



Кирилл Молодцов: «Будущие арктические проекты объединят российский ТЭК»

На сегодняшний день, по различным экспертным оценкам, в Арктической зоне находится пятая часть неисследованных извлекаемых запасов нефти и природного газа. И Россия при этом обладает наибольшими среди арктических стран запасами углеводородов – порядка 70% газа и 40% нефти. Учитывая тот факт, что мировая нефтегазовая отрасль неизбежно столкнется с дефицитом добычи на истощающихся традиционных месторождениях и необходимостью активнее вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы, Россия, несмотря на волатильность цен на «черное золото», оставляет в приоритете развитие добычи в арктическом регионе. Об этом, о перспективах газификации районов Арктической зоны и страны в целом, о кадровом потенциале отрасли, а также о будущем СРП в России в интервью «Нефтегазовой Вертикали» рассказал заместитель министра энергетики России Кирилл Молодцов.

Ред.: Кирилл Валентинович, в проектах Энергостратегии РФ до 2035 года от 2014 и 2017 годов большое место отводится разработке шельфа Арктики, однако если в 2014 году говорится о конкретных показателях, которые нужно достичь, то в 2017 году конкретика пропадает. Можно ли сказать, что в оценках перспектив нефтегазовой отрасли на шельфе Арктики стали проявлять

больше осторожности, или это связано с другими факторами?

К. М.: Не соглашусь с вами, Минэнерго России, занимаясь вопросом прогнозирования объемов добычи на арктическом шельфе, ориентируется в первую очередь на лицензионные обязательства и планы недропользователей. Насколько вы знаете, в эти документы с 2014 года были

внесены изменения, в первую очередь связанные со сформулированными государством приоритетами при освоении шельфа на долгосрочную перспективу. Учитывая внешние политические реалии и технологические вызовы, государство согласилось с доводами недропользователей по сдвигу сроков проведения необходимых работ по геологоразведке, разведочному бурению и вводу месторождений в промышленную эксплуатацию. В частности, за счет геологоразведочных работ по отдельным участкам уточнены структуры залегания запасов, которые привели к изменению подходов по формированию техсхемы разработки месторождения, что значительно усложняет реализацию проектов.

Ред.: *Каковы оценки по объемам извлекаемых нефтегазовых запасов Арктики?*

К. М.: Пока что основным видом разведочных работ на арктическом шельфе является 2D- и 3D-сейсмика. Поэтому говорить о доли извлекаемых запасов в структуре общероссийских не совсем репрезентативно. Вместе с тем доля начальных суммарных ресурсов (категории запасов ABC₁₂₃+D) нефти и газа в арктических морях составляет по нефти почти 12%, по газу – более 33%.

Ред.: *Есть ли хотя бы примерные оценки размеров необходимых общих инвестиций?*

К. М.: Каждый шельфовый проект уникален, и чем ближе мы будем подходить к непосредственно процессу добычи углеводородного сырья, тем больше может быть разброс в стоимости работ. Если говорить об основных видах работ на шельфе, выполняемых недропользователями, то их стоимость в 2017 году выглядит следующим образом. Средняя стоимость одного метра проходки разведочного бурения по континентальному шельфу составляла около 5 млн рублей, в 2015 году этот показатель был чуть ли не в два раза

Пока что основным видом разведочных работ на арктическом шельфе является 2D- и 3D-сейсмика. Поэтому говорить о доли извлекаемых запасов в структуре общероссийских не совсем репрезентативно. Вместе с тем доля начальных суммарных ресурсов (категории запасов ABC₁₂₃+D) нефти и газа в арктических морях составляет по нефти почти 12%, по газу – более 33%.

ниже. 1 км² 3D-сейсморазведки в среднем стоил 1,1 млн рублей, что чуть выше уровня 2017 года.

