

Ямал как центр добычи газа

Транспортное обеспечение добычи углеводородов в прибрежных и шельфовых месторождениях Ямала – актуальная проблема современного развития нефтегазовой отрасли



Ежегодное производство первичных энергоресурсов в России составляет более 12% от общего мирового производства, страна активно участвует в международной энергетической торговле, занимая второе после Саудовской Аравии место в мире по экспорту нефти и первое по экспорту природного газа.

Э.А. Гагарский, начальник Центра транспортной координации и ТТС ОАО «Союзморниипроект», д.т.н., профессор

С.А. Кириченко, зав. сектором контейнерных перевозок ОАО «Союзморниипроект»

С.Г. Козлов, начальник Центра проектирования морских портов ОАО «Союзморниипроект», к.т.н.

Нефть и газ обеспечивают 20% внутреннего валового продукта России, они являются главными статьями нашего экспорта, давая более половины его доходов. Однако основные месторождения на суше уже частично выработаны, а в Татарии и Западной Сибири – истощены. Прирост разведанных запасов в настоящее время не покрывает добываемого количества.

Богатство шельфа

Российский шельф обладает огромным потенциалом. На нем, в экономической зоне России, с позиции международного права, содержится четверть наших запасов нефти и половина запасов газа. Распределены они следующим образом: Баренцево море – 49%, Карское – 35%, Охотское – 15%. И лишь менее 1% находится в Балтийском море и на

нашем участке Каспия. Разведанные запасы на шельфе Северного Ледовитого океана в российском секторе Арктики составляют 25% мировых запасов углеводородного сырья.

Почти весь российский шельф (по площади) располагается в холодных морях Северного Ледовитого океана и Охотского моря. Его протяженность у берегов России составляет 21% всего шельфа Мирового океана. Около 70% его площади перспективны с точки зрения полезных ископаемых, в первую очередь нефти и газа.

Кроме того, значительные потенциальные запасы газа и нефти находятся в более глубоководном российском секторе Арктики (от Северного полюса до крайних восточной и западной точек российского побережья). Последнее – резерв для будущих поколений.

Доля морей в общем приросте запасов углеводородного сырья в России может достигнуть 12-15% к 2020 г. и далее будет расти.

Начальные суммарные ресурсы морской периферии России по сегодняшним оценкам составляют 133,5 млрд тонн условного топлива или около 100 млрд тонн извлекаемых ресурсов, распределенных в 16 крупных морских нефтегазоносных провинциях и бассейнах. Наибольшая доля ресурсов – около 62,7% – приходится на моря Западной Арктики: Баренцево, Печорское и Карское. За ними, в порядке убывания, следуют Охотское, Восточно-Сибирское и Каспийское моря.

Углеводородный потенциал континентального шельфа в целом способен обеспечить высокие уровни добычи, которые при благоприятных условиях могли бы составить до 20-25% всего предполагаемого объема добычи нефти и до 45% всего объема добычи газа после 2030 г.

В мире на шельфе и прибрежных акваториях сегодня добывают 35% нефти и около 32% газа. Начало положено бурением первых морских скважин лет 50 тому назад в мелком и теплом Мексиканском заливе.

Опыт освоения богатств морского дна есть и в Европе. Уже более 30 лет в Северном море добычу нефти с морских платформ ведут Норвегия и Англия. Суммарный экспорт этих двух стран соизмерим с российским. Норвегия благодаря добыче нефти стоит на первом месте по уровню жизни. При этом добыча ведется не только в экономических зонах этих стран, а и вне их, согласно международной договоренности о разделе дна между примыкающими странами. Прогнозируется, что в России доля добычи углеводородов на шельфе к 2020 году составит 4% общего мирового объема.

Технические, технологические трудности, возникающие в различных регионах мира при освоении месторождений на шельфе, далеко не одинаковые. Минимальные затраты необходимы на освоение месторождений на мелководном шельфе теплых морей в акваториях с умеренным волнением. С ростом глубины моря, а также на открытых участках морей и океанов затраты быстро растут. Волнение мешает строительным работам.

В замерзающих морях приходится ограничивать сроки ведения строительства и бурения скважин с платформ навигационным периодом. Кроме того, все надводные и подводные сооружения должны быть рассчитаны на потенциальную ледовую нагрузку при навале ледяных полей. Подобные условия имеют место на российских участках шельфа Каспия, Балтики, Японского и других морей.

