

ОТЧЕТ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ О РЕЗУЛЬТАТАХ РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ ПО ПРИОРИТЕТНЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

По итогам 2018 года Группа «ЛУКОЙЛ» достигла рекордных финансовых результатов благодаря благоприятному макроэкономическому окружению и сильным операционным показателям.

Выручка составила 8 036 млрд руб., что на 35,4% выше, чем в 2017 году. Рост обусловлен увеличением цен на углеводороды, девальвацией рубля, ростом объемов трейдинга нефти, а также увеличением объемов реализации газа.

Показатель EBITDA вырос до 1 115 млрд руб., что на 34,1% выше по сравнению с 2017 годом. Помимо благоприятной рыночной конъюнктуры рост связан с увеличением доли высокомаржинальных объемов в структуре добычи нефти, ростом добычи газа в Узбекистане, ростом добычи нефти в России во второй половине 2018 года, снижением удельных расходов на добычу, а также с увеличением объемов реализации через приоритетные каналы сбыта. Удельный показатель EBITDA на объем добычи вырос на 19,7%, до 21,3 долл. / барр. н.э. (или на 29,0%, до 1 336 руб.).

Чистая прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ», в 2018 году составила 619 млрд руб., что на 47,8% выше по сравнению с 2017 годом. На динамику чистой прибыли, помимо изменения EBITDA, влияние оказали три фактора: курсовые разницы, прибыль от продажи алмазного бизнеса в 2017 году и рост амортизации. Укрепление рубля в 2017 году привело к убыткам по курсовым разницам, а девальвация рубля в 2018 году – к прибыли. Рост амортизации в 2018 году связан с вводом новых производственных мощностей, прежде всего на Каспии и в Узбекистане.

Капитальные затраты за 2018 год составили 451,5 млрд руб., что на 11,7% ниже,

Консолидированные финансовые результаты по МСФО млрд руб.

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Выручка	5 227	5 937	8 036	35,4
ЕВITDA	731	832	1 115	34,1
Свободный денежный поток	255	247	555	124,8
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ»	207	419	619	47,8

Структура EBITDA в 2018 году млрд руб.

EBITDA	1 115
Разведка и добыча в России	717
Разведка и добыча за рубежом	153
Переработка, торговля и сбыт в России	232
Переработка, торговля и сбыт за рубежом	50
Корпоративный центр и прочее	-37

Подробнее о финансовых результатах Группы «ЛУКОЙЛ» читайте в Приложении 5 «Консолидированная финансовая отчетность и Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности».

чем в 2017 году. Снижение в основном обусловлено сокращением инвестиций в газовые проекты в Узбекистане в связи с завершением основных строительных работ, что было частично нивелировано ростом капитальных затрат в бизнес-сегменте «Переработка, торговля и сбыт» ввиду начала строительства комплекса замедленного кокования на НПЗ в Нижнем Новгороде.

Свободный денежный поток

в 2018 году составил 555 млрд руб., увеличившись на 124,8% по сравнению с 2017 годом. Рост связан с увеличением операционного денежного потока до изменения рабочего капитала и снижением капитальных затрат.

Структура источников и использования денежных средств млрд руб.



РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

МАКРОЭКОНОМИКА

Динамика цен на нефть в 2018 году характеризовалась высокой волатильностью. В октябре цена на нефть сорта Brent достигла максимума за четыре года – 86 долл./барр., в том числе из-за сокращения добычи нефти в Иране, Венесуэле, а также в странах – участниках соглашения ОПЕК+. В декабре цена на нефть снизилась до 50 долл./барр. в связи с опасениями относительно замедления темпов роста спроса на нефть, продолжаю-

щегося быстрого роста добычи нефти в США, а также роста добычи в странах – участниках соглашения ОПЕК+.

Средняя цена нефти сорта Юралс в 2018 году составила 69,7 долл./барр., что на 31,4% выше, чем в предыдущем году. При этом чистая цена на нефть сорта Юралс (после вычета НДС и экспортной пошлины) выросла не столь существенно (на 12,6%) в связи с прогрессивной формулой расчета

ставок НДС и экспортной пошлины, а также отрицательным эффектом временного лага по экспортной пошлине.

Среднегодовой курс рубля к доллару США вырос на 7,5%, до 62,7 руб./долл., что положительно повлияло на динамику цены на нефть сорта Юралс в рублевом выражении, которая выросла на 41,2% по сравнению с 2017 годом. Чистая цена в рублевом выражении выросла на 21,0%.

Структура выручки российского экспортера нефти

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
	долл./барр.			
Цена нефти сорта Юралс	41,7	53,1	69,7	31,4
НДС	11,8	19,1	27,2	42,7
Экспортная пошлина	10,4	11,9	17,6	48,3
Чистая цена нефти	19,5	22,1	24,9	12,6
	руб./барр.			
Цена нефти сорта Юралс	2 795	3 098	4 374	41,2
НДС	792	1 114	1 708	53,3
Экспортная пошлина	695	693	1 104	59,3
Чистая цена нефти	1 308	1 291	1 562	21,0

ЗАПАСЫ

Группа «ЛУКОЙЛ» располагает доказанными запасами углеводородов в шести странах мира. Основная часть запасов относится к категории традиционных – это важнейшее конкурентное преимущество, обеспечивающее Компании низкие удельные расходы на разработку и добычу. Кроме того, ЛУКОЙЛ является одним из лидеров среди международных и российских компаний по объему доказанных запасов жидких углеводородов и по обеспеченности доказанными запасами.

