



ШЕЛЬФ
ЮРСКОГО
ПЕРИОДА

ИННОВАЦИИ
ДЛЯ ШЕЛЬФА

ОСВОЕНИЕ
АРКТИЧЕСКОГО
БАССЕЙНА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

OFFSHORE

[1] 2017

СЕЙСМОРАЗВЕДКА В АРКТИКЕ

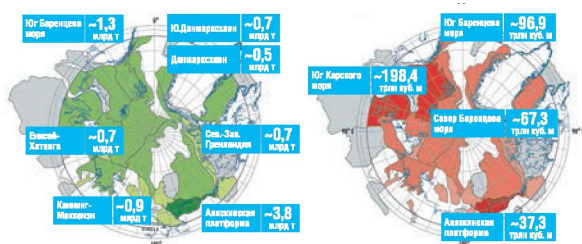


Входит в перечень ВАК

Самый ближний шельф



О конкурентоспособности нефтегазовых проектов арктического шельфа



Эпохи НГК

8

РОССИЯ Главное

Шельф.

Акваториальные запасы

6

Налоговые льготы для

геологоразведки шельфа

8

События

10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Арктические рубежи

12

Самый ближний шельф

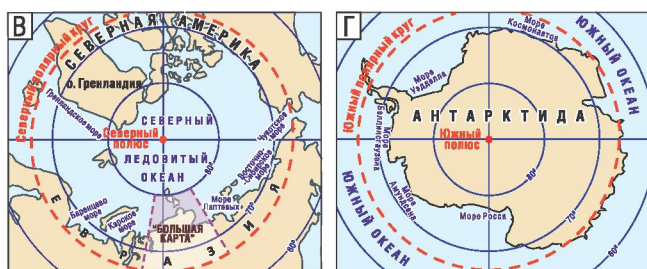
16

СОДЕРЖАНИЕ

Как «разморозить» арктические проекты?



Стратегия ускоренной геологоразведки Арктики и Антарктики



РЫНОК

О конкурентоспособности нефтегазовых проектов арктического шельфа

20

Состояние и перспективы традиционного и интеллектуального освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа

32

Как «разморозить» арктические проекты?

42

Нефтегазовый потенциал Анабаро-Ленского прогиба

48

Трехмерные сейсмоакустические наблюдения на акваториях: обзор современных технологий

56

Россия в заголовках

69

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ТРАДИЦИОННОГО И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ 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.,
ООО «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, Баренцево 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, оптимизации

ФАКТЫ

27 млрд барр

нефти добыто на морском шельфе в 2016 году пятьюдесятью различными странами

26 трлн м³

газа и 43 млрд т нефти – накопленная добыча на морских месторождениях

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 месторождении 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

ФАКТЫ

85 млрд долл

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

400–500 т

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.).

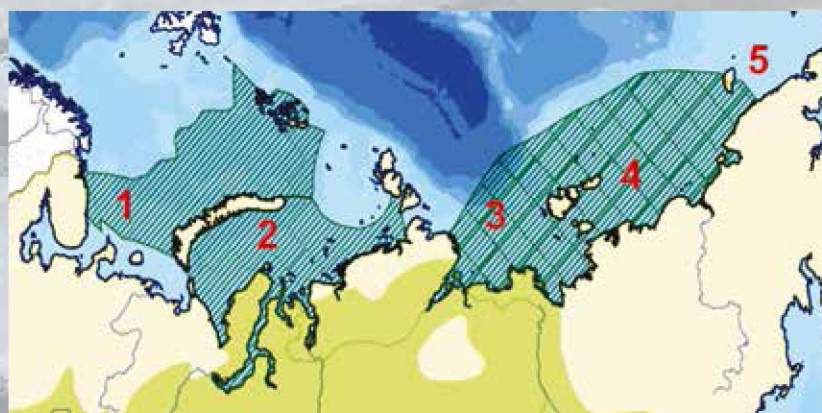
Ширина шельфа в Северном Ледовитом океане может достигать более 1000 км. На 1 января 2013 г. на Арктическом шельфе России пробурено 78 поисково-разведочных скважин, из них в Баренцевом море – 33, в Печорском – 18, в Карском море с губами – 20. Крупнейшие нефтегазоносные области в арктической части российского 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 прибрежно-морские газоконденсатные месторождения Харасавэйское (1974 г.), Крузенштерновское (1976 г.) и Белоостровское нефтяное месторождение, морские продолжения 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



