

ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА



1 — Консолидированные общества.
2 — Доля в добыче.

В 2017 г. добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 4,1 % и составила 89,75 млн т н. э. Наибольший вклад в рост добычи внесло развитие новых крупных проектов в Арктической зоне Российской Федерации – Новопортовского, Восточно-Мессояхского и Приразломного месторождений, а также в Ираке. Суточная добыча углеводородов (в тысячах тонн нефтяного эквивалента) по Группе увеличилась на 4,4 % год к году.

Центр управления добычей

Технология В.4



до **15 %**

ПОЗВОЛИТ СНИЗИТЬ ОПЕРАЦИОННЫЕ
ЗАТРАТЫ

Центр управления добычей (ЦУД) открыт в ноябре 2017 г. в дочерней компании «Газпромнефть-Хантос». Он объединил все ранее разработанные решения по повышению эффективности добычи.

Одна из ключевых систем ЦУДа – «цифровой двойник» процесса механизированного подъема жидкости. Он автоматически подбирает оптимальные режимы работы и прогнозирует поломки и сбои. Вся информация может быть визуализирована как на рабочих местах специалистов, так и на видеостене. За счет этого команда может быстро принимать решения и отслеживать, как они выполняются.

«Информационные технологии существенно меняют современное производство, и цифровая трансформация уже сегодня дает «Газпром нефти» объективные конкурентные преимущества».

Александр Дюков

Председатель правления ПАО «Газпром нефть»

Сейчас завершается тестирование «цифровых двойников» систем поддержания пластового давления, энергообеспечения, подготовки и утилизации попутного газа. По предварительным подсчетам, это должно сократить потери в два раза, операционные затраты – на 15 %. В дальнейшем «Газпром нефть» планирует открыть центры управления добычей в других дочерних обществах.

ДОБЫЧА НЕФТИ



- 1 — С учетом газового конденсата.
- 2 — Консолидированные общества.
- 3 — Доля в добыче.

Подробнее о Восточно-Мессояхском месторождении читайте в разделе «Формирование технологического лидерства», с. 28

Подробнее о Новопортовском месторождении читайте в разделе «Формирование технологического лидерства», с. 30

Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась год к году на 4,3 % и составила 62,43 млн т вследствие роста добычи на Новопортовском, Мессояхском и Приразломном месторождениях, а также в Ираке. По итогам 2017 г. Компания заняла третье место в России по объему добычи нефти после «Роснефти» и «ЛУКОЙЛа».

В предыдущем году «Газпром нефть» ввела в промышленную эксплуатацию два крупных месторождения – Новопортовское и Восточно-Мессояхское. На данный момент продолжается их освоение. Кроме того, в ближайшее время Компания начнет разрабатывать Северо-Самбургское и Тазовское месторождения. Созданная в регионе инфраструктура позволит начать разработку соседних месторождений как распределенного, так и нераспределенного фонда.

Высокотехнологичное бурение

Технология В.5



853

СКВАЖИНЫ

СОПРОВОЖДАЛ ЦУБ В 2017 Г.

524

СКВАЖИНЫ

В 2017 Г. ПОСТРОЕНЫ С МГРП

76

МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

ПРОБУРЕНО В 2017 Г.

В «Газпром нефти» с 2012 года работает Центр управления бурением (ЦУБ)⁴.

