождения Медынское-море





Нефть, как и в вышеописанных месторождениях данной зоны, тяжелая, плотностью в стандартных условиях 906,0 кг/м³, вязкостью 58 МПа×с. Содержание смол – 9,50 %, парафина – до 1,40%, серы – 2,10%. Залежь нефти в карбонатных пластах артинского яруса находится на глубине 1420-1500 м. Коллекторы обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами: пористостью до 25% и проницаемостью до 0,218 мкм². Нефть тяжелая, вязкая, плотностью в стандартных условиях 906,0 кг/м³, вязкостью 54 МПа×с. Содержание смол достигает 10,00%, парафина до 1,80%, серы – 2,20%.

Лабаганское месторождение им. В. Шмергельского в верхневизейсконижнепермском комплексе так же, как и Наульское, включает две залежи нефти – в органогенном массиве ассельско-сакмарского ярусов (P₁a-s) и карбонатных пластах артинского яруса (P_1 ar). Ассельско-сакмарская залежь нефти находится на глубине 1550-1650 м. Коллекторы органогенные известняки пористостью 9%, проницаемостью - 0,098 мкм². Нефть очень тяжелая, плотностью в стандартных условиях 955 кг/м³. Содержание смол – до 14,0%, парафина – 2,70%, серы – 3,22%. Залежь нефти в карбонатах артинского яруса находится на глубине 1400-1500 м. Известняки обладают высокой пористостью, достгающей 22%, с проницаемостью 0,003 мкм². Нефть очень тяжелая, плотностью в стандартных условиях 943 кг/м³. Содержание смол достигает 16,40%, парафина - 2,7%, серы - до 2,65%.

Как мы видим из вышеприведенных данных, все нефти в ассельскосакмарских и артинских отложениях ВАСЗ тяжелые и

вязкие, малопарафинистые. По составу данные нефти похожи на нефти в нижележащих залежах, флюидодинамически связаны между собой, благодаря существующей вертикальной миграции по трещиноватым зонам вблизи тектонических разломов. Нефти доманиково-турнейского и верхневизейско-нижнепермского карбонатных НГК имеют единый нефтегазоматеринский очаг доманиковый горизонт [16, 17].

В пределах ПКА Южно-Хыльчуюское газонефтяное месторождение содержит залежь нефти в ассельско-сакмарском органогенном массиве на глубине 2220-2300 м. Коллекторы порового типа пористостью 15%, проницаемостью 0,020-0,933 мкм2. Нефть легкая, плотностью 847 кг/м³, вязкостью до 7.0 МПа×с. Содержание смол достигает 5,2%, парафина – до 6,3%, серы – до 0,8%.

Ярейюское нефтегазоконденсатное месторождение содержит две залежи нефти и газа (газовая шапка) в органогенном массиве ассельско-сакмарского ярусов и карбонатных пластах артинского яруса нижней перми. Ассельскосакмарская нефтегазовая залежь находится на глубине 2031-2114 м. Средняя пористость 13%, проницаемость 0,043 мкм². Нефть легкая, плотностью 844,0 кг/м³ с высоким содержанием растворенного в ней газа - 53,4 нм³/т. Содержание смол – 2,00%, парафина – до 4,0%, серы – менее 0,5%. Артинская нефтегазовая залежь находится в известняках на глубине 1941-2043 м. Пористость карбонатных коллекторов достигает 15%, проницаемость 0,004 мкм². Нефть легкая, плотностью до 843,0 кг/м³, вязкостью 5,4 МПа×с

с высоким содержанием растворенного в ней газа – 54,4 нм³/т. Содержание смол достигает 4,00%, парафина – до 4,0%, серы – до 0,6%.

Залежи нефти Колвинского мегавала ПКА находятся глубже, чем одновозрастные залежи ВАСЗ. Нефть более легкая, с повышенным значением газового фактора, в залежах присутствует газовая шапка. По западному борту ПКА в пределах Шапкина-Юрьяхинского вала залежи верхневизейконижнепермского карбонатного НГК преимущественно газоконденсатные. Продуктивны не только нижнепермские ассельско-сакмарские и артинские карбонаты, но и средне- и верхнекаменноугольные карбонатные отложения. Коровинское месторождение содержит залежь свободного газа на глубине 2217-2375 м в верхнекаменноугольнонижнепермских ассельскосакмарских карбонатах. Кумжинское месторождение содержит залежь свободного газа в средне-верхнекаменноугольных карбонатных отложениях на глубине 2260-2440 м. Василковское месторождение включает залежь свободного газа в среднекаменноугольнонижнепермском карбонатном интервале на глубине 2248-2410 м. Южнее расположено Лаявожское месторождение, где находятся залежи УВ с нефтяной и газовой составляющей в карбонатах позднекаменноугольно-ассельскосакарского возраста.

Наличие региональной нижнепермской сульфатногалогенной покрышки, венчающей верхневизейко-нижнепермский карбонатный НГК, позволило

88 ~ Neftegaz.RU [1] [1] Neftegaz.RU ~ 89 существовать газовым залежам на глубинах менее 2500 м (пример – месторождения ПКА: Коровинское, Кумжинское, Василковское со свободным газом). Нефть располагается под газовыми скоплениями (пример месторождения ПКА: Лаявожское, Хыльчуюское, Ярейюское). Там, где сульфатно-галогенный флюидоупор отсутствует, газ свободный и растворенный в нефти перемещается в гипсометрически более высокие горизонты; нефть разгазируется и формируются залежи тяжелой нефти (пример – месторождения ВАСЗ: Варандейское, Торавейское, Южно-Торавейское, Наульское им. Г. Чернова, Лабаганское им. В. Шмергельского).

Перспективы нефтегазоносности верхневизейско- нижнепермского карбонатного НГК на Арктическом шельфе

В пределах Арктического шельфа можно ожидать залежи конденсатного газа в карбонатах данного НГК на глубинах до 3 км, если есть в разрезе осадочного чехла сульфатно-галогенная покрышка раннепермского возраста, завершающая рассматриваемый разрез осадочного чехла. Протрассировав распространение сульфатно-галогенных толщ в пределах шельфовых регионов Арктики, можно прогнозировать наличие залежей нефти и/или газа в данном НГК. Там, где покрышка сульфатно-галогенная покрышка будет отсутствовать, возможно обнаружение средних и тяжелых нефтей на глубинах до 2,5-4 км. Такие глубины можно наблюдать в зоне прогибов Франц Виктории, Восточно-Карской зоне прогибов. В интервале глубин 4-5 км в пределах Александровской зоны поднятий и ступени Тегеттгофа и Центрально-Карской структурной области возможно обнаружение залежей конденсатного газа в средневерхнекаменноугольных отложениях при отсутствии сульфатногалогенной покрышки. Здесь флюидоупорами могут служить плотные карбонатно-глинистые породы, а основной покрышкой рассматриваемого НГК может быть стратиграфический экран, сформированный при перекрытии верхнепермскими терригенно-

глинистыми образованиями средне-верхнекаменноугольных карбонатов. Наличие тектонических разломов под рассматриваемым НГК и рассекающих его способствует перемещению пластовых флюидов, содержащих нефть и газ, из более глубоких горизонтов в гипсометрически вышерасположенные.

Роль нефтегазоматеринских пород, поставляющих микронефть и газ в породы-коллекторы, могут играть не только глинистые образования с содержанием С орг. более 3-5%, но и кремнисто-карбонатные породы с включенным в них рассеянным органическим веществом (РОВ), подобно доманиковым материнским породам ТПП. Также роль газоматеринских пород могут играть органогенные карбонаты, оказавшиеся на глубинах, превышающих 5-7 км, на стадиях катагенеза МК5-АК1 и более, содержащие С орг. в достаточном количестве для формирования молекул метана и более тяжелых. Такие глубины мы наблюдаем в Северо-Баренцевской впадине, Альбановско-Горбовском пороге. Следует лишь уточнить и оконтурить погребенные органогенные сооружения палеозойского возраста на данных участках Баренцевоморского шельфа.

В заключении можно добавить, что учитывая аналогичные палеогеографические и палеотектонические обстановки вышеперечисленных временных интервалов по всему западному борту и примыкающих территорий северной и полярной части Урала и его продолжения – Пай-Хоя и Новой Земли, а также наличие залежей нефти и газа в карбонатных НГК на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как в северной части суши, так и в акватории, можно полагать, что промышленно-продуктивные объекты в карбонатных отложениях палеозоя могут быть обнаружены как в арктической акватории Баренцева моря, так и в более восточных районах Арктики России. Главными критериями должны быть принципы существования онтогенеза углеводородов (УВ) – нефти и газа, а именно - комплексное взаимодействие четырех основных его позиций: генерация, миграция (эмиграция из материнских толщ и иммиграция в породы-коллекторы), аккумуляция и консервация УВ [3, 18]. •

Литература

- 1. Путин об Арктике: это не место для геополитических игр военных блоков. «Известия», 30 августа 2016. http://izvestia.ru/news/629572.
- 2. Апанасенко В.М. Новая мировая война может начаться в Арктике. http://armv-news.ru/2012/11.
- 3. 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.
- 4. Кремс А.Я., Вассерман Б.Я., Матвиевская Н.Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М.: Недра, 1974. 332 с.
- 5. 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.
- Вассерман Б.Я., Богацкий В.И., Шафран Е.Б. Условия формирования закономерности размещения некоторых залежей нефти и газа в Тимано-Печорской провинции и методика их поисков // Геология и нефтегазоносность Тимано-Печорской провинции и ее структурных обрамлений: Сб. науч. тр. М., 1979. С. 70—80.
- 7. Меннер В.Вл. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ Северо-Востока Русской платформы. М.: Наука, 1989. 133 с
- Данилов В.Н. Типизация поисковых объектов основа планирования геологразведочных работ // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России: Материалы XV Геологического съезда Республики Коми: в 3 т. Т. III. Сыктывкар: ИГ УрО РАН, 2009. С. 43 46.
- Дедеев В.А., Запорожцева И.В. Земная кора Европейского Северо-Востока СССР. Л.: Наука, 1985. 98 с.
- Тимонин Н.И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. Екатеринбург: УрО РАН, 1998. 240 с.
- 11. Антошкина А.И. Рифообразование в палеозое (север Урала и сопредельные области). Екатеринбург: УрО РАН, 2003. 304 с.
- 12. Хант Дж. М. Геохимия и геология нефти и газа. М.: «МИР». 1982. 704 с.
- Антоновская Т.В. Неантиклинальные ловушки среднедевонско-турнейских отложений юговостока Тимано-Печорской провинции (условия формирования и нефтегазоносность). СПб: ФГУП «ВНИГРИ», 2013. 228 с.
- Юрьева З.П. Нижнедевонские карбонатные отложения восточного склона Большеземельского палеоподнятия. Геология нефти и газа, 1995. № 6. С. 24–29.
- Никонов Н.И. и др. 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.
- Антоновская Т.В. Доманиковый горизонт основной нефтегазоматеринский комплекс Тимано-Печорской провинции. Геология нефти и газа, 2016. № 4. С. 62 – 68.
- 17. Клименко С.С., Анищенко Л.А. Особенности нафтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне. Известия Коми научного центра УрО РАН, 2010. № 2. С. 61–69.
- 18. Афанасенков А.П. и др. К уточнению модели нефтегазогеологического районирования Арктического шельфа России в свете современных геолого-геофизических данных / А.П. Афанасенков, Б.В. Сенин, М.И. Леончик Геология нефти и газа, 2016. № 4. С. 77–88.

KEY WORDS: carbonates, oil, gas, Arctic shelf of Russia.



OIL&GAS SUMMITS

РОССИЙСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ САММИТЫ 2017



17 марта 2017, Москва





Российский Нефтегазовый Саммит

Трудноизвлекаемые и Нетрадиционные Запасы

25 мая 2017, Москва



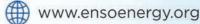


16 июня 2017, Москва



ЕКЛАМ/







СЕЙСМОРАЗВЕДКА В АРКТИКЕ

Выявление и трассирование предполагаемых тектонических нарушений в слабоизученном регионе Арктической территории севера Западной Сибири

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНА МЕТОДИКА ВЫДЕЛЕНИЯ ДИЗЪЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ В СЛАБОИЗУЧЕННОМ РЕГИОНЕ АРКТИЧЕСКОЙ ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. СТЕПЕНЬ ИЗУЧЕННОСТИ ТЕРРИТОРИИ БУРЕНИЕМ НИЗКАЯ И СОСТАВЛЯЕТ 681,8 КМ² НА СКВАЖИНУ. ВЫЯВЛЕНИЕ РАЗЛОМОВ ПРОИЗВОДИЛОСЬ НА СЕЙСМИЧЕСКИХ ПРОФИЛЯХ МОГТ-2D. ПРИМЕНЕННАЯ МЕТОДИКА ВКЛЮЧИЛА В СЕБЯ РАСЧЕТ ОБЪЕМНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТРИБУТОВ ПО ПРОФИЛЯМ, ТРАССИРОВАНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ, АТРИБУТНЫЙ АНАЛИЗ, СОЗДАНИЕ РАЗЛОМНОЙ МОДЕЛИ

THE ARTICLE PRESENTS THE METHOD OF DETERMINATION OF DISJUNCTIVE VIOLATIONS IN POORLY STUDIED REGION OF THE ARCTIC TERRITORY OF THE NORTH OF WESTERN SIBERIA. THE EXPLORATION DEGREE OF THE TERRITORY BY DRILLING IS LOW AND COMPRISES 681.8 KM2 PER WELL. THE DETECTION OF FAULTS HAS BEEN PERFORMED ON CDP-2D SEISMIC PROFILES. THE APPLIED METHODOLOGY INCLUDED THE CALCULATION OF VOLUMETRIC SEISMIC ATTRIBUTES FOR PROFILES, TRACING OF TECTONIC FAULTS, ATTRIBUTE ANALYSIS, DEVELOPMENT OF A FAULT MODEL

Ключевые слова: сейсмические профили МОГТ-2D, разломная модель, трассирование тектонических нарушений, атрибутный анализ.

Михаил Александрович Лобусев,

доцент кафедры промысловой геологии нефти и газа Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

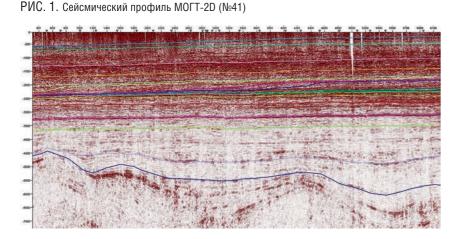
Алена Анатольевна Вересович,

имени И.М. Губкина

аспирант кафедры промысловой геологии нефти и газа Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)

На данный момент на большинстве месторождений с традиционными запасами углеводородов происходит постепенное ожидаемое падение уровня добычи, что связано с хорошей изученностью данного типа коллекторов. Вне всякого сомнения, будущие перспективы будут связаны с месторождениями с трудноизвлекаемыми запасами, с запасами на недостаточно изученных территориях, которые требуют особого подхода и технологий как на геологоразведочной стадии изучения, так и на этапе разработки.

Целью исследований явилось определение перспектив газонефтеносности слабоизученной территории севера Западной Сибири площадью около 15 000 км².



Сделан комплекс работ по участку, включающий в себя создание разломной модели и анализ дизъюнктивных нарушений. Разломная модель дает важную информацию о морфологическом строении кровли фундамента и структуры осадочного чехла рассматриваемой площади. В этой связи выделение разломов и определение геологического времени их активизации и проявления является важным этапом построения сейсмогеологической модели. Для анализа тектонических дизъюнктивных нарушений на исследуемом участке использовались сейсмические профили МОГТ-2D, в количестве 34

> штук, общим объемом 2581 пог. км. Процесс оценки качества разломной модели сводился к следующему:

УДК 550.834

- Анализ качества прослеживания разломов в волновом поле, в том числе наличие дополнительных (непротрассированных) нарушений, корректности траекторий разрывов.
- Работа с материалами по объяснению природы разрывных нарушений на площади.
- Оценка необходимости включения тектонических разломов в структурный каркас.

Исходный профиль данных сейсморазведки 2D с нанесенными кривыми корреляции (рисунок 1).

РИС. 2. Временной разрез по профилю №41



A) объемный атрибут Amplitude Contrast (выделены разломные нарушения)

Б) увеличенный фрагмент разреза объемного атрибута Amplitude Contrast

атрибутов. Были проанализированы как продольные, так и поперечные профили на предмет разрывных нарушений на всем участке работ. По всем профилям были построены базовые, структурные и стратиграфические объемные сейсмические атрибуты.

Базовые сейсмические атрибуты:

- Envelope огибающая трассы или мгновенная амплитуда;
- Instaneous Phase мгновенная фаза.

Атрибуты, позволяющие провести анализ сейсмотрассы, которая выражена через действительную и мнимую части.

• Amplitude Contrast – мгновенная амплитуда, позволяющая количественно оценить перепад скоростей и плотностей в слоях. Делает возможным выявление поверхностей несогласия, которые вызваны резким контрастом упругих свойств пород, прилегающих снизу к границе несогласия.

Структурные сейсмические атрибуты:

• Variance – дисперсия, отображает локальные структурные изменения в волновой картине.

Стратиграфические сейсмические атрибуты:

• Chaos – подчеркивает и обособляет особенности волновой картины.

На рисунках приведены примеры по всем перечисленным атрибутам, отчетливо прослеживаются границы распространения

вертикальных дизъюнктивных нарушений (рисунки 3, 4).

Сдвиговая природа разломов прослеживается на временных разрезах, где отображены многочисленные дизъюнктивные сдвиговые нарушения со смещениями, которые в основном выделяются на территории раннеюрских и пермских отложений, реже захватывают отложения средней юры. Все разломы носят вертикальный и субвертикальный характер.

Присутствие в разрезе сдвиговых нарушений говорит о том, что в пределах площади действовали не только тектонические напряжения сжатия или растяжения, но и существовали горизонтальные тектонические движения, что важно учесть на этапе разработки открытых месторождений региона.

Идентификация разрывов и их трассирование в плане по данным недостаточно плотной сети профильных наблюдений имеет известную неоднозначность. При этом их роль в экранировании ловушек и установленных залежей в пределах выявленных локальных поднятий, приуроченных к юрсконижнемеловым отложениям, не вызывает сомнений.

С учетом имеющихся данных нами был произведен анализ выявленных тектонических нарушений с блоковым районированием по результатам анализа магнитных и гравиметрических аномалий исследуемого района.

Предполагаемые разрывные нарушения, выявленные ранее

разрезов по различным направлениям показал, что на территории исследований и сопредельных площадях присутствуют ярко выраженные, с небольшими амплитудами смещений по вертикали, дизъюнктивные нарушения. В центре и на востоке исследуемой площади прослеживается зона субвертикальных разломов с небольшими амплитудами. На западе территории разломы имеют менее выраженный в волновом поле характер (рисунок 2).

Визуальный анализ временных

Выделение и трассирование тектонических нарушений проводилось на основе анализа волновой картины и характера поведения отражающих горизонтов на временных разрезах на основе известных признаков:

- 1. Скачкообразного смещения осей синфазности по времени, осложнения волновой картины дифракционными эффектами;
- 2. Локального аномального изменения динамических характеристик отражённых волн по латерали и вертикали;
- 3. Резкой смены характера волновой картины;
- 4. Флексурообразного искажения отражающих горизонтов с локальным изменением в области перегиба их динамических характеристик.

