



ЛУКОЙЛ жмет на газ

Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

Сокращение высокорентабельных запасов «черного золота» в России понуждает отечественные нефтяные компании не только браться за освоение ТРИЗ, но и развивать газовые проекты. Тем более сейчас, когда действует соглашение о сокращении добычи нефти в рамках ОПЕК+. Отсутствие таких же ограничений на добычу газа усиливает интерес к инвестициям в этот бизнес. Прежде всего там, где дело касается новых запасов, и особенно – добычи газа с высоким содержанием жидких фракций. Одним из регионов с большими газовыми перспективами остается Ямало-Ненецкий округ. В то же время спрос на газ в самом ЯНАО ничтожен. А сбыт «голубого топлива» внутри РФ требует от независимых производителей установления партнерских отношений с «Газпромом». Он контролирует магистральные газопроводы, да и многие распределительные сети. Тесные отношения с газовым монополистом установил ЛУКОЙЛ. Благодаря этому компания Вагита Алекперова имеет возможность осваивать свой самый крупный по запасам газовый актив в РФ – месторождения Большехетской впадины в ЯНАО. Однако приходится признать, что партнерство нефтяной и газовой компаний развивается здесь непросто, и в немалой степени нынешние усилия ЛУКОЙЛа дадут полноценную отдачу в долгосрочной перспективе.

В нынешнем году «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» планирует приступить к обустройству Южно-Мессояхского газоконденсатного месторождения в ЯНАО. На пике его производительность может составить почти 4,6 млрд м³ газа и свыше 660 тыс. тонн конденсата в год.

Южно-Мессояхское – очередное из месторождений Большехетской впадины. В состав этой группы геоло-

гических объектов входят также Находкинское, Перекатное, Пяяхинское, Хальмерпаутинское и Северо-Хальмерпаутинское месторождения. Их суммарные запасы достигают 920 млрд м³ газа, 70 млн тонн нефти и 38 млн тонн конденсата. Общая площадь лицензионных участков Большехетской впадины составляет 19 тыс. 822 км².

Освоение этого гигантского объекта вкупе с развитием газовых проектов в Узбекистане стало драйвером стремительного увеличения производства «голубого топлива» в общем бизнесе ЛУКОЙЛа. В прошлом году объем добычи газа компании вырос на 15,7% по сравнению с показателем 2016 года и приблизился к 28,8 млрд м³. В то же время производство жидких углеводородов сократилось на 4%, до 658,3 млн баррелей.

У ЛУКОЙЛа большие планы на территории ЯНАО. Вагит Алекперов заявил на церемонии подписания соглашения о сотрудничестве с правительством округа на 2017–2019 годы: «Наша компания приняла инвестиционную программу (по ЯНАО – Ред.). Мы намерены инвестировать в месторождения региона 120–150 млрд рублей» (см. «Структура инвестиций в освоение месторождений Большехетской впадины»). По свежим оценкам ЛУКОЙЛа, инвестиции в освоение Большехетской впадины составят не менее \$5 млрд, а их результатом станет выход в следующем десятилетии в рамках проекта на уровень добычи более 20 млрд м³ газа в год.

Алексей Белогорьев, заместитель директора по энергетическому направлению Фонда «Институт энергетики и финансов», комментируя эти планы, сказал «Нефтегазовой Вертикали»: «Ни одна ВИНК сегодня не может позволить себе быть просто нефтяной. Возможности для расширения рынков сбыта здесь достаточно узкие, а маржинальность в долгосрочной перспективе явно будет снижаться. Поэтому все мировые нефтяные гиганты активно вкладываются в газ, электроэнергетику, ВИЭ и прочие альтернативные направления энергетического бизнеса. И для российских компаний, в том числе, ЛУКОЙЛа, их нынешние проекты добычи природного, а не попутного газа, то есть самоценный газовый бизнес – это, прежде всего, задел на будущее».

СДЕЛКА ДВУХ ГИГАНТОВ

Южно-Мессояхское ГКМ было открыто в 1983 году. Месторождение, хотя и оказалось крупным по запасам, все же проигрывало Уренгойскому, Ямбургскому, да и другим газовым гигантам ЯНАО. Поэтому в советскую эру его оставили на потом.

