

Review

Итоги года

Вторник 26 декабря 2017 №241 (6235 с момента возобновления издания)

kommersant.ru

14 Какие факторы позволили ЛУКОЙЛу увеличить финансовые показатели

15 Новые проекты ЛУКОЙЛа по модернизации нефтепереработки

16 Экологические проекты и альтернативные источники энергии

Новые горизонты



ЛУКОЙЛ продолжает активно наращивать добычу нефти и газа на своих новых активах. Компания уже близка к выходу на полную мощность в проектах разработки месторождения им. В. Филановского на Каспии и Пякяхинского месторождения в ЯНАО, которые были запущены осенью 2016 года. Активно росла добыча и на газовых участках в Узбекистане — в сравнении с 2016 годом она увеличилась почти наполовину. Таким образом, развитие новых проектов позволяют ЛУКОЙЛу компенсировать естественное снижение производства на зрелых месторождениях.

— производство —

Спустя всего год после запуска в октябре 2016 года первой очереди одно из крупнейших месторождений ПАО ЛУКОЙЛ — месторождение им. Владимира Филановского практически вышло на проектный уровень добычи в 16 тыс. тонн в сутки. В рамках первой стадии разработки ЛУКОЙЛ ввел шесть добывающих и две нагнетательные скважины. Накопленная добыча нефти с запуска проекта в 2016 году превысила 5 млн тонн. А к декабрю 2017 года компания уже завершила основную часть строительных работ по второй стадии разработки и начала бурение первой добывающей скважины. Запустить ее планируется в начале 2018 года.

Вторая очередь обустройства позволит обеспечить стабильный уровень добычи в 6 млн тонн в год. Она включает оборудование и системы, обеспечивающие бурение скважин с ледостойкой стационарной платформы, платформу жилого модуля, внутрипромысловые трубопроводы

и подводные силовые кабели. Строительством в рамках второго этапа занимались отечественные подрядчики — судостроительные верфи Астраханской области.

Месторождение им. В. Филановского с начальными извлекаемыми запасами нефти в 129 млн тонн и газа — в 30 млрд кубометров стало одним из восьми открытых ЛУКОЙЛом на его лицензионных участках в Каспийском море

Помимо него в этот список вошли месторождение имени Корчагина, им. Ю. С. Кувыкина, Хвалыньское, Ракушечное и месторождение «170 км». Инфраструктура место-



рождения им. В. Филановского является центральным хабом для подготовки и транспортировки нефти и газа для действующих, новых и перспективных месторождений и структур компании в Каспийском море. А в целом этот регион стал одной из самых перспективных добычных провинций в России.

Газовые перспективы

Почти одновременно с месторождением им. В. Филановского было запущено Пякяхинское нефтегазоконденсатное месторождение в ЯНАО — одно из крупнейших в регионе по объемам разведанных запасов, введенных в промышленную эксплуатацию за последние несколько лет. По российской классификации они оцениваются в 86 млн тонн нефти и газового конденсата и 261 млрд кубометров газа. Обработанное сы-

рье с Пякяхинского месторождения транспортируется по магистральному газопроводу до головной компрессорной станции (ГКС) в районе Находкинского месторождения и далее по газопроводу до ГКС «Ямбургская». Нефть транспортируется по магистральному трубопроводу «Заполярье—Пурпе».

На конец первого полугодия накопленная добыча на Пякяхинском месторождении превысила 1 млн тонн нефти и 1,3 млрд кубов газа. Текущая суточная добыча на месторождении превышает 4 тыс. тонн нефти и газового конденсата и 9 млн кубометров газа. В эксплуатации находятся 57 нефтяных и 29 газоконденсатных скважин.

Еще одним из наиболее перспективных регионов прироста производства газа для ЛУКОЙЛа является Узбекистан. Там компания реализует два проекта на условиях соглашения о разделе продукции (СРП) — Кандым-Хазуак-Шады и Гиссар. Накопленный объем добытого компанией в республике газа превысил 40 млрд кубометров. В конце августа ЛУКОЙЛ сообщил, что вывел добычу газа на Гиссарской группе месторождений на полку в 5 млрд кубометров в год. К 2020 году ЛУКОЙЛ планирует добывать в Узбекистане до 16 млрд кубометров газа. Объем инвестиций оценивается до \$8 млрд (капвложения за 2017 год, по данным инвест-

госпрограммы Узбекистана, составят \$1,2 млрд в два СРП).