Помимо этого выделение и анализ дизъюнктивных разрывных нарушений проводились также на основе объемных сейсмических

[1] Neftegaz.RU ~ 93 92 ~ Neftegaz.RU [1]

РИС. 3. Временной разрез по профилю №41

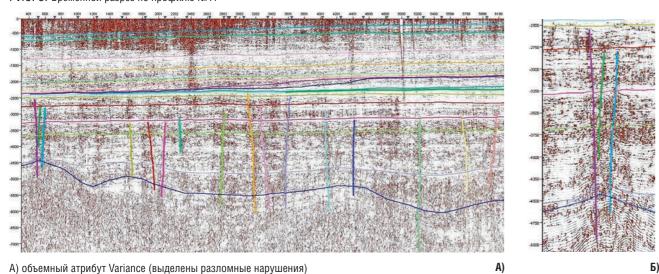
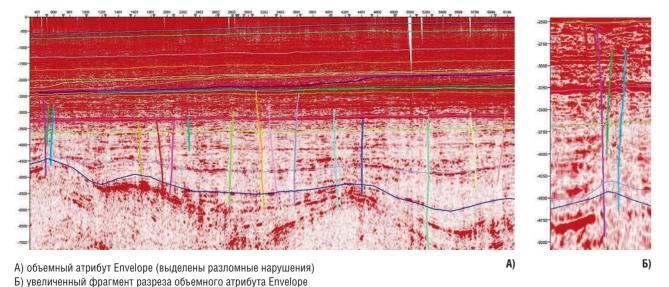


РИС. 4. Временной разрез по профилю №41

Б) увеличенный фрагмент разреза объемного атрибута Variance



по результатам интерпретации гравимагнитных полей. подтверждаются выявленными разрывными нарушениями по сейсмическим профилям MOГТ-2D. Предполагаемые разломы зачастую либо повторяют выявленные нами разломы, либо образуют с ними взаимно ортогональные системы, что не противоречит тектонической природе образования разрывных нарушений. Однако в центральной и юго-западных частях района нарушения, выделенные по гравиметрической сьемке и сейсмической, имеют различный характер. Таким образом, с одной стороны мы подтверждаем достоверность выделенных тектонических нарушений в плане, с другой, уточняем принятую ранее разломноблоковую модель региона. Исходя из того, что сейсмические данные имеют большую разрешающую способность и позволяют более точно определить разрывные нарушения, использование разломноблоковой модели, выявленной по сейсмическим данным, является более правомерным.

Широкое развитие тектонических нарушений требует применение пространственных систем сейсмических наблюдений (МОГТ-3D) при детализации установленных и подготовке к поисковому бурению выделенных объектов.

Суммарная доля трудноизвлекаемой нефти в текущих разведанных запасах России к настоящему моменту превышает 60–65%.

Тенденция увеличения доли нетрадиционных запасов будет расти и в будущем. Данная работа позволяет внести практический вклад в развитие нефтегазовой промышленности региона.

Литература

- Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007 (2). УДК 553.98.042(470+571).
- Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. М.: Геоинформмарк, 2004. – 277с., 14,5 п. л. 5-900357-81-3.
- 3. Крылов Д.Н. Комплексный геологический анализ сейсмических отражений и данных ГИС: обзорн. информ. Геоинформмарк. М., 1992. – 44 с. Разведочная геофизика Вып. 9.

KEY WORDS: Seismic profile CDPT-2D, fault model, tracking tectonic dislocation, seismic attribute analysis.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

15-16 февраля

Международный конгресс и выставка

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА. Каспий и Центральная Азия

Тбилиси

15-16 февраля

XIV специализированная выставка

«НЕФТЬ. ГАЗ.

3HEPΓO – 2017»

г. Оренбург

ФЕВРАЛЬ

 Π
 6
 13
 20
 2

 B
 7
 14
 21
 2

 C
 1
 8
 15
 22

 Ч
 2
 9
 16
 23

 П
 3
 10
 17
 24

 С
 4
 11
 18
 25

16-17 февраля

П Международная конференция

«Арктика и шельфовые проекты: перспективы, инновации и развитие регионов»

Арктика-2017

Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

28 февраля – 2 марта

10-я международная специализированная выставка

«КОМПОЗИТ-ЭКСПО»

28 февраля – 2 марта

9-я международная специализированная выставка

«ПОЛИУРЕТАНЭКС»

Москва

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

A

ШЕЛЬФ ЮРСКОГО ПЕРИОДА

ЧАСТИЧНОЕ ИЛИ ПОЛНОЕ ОТСУТСТВИЕ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ОТДЕЛЬНЫХ ЗОНАХ БАРЕНЦЕВА МОРЯ, НЕДОСТАТОЧНОЕ КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИННОГО И СЕЙСМИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА, СЛАБАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ ДАННЫХ РОССИЙСКОГО И НОРВЕЖСКОГО СЕКТОРОВ БАРЕНЦЕВА МОРЯ ОСЛОЖНЯЮТ ВЫДЕЛЕНИЕ И ПРОГНОЗ ЗОН РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА ВСЕЙ АКВАТОРИИ БАРЕНЦЕВА МОРЯ. МОДЕЛЬ, ОПИСЫВАЮЩАЯ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ, СТРОЕНИЕ И СОСТАВ ЮРСКИХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ, НЕОБХОДИМА ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НОВЫХ СТРУКТУРАХ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО ШЕЛЬФА (БМШ) И ВЫБОРА ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ. НОВЫЕ СЕЙСМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, ПОЛУЧЕННЫЕ ПО РОССИЙСКОМУ И НОРВЕЖСКОМУ СЕКТОРАМ БАРЕНЦЕВА МОРЯ, ПОЗВОЛИЛИ ВЫДЕЛИТЬ ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЮРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА, ОЦЕНИТЬ ЕГО МОЩНОСТЬ, ПРОСЛЕДИТЬ НАПРАВЛЕНИЯ СНОСА ОСАДОЧНОГО МАТЕРИАЛА И УСТАНОВИТЬ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНУЮ СМЕНУ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ. КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ РЕГИОНАЛЬНОГО СТРОЕНИЯ ЮРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА И ДЕТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОТДЕЛЬНЫМ ПЛОЩАДЯМ ДАЮТ ВОЗМОЖНОСТЬ СПРОГНОЗИРОВАТЬ ЗОНЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЮРСКИХ ВЫСОКОЕМКИХ КОЛЛЕКТОРОВ НА СТРУКТУРАХ БМШ И ОЦЕНИТЬ ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ. НА БАЗЕ ДЕТАЛЬНОГО СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА БЫЛО ПРОСЛЕЖЕНО РАСПРОСТРАНЕНИЕ НАИБОЛЕЕ ВЫДЕРЖАННЫХ ГЛИНИСТЫХ ГОРИЗОНТОВ И ПАЧЕК, КОТОРЫЕ СФОРМИРОВАЛИСЬ В ЭПОХИ ВЫСОКОГО СТОЯНИЯ УРОВНЯ МОРЯ. ЭТИ ГОРИЗОНТЫ МОГУТ ИГРАТЬ РОЛЬ РЕГИОНАЛЬНЫХ ФЛЮИДОУПОРОВ ДЛЯ НИЖЕЛЕЖАЩИХ ПЕСЧАНЫХ ПАЧЕК

PARTIAL OR COMPLETE ABSENCE OF JURASSIC DEPOSITS IN SEPARATE PARTS OF THE BARENTS SEA, INSUFFICIENT AMOUNT OF OIL-WELL AND SEISMIC MATERIAL, WEAK CORRELATION OF THE DATA FROM THE RUSSIAN AND NORWEGIAN SECTORS OF THE BARENTS SEA MAKE IT HARDER TO DETECT AND PREDICT THE AREAS OF NATURAL RESERVOIRS IN THE ENTIRE WATER BASIN OF THE BARENTS SEA. THE MODEL WHICH DESCRIBES THE CONDITIONS OF FORMATION, STRUCTURE AND COMPOSITION OF THE JURASSIC NATURAL RESERVOIRS IS NECESSARY TO PLAN EXPLORATION WORKS AT THE NEW STRUCTURES OF THE BARENTS SEA SHELF AND SELECT OBJECTS FOR LICENSING. THE NEW SEISMIC DATA ON THE RUSSIAN AND NORWEGIAN SECTORS OF THE BARENTS SEA MADE IT POSSIBLE TO FIND THE LOCATION OF THE JURASSIC OIL AND GAS PLAY, EVALUATE ITS VOLUME, TRACE MIGRATION OF THE SEDIMENTARY MATERIAL AND DEFINE THE SEDIMENTATION CHANGE SCHEME. A COMPLEX ANALYSIS OF THE REGIONAL STRUCTURE OF THE JURASSIC OIL AND GAS PLAY AND DETAILED RESEARCH OF SEPARATE AREAS MAKE IT POSSIBLE TO PREDICT THE AREAS OF LOCATION OF THE JURASSIC HIGH-CAPACITY RESERVOIRS AT THE STRUCTURES OF THE BARNTS SEA SHELF AND EVALUATE THEIR OIL-AND-GAS CONTENT. BASED ON A DETAILED SEISMIC STRATIGRAPHY ANALYSIS THE LOCATION OF THE MATURED SHALE BODIES AND CLAY MEMBERS, WHICH FORMED DURING THE TIMES OF A HIGH STAND OF THE SEA LEVEL, HAS BEEN DETECTED. THESE BODIES CAN PLAY THE ROLE OF REGIONAL IMPERMEABLE LAYERS FOR THE UNDERLYING SAND UNITS

Ключевые слова: Баренцевоморский бассейн, раздельный фазовый прогноз, месторождения нефти и газа, коллекторские свойства, проницаемость, вторичные преобразования, нефтематеринские толщи, нефтегазогенерационный потенциал.

Суслова Анна Анатольевна,

старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени Ломоносова, к г-м н

Баренцевоморский регион в настоящее время является одним из наиболее крупных потенциальных нефтегазоносных бассейнов России с доказанной продуктивностью. Основные промышленные открытия уникального Штокмановского и крупных Ледового, Лудловского месторождений связаны с юрским комплексом отложений, потенциал которого еще до конца не изучен. Юрские песчаные резервуары продуктивны и в норвежском секторе Баренцева моря, где с ними связаны месторождения: Сновит, Хавис и Скругарт. Однако распространены юрские отложения крайне неравномерно. Их мощность

резко меняется на незначительных расстояниях до полного отсутствия в наиболее приподнятых зонах. Строение и состав отложений также сильно варьирует по площади и разрезу.

Баренцевоморский регион находится в относительно небольшом отдалении от европейской части России, что позволит осуществить транспортировку добытых углеводородов как в российские города, так и за рубеж. В географическом отношении регион имеет преимущество над другими Арктическими районами из-за положительной ледовой обстановки. В этом отношении проигрывает

бассейн Карского моря, несмотря на свой огромный потенциал. Поиск и разработка новых месторождений в Баренцевоморском регионе необходимы для поддержания уровней добычи, обеспечивающих потребности региона и загрузку транспортных мощностей.

По официальной оценке ПАО «Газпром», основная часть запасов приходится на Штокмановское уникальное месторождение, в котором сосредоточено более 3,9 трлн м³ газа и 39 млн т конденсата. На сегодняшний день Штокмановское газоконденсатное месторождение является единственным, которое находится на стадии подготовки к промышленному освоению. Однако оно расположено на больших глубинах моря (в среднем около 300 м) и значительном удалении от берега и инфраструктуры.

В 2013 году норвежскими геологами сделано новое нефтяное открытие

в нижне-среднеюрских резервуарах прогиба Хуп-Мауд, в северной части норвежского шельфа. Несмотря на достаточно хорошую степень изученности, на норвежском шельфе Баренцева моря добыча газа ведется из единственного месторождения Сновит с 2006 года. Само месторождение было открыто в 1984 году и находится в 140 км от берега. Большая часть месторождений Баренцевоморского шельфа является газовыми, что затрудняет и откладывает их фазу разработки из-за сложных климатических условий и значительно удаленного расположения от берега.

На сегодняшний день в России существует единственный действующий проект по добыче углеводородов на Арктическом шельфе с ледостойкой платформы «Приразломная», которая находится в Печорском море на расстоянии 60 км от берега. Открыто Приразломное месторождение в

1989 году. Спустя 24 года началась добыча в декабре 2013-го, а уже в 2015 году была добыта миллионная тонна первой российской арктической нефти. Танкерами добытая нефть доставляется на берег.

Разработка и открытие новых месторождений в Баренцевоморском регионе являются одной из приоритетных задач долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минерального сырья России. Причем очень важен поиск именно нефтяных месторождений на Арктическом шельфе России. Одной из наиболее интересных структур БМШ является свод Федынского, который после 2010 года находится под юрисдикцией и России и Норвегии. В бортовых частях свода в триасо-юрском комплексе отложений можно ожидать крупные скопления углеводородов. Также большие

РИС. 1. Схема тектонического районирования Баренцевоморского и Тимано-Печорского бассейнов (Ступакова А.В., 2011)

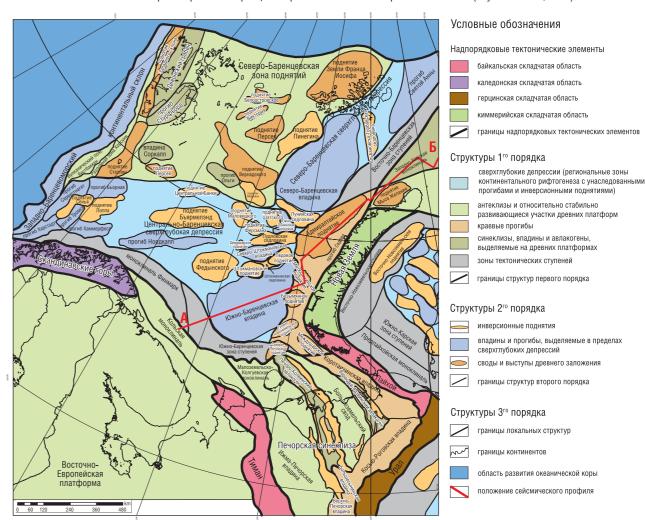
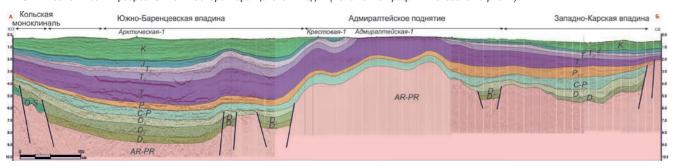


РИС. 2. Геологический разрез Южно- и Северо-Баренцевской впадин (положение профиля показано на рис. 1)



перспективы могут быть связаны с рифовыми ловушками каменноугольно-раннепермского возраста.

Выявление зон разного фазового состава

Для прогноза зон разного

фазового состава необходимо определить взаимосвязь структурного плана, истории его развития во времени, наличие очагов генерации углеводородов, особенности миграции, консервации, типы возможных ловушек и всех процессов, влияющих на формирование углеводородов в земной коре. Основные законы распределения крупных и уникальных нефтяных и газовых месторождений сводятся к тому, что зоны длительного устойчивого погружения, компенсированные большим количеством осадочного материала, преимущественно газоносны. Нефтяные скопления, напротив, часто приурочены к тектоническим выступам и сводовым поднятиям древнего заложения, которые на протяжении длительного геологического времени оставались относительно приподнятыми Эти выводы подтверждаются бассейновым моделированием и результатами оценки качества флюидов в залежи (Ступакова и др., 2014).

В качестве эпицентра наиболее интенсивного осадконакопления в Баренцевоморском бассейне отчетливо выделяются центральная часть Южно-Баренцевской впадины. Мощности юрского комплекса в ней могут достигать более 1500 м, что подтверждается данными Арктической скважины. В северном направлении мощность сокращается и в Северо-Баренцевской впадине уже не превышает 500 м по

данным сейсмостратиграфии, что свидетельствует о формировании Южно- и Северо-Баренцевских впадин в различных тектонических условиях. Южная впадина наложена на структуры длительного устойчивого погружения Центрально-Баренцевской депрессии (Stoupakova A.V., 2011), тогда как Северо-Баренцевская впадина расположена в пределах приподнятого платформенного блока Свальбардской плиты. В западной (норвежской) части Баренцева моря мощность юрских отложений составляет 300 м, а на архипелаге Шпицберген и вовсе не превышает 150 м (рис. 1, 2).

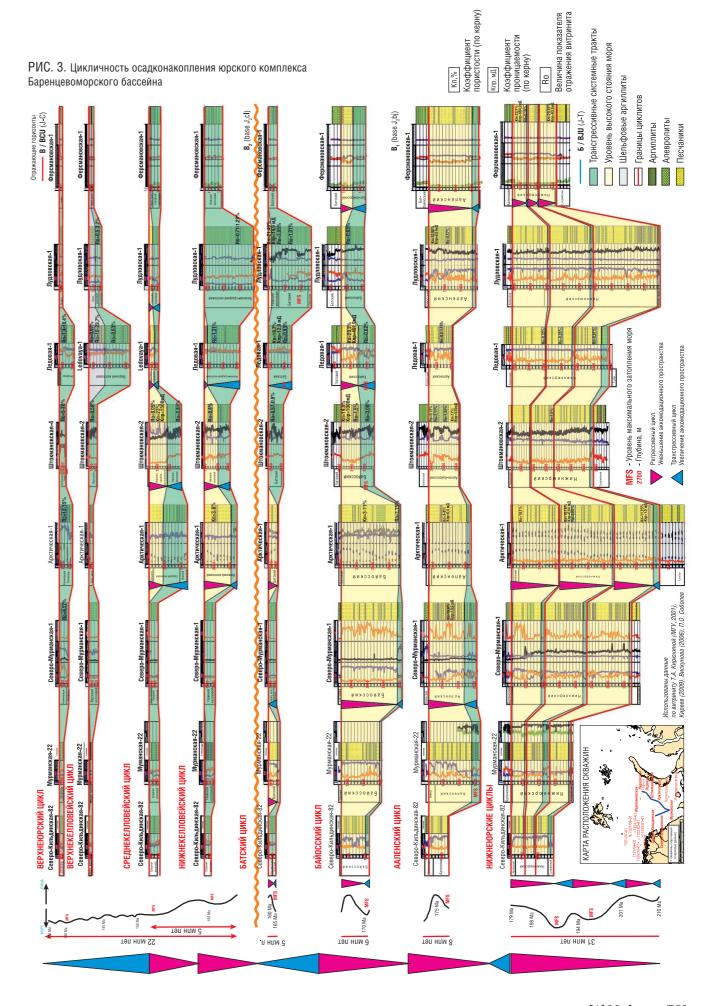
Цикличность юрского разреза и несогласия, выделяемые в юрской толще

В целом юрский разрез представлен терригенной толщей переслаивания песчаников, алевролитов и глин. Разделение разреза на стратиграфические подразделения основывается, в первую очередь, на данных биостратиграфии. Однако, поскольку палеонтологические данные представляются достаточно скудными и плохой сохранности, то для стратификации немаловажно учитывать изменение вещественного состава, а также этапность формирования юрской толщи. В переслаивании различного по зернистости материала прослеживается цикличность, которая позволила выделить в юрском разрезе несколько седиментационных циклов, каждый из которых начинается с регионально выдержанной реперной пачки аргиллитов, а заканчивается песчаной пачкой, часто с резкой границей между кровлей песчаников и

налегающей глинистой толщей следующего цикла (такие границы будут именоваться внутриформационными перерывами). Они часто фиксируются по каротажным диаграммам, а наиболее крупные из них выделяются на региональных сейсмических профилях в виде ярких протяженных отражений. Весь юрский комплекс отложений можно рассматривать как единый седиментационный мегацикл трансгрессивного характера, в основании которого преобладают песчаники и алевролиты аллювиально-дельтового генезиса, вверх по разрезу увеличивается содержание морских алевролитов и аргиллитов, а заканчивается он алевролитами и черными сапропелевыми аргиллитами.

В юрском комплексе было выделено 10 циклов осадконакопления. Эти циклы соответствуют трансгрессивнорегрессивным этапам развития Баренцевоморского бассейна (рис. 3). В основу корреляции было положено выделение основных маркирующих горизонтов, соответствующих регионально выдержанным глинистым реперам. В качестве выровненного горизонта была принята подошва верхнеюрских черных глин, как регионального маркера поверхности максимального затопления. Этот горизонт выдержан по площади не только на всей площади Баренцевоморского шельфа, но и в других Арктических бассейнах.

Верхние циклы легче коррелировать по площади, так как они более глинистые. Также это свидетельствует о более глубоководных обстановках осадконакопления. Нижние циклы коррелируются хуже, так как в них преобладают песчаные пачки.



98 ~ Neftegaz.RU [1] [1] Neftegaz.RU ~ 99

Граница между триасом и юрой

Во многих районах Баренцевоморского шельфа юрские отложения, которые распространены здесь практически повсеместно, залегают на породах триаса со стратиграфическим несогласием. На о-вах Земли Франца Иосифа из разреза юры выпадают базальные геттангсинемюрские отложения, и в основании юры находятся породы Тегетгоффской свиты, имеющие плинсбахский возраст (Крымгольц, 1972). В Тимано-Печорском бассейне юрские отложения залегают с угловым и стратиграфическим несогласием на образованиях разного возраста, от триасовых до силурийских. Согласно данным бурения, отложения норийского возраста во многих районах перекрыты ааленскими песчаниками. Лишь Куренцовской и Южно-Сенгейской скважинами были вскрыты нижнеюрские породы.