Объем доказанных запасов углеводородов Группы по классификации SEC на конец 2018 года составил 15,9 млрд барр. н.э., из которых на жидкие углеводороды приходится 76%. Обеспеченность запасами составила 19 лет при среднем показателе по крупнейшим частным международным нефтегазовым компаниям 12 лет.

На Россию приходится 90% доказанных запасов углеводородов Группы, основная часть которых

располагается в Западной Сибири. Морские месторождения и высоковязкая нефть составляют 14% доказанных запасов по международным проектам приходится на Узбекистан, где Компания активно развивает газовые проекты.

К категории «разбуренные» относится 61% доказанных запасов углеводородов, т. е. это запасы, которые могут быть извлечены из существующих скважин при помощи имеющихся оборудования и технологий.

По итогам 2018 года коэффициент восполнения добычи жидких углеводородов приростом доказанных запасов по Группе «ЛУКОЙЛ» составил 101%, а в России достиг 127%. По результатам геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения в 2018 году ЛУКОЙЛ прирастил 576 млн барр. н.э. доказанных запасов. Наибольший прирост обеспечен за счет эксплуатационного бурения в Западной Сибири и Тимано-Печоре.

Рост среднегодовой цены на нефть, оптимизация систем разработки и программ геолого-технических мероприятий на действующих месторождениях, перевод условных ресурсов в запасы, в том числе в результате принятия окончательного инвестиционного решения по Ракушечному месторождению на Каспии и введения налога на дополнительный доход для некоторых месторождений, привели к положительному пересмотру доказанных запасов в сумме 297 млн барр. н.э. Негативное влияние на динамику запасов оказал пересмотр запасов по международным проектам, реализуемым на основе соглашений о разделе продукции (СРП) и сервисных контрактов, в связи с ростом среднегодовой цены на нефть, а также в связи с изменением плана разработки проекта Западная Курна – 2.

Запасы углеводородов на 31 декабря¹

млн барр. н.э.

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Доказанные запасы, всего	16 398	16 018	15 931	-0,5
Жидкие углеводороды	12 482	12 077	12 082	0,0
Газ	3 916	3 941	3 849	-2,3
Разбуренные	9 421	9 560	9 768	2,2
Неразбуренные	6 977	6 458	6 163	-4,6
Россия	14 370	14 158	14 330	1,2
Международные проекты	2 028	1 860	1 601	-13,9
Вероятные запасы	6 684	6 409	6 424	0,2
Возможные запасы	2 981	3 087	3 242	5,0

¹ Независимый аудит доказанных запасов проведен компанией Miller & Lents с учетом оценки рентабельной разработки месторождений до конца срока.

ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

В соответствии с законодательством Российской Федерации проведение геолого-разведочных работ и добыча углеводородов осуществляются в соответствии с лицензией на право пользования недрами. ЛУКОЙЛ ведет планомерную деятельность по приобретению прав пользования недрами, мониторингу объектов недропользования, оформлению новых лицензий и по переоформлению лицензионных документов.

По состоянию на конец 2018 года лицензионный фонд Группы в России составлял 528 лицензий, 91% которых предоставляют право на разведку и добычу углеводородного сырья или право на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья. Средний остаточный срок действия этих лицензий составляет 30 лет. Некоторые лицензии уникальны: например, лицензия на Имилорский участок недр федерального значения в Западной Сибири действует до 2127 года, а лицензия на Пякяхинский лицензионный участок в Большехетской впадине – до 2170 года. Оставшиеся

9% лицензий выданы с правом геологического изучения, поиска и оценки месторождений углеводородного сырья со средним остаточным сроком действия около трех лет.

За отчетный год портфель нефтегазовых активов Группы пополнился шестью новыми лицензиями в традиционных регионах добычи – Западной Сибири, Тимано-Печоре и Поволжье. Новые лицензии в регионах с развитой инфраструктурой позволяют получать максимальный синергетический эффект с имеющимися активами, что приводит к снижению затрат на разведку и разработку и ускорению начала добычи.

За отчетный период оформлено 51 дополнение к лицензиям на право пользования недрами, переоформлена одна лицензия, зарегистрированы 33 дополнения в целях продления сроков действия лицензий, сдана одна лицензия по истечении срока действия.

За рубежом портфель активов Группы в 2018 году пополнился за счет новых лицензий в Мексике.

По результатам лицензионного раунда 3.1 ЛУКОЙЛ в составе консорциума с итальянской компанией Eni получил права пользования недрами разведочного Блока 28 (ЛУКОЙЛ – 25%, Eni – 75%, оператор). Блок расположен в южной части Мексиканского залива, площадь Блока составляет 807 кв. км, глубина моря в пределах блока – от 60 до 600 м. Кроме того, заключено соглашение с Eni о взаимном приобретении долей участия в блоках 10, 12 и 14. После закрытия сделки доли будут распределены следующим образом:

- Блок 10: ЛУКОЙЛ – 20%, Eni – 80%;
- Блок 12: ЛУКОЙЛ – 60%, оператор, Eni – 40%;
- Блок 14: ЛУКОЙЛ – 20%, Eni – 40%, Citla Energy – 40%.