Промышленный и коммерческий интерес к Южно-Мессояхскому (вместе с другими месторождениями Большехетской впадины) отчетливо проявился в период так называемого малого недропользования. Напомним, в 1990-х и начале 2000-х годов деловые и административные круги в регионах стали активно организовывать местные нефтегазовые проекты. В частности, в 1998 году администрация ЯНАО объявила внутренний тендер на право эксплуатации Находкинского, Южно-Мессояхского, Перекатного, Пякяхинского, Хальмерпаютинского/Северо-Хальмерпаютинского месторождений Большехетской впадины. Региональные власти разделили их на четыре лицензионных блока и выставили на аукцион, к которому допустил всего две компании. Одной из них был «Газпром», другой – неизвестное до того времени ОАО «НГК Ямалнефтегаздобыча», созданное в том же году. Победу

СТРУКТУРА ИНВЕСТИЦИЙ В ОСВОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ, %

Вид операций	Доля, %
Бурение скважин	38
Обустройство месторождений	27
Строительство внешних трубопроводов	26
Прочее	9
Сумма, всего	\$5 млрд

Источник: ПАО «ЛУКОЙЛ»

закономерно одержала... «Ямалнефтегаздобыча», чьим главным акционером являлась администрация ЯНАО.

В последующие годы большехетский проект не развивался. Однако благодаря росту стоимости углеводородов даже на внутреннем российском рынке ценность его возросла. Поэтому в 2000 году лицензии были переформированы на вновь образованное ОАО «Находканефтегаз», а его в 2001 году вместе с 60% акций «Ямалнефтегаздобычи» за \$25 млн приобрел ЛУКОЙЛ.

С того момента недропользователь занялся детализацией сейсмике, проведенной по методу общей глубинной точки, вертикальным сейсмическим профилированием в поисковых скважинах и другими разведочными операциями. Интерпретация данных доразведки убедила ЛУКОЙЛ, что большехетские месторождения стоят значительных инвестиций и можно переходить к активной фазе освоения. Путем нескольких корпоративных операций (их детали сегодня уже не важны) ЛУКОЙЛ в декабре 2004 года установил полный контроль над большехетским активом. А в 2005 году он получил лицензию на геологическое изучение недр, поиск и добычу углеводородов сроком до 2023 года.

Другая задача, которую решила нефтяная компания в этот период, – обеспечение сбыта ямалского газа. Между ЛУКОЙЛом и «Газпромом» было подписано соглашение на 2002–2005 годы о стратегическом партнерстве. Была достигнута принципиальная договоренность о том, что «Газпром» готов приобретать у ЛУКОЙЛа сырье, перерабатывать его на своих ГПЗ, покупать отбензиненный газ и отдавать нефтяникам жидкие фракции. А в 2005 году компании заключили Генеральное соглашение о стратегическом партнерстве на 2005–2014 годы. Главным в нем была готовность «Газпрома» довести масштаб закупок большехетского газа не менее чем до 20 млрд м³ в год. Это соглашение стало самой большой по объему сделкой добывающих компаний в газовом секторе российского НГК.

ВЗАИМНЫЙ ИНТЕРЕС

Выгода ЛУКОЙЛа, которому требуется сбыт газа, от такого партнерства понятна.

Интерес же газовой корпорации основывался на нескольких факторах. Главным было то, что Ямбургское газовое месторождение «Газпрома», находящееся в 130 км к западу от края Большехетской впадины, вступило к тому времени в стадию падающей добычи. Использование сырьевой базы ЛУКОЙЛа должно было послужить страховкой от сокращения производства на Ямбурге. Получение стороннего газа также освобождало «Газпром» от разнообразных затрат на своих объектах, гарантировало загрузку перерабатывающих мощностей, доходы от подготовки СУГ, конденсата и прочих продуктов, а также от транспортировки чужого сырья. Корпорация обещала платить ЛУКОЙЛу за газ по \$22,5 за 1000 м³ без учета НДС. Это при том что себестоимость добычи большехетского газа в середине 2000-х годов составляла \$10/тыс. м³.