На островах архипелага Новая Земля породы юрского возраста были найдены исключительно в обломках пород и конкрециях. Изучение фауны, из них извлеченной, позволило идентифицировать отложения батского, келловейского, оксофордского, кимериджского и волжского ярусов. Коренные выходы верхней юры известны лишь в проливе Маточкин шар. В горизонтально залегающих здесь породах В.А. Русанов описал белемнит Cylindroteuthis magnifica Orb, согласно которому вмещающие породы принадлежат волжскому ярусу (Крымгольц, 1972). Очевидно, что непрерывный разрез юрских пород может быть вскрыт только в центральной части Баренцевоморского бассейна.

На своде Федынского, по всей видимости, верхнеюрские отложения несогласно залегают на породах среднего триаса. Разрез Сассен-Фьорд архипелага Шпицберген подтверждает наличие несогласной границы между триасом и юрой стратиграфического характера (Корчинская, 1980; Пчелина, 1980; Басов и др., 1997), где трехметровая пачка конгломератов ранне-среднеюрского возраста перекрывает отложения норийского яруса триаса. Породы

верхней части норийского и рэтский ярус триаса, а также отложения геттангского и плинсбахского яруса юрской системы отсутствуют.

Трансгрессивная направленность юрского разреза

Чаще всего отложения нижней юры связаны с континентальными и лимническими (в северной части) фациями. Первая крупная юрская трансгрессия отмечена в низах тоара. Трансгрессивная направленность отложений подтверждается наличием практически полного набора аммонитовых зон тоара, встреченного в песчаниках с фосфоритовыми конкрециями пачки Брентскардхауген на Шпицбергене. Раннетоарские высокоуглеродистые глины и аргиллиты в настоящее время рассматриваются как межрегиональный стратиграфический репер изза характерного однородного глинистого состава и сопоставимой мощности на огромной территории не только Арктического бассейна, но и в Европе (Захаров и др., 2006, Шурыгин, Никитенко и др., 2011).

В разрезах Штокмановской и Ледовой скважин отмечается общее сокращение разреза (до 300 м, по сравнению с разрезами Арктической и Лудловской скважин, где разрез составляет 450 м) а также резкое сокращение глинистых трансгрессивных пачек, выделяемых в нижней части разреза, что, вероятно, может быть свидетельством относительной приподнятости этих структур на протяжении ранней юры.

Ааленская трансгрессия четко проявилась на Земле Франца-Иосифа и в Южно-Баренцевоморской впадине (Басов, 1997). Керн из скважины Штокмановская-5 представлен битумонасыщенными глинами (рис. 4).

Мощность трансгрессивной глинисто-алевролитовой пачки колеблется от 10 м на Штокмановском и Ледовом поднятиях и может достигать до 2040 м в серии скважин Мурманской, Северо-Мурманской, Арктической структур в юго-

РИС.4. Ааленские алевролиты. Отмечается серия трещин, заполненных остаточным битумом. Скв. Штокмановская-2, гл. 2354+1,5, II, ув. 2,5



восточной части, а также севернее в скважинах Лудловского и Ферсмановского поднятий.

Таким образом, в ааленское время наблюдается аналогичная тенденция общего сокращения разреза в Штокмановской и Ледовой скважинах. Уменьшение мощности глинистых трансгрессивных пачек может быть свидетельством относительной приподнятости этих структур также и на протяжении аалена.

В скважинах Штокмановская, Ледовая, Лудловская, Фесмановская отчетливо выделяются мощные глинистые пачки байосского возраста. которые по всей видимости были образованы в этапы высокого стояния уровня моря. Причем мощность пачек в среднем составляет 10-15 метров в Штокмановской, Ледовой и Ферсмановской, а в Лудловской скважине до 50 м. К юго-западу отчетливые и выдержанные глинистые пачки сменяются на алевролитовые, а также в разрезе появляется больше песчаных прослоев. Вероятнее всего, это связано с их близостью к мощному источнику сноса - Восточно-Европейской платформе и Кольской моноклинали, откуда шел снос терригенного потока развитыми аллювиальнодельтовыми системами (Суслова, 2014). В северном направлении эти фации глинизируются, вследствие нехватки обломочного материала и удаленности от основного источника сноса.

Пачка Брентскардхауген имеет байосс-батский возраст и является яркой маркирующей границей на западе архипелага Шпицберген. Отложения

представлены конгломератами и кальцитизированными песчаниками с включениями галек различного состава и фосфоритовых конкреций. Отмечаются также анкеритовые и сидеритовые конкреции. (рис. 5). В фосфатовых конкрециях отмечаются остатки фауны, датируемой тоарским и, возможно, байосским возрастом, что подтверждает наличие крупного перерыва осадконакопления в основании пачки Бренткардсхауген с подстилающей ее формацией Кноррингфьеллет. Мощность пачки Бренткардсхауген колеблется от 0,5 до 5 м (W.K.Dallmann, 1999).

РИС. 5. Конгломераты пачки Бренткардхауген (J1bj-bt) с фосфатовыми конкрециями залегающие на косослоистых песчаниках формации кноррингфьеллет (T3nor-J1bt) в центральной части архипелага Шпицберген. Базальный горизонт. (W.K.Dallmann. 1999)



Батский цикл представлен преимущественно глинистыми отложениями, однако на Мурманской и Арктической площадях выделяются достаточно отчетливые песчаные пласты. Например, в батском комплексе на Кольской моноклинали выделяется песчаный пласт только лишь в Мурманской скважине мощностью около 30 м, а отложения в Северо-Кильдинской и Северо-Мурманской представлены глинисто-алевролитовыми разностями. Это, вероятно, может свидетельствовать о существовании врезных русловых каналов, по которым транспортировался материал из локальных источников материала, например со стороны Кольской моноклинали и Тимано-Печорского бассейна.

Четко проявляется среднебатская трансгрессия, что подтверждается наличием достаточно мощного глинистого пласта, картируемого в пределах большей части бассейна

(в Арктической, Штокмановской, Ледовой, Лудловской, Ферсмановской скважинах).

Общая мощность батского цикла увеличивается в северном направлении и практически нацело сложена алевро-глинистыми породами. В сторону бортовых частей бассейна наблюдается утонение цикла (на Кольской моноклинали и в Ферсмановской скважине до 20-30 м). Данные свидетельства можно связать с тем, что эти отложения были образованы исключительно в периоды высокого стояния уровня моря. Когда уровень моря падал, то здесь происходили эрозионные процессы.

Келловейские пласты

Мошные песчаные пласты. по каротажным и керновым данным, выделяются в скважинах Штокмановской. Арктической и частично Ледовой и Лудловской. На Штокмановском месторождении именно с этими песчаными пластами (Ю0) связана основная залежь УВ. Аналогичный мощный келловейский пласт выделяется на Арктической площади, однако притока УВ из него получено не было. Он находится приблизительно на 600 м глубже (2450-2650 м), чем в пределах Штокмановской структуры, где он вскрыт в интервалах 1820-2020 м.

В скважинах Ледовой и Лудловской по каротажным диаграммам выделяются также песчаные пласты, но мощность их значительно сокращается до 10-20 м. На всех каротажных диаграммах, по которым определяется келловейский пласт, в его кровле наблюдается резкий скачок, отображающий границу перехода от песчаных разностей к глинистым. Такой характер границы может свидетельствовать о резкой смене обстановок осадконакопления регрессивной направленности с увеличением грубого материала и уменьшением глинистости вверх по разрезу на тонкие глинистые фации, образованные в результате подъема уровня моря и региональной трансгрессии.

каротажные диаграммы и гранулометрические характеристики пласта (рис. 6), позволяют идентифицировать его в пределах Штокмановской и Арктической структур как устьевую баровую отмель. К северу от нее Лудловской скважиной вскрыты тонкие алевритовые песчаники с хорошо выраженными разнонаклонными контактами. Эти отложения по характерным структурно-текстурным признакам были отнесены к фациям дальней зоны побережья, сформированных на глубине воздействия штормовых

Характер сейсмической записи,

В целом в скважинах Ледовая и Лудловская келловейские циклы 7—9 представлены глубоководными осадками аргиллитов и глин. По всей видимости, это может быть свидетельством того, что северная часть бассейна, где находятся

РИС. 6. Гранулометрические графики келловейских баровых песчаников (А-Арктическая, Лед-Ледовая, Ш-Штокмановская)



скважины Ледовая и Лудловская, была на значительном расстоянии от источника сноса с более глубоководным и спокойным режимом осадконакопления, нежели центральная часть бассейна, где находятся скважины Штокмановская, Арктическая и Ледовая, в которых присутствует

мощный песчаный пласт.

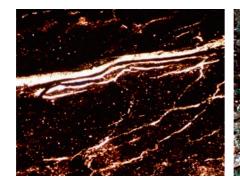
Глинизация разреза отмечается и на архипелаге Земля Франца-Иосифа, где средняя и верхняя юра представлена глинистыми морскими образованиями фиумской свиты. По описаниям керна Ледовой скважины песчаные пласты представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами с трещинами, заполненными битуминозным веществом.

Таким образом, возможно, мощности юрского комплекса в Южно-Баренцевской и Северо-Баренцевской впадинах значительно разнятся из-за глинизации разреза к северу, о чем также свидетельствуют меньшие мощности юры на сейсмических профилях.

Оксфорд-кимериджский цикл представлен преимущественно глинистой толщей глубоководноморского генезиса. Связано это с началом региональной морской трансгрессии в начале оксфорда. Оксфордско-кимериджская трансгрессия – поверхность максимального затопления. В это время на значительной части шельфа и на Шпицбергене образовались застойные условия осадконакопления с обогащенными органическим веществом осадками.

В данной толще в большинстве скважин (Северо-Мурманской, Арктической, Штокмановской, Ледовой, а также в самой верхней части цикла Ферсмановсокой) выделяется пачка верхнеюрских черных глин преимущественно, которая характеризуется резким увеличением показателей кривой гамма-каротажа и тяготеет к верхней части цикла. Так называемые «черные глины» являются аналогами баженовской свиты Западной Сибири и представлены битумонасыщенными трещиноватыми аргиллитами. И. Комисаренко выделил фораминиферы, которые характерны для верхней части

РИС. 7. А – Оксфордские битуминозные глины, параллельные николи, увеличение 2,5; Б – Оксфордские битумонасыщенные глауконитовые песчаники скважины Ледовая-2, глубина 1687+0,05 м, параллельные николи, увеличение 2,5





оксфорда – низов кимериджа Западной Сибири (по данным АМНГР, 2009). По каротажным данным, они выделяются в скважинах центральной части Южно-Баренцевской впадины: Северо-Мурманской, Арктической, Штокмановской, Ледовой, а также в самой верхней части цикла Ферсмановсокой скважины. В Северо-Кильдинской и Мурманской скважинах, расположенных на Кольской моноклинали, резких скачков кривых ГК и ПС не наблюдается.

По описаниям кернового материала, наряду с пачками битуминозных алевролитов и аргиллитов (Рис.7А), в Ледовых скважинах выделяются пласты глауконитовых песчаников чистых и сильно битумонасыщенных, мощностью до 15 м (Рис.7Б). За счет этой песчаной пачки увеличивается и вся мощность цикла – до 50 м.

На Арктической структуре в верхнем цикле наблюдается самая большая мощность глубоководных глин (аналога баженовской толщи). Можно сказать, что здесь была самая глубоководная часть бассейна в позднеюрское время. Чистое сапропелевое органическое вещество было определено из оксфорд-кимериджской толщи Арктической скважины. В Ледовой скважине оно относится к смешанному гумусовосапропелевому типу.

Коллекторские свойства и вторичные преобразования

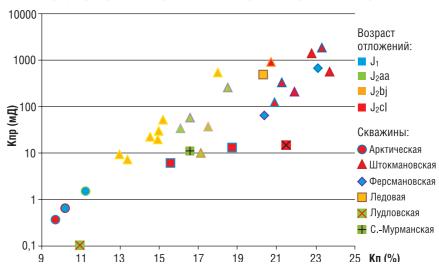
В российской части Баренцева моря газовые и газоконденсатные пластовые залежи контролируются крупными антиклинальными

структурами. Песчаные коллекторы юрского комплекса представлены однородными песчаными пачками, мощностью 20-80 м, чередующимися с тонкими глинистыми прослоями, мощностью 10-30 м. Коллекторы обладают высокими емкостными свойствами, со средними значениями пористости - 20-25%, проницаемости – от 0,5 до 1,5 мД. Региональным флюидоупором для них служит однородная по составу глинистая толща позднеюрского и частично мелового возраста, мощность которой составляет 30-70 метров. Среднеюрские глинистые пласты могут выполнять роль локальных зональных флюидоупоров.

В западной части Баренцевоморского шельфа резервуары юрского возраста часто осложнены тектоническими нарушениями, которые образуют тектонически экранированные ловушки, также в разрезе могут быть выделены перспективные залежи, экранированные соляными диапирами. Средние значения пористости песчаных резервуаров в западной части БМШ составляет 16%, проницаемость – 0,2-0,5 мД. В качестве флюидоупора могут также выступать верхнеюрские глины, однако стоит уделять особое внимание их сохранности и выдержанности.

Хотя коллекторские свойства юрских пород изначально определялись условиями их накопления, немаловажное значение имели процессы постседиментационной трансформации, которые во многом определялись давлением и температурой, господствовавших в недрах. Исследования фильтрационно-емкостных

РИС. 8. График распределения проницаемости и пористости юрских коллекторов



свойств юрских песчаников и алевролитов, проведенные в лаборатории кафедры геологии и геохимии гоорючих ископаемых Геологического факультета МГУ, выявили закономерное ухудшение пористости и проницаемости коллекторов с глубиной в различных литолого-фациальных зонах (рис. 8).

Закономерное ухудшение ФЕС с глубиной наиболее отчетливо проявляется в среднеюрских кластитах. Так, если в байосских песчаниках (Штокмановская и Лудловская пл.) Кп составляет 20%, а Кпр варьирует от 0,5 до 1Д, то в более погруженных ааленских породах песчаного состава (Штокмановская пл.) значения пористости снижаются до 17% до, а проницаемости – до 0,5. Та же тенденция наблюдается в келловейских песчаниках. На Штокмановском месторождении, где они залегают на глубинах 1700-1930 м, их пористость достигает 22%. В районе же Арктической площади, где отложения того же возраста погружены на глубину 2870 м, она не превышает 9,7% при значениях проницаемости – до 0,4 мД. Ухудшение пористости с глубиной (в интервале 1400-2800 м) фиксируется и в юрских песчаниках бассейна Тромсе в норвежской части Баренцева моря.

В случае с нижнеюрскими песчаниками на эту тенденцию накладываются другие факторы. В разрезе Ферсмановской площади песчаные породы характеризуются высокой пористостью и проницаемостью

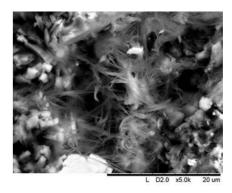
(Кп – 23%, Кпр – 1 Д), тогда как на Северо-Мурманской площади при высоких значениях пористости в нижнеюрских песчаниках фиксируется низкий уровень проницаемости, не более 10,9 мД. В одновозрастных песчаниках из района Арктической площади при пористости от 10 до 11% проницаемость не превышает 1,5 мД. Однако наряду с большой глубиной залегания значительное влияние на параметры ФЕС в данном случае оказали другие факторы. Дело в том, что поры и трещины в нижнеюрских песчаниках Арктической площади заполнены глинистым цементом.

При исследовании образцов в поле растрового электронного микроскопа в межзерновом пространстве песчаников Арктической скважины были обнаружены тонкие волокнистые сростки иллита, что неблагоприятно отразилось на сообщаемости между поровыми каналами (рис. 9A).

Результаты рентгенофазового анализа подтвердили присутствие этого минерала в составе глинистой фракции (до 17%). В баровых песчаниках Штокмановской скважины иллит отсутствует, но в порах развит хорошо окристаллизованный каолинит («стопки монет») (рис. 9Б). Образование вторичного глинистого цемента, представленного на Арктической площади сростками удлиненно-пластинчатого иллита, связано с более высокой преобразованностью песчаных пород в сравнении с одновозрастными отложениями на Штокмановском месторождении, что подтверждается результатами определения отражательной способности витринита, извлеченного из пород того и другого региона. Эти данные свидетельствуют о более высокой зрелости ОВ в юрских отложениях из центральной части Южно-Баренцевской впадины. Так, в байосских песчаниках Арктической площади значения Ro достигают 0,82, тогда как на Штокмановском месторождении они не превышают 0,6.

Значения пористости келловейских кластитов на Штокмановской и Ледовой площадях, залегающие в одном и том же интервале глубин, в среднем составляют 20%. При этом в отношении проницаемости выявляются резкие различия: на Ледовой площади ее значения не превышают 10 мД, тогда как на Штокмановской площади варьируют от 100 мД до 1Д. Подобные различия объясняются как более тонким гранулометрическим составом среднеюрских коллекторов, так и большим количеством глинистых прослоев между горизонтами,

РИС. 9. A – Иллит в порах байосского песчаника Арктической скважины-1; Б – Аутигенный каолинит в поровом пространстве баровых песчаников Штокмановской площади





L D2.6 x4.0k 20 ur

сложенных песчаниками и алевролитами в разрезе Ледовой площади.

Следует отметить, что высокий фильтрационно-емкостной потенциал келловейских песчаников на Штокмановском месторождении не в последнюю очередь обусловлен их более мономинеральным составом. В породах из келловейской части разреза много каверн и трещин (стилолитов) с пленками битуминозных веществ. Поровое пространство, унаследованное от стадии седиментогенеза, слабо затронуто диа- и катагенетическими трансформациями, что хорошо видно на прокрашенных шлифах.

Полученные данные свидетельствуют о том, что проницаемость юрских песчаников во многом определяется размерностью обломочного материала. Немаловажную роль играет состав цемента. В прослоях мелкозернистых песчаников, присутствующих на Штокмановском месторождении в составе горизонта Ю0, зачастую развит карбонатный, кальцитовый или доломитовый цемент. Базальный кабонатный цемент присутствует и в байосских песчаниках пласта Ю1 на Штокмановском и Северо-Мурманском месторождениях. В карбонатизированных разностях обычно наблюдается резкое снижение проницаемости. Ухудшение ФЭС связано и с регенерацией кварца. Разрастание каемок вокруг кварцевых зерен можно видеть в песчаниках разного возраста на Штокмановском и Северо-Мурманском месторождениях.

Нефтематеринские толщи и их генерационный потенциал

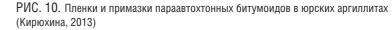
Основными нефтематеринскими породами для юрского нефтегазоносного комплекса в пределах Баренцевоморского шельфа считаются отложения среднетриасового возраста, а в западной части Баренцева моря – отложения нижнего триаса, представленные глинистыми толщами, в которых ОВ имеет смешанный сапропелево-гумусовый состав. В разрезе юрских отложений Баренцевоморского шельфа выделяются следующие нефтегазоматеринские толщи: нижнеюрские с органическим веществом гумусового типа, среднеюрские аален-батские и келловейские – со смешанным сапропелево-гумусовым органическим веществом и верхнеюрские - с преимущественно сапропелевым органическим веществом (Кирюхина, 2013).

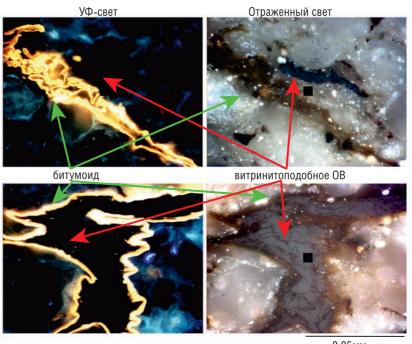
Нижнеюрские толщи достигли условий главной зоны нефтеобразования в прогибах южной части Баренцевоморского шельфа, но в связи с гумусовой природой органического вещества генерировали преимущественно газовые углеводороды. Ааленбатские и келловейские породы достигли условий главной зоны нефтеобразования (градации МК1-МК2) в Южно-Баренцевской впадине, в прогибах Нордкап и Хаммерфест и генерировали как нефтяные, так и газовые углеводороды. Верхнеюрские отложения вошли в главную зону нефтеобразования лишь в центральной части ЮжноБаренцевской впадины, где они могли генерировать жидкие углеводороды (Кирюхина, 2013).

Проведенное углепетрографическое исследование образцов керна показало, что отложения содержат большое количество линзообразных включений витринита и витинитоподобного аморфного OB. В межзерновом пространстве встречаются пленки и примазки битумоида темнои светло-коричневого цвета, которые имеют яркое свечение в ультрафиолетовом свете (рис. 10). Согласно Н.Б. Вассоевичу, этот битумоид является «микронефтью». Присутствие паравтохтонного битумоида является индикатором начала процессов генерации УВ.