В Арктике ситуацию ухудшает целый ряд дополнительных факторов – опасность навала летом многолетних ледяных полей большой толщины и массы, короткий навигационный период, долгая полярная ночь, высокие отрицательные температуры, требующие применения во многих конструкциях морозостойких сталей. Для подводного трубопроводостроения и оборудования на дне дополнительную серьезную опасность представляет движение придонного льда. Вспахивание морского дна льдом в Евразийской Арктике отмечено до глубин 26-43 м. В последние десятилетия информация об этом явлении активно пополняется данными гидролокаторов подводных лодок, курсирующих в этом районе Мирового океана. Именно с такой ситуацией приходится сталкиваться на российском шельфе Ямала.

Наконец, в Арктике наибольшие технические трудности и наибольшие инвестиции прогнозируются на освоение месторождений арктических морей и Северного Ледовитого океана, расположенных севернее границы многолетних паковых льдов. На глубокой воде в этих районах противостоять давлению тяжелых льдов крайне сложно. В перспективе при разработке этих месторождений предполагается широко использовать подводные буровые и эксплуатационные комплексы, а также робототехнику. Это задача скорее будущего.

Особенности освоения

Помимо внешних природно-климатических условий трудности освоения месторождений и уровень потребных инвестиций определяются также глубиной залегания пластов углеводородов, газовым составом и многими другими факторами.

Перспективны прежде всего чисто газовые (метановые) месторождения, с высоким содержанием метана в добываемом газе. Ибо метан может быть перемещен на значительные расстояния по подводному газопроводу. Кроме того, практика доказала, что даже разрыв одной нитки такого подводного газопровода во многих случаях не приводит к катастрофическим экологическим последствиям. Давление в нитке автоматически перекрывается, транспортировка газа переводится на резервную нитку трубы. Некоторое количество газа из поврежденного трубопровода выходит в атмосферу в виде пузыря, обычно без катастрофических последствий для окружающей среды (если нет источника воспламенения газа над местом аварии).

Газоконденсатные месторождения требуют размещения установки первичной подготовки газа к транспортировке, а также выделения жидкой фракции углеводородов. С морских месторождений жидкую фракцию обычно вывозят танкерами или специализированными судами-газовозами (смотря от химического состава первичного газа). Однако во всех случаях это необходимость в дополнительном дорогостоящем оборудовании, которое нужно еще завести, отладить, разместить, обеспечить энергопитанием и постоянно эксплуатировать на создаваемом искусственном сооружении месторождения.

Дополнительные сложности вызывают в добываемом первичном газе включения ядовитых и взрывоопасных газов, так как необходимы дорогостоящие меры по безопасности обслуживающего персонала месторождения, его эвакуации при аварии, защиты окружающей среды, увеличиваются риски безаварийной работы оборудования и магистральных трубопроводов.

Тем не менее при равных исходных условиях природно-климатические условия и глубина моря в районе его расположения имеют весомое значение и по экспертным оценкам могут быть охарактеризованы значениями (см. Табл. 1).

Таблица 1

Расположение шельфового или морского месторождения	Относительная потребность в инвестициях
Месторождения на мелководном шельфе теплых морей	100%
Глубоководные месторождения теплых морей	150-200%
Месторождения на мелководном шельфе замерзающих морей	120-200%
Глубоководные месторождения замерзающих морей	200-300%
Глубоководные месторождения замерзающих морей	200-300%
Месторождения на мелководном шельфе арктических морей (южнее кромки многолетних льдов)	150-250%
Глубоководные месторождения арктических морей (южнее кромки многолетних льдов)	300-500%
Месторождения в арктических морях севернее кромки многолетних льдов	Ориентировочно по оценкам в 4-7 раз, нет практических данных

За последние годы Россия приступила к динамичному освоению своего шельфа. Так уже 15% запасов углеводородного сырья шельфа приходится на Охотское море. Но именно здесь, у Сахалина, в 1998 году группа иностранных компаний впервые в России начала промышленную добычу нефти с шельфа. В 2004 году добыли промышленную нефть и на шельфе Балтийского моря.

Разрабатывать арктический шельф значительно труднее и дороже. Необходима новая техника и технологии, ориентированные на суровые арктические природные условия, необходимо в полной мере учитывать ледовую обстановку как при строительстве месторождений на шельфе, так и при разработке схем их транспортного обеспечения. Нужны огромные инвестиции, которые начнут давать отдачу и прибыль не ранее чем лет через пять.

