

НОВЫЙ ПУТЬ

В СФЕРЕ ДОБЫЧИ В МОРЕ РОССИЙСКИЕ НЕФТЯНИКИ СТАЛИ ОДНИМИ ИЗ МИРОВЫХ ЛИДЕРОВ /3
В ПОИСКАХ НЕФТИ ЛУКОЙЛ НАЧАЛ ДОБЫВАТЬ ГАЗ /6
ДОСТАТЬ СВЕРХВЯЗКУЮ НЕФТЬ ИЗ ЗЕМЛИ ПЫТАЛИСЬ 80 ЛЕТ, В 21 ВЕКЕ ЭТО НАКОНЕЦ СТАЛО РЕАЛЬНОСТЬЮ /8
О НОВОЙ ГЛУБОКОЙ НЕФТИ КРУПНЕЙШЕЙ РОССИЙСКОЙ ПРОВИНЦИИ /11
НИ БАРРЕЛЯ НЕФТИ ЕЩЕ НЕ ДОБЫТО, А РЕГИОН УЖЕ ПОЖИНАЕТ ПЛОДЫ ОСВОЕНИЯ НОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ /14



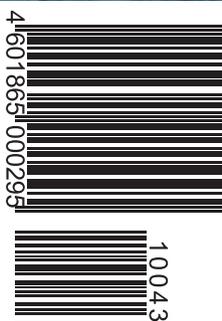
Вторник, 29 ноября 2016
Тематическое приложение
к газете «Коммерсантъ» №43

Коммерсантъ

BUSINESS GUIDE

 **ЛУКОЙЛ**
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР ВЫПУСКА





МАКСИМ КИМОВ/РИА

Добыча нефти и газа является одной из основ современного мира, без которой невозможно производство бензина для автомобилей, пластмасс и полимеров, из которых делаются привычные нам вещи. И, несмотря на попытки развития альтернативной энергетики, остается очевидным, что эпоха традиционного сырья — углеводородов — продлится еще не одно десятилетие. Для наращивания добычи нефти и газа и удовлетворения растущего мирового спроса российские компании сегодня выходят на новые, в том числе морские, участки. Это результат грамотной налоговой политики государства в отношении технологически сложных и отдаленных от инфраструктуры новых проектов.

ЛУКОЙЛ развивает сразу несколько таких направлений: крупные шельфовые проекты в Каспийском и Балтийском морях, уникальное месторождение сверхвязкой нефти на Ямале и настоящая кладовая различных углеводородов в Республике Коми, новые сложные участки в Западной и Восточной Сибири. Адаптируясь к новым вызовам, российские нефтяники внедряют технологии мирового уровня, которые в будущем будут необходимы для 80% новых проектов в мире. И можно с уверенностью сказать, что в этой отрасли российские компании в числе глобальных лидеров. На примере проектов ЛУКОЙЛа мы рассказали о ключевых достижениях в этом выпуске ВГ.

В то же время новые технологии в российской нефтянке сегодня развиваются однобоко. На зрелых месторождениях, где существует огромный потенциал поддержания и даже роста добычи, передовые практики внедряются медленно. Причина в валовом налогообложении добытой нефти, не учитывающем параметры конкретных месторождений, существенно отличающихся по своим технологическим характеристикам. Не первый год обсуждается внедрение более гибкой налоговой системы. Гибкой, а не льготной. В этом ключ к сохранению достигнутого уровня добычи и статуса России как энергетической сверхдержавы, ключ к созданию и сохранению рабочих мест, к социальному инвестированию в российские регионы, к более эффективному использованию богатства недр. Ведь сегодня многие месторождения выводятся из эксплуатации досрочно, просто потому что инвестировать в дорогостоящие методы повышения нефтеотдачи становится невыгодно.

Важно сохранить набранные темпы добычи, сгладив темпы падения на основных месторождениях Западной Сибири. Новые проекты решают эту масштабную проблему лишь отчасти.

ОЛЬГА МОРДЮШЕНКО

Тематическое приложение к газете «Коммерсантъ» (Business Guide «Новый путь»)

Владимир Желонкин — генеральный директор АО «Коммерсантъ»
Сергей Яковлев — шеф-редактор АО «Коммерсантъ»
Анатолий Гусев — автор дизайн-макета
Павел Кассин — директор фотослужбы

Рекламная служба:
 Тел. (495) 797-6996, (495) 925-5262

Владимир Лавицкий — руководитель службы «Издательский синдикат»

Ольга Мордюшенко — выпускающий редактор

Наталья Дашковская — редактор

Сергей Цомык — главный художник

Виктор Куликов,

Наталья Коновалова — фоторедакторы

Екатерина Бородулина — корректор

Адрес редакции: 121609, г. Москва, Рублевское ш., д. 28. Тел. (495) 797-6970, (495) 926-3301

Учредитель: АО «Коммерсантъ».
 Адрес: 127055, г. Москва, Тихвинский пер., д. 11, стр. 2.
 Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).
 Свидетельство о регистрации СМИ — ПИ № ФС77-38790 от 29.01.2010

Типография: ОАО «Полиграфический комплекс «Пушкинская площадь»
 Адрес: 109548, г. Москва, ул. Шоссейная, дом. 4д.
Тираж: 75000. Цена свободная

Фото на обложке: ПАО «ЛУКОЙЛ»

ПИОНЕРЫ РОССИЙСКИХ МОРЕЙ

УСПЕШНЫЕ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ — ВИЗИТНАЯ КАРТОЧКА ЛУКОЙЛА: ИМЕННО В РАЗРАБОТКЕ СЛОЖНЫХ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯРЧЕ ВСЕГО ПРОЯВИЛИСЬ ВЫСОКИЙ ПРОФЕССИОНАЛИЗМ И СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ. ЮРИЙ НИКИФОРОВ

ОПРАВДАНЫЙ РИСК ЛУКОЙЛ первым среди российских нефтегазовых компаний принял стратегическое решение о начале работы на шельфе в 1995 году. На тот момент большинство недропользователей предпочитали работать в традиционных регионах добычи, открытых еще в советские времена. Однако в ЛУКОЙЛе понимали: несмотря на технологические трудности, неизбежные при разработке морских месторождений, дальнейшее развитие сырьевой базы без освоения шельфа невозможно.

Было принято рискованное решение — начать геологоразведочные работы в малоизученном регионе Северного Каспия. Бурение проводилось с помощью самоподъемной установки, которая позволяла работать на глубинах до 45 м, протяженность скважин доходила до 5 тыс. м. Геологическая разведка достигла стопроцентного показателя успешности поискового бурения. В результате было открыто девять месторождений с извлекаемыми запасами по категориям С1 + С2 — 1,16 млрд тонн условного топлива, Шесть из них — Им. В. Филановского, Им. Ю. Корчагина, Сарматское, Хвалыньское, Ракушечное, 170-й км — являются крупными многопластовыми, что позволило заявить о Каспии как о новой нефтегазоносной провинции, открытой ЛУКОЙЛОм.

Важнейшим этапом освоения этого региона стало открытие в 2005 году месторождения с запасами более 128 млн тонн нефти и более 41 млрд кубометров газа, расположенного в северной части российской акватории Каспийского моря в 154 км от Астрахани.