Данная сделка позволяет не только расширить портфель поисковых проектов ЛУКОЙЛа в регионе, но и диверсифицировать риски и нарастить компетенции в области геолого-разведочных работ.

Лицензионный фонд Группы «ЛУКОЙЛ» в России на 31 декабря лицензий

	2016	2017	2018
Всего	514	523	528
Разведка и добыча	361	365	366
Поиск и оценка	47	46	49
Геологическое изучение недр, разведка и добыча	106	112	113

ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ИТОГИ 2018 ГОДА

- Открыты шесть месторождений и 43 залежи
- Успешность геолого-разведочных работ составила 86%

ПРИОРИТЕТЫ НА 2019 ГОД

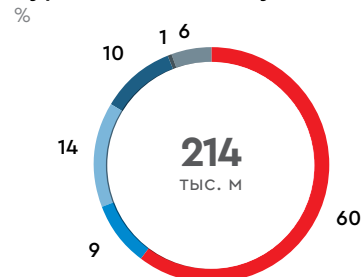
- Доразведка в районе имеющихся месторождений
- Бурение разведочных скважин на Блоке 10 в Мексике, Блоке 30 в Румынии и Блоке 10 в Ираке
- Каспий – подготовка к бурению поисково-разведочных скважин на структурах Хазри и Титонская

Группа «ЛУКОЙЛ» осуществляет геолого-разведочные работы в 10 странах мира, при этом основной объем работ сосредоточен на территории России. За рубежом Группа участвует в проектах в Мексике, Ираке, Гвинейском заливе и Черном море, а также на норвежском шельфе Баренцева моря.

Проведение геолого-разведочных работ стабильно характеризуется высокой эффективностью. В 2018 году закончены строительством 64 поисково-разведочные скважины, успешность составила 86%. При этом в Большехетской впадине, на Каспии, в Коми, Предуралье и по международным проектам успешность составила 100%. Было открыто шесть новых месторождений и 43 залежи. Высокие показатели эффективности достигаются благодаря применению передовых методов геологоразведки и выбору наиболее перспективных направлений с учетом результатов научно-исследовательских работ.

Объем сейсморазведки 3D составил 8 632 кв. км, что на 32% выше уровня 2017 года, в основном за счет увеличения работ по уточнению геологических моделей в краевых частях месторождений в Западной Сибири. Объем сейсморазведки 2D составил 2 050 кв. км, снизившись на 37% по отношению к уровню 2017 года за счет сокращения работ в России. При этом объем работ по международным проектам увеличился в результате роста работ на Блоке 10 в Ираке, а доля

Распределение разведочного бурения в 2018 году



международных проектов в общем объеме сейсморазведки 2D увеличилась до 58%.

Объем проходки в разведочном бурении в 2018 году составил 214 тыс. м, снизившись на 5% после значительного роста в 2017 году. При этом в Западной Сибири, основном регионе деятельности Компании, проходка в разведочном бурении выросла на 12%, до 129 тыс. м. По международным проектам объем проходки увеличился в два раза, до 12 тыс. м, за счет роста объема работ в Камеруне, Гане и Мексике.

Затраты на геологоразведку составили 29,4 млрд руб.

Затраты на геологоразведку составили 29,4 млрд руб.

Геологоразведка

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Сейсморазведка 2D, км	2 371	3 245	2 050	-36,8
Сейсморазведка 3D, кв. км	6 332	6 522	8 632	32,3
Проходка в разведочном бурении, км	191	225	214	-4,9
Затраты ¹ на геологоразведку, млн руб.	36 295	33 506	29 355	-12,4

¹ Включая неденежные операции.

Основные геолого-разведочные проекты в 2018 году

Акватория Каспийского моря

Продолжение изучения акватории Каспийского моря – одна из приоритетных задач Компании, учитывая наличие потенциального синергетического эффекта с ранее открытыми в регионе крупными месторождениями.

В 2018 году начаты работы по созданию сейсмогеологической модели структуры Южная по основным перспективным горизонтам на основе комплексной интерпретации сейсмических данных и результатов бурения скважины № 1, пробуренной в 2017 году.

На структурах Хазри, Титонская и Дружба проведены сейсморазведочные работы 3D в объеме 772 кв. км в целях уточнения геологического строения и выявления перспективных объектов. По результатам интерпретации сейсморазведочных работ 3D планируется выполнить оценку ресурсной базы и определить местоположение для бурения разведочной скважины на структуре Хазри.

Западная Сибирь и Тимано-Печора

В Западной Сибири основные работы были сосредоточены на изучении тюменской свиты и ачимовских

отложений с целью поиска залежей углеводородов в ловушках неструктурного типа. Выполнялись сейсморазведочные работы 3D для уточнения геологических моделей в краевых частях месторождений, осуществлялась доразведка залежей углеводородов для подготовки объектов под эксплуатационное бурение. Проводились работы по изучению низкопроницаемых коллекторов.