Выводы

Эвстатические колебания уровня моря нашли отражение в циклическом строении юрского разреза. Нижне-среднеюрские отложения накапливались в условиях аллювиальнодельтовой равнины. Наиболее крупными внутриформационными перерывами являлись позднеааленское и предкелловейское. Активное развитие аллювиально-дельтовых отложений в байосское время на фоне обмеления морского бассейна характерно для многих областей БМШ и шельфов Норвежского и Северного морей. В норвежской части Баренцева моря с байосскими отложениями связана продуктивная формация Сто, в российской – пласт Ю1. Основной обломочный материал на БМШ с юго-востока, со стороны Русской платформы.





0.05_{MM}

В келловейский век на большей части Баренцевоморского шельфа установились морские условия осадконакопления. На востоке в пределах Штокмановской седловины формировались баровые песчаные тела. Появляется дополнительный источник сноса на северовостоке региона. Потенциально перспективными резервуарами в пределах БМШ могут быть аллювиально-дельтовые фации нижней юры, дельтовые ааленбайосские и мелководно-морские баровые отложения келловейского возраста. Продуктивность нижнеюрских песчаных резервуаров в восточной части БМШ пока не доказана. Однако несколько залежей УВ было открыто в норвежском его секторе.

Структурный план региона и характер строения юрского комплекса отложений определили формирование ловушек различного типа и распределение УВ по площади и разрезу. Структурные ловушки в области развития баровых песчаников, приуроченных к центральной части российского сектора БМШ, относятся к высокоперспективным (первой категории). Потенциально перспективными являются зоны развития неантиклинальных и

стратиграфических ловушек в бортовых частях инверсионных поднятий Федынского и Лоппа. В резервуарах аллювиальнодельтового генезиса, погруженных на значительные глубины ожидается ухудшение ФЕС за счет вторичных преобразований.

Максимальные концентрации органического вещества гумусового типа в нижнеюрских отложениях отмечаются в отдельных глинистых прослоях аллювиально-дельтовой равнины, гумусово-сапропелевого типа в среднеюрских отложениях - в глинистых породах прибрежноморской равнины, и приурочены к северо-западной части Южно-Баренцевской впадины и прогибам норвежского шельфа. Доля сапропелевой составляющей в юрских глинистых горизонтах увеличивается вверх по разрезу, достигая максимума в верхнеюрских отложениях, отражая региональную трансгрессию моря в юрский период. Максимальные содержания органического вещества преимущественно сапропелевого типа в верхнеюрских породах приурочены к наиболее глубоким участкам палеобассейна (Южно-Баренцевская впадина, прогибы норвежского шельфа).

Литература

- 1. Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г., Кораго Е.А., Корчинская М.В., Куприянова Н.В., Повышева Л.Г., Преображенская Э.Н., Пчелина Т.М., Столбов Н.М., Суворова Е.Б., Супруненко О.И., Суслова В.В., Устинов Н.В., Устрицкий В.И., Фефилова Л.А. Эволюция обстановок осалконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое. / Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009 (4).
- 2. Басов В.А., Пчелина Т.М., Василенко Л.В., Корчинская М.В., Фефилова Л.А. Обоснование границ осадочных секвенций мезозоя на шельфе Баренцева моря. // Сб. научных статей – Стратиграфия и палеонтология Российской Арктики. ВНИИОкеаногелогия. Санкт-Петербург. 1997 c 35-48
- 3. Захаров В.А., Шурыгин Б.Н. и др. Плинсбахтоарская биотическая перестройка на севере Сибири и в Арктике // Стратигр. геол. корр. Т.14. № 4. 2006. C. 61-80.
- 4. Кирюхина Н.М. Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря: диссертация ... к.г-м.н: 25.00.12. -Москва, 2013. – 140 с.
- 5. Кирюхина, Т. А., Суслова, А. А., Норина, Д. А., Майер, Н. М., Пронина, Н. В., and Мордасова, А.В. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна. Георесурсы, 2 (61) (2015), 13-26.
- 6. Норина, Д. А., Ступакова, А. В., Кирюхина, Т. А. Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцевоморского бассейна. Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 1 (2014), 6-16
- 7. Стратиграфия СССР. Юрская система. Крымгольц Г.Я. (отв.ред.), 1972. М.: Недра.
- 8. Ступакова, А. В. СТРУКТУРА И HEΦTEΓΑ30H0CH0CTL FAPEHLIERO-KAPCK0Γ0 ШЕЛЬФА И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ. Геология нефти и газа, 6 (2011), 99-115.
- 9. Ступакова, А. В., Фролов и др. Новые направления поисково-разведочных работ на нефть и газ. Газовая промышленность 714, 11 (2014), 29-33.
- 10. Суслова, А. А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа. Нефтегазовая геология. Теория и практика (электронный журнал) 9, 2 (2014),
- 11. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л. и др. Комплексные зональные шкалы юры Сибири и их значение для циркумарктических корреляций // Геология и геофизика, 2011, т. 52 (8), c. 1051-1074.
- 12. Dallmann, W.K., ed. 1999: Lithostratigraphic Lexicon of Svalbard. Upper Palaeozoic to Quaternary bedrock. Review and recommendations for nomenclature use. Committee on the Stratigraphy of Svalbard / Norsk Polarinstitutt. 320 pp.
- 12. Henriksen, E., Ryseth, A. E. et al. Tectonostratigraphy of the greater barents sea: implications for petroleum systems. In ARCTIC PETROLEUM GEOLOGY (2011). Spenser et al. Ed., vol. 35 of Geological Society Memoirs, GEOLOGICAL SOC PUBLISHING HOUSE, UNIT 7 BRASSMILL ENTERPRISE CTR. BRASSMILL LANE. BATH BA1 3JN, AVON, ENGLAND, pp. 163-195.

KEY WORDS: the Barents sea pool, separate phase of the forecast oil and gas reservoir properties, permeability, secondary conversion, oil source strata, petroleum generation potential.



[1] Neftegaz.RU ~ 105



КЛЮЧЕВАЯ ЗАДАЧА – ЭКСПОРТ ТЕХНОЛОГИЙ



Марат Зайдуллин, руководитель Нефтегазового центра «Сколково»

- Марат Гатуфович, чем занимается кластер энергоэффективных технологий, для каких отраслей разрабатываются эти технологии и насколько они востребованы сегодня?

- «Сколково» - это инновационный центр, огромная территория, которая будет окончательно застроена к 2021-22 гг., а Нефтегазовый центр - это лишь одно из направлений. Цель его создания - поддержка инновационного развития России по пяти направлениям: IT-технологии, космические, телекоммуникационные, ядерные энергоэффективные и биомедицинские технологии, а также сельское хозяйство.

В сегмент энергоэффективности входит несколько направлений: «генерация энергии, её передача и хранение», включая такие тренды последних лет, как Smart grid, Smart City и т.д. Второе направление — энергоэффективность со

стороны потребителей – крупных промышленных компаний. жилищно-коммунального хозяйства и других смежных областей. И третья крупная тема, по которой работает Нефтегазовый центр в составе Кластера энергоэффективных технологий – это всё, что связано с добычей, переработкой, транспортировкой углеводородов. Соответственно, наша задача поддерживать инновационные проекты, как в составе малых компаний, стартапов, так и в составе крупных компаний. Есть 2 формата резидентов: первый это стартапы, которых в Сколково на сегодняшний день уже более 1,5 тыс., а в Нефтегазовом центре – порядка 120 компаний. Второй – исследовательские центры партнеров. Крупные компании могут стать нашими партнёрами и также размещать здесь свои НИОКР-подразделения и получать те же льготы и преференции, как стартапы. Последние, помимо льгот получают и другие преференции (гранты, помощь в поиске инвестиций, партнёров, объектов для испытаний).

Насколько востребованы разработки?

- Востребованы и с каждым годом все больше. Стать резидентом «Сколково» непросто. Для этого необходимы заключения экспертов, которые оценивают конкурентоспособность разработок, их инновационность, коммерческую привлекательность и т.д. Поэтому компании, ставшие резидентами, уже прошли серьёзный фильтр. В большинстве случаев это довольно качественные разработки готовые к масштабированию. Проектов много и они находятся на разных стадиях: кто-то приходит с проектом на уровне идеи и чертежей, но если у команды

есть некая концепция и план развития, уже можно стать резидентом, создать компанию и получать поддержку. Есть компании, которые уже имеют свой бизнес, но они решили развиваться дальше, создавать новые версии продуктов – они тоже могут стать резидентами «Сколково». Диапазон зрелости проектов высокий, историй успеха много. В 2016 г. более 15 участников Нефтегазового центра продавали свои продукты и услуги за рубежом, и их количество продолжает расти.

- Много ли заявок?

– Из всех поступающих заявок проходит примерно треть, а до финансирования доходит каждый десятый, на этом этапе проводится гораздо более серьезная экспертиза. Поэтому одна из ключевых задач центра – способствовать тому, чтобы Россия становилась экспортёром технологий.

- Расскажите поподробнее о проектах, занимающихся технологиями от разведки и добычи углеводородов до повышения энергоэффективности в нефтяной и газовой промышленности.

- Сегодня технологии для нефтегазовой отрасли предлагают порядка 150 компаний. Наших подопечных - стартапы - в последнее время воспринимают всё более позитивно. Я уже в течение нескольких лет наблюдаю, как у крупных нефтегазовых компаний меняется отношение к малым инновационным компаниям в лучшую сторону. Возможно, здесь сыграл свою роль и бренд Фонда «Сколково». Ключевые компании отрасли знают, что проекты, предлагаемые Фондом,



имеют высокий технологический уровень и компетентную команду. У нас налажены партнёрские отношения практически со всеми потребителями – ВИНКами, нефтесервисными и инжиниринговыми компаниями, а также производителями оборудования.

В качестве самого яркого примера партнёрских взаимоотношений приведу компанию Газпром нефть, с которой у нас подписано партнёрское соглашение и определён показатель, сколько технологий, готовых для внедрения, мы должны представить. Раз в полгода у нас с Газпром нефтью проходят сессии, где рассматриваются проекты, и 40–50% разработок доходят до внедрения.

Вы даёте рекомендации, какие проекты надо внедрить?

- В большинстве случаев мы знаем потребности наших партнёров и отбираем кандидатов. Успешных примеров много. В области нефтепереработки могу назвать компанию РРТ из Санкт-Петербурга, которая предлагает технологии нефтепереработки, практически не имеющие аналогов в мире. Мы помогали вывести технологии на международный рынок – в Китай, Индию и др. страны, то есть технологии, которые мы им помогли развить с помощью

грантовых средств, внедряются уже во всем мире.

Порядка 60% наших нефтегазовых резидентов заняты в области добычи, около 10% - компаний, занимающихся разработкой технологий в области транспортировки УВС, и 30% это нефтепереработка. Приведу пример успешной компании в области добычи, но это не совсем стартап – нефтесервисная компания TGT Oilfield Services, изначально работавшая в Татарстане, но сейчас вышедшая на международный уровень. Это серийные инноваторы – у них есть и научно-технический центр в Казани, и 7 дочерних компанийрезидентов в «Сколково». Мы готовы поддерживать такие команды, в том числе грантами, которые получили уже 2 проекта компании. Вот яркий пример того, что уже относительно большие компании, сами не так давно бывшие стартапами, у которых есть идеи, могут приходить в «Сколково» и получить поддержку.

Из примеров компаний — стартапов, которые только-только начинают выходить на рынок, наиболее перспективной является компания «Перфобур», которая занимается продлением срока жизни зрелых месторождений. Это технология радиального бурения, позволяющая увеличивать продуктивность старой скважины, при этом стоит дешевле, чем все известные методы. В этом

году они впервые выходят на промышленное бурение в скважинах Башнефти, Газпром нефти, и уже 10 компаний ждут эту технологию.

Это только российские компании? Зарубежные пока не покупают такие проекты?

– Из числа наших нефтегазовых резидентов в 2016 г. 12 компаний работали за рубежом. Мы стараемся расширить географию их деятельности, советуем выходить на международный рынок и поддерживаем их в этом.

– А зарубежные стартапы могут приходить в «Сколково» и получать поддержку?

- Нам это интересно, мы ищем малые и средние инновационные компании, которые хотели бы выйти на российский рынок, но случаи такие единичные.
- Фонд «Сколково» не первый год участвует в выставке «Нефть и газ» / MIOGE, расскажите, как Вы оцениваете эффективность участия? В чём выставка помогает Кластеру? Представленные на стенде «Сколково» разработки всегда вызывают большой интерес. Почему важна демонстрация именно на выставке?
- Все наши компании-резиденты, которые принимают участие в MIOGE, и в выставках за рубежом, довольны, но в деньгах нам сложно мерить эффективность участия. Контактов полезных получается много, заинтересованность тоже очень высокая. На нашем стенде каждый раз представлен новый набор из 10-12 действительно инновационных технологий. Для посетителей наша экспозиция всегда интересна. Резиденты «Сколково» получают много контактов. Цикл продаж в нефтегазовой отрасли достаточно длинный, и контакт, полученный в 2015 г., может выстрелить в коммерческий заказ только спустя несколько лет. Для меня мерой успешного участия в выставке является желание участвовать на следующий год. Часто бывает, так, что один год поучаствовали, а на следующий не хотят. На MIOGE у нас всегда желающих по три компании на место.

DEEPWATER ____

НОВЫЕ МЕТОДЫ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

в условиях Арктического шельфа

РАЗРАБОТКА НОВЫХ МЕТОДОВ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА РАЗЛИЧНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АРКТИЧЕСКИХ АКВАТОРИЙ ДОЛЖНА ОСНОВЫВАТЬСЯ НА СОВМЕСТНОМ РАССМОТРЕНИИ ВОЛНОВЫХ ПРОЦЕССОВ В СИСТЕМЕ «ЛИТОСФЕРА – ГИДРОСФЕРА – ЛЕДОВЫЙ ПОКРОВ – АТМОСФЕРА». ГЕОАКУСТИЧЕСКИЕ И ГИДРОАКУСТИЧЕСКИЕ ПОЛЯ, ПОРОЖДАЕМЫЕ НАВЕДЕННЫМИ ГЕОДИНАМИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ В ТАКОЙ СЛОЖНО ПОСТРОЕННОЙ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ СРЕДЕ, НЕСУТ ПОЛЕЗНУЮ ИНФОРМАЦИЮ, ПОЗВОЛЯЮЩУЮ РАЗВИВАТЬ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ МОНИТОРИНГА ЛОКАЛЬНЫХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ И ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, КАК НА ШЕЛЬФЕ, ТАК И В ДРУГИХ, ПОКРЫТЫХ СПЛОШНЫМ ЛЕДОВЫМ ПОКРОВОМ РАЙОНАХ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА. ИНСТРУМЕНТАЛЬНОЙ БАЗОЙ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ КРУГЛОГОДИЧНОГО МОНИТОРИНГА МОГУТ СТАТЬ РАСПРЕДЕЛЕННЫЕ АНТЕННЫЕ СИСТЕМЫ ЛЕДОВОГО КЛАССА, ИСПОЛЬЗУЮЩИЕ В КАЧЕСТВЕ ВОСПРИНИМАЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ ШИРОКОПОЛОСНЫЕ ВЕКТОРНЫЕ ГЕО-ГИДРОАКУСТИЧЕСКИЕ ПРИЕМНИКИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

DEVELOPMENT OF NEW METHODS OF SEISMIC-ACOUSTIC MONITORING OF VARIOUS CHARACTERISTICS OF ARCTIC WATER AREAS SHALL BE BASED ON COMBINED CONSIDERATION OF WAVE PROCESSES IN SYSTEM "LITHOSPHERE-HYDROSPHERE-ICE COVER-ATMOSPHERE". GEO-ACOUSTIC AND HYDROACOUSTIC FIELDS, GENERATED BY DIRECTED GEODYNAMICAL PROCESSES IN SUCH A COMPLEX GEOPHYSICAL ENVIRONMENT, PRODUCE USEFUL INFORMATION, WHICH MAKES IT POSSIBLE TO DEVELOP NEW TECHNOLOGIES OF LOCAL INHOMOGENEITIES AND HYDROCARBON DEPOSITS MONITORING IN SHELF AREAS, AS WELL AS OTHER AREAS OF THE ARCTIC OCEAN COVERED WITH SOLID ICE. AS THE TOOL BASE OF THE NEW YEAR-ROUND MONITORING TECHNOLOGY MAY SERVE ICE CLASS ALLOCATED ANTENNA SYSTEMS WHICH USE BROADBAND VECTOR MOLECULAR AND ELECTRONIC RECEIVERS AS THE RECEIVING COMPONENTS

Ключевые слова: сейсмоакустический мониторинг, Арктика, шельф, ледовый покров.

Дмитрий Александрович Преснов,

к.ф.-м.н., ведущий инженер лаборатории фундаментальных проблем экологической геофизики и вулканологии Института физики Земли РАН

Алексей Леонидович Собисевич,

д.ф.-м.н., чл.-корр. РАН, заведующий лабораторией фундаментальных проблем экологической геофизики и вулканологии Института физики Земли РАН

Андрей Сергеевич Шуруп,

к.ф.-м.н., доцент кафедры акустики физического факультета МГУ им. Ломоносова

Сегодня минерально-сырьевые ресурсы континентального шельфа Северного Ледовитого океана представляют собой весомую часть стратегического потенциала Российской Федерации. В настоящее время уже осуществляется промышленное освоение разведанных месторождений, вводятся в эксплуатацию современные буровые платформы, в северные территории государство вкладывает значительные финансовые средства. Сформулированы основы государственной политики РФ в Арктике на период до 2020 г. и на дальнейшую перспективу. Они определяют масштабы геологогеофизических работ на шельфе, гидрографических и картографических исследований, обеспечивающих подготовку неопровержимых доказательств по обоснованию внешней границы Арктического шельфа РФ и защиты наших национальных интересов в ООН. Эти работы успешно проводятся с использованием научно-исследовательских сейсмических судов. Однако промежуток времени, когда можно выполнять все виды поисковых исследований с надводных судов на шельфе северных морей, ограничен и составляет в среднем от двух до трех летних месяцев.

Несмотря на постоянное развитие методов морской сейсморазведки большинство промышленных технологий по-прежнему базируются на законе отражения продольных сейсмических волн от геологических слоев, т.е. на физических принципах,

заложенных более 70 лет назад. При этом основное развитие методов сейсморазведки связано в основном с использованием все более совершенных технических средств, например, используются современные судна, буксирующее за собой источник сигнала и один (2D-разведка) или несколько (3D-разведка) кабелей, снабженных приемниками гидроакустического давления – сейсмических кос. В условиях Арктического шельфа при наличии ледового покрова навигация подобных судов и использование геологоразведочного оборудования становится чрезвычайно сложной в реализации и дорогостоящей задачей. Кроме этого, применение импульсных излучателей достаточно мощных для проникновения волны на заданную глубину, требует дополнительных энергозатрат и небезопасно с экологической точки зрения, так как пагубно сказывается на морских обитателях.

Помимо задач сейсморазведки актуальной также является проблема обеспечения безопасности как отдельных добывающих платформ, так и всей северной границы РФ от неконтролируемого проникновения различных подводных объектов. Одним из возможных путей решения этой проблемы является гидроакустический мониторинг арктических акваторий, позволяющий в режиме, близком к режиму реального времени, получать информацию о пространственно-временной изменчивости характеристик акваторий с размерами в десятки и даже сотни километров. Следует отметить, что знание характеристик водного слоя требуется и при реализации традиционных методов сейсморазведки, так как неоднородная движущаяся водная среда может оказывать заметное влияние на распространение зондирующих импульсов из воды в дно и обратно, определяя тем самым возможные ошибки при оконтуривании углеводородных месторождений.

Существует класс задач, связанных с локализацией различных заглубленных в морское дно структур (например, морское строительство, изучение питающих каналов подводных вулканов, обнаружение морских мин и т.п.), в которых также могут находить свое применение сейсмоакустические волновые процессы, а для их успешного решения требуется не только априорная информация о характеристиках дна, но и данные о водном слое и ледовом покрове.