Названное в честь известного советского нефтяника, бывшего первого заместителя министра нефтяной промышленности СССР Владимира Юрьевича Филановского, месторождение оказалось крупнейшим из открытых в постсоветскую эпоху и по размеру вполне сопоставимо с крупными залежами Западной Сибири.

Инвестиции в разработку составили свыше 87 млрд руб. Для обустройства были привлечены отечественные подрядчики — судостроительные верфи Астраханской области. Текущей осенью началась промышленная эксплуатация месторождения. Предполагается, что в 2017 году суточная добыча составит 120 тыс. баррелей в сутки.

Проектный уровень добычи на месторождении — 6 млн тонн в год — позволит ЛУКОЙЛу компенсировать снижение производства на зрелых участках Западной Сибири.

По словам президента ЛУКОЙЛа Вагита Алекперова, запуск месторождения им. В. Филановского дает возможность подключить другие каспийские месторождения к этой платформе и через нее транспортировать углеводороды.

Большим подспорьем в разработке каспийского шельфа стала близость крупнейшей трубопроводной магистрали — Каспийского трубопроводного консорциума. Это значительно расширяет возможности сбыта добываемой на месторождении им. В. Филановского нефти, в том числе на перспективном экспортном направлении. Таким образом, Каспий стал одним из важнейших регионов добычи нефти и газа в нашей стране.

Для освоения месторождений региона ЛУКОЙЛ планирует до 2030 года построить 25 платформ с общей массой порядка 100 тыс. тонн и 1,5 тыс. км трубопроводов, большая часть из которых подводные.

НУЛЕВОЙ СБРОС — НУЛЕВОЙ ВРЕД

ЛУКОЙЛ также зарекомендовал себя и как профессионального оператора на Балтийском море. В 2004 году компания начала эксплуатационное бурение с морской ледостойкой стационарной платформы на месторождении Кравцовское, открытом еще в советское время. Ге-



В ЗАПУСКЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМ. ВЛАДИМИРА ФИЛАНОВСКОГО ПРИНЯЛ УЧАСТИЕ ПРЕЗИДЕНТ РФ ВЛАДИМИР ПУТИН



**ИНВЕСТИЦИИ В РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ИМ. ФИЛАНОВСКОГО СОСТАВИЛИ
БОЛЕЕ 87 МЛРД РУБ**

→ ологические запасы нефти категорий С1 + С2 месторождения Кравцовское составили 21,5 млн тонн, извлекаемые запасы — 9,1 млн тонн. На месторождении пробурено 14 продуктивных скважин, 13 из которых с горизонтальным окончанием. За весь период работы платформы объем добычи нефти составил около 6,9 млн тонн.

Примечательно, что бурение и добыча нефти ведутся с морской ледостойкой стационарной платформы, постро-

енной на принадлежащем ЛУКОЙЛу Заводе по производству строительных металлоконструкций, расположенном в поселке Ижевское под Калининградом. Это первая добывающая платформа на российском шельфе, спроектированная и построенная силами отечественных проектных и производственных организаций.

В 2015 году ЛУКОЙЛ открыл на Балтике четыре новых месторождения, запасы которых оцениваются в 28,2 млн тонн нефти. До 2031 года ЛУКОЙЛ планирует пробурить 47 новых эксплуатационных скважин.

Несмотря на то что запасы Балтики уступают по размерам месторождениям каспийского шельфа, опыт работы, полученный в этом регионе, неоценим. Именно здесь



НА СВОИХ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЛУКОЙЛ ПРИМЕНЯЕТ СИСТЕМУ НУЛЕВОГО СБРОСА, КОТОРАЯ ПОЗВОЛЯЕТ ИЗБЕЖАТЬ ВЛИЯНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

МОРСКАЯ ДОБЫЧА



ЛУКОЙЛ ПОСТОЯННО ПРОВОДИТ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ В ЗОНЕ ДОБЫЧИ

была опробована самая экологически безопасная технология обустройства месторождений.

Добытая пластовая продукция с платформы направляется на береговой нефтесборный пункт по подводному трубопроводу. Такая схема исключает возможность танкерных аварий и, соответственно, сводит экологические риски к минимуму.

Важным нововведением ЛУКОЙЛа стал отказ от транспортировки танкерами в пользу трубопровода. Одна его часть, морская, пролегает по дну, другая, береговая, — под землей. Трубопровод длиной 47 км и пропускной способностью до 900 тыс. тонн продукции в год изготовлен из стальных бесшовных труб диаметром 273 мм и толщиной стенок 18,3 мм. Вся технологическая схема трубопровода обеспечивается надежной системой контроля, а в месте соединения морской и береговой частей предусматривается отсекающая задвижка, с помощью которой в случае аварийной ситуации нефтепровод можно перекрыть полностью.

Используемая технология мультифазной транспортировки продукции позволяет исключить сжигание попутного газа в море.

Все процессы на платформе осуществляются в соответствии с принципом нулевого сброса, когда сточные воды, буровой шлам и отходы производства вывозятся на береговую базу. Спустя несколько лет на заседании Хельсинкской комиссии принцип нулевого сброса был принят в качестве обязательного для всех стран, ведущих нефтедобывающую деятельность на шельфе Балтийского моря.

Принцип нулевого сброса стал использоваться и при работах компании на Каспии. Утилизация отходов происходит на перерабатывающем комплексе в поселке Ильинка Астраханской области.

И на Каспии, и на Балтике организованы комплексные экспедиции, экологический мониторинг состояния окружающей среды. Результаты исследований показали: морские объекты ЛУКОЙЛа не являются источником загрязнения благодаря соблюдению природоохранных технологий, используемых на всех этапах технологической цепочки — как при проведении разведочного бурения, так и на стадии эксплуатации открытых месторождений.

Экологические и производственные компетенции ЛУКОЙЛа значительно укрепили имидж компании на международной арене, что в итоге способствовало росту доверия к отечественному бизнесу со стороны инвесторов и общественности. ■



НЕФТЬ С БУРОВЫХ ПЛАТФОРМ ПОСТУПАЕТ НА БЕРЕГ ПО НЕФТЕПРОВОДАМ, А НЕ С ПОМОЩЬЮ ТАНКЕРОВ

ВЗЯЛИСЬ ЗА ГАЗ

ПРЕЗИДЕНТ ЛУКОЙЛА ВАГИТ АЛЕКПЕРОВ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ НЕОДНОКРАТНО ПОДЧЕРКИВАЛ, ЧТО КОМПАНИЯ ПЕРЕСТАЛА БЫТЬ СУГУБО НЕФТЯНОЙ, УТВЕРЖДАЯСЬ В КАЧЕСТВЕ ГЛОБАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИГРОКА. ЭТОЙ ОСЕНЬЮ ЛУКОЙЛ ЗАПУСТИЛ УНИКАЛЬНОЕ НЕФТЕГАЗО-КОНДЕНСАТНОЕ ПЯКЯХИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ. ЭТО ВТОРОЙ ПРОЕКТ КОМПАНИИ НА БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЕ НА ЯМАЛЕ, ЕЕ КРУПНЕЙШЕМ ГАЗОВОМ АКТИВЕ.