Ред.: *Нужны ли сейчас вообще арктические проекты, неужели не хватает добычи нефти и газа на континенте? Каковы операционные затраты арктических проектов в сравнении с континентальными?*

К. М.: Большую себестоимость добычи шельфовых углеводородов обеспечивают именно капитальные затраты. Что же касается операционных, тут разница между морской и сухопутной добычей невелика. Например, транспортировка продукции с Приразломного и Новопортовского месторождений. Логистическая схема у этих проектов практически одна и та же, у Нового Порта транспортное плечо даже длиннее. Нефть с этих месторождений недропользователь сливает в один танкер-накопитель в Мурманске. А по другим операционным затратам разница еще меньше.

Ред.: *Есть ли сейчас приоритет у нефтяных или газовых проектов? И что сейчас важнее для РФ на арктическом шельфе – нефть или газ?*

К. М.: Лицензии выдаются как на нефтяные, так и на газовые перспективные участки. Но общий характер лицензионных обязательств показывает, что по газовым структурам сроки проведения работ обозначены позже, чем по нефтяным.



Следующим месторождением на арктическом шельфе, введенным в эксплуатацию, станет газовое месторождение ПАО «Газпром» Каменномыское-море в Обской губе в Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области. Извлекаемые запасы газа по категориям АВС, составляют почти 555 млрд м³. В соответствии с приоритетным вариантом освоения, обустройство месторождения Каменномыское-море предполагается одной ледостойкой стационарной платформой и тремя ледостойкими блок-кондукторами. Проектный уровень добычи газа – 15,1 млрд м³ в год.

Ред.: *Какие арктические проекты по добыче планируется запустить в ближайшие три-пять лет и какие проекты есть в долгосрочной перспективе?*

К. М.: Согласно планам компаний, следующим месторождением на арктическом шельфе, введенным в эксплуатацию, станет газовое месторождение «Газпрома» Каменномыское-море в Обской губе в Ямало-Ненецком автономном округе. Извлекаемые запасы газа по категориям АВС, составляют почти 555 млрд м³. В соответствии с приоритетным вариантом освоения, обустройство месторождения Каменномыское-море предполагается одной ледостойкой стационарной платформой и тремя ледостойкими блок-кондукторами. Проектный уровень добычи газа – 15,1 млрд м³/год.

Ред.: *Предполагаются ли для компаний, работающих в Арктике, какие-то новые льготы от государства? Если да, то какие именно?*

К. М.: Из последнего стоит отметить вступивший с 1 января 2017 года в силу Федеральный закон «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации», в соответствии с которым расходы нефтегазовых компаний по геологическому изучению, включающему поиск и оценку на новых морских месторождениях углеводородного сырья, для целей расчета налога на прибыль организаций учитываются в размере фактических затрат с применением повышающего коэффициента 1,5. В настоящее время прорабатывается вопрос применения повышающего коэффициента в размере 3,5 вместо 1,5 в целях исчисления налога на прибыль организаций.

Ред.: *Каковы основные сложности, связанные с реализацией проектов в Арктике? Как для компаний, так и для государства.*

К. М.: Осуществляя работы на арктическом шельфе, компания всегда несет значительные финансовые риски. По наиболее перспективным структурам ориентировочная успешность разведочного бурения оценивается в 70%, но никто не застрахован от того, что скважина стоимостью более \$20 млн будет сухой. Также стоит отметить, что не так много подрядчиков могут осуществлять работы в арктических климатических условиях. Рынок таких услуг ограничен. И в нем важна консолидация компетенций. Важен фактор соблюдения норм экологической безопасности на любом этапе реализации любого арктического проекта, ну и конечно, фактор сплоченности коллектива

проекта, обладающего компетенцией и навыками работы в суровых арктических условиях.

В части приоритетов, с которыми сталкивается государство, хочу отметить важность мер защиты наших интересов в отношении месторождений, значительно удаленных от берега. Кроме того, важно безусловное выполнение государственных норм, связанных с пересечением границы судами и грузами, в том числе и норм технологического, фитосанитарного и прочего контроля.