Также следует отметить целый ряд специальных задач, связанных с оценкой параметров ледового покрова. Особую актуальность эти задачи приобретают в последнее время в связи с критическими изменениями состояния льда, наблюдаемыми в Арктике. С одной стороны, мониторинг состояния ледового покрова важен для планирования работ по сейсмопрофилированию. С другой стороны, свойства ледового покрова непосредственно влияют на характер распространения гео-гидроакустических волн в океаническом волноводе, а значит должны быть определены как при решении задач сейсморазведки, так и при организации гидроакустического мониторинга арктических акваторий. В связи с этим возникает задача разработки нового поколения методов и средств, обеспечивающих более точный и при этом более долгосрочный прогноз изменений основных параметров ледового покрова океана, а также, в общем случае, и атмосферы с учетом наблюдающихся изменений в арктическом регионе.

В связи с вышесказанным актуальна задача разработки новых подходов к сейсмоакустическому мониторингу различных характеристик арктических акваторий, основанных на совместном рассмотрении волновых процессов в системе «литосфера гидросфера - ледовый покров - атмосфера». На наш взгляд, инновационные технологии геологоразведки и мониторинга среды должны быть не только активными, но и включать возможности пассивных наблюдений, использующих в качестве источника информации о среде естественные, а не специальным образом генерируемые сигналы. В этом случае геоакустические и гидроакустические поля, порождаемые наведенными геодинамическими процессами в рассматриваемой сложно построенной геофизической среде, несут полезную информацию, которая позволяет развивать новые технологии пассивного мониторинга локальных неоднородностей и запасов углеводородов, как на шельфе, так и в других, покрытых сплошным ледовым покровом районах Северного Ледовитого океана. Применительно к арктическим условиям при наличии ледового покрова, задача разработки пассивных технологий подобного рода до сих пор подробно не рассматривалась. Однако известны результаты успешного практического применения пассивных методов при сейсмоакустическом зондировании на

Пассивные сейсмические методы, развиваемые сегодня для задач наземной разведки, можно разделить на два класса: 1) основанные на измерении сигналов от локализованных источников; 2) основанные на измерении случайного шумового фона. К методам первого класса относятся локальная томография по временам прихода продольных и поперечных волн [1] и эмиссионная томография, базирующаяся на присутствии доминантных частот [2]. В этом случае землетрясения или сейсмическая эмиссия используются как просвечивающие среду сигналы. Недостатком этого класса методов является то, что область их применимости ограничена сейсмоактивными регионами.



DEEPWATER ____

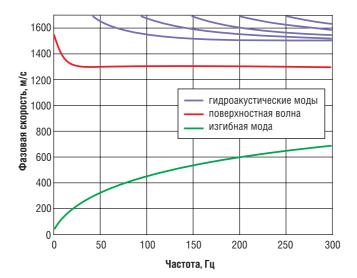
Альтернативой являются методы второй группы, базирующиеся на том, что микросейсмический шум, всегда присутствующий в условиях проведения сейсморазведочных работ, сформирован в основном поверхностной волной рэлеевского типа. При этом для зондирования среды используется зависимость глубины проникновения волны от ее длины волны. Таким образом, максимально возможная глубина исследования определяется не мощностью источника, а частотой присутствующей в шумовом фоне волны. Выделим отдельно метод низкочастотного микросейсмического зондирования [3] смысл которого заключается в определении пространственных вариаций амплитудного спектра шума. Этот метод достаточно прост с точки зрения технической реализации, так как время накопления сигнала составляет порядка 2-4 часов и не требует специализированного оборудования. Метод успешно применяется для изучения различных геологических неоднородностей до глубин ~ 40 км. Недостатком метода является его эмпирическое происхождение и отсутствие достаточных результатов моделирования. Существует также метод пассивной поверхностноволновой томографии [4], суть которого в анализе частотной зависимости скоростей, то есть дисперсионных кривых, поверхностных волн в различных пространственных областях. Последний метод представляется наиболее обоснованным с математической точки зрения и становится все более популярным во всем мире при изучении коры и верхней мантии Земли. Физической основой пассивных технологий мониторинга подобного рода является возможность оценки функции Грина двух разнесенных в пространстве точек приема на основе функции взаимной корреляции естественных шумов, записанных в этих точках. Возможность такой оценки была продемонстрирована как теоретически, так и при проведении экспериментальных работ в сейсмологии и независимо в гидроакустике. В итоге традиционные методы сейсморазведки, включающие излучение мощных сигналов, оказывается возможным дополнить, а в ряде случаев и заменить пассивными методами мониторинга, основанными на накоплении и последующей пространственновременной корреляционной обработке естественного шумового поля, формирующегося в исследуемой среде. К его недостаткам можно отнести необходимость длительного времени накопления шумового сигнала (от 24 часов), которое определяется конкретным регионом проведения исследований.

Непосредственное применение перечисленных выше методов в условиях морского шельфа может привести к определенным трудностям. Особенно это относится к методам второй группы, так как шумовое поле на дне значительно отличается от поля на суше и включает в себя различные помехи. В связи с этим для успешного изучения характеристик геологической среды на шельфе пассивными методами необходимо развивать способы фильтрации помех и выделения полезного сигнала. В случае достижения требуемого отношения сигнал/помеха открываются новые возможности изучения сложной системы «литосфера – гидросфера - ледовый покров - атмосфера» на основе анализа волновых структур, распространяющихся в слоистой среде при наличии ледового покрова.

В рамках теоретического исследования были проанализированы особенности возбуждения и распространения различных типов волн в модельной среде, приближенно соответствующей условиям мелкого моря, покрытого льдом [5]. Математическое моделирование волновых процессов на Арктическом шельфе удобно выполнять в рамках вертикально слоистой модели, включающей изотропное твердое полупространство, слой однородной сжимаемой жидкости, изотропный твердый слой. В этом случае среди компонент полного волнового поля можно выделить те, которые представляют наибольший интерес с точки зрения восстановления параметров рассматриваемой среды (рис. 1):

- изгибная волна ледового покрова, существующая на всех частотах и распространяющаяся при практически любом соотношении фазовых скоростей продольных и поперечных волн в среде.
 Фазовая скорость этой волны критична к выбору толщины ледового слоя и, следовательно, может использоваться для мониторинга ледового покрова;
- волна рэлеевского типа, распространяющаяся вдоль границы упругого слоистого полупространства и также существующая на всех частотах «фундаментальная» мода. Именно эта волна может рассматриваться в качестве основного источника геоакустической информации о глубинном строении океанического дна. В случае отсутствия ледового покрова фундаментальной моде соответствует так называемая волна Шолте (иногда также называемая волной Стоунли), донная поверхностная волна, не имеющая критической частоты и распространяющаяся вдоль границы «жидкий слой упругое полупространство»;
- гео-гидроакустические моды, характеристики которых определяются параметрами всех сред. Этот тип волн преобладает в данных, регистрируемых в придонных слоях, и используется традиционно для мониторинга состояния водного слоя, включая профиль скорости звука, температуру и соленость, для оценки упругих параметров приповерхностного слоя донного грунта, а также для обнаружения подводных объектов.

РИС. 1. Дисперсионные зависимости основных мод при глубине моря 30 м и толщине льда 1 м



Важным вопросом, определяющим возможность реализации рассматриваемого метода сейсмоакустического мониторинга, является выделение отмеченных выше компонент в полном регистрируемом поле. В качестве примера ниже обсуждается выделение фундаментальной моды в присутствии изгибной моды ледового покрова при использовании одиночных датчиков, т.е. в случае, когда прием обеих волновых компонент ведется в одних и тех же пространственных точках. Предположим, что скорость фундаментальной моды поверхностной волны, зависящая от пород, слагающих дно, принимает значения порядка 1,5-4 км/с, что наблюдается в практических случаях. Глубина проникновения такой моды в среду определяется длиной волны и грубо может быть оценена как её половина. В этом случае, для прикладных задач поиска полезных ископаемых можно оценить наиболее привлекательный частотный диапазон 0,03-1,7 Гц. Как отмечалось выше, для шельфа Арктики, необходимо учитывать волновые процессы, возникающие в ледовом покрове. Здесь на первый план выходят так называемые изгибно-гравитационные волны, скорость которых определяется решением уравнения:

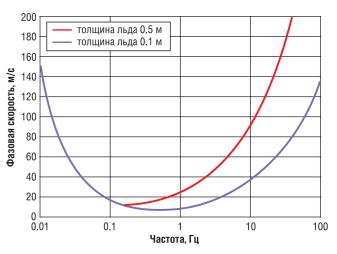
$$\left(\frac{\omega}{v}\right)^4 - \frac{\omega^2 \rho}{h^2 D} + \frac{\rho_0}{h^3 D} \left(g - \frac{i\omega v c_0}{\sqrt{v^2 - c_0^2}}\right) = 0,$$

где ω – частота; v – фазовая скорость; $c_{\rm 0}$ – скорость звука в воде; h – толщина ледового покрова; ρ , $\rho_{\rm 0}$ – плотности льда и воды соответственно;

 $D = E/[12(1-v^2)]; E$ — модуль Юнга, v — коэффициент Пуассона ледяного покрова; g — ускорение свободного падения.

На рис. 1 приведен пример численного решения выписанного уравнения при характерных для Арктического шельфа параметрах среды. Исходя из рис.1 можно сделать вывод, что скорость изгибногравитационной волны на порядок ниже скорости фундаментальной моды поверхностной волны в рассматриваемом диапазоне частот. Таким образом, в низкочастотной области разделение в принимаемых данных полей изгибной моды и фундаментальной донной поверхностной волны может быть основано на частотно-временном анализе принимаемых полных сейсмоакустических полей при соответствующем выборе частотного диапазона. Характер частотной зависимости скорости изгибно-гравитационной волны определяется преимущественного параметрами льда. Так, для рассматриваемых условий на частотах выше 0,1 Гц оказывается заметным влияние толщины ледового покрова (рис. 2). В свою очередь дисперсия скорости фундаментальной волны определяется в основном параметрами глубинных структур дна. В итоге, раздельное рассмотрение изгибной и фундаментальной мод позволяет говорить о возможности раздельного восстановления характеристик ледового покрова и дна, например, на основе сопоставления экспериментальных дисперсионных кривых и теоретических зависимостей, полученных для модельной слоистой структуры. Повышение частоты, как следует из рис.1, приводит к задаче выделения в принимаемых данных и гидроакустических мод, необходимых для мониторинга состояния водного слоя. Решение этой

РИС. 2. Дисперсионные кривые изгибно-гравитационных волн при различной толщине льда



задачи также может быть основано на детальном исследовании частотно-временных, а также пространственных характеристик регистрируемых сейсмоакустических полей.

Как уже отмечалось, возможность оценки функции Грина из функции взаимной корреляции шумов была показа многими авторами, однако полученные результаты относились к случаю рассмотрения полного поля. Для обсуждаемого пассивного мониторинга важно, что аналогичное соотношение справедливо и при рассмотрении отдельных модовых сигналов, формирующих полное поле. По-видимому, впервые возможность такой оценки была доказана теоретически в работе [6]. Важно отметить еще один аспект, связанный с корреляционной обработкой именно отдельных модовых сигналов, а не полных полей. Дело в том, что при коррелировании отдельных мод (или в случае корреляционной обработки полей, состоящих из некогерентных мод) возможно существенное сокращение времени накопления шумового поля, требуемого для достоверной оценки корреляционной функции. Этот аспект является



принципиально важным для практической реализации пассивных методов мониторинга, однако требует дополнительных экспериментальных исследований в рассматриваемом случае сложной многомодовой системы.

Важным этапом построения обсуждаемой технологии сейсмоакустического мониторинга Арктического шельфа является решение задачи аппаратного обеспечения экспериментальной регистрации всех рассматриваемых типов волновых возмущений (сейсмических, гидроакустических, изгибных). Как правило для регистрации поверхностных вол используются донные датчики, гидроакустические моды принимаются протяженными по вертикали антеннами, расположенными в водном слое, а для регистрации волн ледового покрова приемники вмораживаются в лед. В этом случае повышается эффективность регистрации различных компонент волнового поля, но увеличивается стоимость и техническая сложность проведения натурного эксперимента. Например, возникает задача передачи данных с донных или заякоренных систем в том случае, когда регион исследований покрыт дрейфующими льдами (что исключает спутниковый канал связи) и расположен достаточно далеко от береговой линии (что не позволяет использовать кабель для передачи информации). Другой аспект связан с необходимостью перестановки донных систем из одного региона исследований в другой, когда ставится задача сейсморазведки обширных акваторий. Отмеченные ограничения можно попытаться преодолеть, если использовать ледовые системы наблюдений, дрейфующие вместе со льдом. В этом случае перспективной представляется попытка оценить параметры фундаментальной моды поверхностной волны по измерениям, проводимым на льду, или подо льдом в непосредственной близости от него. В виду того, что на низких частотах длина поверхностной волны может заметно превышать толщину водного слоя, такая попытка представляется принципиально реализуемой. Как оказалось, несмотря на высокий уровень шумов, всегда присутствующий при измерениях на льду, возможен выбор частотного диапазона, где подобные измерения могут дать желаемый результат. Впервые такие экспериментальные результаты были получены сотрудниками ИФЗ РАН при проведении экспериментов в ледовых условиях на Ладожском озере, когда было установлено, что спектральные характеристики микросейсмического шума, регистрируемого на поверхности льда, в точности повторяют аналогичные спектры микросейсм, зарегистрированных на дне водоема. В итоге оказывается возможным отказаться от необходимости расположения сейсмоприемников на дне, а для регистрации фундаментальной моды использовать датчики, расположенные в водном слое, вблизи льда. Полученные экспериментальные результаты указывают на принципиальную возможность проведения измерений волновых процессов в рассматриваемой сложнопостроенной геологической среде непосредственно с ледового покрова, что существенно проще чем буксировать сейсмические косы или размещать сейсмические приемники на дне, также становятся возможными круглогодичное наблюдение. Для проведения подобных измерений в ИФЗ РАН совместно с коллегами из МФТИ

разрабатывается ледовый измерительный комплекс, в состав которого входят: низкочастотный трехканальный сейсмометр, гидрофон, регистратор, акселерометр и устройство беспроводной передачи данных (рис. 3). Натурные измерения показали, что воспринимающие элементы, созданные на базе принципов молекулярной электроники [7], обладают требуемой чувствительностью в необходимом диапазоне частот и защищены от влияния низких температур. Разрабатываемые комплексы ледового класса должны стать составными элементами площадной антенной системы мониторинга заданного региона (рис. 4), позволяющей выполнять трехмерные (3D) исследования характеристик среды томографическими методами.

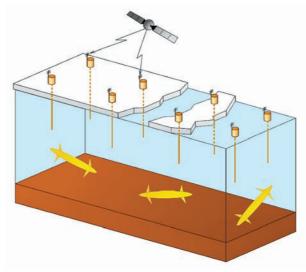
РИС. 3. Опытный образец информационно-измерительного комплекса ледового класса



При проведении сейсмоакустического мониторинга измерительные пункты, каждый из которых состоит из установленного в толще ледового покрова сейсмоприемника и расположенного в толще воды под сейсмоприемником векторного молекулярноэлектронного приемника, располагаются по площади и на границе исследуемой области, а также, при необходимости, внутри исследуемой области в заданных точках. Исходными данными являются времена распространения сейсмоакустических сигналов между всеми пунктами приема, определенные при анализе функции взаимной корреляции шумового поля. Далее проводится моделирование решения прямой задачи распространения сейсмоакустических волн в исследуемой геологической среде с разным распределением значений упругих параметров по глубине. При решении обратной задачи для заданного диапазона изменений характеристик среды ищется минимум функционала невязки между экспериментально измеренными и модельными временами распространения сейсмоакустических сигналов. Использование достаточно широкой

полосы частот в совокупности с априорной информацией о параметрах восстанавливаемых неоднородностей позволяет получить единственное решение обратной задачи с приемлемой помехоустойчивостью. Результатом решения обратной задачи является трехмерное распределение упругих параметров исследуемого региона, наиболее точно соответствующее наблюдаемым характеристиками сейсмоакустических волн, а также апостериорная оценка точности получаемых оценок. При этом решение полного волнового уравнения в аналитическом виде для неоднородной упругой слоистой среды может представлять значительные трудности, поэтому в рассматриваемой задаче его анализ может производиться, как на упрощенных моделях, так и при помощи более точных численных методов, реализованных на высокопроизводительных вычислительных комплексах. Предлагаемый способ сейсмоакустического мониторинга упрощает техническую сторону поиска полезных ископаемых на покрытом льдом морском шельфе, приводит к анализу более широкого информационного поля, является экологически безопасным, благодаря использованию естественного шумового фона в качестве источника информации о среде, позволяет выполнять трехмерные исследования при гораздо меньших экономических затратах в крайне сложных ледовых условиях.

РИС. 4. Принципиальный облик арктической системы сейсмоакустического мониторинга



Результаты, представленные в настоящей работе, основываются на многолетних научных исследованиях, выполненных преимущественно в нашей стране, которые позволяют перейти к созданию принципиально новой технологии сейсмоакустического мониторинга на Арктическом шельфе. На сегодняшний день теоретически и экспериментально обоснована возможность изучения геологической среды в пассивном режиме, основанная на новых физических принципах, позволяющих отойти от парадигмы излучения мощных сигналов с последующим приемом отражений от донных структур. Естественное шумовое поле является более «дешевым» источником информации об исследуемой среде, требующим, однако, детального спектрально-корреляционного анализа регистрируемых полей с учетом

особенностей их пространственной локализации. В рассматриваемом подходе, на первый план выходит разработка инструментальной базы, при помощи которой развиваемые методы будут использоваться на практике. Дальнейшие перспективы развития системы мониторинга Арктики связаны, по всей видимости, с созданием единой комплексной системы наблюдений, основными элементами которой станут антенны ледового класса и автономные подводные аппараты, связанные акустическими и иными каналами связи в единое информационное пространство. Ключевыми элементами этой схемы станут: 1) система круглогодичных наблюдений при помощи масштабной сети автономных измерительных систем; 2) единые центры сбора и обработки данных измерений, в которых получаемая информация используется для формирования глобальной модели арктического региона, описывающей основные гидрофизические параметры как для текущего времени, так и для формирования прогнозов; 3) крупные натурные эксперименты, направленные как на валидацию и верификацию разрабатываемых моделей, так и на практическое применение получаемых научнотехнических результатов.

В результате, если раньше для научноисследовательских работ в Арктике привлекались ледоколы, а сами измерения проводились преимущественно с поверхности льда и требовали постоянного присутствия научного и инженерного коллектива, что в свою очередь ограничивало время проведения экспериментов, то сейчас использование автономных станций позволяет проводить более продолжительные исследования без непосредственного участия человека вообще, а данные натурных наблюдений собирать и обрабатывать дистанционно: в автоматическом режиме производить измерение, накопление и передачу данных для обработки и анализа в научные центры, расположенные в любом уголке Земли. Это и будет качественно новый уровень технологического обеспечения исследовательских работ по изучению Арктики.

Литература

- Кулаков И.Ю. Взгляд на процессы под вулканами через призму сейсмической томографии // Вестник Российской академии наук. 2013. Т. 83. № 8. С. 698.
- Чеботарева И.Я., Володин И.А. Контроль разработки месторождений нефти и газа на основе использования комплекса пассивных геофизических методов нового поколения // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2012. № 2 (6). С. 18.
- 3. Горбатиков А.В., Степанова М.Ю., Цуканов А.А., Тинакин О.В., Комаров А.Ю., Одинцов С.Л., Токман А.К. Новая технология микросейсмического зондирования в задачах изучения глубинного строения месторождений нефти и газа. // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 15.
- 4. Яновская Т.Б. Поверхностно-волновая томография в сейсмологических исследованиях. С.-Петерб. гос. ун-т. СПб.: Наука. 2015. 166 с.
- Преснов Д.А, Жостков Р.А., Гусев В.А., Шуруп А.С. Дисперсионные зависимости упругих волн в покрытом льдом мелком море // Акустический журнал. 2014. Т. 60. № 4. С. 426.
- 6. Буров В.А., Сергеев С.Н., Шуруп А.С. Использование в пассивной томографии океана низкочастотных шумов // Акустический журнал. 2008. Т.54. №1. С. 51.
- Агафонов В.М., Егоров И.В., Шабалина А.С. Принципы работы и технические характеристики малогабаритного молекулярно-электронного сейсмодатчика с отрицательной обратной связью//Сейсмические приборы. 2013. Т. 49. № 1. С. 5.

KEY WORDS: seismic and acoustic monitoring of the Arctic shelf, ice cover.