В тексте соглашения указывалось, что «Газпром» готов закупать в Ямбурге 100% газа ЛУКОЙЛа. Но сама нефтяная компания обещала, что гарантированно поставит только 50% от объема добычи. А вторую половину она имеет право реализовывать самостоятельно, если найдет покупателя. Однако при условии, что будет достигнута договоренность с «Газпромом» о транспортировке газа по его трубопроводной системе... То есть стороны старались принять меры предосторожности для защиты своих интересов в этом партнерстве...

Освоение Южно-Мессояхского месторождения вкупе с развитием газовых проектов в Узбекистане стало драйвером стремительного увеличения производства «голубого топлива» в общем бизнесе ЛУКОЙЛа

Первым из большехетской группы ЛУКОЙЛ запустил Находкинское нефтегазовое месторождение (см. *«Опыт на Большехетской»*). К его обустройству компания приступила спустя месяц после подписания соглашения с «Газпромом», в 2003 году. Эксплуатационное бурение стартовало в феврале 2004-го, а в апреле 2005-го началась добыча.

ЛУКОЙЛ решил начать с Находкинского, потому что в его недрах сосредоточены самые значительные запасы среди всех большехетских месторождений. Кроме того, оно расположено ближе остальных к ГКС «Ямбургская» в рамках Единой газотранспортной системы (ЕГС) России. В марте 2005 года лукойловский 128-километровый газопровод Находка – Ямбург был подключен к магистрали Ямбург – Тула. Кстати говоря, на следующий день ЛУКОЙЛ и «Газпром» подписали упомянутое ранее генеральное соглашение.

Воодушевленный ЛУКОЙЛ стал строить планы скорейшего ввода в эксплуатацию следующих большехетских месторождений, с тем чтобы к 2013 году довести добычу до 24 млрд м³ газа и 1,87 млн тонн жидких углеводородов в год.

Однако буквально через пару месяцев после заключения генерального соглашения, летом 2005 года, «Газпром» от-

казался принимать большехетский газ в полном объеме, ссылаясь на загруженность трубопровода Ямбург – Тула собственным сырьем. Дело в том, что добыча на новых площадях – Анерьяхинской и Харвутинской – смогла с успехом (на определенное время) компенсировать спад производства на традиционных объектах Ямбургского месторождения. ЛУКОЙЛу при всей его предусмотрительности оказалось не на чем «газовать»: его метан принимался в трубу по остаточному принципу и в небольших объемах.

ВТОРОЙ ШАНС

Такая ситуация на несколько лет заморозила Большехетский проект. ЛУКОЙЛ смог вернуться к его развитию только в 2009 году – благодаря тому, что у «Газпрома» возникли разногласия со среднеазиатскими странами. Годом ранее они потребовали от корпорации платить за импорт их газа по ценам, близким к мировым. «Газпром» пошел на уступки. Но затем разразился глобальный кризис, из-за которого резко снизился экспорт в Европу. И в 2009 году концерн сократил закупки в Средней Азии, где продавцы требовали платить за их сырье по высоким докризисным ценам. «Газпрому» стало выгоднее покупать сторонний газ в России. Так ЛУКОЙЛ получил второй шанс на освоение большехетских месторождений.

Компания использовала его, чтобы в том же 2009 году возобновить освоение Пякяхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Его обустройство велось низкими темпами, можно сказать, впрок: была построена газотурбинная электростанция, от которой планировалось запитывать буровые установки. Разработка сдерживалась тем, что газ с Пякяхинского еще можно было бы отправлять по новому газопроводу до компрессорной станции в районе Находкинского месторождения и далее по уже построенной магистрали до ГКС «Ямбургская». Но промышленные объемы жидких углеводородов требовалось транспортировать только по нефтепроводу Заполярье – Пурпе, который, как известно, вошел в строй лишь в 2016 году (кстати, он начал работу именно с отгрузки пякяхинской нефти).

Работа на большехетских объектах активизировалась в 2014 году. Масштабное разбуривание Пякяхинского началось, когда стартовало строительство нефтепровода Заполярье – Пурпе. И сегодня на месторождении ведется промышленная добыча с ясными перспективами роста. Специалисты ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» составили геолого-гидродинамические модели и технико-экономическое обоснование КИН для скважин Южно-Мессояхского и других месторождений.