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-Тамбейским 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

1300

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

3165 м

составляет глубина моря самой глубокой разведочной скважины – NA7-1. Скважина пробурена при помощи буровой платформы DDKG1 в январе 2013 г. у восточного побережья в Индии на разведочном блоке KG-DWN-2004/1

43%

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) нефтегазовых компаний в режиме реального времени (19, 21).

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 экологичный 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 приамальский 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 минерально-сырьевая 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 будеткратно 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 наклонно-направленных 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 наклонно-направленных 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 создании 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 – выпаживание 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 природно-климатических 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 ниже-среднеюрских 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°C; 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 НДС; освобождение от налога на прибыль средств, направляемых на инновационное развитие нефтедобычи».





ТЭК является важнейшей сферой ресурсно-инновационного 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 сейсмологии и скважинной микросейсмологии.

В своем решении 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»:

ФАКТЫ

5,1 %

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

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 страны

- «комплексное решение вопросов технологического обеспечения морской, транспортной и прибрежной составляющих инфраструктуры нефтегазовых комплексов;
- 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 производственно-технологической базы создания и производства технических средств и технологий для освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа»;
- В целях обеспечения импортонезависимости воспроизводства и использования минерально-сырьевой базы рассмотреть возможность «реализации комплекса мер научно-технического и структурно-организационного 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, информационно-коммуникационной 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:
 1. «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 природно-климатические 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), Тота-Яхинское (прибрежное), Семаковское (прибрежное) и Чугорьяхинское (морское); Северо-Каменомыское (морское) и Северо-Парусное (прибрежное); Каменомыское-море и Обское (морские)

70

млн т

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

1

млн м³

в сутки – продуктивность газовой скважины, являющаяся критичной

технологий для импортозамещения 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) позволиткратноувеличить 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. Ускоренное 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 упасть на 53%. В соответствии с проектом разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения планируется производство и поставки российского СПГ в США и в Европу. Необходимы дальнейшие 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 м³ 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 млрд м³

составит рынок СПГ в 2017 г. по прогнозам экспертов

30 млрд м³

газа в год – суммарная добыча по подготовленным месторождениям

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

подготовки товарной продукции на промыслах из газа в виде высокопотребованных 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 месторождений – в важнейшую проблему их освоения, сравнимую с освоением человечеством космоса. Основными проблемами освоения Арктических месторождений углеводородов являются:

- высокая стоимость поисково-разведочных 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 поисково-разведочных 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 малоэффективными 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. ●

Литература

1. 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.
4. Еремин Н.А., Григорьева В.А., Сурина В.В. Перспективы нефтегазоносности и разработки месторождений углеводородов Арктического шельфа России // Тез. Докладов 3-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. Палеогеография, 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 нефтегазоносности 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
8. 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, №3, 2000, с. 11–16.
9. Eremine N.A., Zheltov Yu.P., Baishev B.T. WPC-32188 Project of the Effective Development of the Oil Field Pirazdomnoje 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.
10. 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.: GEOC, 2002. – 450 с., с. 314–317.
11. 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., ИПНГ РАН г. Москва), М., 2007, с. 197.
12. 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.

14. 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. Dmitrievskiy A.N., Eremine 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), с. 1–6.
18. Еремин Н.А., Шабалин Н.А. Углеводородный потенциал арктической зоны северо-запада Красноярского края и степень его освоения // Сб. тр. X 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., Линдин 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, конгрессно-выставочный центр «Экспофорум», 5 декабря 2016 г., рабочая сессия «Развитие научных исследований в Арктике», зал 9.
22. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Современная НТР 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.