В ЗАПУСКЕ ПЯКЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИНЯЛ УЧАСТИЕ ВИЦЕ-ПРЕМЬЕР АРКАДИЙ ДВОРКОВИЧ

ПЕРВАЯ НАХОДКА

Несмотря на свою перспективность, Большехетская впадина — малоизученный район. ЛУКОЙЛ в 2005 году запустил Находкинский проект, где ежегодно производится около 8 млрд кубометров газа — 89% от всей добычи компании в России. Это месторождение расположено на востоке Ямала, в 32 км от побережья Тазовской губы и содержит 243 млрд кубометров газа и 4 млн тонн нефти. По данным компании, добыча газа на нем за все время освоения уже превысила 80 млрд кубометров.

БОЛЬШАЯ СТРОЙКА

Для производства товарного продукта на Находкинском месторождении построена установка комплексной подготовки газа, в ходе ее реконструкции в 2009 году было подключено дополнительное турбодетандерное (используется для охлаждения газа), теплообменное и сепарационное оборудование. В 2013 году было завершено строительство головной компрессорной станции (ГКС) производительностью первой очереди 18 млрд кубометров в год с потенциалом увеличения до 27 млрд кубометров с других месторождений Большехетской впадины.

Основные объемы газа Находкинского месторождения поступают по 117-километровому трубопроводу на газокomppressorную станцию «Ямбургская» и затем транспортируются потребителям по газопроводной системе «Газпрома», с которым у ЛУКОЙЛа заключен долгосрочный контракт на покупку газа. Также в направлении Ямбурга проходит отдельный 22-километровый подводный участок трубы в Тазовской губе, построенный всего за 14 месяцев. Всего в ходе работы над проектами Большехетской впадины ЛУКОЙЛ собственными усилиями построил 300 км трубопроводных мощностей.



РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЕДЕТ СТРУКТУРА ЛУКОЙЛА — «ЛУКОЙЛ — ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»



ГАЗ С МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЛУКОЙЛ ПОСТАВЛЯЕТ «ГАЗПРОМУ» ПО ДОЛГОСРОЧНЫМ КОНТРАКТАМ

ЯМАЛЬСКИЙ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ КОКТЕЙЛЬ

ВАЖНЕЙШИМ ЭТАПОМ ОСВОЕНИЯ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ СТАЛ ЗАПУСК ЭТОЙ ОСЕНЬЮ ПЯКЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, УНИКАЛЬНОСТЬ КОТОРОГО НЕ ТОЛЬКО В БОЛЬШИХ ЗАПАСАХ ГАЗА — ОКОЛО 254 МЛРД КУБОМЕТРОВ (ЭТО ХАРАКТЕРНО И ДЛЯ ДРУГИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯМАЛА), НО И В СУЩЕСТВЕННОЙ ДОЛЕ НЕФТЯНЫХ — 69 МЛН ТОНН. ПРОЕКТ СТАНЕТ ОДНОЙ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ТОЧЕК РОСТА ДОБЫЧИ ЛУКОЙЛА В БЛИЖАЙШИЕ ГОДЫ. ДМИТРИЙ КОЗЛОВ



СОВОКУПНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ В ПРОЕКТ ДОСТИГНУТ К 2017 ГОДУ 74 МЛРД РУБЛЕЙ

госрочные контракты с «Газпром» по продаже газа, и они нас устраивают», — отмечал глава ЛУКОЙЛа.

Часть добытого газа ЛУКОЙЛ использует для питания газотурбинных электростанций и компрессорных станций. Проектный уровень добычи в районе Большехетской впадины — 26 млрд кубометров газа, в перспективе ЛУКОЙЛ планирует довести долю газа в общем портфеле производства до 30%. Кроме того, трубопровод Хальмерляу-тинское—Пякяхинское и ГКС Находкинского обеспечивает прокачку газа с Ванкорского месторождения «Роснефти», которое расположено западнее, в Красноярском крае, но фактически на одной параллели с месторождениями Большехетской впадины.

В этом году ЛУКОЙЛ пересмотрел планы по эксплуатации Находкинского в сторону небольшого снижения добычи, которое будет компенсировано в том числе и за счет разработки Пякяхинского месторождения. Александр Корнилов из АТОН отмечает, что, заключив контракт с «Газпром», ЛУКОЙЛ укрепил свои позиции, поскольку рынок газа сейчас и так перенасыщен, у независимых производителей нет возможности экспорта, а продажи по внутренним ценам достаточно проблематичны. В то же время эксперт отмечает, что добыча газа раньше никогда не была основным направлением ЛУКОЙЛа. Он также заявил, что у нефтекомпаний есть задел в росте добычи газа в Узбекистане в рамках СРП-проекта «Кандым—Хаузак—Шады», чьи суммарные запасы — 350 млрд кубометров. ■

ТЕХНОЛОГИИ КОСМИЧЕСКОЙ СЛОЖНОСТИ

Обустройство Пякяхинского месторождения началось в 2009 году, когда была построена газотурбинная электростанция мощностью 24 мегаватта, обеспечившая энергией инфраструктуру месторождения. Среди основных объектов — установки комплексной подготовки газа и нефти, деэтанализации и стабилизации, приемо-сдаточный пункт, станция насосной системы поддержания пластового давления.

Месторождение имеет сложное геологическое строение, обусловленное наличием газовых шапок и нефтяных оторочек. При проектировании скважин учитывались все форс-мажорные факторы, которые могли привести к их самопроизвольному искривлению, что нарушило бы план освоения месторождения. Активно проводились работы по оптимизации процесса бурения. Согласно планам, на проекте будут эксплуатироваться 420 скважин (219 нефтяных, 105 нагнетательных, 96 газовых).

БЕЗ ПРОБЛЕМ СО СБЫТОМ В июне 2015 года, в рамках ранее подписанного соглашения о стратегическом партнерстве, ЛУКОЙЛ и «Газпром» договорились о поставках газа с месторождений Большехетской впадины в течение 2017–2024 годов. Соответственно, газ, добываемый с Пякяхинского и других ямальских ак-

тивов ЛУКОЙЛа, будет поступать транзитом через Находкинское месторождение по тому же маршруту.

ЛУКОЙЛ особенно активно инвестировал в газовый бизнес в последние годы, при этом компания не ведет агрессивной политики в сегменте, как другие независимые производители, говорит Виталий Крюков из Small Letters. «У ЛУКОЙЛа есть потенциал по наращиванию

добычи газа, и, вероятно, она будет расти опережающими темпами», — считает эксперт. По его мнению, ЛУКОЙЛ и далее будет придерживаться стратегии «продаж газа из скважин», поскольку у него с «Газпром» выстроились хорошие отношения. «Мы будем добывать в среднесрочной перспективе примерно 24–30 млрд кубометров. Наша компания — единственная, имеющая дол-



НА ПРОЕКТЕ БУДЕТ ЭКСПЛУАТИРОВАТЬСЯ БОЛЕЕ 400 СКВАЖИН

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Только в этом году ЛУКОЙЛ направит на социальную поддержку региона около 200 млн руб. Отдельное внимание уделяется защите уникальной природе Севера: на месторождениях Большехетской впадины организованы специальные полигоны для утилизации опасных отходов, учтены все требования экологической безопасности. ЛУКОЙЛ регулярно осуществляет мониторинг окружающей среды, измеряет выбросы в атмосферу, следит за качеством воды.