В Тимано-Печоре основные работы проводились в пределах Денисовской впадины, где по результатам года были открыты два нефтяных месторождения (Верхнеипатское и Прохоровское) с высокопродуктивными запасами. Открытые месторождения подтвердили высокий потенциал проведения дальнейших геолого-разведочных работ в пределах Денисовской впадины.

Международные проекты

Основные объемы работ по поисково-разведочному бурению за рубежом были сконцентрированы на Блоке 10 в Ираке (ЛУКОЙЛ – 60%, оператор; INPEX CORPORATION – 40%). В рамках утвержденной программы геолого-разведочных работ на Блоке 10 проводились сейсмические исследования 3D, на ранее открытом крупном месторождении

Эриду закончена бурением четвертая скважина, получен промышленный приток безводной нефти. Подтверждены текущая геологическая модель месторождения и расширение площади нефтеносности формации Мишириф. В среднесрочной перспективе для завершения оценки запасов месторождения планируется бурение и испытание еще нескольких оценочных скважин, а также завершение сейсморазведочных работ 3D. На оставшейся территории Блока 10 планируется завершить сейсмические исследования 2D с целью определения дальнейших направлений геолого-разведочных работ.

На шельфе Камеруна в Западной Африке на проекте Этинде (ЛУКОЙЛ – 30%; New Age – 30%, оператор; EurOil – 20%; камерунская государственная компания Societe Nationale des Hydrocarbures – 20%) завершены бурением две поисково-оценочные скважины, уточнена площадь залежи, получен приток нефти и проведены работы по уточнению геологической модели и подсчету запасов.

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

ИТОГИ 2018 ГОДА

- Ввод в разработку трех новых месторождений на территории Российской Федерации
- Выход на проектную мощность месторождения им. В. Филановского и проектов в Узбекистане
- Начало бурения на второй очереди месторождения им. Ю. Корчагина на Каспии
- Рост добычи высоковязкой нефти в Тимано-Печоре на 24,8%
- Начало реализации программы повышения эффективности
- Замедление темпов падения добычи в Западной Сибири
- Начало эксплуатационного бурения на Балтике

Группа «ЛУКОЙЛ» ведет добычу нефти и газа в шести странах мира. Основная деятельность осуществляется на территории пяти федеральных округов Российской Федерации – Северо-Западного (на территории Ненецкого автономного округа, Республики Коми и Калининградской области), Приволжского (на территории Пермского края и Республики Татарстан), Уральского (на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ХМАО – Югры)) и Южного (на территории Волгоградской и Астраханской областей и Республики Калмыкия).

По итогам 2018 года добыча углеводородов Группы составила 2,3 млн барр. н.э. / сут, из которых 77,0% пришлось на жидкие углеводороды, а оставшиеся 23,0% – на природный и попутный нефтяной газ (ПНГ). Добыча Компании без учета проекта Западная Курна – 2 выросла на 3,8% по сравнению с 2017 годом, несмотря на внешние ограничения, в основном в результате опережающего развития газовых проектов в Узбекистане.

Капитальные затраты (включая неденежные операции) на разработку и добычу нефти и газа в 2018 году составили 338,6 млрд руб., что на 21,1% ниже, чем в 2017 году.

Добыча углеводородов

тыс. барр. н.э. / сут

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Всего углеводороды	2 276	2 269	2 347	3,4
Жидкие углеводороды	1 875	1 804	1 806	0,1
Газ	401	465	541	16,2
Всего углеводороды без учета проекта Западная Курна – 2	2 181	2 235	2 319	3,8

Нефть

Добыча нефти за 2018 год без учета проекта Западная Курна – 2 составила 85,6 млн т, что соответствует уровню 2017 года.

В 2017–2018 годах объем и динамика суточной добычи нефти Группы «ЛУКОЙЛ» в основном определялись внешними ограничениями объемов добычи в соответствии с соглашением между Россией и ОПЕК. Во второй половине 2018 года, после изменения параметров ограничений, ЛУКОЙЛ оперативно нарастил добычу нефти в России благодаря эффективному управлению добычей на зрелых месторождениях.

На территории России в 2018 году ЛУКОЙЛ добыл 82,0 млн т нефти, что соответствует уровню 2017 года и составило 14,8% от общероссийского объема добычи в соответствии с данными ЦДУ ТЭК.

В рамках ограниченных суммарных объемов добычи нефти продолжился запланированный рост добычи на крупных высокопроизводительных месторождениях за счет дополнительного сокращения добычи на зрелых месторождениях Западной Сибири и Тимано-Печоры.

ПРИОРИТЕТЫ НА 2019 ГОД

- Каспий, месторождение им. В. Филановского – завершение строительных работ на блок-кондукторе третьей очереди; Ракушечное месторождение – работы по обустройству
- Балтика, месторождение D41 – ввод в эксплуатацию
- Тимано-Печора – продолжение работ по наращиванию добычи высоковязкой нефти
- Большехетская впадина – подготовка к вводу в опытно-промышленную эксплуатацию Южно-Мессояхского месторождения
- Ирак, Западная Курна-2 – работы по второму этапу разработки месторождения
- Реализация программы повышения эффективности

В частности, были выведены на проектную мощность высокопроизводительные месторождения им. В. Филановского и Пякяхинское, запущена вторая очередь на месторождении им. Ю. Корчагина, увеличены объемы добычи высоковязкой нефти на Ярегском и Усинском месторождениях в Тимано-Печоре. В результате доля вышеперечисленных высокопроизводительных месторождений в суммарной добыче Группы «ЛУКОЙЛ» без учета проекта Западная Курна – 2 составила в 2018 году 15%, что на три процентных пункта превышает уровень 2017 года. В течение года начата добыча нефти на трех новых месторождениях в Тимано-Печоре и Поволжье.