Ред.: *Есть ли у России необходимые технологии и оборудование для работы в Арктике? Если чего-то не хватает, то чего, и как эта проблема решается? Что уже сделано в плане разработки арктических технологий? И самое главное, Россия обладает квалифицированным персоналом для реализации проектов в Северном Ледовитом океане?*

К. М.: Начну с людей. И из личного опыта работы на проекте «Штокман», и из мнений коллег по отрасли могу говорить с уверенностью, что и выпускники наших вузов, и специалисты в компаниях востребованы на международном рынке морских проектов. Я всегда рассказываю коллегам, как в 2007 году российский офис компании Statoil провел тестирование 800 выпускников пяти технических вузов Санкт-Петербурга, выбрал 80 и пригласил их на работу на добычные платформы в Северном море. Позже, в 2012 году, часть из этих высокопрофессиональных специалистов перешла на работу в проект «Штокман» и затем в шельфовые подразделения наших ВИНК. Так вот, эти ребята и такие, как недавний финалист конкурса «Лидер России» Олег Жданев, – наш потенциал будущего успеха в Арктике.

Что касается технологий, то их разработка проводится в рамках государственной программы Российской Федерации «Развитие судостроения и техники для освоения шельфовых месторождений на 2015–2030 годы». Для поддержки первоочередных проектов на шельфе

С 1 января 2017 года вступил в силу Федеральный закон «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации», в соответствии с которым расходы нефтегазовых компаний по геологическому изучению, включающему поиск и оценку на новых морских месторождениях углеводородного сырья, для целей расчета налога на прибыль организаций учитываются в размере фактических затрат с применением повышающего коэффициента 1,5. В настоящее время прорабатывается вопрос применения повышающего коэффициента в размере 3,5 вместо 1,5 в целях исчисления налога на прибыль организаций.

выделены средства на работы, связанные с созданием сейсмококс, донных станций, сейсморегистрирующего комплекса, комплекса для электроразведки, блочной безредукторной двухтопливной газотурбинной установки, комплексов испытания морских скважин, элементов подводных добычных комплексов. По результатам реализации вышеуказанных опытно-конструкторских работ по сейсморазведке, электроразведке и подводной добыче и их синергии предполагается разработать комплекс обо-

рудования, который на данный момент находится в санкционном списке, для его использования на континентальном шельфе, в том числе в Арктике.

Важно отметить, что эти работы проводятся при тесной кооперации производителей и потребителей такой продукции, даст возможность обеспечить такое оборудованием платежеспособным спросом со стороны недропользователей.

Ред.: *Как отразились санкции на проектах отечественных компаний на шельфе Арктики? Сильнее удар был по финансированию отечественных проектов или по их доступу к новейшим технологиям?*

К. М.: Я и раньше говорил, и сейчас могу повторить: с 2014 года основным фактором корректировки сроков реализации проектов в Арктике являлось изменение цен на энергоресурсы, которое привело к оттоку инвестиций из отрасли по всему миру. Это оказало большее влияние, нежели финансовые или технологические ограничения США и ЕС.

Ред.: *В 2017 году, по сравнению с двумя предыдущими годами, на арктическом шельфе значительно возросли геологоразведочные работы, но при этом работы по морскому бурению свыше 150 метров практически не проводились. Чем вызван подобный перекокс? Что более актуально на шельфе сейчас – разведка и доразведка запасов?*

К. М.: Вы правильно отметили, объемы сейсмичности на шельфе увеличились почти в два раза. В 2016 году на арктическом шельфе также не было глубокого бурения. Согласно планам недропользователей, фаза активного

С 2014 года основным фактором корректировки сроков реализации проектов в Арктике являлось изменение цен на энергоресурсы, которое привело к оттоку инвестиций из отрасли по всему миру. Это оказало большее влияние, нежели финансовые или технологические ограничения США и ЕС.

бурения начнется после 2019 года. В то время как работы по 3D-сейсмике на наиболее перспективных участках планируется провести до 2020 года.