В ноябре 2017 года была введена первая очередь Кандымского ПЗ, рассчитанная на переработку 4,05 млрд кубометров газа в год. Сейчас ЛУКОЙЛ ведет строительство второй очереди завода с аналогичной проектной мощностью. Завершить его планируется к июлю 2018 года.

Добыча газа в третьем квартале по сравнению с предыдущим выросла на 4,4%, до 7,3 млрд кубометров, за девять месяцев она увеличилась на 12,4%, до 20,7 млрд кубометров. «Положительное влияние на динамику добычи газа оказал запуск газодобывающей скважины на месторождении, а также ввод в эксплуатацию производственных объектов в рамках проекта Гиссар в Узбекистане, где добыча выросла более чем в два раза по сравнению со вторым кварталом 2017 года», — отмечалось в отчете ЛУКОЙЛа.

Только рост

В 2018 году ЛУКОЙЛ, по словам старшего вице-президента по добыче нефти и газа компании Азата Шамсурова, снижать добычу нефти не собирается. Но окончательные параметры будут зависеть от решения правительства в рамках исполнения обязательств по сделке ОПЕК+ по заморозке производства. «Мы не предполагаем снижение добычи, если не будет принято другое решение на уров-

не правительства РФ, в частности, по ограничению. Сегодня мы находимся на этапе разработки нескольких месторождений. Все документы находятся в работе, финансовое состояние нашей компании устойчивое, у нас есть четкое понимание целеполагания, стратегия развития», — отметил господин Шамсуров.

При этом, как поясняли в компании в конце ноября, добыча на новых месторождениях будет расти по плану независимо от решения о продлении действия договоренностей ОПЕК+ на 2018 год. «Мы по Каспию не меняем своих планов, у нас четкая стратегия развития до 2026 года, у нас нет иллюзий, нет отклонений, мы движемся по своему плану поступательно, вовлекая в оборот все наши мощности в Астраханской области», — говорил Азат Шамсуров.

Согласно утвержденному в начале декабря советом директоров ЛУКОЙЛа среднесрочному плану развития на 2018–2020 годы, компания в сегменте «Разведка и добыча» планирует устойчивый рост добычи углеводородов с увеличением доли высокомаржинальных проектов. Так, в ближайшее время будут приняты окончательные инвестиционные решения по новым проектам на Северном Каспии и Балтике, которые позволят компенсировать снижение добычи на старых месторождениях Западной Сибири.

Ольга Матвеева



ТРУДНАЯ ДОБЫЧА

Если на новых месторождениях на Каспии и в ЯНАО ЛУКОЙЛ добывает легкую нефть, то в Коми компания наращивает производство тяжелой высоковязкой — на Ярегском нефтетитановом месторождении с уникальными объемами запасов и технологиями шахтного способа разработки нефтяного пласта. Оно является одним из старейших в Тимано-Печорской провинции, эксплуатация ведется с 1939 года. Нефть Ярега залегают на глубине всего около 200 метров и обладает очень высо-

кой вязкостью. Это единственное место в России, где нефть добывают и подземным, термощахтным, и поверхностным способами.

В конце сентября региональная структура компании «ЛУКОЙЛ-Коми» ввела в строй проект «Ярега», что позволит увеличить объем добычи в 1,5 раза по итогам 2017 года к уровню 2016 года. Как отметил в конце сентября во время визита на актив глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов, «Ярега для компании очень важна, мы

продолжим сюда инвестировать». В рамках проекта предполагается выход на полную мощность одноименного энергоцентра, что позволит полностью обеспечить собственные нужды — Ярегское месторождение и Ухтинский НПЗ. Потенциально мощности энергоцентра в 75 МВт достаточно, чтобы обеспечить электроэнергией весь город Ухту. Помимо электроэнергии энергоцентр будет вырабатывать пар, необходимый для закачки в подземные пласты для разогрева и добычи высоковязкой нефти.