Добыча нефти по международным проектам без учета проекта Западная Курна – 2 составила 3,6 млн т, что на 4% ниже уровня предыду-

щего года. Основное негативное влияние на добычу оказало сокращение объемов компенсационной нефти по проектам, реализуемым на основе СРП в связи с ростом среднегодовой цены на нефть.

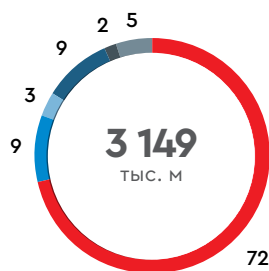
В 2018 году объем эксплуатационного бурения по Группе составил 3 149 тыс. м, снизившись на 2% после значительного роста в 2017 году. При этом в России объем проходки вырос на 1,2%, в основном за счет увеличения работ в Большехетской впадине Западной Сибири и на Каспии. В эксплуатацию всего введено 944 новые добывающие скважины, в частности в России – 870, из которых 32% пришлось на горизонтальные скважины. Действующий фонд нефтяных скважин, дающих продукцию, составил на конец отчетного года 30 тыс. шт.

Газ

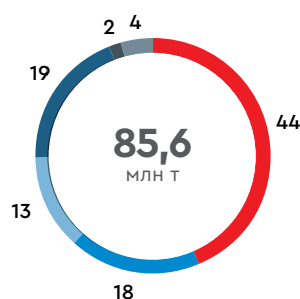
Добыча газа в 2018 году достигла 33,5 млрд куб. м, что на 16,2% выше уровня предыдущего года благодаря выходу на проектную мощность месторождений в Узбекистане.

Добыча газа в России в 2018 году составила 17,8 млрд куб. м, снизившись на 2,0% к уровню 2017 года. По международным проектам добыча газа выросла на 47,3% и составила 15,7 млрд куб. м. В результате доля международных проектов в суммарной добыче газа Компании увеличилась на 9,9 процентного пункта и достигла 46,9%

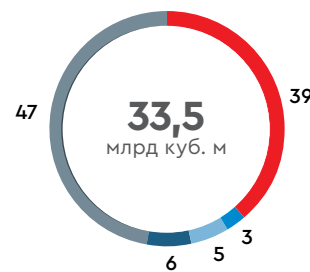
Проходка в эксплуатационном бурении в 2018 году
%



Структура добычи нефти без учета проекта Западная Курна – 2 в 2018 году
%



Структура добычи газа в 2018 году
%



■ Западная Сибирь

■ Предуралье

■ Поволжье

■ Тимано-Печора

■ Прочие

■ Международные проекты

ПРОЕКТЫ РОСТА

С учетом наличия масштабной ресурсной базы важнейшим приоритетом Компании является реализация новых проектов в целях увеличения объемов добычи. Данные проекты связаны как с разработкой новых месторождений, так и с интенсификацией добычи на зрелых месторождениях за счет применения современных технологий и увеличения объема эксплуатационного бурения и количества скважино-операций по повышению нефтеотдачи пластов.

Северный Каспий

ЛУКОЙЛ является пионером освоения российского сектора дна Каспийского моря. Благодаря усилиям Компании в этом регионе было открыто 10 месторождений с суммарными начальными извлекаемыми запасами 1 млрд ТУТ (7 млрд барр. н.э.).

Месторождение им. В. Филановского

Месторождение им. В. Филановского, открытое в 2005 году, – крупнейшее нефтяное месторождение в российском секторе дна Каспийского моря. В 2018 году добыча на месторождении достигла проектного уровня в 6 млн т нефти в год. Разработка месторождения ведется в три очереди.

Инфраструктура первой очереди включает райзерный блок, ледостойкую стационарную платформу, центральную технологическую платформу, платформу жилого модуля и головные береговые сооружения.

Вторая очередь обустройства месторождения состоит из ледостойкой стационарной платформы и платформы жилого модуля.

Третья очередь обустройства включает блок-кондуктор (мини-платформу).

Месторождение отличается уникальной геологией: высокая проницаемость коллектора позволяет достигать рекордных начальных дебитов.

В рамках второй очереди обустройства месторождения в 2018 году

запущена ледостойкая стационарная платформа, с которой пробурены и введены в эксплуатацию пять добывающих скважин. Из них три двухствольные скважины с интеллектуальным заканчиванием уровня TAML-5. Средняя глубина пробуренных скважин составляет более 3 тыс. м, длина горизонтальных секций – более 1 тыс. м. Средний начальный дебит одноствольных добывающих скважин составил 2,4 тыс. т/сут, а по двухствольным – 3 тыс. т/сут, что в 70 раз превышает средний дебит по прочим новым скважинам Компании.