Ред.: *В октябре 2017 года Александр Новак заявил, что планы по добыче нефти на шельфе в объеме 80 млн тонн к 2035 году, отраженные в Энергостратегии, достижимы. Где и какие участки шельфа в первую очередь будут разрабатываться?*

К. М.: Прирост морской добычи нефти в объеме около 50 млн тонн может быть достигнут за счет ввода в эксплуатацию месторождений, открытых в результате успешного бурения в Балтийском и Охотском морях, за счет разработки морских месторождений Северного Каспия (юридически не относятся к шельфовым, но с технологической точки зрения обладают схожими характеристиками с добычей на шельфе), а также исходя из расчета успешности разведочного бурения с последующим вводом в разработку месторождений в Баренцевом и Карском морях.

С экономической точки зрения, поставка СПГ в районы Крайнего Севера и Арктической зоны возможна. Рост грузооборота по Северному морскому пути обеспечит потенциал использования СПГ в качестве судового топлива. Развитие бункеровки СПГ создает также условия для газоснабжения населения и промышленных проектов Арктической зоны.

Ред.: *Как известно, итогами распределения (приоритет для компаний с госучастием) довольны не все, например, ЛУКОЙЛ. Возможен ли пересмотр распределения или изменения условий для операторов проектов на шельфе Арктики?*

К. М.: Закон – категория стабильная, и его нормы устанавливаются на основе учета множества факторов.

Подчеркну, для достижения показателя добычи нефти на шельфе в объеме 80 млн тонн к 2035 году текущие темпы и объемы геологоразведочных работ считаю удовлетворительными. Учитывая то, что оптимальный временной период между открытием месторождений и началом добычи сырья составляет около 8 лет, сейчас для лицензедержателей может быть интересна совместная работа на условиях квазираздела продукции (квази-СПП) с привлечением компетентных российских партнеров для работы на шельфе, что сможет способствовать увеличению его изученности и, как следствие, росту объемов добычи углеводородного сырья.

Ред.: *А есть ли гарантии безопасности арктических нефтегазовых проектов для природы? Что уже делается в природоохранном плане и что планируется сделать?*

К. М.: Экологические угрозы для окружающей среды Арктики вызваны эксплуатацией сложных инженерных сооружений для бурения скважин и добычи нефти и газа, а также связаны с функционированием прибрежной инфраструктуры.

Одной из мер по обеспечению экологической безопасности в арктической зоне Российской Федерации является обязательность проведения государственной экологической экспертизы проектной документации объектов (Федеральный закон от 23 ноября 1995 года № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе»).

Также с 1 января 2018 года в соответствии с Законом № 219-ФЗ государственной экологической экспертизе подлежит проектная документация объектов капитального строительства, относящихся, в соответствии с законодательством в области охраны окружающей среды, к объектам, оказывающим значительное негативное воздействие на окружающую среду, к областям применения наилучших доступных технологий (объекты I категории), в том числе расположенных на территории Арктической зоны.

Кроме того, одним из важнейших направлений в области обеспечения экологической безопасности на территории Арктической зоны Российской Федерации являются меры по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. На законодательном уровне они утверждены в Федеральных законах «О континентальном шельфе Российской Федерации» и «О внутренних морских

водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации».

Ред.: *Уровень газификации в стране в прошлом году достиг 68,1%. Максимальный уровень эффективной сетевой газификации в РФ озвучен экспертами на уровне примерно 85%. Есть ли экономическая ниша для поставок отечественного СПГ в районы Крайнего Севера, где сетевая газификация считается не эффективной?*

К. М.: С экономической точки зрения, поставка СПГ в районы Крайнего Севера и Арктической зоны возможна. Рост грузооборота по Северному морскому пути обеспечит потенциал использование СПГ в качестве судового топлива. Развитие бункеровки СПГ создает также условия для газоснабжения населения и промышленных проектов Арктической зоны.

