

С Е К Ц И Я 17

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛЫХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ НА ПРИМЕРЕ ООО «ТААС-ЮРЯХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧА»

Варламов А.Э. Петров А.Е., Глызина Т.С.

Научный руководитель профессор И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» занимается разработкой Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения расположенного на юго-западе Республики Саха (Якутия). Компания основана в 2000 г., в 2013 г. вошла в состав Роснефти и началась промышленная эксплуатация месторождения со сдачей продукции в трубопровод Восточная Сибирь – Тихий Океан». В 2015 г. компания ВР и консорциум индийских компаний Oil India, Indian Oil и Bharat Petroresources приобрели 20 % и 29,9 % уставного капитала общества соответственно [4].

Запасы углеводородов (УВ) непрерывно изменялись на протяжении рассмотренного периода [2], в 2015-2016 гг. наблюдается убыток, в остальные отчетные года присутствует прирост (рис. 1). Факторами изменения количества запасов являются проводимые геологоразведочные работы и переоценка запасов. Можно сделать предположение, что решение о переоценке могло быть принято после присоединения компании к «Роснефти» в 2013 г. Разведочное бурение в отличие от эксплуатационного ведется в небольших масштабах, в объеме 2,0-5,4 тыс. м. в год на протяжении 2015-2020 гг. [3], что составляет в среднем 2% от объемов эксплуатационного бурения. Построенный тренд отображает прогноз увеличения прироста запасов отнесенного на метр поисково-разведочного бурения. По состоянию на начало 2021 г., компания обладает запасами в 1171 млн барр. н. э. жидких УВ и 1061 млн барр. н. э. газа [2].

Проектная годовая добыча жидких УВ установлена на уровне 34 млн барр. н. э. в год. Месторождение находится на первом этапе разработки, добыча активно растет с каждым годом (рис. 2). В 2020 г. было добыто 33 млн барр. н. э. жидких УВ [2]. Тенденция указывает на достижение проектной годовой добычи в 2021 г. На месторождении добывается природный газ и попутный нефтяной газ (ПНГ) в гораздо меньших объемах, но также с положительной динамикой. Факторами прироста добычи являются увеличение количества конструируемых многозабойных скважин, в том числе по технологии «fishbone» и ввод в 2018 г. объектов второй очереди обустройства месторождения, обеспечивающих проектную годовую подготовку и сдачу нефти [2]. В 2016 г. резко увеличились объемы эксплуатационного бурения до 137 тыс. м. и продолжали расти на протяжении последующих лет, которые в 2020 г. составили 318,8 тыс. м. [3]. Эти факторы также отражены в увеличении прироста добычи, отнесенного к метру эксплуатационного бурения.

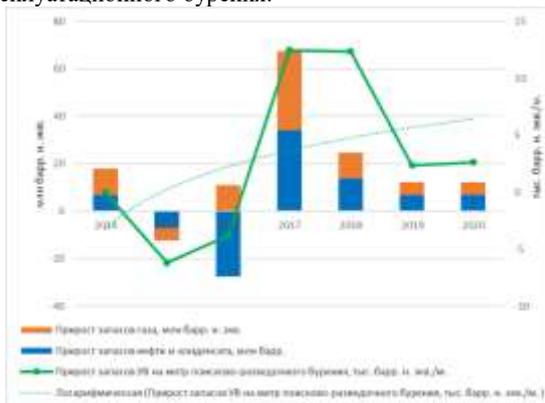


Рис. 1. Динамика прироста запасов и прироста запасов отнесенного на метр поисково-разведочного бурения

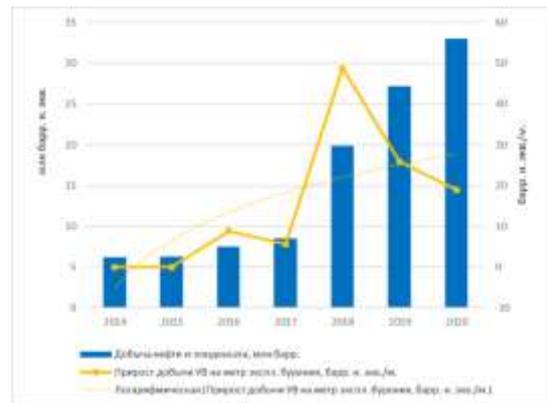


Рис. 2. Динамика добычи углеводородов и прироста добычи за счет эксплуатационного бурения

Цена на нефть марки ESPO, которая присваивается продукции добытой на месторождении, сильно изменяется на протяжении рассмотренного периода (рис. 3). Так, в 2015 г. цена снизилась практически в два раза по сравнению с 2014 г. (54,12 и 100,52 \$/барр. соответственно). В 2016 г. цены достигли минимума (44,22 \$/барр.) за рассматриваемый период. В последующие года спрос и соответственно цена стали увеличиваться, но на фоне множества политических событий цены с 2018 г. стали снижаться. В 2020 г. начавшаяся пандемия коронавируса значительно снизила спрос и цены на УВ, ESPO стоила 49,94 \$/барр. Ожидается увеличение цен в 2021, 2022 г. как следствие роста спроса после основных волн пандемии. Добыча на месторождении продолжает расти, колебания цен на нефть определенно оказывает влияние на уровень прибыли компании, но не в значительной степени.