В 2018 году на месторождении добыто 6,1 млн т нефти, что на 32% больше по сравнению с 2017 годом. По состоянию на конец отчетного года на месторождении пробурено 14 скважин (12 добывающих и две нагнетательные).

В рамках третьей очереди обустройства месторождения в 2018 году в море было установлено опорное основание блок-кондуктора, а на судостроительном предприятии в Астрахани велось строительство верхнего строения блок-кондуктора. На 2019 год запланированы его установка на опорное основание и начало буровых работ.

Инфраструктура месторождения им. В. Филановского обеспечивает существенный синергетический эффект для других каспийских проектов Компании. Например, продукцию Ракушечного месторождения планируется направлять на подготовку на центральную технологическую платформу месторождения им. В. Филановского и далее через КТК на экспорт. Месторождение им. Ю. Кувькина также сможет использовать транспортную инфраструктуру месторождения им. В. Филановского.

Месторождение им. Ю. Корчагина

Месторождение им. Ю. Корчагина, открытое в 2000 году, стало первым месторождением, запущенным ЛУКОЙЛом на Каспии. Добыча на месторождении началась в 2010 году.

Разработка месторождения ведется в две очереди. Первая очередь включает морскую ледостойкую стационарную платформу с буровым комплексом, платформу жилого модуля, а также морской перегрузочный комплекс, который использовался для отгрузки всей добываемой нефти до запуска инфраструктуры месторождения им. В. Филановского. В 2018 году начата программа дополнительного бурения на первой очереди месторождения, в рамках которой пробурены и введены одна добывающая скважина и два боковых ствола.

Вторая очередь обустройства включает блок-кондуктор, который был введен в эксплуатацию в отчетном году. В рамках второй очереди были пробурены и введены две добывающие скважины.

Начало бурения на второй очереди и реализация программы дополнительного бурения на первой очереди привели к росту среднесуточной добычи на месторождении начиная со второго квартала 2018 года.

Месторождение Ракушечное

Месторождение Ракушечное, открытое в 2001 году, – третье месторождение, разрабатываемое Компанией на Каспии. Начало промышленной добычи нефти запланировано на 2023 год, проектный уровень добычи составляет 1,2 млн т.

В отчетном году было принято окончательное инвестиционное решение по проекту обустройства Ракушечного месторождения. Месторождение будет использовать инфраструктуру месторождения им. В. Филановского для подготовки продукции, что позволит достичь существенной экономии капитальных затрат. В 2018 году был выбран основной подрядчик, начата разработка рабочей документации, организовано проведение тендеров на поставку оборудования и материалов, начаты работы по изготовлению опорных оснований и металлоконструкций верхних строений.

Балтика

ЛУКОЙЛ обладает уникальным опытом работы на Балтике. Здесь в 2004 году было введено в разработку первое морское месторождение Компании – Кравцовское. В 2015 году были открыты новые месторождения, с которыми связаны перспективы развития региона.

Месторождение D41

В отчетном году начато эксплуатационное бурение на месторождении D41, расположенном вблизи береговой линии. Была закончена бурением первая горизонтальная скважина с отходом от вертикали почти на 7 км. Бурение велось с суши. Начало добычи запланировано на 2019 год.

Месторождение D33

В 2018 году начаты разработка проектной документации по месторождению D33 и актуализация концепции развития шельфа Балтийского моря с целью ускорения ввода в разработку данного месторождения.

Большехетская впадина (север Западной Сибири)

Месторождения Большехетской впадины – основа газодобычи Компании в России. На крупнейшем газовом месторождении Компании, Находкинском, введенном в эксплуатацию в 2005 году, добыча в 2018 году составила 5,4 млрд куб. м. На Пяяхинском месторождении, введенном в эксплуатацию в 2016 году, добыча составила 1,6 млн т нефти и газового конденсата и 3,9 млрд куб. м газа. На Южно-Мессояхском месторождении в отчетном году начаты работы по подготовке к вводу в опытно-промышленную эксплуатацию.

Пяяхинское месторождение

Пяяхинское месторождение имеет сложное геологическое строение, обусловленное наличием газовых шапок и нефтяных оторочек, поэтому разработка основных объектов месторождения ведется с использованием

горизонтальных, в том числе многозабойных, скважин. Реализованный способ разработки нефтяной залежи многозабойными добывающими и горизонтальными нагнетательными скважинами уникален для месторождений в Российской Федерации и защищен патентом.

В 2018 году на месторождении обустроены четыре кустовые площадки, одна из них – нефтяная. Введено 19 нефтяных эксплуатационных скважин и три газоконденсатные. На конец 2018 года на месторождении в эксплуатации находились 31 газовая и 80 нефтяных скважин. Среднесуточный дебит одной газовой скважины составляет более 300 тыс. куб. м, нефтяной – более 50 т.

Тимано-Печора

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция обладает значительным потенциалом роста добычи высоковязкой нефти. На высоковязкую нефть приходится 5,9% доказанных запасов углеводородов Группы, основная часть которых относится к Ярегскому и Усинскому месторождениям. Разработка данных запасов стимулируется специальными налоговыми ставками.