ВЯЗКИЙ ВЫЗОВ

В ТОМ, ЧТО ЭПОХА ЛЕГКОЙ НЕФТИ УЖЕ ЗАКОНЧИЛАСЬ, УБЕДИЛИСЬ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПАНИИ ВО ВСЕМ МИРЕ. НОВОЙ РЕАЛЬНОСТЬЮ СТАЛИ ГЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ВЯЗКАЯ НЕФТЬ И ТАК НАЗЫВАЕМЫЕ ГРИНФИЛДЫ — УЧАСТКИ НА ОТДАЛЕННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ БЕЗ ИНФРАСТРУКТУРЫ. АДАПТИРУЯСЬ К ЭТИМ ВЫЗОВАМ, ЛУКОЙЛ НАЧАЛ РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЯНОЙ ПРОВИНЦИИ. В 2017–2019 ГОДАХ КОМПАНИЯ ПЛАНИРУЕТ ИНВЕСТИРОВАТЬ В РЕСПУБЛИКЕ КОМИ 188 МЛРД РУБ. ВАЖНЫЙ СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ В НОВОМ РЕГИОНЕ — ДЕНИСОВСКАЯ ВПАДИНА, КОТОРАЯ СТАЛА ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ КРУПНЫХ ОТКРЫТИЙ ПОСЛЕДНЕГО ВРЕМЕНИ. ИРИНА САЛОВА



ДОБЫЧА В ТИМАНО-ПЕЧОРЕ ОСЛОЖНЯЕТСЯ ПОГОДНЫМИ УСЛОВИЯМИ

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция расположена на территории двух российских регионов — Республики Коми и Ненецкого автономного округа. Провинция располагает немалыми ресурсами углеводородного сырья, большая часть которых приходится на нефть, в том числе высоковязкую. В советское время изучение месторождений региона проводилось медленно и было ограничено южными участками. План освоения провинции предполагал постепенное продвижение на север параллельно со строительством трубопроводов. После распада СССР инвестиции в разведку и добычу значительно сократились, а на новых месторождениях остановились практически полностью.

Работать в Тимано-Печоре сложно не только из-за геологических особенностей, но и из-за суровых погодных условий: разработка месторождений ведется по обе стороны от Полярного круга в Республике Коми и Ненецком автономном округе. Зимой здесь экстремальные морозы

и огромные сугробы, а летом — болотистая местность и сильные ветра, особенно на побережье Северного Ледовитого океана.

Добыча в регионе упала примерно в три раза, объемы разведочного бурения и того больше — в шесть-семь раз.

В последние годы ситуация поменялась: сейчас на территории Тимано-Печоры обнаружено множество нефтяных и газовых месторождений, эта провинция внесла важный вклад в рост добычи нефти в России в последние годы.

ЛУКОЙЛ, придя в регион, начал разработку с неизученных ранее северных территорий. В 2015 году компания направила на геологоразведку в провинции 6,9 млрд руб., а прирост запасов составил почти 12 млн тонн нефти.

Самым большим вызовом, безусловно, стала разработка Усинского и Ярегского месторождений аномально вязких нефтей. Ярегский проект стал уникальным опытом для российских нефтяников сразу по нескольким параметрам. ■

ЗАПАСЫ

По словам, вице-президента ПАО ЛУКОЙЛ, генерального директора ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Александра Лейфрида, компания видит перспективу и на новых участках Тимано-Печоры. Так, на Восточно-Ламбейшорском месторождении, открытом в 2011 году, первоначальная оценка запасов впоследствии увеличилась в шесть, раз примерно до 42 млн тонн.



ЗА ТРИ ГОДА ЛУКОЙЛ ИНВЕСТИРУЕТ В РЕСПУБЛИКЕ КОМИ 188 МЛРД РУБ



ПАО «ЛУКОЙЛ»

ЗНАЧИТЕЛЬНЫМ СОБЫТИЕМ ДЛЯ «ЛУКОЙЛ-КОМИ» НА УСИНСКОМ ПРОЕКТЕ СТАЛ ЗАПУСК УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ «УСА — ТЯЖЕЛАЯ НЕФТЬ»

ЗДЕСЬ ОТРАБАТЫВАЮТСЯ ТЕХНОЛОГИИ, С ПОМОЩЬЮ КОТОРЫХ В БУДУЩЕМ БУДЕТ ДОБЫВАТЬСЯ ОКОЛО 80% ВСЕЙ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ

➤ УСИНСКИЙ ПРОЕКТ

Усинское месторождение с пермокарбонной залежью с высоковязкой тяжелой нефтью, остаточные запасы которой составляют более 150 млн тонн, — основной актив «ЛУКОЙЛ-Коми». Это месторождение — одно из самых «возрастных» в провинции: его освоение началось еще в 70-е годы прошлого века. В будущем доля тяжелой нефти в общем объеме добычи составит около 80%, поэтому уже сегодня здесь ведутся опытно-промышленные работы, направленные на повышение нефтеотдачи пластов. В частности, установка подготовки нефти «Уса — Тяжелая нефть» стала самым крупным пусковым объектом для «ЛУКОЙЛ-Коми» с момента образования предприятия. До 2017 года компания рассчитывает увеличить объемы закачки пара в пласт и довести уровень добычи по залежи до более 3,5 млн тонн нефти в год, для чего потребуются ввести в эксплуатацию новые скважины и парогенерирующие мощности.



ПАО «ЛУКОЙЛ»

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЕНИСОВСКОЙ ВПАДИНЫ — ИЗ ЧИСЛА СТАРЕЙШИХ В ПРОВИНЦИИ

НЕФТЬ ИЗ ШАХТЫ

КОМПАНИЯ ЛУКОЙЛ НАЛАДИЛА ПРОМЫШЛЕННУЮ ДОБЫЧУ УНИКАЛЬНОЙ НЕФТИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КОМПОНЕНТЫ КОТОРОЙ ВОСТРЕБОВАНЫ В ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ИЗ УНИКАЛЬНОЙ, АНОМАЛЬНО ВЯЗКОЙ НЕФТИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРОИЗВОДЯТ ХИМИЧЕСКУЮ ПРОДУКЦИЮ ДЛЯ КОСМИЧЕСКОЙ ИНДУСТРИИ, ФАРМАЦЕВТИКИ, ДОРОЖНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА, ЕЕ ИСПОЛЬЗУЮТ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ АРКТИЧЕСКОГО ТОПЛИВА. ИРИНА САЛОВА

НОВЫЙ ИМПУЛЬС ЛУКОЙЛА

Ярега уникальна не только качеством нефти. Это единственное месторождение в России, разработка которого ведется одновременно двумя способами: поверхностным и подземным (термошахтным).

В состав Ярегского месторождения входят три площади: Ярегская, Лыаельская и Вежавожская. Залежи нефти находятся на глубине 165–250 м.