Кроме того, возможным драйвером могут стать морские терминалы по перегрузке СПГ (перевалочный терминал), что позволит использовать поставляемый отпарной газ на объекты энергетики и коммунального хозяйства. Как пример, Соглашение между ПАО «НОВАТЭК» и Правительством Камчатского края, в котором стороны обязались создать организационные и экономические условия для строительства на восточном побережье полуострова Камчатка перевалочного терминала по перегрузке СПГ с арктических судов-газовозов на обычные суда-газовозы.

В случае успешной реализации указанного проекта, можно рассмотреть подобный сценарий в Мурманской области, для которой, на сегодняшний день, сетевая газификация является экономически неэффективной.

Сложившаяся практика газификации субъектов Российской Федерации во взаимодействии с ПАО «Газпром» продемонстрировала высокие результаты и позволила с 2001 по 2017 год повысить уровень газификации с 51,7% до 68,1% и в настоящее время в городах составляет порядка 71,4%, в сельской местности – около 58,7%.

Инвестиций в газификацию с 2005 по 2017 год составили порядка 585,7 млрд рублей (средства – ПАО «Газпром», бюджеты субъектов РФ, ФЦП).

С 2005 по 2017 год газифицировано порядка 4,4 тыс. населенных пунктов, или 842 тыс. квартир и домовладений.

Протяженность более 2 тыс. газопроводов среднего и малого давления составила порядка 33 тыс. км.

Ред.: *А если в целом говорить о проблеме газификации страны, какие регионы сейчас наиболее остро в ней нуждаются?*

К. М.: Как я уже говорил, сейчас достаточно сложно реализовать программу газификации Мурманской области, так как туда газ должен идти либо от трубопроводной системы континентальной части, а это строительство сотен километров трубопровода и огромные инвестиции, либо со Штокмановского газоконденсатного месторождения, проект которого в настоящее время отложен.

Сетевая газификация Байкальского региона, а также Амурской области и Еврейской автономной области должна быть связана с реализацией крупнейшего масштабного проек-



В настоящее время ПАО «Газпром» реализует проекты по газификации территорий опережающего социально-экономического развития (ТОР) «Михайловская» и «Надеждинская» (Приморский край), «Комсомольск» (Хабаровский край) и «Горный воздух» (Сахалинская область), ТОР «Камчатка» (Камчатский край).

Концепция участия «Газпрома» в газификации регионов России подразумевает дифференцированный подход к газификации с учетом наличия в регионах запасов природного газа и развития имеющихся месторождений, а также возможность использования альтернативных энергоносителей, включая сжиженный и компримированный природный газ (СПГ и КПГ), сжиженный углеводородный газ (СУГ).

та – строительства новой газотранспортной системы «Сила Сибири», разработкой новых крупнейших газовых месторождений – Ковыктинского и Чаяндинского, и других газовых месторождений Восточной Сибири и Якутии. При корректировке Генеральной схемы развития газовой отрасли до 2035 года и включенной в нее Восточной газовой программы еще раз целесообразно взвесить возможность вовлечения газа Якутии в газификацию ДФО, в том числе и за счет СПГ.

Кроме того, прорабатывается вопрос газификации Красноярского края. Рассматриваются три варианта организации газоснабжения этого субъекта Российской Федерации, идет оценка потенциального объема потребления природного газа в крае.

В дальнейшем планируется объединить Единую систему газоснабжения с газотранспортными системами Восточной Сибири и Дальнего Востока, что дает дополнительный импульс газификации Сибирских регионов.

Ред.: *Имеется ли статистика, сколько населенных пунктов сейчас не имеют доступа к газу из газопроводов? Каковы темпы газификации: каким было положение три-пять лет назад, каково оно сейчас и какие планы по газификации? Кто всем этим будет заниматься? Если опять «Газпром», то не повредит ли рост социальной нагрузки компании?*

К. М.: В настоящее время из 155 тыс. населенных пунктов газифицировано природным газом около 45 тыс. Сжиженным углеводородным газом (СУГ) порядка 56 тыс., при этом объем потребления СУГ за 15 лет для целей жизнеобеспечения граждан сократился примерно в четыре раза (с 2 млн тонн в год до примерно 500 тыс. тонн в год), СПГ – четыре населенных пункта.