Ярегское месторождение

Ярегское месторождение – крупнейшее месторождение высоковязкой нефти Группы. Оно включает две основные разрабатываемые площади: Ярегскую, на которой добыча ведется термощахтным способом, и Лыаельскую, где нефть добывается с помощью технологии встречного термогравитационного дренирования пласта (SAGD). Добыча на месторождении выросла в 2018 году на 50,7%, до 1 630 тыс. т.

На Ярегской площади разработка ведется шахтным способом. Промышленное внедрение технологии строительства пологовосходящих подземных скважин длиной до 800 м позволило значительно сократить объемы и стоимость горнопроходческих работ и увеличить темп ввода

запасов в разработку. В отчетном году были введены 162 подземные скважины. В рамках реализации третьего этапа развития Ярегской площади начато проведение тендеров по выбору поставщиков оборудования и подрядных организаций на выполнение строительно-монтажных работ.

На Лыаельской площади разработка ведется по технологии SAGD в системе горизонтальных добывающих и паронагнетательных скважин с протяженностью стволов до 1 тыс. м. В отчетном году была введена 21 добывающая скважина SAGD.

На месторождении работает энергоцентр «Ярега» мощностью 75 МВт, введенный в эксплуатацию в 2017 году, который обеспечивает энергетическую независимость производственных объектов Ярегского месторождения. В 2018 году продолжена работа по наращиванию парогенерирующих мощностей: введены в эксплуатацию две парогенерирующие установки общей мощностью 175 т пара в час.

Усинское месторождение

Пермокарбонатная залежь Усинского месторождения характеризуется высокой вязкостью нефти и разрабатывается с применением тепловых методов воздействия. Добыча нефти на пермокарбонатной залежи в 2018 году выросла на 12,9% и составила 2 648 тыс. т благодаря вводу 68 добывающих скважин, оптимизации технологии пароциклического воздействия и эффективному вовлечению в разработку запасов краевых частей залежи.

За счет внедрения системы отдельных сервисов была достигнута рекордная коммерческая скорость бурения, рост которой составил более 30%. Также подтверждена эффективность бурения скважин малого диаметра с достижением экономии затрат более чем на 10%. Масштабирование данной технологии позволит достичь существенной экономии капитальных расходов с учетом значительного количества скважин, запланированных к бурению на данном месторождении.

На месторождении работает энергоцентр «Уса» мощностью 100 МВт, введенный в эксплуатацию в 2016 году, который обеспечивает энергетическую независимость производственных объектов Усинского месторождения, а также месторождений Денисовской впадины. В 2018 году на месторождении введены в эксплуатацию три парогенерирующие установки общей мощностью 60 т пара в час.

В соответствии с дорожной картой развития пермокарбонной залежи Усинского месторождения в 2018 году завершено строительство двух котлов-утилизаторов общей тепловой мощностью 63 Гкал-ч. Ввод котлов в эксплуатацию запланирован на 2019 год. На территории энергоцентра «Уса» завершены основные строительно-монтажные работы на установке подготовки рабочего агента (горячей воды) для обеспечения потребности в теплоносителе. Запуск данной установки позволит увеличить нефтеотдачу за счет стабилизации и последующего восстановления пластового давления.

Западная Сибирь (без учета Большехетской впадины)

Западная Сибирь является основным регионом добычи нефти Компанией (41,1% добычи нефти Группой «ЛУКОЙЛ»), а также ее основной ресурсной базой (49,1% доказанных запасов нефти Группы «ЛУКОЙЛ»).

Имилорское месторождение

Имилорское месторождение имеет значительный геологический потенциал, а наличие в непосредственной близости развитой инфраструктуры позволило подготовить месторождение к промышленной эксплуатации в максимально сжатые сроки (около трех лет). Более 70% запасов месторождения отнесено к категории

трудноизвлекаемых (с проницаемостью менее двух миллидарси), что позволяет применять специальные налоговые ставки. Учитывая сложную и многопластовую структуру месторождения, на нем задействован широкий спектр современных технологий строительства и заканчивания скважин.

Применение современных подходов, обеспечивающих эффективное освоение трудноизвлекаемых запасов, а также мероприятия по оптимизации расходов позволили увеличить проектный уровень добычи нефти на месторождении до 2,5 млн т нефти в год. В 2018 году добыча нефти на месторождении выросла на 31%, до 783 тыс. т, благодаря вводу 67 добывающих и 26 нагнетательных скважин.

Месторождение им. В. Виноградова

Месторождение им. В. Виноградова расположено в пределах двух лицензионных участков – Большого и Ольховского. Оно имеет сложную геологию с преобладанием низкопроницаемых коллекторов, поэтому его разработка осуществляется с применением уникальных технологий и стимулируется специальными налоговыми ставками. В отчетном году добыча на месторождении выросла на 15%, до 352 тыс. т, было введено 20 добывающих и шесть нагнетательных скважин.

В 2018 году месторождение находилось на завершающей стадии опытно-промышленных работ по тестированию уникальной для России системы разработки с применением горизонтальных скважин с МГРП как для добычи нефти, так и для организации системы поддержания пластового давления. Фактические результаты подтверждают эффективность системы. Велась подготовка к переводу месторождения на стадию промышленной разработки.