Ныне, помимо обустройства Южно-Мессояхского, ведется подготовка к запуску в эксплуатацию Хальмерпаютинского месторождения (ожидается к 2022 году). Это следует расценивать как следующий планомерный этап освоения большехетских объектов. Вслед за названными будут введены в эксплуатацию Северо-Хальмерпаютинское, Перекатное и, вероятно, расположенное еще восточнее Салекаптское месторождения. Если исходить из темпов обустройства того же Южно-Мессояхского, то разработка следующей группы месторождений начнется до конца следующего десятилетия.

ОПЫТ НА БОЛЬШЕХЕТСКОЙ

Находкинское нефтегазовое месторождение, с которого ЛУК-ОЙЛ начал освоение природных богатств Большехетской впадины, имеет извлекаемые запасы в 275 млрд м³ газа и 9,2 млн тонн нефти. В 2016–2017 годах добыча газа на нем составила порядка 7 млрд м³ в год.

Недропользователь вложил в проект свыше 20 млрд рублей. Компания пробурила на 19 кустах 60 эксплуатационных скважин и несколько поисковых. Скважины обвязаны 128 км промысловых газопроводов и метаноопроводов. Построено около 80 км высоковольтных линий электропередачи, проложены десятки километров другой инфраструктуры.

Своеобразной «сердцевиной» находкинского промысла является установка комплексной подготовки газа. Ее мощность проектировалась на уровне 30 млрд м³ газа в год, и она должна была осуществлять первичную переработку сырья не только этого месторождения, но и других большехетских объектов, сообразно их запуску в эксплуатацию.

Однако по мере получения опыта промышленной разработки концепция изменилась, и теперь установки КПО и КПО построены и на Пяяхинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Нефтяной промысел Пяяхинского месторождения был введен в промышленную эксплуатацию в октябре 2016 года, а газовый – в январе 2017-го. Запасы Пяяхинского НГКМ по категории С₁+С₂ составляют 69,1 млн тонн нефти и конденсата, а также 253,3 млрд м³ газа. Ранее геологические запасы жидких углеводородов оценивались в 86 млн тонн. Это месторождение имеет сложное геологическое строение, обусловленное наличием газовых шапок и нефтяных оторочек. Поэтому разработка основных пластов и залежей ведется с использованием горизонтальных,

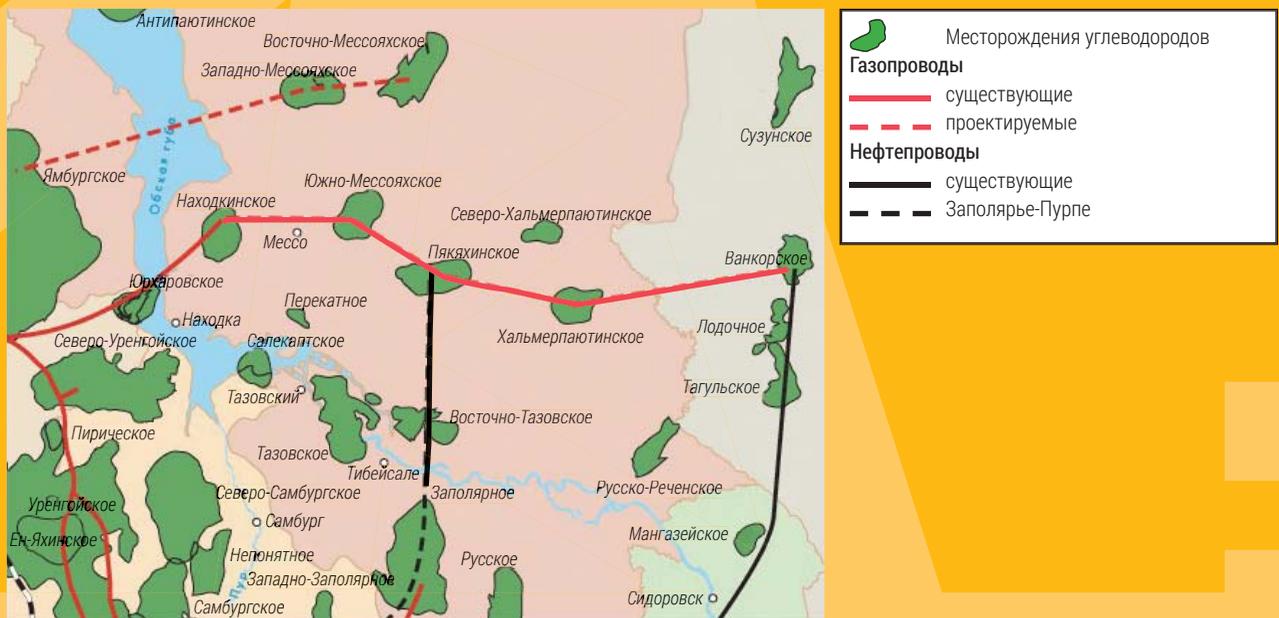
в том числе многозбойных, скважин. Всего на Пяяхинском планируется пробурить 420 скважин, из них 219 нефтяных, 105 нагнетательных, 96 газовых. Скважины необходимо строить на значительную глубину – до 4000 метров. Пик добычи нефти и конденсата в 1,7 млн тонн в год прогнозируется на Пяяхинском в 2021 году, газа (в 5,2 млрд м³) – в 2020 году.