DEEPWATER

МНОГОКАНАЛЬНЫЕ КИНЕМАТИЧЕСКИЕ ФИЛЬТРЫ ПРИ ОБРАБОТКЕ МОРСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ

РАССМОТРЕНА ОБЩАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ПОДАВЛЕНИЯ ВОЛН СПУТНИКОВ И СПОСОБЫ ЕЁ РЕШЕНИЯ СРЕДСТВАМИ МНОГОКАНАЛЬНОЙ КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ СЛУЧАЯ ЗАГЛУБЛЕННЫХ ЛИНИЙ ПРИЕМНИКОВ. АНАЛИЗИРУЮТСЯ АСПЕКТЫ, СВЯЗАННЫЕ С ОБРАБОТКОЙ ТРЕХМЕРНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ, В КОНТЕКСТЕ ДАННОЙ ЗАДАЧИ

IN THE PAPER THE DEGHOSTING PROBLEM IN MARINE SEISMIC DATA PROCESSING IS CONSIDERED. KINEMATIC FILTERING SOLUTIONS OF DEGHOSTING PROBLEM FOR THIS KIND OF ACQUISITIONS ARE DESCRIBED. THE PAPER FOCUSES ON SOME ASPECTS OF 3D SEISMIC DATA PROCESSING IN THE CONTEXT OF THE DEGHOSTING PROBLEM

Ключевые слова: Морская сейсморазведка, волны-спутники, многоканальная кинематическая фильтрация, адаптивное суммирование, заглубление сейсмических кос, наклонная коса, широкополосная морская сейсморазведка, трехмерные морские наблюдения.

Рябинский Максим Андреевич,

ведущий программист департамента разработки алгоритмического и программного обеспечения Яндекс Терры (ООО «Сейсмотек»)

Фиников Дмитрий Борисович,

кандидат технических наук, директор департамента разработки алгоритмического и программного обеспечения Яндекс Терры (ООО «Сейсмотек») Подавление спутника - одна из классических задач обработки сигналов в сейсморазведке. Несмотря на то, что задача старая, на протяжении многих лет ей уделялось сравнительно мало внимания, возможно, из-за того, что заглубления кос и источников всегда были невелики, и в этих случаях задача относилась к деконволюционным. Спутник относился к форме сигнала, и его влияние в значительном диапазоне частот было сравнительно невелико. Ситуация изменилась, когда стали применять заглубленные косы и появились донные наблюдения. Заглубление косы приемников стало популярно из-за того, что при его использовании значительно ослабляется уровень шумов, связанных с волнением моря, и других помех, распространяющихся близко к поверхности. Это позволяет получать записи и на низких частотах, важность которых особенно велика при решении задач волновой динамической инверсии. Снова возникла проблема подавления спутника, причем в самой трудной постановке, когда коэффициент второго удара близок к единице, а время вступления второго сигнала измеряется десятками миллисекунд. В последнее время эта тема приобрела особую популярность. Речь шла преимущественно об особых системах наблюдений,

таких, например, как GeoStreamer, когда измерения одновременно осуществляются геофонами и гидрофонами (Ампилов, 2015). В этом случае возникает другая проблема - приведение формы волны, зарегистрированной гидрофоном к форме волны, зарегистрированной геофоном. Этих вопросов мы здесь почти не касаемся. Кратко отметим возникающие здесь проблемы в заключительной части. В данной работе мы попробуем подытожить исследования, подробно освещенные в цикле статей (Рябинский М.А., Фиников Д.Б., 2016) и докладов (Рябинский М.А., Фиников Д.Б., 2015-2016), где обсуждались возможности решения задачи с разных точек зрения и при различных системах однокомпонентных наблюдений.

/ДК 550.8.04

Подавление спутника в одномерном случае

Задача подавления спутника в одномерном случае формулируется довольно просто. На нем особенно удобно показывать как суть задачи, так и главные сложности ее решения. Модель описывается суммой трассы без спутника и ею же, подвинутой на задержку, которая зависит от известных параметров. При этом задача восстановления трассы без спутника оказывается

некорректной, на некоторых частотах спектр трассы равен 0 и спектр трассы без спутника не восстанавливается. Такого рода сложности могут быть преодолены только нелинейными преобразованиями, одно из которых и было предложено в работе (Гофман П., Фиников, 2014) и развито в работе (Рябинский М, Фиников, 2016). Рассчитываются два решения: одно «стандартное» - подавление спутника с регуляризацией, а другое получают в обращенном времени. Получают полезный сигнал из спутника. Из этих решений делают выпуклую комбинацию (суммируют с положительными весами, сумма которых равна 1), подбирая ее по критерию минимума энергии. В этом случае критерий минимума энергии оправдан, т.к. задача решается с ограничением на положительность весов. Этот прием обобщается и на многомерный случай к рассмотрению которого переходим.

Многоканальная кинематическая фильтрация

Кинематическая фильтрация — это многоканальная фильтрация, предложенная В.М. Глоговским и Д.Б. Финиковым в 80-е годы для решения задач преобразования волновых полей, полностью определяемых кинематикой полезных волн и помех (Глоговский, Фиников, 1987). Критерий кинематической фильтрации для подавления волн-спутников при 2D наблюдениях можно сформулировать следующим образом:

$$J(f) = \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} d\alpha \int dt \left(\sum_{x} \left(s \left(t - \alpha x \right) - \sigma s \left(t - \gamma_{\alpha} x - \beta_{\alpha} \right) \right) * f(x, t) - s \left(t \right) \right)^2 \to \min$$

Здесь s(x,t) – набор эталонных сигналов на локальной базе фильтра, в качестве которых в данном случае используются плоские волны, f(x,t) – искомая импульсная характеристика кинематического фильтра, преобразующего зарегистрированное волновое поле со спутником в поле отраженных волн без спутника, α и γ_{α} – лучевые параметры отраженной волны и спутника соответственно при подходе к линии наблюдений, $[\alpha, \alpha_{\alpha}]$ – лиапазон лучевых

 $[\alpha_1, \alpha_2]$ – диапазон лучевых параметров отраженной волны, β_{α} – временная задержка спутника относительно отраженной волны, σ – коэффициент учета спутника, соответствующий коэффициенту отражения от дневной поверхности. Если множитель σ поставить в выражении перед первым слагаемым (сигналом), то получится фильтр, развернутый в обратном времени, т.е. трансформирующий спутник в сигнал и подавляющий исходный сигнал как спутник, аналогично одномерному случаю. Критерий очевидным образом можно обобщить на случай 3D наблюдений, заменив лучевые параметры α и γ_{α} , а также координату X, соответствующими двумерными векторами.

Пусть дневная поверхность горизонтальна, а линия приемников располагается

параллельно ей на глубине H. В этом случае легко показать, что

$$\gamma(\alpha) = \alpha$$
$$\beta(\alpha) = \frac{2H}{v} \sqrt{1 - \alpha^2 v^2},$$

где v – скорость звука в воде.

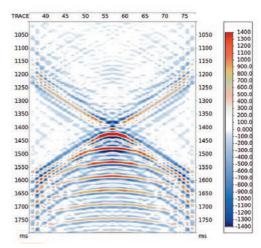
Из последнего выражения следует, что с ростом угла подхода задержка спутника относительно отраженной волны β_{α} уменьшается, а, когда фронт отраженной волны горизонтален, достигает своего максимума, равного 2H/v.

Приведем модельный пример работы процедуры подавления спутника.

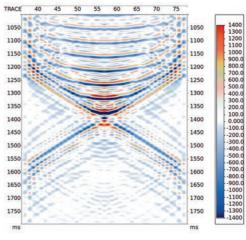
На рис.1, а показан 41-канальный оператор подавления спутника, на рис. 1, 6 — оператор, трансформирующий спутник в сигнал и подавляющий исходный сигнал как спутник. Операторы посчитаны для горизонтальной косы, заглубленной на 40 метров, коэффициент учета спутника задан равным σ = 0,9.

На рис.2 представлена модельная сейсмограмма ОПВ со спутником и результат применения к ней двух описанных операторов фильтра. В данном случае в результате фильтрации образуется затухающий «хвост», подобный тому, что был описан в случае одномерной рекурсивной фильтрации. Для борьбы с этим эффектом можно применить также описанную выше процедуру адаптивного суммирования

РИС. 1. Изображение операторов кинематического фильтра

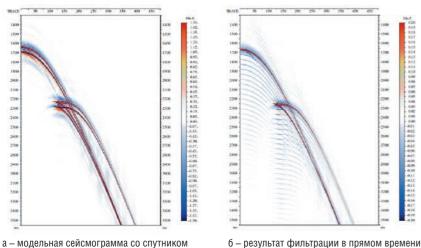


а – в прямом времени



б – в обратном времени

РИС. 2. Результат фильтрации в прямом и обратном времени



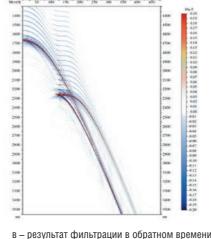
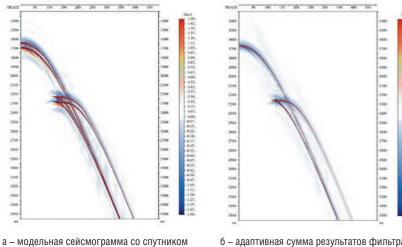


РИС. З. Адаптивная сумма результатов кинематической фильтрации



б – адаптивная сумма результатов фильтрации

двух результатов (в прямом и в обратном времени) с подбором весов по критерию минимума энергии. В итоге мы получаем изображение (см. рис. 3), на котором артефакты фильтрации практически не заметны. Алгоритм особенно важен тогда, когда запись содержит элементы, не описывающиеся моделью спутника (например, прямую волну или помеху не связанную с полем восходящих волн).

В работе (Рябинский М.А., Фиников Д.Б, Ч.2, 2016) рассмотрены два специальных метода наблюдений: с наклонной косой и двумя горизонтально заглубленными косами. Для того, чтобы иметь возможность заниматься сопоставлением различных методов сбора сейсмических данных, прежде всего, нужно научиться корректным образом обрабатывать материалы,

зарегистрированные при помощи каждого из таких методов. Способ кинематической фильтрации морских данных позволяет выполнять процедуру подавления спутника единообразно для любой однокомпонентной схемы наблюдений путем оптимизации единого критерия качества.

Из анализа модельных примеров, приведенных в статье, можно сделать вывод о том, что наклонная коса не обладает сколь-нибудь существенными преимуществами по отношению к горизонтальной при корректной обработке. Система двух кос, погруженных на разные уровни, обеспечивает наилучший результат, что понятно и из общих соображений. Здесь могут возникать труднопреодолимые сложности инженерного и экономического характера при реализации однокомпонентных наблюдений.

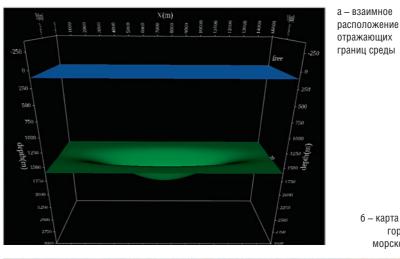
Подавление спутника существенно трехмерная задача

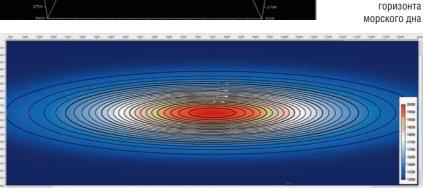
С самого начала мы декларировали, что способ кинематической фильтрации годится и для обработки трехмерных данных. Между тем трехмерность реального поля, когда волны могут приходить не из вертикальной плоскости, при подавлении спутника часто игнорируют. Артефакты фильтрации, обусловленные недоучетом размерности, могут быть очень существенны. Учесть размерность непросто, когда речь идет о реальной плотности наблюдений.

Для иллюстрации проблемы размерности мы рассчитали модельное волновое поле в существенно трехмерной среде. Модель изображена на рис.4, она состоит из двух отражающих границ (см. рис. 4а): горизонтальной свободной поверхности «водавоздух» (изображена синим цветом) и вогнутой поверхности морского дна (изображена зеленым цветом). На рис. 4б представлена карта глубин по горизонту дна.

Далее в условиях рассмотренной глубинно-скоростной модели среды (скорость распространения волн в водном слое задана равной 1500 м/с) была рассчитана трехмерная сейсмограмма общего пункта возбуждения. Координаты пункта возбуждения (ПВ) соответствуют геометрическому центру модели (Х = 7500 м, Y = 2500 м), линии приема расположены справа от ПВ с шагом 12.5 м, шаг между каналами на одной линии приема также равен 12.5 м.

РИС. 4. Адаптивная сумма результатов кинематической фильтрации





Без этого вся дальнейшая обработка данных, полученных с заглубленными приемниками, будет содержать погрешности, неизменно приводящие к ошибкам в глубинных построениях. Это непростая задача при реальных дискретностях в наблюдениях волнового поля.

Показанный выше пример подавления спутника трехмерным фильтром демонстрирует принципиальную разрешимость задачи, но на практике применить такой фильтр вряд ли удастся, если данные не обладают столь подробной дискретностью по обеим координатам. Обычно в морской сейсморазведке такая дискретность не обеспечивается. Необходимо применять процедуры интерполяции волновых полей. Рассмотрим, какие возможности предоставляют кинематические фильтры для решения этой задачи. Акцент будет сделан на подавлении спутника, хотя проблема дискретности может обсуждаться в более широком контексте.

Длина расстановки по ин-лайну составляет 6000 м, по кросслайну - 2000 м. При моделировании была использована горизонтально погруженная плоскость приема с заглублением 23 м.

На рис. 5 показан пример работы двумерного фильтра. Важно, что использовалась адаптивная схема сложения результатов подавления спутника в прямом и обращенном времени, иначе уровень помех преобразования был бы сильнее.

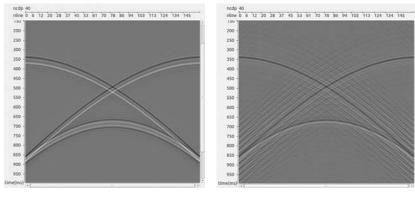
На рис. 6 приводится результат работы трехмерного фильтра, который точно решает задачу с использованием обращенного предсказания спутника. Такого изображения удается добиться путем учета угла подхода отраженной волны в направлении вдоль как ин-лайна, так и кросслайна.

Итак, задача подавления спутника существенно трехмерна. Артефакты, вызванные неучетом размерности, могут проявляться не всюду, а именно в области отображения существенно трехмерных объектов.

Трехмерность среды надо учитывать и при пересчете волнового поля на дневную поверхность.

РИС. 5. Результат работы двумерного алгоритма подавления спутника

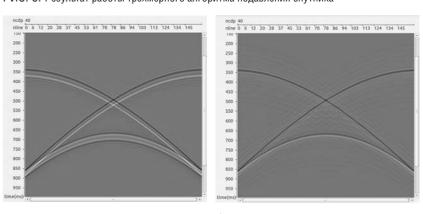
б – карта глубин



а – исходные данные

б – результат подавления спутника

РИС. 6. Результат работы трехмерного алгоритма подавления спутника



а – исходные данные

б – результат подавления спутника

[1] Neftegaz.RU ~ 117 116 ~ Neftegaz.RU [1]

DEEPWATER ___

Интерполяция методом кинематической фильтрации

Проблема интерполяции волновых полей является одной из старейших в сейсморазведке. Здесь мы сосредоточимся только на технике, которую нам предоставляет развиваемый нами способ кинематической фильтрации. Алгоритм трехмерной регуляризации и интерполяции при помощи кинематической фильтрации кратко был описан в тезисах к докладу [Фиников, Рябинский, «EAGE Геомодель», 2016], он состоит из следующих этапов:

- 1. Расчет набора оптимальных кинематических фильтров, соответствующий заданному набору диапазонов наклонов. Каждый фильтр предназначен для регуляризации и интерполяции исходных данных в соответствующем диапазоне наклонов.
- 2. Применение каждого фильтра из рассчитанного набора к исходным редким данным. В результате будут получены наборы регулярных данных, отфильтрованные в заданных диапазонах наклонов.
- 3. Выбор трасс в каждом наборе, соответствующих (геометрически) исходным редким данным. Подбор коэффициентов проецирования выбранных данных на исходные трассы.
- 4. Интерполяция полученных коэффициентов на подробную геометрию.

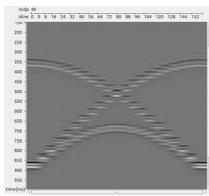
 Применение результирующего поля коэффициентов для комбинирования ответов п.
 в окончательный результат интерполяции.

Таким образом, в результате выполнения п. 1-2 алгоритма интерполяции из исходного набора (нерегулярных) данных получают несколько подробных наборов, каждый из которых отфильтрован в одном из заданных диапазонов наклонов $[\alpha_1, \alpha_2]$. Каждая трасса исходного набора также подвергается аналогичной фильтрации, поэтому на третьем этапе алгоритма выполняется проецирование результатов этой фильтрации на исходные (нефильтрованные) трассы. Отметим, что этот этап выполняется в скользящем временном окне, что обеспечивает локальность процедуры по времени. Затем полученное редкое поле коэффициентов проекций распространяется на нужную подробную (по удалениям) сеть наблюдений.

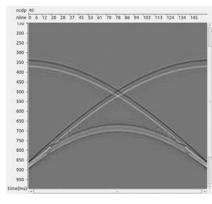
Для иллюстрации работы алгоритма интерполяции применительно к задаче подавления спутника рассмотрим модель наблюдений аналогичную описанной выше. Разница состоит лишь в выборе более реалистичного с точки зрения практики морских сейсмических исследований шага между линиями приема, а именно, 100 м, вместо использовавшихся ранее 12.5 м. В этом случае перед применением трехмерного алгоритма подавления спутника используется описанный выше трехмерный алгоритм интерполяции данных вдоль кросс-лайнов. На

рис. 7б представлен результат интерполяции сейсмограммы ОПВ на сечении вдоль кросс-лайна на удалении 500 м от ПВ по оси X (том же, что рассматривался ранее). Использовались 40-канальные фильтры (размер базы равен 100 м вдоль ин-лайнов и 500 м вдоль кросс-лайнов), рассчитанные в каждом из 32 диапазонов наклонов (от 0 до 4 отсчетов за канал вдоль ин-лайнов и от -4 до 4 отсчетов за канал вдоль кросслайнов), размер временного окна задавался равным 70 мс. Рис. 8а иллюстрирует исходное сечение сейсмограммы ОПВ с шагом 100 м между каналами, а рис. 8в - модельную сейсмограмму, рассчитанную с шагом 12.5 м. Качественно результат интерполяции (см. рис. 7 б) вполне сопоставим с «идеальной» моделью (см. рис. 7 в), однако на нем наблюдаются слабые погрешности все в той же зоне «конфликтных» наклонов. Эти погрешности могут быть устранены путем усовершенствования метода интерполяции поля коэффициентов проекции, использующегося в п. 4 описанного выше алгоритма. В данном случае применялась билинейная интерполяция, вместо нее могут быть использованы двумерные сплайны, кригинг и т.п. Тем не менее, как показано на рис. 8, даже полученного качества интерполяции оказывается вполне достаточно для выполнения трехмерного алгоритма подавления спутника. Даже в тех частях сейсмограммы, где интерполяция сработала «не очень чисто», многоканальная процедура подавления спутника сгладила погрешности интерполяции и позволила получить результат,

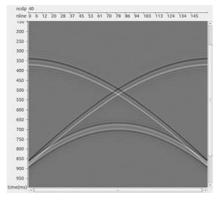




а – исходное сечение сейсмограммы ОПВ (100 м между каналами)

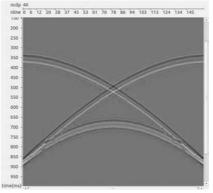


б – результат интерполяции (12.5 м между каналами)

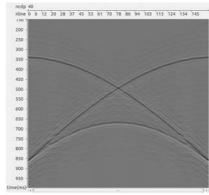


в – «идеальная» модель (12.5 м между каналами)

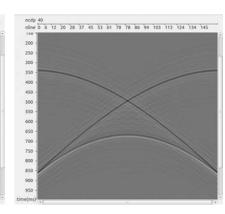
РИС. 8. Результат трехмерного подавления спутника после интерполяции данных







б – результат подавления спутника после интерполяции



в – результат подавления спутника в «идеальной» модели

качественно мало отличающийся от результата в «идеальной» модели.

С точки зрения практического использования описанного подхода для обработки реальных морских наблюдений важными его особенностями являются локальность (по пространственным координатам) и трехмерность. Возможность использовать операторы, рассчитанные на целые диапазоны наклонов, — важное технологическое преимущество подхода.