Россия планирует превратить полуостров Ямал, включая его прибрежные и шельфовые месторождения, в основной центр добычи газа, обеспечивающий более трети российского производства. В определенной мере это обусловлено постоянным переносом сроков освоения шельфового Штокмановского месторождения на более поздние годы. Про-граммы освоения Ямала одобрила федеральная правительственная комиссия по ТЭК.

В сложившихся условиях гарантированное обеспечение планов по своевременному вводу новых месторождений Ямала, завозу грузов снабжения и стройматериалов, а также вывозу добываемых углеводородов становится приоритетной задачей для выполнения принятых внешнеторговых обязательств по поставкам газа в Западную Европу, в КНР, а также на внутренний рынок.

На территории ЯНАО сосредоточено 75% разведанных запасов и добывается 90% российского природного газа. В пределах полуострова открыто 26 газовых и нефтегазоконденсатных месторождений, разведанные запасы газа составляют 10,4 трлн кубометров, извлекаемые запасы конденсата – 250,5 млн тонн, запасы нефти – 291,8 млн тонн.

В настоящее время формируется новая транспортная инфраструктура и идет активное освоение ресурсов Бованенковского месторождения. Бованенковское месторождение – одно из крупнейших на Ямале, его запасы составляют 4,9 трлн куб. м. Разработкой месторождения занимается ООО «Газпром добыча Надым». Этот проект входит в число самых масштабных в России.

На очереди Харасавейское, Крузенштернское месторождения, запасы природного сырья которых размещаются и на суше, и частично на прибрежном мелководном шельфе. В перспективе на 2020 год – начало разработки крупнейшего Ленинградского газоконденсатного месторождения, полностью расположенного на шельфе Карского моря.

При освоении шельфовых и прибрежных месторождений невозможно обойтись без морского транспорта, от слаженной работы которого с газовиками и нефтедобытчиками в значительной мере зависит выполнение намеченных планов к заданным срокам.

В Бованенково инфраструктура, позволяющая производить работы по строительству объектов добычи газа, создается на промысле с 2004 года. К концу 2011 года в эксплуатацию введено более ста объектов энергообеспечения, построена транспортная инфраструктура и промышленная база. За период с 2009 по 2011 год закончены бурением 177 скважин, произведен пуск комплекса подземного оборудования на 113 скважинах и освоено 88 скважин. Выполнен большой объем работ по первому модулю установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и дожимной компрессорной станции, монтажу оборудования модулей УКПГ.

Газопроводная система

Для завоза строительных материалов, оборудования, грузов снабжения была построена на Ямал железная дорога Обская – Бованенково – Карская, а также проложен уникальный газопровод по дну Байдарацкой губы Бованенково – Ухта (1100 км), являющийся первенцем новой магистральной газопроводной системы Ямала. Участок этого газопровода, проложенный по дну губы, является первым российским арктическим подводным газопроводом.

В строительство этих объектов свой значительный вклад внес и отечественный водный транспорт, обобщение накопленного опыта заслуживает определенного внимания.

Для первого подводного полярного газопровода с Ямала был выбран южный вариант трассы по мелководью Байдарацкой губы. При некотором увеличении суммарной длины сухопутного и подводного участков газопровода этот вариант имеет ряд преимуществ: на всем протяжении подводного перехода глубины позволяют работу на трассе водолазов в стандартном водолазном снаряжении, для южной части губы характерен более продолжительный период летней навигации, а также более умеренный по сравнению с остальной акваторией губы режим волнения.

Трасса газопровода пересекла Байдарацкую губу в ее узкой южной части. Протяженность подводного участка составила 66 км. Прокладка производилась из труб повышенного давления диаметром 1200 мм.

Глубина моря по трассе газопровода – не более 25 метров, что для современных технологий и оборудования не является экстремальным значением. Так глубина «Голубого потока» – самого глубоководного отечественного морского трубопровода –

достигает 2150 м. Но сложность составляют климатические условия, образование льдов и короткий навигационный период.

Когда строительство всей системы будет закончено, подводная часть трубопровода будет состоять из четырех параллельных линий. По трем ниткам будет транспортироваться газовый конденсат, четвертая предназначена для линий связи и электроснабжения.