На месторождении введены в эксплуатацию газотурбинная электростанция мощностью 36 МВт, установки подготовки нефти и комплексной подготовки газа, создана насосная станция системы поддержания пластового давления, установка деэтаннизации и стабилизации конденсата, приемно-сдаточный пункт и другие объекты.

Для транспортировки углеводородов, добытых на Пяяхинском, построен газопровод протяженностью 126 км до Находкинского месторождения для последующего соединения с Единой газотранспортной системой. Сооружен также нефтепровод длиной 160 км до Заполярного месторождения, с дальнейшим подключением к магистрали Заполярье – Пурпе (см. «Инфраструктура Большехетской впадины»).

Проект освоения Южно-Мессояхского месторождения предусматривает обустройство 42 газовых и газоконденсатных скважин на девяти кустовых площадках. На месторождении будет сооружена установка комплексной подготовки газа, проложены метаноопровод, газоотводы от кустов скважин, конденсатопровод внешнего транспорта. Кроме того, запланировано строительство промежуточного резервуарного парка, рассчитанного на хранение 2 тыс. м³ газоконденсата, который будет поступать с Южно-Мессояхского, а в перспективе и с Хальмерпаютинского ГКМ.

ИНФРАСТРУКТУРА БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ



Уже получаемый газ законтрактован на годы вперед. Покупателем является, конечно же, «Газпром». Других потребителей ЛУКОЙЛ больше не ищет

ЛУКОЙЛ стал строить планы скорейшего ввода в эксплуатацию следующих большехетских месторождений, с тем чтобы к 2013 году довести добычу до 24 млрд м³ газа и 1,87 млн тонн жидких углеводородов в год

Алексей Белогорьев объясняет такое рыночное поведение нефтяной компании невысоким коммерческим интересом к торговле газом внутри России. «ЛУКОЙЛ мог бы по примеру (и весьма успешному) «Роснефти» и НОВАТЭКа пытаться продавать свой газ напрямую конечным потребителям или частично через торги на СПбМТСБ. Но ЛУКОЙЛу это экономически неинтересно. Интерес к самостоятельным продажам у него может проснуться, если компания получит доступ к экспорту СПГ из своего сырья или трубопроводного газа», – прогнозирует эксперт. А. Белогорьев подчеркивает, что в то же время газоконденсатные проекты дают хорошую доходность за счет добычи и продажи жидких фракций. Например, у такого «независимого» газового гиганта, как НОВАТЭК, 57,3% выручки от продаж в 2017 году обеспечили жидкие углеводороды, хотя их доля в натуральном исчислении суммарной добычи составила всего 22,4%. Так что производство газового конденсата подчас имеет большую важность с коммерческой точки зрения, чем добыча самого газа.

Хотя, конечно, это правило не распространяется на те проекты, в рамках которых добывается метан с незначительной примесью жидких фракций.