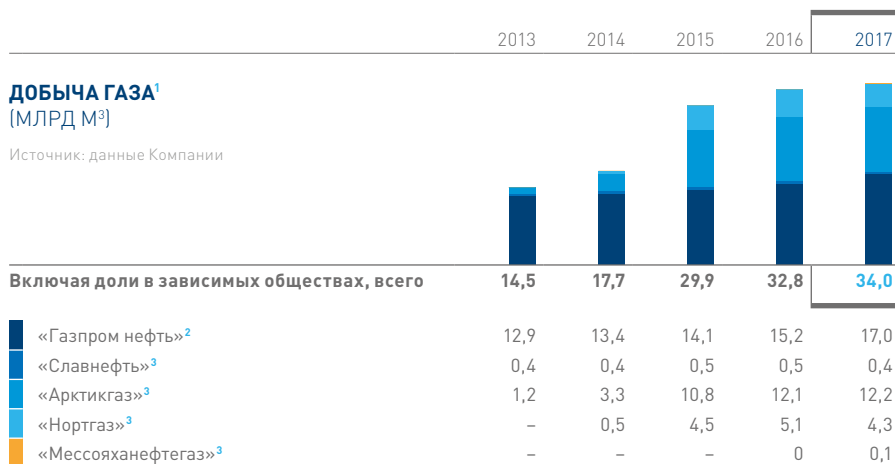
В 2017 году он сопровождал строительство более 850 скважин. Сейчас в Центре четыре круглосуточные смены, из них две постоянно актуализируют геологические модели скважин, а еще две отвечают за обновление инженерных расчетов. При необходимости привлекаются профильные эксперты по буровым и тампонажным растворам, заканчиванию скважин, гидроразрыву пласта, гибкой насосно-компрессорной трубе, управлению траекторией ствола и др. из технологического блока бурения и внутрискважинных работ.

Кроме того, с 2014 г. в Компании работает программа повышения эффективности бурения «Технический предел». В ее основе – принцип непрерывного улучшения строительства скважин. Для этого нужно развитие лидерства сотрудников и распространение лучших практик среди всех добывающих предприятий. Цели трехлетней программы до 2018 г. – сокращение цикла строительства на 30 %, снижение капитальных затрат на 20 % и снижение LTIF⁵ на 50 %. Большинство целей по итогам 2017 г. выполнено.

- 4 — ЦУБ сопровождает более 60 % от всего объема бурения скважин в Компании, являющихся высокотехнологичными.
- 5 — Lost time injury frequency (LTIF) – частота травм с временной потерей трудоспособности на 1 млн человеко-часов.

ДОБЫЧА ГАЗА

Объем добычи газа по Группе вырос на 3,7 % к 2016 г. в основном вследствие роста утилизации ПНГ благодаря началу пусконаладочных работ установки комплексной подготовки газа на Новопортовском месторождении и вводу компрессорной станции на Еты-Пуровском месторождении в четвертом квартале 2016 г. Кроме того, выросла добыча природного газа в Ноябрьском регионе.



Компания активно развивает газовое направление деятельности, которое ориентировано на коммерциализацию запасов попутного и природного газа, добываемого на нефтяных месторождениях, и увеличение его стоимости. Разработка небольших газовых залежей, являющихся частью месторождений, на которых ведет добычу «Газпром нефть», будет способствовать повышению экономической эффективности использования запасов Компании и поможет довести объем производства углеводородов до 100 млн т н. э. в год, как это предусмотрено Стратегией развития Компании до 2025 г.

- 1 — Состоит из товарного газа и газа, использованного на собственные нужды.
- 2 — Консолидированные общества.
- 3 — Доля в добыче.

Сода-ПАВ-полимерное заводнение (ASP)

Технология В.6



172

МЛН Т

МОЖЕТ СОСТАВИТЬ ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ДОБЫЧА НА 10 ОБЪЕКТАХ



67 %

КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ НА ПИЛОТНОМ УЧАСТКЕ ПРИМЕНЕНИЯ ASP



-70 %

СНИЖЕНИЕ СТОИМОСТИ ПАВ РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА ПО СРАВНЕНИЮ С ИМПОРТНЫМИ

Это химический метод увеличения нефтеотдачи с месторождений в поздней стадии разработки благодаря закачке в пласт смеси поверхностно-активного вещества (ПАВ), соды и полимера.

Проект «РосПАВ», который реализует «Газпром нефть» с партнерами («Салым Петролеум Девелопмент», «Норкем» и Тюменский государственный университет), нацелен на создание эффективной смеси для производства в России.

Пилотные проекты запущены в 2016 г. на Западно-Салымском и Холмогорском месторождениях, а в 2017 г. – на Восточно-Мессояхском. Впервые в России синтезированы 11 новых ПАВ, способных заменить зарубежные аналоги. Успешное окончание испытаний позволит Компании перейти к промышленному внедрению технологии в Западной Сибири. По предварительным расчетам, при ее реализации на 10 крупнейших объектах Компании дополнительная добыча нефти составит 172 млн т.