Опытная эксплуатация Ярегской площади велась еще с 1932 года. До 1936 года месторождение разрабатывалось обычным скважинным методом, но такой подход оказался неэффективным. Коэффициент извлечения нефти (КИН) не превышал 2%, в то время как для традиционных месторождений этот показатель обычно составляет 30–35%. Со второй половины 1930-х были предприняты попытки начать шахтную добычу, но, несмотря на все усилия советских инженеров, КИН удалось довести всего до 4%. В 1990-е годы при низких ценах на нефть работы на проекте были свернуты.

ЛУКОЙЛ получил лицензию на Ярегское месторождение весной 2003 года. Сегодня Ярега является крупнейшим проектом добычи нетрадиционной нефти ЛУКОЙЛа с доказанными запасами более 320 млн баррелей. Добыча нефти на месторождении уже сейчас составляет около 1 млн тонн в год, но компания планирует увеличить ее в несколько раз.

УНИКАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УНИКАЛЬНОГО ПРОЕКТА

Добыча на Ярегской площади ведется термошахтным способом — это возможно благодаря неглубокому залеганию запасов. Разогретая паром вязкая нефть становится текучей, благодаря чему становится возможным извлечь черное золото из пласта и, как говорят шахтеры, поднять на-гора.

Применение с 2015 года технологии направленного подземного бурения позволило ЛУКОЙЛу увеличить длину ствола подземных горизонтальных скважин с 300 до 800 м, что привело к снижению объемов горнопроходческих работ и увеличению темпов разработки. Только за последний год ЛУКОЙЛу удалось увеличить объем ввода запасов в прогресс с использованием пара в три раза — до 7,6 млн тонн.

На Лыаельской площади добыча ведется поверхностным способом, известным также как парогравитационный дренаж. Технология предусматривает бурение горизонтальных скважин через нефтенасыщенные толщины вбли-



СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ ПАРА ПОЗВОЛИЛИ УВЕЛИЧИТЬ ПРОИЗВОДСТВО НА ЯРЕГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

зи подошвы пласта. Часть скважин используется для нагнетания пара, другая — для извлечения вязкой нефти. Дебит отдельных из них достигает 50 тонн нефти в сутки.

ВОДА ИЗ НЕФТИ Основная проблема обоих методов разработки Яреги — потребность в огромном количестве пресной воды для производства нагнетаемого в пласт пара.

Комплексная реализация проекта стала возможной с введением парогенераторных установок «Лыаель», «Центр» и «Север», газотурбинной ТЭС и водоподготовительной установки ВПУ-700 производительностью 700 кубометров в час. На этом объекте стоит остановиться подробнее, ведь для России он также уникален. Запуск ВПУ-700 позволит перейти на замкнутый цикл использования воды: она будет браться не из открытых водоемов, а отделяться от нефти, проходить очистку и повторно закачиваться в пласт в виде пара.

Электростанции Ярегского проекта также обладают самыми современными характеристиками: их КПД на

уровне 95%, что позволяет минимизировать потребление топлива и воздействие на окружающую среду, при этом отработанные газы дополнительно очищаются — на дымовых трубах установлены газокатализаторы для снижения выбросов. Энергетическая инфраструктура наряду с паром направлена и на производство электроэнергии, которая будет использоваться не только на Яреге, но и для нужд НПЗ ЛУКОЙЛа в Ухте — для этого строится линия электропередачи. Таким образом, достигается синергетический эффект от нескольких проектов и проявляется комплексный подход в их реализации. ■



ИЗ УНИКАЛЬНОЙ НЕФТИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРОИЗВОДЯТ ХИМИЧЕСКУЮ ПРОДУКЦИЮ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЕЙ



СЕЙЧАС НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ДОБЫВАЕТСЯ ОКОЛО 1 МЛН ТОНН НЕФТИ И ЭТА ЦИФРА БУДЕТ РАСТИ

НА РЕКОРДНОЙ ГЛУБИНЕ

ПРИСТУПИВ К ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОДНОГО ИЗ САМЫХ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ОСТАВШИХСЯ В НЕРАСПРЕДЕЛЕННОМ ГОСУДАРСТВЕННОМ ФОНДЕ, РАНЬШЕ ЗАПЛАНИРОВАННОГО СРОКА ПОЧТИ НА ГОД, ЛУКОЙЛ СДЕЛАЛ СТАВКУ НА ТО, ЧТО, ВО-ПЕРВЫХ, ЭТО ПОЗВОЛИТ ПЕРЕКРЫТЬ НАЧАВШЕЕСЯ СНИЖЕНИЕ ДОБЫЧИ НА НЕКОТОРЫХ ЕГО ЗАПАДНОСИБИРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ. ВО-ВТОРЫХ, ЭТО СОЗДАСТ ПЛОЩАДКУ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ НОВОЙ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕФТЯНИКОВ — НАЛОГА НА ДОБАВЛЕННЫЙ ДОХОД (НДД). НО ДАЖЕ ПРИТОМ, ЧТО ПРИНЯТИЕ ЗАКОНА О НДД, КОТОРОГО ЖДУТ В КОМПАНИИ, ЗАТОРМОЗИЛОСЬ, ИМИЛОР ДЛЯ ЛУКОЙЛА ОСТАНЕТСЯ СТРАТЕГИЧЕСКИМ АКТИВОМ.

КОНСТАНТИН АНОХИН

ДОСРОЧНЫЙ СТАРТ Торжественный запуск Имилорского месторождения состоялся 8 октября 2014 года. «То, что сделал ЛУКОЙЛ на данном участке за несколько месяцев разработки, вызывает уважение и гордость. Сегодня компании смогли использовать самые современные технологии, в том числе российские, для того, чтобы без задержек, без перерыва, потоком начинать разработку все новых и новых месторождений. Мы надеемся, что это позволит нам обеспечить и бюджетную стабильность», — заявил вице-пре-

мьер Аркадий Дворкович после того, как в качестве почетного гостя ему было доверено осуществить запуск в эксплуатацию первой скважины Имилорского месторождения.

Глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов тогда отметил, что с запуском Имилорского проекта объем добываемой ЛУКОЙЛом нефти может вырасти за год на 300–400 тыс. тонн. Естественно, запуск нового месторождения с нетерпением ждали и власти Югры, поскольку это, как сказала губернатор региона Наталья Комарова, «позволит уже не

через пять лет начать получать доходный бюджет, а буквально со следующего года».

Имилорское нефтяное месторождение, расположенное в Ханты-Мансийском автономном округе, было открыто в 1981 году. Весь участок, включающий Имилорское, Западно-Имилорское и Источное месторождения, считался одним из крупнейших в федеральном фонде резервных участков недр: его геологические запасы составляют 287,372 млн тонн нефти по российским категориям С1 (запасы изучены в степени, позволяющей составить техноло-

гическую схему разработки месторождения) и 568,087 млн тонн по С2 (запасы изучены достаточно, чтобы спланировать геологоразведочные работы).

После открытия участок практически не разрабатывался из-за сложной структуры ловушек, расположенных к тому же на большой — порядка 2700 м — глубине.

В то время в Западной Сибири было еще достаточно много месторождений с более легкими условиями добычи. Первую попытку разработки Имилора предприняла компания «Ноябрьскнефтегаз» в 1993 году. По некото-



ТОРЖЕСТВЕННЫЙ ЗАПУСК ИМИЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СОСТОЯЛСЯ НА ГОД РАНЬШЕ ЗАПЛАНИРОВАННОГО СРОКА

→ рым данным, компания не выполнила условия лицензионного соглашения и вернула лицензию на месторождение в нераспределенный фонд.