Анализ показал, что выручка росла пропорционально росту добычи (рис. 4), но в 2020 г. падение цены на нефть вызванное в том числе пандемией коронавируса, повлияло на уменьшение выручки несмотря на увеличение добычи. В 2020 г. выручка составила 114,137 млрд руб., чистая прибыль 57,253 млрд руб. [1]. Следует отметить, что в 2016 г. компании региональными властями были предоставлены льготы на пять лет в виде сниженного налога на прибыль 13,5 %, пониженных ставок по налогу на имущество, – 0% на первые 3 года, 0,8 % – на четвертый год, 0,9 % – на пятый год. Было поставлено условие, что объемы добычи нефти должны быть не менее 1 млн т. (6,85 млн барр. н. э.) в год в 2016-2018 гг., в 2019-2020 гг. – не менее 3 млн т. (20,55 млн барр. н. э.) в год [5]. Это также стало стимулом продолжения активной фазы разработки, несмотря на снижение цен на нефть. Таким образом после 2016 г. по настоящее время доля чистой прибыли в выручке выросла. Прогнозируется продолжение роста или стабилизация на высоком уровне выручки и чистой прибыли с учетом продолжения действия льгот и восстановления цен на нефть.

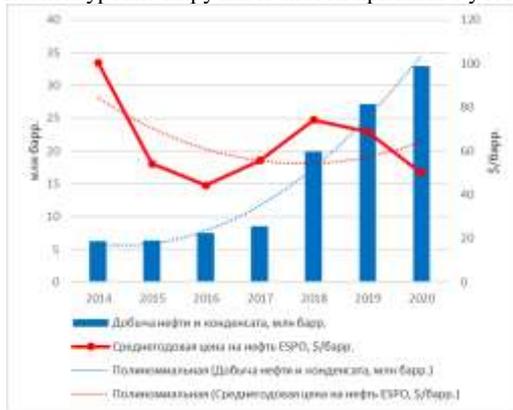


Рис. 3. Динамика добычи нефти и конденсата и цены на нефть марки ESPO

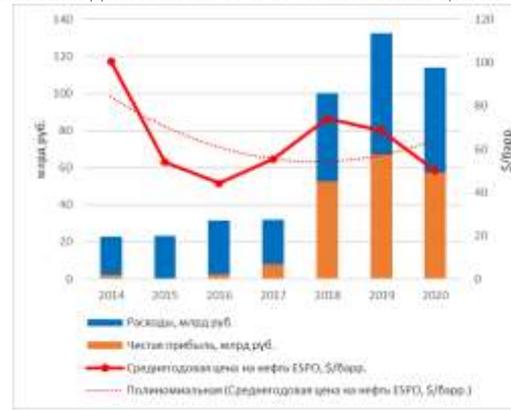


Рис. 4. Динамика расходов, чистой прибыли и цены на нефть марки ESPO

В целях повышения конкурентоспособности на мировом рынке, компания стремится к снижению затрат. В декабре 2015 г. было принято решение построить станцию, которая будет обеспечивать месторождение собственным электричеством [4]. Строительство газовых электростанций не только позволит вырабатывать собственную электроэнергию, сокращая тем самым затраты на ее приобретение из внешних источников, но и обеспечит эффективную утилизацию добываемого ПНГ. На месторождении установлены десять газотурбинных агрегатов единичной мощностью 5,052 МВт, суммарной установленной мощностью 50,52 МВт. Они, в свою очередь, построены на базе турбин Siemens SGT-A05. Турбины доказали свою надежность в различных климатических условиях по всему миру [2].

Для снижения степени негативного воздействия CO₂ – эквивалента на окружающую среду, существует возможность способствования раскрытию природного потенциала по поглощению CO₂ лесами. Еще одной технологией, может стать использование подземных хранилищ и выработанных месторождений для проектов по управлению и хранению CO₂. С другой стороны, подобные технологии требуют значительных финансовых вложений, что без поддержки партнеров является трудноосуществимой задачей.

По итогам анализа деятельности ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» определено, что компания активно развивается, увеличивает объемы добычи и прибыли. Развитию компании способствовали новые стратегические партнеры и региональные налоговые льготы. Компания имеет большие перспективы дальнейшего развития, в виду наличия больших запасов газа. Проект коммерческой добычи газа вполне возможен, решение о реализации проекта зависит больше от политических аспектов, таких как допуск к газопроводу «Сила Сибири». В части энергоэффективности компания использует ПНГ для выработки электроэнергии. Программы по снижению углеродного следа и производства возобновляемой энергии отсутствуют. В данных климатических условиях целесообразно лишь защищать и восполнять лесной массив для поглощения им выбросов CO₂.

Литература

1. Бухгалтерская отчетность ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». Полный каталог юридических лиц и товарных знаков «РБК Компании». [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://companies.rbc.ru/id/1021400967532-ooo-taas-yuryah-neftegazodobyicha/#finance>, свободный.
2. Годовые отчеты ПАО «НК «Роснефть» с 2014 по 2020 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/annual_reports/, свободный.
3. «Куда течешь, «каменная речка»?». Статья на сайте ЦДУ ТЭК – филиал ФГБУ «РЭА» Минэнерго России от 21.10.2021. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/937/, свободный.
4. Официальный сайт ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://tyngd.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Vostochnaja_Sibir/tyngd/, свободный.
5. Республика Саха (Якутия). Законы. О внесении изменений в статьи 1 и 3 Закона Республики Саха (Якутия) «О налоговой политике Республики Саха (Якутия)». [принят Гос. Собранием (Ил Тумэн) Республики Саха (Якутия) 20 декабря 2016 г.]. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/444886771>, свободный.