В дальнейшем мы рассчитываем и на возможность расширения базиса "эталонных сигналов" (включение в него не только линейных, но и параболических событий), развитие способов оптимизации при поиске коэффициентов разложения поля по набору фильтрованных компонент.

Конечно, техника интерполяции выходит далеко за рамки статьи, посвященной подавлению спутников. Однако важно было показать, что интерполяция должна (и может) обеспечить сохранение динамических особенностей записи, позволяющее решать и столь нетривиальные задачи обработки.

Заключение

В заключении хотелось бы отметить, что описанные алгоритмы интерполяции и подавления спутника позволяют работать в достаточно широком диапазоне частот, как того и требуют современные стандарты BroadBand. Мы рассматривали только способы обработки

стандартных однокомпонентных наблюдений. Многокомпонентные наблюдения дают больше возможностей по разделению волн на падающие и восходящие, но следует иметь в виду, что проблемы дискретности остаются и в этом случае: они возникают при приведении по форме и амплитуде полезных сигналов данных геофонов к данным гидрофона. Если этот этап выполнен некорректно подавление спутника может быть неэффективным. Однако, несомненным преимуществом здесь является то, что процедуры разделения на падающие и восходящие волны не порождают дополнительных шумов и артефактов, даже, когда могут и не справляться с поставленной задачей.

При обработке и интерпретации данных с заглубленными косами следует иметь в виду, что шумы и артефакты, обусловленные недоучетом тех или иных факторов, могут возникать локально. Так в верхней части, там, где годографы наблюденных волн более крутые, содержатся прямые волны (или их не до конца подавленные остатки) - применение одноканальных алгоритмов с адаптацией или других упрощенных схем может выглядеть привлекательней, но это не значит, что в целевой области, которая проявится только на завершающих этапах обработки, не будут появляться артефакты. Это осложняет работу геофизика, который привык подбирать параметры обработки, ориентируясь на верхнюю часть промежуточных изображений, свободную от влияния кратных.

Однако, это сложность, которую надо принимать во внимание при настройке процедур, поскольку цель обработки обычно не в изучении придонных областей сред, где проблемы дискретности наблюдений особенно велики.

Литература

- Ампилов Ю.П. Сопоставление альтернативных технологий широкополосной морской сейсморазведки. // Технологии сейсморазведки, № 2, 2015, с. 77 – 85.
- Гофман П.А., Фиников Д.Б. Подавление волнспутников методом адаптивной рекурсивной фильтрации. // Конференция «Сейсмические технологии-2014», Москва.
- Глоговский В.М., Фиников Д.Б. Кинематические фильтры миграционного преобразования реальных сейсмических наблюдений. // Сборник докладов третьего научного симпозиума странчленов СЭВ по нефтяной геофизике, М., 1987.
- Рябинский М.А., Фиников Д.Б Подавление спутника при обработке морских наблюдений. Часть 1. // Технологии сейсморазведки, № 1, 2016. с. 82–92.
- Рябинский М.А., Фиников Д.Б Подавление спутника при обработке морских наблюдений. Часть 2. // Технологии сейсморазведки, №2, 2016, с. 100 – 108
- Рябинский М.А., Фиников Д.Б Подавление спутника при обработке морских наблюдений Часть 3. // Технологии сейсморазведки, № 3, 2016. с. 91 – 101
- Рябинский М.А., Фиников Д.Б Многоканальные фильтры обработки морских 3D наблюдений. // Конференция «Сейсмические технологии-2015», Москва.
- Рябинский М.А., Фиников Д.Б Обработка данных морской сейсморазведки с наклонной косой. // Конференция «Геомодель-2015», Геленджик.
- Рябинский М.А., Фиников Д. Применение кинематических фильтров в обработке морских 3D наблюдений. // Конференция «Геомодель-2016». Геленджик.

KEY WORDS: Marine seismic observations, deghosting, multi-channel kinematic filtering, adaptive sum, deep-towed streamer, slanted streamer, broadband seismic surveys, 3D marine seismic.

DEEPWATER ____

ИННОВАЦИИ ДЛЯ ШЕЛЬФА

Инженерно-геологические технологии для работы в акваториях Арктики



Казанин Алексей Геннадьевич, директор московского филиала ОАО «МАГЭ», к.т.н.



Казанин Геннадий Семенович, генеральный директор ОАО «МАГЭ», д.т.н.



Иванов Геннадий Иванович, заместитель генерального директора по науке ОАО «МАГЭ», д.г.-м. н.



Саркисян Михаил Валерьевич, Заместитель директора московского филиала ОАО «МАГЭ»

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МОРСКИХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РОССИИ, КОТОРЫЕ ДЕМОНСТРИРУЮТ ИННОВАЦИОННЫЙ ВЕКТОР РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ МОРСКОЙ ГЕОФИЗИКИ. В КАЧЕСТВЕ НАИБОЛЕЕ ЗНАЧИМЫХ ОТМЕЧЕНЫ СЕЙСМИКА ВЫСОКОГО РАЗРЕШЕНИЯ. АКУСТИЧЕСКАЯ СЪЕМКА УЛЬТРАВЫСОКОГО РАЗРЕШЕНИЯ И РАБОТЫ С АВТОНОМНЫМ ТЕЛЕУПРАВЛЯЕМЫМ ПОДВОДНЫМ АППАРАТОМ. СЕЙСМИКА ВЫСОКОГО И УЛЬТРАВЫСОКОГО РАЗРЕШЕНИЯ БЫЛИ ИСПОЛЬЗОВАНЫ ДЛЯ ДЕТАЛЬНОГО РАСЧЛЕНЕНИЯ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА С ЦЕЛЬЮ ОБНАРУЖЕНИЯ ГАЗОВЫХ «ЛИНЗ» И ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗОГИДРАТОВ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ МЕЛКОЗАЛЕГАЮЩЕГО ГАЗА В ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА. ВЫПОЛНЕННЫЕ В ОХОТСКОМ МОРЕ РАБОТЫ С ПОДВОДНЫМ АППАРАТОМ ПОКАЗАЛИ ЕГО ВЫСОКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИ ОЦЕНКЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЗАГЛУШЕННЫХ УСТЬЕВ СКВАЖИН И ЦЕЛОСТНОСТИ ПОДВОДНЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ

THE ARTICLE IS DEDICATED TO THE INNOVATIVE TECHNOLOGIES APPLIED IN GEOLOGICAL EXPLORATION OF SEA IN THE ARCTIC SHELF OF RUSSIA. WHICH DEMONSTRATE THE INNOVATIVE VECTOR OF DEVELOPMENT OF THE NATIONAL MARINE GEOPHYSICS. AS THE MOST SIGNIFICANT ONES THE FOLLOWING ARE MENTIONED: HIGH RESOLUTION SEISMIC SURVEY, ULTRAHIGH RESOLUTION ACOUSTIC SURVEY AND AUTONOMOUS REMOTELY CONTROLLED SUBMERSIBLE VEHICLE. HIGH RESOLUTION SEISMIC SURVEY AND ULTRAHIGH RESOLUTION ACOUSTIC SURVEY WERE APPLIED FOR DETAILED DIFFERENTIATION OF THE UPPER PART OF A SECTION WITH THE PURPOSE OF FINDING OF GAS "LENS" AND GAS-HYDRATES DEPOSITS, AS WELL AS PREDICTION OF ACCUMULATIONS OF SHALLOW GAS IN THE UPPER PART OF THE SECTION. THE WORKS CARRIED OUT IN THE SEA OF OKHOTSK WITH THE USE OF A REMOTELY CONTROLLED SUBMERSIBLE VEHICLE DEMONSTRATED ITS HIGH EFFICIENCY IN EVALUATION OF LEAK INTEGRITY OF UNDERWATER PIPELINES, BLINDED WELLHEADS AND INTEGRITY OF **UNDERWATER UTILITIES**

Ключевые слова: арктический шельф, инновационные технологии, сейсмика высокого разрешения, инженерно-геологические изыскания, телеуправляемый необитаемый подводный аппарат, Охотское море, газовые «линзы» и залежи газогидратов.

В данной статье авторы сфокусировали внимание на арктическом шельфе России и тех технологиях, которые демонстрируют инновационный вектор развития отечественной морской геофизики при выполнении инженерногеологических изысканий. Сегодня, когда заходит речь о конкурентоспособности российской морской геофизики, яркой иллюстрацией производственного и научного потенциала при выполнении геофизических

исследований в сложнейших климатических условиях арктического шельфа можно смело назвать ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (МАГЭ) [1].

550.83+551.35+553.98 (985)

Инженерно-геологические исследования являются относительно новым направлением деятельности компании [2]. В настоящее время МАГЭ выполняет практически весь спектр инженерных изысканий, включая сейсмическую съемку высокого

РИС. 1. Российская 192-канальная цифровая коса модели XZone BottomFish производства компании «Си Технолоджи Инструмент», Геленджик, Россия



разрешения; акустическую съемку ультравысокого разрешения; батиметрическую сьемку; магнитометрию; гидролокацию бокового обзора (ГЛБО); статическое зондирование; пробоотбор, бурение инженерногеологических скважин (с глубиной по грунту до 50 м при глубинах до 300 м); обследование объектов с помощью телеуправляемых аппаратов; геодезию; литодинамику, гидрометеорологию; экологические изыскания; мониторинг течений, уровней волн, приливно-отливных явлений, толщины льда и т.д. [3]. Наряду со стандартными методами исследований (бурение, пробоотбор, высокочастотная геоакустика, непрерывное сейсмоакустическое профилирование, статическое зондирование, гидролокация бокового обзора, магнитометрия, батиметрическая сьемка) хотелось бы отметить инновационные технологии, которые использует компания МАГЭ для проведения инженерно-геологических работ.

Говоря об инновационных методиках работ, в первую очередь хотелось бы выделить сейсмику высокого разрешения, акустическую съемку ультравысокого разрешения и работы с автономным телеуправляемым подводным аппаратом.

Сейсмика высокого разрешения

Сейсмика высокого и ультравысокого разрешения используются в первую очередь нами для детального расчленения верхней части разреза с целью обнаружения газовых «линз» и залежей газогидратов [4], а также для прогнозирования скоплений

мелкозалегающего газа в верхней

части разреза.

Своевременное обнаружение скоплений газа в верхней части разреза является актуальной задачей при разведке и разработке месторождений углеводородов на шельфе. Избыточные пластовые давления, возникающие в таких газовых карманах, представляют значительные риски при строительстве скважин и размещении подводных объектов обустройства.

Впервые данная технология была применена нашей компанией на акватории Баренцева моря [5]. Были выполнены опытно-методические работы, показавшие высокую информативность и эффективность технологии при обнаружении и

картировании газовых линз в верхнем слое осадков.

На первом этапе выполнения работ такого уровня, мы использовали импортную специализированную твердотельную сейсмическую косу голландского производства (компании Hydroscience Technologies) с шагом между датчиками 6,25 м. Сейчас, «во времена импортозамещения» для выполнения этих работ мы используем современное оборудование отечественного производства - российской компании «Си Технолоджи Инструмент», Геленджик (рис. 1, [6]).

Отличительной особенностью регистрирующей системы этого комплекса, изготовленного российской компанией, является уменьшенный шаг между каналами сейсмокосы (6,25 м и 3,125 м), что позволяет значительно повысить детальность сейсмического разреза.

Цифровая телеметрическая система XZone® Bottom Fish с нейтральной плавучестью имеет не менее 192 каналов (2 вспомогательных канала), обеспечивая базу приема в пределах 1200 м, имея длину активной секции 75 м с 12 каналами Расстояние между центрами групп – 6,25 м. Длительность записи – 2000 мс с шагом дискретизации 0,5 мс.

Для проведения сверх высокоразрешающей сейсморазведки используется аналогичная коса с нейтральной плавучестью, имеющая несколько иные характеристики: расстояние между центрами групп — 3,125 м, база приема — 300 м, количество

РИС. 2. Образец записи сейсмики высокого разрешения с газовой линзой [5]

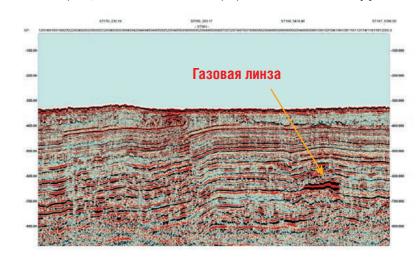
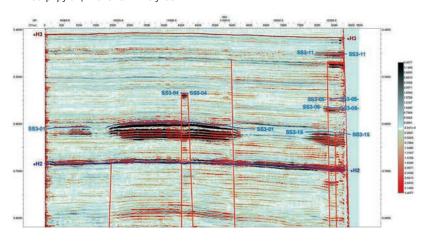


РИС. 3. Сейсмический разрез AVO-атрибута – произведение интерсепта на градиент, иллюстрирующий аномальные участки



каналов – не менее 48, шаг дискретизации – 0,125-0,250 мс, длительность записи – 500 мс.

Стабилизация сейсмокосы на заданной глубине осуществляется при помощи компасных контроллеров глубины DigiBird 5011E. Положение сейсмокосы непрерывно выводится на дисплей управляющего контроллера DigiCOURSE в табличной и графической форме. На конце сейсмической косы установлен концевой буй PartnerPlast 800L, оборудованный проблесковым маячком, радаром-рефлектором и GNSS приемником.

В 2012-2016 годах основное внимание было сосредоточено на объектах месторождений восточного шельфа о. Сахалин в Охотском море, где и выполнялись работы с использованием сейсмики высокого разрешения (рис. 2). Одной из причин пристального внимания к данной проблеме послужила авария на скважине 2 в Охотском море.

Результаты

По результатам сейсмических исследований 3D в верхней части разреза устанавливаются аномалии типа «яркое пятно» и их контуры (рис. 3). Такие аномалии могут служить диагностическим признаком заражения верхней части разреза природным газом

Интерпретация сейсмических данных производилась в программном пакете Kingdom Software. Для более удобного ранжирования аномальных зон в изучаемом разрезе были выделены основные отражающие горизонты. Детальный анализ сейсмических

разрезов показал наличие большого количества амплитудных аномалий разной мощности и размеров в пределах выделенных сейсмических комплексов.

Максимальный риск при проведении буровых работ связан с наличием на сейсмических разрезах амплитудных аномалий, предположительно приуроченных к газонасыщенным отложениям, и разрывным нарушениям, которые, вероятно, служат каналами миграции газа вверх по разрезам. Для анализа и идентификации аномальных зон нами использовались следующие признаки: очень высокие амплитуды отражений (более чем в 10 раз превышающие среднее значение по латерали), высокие амплитуды

отражений (более чем в 5 раз выше среднеего значения по латерали), инверсия фаз отражений (смена полярности), «прогибание» осей синфазности под аномалией, обусловленное уменьшением значений скорости («скоростной эффект»), резкое уменьшение амплитуд по латерали, не связанное с разрывными нарушениями, поглощение высоких частот под аномалиями, высокие значения AVO-атрибута – произведение интерсепта на градиент, ослабление амплитуд под аномалией, приуроченность аномалий к ослабленным зонам (в т.ч. системам разломов) (рис. 4). Совокупность всех перечисленных признаков указывает на значительную загазованность отложений верхней части разреза. Аномальные зоны характеризуются в основном субгоризонтальной формой по латерали, а также небольшой мощностью.

Каждому фактору было определено весовое значение. Оценка производилась по 10-балльной шкале. После ранжирования всех составляющих по совокупности вклада каждого из факторов была составлена классификация амплитудных аномалий по степени риска для бурения. Интегрированный показатель оценки степени риска определялся на основе суммы всех составляющих. В итоге была предложена следующая классификация незначительный – 0;

РИС. 4. Пример картирования областей аномально высоких амплитуд волнового поля по данным 2D и 3D съемки [7]

Области аномально высоких значений амплитуд волнового поля

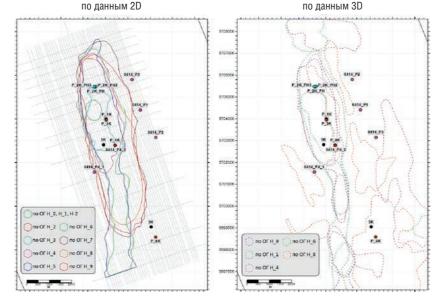


РИС. 5. Телеуправляемый необитаемый подводный аппарат Sperre SUB-fighter 15k



низкий — 1-24; средний — 25-48; и высокий — 49-72.

Трансформация временного масштаба в глубинный производилась с помощью разрезов RMS-скоростей, переданных после этапа обработки полевых материалов. Построение глубинных карт производилось посредством операции гридирования результатов корреляции аномальных зон. Интерполяции 2D данных происходила по методу наименьших квадратов в ячейке 200х200 м. Для сглаживания высокочастотной компоненты применялась итерация сглаживания.

По результатам оконтуривания всех высокоамплитудных участков была построена сводная карта рисков, на которой цветовая гамма соответствует степени риска при проведении буровых работ. Анализ приведенных выше сейсмических данных позволяет определить основные геолого-геофизические факторы, определяющие условия проходки верхнего интервала и строительства проектной скважины.

Выделенные зоны амплитудных аномалий имеют разную форму, мощность и распространение. Выделяются следующие основные разновидности амплитудных аномалий: 1) зоны с сейсмической записью линзовидной формы; 2) зоны амплитудных аномалий субгоризонтальной формы вдоль напластования в разрезе, приуроченные к разрывным нарушениям, что можно связать с миграцией газа вдоль поверхности разлома и насыщением им проницаемых приразломных отложений.

Таким образом, к наиболее благоприятной зоне для постановки скважинного сооружения рекомендуется отнести участки с отсутствием разрывных нарушений, а также с минимальным количеством аномальных зон повышенных амплитуд. Результаты анализа сейсмических атрибутов совместно интерпретируются с материалами сейсмики высокого разрешения, которая в обязательном порядке проводится в рамках инженерных изысканий на площадках под размещение объектов морского промысла.

В результате на различных глубинах выделяются, картируются в плане и ранжируются по степени риска объекты, представляющие потенциальную опасность при бурении.

Информация о расположении потенциально опасных объектов является одним из решающих

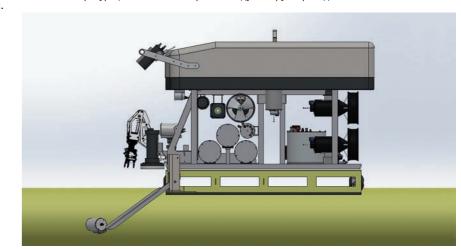
факторов при выборе схемы размещения эксплуатационных скважин при проектировании разработки изучаемых месторождений.

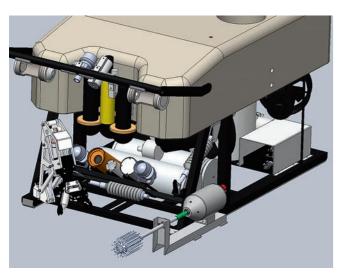
Работы с телеуправляемым необитаемым подводным аппаратом

Специально для выполнения специализированных инженерногеологических изысканий мы приобрели новое судно и назвали его в честь одного из сотрудников МАГЭ, воевавшего в Заполярье, в партизанском отряде — НИС «Федор Ковров». Оно оборудовано системой динамического позиционирования и имеет на борту телеуправляемый необитаемый подводный аппарат Sperre SUB-fighter 15k, размещенный в 20-тифутовом контейнере (рис. 5).

Аппарат имеет 1 лаговый, 4 горизонтальных и 2 вертикальных двигателя мощностью 2000 Вт каждый, обеспечивающих поворот прибора со скоростью 60 градусов в сек. Кроме того, аппарат оснащен 3 видеокамерами, способными работать в условиях низкой освещенности, обеспечивая изображение высокой четкости порядка 0,5 люкс. Для проведения исследований на аппарате установлены сонар Kongsberg Mesotech 1171, профилограф Tritech SeaKing SBP и гидравлический манипулятор. Более того, на аппарате имеются трассоискатель, измеритель катодного потенциала, акустический толщиномер. Дополнительно аппарат может быть оснащен осмотровым модулем (рис. 6),

РИС. 6. Конфигурация ТНПА с осмотровым модулем трубопровода







модулем очистки подводных объектов (рис. 7), средствами отбора проб донных осадков, придонной воды и газов (рис. 8).