Затем в конце 1990-х попытку разработки месторождения сделала Тюменская нефтяная компания. Однако она также не увенчалась успехом: продержав лицензию некоторое время, компания вернула ее обратно в государственный фонд. Одной из причин этих неудач тогда вполне мог стать очередной финансовый кризис, когда нефтяникам было просто не до разработки месторождений со сложными геологическими параметрами.

Участок был выставлен на аукцион в конце 2012 года со стартовым платежом 25,4 млрд руб. По информации Минприроды, на Имилорское месторождение кроме ЛУКОЙЛа претендовали нефтяные компании «Сургутнефтегаз» и «Статус». Проявляла интерес к лоту и «Башнефть». На участие в аукционе свои заявки также подавали компании «Роснефть», «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и «Газпром нефть-Ноябрьскнефтегаз».

В результате оцененные в \$0,51 за баррель запасы Имилорского месторождения достались ЛУКОЙЛу более чем за \$1 за баррель: за Имилорское, Западно-Имилорское и Восточное месторождения компания заплатила 50,8 млрд руб. — в два раза больше стартовой цены.

ЛОГИКА ТОРГОВЛИ Высокий интерес ЛУКОЙЛа к Имилорскому месторождению вполне логичен. Дело в том, что в последние годы компания нуждается в диверсификации своей сырьевой базы. Несмотря на то, что ЛУКОЙЛ добывает нефть не только во многих регионах России, но и за ее пределами, Западная Сибирь остается для него ключевым регионом, где сосредоточено более половины всей нефтедобычи: в 2014 году в этом регионе было добыто 51,1% общего объема добычи нефти дочерними предприятиями холдинга. Однако при этом Западная Сибирь стала единственным регионом, где добыча компании падает даже с учетом увеличения роста эксплуатационного бурения и фонда работающих скважин. Причина объясняется просто: износ сырьевой базы ЛУКОЙЛа в Западной Сибири — многие из промыслов компании сильно обводнены (до 95%) и уже не могут иметь для холдинга большое стратегическое значение. Поэтому именно Имилорское месторождение, которое считалось одним из самых крупных и перспективных в госфонде правительства, и должно компенсировать падение нефтедобычи компании ЛУКОЙЛ в этом регионе.

К тому же интерес ЛУКОЙЛа к Имилору подогревался тем, что месторождение находится в непосредственной близости от другого крупнейшего месторождения, ЛУКОЙЛа — Тевлинско-Русскинского, которое хотя и является с точки зрения геологического строения близким аналогом Имилорского, гораздо сложнее.

Кроме того, одним из существенных факторов, играющих для ЛУКОЙЛа в пользу Имилора, было то, что это месторождение должно было войти в число пилотных проектов, на которых планировалось впоследствии ввести налог на добавленный доход. Если сейчас нефтяные компании платят налог на добычу полезных ископаемых и экспортную пошлину, то по схеме НДД облагать планируется не нефть в момент ее добычи, а накопленную за время разработки месторождения прибыль, которая рассматривается как разница между доходами и расходами за весь срок освоения участка. Предполагается, что по этой налоговой схеме ставка по мере роста добычи может увеличиваться, а при сокращении — снижаться.

Начинать практиковать такую налоговую схему предлагало руководство ЛУКОЙЛа еще в 2011 году. По мнению специалистов, схема НДД наиболее интересна для таких групп месторождений, которые входят в проект с большой инвестиционной программой, но где еще не ведется добыча в промышленных масштабах. Или для месторождений с хорошими запасами, но с низкой проницаемостью пластов, то есть с более сложными условиями добычи.

Ранее глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов отмечал, что принцип НДД для нефтяной отрасли позволит компаниям экономически разрабатывать все месторождения. По его словам, нефтяную отрасль постоянно лихорадит от изменения налоговой системы, которая на последние лет пять изменялась более 20 раз. «От открытия до ввода месторождения проходит от 7 до 15 лет. Нам нужна стабильная система налогообложения», — говорил он одним из своих интервью на Санкт-Петербургском международном экономическом форуме («Россия 24»). — Но



ДЛЯ ЛУКОЙЛА ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ ОСТАЕТСЯ КЛЮЧЕВЫМ РЕГИОНОМ ДОБЫЧИ, НА КОТОРЫЙ ПРИХОДИТСЯ БОЛЕЕ ПОЛОВИНЫ ЕГО ПРОИЗВОДСТВА. НО ДОБЫЧА НА РАСПОЛОЖЕННЫХ В НЕМ СТАРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАДАЕТ, И КОМПЕНСИРОВАТЬ ЕЕ КОМПАНИЯ МОЖЕТ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЗА СЧЕТ ИМИЛОРСКОГО ПРОЕКТА.

надо принять налоговую систему, которая позволила бы нам экономически эффективно эксплуатировать на поздней стадии наши месторождения. Такой переход даст уверенность не только инвесторам, но и правительству, что отрасль будет развиваться и налоги будут своевременно поступать в бюджет».

Заинтересованность во введении НДД выражают и в руководстве Югры. По словам губернатора Натальи Комаровой, экономический эффект от налога на добавленный доход на период до 2030 года будет состоять в том, что налоговые поступления в консолидированный бюджет РФ от месторождений Югры будут существенно расти даже при цене на нефть \$50 за баррель.

ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПРИОБРЕТЕНИЕ Все эти факторы подтверждают, почему ЛУКОЙЛ считает Имилор самым перспективным в обозримом будущем участком в Западной Сибири. Именно поэтому компания начала форсированными темпами обустроить Имилор. Так, сразу же после получения лицензии компанией был разработан план по скорейшему вводу месторождений Имилорской группы в эксплуатацию. В течение подготовительного периода было решено провести

сейсмозаземку участка, переиспытать 20 ранее пробуренных разведочных скважин и пробурить 11 новых разведочных скважин.

Темпы, которые были взяты компанией, позволили начать эксплуатационное бурение не в сентябре 2014 года, чтобы в марте 2015 года получить первую нефть, а на год раньше. В самые сжатые сроки было проложено 23 км нефтяных трубопроводов диаметром 426 мм, 42 км дорог, мост через реку Энтль-Имиягун длиной 74 м, обустроены 4 кустовые площадки, на площади свыше 1,5 тыс. кв. км ведутся сейсмозаземочные работы 3D. Кстати, до 30% потребностей Имилора в электроэнергии, как, впрочем, на многих других объектах компании, покрываются собственной газогенерацией, собственными ГТС, работающими на части подготовленного газа. Это позволяет уже на стартовом этапе рационально использовать попутный газ и экономить на энергосбережении.

И несмотря на то что фактический объем разведочных работ превысил запланированный, проходка эксплуатационных скважин началась досрочно — в феврале 2014 года. А в октябре того же года на Имилорском месторождении была получена первая нефть. Как заявлял Вагит Алекперов, суммарные инвестиции в развитие Имилорского



ФОТО - ЛУКОЙЛ

НОВЫЕ РЕСУРСЫ ЗНАКОМОЙ ПРОВИНЦИИ

Имилорское нефтяное месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе (Югре) Российской Федерации и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Лицензию на пользование Имилорской группой месторождений сроком на 25 лет компания ЛУКОЙЛ получила в январе 2013 года.