Укладка труб на дно осуществлялась арендованным специализированным судном-трубоукладчиком Defender. Основной объем работ по завозу обетонированных труб для подводной части трубопровода на комплекс трубоукладчика выполнили морские суда ОАО «Северное морское пароходство». На перевозке труб для 1-й очереди работали теплоходы «Сергей Кузнецов», «Капитан Рынцын», «Юпитер-1» и суда типа «Механик Ярцев». Предварительно на специализированной базе в Архангельске 10-метровые трубы обетонировались, чтобы исключить их всплытие, а также усилить защиту от потенциальных повреждений в процессе эксплуатации.

Трубоукладчик Defender – это сложное плавучее инженерное сооружение. Жестко стоит на нескольких носовых и кормовых якорях, которые заводят с помощью буксиров, по тросам же он и передвигается. Трубы с борта теплохода снимает кран на гусеничном ходу. Defender состыковывает с помощью сварки 10-метровые трубы в единую нитку – будущий газопровод – и укладывает на дно залива. Трубы укладывают в траншею (метра четыре глубиной) и сверху засыпают гравием.

Для трубоукладочного комплекса главное – бесперебойная подача и укладка труб. Комплекс работает круглосуточно. Задача судов – обеспечить непрерывную поставку труб.

При благоприятных погодных условиях был достигнут ритм подачи труб 6 минут. Укладка производилась непрерывно весь период летней навигации – около 4 месяцев, до ледостава.

На сухопутный участок трассы трубы и оборудование доставлялось преимущественно по зимнику. Дорожно-строительные работы на Ямале на болотах, озерах и реках возможно вести только после промерзания их на глубину, гарантирующую безопасный проезд строительных машин.

Зимник для обеспечения строительства начинается от железнодорожной станции Хралов, куда грузы доставляются железнодорожным транспортом, и проходит в основном по льду Байдарацкой губы. В сутки по автозимнику проходило от 150 до 500 автомобилей. Из-за крайне тяжелых условий перевозок в полярную ночь имеет место высокая аварийность, и часть труб приходится потом выбраковывать из-за деформаций, полученных в пути. Наземный участок газопровода на Ямале требовал дополнительной термоизоляции труб, а также их размещения на опорах во избежание обводнения в условиях вечномерзлого грунта.

В конечном итоге, по данным ряда независимых экспертов, стоимость строительства 1 км подводного трубопровода оказалась сопоставима, а по некоторым данным даже ниже, чем на его сухопутном участке по Ямалу, без учета затрат на компрессорные станции.

С учетом отмеченного предварительно «Газпромом» намечено следующую, пятую нитку газотранспортной системы Ямала проводить севернее, напрямую от поселка Усть-Кара на

Бованенково, где глубины на трассе местами достигают 200 м. А в дальнейшем по этой трассе направлять газ и Крузенштернского месторождения.

Существует и ряд теоретических положений в пользу такого варианта. В данном районе Арктики море промерзает (до дна) на глубинах до 25 м. При больших глубинах трубопровод постоянно находится в более благоприятном температурном режиме, ибо в Северном Ледовитом океане температура морской воды редко поднимается выше $+15^{\circ}\text{C}$ летом, но и не опускается ниже 0°C на глубине зимой. Наземные же трубопроводы находятся в экстремальных температурных режимах – зимой до -55°C , летом до $+30^{\circ}\text{C}$, что, с одной стороны, вызывает значительные температурные напряжения, с другой – требует при эксплуатации трубопровода дополнительных затрат по стабилизации температурного режима перекачиваемого природного газа (который нужно доставлять потребителю постоянно, как летом, так и зимой, несмотря на природные температурные аномалии).

В данном регионе морские глубины от 25 до 70 м являются в определенной мере оптимальными, ибо на них возможна работа водолазов с обычным снаряжением как при строительстве, так и в дальнейшем при выполнении ремонтно-восстановительных работ.

В настоящее время надежность поставок газа по глубоководным газопроводам обеспечивается прокладкой параллельно нескольких ниток труб и одной резервной. В случае серьезной аварии вводится в действие резервная труба. Это обусловлено тем, что современная глубоководная техника (при глубинах свыше 0,5 км) еще не позволяет проводить большие ремонтно-восстановительные работы на морском дне или же эти работы слишком дорогостоящие, требуют времени как на предварительную подготовку, так и на само исполнение, благоприятных погодных условий на море и поэтому невыполнимы в оперативном режиме.

На Ямале из-за подтаивания верхнего слоя мерзлоты движение тяжелой ремонтной техники летом крайне затруднено, а местами практически невозможно. Все ремонтно-профилактические работы на наземном участке трассы приурочивают к зимнему периоду.