Инвестиции в газификацию в 2017 год от субъектов Российской Федерации составили 13,8 млрд рублей, от ПАО «Газпром» – 29,45 млрд рублей, из Федерального бюджета – 1,2 млрд рублей. В текущем году работа будет продолжена, планируемый объем инвестиций составляет около 85 млрд рублей, в том числе средства ПАО «Газпром» – 36,7 млрд рублей.

Планируется построить 82 объекта протяженностью порядка 1,3 тыс. км в 22 регионах Российской Федерации. Будут созданы условия для газификации порядка 200 населенных пунктов, порядка 30 тыс. домовладений и квартир, 170 котельных.

Прогнозный уровень газификации природным газом на 01.01.2019 составит в целом по России 68,7%, в том числе в городах и поселках городского типа – 72,0%, сельской местности – 59,2%. В Программу газификации «Газпрома» на 2018 год включены 66 регионов Российской Федерации.

Ред.: *Нет ли планов по расширенному привлечению к газификации независимых производителей газа, таких, например, как НОВАТЭК и «Роснефть»?*

К. М.: Сейчас независимые поставщики не готовы идти на регулируемый рынок и рассчитывают получить гарантии доходов в обмен на свои обязательства.

Но НОВАТЭК поставляет газ потребителям Челябинской, Московской, Костромской, Тюменской областей, а также в Пермский край.

А «Роснефть» реализует газ в Западной Сибири и Уральском федеральном округе, при этом в Свердловской области компания обеспечила порядка 87% потребности региона в газе, осуществляя поставки в адрес как промышленных, так и социальных потребителей.

Хочу отметить, что в целях развития газораспределительных систем Минэнерго совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти и организациями прорабатывает концепцию введения по согласованию с поставщиком газа, газораспределительной организацией (ГРО) и потребителем газа, в интересах которого планируется строительство, специального инвестиционного коэффициента (тарифа).

Мы полагаем, что указанный механизм позволит привлечь к газификации дополнительных участников и, как следствие, увеличить инвестиции и темпы газификации субъектов Российской Федерации.

Минэнерго совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти и организациями прорабатывает концепцию введения по согласованию с поставщиком газа, газораспределительной организацией (ГРО) и потребителем газа, в интересах которого планируется строительство, специального инвестиционного коэффициента (тарифа). Указанный механизм позволит привлечь дополнительных игроков к газификации и как следствие будет способствовать увеличению инвестиций и темпов газификации субъектов Российской Федерации.

Ред.: *Получат ли компании-газификаторы какие-либо льготы от государства?*

К. М.: В настоящее время субъекты Российской Федерации, как ответственные за газификацию уровни власти, обладают возможностью предоставления ГРО налоговых льгот либо применения пониженных ставок налогообложения.

Ред.: *Насколько эффективной показала себя практика реализации проектов на условии соглашения о разделе продукции?*

К. М.: Положительный экономический эффект для государства от реализации инвестиционных проектов СРП:

Месторождение Хвалынское находится в российском секторе Каспийского моря и реализуется в соответствии с законодательством Российской Федерации и в соответствии с Соглашением между Российской Федерацией и Республикой Казахстан о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав на недропользование от 06.07.1998 г. и Протоколами к нему от 13.05.2002 г. и 25.01.2006 г.;

Участники Соглашения – АО НК «КазМунайГаз» (50 %), ОАО «ЛУКОЙЛ» (50 %).

В настоящее время на месторождении пробурены две скважины: Хвалынская № 1 пробурена в 2000 году;

Хвалынская № 4 пробурена в 2002 году.

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» является держателем лицензии на право поиска, разведки и добычи углеводородов

на участке недр в Северной части Каспийского моря ШКС № 11386 НР от 22.01.2003 г., включающей в себя месторождение «Хвалынское».