Сегодня инфраструктура Имилора включает: 8 кустовых площадок, 62 км автодорог, 135 км высоковольтных линий электропередачи, 2 трансформаторные подстанции — «Имилор» и «Источная», 77 км трубопроводов и собственную мультифазную насосную станцию для дальнейшей транспортировки добытого продукта. Пробурено более 100 эксплуатационных скважин. Активно ведутся геологоразведочные работы, в том числе переиспытания разведочных скважин государственного фонда, бурение новых поисково-разведочных скважин. Здесь ЛУКОЙЛ реализовал уникальный в России проект по проведению широкоазимутальной 3D-сейсморазведки высокого разрешения на площади более 1,5 тыс. кв. км. Добыча нефти составляет около 668 тыс. тонн.

Запустить в работу огромное месторождение раньше запланированного срока стало возможным благодаря расположенной рядом развитой инфраструктуре Тевлинско-Рускинского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз», что значительно сократило потенциальные затраты времени и средств на разработку Имилора.

В период до 2019 года запланированы опытно-промышленная разработка месторождения и поэтапный ввод месторождений лицензионного участка в промышленную эксплуатацию, предусматривающий бурение девяти кустовых площадок.

Нефтяники планируют приступить к промышленной разработке Имилорско-Восточного лицензионного участка в 2019 году.

месторождения составили 12 млрд руб., а в ближайшие 20 лет эта сумма возрастет до примерно 100 млрд руб. Максимальный объем, который планируется добывать на месторождении, составит порядка 5 млн тонн в год.

Если после аукциона раздавались голоса, что ЛУКОЙЛ купил Имилорский участок слишком дорого, то сегодня уже ясно, что с учетом перспективности месторождения, его расположения, наличия инфраструктуры цена за него не выглядит чересчур высокой даже на фоне сегодняшних нефтяных цен. Прежде всего потому, что таких крупных месторождений в нераспределенном фонде уже не осталось. Как утверждают отраслевые эксперты, время открытий больших нефтяных месторождений прошло и если сегодня какие-то месторождения и открываются, то в большинстве случаев их потенциал ограничивается запасами в 3–4 млн тонн. Поэтому ЛУКОЙЛ получил актив, который поможет компании компенсировать наметившийся спад в добыче нефти в Западно-Сибирской провинции в течение достаточно длительного времени.

Помимо этого в компании надеются, что правительство в конце концов примет закон о налоге на добавленный доход. А Имилорское месторождение входит в список пилотных проектов, которые будут разрабатываться по новой на-

логовой схеме. Это даст достаточно мощный стимул для развития добычи в этом регионе, что очень важно, поскольку вся Западно-Сибирская провинция сегодня находится в четвертой стадии разработки, когда доля трудноизвлекаемых запасов на балансах нефтяных компаний уже перевалила за 50%. Но при этом ни государство, ни нефтяники не вкладывают сегодня достаточно средств в геологоразведку.

Пока точно неизвестно, когда будет принят новый закон о применении налога на добавленный доход. Вполне вероятно, не так скоро, как этого ожидали нефтяники. Тем не менее, по мнению аналитика ФК «Уралсиб» Алексея Кокина, Имилорское месторождение для ЛУКОЙЛа в Западно-Сибирской провинции — ключевое: «ЛУКОЙЛ — очень гибкая компания, и планы разработок того или иного месторождения утверждаются в зависимости от налогов: они могут несколько отложить разработку месторождения или, если появятся налоговые стимулы, начать разработку в ускоренном порядке».

Поэтому на сегодняшний день ЛУКОЙЛ, похоже, заинтересован не столько в потенциально возможном наращивании объема добычи, сколько в последовательной и вдумчивой подготовке Имилорского проекта к эффективной работе впоследствии. ■

ВДОХНУТЬ ЖИЗНЬ В МЕДВЕЖИЙ УГОЛ

ЛУКОЙЛ, ПОЛУЧИВ В КОНЦЕ ПРОШЛОГО ГОДА СВОЮ ПЕРВУЮ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ ЛИЦЕНЗИЮ — НА ВОСТОЧНО-ТАЙМЫРСКИЙ УЧАСТОК В КРАСНОЯРСКОМ КРАЕ, УЖЕ ПРИСТУПИЛ К ВЫПОЛНЕНИЮ СТАРТОВОГО ЭТАПА ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ. В КОМПАНИИ УВЕРЯЮТ, ЧТО АКТИВНАЯ РАБОТА В РЕГИОНЕ БУДЕТ ПРОДОЛЖАТЬСЯ, ДАЖЕ НЕСМОТРЯ НА ПАДЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ. ПРИ ЭТОМ ЛУКОЙЛ ЗА ТРИ ГОДА ВЛОЖИТ В СОЦИАЛЬНУЮ СФЕРУ ТАЙМЫРА 350 МЛН РУБ. ОЛЬГА МОРДЮШЕНКО

ПЕРВЫЙ ШАГ В ВОСТОЧНУЮ СИБИРЬ

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (на 100% принадлежит ЛУКОЙЛу) выиграло лицензию на освоение части Восточно-Таймырского участка в августе 2015 года. Конкурсная комиссия Роснедр выбрала проект ЛУКОЙЛа, оценив опыт компании в организации проектирования, строительства и эксплуатации морских нефтеотгрузочных терминалов в Арктике. Покупка стала первым активом ЛУКОЙЛа в Восточной Сибири. Компания предложила за участок 1,9 млрд руб. — почти в 600 раз выше стартового платежа. Срок лицензии на пользование недрами составляет 27 лет.

Восточно-Таймырский участок недр расположен в Таймырском (Долганско-Ненецком) муниципальном районе Красноярского края близ устья реки Хатанги. Здесь рас-

положен районный центр — поселок с одноименным названием Хатанга, на территории которого находится морской и речной порт, являющийся третьим по значению на Таймыре после Дудинки и Диксона. Полуостров Таймыр — самая северная материковая часть суши Евразийского континента, его территория относится к зоне постоянной многолетней мерзлоты.

ЛУКОЙЛ начал активно интересоваться Восточно-Таймырским участком после того, как компания не смогла участвовать в первом этапе распределения наиболее привлекательных участков арктического шельфа в 2012–2013 годах. По закону это право сегодня есть только у государственных «Газпрома» и «Роснефти». В начале 2014 года глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов сообщил Владимиру Путину о том, что компания решила осваивать «медве-

жий угол», имея в виду Восточно-Таймырский участок. «При вашем одобрении мы начали бы детальную проработку с Министерством природных ресурсов, чтобы в этом районе начать хотя бы формировать инфраструктуру», — обратился тогда к главе государства президент нефтекомпании. Президент идею поддержал.

Однако на тот момент ЛУКОЙЛ едва ли мог осуществить задуманное: участок тогда был существенно больше (около 23,3 тыс. кв. км) и включал в себя не только сухопутную территорию, но и транзитные воды и шельф. Его прогнозные геологические ресурсы нефти оценивались в 351,1 млн тонн, извлекаемые — в 101,8 млн тонн, ресурсы газа — в 226,1 млрд кубометров.