Подводное преимущество

В этом отношении трасса подводного газопровода на мелководье обладает большей ремонтпригодностью: летом с плавсредств (при участии водолазов), зимой – перемещением техники по зимнику.

В связи с этим высказывается положение в пользу всемерного увеличения протяженности подводной части трубопроводов на новые перспективные прибрежные и шельфовые месторождения Ямала (за счет сокращения протяженности сухопутных участков собственно по Ямалу). То есть от поселка Усть-Кара пересекать трассой Байдарацкую губу и далее следовать вдоль восточного берега Ямала по мелководью, придерживаясь преимущественно указанного диапазона глубин.

Наиболее целесообразная трасса газопроводов с Крузенштернского и Харасавэйского месторождений также проходит по дну губы на Усть-Кару. Выход морских газопроводов на материковую сушу рационален на участке севернее устья реки Кара. В дальнейшем на этот участок побережья целесообразно выводить газопроводы от месторождений шельфа Карского моря (Ленинградское, Русановское и др.).

В пользу такого варианта говорит тот факт, что возможности дальнейшего снижения себестоимости и качества перевозок по зимникам во многом исчерпаны, в то время как на морском транспорте могут быть внедрены более современные технические и технологические решения на основе мировых достижений, частично уже апробированные и реализованные и в отечественной практике строительства «Голубого потока» и «Северного потока».

Морские трубоукладчики

Результативность технологии строительства подводных трубопроводов во многом предопределяется возможностями морского трубоукладчика. Ввиду динамичного развития в мире добычи углеводородов на морском шельфе в эксплуатацию вводятся более производительные специализированные суда такого типа. Неуклонно растет и диаметр труб, ведь от квадрата этого параметра зависит пропускная способность подводной магистрали.

Так, трубоукладчик Solitaire принадлежит компании Allseas с 1998 года. Маршрут трубопровода моделируется в трехмерном изображении с учетом морского дна. Подводный трубопровод прокладывается судном по заранее определенному маршруту как одна сплошная труба, которую опускают на морское дно по натяжному устройству, чтобы труба легла без изъязнов. Каждая секция трубы весит 10 тонн, а ее длина составляет 12 метров.

Оборудование судна позволяет сварить трубу диаметром от 5 до 152,4 см. На нем имеется два крана для передачи труб длиной 33 метра и 42 метра с грузоподъемностью каждого 150 тонн, а также кран специального назначения грузоподъемностью 300 тонн и длиной 57 метров. Прокладку труб Solitaire осуществляет со средней скоростью 9 км в сутки, что почти в 5 раз выше рекордных показателей, достигнутых в отечественной практике на трубопроводе Бованенково – Ухта. За короткий летний сезон чистой воды на Ямале такой трубоукладчик способен проложить трубу в 540 км при условии должной подготовки трассы и ритмичного подвоза труб морем.

Рост производительности трубоукладчиков современных моделей достигается в основном за счет предварительной сварки друг с другом на берегу на специализированных постах 2-3 секций длиной по 10-12 м (завозимых в морские порты железной дорогой) и доставки затем этой плети морем до трубоукладчика. Кроме сварки самой трубы стыки покрываются полимерным антикоррозионным покрытием (с внешней и внутренней стороны), а также теплоизоляцией. Затем трубы обетонируют для их утяжеления и избежания всплытия трубопровода, а также защиты от повреждений. Перенос значительной части таких операций на береговую базу, где имеется больше возможностей для соблюдения теплового режима при сварке, размещения оборудования и средств контроля, является основой увеличения скорости укладки подводного трубопровода.

19 ноября 2014 года самое большое в мире судно-трубоукладчик Pieter Schelte покинуло верфь-строитель Daewoo Heavy Industries (Южная Корея). На борту судна смонтированы три крана для передачи труб длиной 33 м и кран специального назначения грузоподъемностью 550 тонн и длиной 15 метров. Диаметр закладываемых труб до 172 см. Разработчики возлагают большие надежды и полагают, что по расчетам оно побьет все рекорды по глубине и скорости прокладки труб.

Необходимо отметить, что доставка всех снабженческих грузов для строительства трубопровода Бованенково – Ухта осуществлялась имеющимся в наличии флотом

российских морских пароходств. В связи с применением в подводных трубопроводах труб повышенного давления и увеличением их длины, для трубоукладчиков возрастает масса подъема. При условии применения при трубоукладке более современной техники возникает потребность в использовании прогрессивных технологий и на отрезке транспортировки «порт – трубоукладчик». В ближайшие годы в России будут строиться магистральные трубопроводы диаметром 1020-1420 мм на давление, указанное в табл. 2.