С помощью данного аппарата выполняется широкий спектр работ включающий: изучение рельефа и построение цифровой модели; определение планововысотного положения оси трубопровода; оценка глубины залегания трубопровода; оценка геометрических размеров участков частичного/полного замыва/ размыва; оценка повреждений трубопровода от воздействия льда, рыбопромыслового оборудования, якорей и якорных цепей; фиксация утечек углеводородного сырья из трубопровода, деформаций, повреждений металлических манжет, стыков труб на открытых участках; состояния бетонного покрытия трубопровода на открытых участках; определение дефектов с помощью электрометрии: повреждения изоляции, измерения параметров анодной защиты (недозащита, перезащита) на открытых участках, визуальное обследование ЛКП на предмет повреждений, анализ состояния защиты; наличия посторонних предметов на морском дне, в т.ч. представляющих опасность для трубопровода/ шлангокабеля; очистка индикаторов ЗРА, элементов управления ЗРА и указателей положения ОТКРЫТО/ ЗАКРЫТО запирающего элемента ЗРА, фиксация положения ЗРА (откр./ закр.), очистка информационных надписей, обозначений от водорослей и

отложений отбор и анализ проб

воды/газа в случае газопроявлений в районе линейного тройника.

Результаты проведенных за последнее время исследований с использованием технологии сейсмики высокого разрешения показывают ее высокую эффективность и информативность для детального расчленения верхней части разреза с целью обнаружения газовых «линз» и залежей газогидратов. Были обследованы участки морского дна в Охотском море.

По данным высокоразрешающей сейсморазведки наблюдается загазованность разреза, проявляющаяся аномалиями повышенных амплитуд. Выделенные зоны характеризуются рядом признаков, идентифицирующих их с газонасыщенными отложениями, которые в свою очередь указывают на вероятность наличия в разрезе зон высоких давлений (АВПД). Таким образом, для более безопасной проходки верхнего ствола скважины рекомендуется при выборе проектных координат расположения буровой платформы исключить участки с разрывными нарушениями, а также минимизировать количество контактов с аномальными зонами повышенных амплитуд по вертикали в точке бурения.

Выполненные в Охотском море работы с подводным аппаратом показали его высокую эффективность при оценке герметичности подводных трубопроводов, заглушенных устьев скважин и целостности подводных инженерных коммуникаций.

- 1. Иванов Г.И. Морская Геофизика на самом современном уровне // Нефть. Газ. Новации 2014. № 1. c. 28-30.
- 2. Казанин Г.С., Иванов Г.И., Заяц И.В., Казанин А.Г., Макаров Е.С., Шкарубо С.И., Павлов С.П., Нечхаев С.А. Инновационные технологии ОАО «МАГЭ» – потенциал для укрепления МСБ арктического шельфа России // Разведка и охрана недр, № 9, 2016. С. 56-64.
- 3. Иванов Г.И., Холмянский М.А., Шкатов М.Ю., Казанин Г.С., Павлов С.П., Эндогенные источники поступления нефтяных углеводородов в придонную экосистему и технологии их исследования // Записки горного института. СПБ. СПГУ (ТУ). 2013. т. 201. c. 253-261
- 4. Казанин Г.С., Иванов Г.И. Инновационные технологии – основа стабильного развития ОАО «МАГЭ» // Разведка и охрана недр. 2014. $N_{2}4.c.3-7$
- 5. Павлов С.П., Казанин Г.С., Заяц И.В., Макаров Е.С., Иванов Г.И. Сейсмика высокого разрешения на шельфе морей российской Арктики // Труды Международной конференции и выставки по судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения континентального шельфа Offshore Marintec Russia – 2014, Санкт-Петербург – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2014. С. 162.
- 6. Запорожец Б.В., Крутов А.Л., Леонтьев И.В., Технологии сейсморазведочных работ в зонах мелководья с оборудованием XZone // Приборы и системы развелочной геофизики No 1 2015
- 7. Курносова О.М., Яковлев И.В., Зиновкин С.В. Прогнозирование скоплений мелкозалегающего газа в верхней части разреза на месторождениях Киринского ЛУ // Тезисы V международной конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2014)», Газпром ВНИИГАЗ, Москва, 2014, c. 34-36.

KEY WORDS: Arctic shelf, innovative technologies, high-resolution seismic, engineering-geological surveys, remotely operated underwater vehicle, the sea of Okhotsk, gas «lens» and the deposits of gas

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ΛΕΤ HA3AΔ...

Европа пригляделась к нефти Норвегии

Европа заинтересована в освоении Норвегией месторождений нефти и газа на шельфе Баренцева моря. Такое заявление сделал премьерминистр Норвегии Й. Столтенберг 9 января 2007 г. «Северный Ледовитый океан с Баренцевым морем имеет огромный потенциал благодаря ресурсам в сферах энергетики». Он отметил, что разделение спорной зоны Баренцева моря является первейшей задачей в российско-норвежских отношениях.



• Комментарий Neftegaz.RU

Россия планирует в апреле 2017 г. подписать с Норвегией окончательное соглашение по обмену информацией и по проведению ГРР в бывшей серой зоне арктического шельфа.

Весной Минприроды РФ ожидает провести встречу межправительственной комиссии с Норвегией. До заседания планируется подписание соглашения, которое первоначально было намечено на конец 2016 г., но сроки затянулись. Согласно документу, Россия и Норвегия получили равные права на разработку трансграничных месторождений углеводородов и могут совместно исследовать их. Норвегия получила более мелководную и теплую часть и сейчас намерена дать толчок для развития этого района в качестве нефтегазоносной провинции.

Российский шельф предъявит дополнительные требования к иностранцам

26 января 2007 г. Ю. Трутнев заявил, что законодательство по недрам будет меняться в сторону ужесточения правил доступа иностранных инвесторов к российским месторождениям на шельфе. Говоря о



Газпроме и Роснефти, он подчеркнул, что у этих компаний значительный опыт в разработке шельфовых месторождений. Тогда же он заявил, что пока рано говорить о том. кто будет разрабатывать шельф России и предпочел не делить его между Роснефтью и Газпромом.

• Комментарий Neftegaz.RU

Минприроды внесло в правительство законопроект, согласно которому иностранная компания гарантированно сможет получить в разработку месторождение в России, если компания перед этим открыла это же месторождение, сообщил 2 сентября 2015 г. С. Донской. Первоначально планировалось допустить частные компании к разработке шельфа. Теперь же речь идет об иностранных компаниях и о доступе не только к шельфовым разработкам. С. Донской отметил, что компания в первую очередь должна быть отечественной с имеющимся опытом работы на шельфе.

Индия выпрашивает у В.Путина кусочек «Сахалина-3»

После визита С. Иванова в Индию 24 января 2007 г. индийские власти, ободренные удачно складывающимися переговорами, решили получить долю в нефтегазовых проектах России. Ранее С. Иванов сообщил, что Москва рассчитывает на инвестиции индийских компаний в осуществление «Сахалина-3» и теперь Дели попросит у России долю в проекте «Сахалин-3».

• Комментарий Neftegaz.RU

Еще летом 2016 г. посол Индии в РФ С. Панкадж заявил. что индийская сторона рассматривает возможность инвестирования в нефтегазовые проекты «Сахалин-2» и «Сахалин-3». Эта тема обсуждалась на встрече председателя регионального правительства В. Щербиной и С. Панкаджа. Сейчас Индия входит в число основных внешнеэкономических партнеров Сахалина благодаря участию государственной компании ONGC Videsh Limited с долей 20% в проекте

ХРОНОГРАФ

Газ Штокмана перенесли на 2012 год

В кулуарах форума в Давосе 29 января 2007 г. А. Медведев рассказал о том, что «Газпром» начинает новую эпопею с освоением Штокмановского месторождения. «Мы начнем эти переговоры уже в феврале». Речь идет о переговорах с иностранными инвесторами. По мнению экспертов «Газпрома», реалистический прогноз начала добычи на Штокмане - середина 2012 г.



• Комментарий

Neftegaz. RU

Сегодня, в начале 2017 г. аналитики отмечают, что думать о разработке Штокмана бессмысленно. Еще более ухудшило перспективы Штокмана открытие Южно-Киринского НГКМ, которое оказалось гораздо ближе к перспективным ныне рынкам стран

Не зря А. Круглов в 2013 г. задумчиво заявлял, что этот проект останется нашим потомкам.

Падение Штокмана отчаянно пытался предотвратить В. Путин, в апреле 2012 г. сообщив о беспрецедентных мерах по стимулированию разработки шельфа РФ, но кардинально это ситуацию не изменило.

124 ~ Neftegaz.RU [1] [1] Neftegaz.RU ~ 125



«НЕФТЕГАЗ-2017» И НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ-2017

17 – 20 апреля 2017 года в Москве состоятся главные отраслевые события

17-я международная выставка «НЕФТЕГАЗ-2017» и Национальный нефтегазовый форум вновь соберут на площадке Центрального выставочного комплекса «Экспоцентр» (г. Москва) представителей отраслевых предприятий и ведомств, бизнес-сообщества и ключевых экспертов.

Конкуренция технологий в борьбе за рынки формирует вопросы отраслевой повестки. В деловой программе ННФ-2017 и выставки «НЕФТЕГАЗ» запланированы дискуссии в формате технологических конференций, круглых столов и семинаров, подкрепленных визуальной составляющей – крупнейшим отраслевым смотром в 17 раз проходящем в ЦВК «Экспоцентр».

Среди актуальных вопросов программы мероприятий 2017 года: технологическая оснащенность отраслевого машиностроительного комплекса; стратегия научно-технологического развития отрасли; меры господдержки при разработке и внедрении прорывных технологий; снижение доли импорта зарубежного оборудования и локализация производств; экспортный потенциал высокотехнологичной продукции российского машиностроительного сектора; задачи, стоящие перед рынком нефтесервисных услуг; разработка трудноизвлекаемых углеводородов.

Участие в международной выставке «Нефтегаз-2017» уже подтвердили более 400 компаний. Среди них компании из Великобритании, Германии, Китая, Польши, Бельгии, Сингапура, США, Франции, Чешской республики, Швеции, Японии. В их составе такие ведущие мировые компании: Honeywell Process Solutions, KANEX Krohne, Bauer Kompressoren, Centrax Gas Turbines, Phoenix contact, Yokogawa Electric, Weidmüller Interface, R&B Industrial Supply и др.





Свое намерение участвовать в выставке также обозначили российские отраслевые гиганты, как БУРИНТЕХ, Газпром, Концерн Росатом, Римера, Сургутнефтегаз, Татнефть, Транснефть, Трубная металлургическая компания – ТМК и многие другие. С подробным списком участников можно ознакомиться на сайте выставки.

Выставка позволит оценить состояние и перспективы современной нефтегазовой индустрии акцентировать внимание на новых технологиях, технике и оборудовании. Её разделы посвящены автоматизации, нефтегазохимии, новейшим разработкам нефтегазовых, сервисных, инжиниринговых, транспортных и других компаний, представляющих все сегменты рынка.

Оргкомитет выставки «НЕФТЕГАЗ-2017» и Национального нефтегазового форума приглашает предприятия нефтегазового комплекса и смежных отраслей к участию в мероприятиях.

Более подробную информацию вы можете получить в организационном комитете.

по вопросам участия в деловой программе

тел.: +7 (495) 640-34-64; 620-58-44, 8-800-333-05-15,

E-mail: mail@oilandgasforum.ru, сайт: www.oilandgasforum.ru

по вопросам участия в выставке «НЕФТЕГАЗ»:

Тел.: +7 (499) 795-37-61 E-mail: neftegaz@expocentr.ru http://www.neftegaz-expo.ru



Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

18-19 апреля 2017 г. Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

17-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2017





17-20 апреля 2017 г. Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru



















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 зог	нд сейсмический	Основные технические данные модуля бортового SGD-SLM/CU:								
SGD-SLM/G3:		Максимальное количество каналов регистрации	24							
Количество каналов регистрации	3	Максимальное количество подключаемых зондов	8							
сейсмического сигнала Три встроенных геофона для	GS-20DX.	Управляющий микрокомпьютер (микропроцессор)	Colibri T20 512MB IT							
регистрации сейсмического поля	GS-20DX-2B	Операционная система	LINUX							
Уровень собственных шумов регистрирующего канала, при Ku=64,	< 0,08 мкВ	Емкость энергонезависимого ЗУ типа NAND Flash для данных	4048 МБайт							
T= 2 мс Коэффициент предварительного	1, 2, 4, 8, 16, 32 и 64	Емкость энергонезависимого ЗУ типа SD Card для данных	≤ 32 ГБайт							
усиления регистрирующего канала, Ки	1, 2, 4, 0, 10, 32 # 04	Разрешение цветного графического дисплея (NEC NL8048BC24-09D)	800x600							
Мгновенный динамический диапазон регистрации сигнала	> 130 дБ	Интерфейс USB 2.0	1							
Коэффициент подавления входного	. 400 -F	Интерфейс ETHERNET 10/100 Мбит/с	1							
синфазного сигнала	> 100 дБ	Система синхронизации взрывных источников	SGD-S, ShotProll, BomBox							
Частотный диапазон регистрируемого сигнала (по уровню минус 3 дБ)	0206 (413, 826, 1652) Гц	Система синхронизации электромагнитных	SGD-SP							
Период квантования регистрируемого сигнала	2, 1, 0.5 и 0.25 мс	импульсных источников Система синхронизации источников типа	SGD-SHC, SGD-SHR							
Коэффициент нелинейных искажений регистрирующего канала	< 0,0005 %	«падающий груз», «кувалда» Номинальное выходное напряжение	12 B							
Количество разрядов АЦП (ADS1282 Texas Instruments)	32 бит	аккумуляторной батареи Номинальная емкость аккумуляторной батареи	8.5 A4							
Интерфейс передачи данных	специальный	Продолжительность непрерывной работы от	9 110000							
Максимальная длина кабеля	100 м	аккумуляторной батареи	8 часов							
Максимальная длина каселя Напряжение питания	30 100 B	Напряжение питания в режиме заряда от сети переменного тока	90264 B							
Максимальная потребляемая мощность	16 Вт	Время заряда полностью разряженной аккумуляторной батареи, ч	≤ 12							
Диаметр скважины	< 150 мм	Номинальное выходное напряжение для питания	100 B							
Время прижима зонда	< 60 c	ЗОНДОВ	100 D							
Усилие прижима	КГ	Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	11 15 B							
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP68	Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 СЕІ 70-1 EN 60529)	IP64							
Диапазон рабочих температур	- 40 +85 °C	Диапазон рабочих температур окружающей среды	- 30+70 °C							
Габаритные размеры	57х630 мм	Габаритные размеры	270х246х124 мм							
Macca	5,5 кг	Macca	7 кг							

КОСЫ ДЛЯ ЛИНЕЙНЫХ СТАНЦИЙ

- 1. Оборудование и инструмент в НГК
- 1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9. Датчики прочие



Линейные сейсмические косы обеспечивают соединение установленных в сейсмической расстановке сейсмоприемников с сейсмостанцией. Стандартные сейсмические косы имеют 12 или 24 разъема для подключения сейсмоприемников и 1 или 2 концевых разъема для подключения к сейсмостанции. 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. Контрольноизмерительные риборы 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 Относительная погрешность,% Разрешение, МОм	1100 ±5 0,1			
Электрическое сопротивление катушки геофона по постоянному току	Диапазон измерения, Мом Относительная погрешность, % Разрешение, МОм	065535 ±1 1			
Собственная частота геофона	Диапазон измерения, Мом Относительная погрешность, % Разрешение, МОм	1,5100 ±1 0,01			
Коэффициент затухания колебаний геофона	Диапазон измерения, Мом Относительная погрешность, % Разрешение, МОм	0,10,85 ±1,5 0,001			
Коэффициент преобразования (чувствительность) геофона	Диапазон измерения, Мом Относительная погрешность, % Разрешение, МОм	06553,5 ±2 0,1			
Коэффициент нелинейных искажений геофона	Диапазон измерения, Мом Относительная погрешность, % Разрешение, МОм	030 0,01 0,01			
Импеданс электрической цепи геофона	Диапазон измерения, Мом Относительная погрешность, % Разрешение, МОм	065535 ±1 1			





К Сегодня частные компании незаслуженно отстранили от участия в таких уникальных проектах, как освоение Арктики. То есть, наши компании сегодня работают в Норвегии, на глубине воды. Наш терминал (в Баренцевом море – ped.) работает уже более 9 лет. Поэтому, есть такие ограничения, которые для российских национальных компаний не допустимы. И надо эти ограничения убирать»

В. Алекперов



Россия сможет надежно защитить национальные интересы в Арктике только с помощью ускоренного развития своих северных территорий»

В. Матвиенко

Сейчас, когда выяснилось, что в Арктике огромные богатства, и меньше всего арктической территории по меридианам досталось США, встал вопрос о том, что государствам принадлежит только то, что входит в зону его территориальных вод, а все остальное является собственностью всех»

Д. Журавлев



Цена в этом вопросе (на разработку стратегически важных месторождений – ред.) не должна быть главной. Надо учитывать потенциал компании... А если выиграет компания, работающая с импортом, которого не окажется? Все встанет?»

Г. Шмаль

Решение вопросов повышения надежности и безопасности работы объектов ТЭК, противодействие новым вызовам требуют соответствующего законодательного нормативного правового, организационного и ресурсного обеспечения»

Д. Ивлиев



А. Корсик

Р. Танкаев

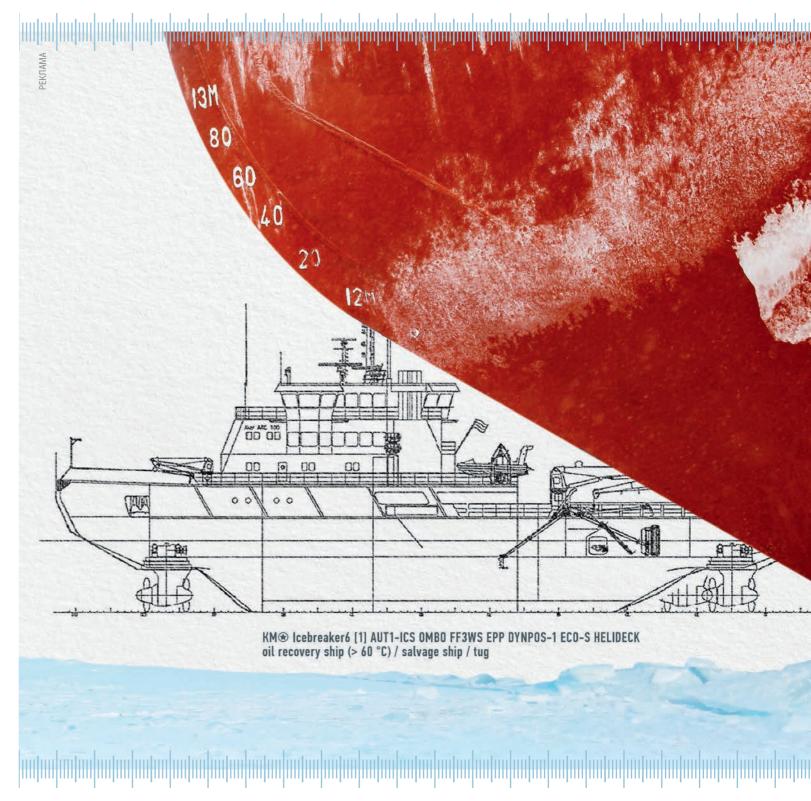


Проекты на шельфе наиболее капиталоемкие и рискованные, и первые реализованные проекты сразу же снизят риск для реализации последующих»

С. Донской



РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА КОМПЕТЕНТНЫЕ РЕШЕНИЯ



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

191186, Россия, Санкт-Петербург, Дворцовая набережная, 8 Тел.: +7 (812) 380 2072 | Факс: +7 (812) 314 1087 | pobox@rs-class.org



IS TIME

Компания Mammoet оказывает услуги по транспортировке и монтажу тяжеловесных конструкций любой сложности.

об Можно говорить часами оборудовании, используемом нашей компании, о том, насколько оно технически сложное и эффективное.

Но все эти преимущества ничего не значат без определенного плана действий. Мы считаем, что основополагающим в нашем бизнесе является не размер и габариты, а время.

Время выполнения работ. Время от рождения идеи до момента ее внедрения. Для наших Заказчиков время - это валюта, имеющая огромное значение.

Вот почему мы стремимся завершать проекты в кратчайшие сроки.

Это достигается за счет комплексных ежедневных усилий всех сотрудников Mammoet. Доверьте нам самое ценное - время!

www.mammoet.com www.mammoet-rus.ru sales.russia@mammoet.com Тел./Факс: +7 (495) 956-08-38 +7 (495) 956-07-35 115533, Россия, Москва Пр-т Андропова 22 БЦ "Нагатинский"