В мае Роснедра разделили блок на морскую и сухопутную части, однако в Минприроды отметили, что владелец

участка на суше получает базу для разработки на море. ЛУКОЙЛ как профессиональный оператор на Каспии и Балтике не отбросил планов получить доступ на арктический шельф и подал заявку на участие в конкурсе на приобретение лицензии.

Вторым претендентом на участок стала «Роснефть». Несмотря на состоявшийся аукцион, ЛУКОЙЛу пришлось побороться за актив: проигравшая торги госкомпания не согласилась с решением комиссии и потребовала отменить результаты конкурса, а затем в суде добились обеспечения мер, из-за которых Роснедра были вынуждены приостановить оформление лицензии. Судебные разбирательства тянулись до середины ноября. В итоге суд признал решение конкурсной комиссии законным, а «Роснефть» отказалась от своих претензий.



ФОТО — ЛУКОЙЛ

ПОКУПКА ВОСТОЧНО-ТАЙМЫРСКОГО УЧАСТКА СТАЛА ПЕРВЫМ АКТИВОМ ЛУКОЙЛА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

НОВЫЕ ТЕРРИТОРИИ



В ФЕВРАЛЕ ЛУКОЙЛ ПРИСТУПИЛ К ПЕРВОМУ ЭТАПУ ГЕОЛОГОРАЗВЕДЧНЫХ РАБОТ НА НОВОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

РАЗВЕДКА БЕЗ РАСКАЧКИ

В феврале ЛУКОЙЛ приступил к выполнению первого этапа геологоразведочных работ на Восточно-Таймырском лицензионном участке в Красноярском крае. Геологоразведка на данном этапе включает в себя сейсморазведочные работы 2D в объеме 2421 погонного километра и бурение независимой поисковой скважины. Сообщалось, что в полевой сезон 2016 года планируется выполнить 1 тыс. погонных километров сейсмопрофилей.

ЛУКОЙЛ уже сейчас анализирует возможные варианты разработки участка и варианты транспортировки готовой продукции с него при условии обнаружения коммерческих запасов углеводородов. В годовом отчете компании указывается, что из возможных вариантов внешней транспортировки товарной нефти с месторождений Восточно-Таймырского участка предполагается применение танкеров с погрузкой через современный стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал, который в данном варианте предусматривается установить в Хатангском заливе моря Лаптевых. «При такой схеме нефть транспортируется по Северному морскому пути и загружается в танкер-накопитель на рейде незамерзающего морского залива в районе Мурманска. Далее нефть загружается в крупнотоннажные танкеры и поставляется на экспорт», — пояснили в компании.

Аналогичный отгрузочный терминал успешно функционирует уже семь лет в акватории Баренцева моря. В поселок на морском побережье Варандей поступает нефть, добываемая в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, и отправляется танкерами в мурманский порт. Так как большую часть года Баренцево море покрыто льдами, в целях безопасности подхода судов пришлось построить причал не на суше, а в 22 км от берега.

Согласно планам ЛУКОЙЛа, до 2020 года будет завершена сейсморазведка 2D и пробурены две поисковые скважины на перспективных структурах Восточно-Таймырского участка. По итогам этих работ компания уточнит планы по дальнейшему освоению участка. Глава компании отмечал, что падение цен на нефть не повлияет на развитие таймырского проекта. По его словам, период кризиса дает возможности для динамичного развития. «Мы вошли в проект Таймыра, сегодня активно работаем над проектами на территории ряда других стран, где открываются для нас новые возможности. Финансовый потенциал компании и наша сбалансированная политика за последние годы позволяют нам уверенно смотреть на среднесрочный период даже при сегодняшней цене», — отметил глава компании.

ИМПУЛЬС ДЛЯ РАЗВИТИЯ СЕВЕРА КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

При этом в конце января президент ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов подписал соглашение о социальном сотрудничестве в рамках проек-

та освоения Восточно-Таймырского участка. Планируется, что компания за три года вложит в социальную сферу Таймыра 350 млн руб. Это поможет вернуть жизнь в практически вымершие местные поселки. Речь идет о Хатангском сельском поселении, куда входят десять населенных пунктов с общей численностью населения около 5 тыс. человек.

«Мы на Таймыре идем на развитие самых небольших предприятий — по заготовке рыбы, по промысловой деятельности, по мини-переработке. Это все тоже важно, потому что новые экономические импульсы укрепляют социумы, повышают качество жизни. И тут приходит такая мощная компания с большими планами, а мы верим в серьезные богатства этой территории», — отмечал по итогам подписания соглашения с ЛУКОЙЛом губернатор Красноярского края Виктор Толоконский.

По его словам, кумулятивный эффект от прихода нефтяной компании регион почувствует практически сразу. «Для Таймыра, и в частности поселка Хатанга, работы по освоению Восточно-Таймырского участка ЛУКОЙЛом — это крупный и очень важный проект. Уже сейчас на подготовительном этапе будут созданы новые рабочие места, в поселке появятся дополнительные производства. Все это приведет к развитию инфраструктуры, транспортного сообщения, в том числе морского пути», — отмечал он на церемонии подписания.

Общие параметры взаимодействия ЛУКОЙЛа и Красноярского края были определены соглашением, подпи-

санным в июне 2015 года на Петербургском международном экономическом форуме.

Согласно документу, ЛУКОЙЛ окажет финансовую помощь в строительстве интерната на 250 мест в поселке Носок, здания под размещение спортивного зала и кабинетов для организации кружковой деятельности детей в селе Хатанга. «Даже на период геологоразведки мы привлекаем те организации, которые базируются в поселке Хатанга, чтобы они вели разведочные работы на воде, которые нам нужны для технологических нужд. И, конечно, если будет открытие, то мы задействуем огромный потенциал не только специалистов, которых туда доставим, но и те региональные возможности, которые даст нам Таймырский район», — отмечал, в свою очередь, Вагит Алекперов.

Сейчас «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» платит в региональные бюджеты всех уровней порядка 300 млрд руб. в год. Еще примерно 2 млрд руб. общество направляет в рамках соглашений с субъектами федерации на взаимодействие с коренными малочисленными народами Севера на благотворительность. Средства используются для строительства школ и детских садов, спортивных и культурных центров, поликлиник и больниц, ремонта дорог и благоустройства населенных пунктов, поддержки природных парков и заказников. Например, в 2014 году только в Югре в перечне объектов, которые реконструировались или строились на эти деньги, было порядка 100 наименований. ■



ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

«После получения лицензии на право пользования недрами Восточно-Таймырского участка ЛУКОЙЛ существенно пересмотрел оценку ресурсов углеводородов, что в случае успеха геолого-поисковых работ открывает перспективы добычи нефти и газа в новом регионе Восточной Сибири», — отмечали тогда в компании. В ЛУКОЙЛе уверены, что у компании есть все необходимые технологии и навыки для проведения работ в данном регионе. «Событие в какой-то степени историческое: у нас еще не было проектов в Восточной Сибири. Однако наши сотрудники имеют богатый опыт и готовы к работе в условиях Крайнего Севера, уже отработаны все технологические и экологические аспекты геологоразведки», — говорил глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов.