ИСТОРИЯ ВОПРОСА:

С 2011 года проводятся переговоры с государственными органами Российской Федерации по заключению СРП по месторождению Хвалынское. Одним из основных вопросов для заключения СРП является вопрос монетизации газа.

В случае заключения СРП в 2018 году, начало добычи на месторождении планируется на 2027 год.

Запасы углеводородов: газ – 322349 млн м³; конденсат – 23865 тыс. тонн (геол.) и 11169 тыс. тонн (извл.); нефть – 241897 тыс. тонн (геол.) и 36285 тыс. тонн (извл.).

- ◆ фиксированные платежи инвесторов в виде бонусов, уплаты роялти, а также доля государства в углеводородах для раздела и налог на прибыль инвестора;
- ◆ налоговые поступления от привлеченных физических и юридических лиц к реализации проектов СРП;
- ◆ косвенные доходы, а именно расходы инвесторов, а для подрядчиков – доходы по обустройству нефтегазовых месторождений, добыче и транспортировке углеводородов.

Необходимо отметить, что государством на постоянной основе ведется работа по увеличению российского участия в проектах СРП.

Кроме того, в рамках реализации СРП (проект «Сахалин-2», оператор «Сахалин Энерджи») на территории Российской Федерации был запущен первый завод по производству СПГ, что позволило увеличить долю российского присутствия на мировом рынке.

Ред.: *Есть ли конкретные планы по новым СРП-проектам: с кем, где, когда, какие условия, какие прогнозы? Например, в ту же Арктику будут привлекаться иностранные игроки для работы на условиях СРП?*

К. М.: В настоящее время Минэнерго России совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти и компаниями ведет работу по подготовке текста Соглашения о разделе продукции при пользовании недрами нефтегазоконденсатного месторождения Хвалынское.

Доходы государства от реализации СРП-проектов по состоянию на 2017 год составили более \$38 млрд. На сегодняшний день вопрос о прекращении практики применения СРП проектов не стоит. На наш взгляд, применение механизма СРП с учетом введенного Федерального закона от 30 декабря 1995 года № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» будет являться хорошим направлением привлечения инвестиций как со стороны иностранных, так и российских компаний, а также будет способствовать созданию новых рабочих мест

Ред.: *А есть негативные для России моменты в работе на условиях СРП?*

К. М.: В настоящее время на территории Российской Федерации реализуются три проекта на условиях Соглашения о разделе продукции: «Сахалин-1» – оператор проекта «Эксон Нефтегаз Лимитед», «Сахалин-2» – оператор проекта «Сахалин Энерджи Инвестмент Лтд.» и «Харьгинское месторождение» – оператор проекта «Зарубежнефть-добыча Харьков» (далее – проекты СРП).

В Российской Федерации принят и действует Федеральный закон от 30 декабря 1995 года № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» (далее – ФЗ). Однако все вышеперечисленные СРП были заключены до вступления указанного ФЗ в силу.

В результате проекты СРП фактически не подпадают под действие Закона, что закреплено п. 7 ст. 2: «Соглашения, заключенные до вступления в силу настоящего Федерального закона, подлежат исполнению в соответствии с определенными в них условиями. При этом положения настоящего Федерального закона применяются к указанным соглашениям в той мере, в какой его применение не противоречит условиям таких соглашений и не ограничивает права, приобретенные и осуществляемые инвесторами в соответствии с этими соглашениями». Таким образом, правовой режим Соглашений определяется почти исключительно их внутренними нормами.

Ред.: *А сколько уже принесли СРП-проекты госбюджету?*

К. М.: Доходы государства от реализации СРП проектов по состоянию на 2017 год составили более \$38 млрд. И на сегодняшний день вопрос о прекращении практики применения СРП проектов не стоит. На наш взгляд, применение механизма СРП с учетом введенного Федерального закона от 30 декабря 1995 года № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» будет являться хорошим направлением привлечения инвестиций как со стороны иностранных, так и российских компаний, а также будет способствовать созданию новых рабочих мест. **✎**