Таблица 2

Тип газопровода	Рабочее давление
Сухопутные газопроводы	10-12 МПа
Сухопутные нефтепроводы	10-14 МПа
Морские газопроводы	до 20-22 МПа

Толщины стенок труб для газопроводов высокого давления могут достигать 30-40 мм и более. Трубы длиной 12 м и диаметром 1420 мм из сталей класса прочности Х70 для давления 10 МПа будут иметь массу 12 т, для давления 15 МПа – около 18 т, даже из сталей класса прочности Х80 (К65) для 10 МПа их масса составит 10,6 т и для 15 МПа – 15,7 т. Масса трубы длиной 12 м для подводного трубопровода диаметром 1420 мм составит 18-21 т, а с учетом изоляции – и до 24-25 тонн.

Для доставки таких труб и оборудования на мелководные участки шельфа необходим новый современный флот.

Используемый морской транспортный флот для летнего завоза грузов на Ямал был построен еще по советским проектам, преимущественно как суда «река-море» плавания. Ширина таких судов ограничена габаритами шлюзов и условиями прохода по внутренним водным путям страны и составляет порядка 16-17 м. При погрузке-выгрузке тяжелых грузов, таких как трубы магистральных трубопроводов, крупнотоннажные контейнеры, такие суда из-за плохой остойчивости обладают валкостью и при снятии указанных грузов с борта судно получает крены. Кроме того, суда данного класса или не имеют собственных грузовых устройств, или они недостаточно грузоподъемны на больших вылетах.

Для работы с трубами большого диаметра и массы необходимы суда с шириной не менее 16,5-21 м и осадкой порядка 4-5 м, оборудованные современными гидравлическими кранами. Как правило, такие краны устанавливают по одному борту, что позволяет грузить даже на судах длиной 110-120 м плети труб длиной 30-33 м (предварительно сваренные в порту перевалки из секций труб стандартной длины) и обетонированные.

Из отечественных разработок последних лет следует отметить универсальное судно Rannon Sky (проект 00221) вместимостью 274 контейнера, построенное по проекту КБ «Вымпел», Нижний Новгород. (Постройка – «Морской судостроительный завод-2», 1999 г.)

Плавучие перегружатели

Альтернативой использования нового флота, снабженного крановым гидравлическим оборудованием, является применение плавучих перегружателей нового типа, способных на морском рейде выполнять операции по перегрузке контейнеров, труб большого диаметра, металлоконструкций и оборудования. Для выполнения большого объема работ

на шельфе Карского моря такой плавучий кран-перегрузчик должен обладать мореходностью и сохранять способность высокопроизводительно выполнять перегрузочные работы и при умеренных параметрах ветра и волнения. Учитывая вероятность обледенения при определенных погодных условиях, он должен иметь минимальную парусность и площадь поверхности потенциального обледенения, что практически достижимо лишь в варианте установки гидравлического крана на центральной колонне.

Удачная конструкция подобного плавучего перегрузчика разработана кораблестроителями г. Николаева (проект POSS-901). Первый плавучий кран «Святой Николай», построенный в 2013 г., используется для выполнения погрузочно-разгрузочных работ на дальнем рейде Николаевского торгового порта. Грузоподъемность плавучего крана: в грейферном режиме (вылет стрелы 32 метра) – 45 тонн или в режиме крюка (вылет стрелы 26 метров) – 60 тонн. Предусматривается возможность перегрузки рамой крупнотоннажных контейнеров. По проекту суточная производительность плавкрана (при перегрузке насыпного груза) составляет до 20 тыс. тонн.

Технические характеристики крана позволяют обеспечивать выполнение погрузочно-разгрузочных работ при высоте морской волны до 1,5 метра и силе ветра до 20 м/с. Применение конструкции крана на колонке позволило существенно уменьшить парусность, а также площади поверхностей, потенциально подверженных обледенению. Силовая установка крана обеспечивает скорость хода до 4 узлов при осадке 2 м, это позволяет преодолевать участки мелководья, что весьма актуально при разработке шельфовых и прибрежных месторождений.

Поставленные задачи по освоению прибрежных и шельфовых месторождений Ямала потребуют от транспортников внедрения новых технологий и новых типов транспортных и вспомогательных судов для своевременного завоза грузов снабжения, стройматериалов и оборудования.

Морские вести России №1 (2016)