РИСКИ БОЛЬШОЙ ПОЛИТИКИ

Среди факторов, поддерживающих процесс вхождения российских нефтяных компаний в газовый сектор, следует выделить в первую очередь стратегические. Нынешней зимой цены на газ на европейском рынке выросли на 30% (на нефть – на 27%). По данным «Газпрома», экспорт российского газа только в Европу в 2017 году достиг 193,9 млрд м³, что на 8,1% больше, чем в предыдущем году. А суммарный экспорт нефти по всем направлениям составил 252,6 млн тонн, показав снижение на 0,9% (что, конечно, объясняется действием соглашения ОПЕК+).

Безусловно, у «Газпрома» есть в Европе новые конкуренты в лице Азербайджана, восточно-средиземноморских стран и даже СПГ из Соединенных Штатов. Но есть и союзники в виде снижения добычи в Нидерландах и Норвегии. При этом собственные инвестиционные и сырьевые возможности «Газпрома» ограничены. Корпорация готовится не только к строительству дополнительных мощностей

«Северного» и «Турецкого потоков», но и к освоению восточных Чаяндинского и Ковыктинского месторождений, а также к сооружению газопровода «Сила Сибири» в Китай. Не говоря уже о планах по строительству крупного завода СПГ под Санкт-Петербургом. Для реализации даже части этих проектов «Газпрому» требуются огромные средства.

В таких условиях компании для выполнения экспортных контрактов и обязательств на внутреннем рынке необходим метан сторонних поставщиков. Михаил Корчемкин, генеральный директор и владелец консалтинговой компании East European Gas Analysis (США), обсуждая в интервью «Нефтегазовой Вертикали» газовые перспективы российских ВИНК, и в частности ЛУКОЙЛа, выделил производственный аспект происходящих процессов. «Новые участники этого рынка, и в первую очередь ЛУКОЙЛ, могут развивать газовый бизнес благодаря отсутствию транспортных ограничений для прокачки газа по Центральному газовому коридору – от Находкинского НГМ в Европейскую часть России. Плановое снижение добычи на Уренгое, Ямбурге и других «старых» месторождениях Западной Сибири освободило трубопроводные мощности», – подчеркнул эксперт. Такое развитие событий делает «Газпром» все более заинтересованным в их максимальной загрузке за счет других источников».

Понятно, что «Газпром» по географическим причинам не может привлечь к заполнению Центрального коридора таких традиционных партнеров, как Казахстан и Узбекистан. К тому же они наращивают экспорт в Китай и имеют ограниченный объем незаконтрактованного газа. Туркменистан идет тем же путем на фоне быстрого роста себестоимости добычи своего высокосернистого газа и его рыночной цены.

Вдосталь газа только у независимых производителей в России. Алексей Белогорьев отмечает, что у ЛУКОЙЛа доля природного газа в общем объеме корпоративной добычи газа уже достигла 47,3%. У целого ряда других ВИНК также двузначные числа этого показателя: у «Газпром нефти» – 43,7%, у «Роснефти» – 27%, у «РуссНефти» – 14%. Другие российские нефтяные гиганты добычей природного газа пока почти не занимаются, но общая тенденция может в будущем распространиться и на них.

Поэтому лояльные к «Газпрому» и проверенные сотрудничеством участники рынка, вроде ЛУКОЙЛа, оказываются самыми подходящими для корпорации партнерами.

В то же время большая газовая политика, которая поддерживает большехетские проекты ЛУКОЙЛа, несет в себе и главные, принципиальные риски. Если на рынке произойдут какие-либо негативные для «Газпрома» перемены, он будет компенсировать их последствия за счет российских партнеров. Единственной коммерческой альтернативой в таком случае для нефтяных компаний становится развитие собственной газохимии, считает А. Белогорьев. ЛУКОЙЛ уже построил для переработки своего каспийского газа мощности по выпуску различных пропиленов и полиэтиленов на заводе Ставролен. Но там, на юге, сырьем для завода служит ПНГ, а перепрофилировать свои заполярные газопромысловые объекты Большехетской впадины на производство преимущественно жидких углеводородов ЛУКОЙЛу вряд ли удастся. Так что риски для его газового бизнеса остаются. ❗