Международные проекты

Узбекистан

На Узбекистан по итогам 2018 года пришлось 39,5% газа, произведенного Группой, или 84,3% от объемов зарубежной газодобычи Компании. Добыча газа в Узбекистане составила 13,4 млрд куб. м (в доле Группы), что на 66,6% выше уровня 2017 года. В Узбекистане Компания реализует два газовых проекта – Кандым и Гиссар.

В отчетном году в рамках проекта Кандым с опережением запланированного срока почти на полгода был запущен Кандымский газоперерабатывающий комплекс (ГПК) мощностью 8 млрд куб. м – один из крупнейших в Центральной Азии. Ранний запуск комплекса позволил во второй половине 2018 года вывести среднесуточную добычу газа в Узбекистане на проектный уровень, эквивалентный около 14,5 млрд куб. м в год в доле ЛУКОЙЛа. ГПК позволяет получать из природного газа с высоким содержанием серы товарный газ, стабильный газовый конденсат и товарную серу. В состав комплекса входят первая и вторая технологические линии, объекты внешнего электро- и водоснабжения, система добычи и сбора газа и экспортный газопровод, а также вахтовый городок, пожарное депо и другие объекты.

По проекту Гиссар добыча газа поддерживалась на проектном уровне 4,3 млрд куб. м в год в доле ЛУКОЙЛа, достигнутом в 2017 году с вводом основных объектов обустройства.

ТЕХНОЛОГИИ

ЛУКОЙЛ активно развивает и внедряет современные технологии в целях обеспечения наиболее полного извлечения углеводородов и оптимизации производственных процессов и технических решений. Результатом является повышение операционной эффективности, снижение расходов, вовлечение в разработку новых запасов, повышение коэффициента извлечения нефти, создание новых продуктов. В Компании реализуется программа опытно-промышленных работ, основная задача которой – инновационное развитие Компании на базе внедрения новейших разработок и технологий. Новые технологии позволяют существенно увеличивать извлекаемые запасы и добычу нефти, вовлекать в промышленную разработку запасы высоковязкой нефти, запасы в низкопроницаемых коллекторах и трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки месторождений.

Высокотехнологичное бурение

В 2018 году на месторождениях Компании введено 275 горизонтальных скважин со средним дебитом 66 т/сут, включая 125 скважин с многозонным ГРП. Доля горизонтальных скважин в суммарном количестве скважин, введенных в отчетном году на российских активах Группы, составила 32%, увеличившись на четыре процентных пункта по сравнению с 2017 годом. Более 70% горизонтальных скважин Компании было пробурено в Западной Сибири.

Повышение нефтеотдачи пластов

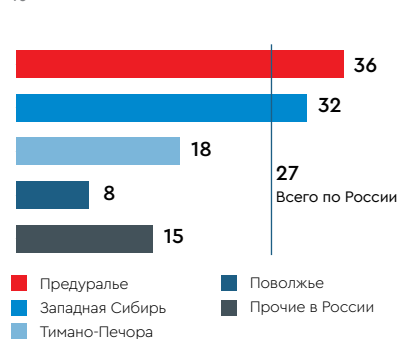
В 2018 году 27% нефти Компании в России было добыто за счет технологий повышения нефтеотдачи пласта (ПНП), примененных в отчетном и предыдущих годах. ЛУКОЙЛ применяет физические, химические, гидродинамические и тепловые методы воздействия на продуктивные пласты. В 2018 году были выполнены операции ПНП на 9,7 тыс. скважин, что на 12,7% больше, чем в 2017 году. Основной объем (13,2 млн т) дополнительной добычи получен за счет применения физических методов.

К высокоэффективным методам ПНП относится бурение боковых стволов на существующих скважинах. В отчетном году продолжилось активное использование этого метода. Так, на месторождениях Группы в России в 2018 году пробурено 210 боковых стволов. С учетом боковых стволов, пробуренных в предыдущие годы, дополнительная добыча нефти в 2018 году составила 5,7 млн т. Высокая эффективность этого метода в первую очередь обусловлена подготовкой научно обоснованных мини-проектов с применением гидродинамического моделирования и повышением точности прогнозирования геологического строения и структуры запасов на участках бурения боковых стволов.

Структура дополнительной добычи, полученной от применения технологий ПНП¹ в 2018 году



Доля дополнительной добычи от методов ПНП в суммарной добыче в регионе¹ в 2018 году



¹ С учетом переходящего эффекта.

Скважины малого диаметра

Освоенная в Предуралье практика строительства скважин малого диаметра в 2018 году опробована в Западной Сибири и Республике Коми, где завершено бурением девять скважин. В Поволжье и на территории Республики Татарстан в отчетном году было пробурено 24 скважины малого диаметра. Всего в 2018 году в России Группой было пробурено 48 скважин малого диаметра. Малый диаметр скважин позволяет сократить затраты на строительство и в результате вовлечь в разработку дополнительные запасы нефти. Средняя экономия расходов по сравнению со стандартными скважинами составила более 30%, а на некоторых объектах – до 50%. Использование скважин малого диаметра позволяет также сократить затраты на обустройство кустов. Данная технология обладает большим потенциалом, и план на ближайшие годы предусматривает существенное увеличение количества таких скважин.

Работая над дальнейшим повышением эффективности, в 2018 году Компания апробировала скважины малого диаметра по упрощенной технологии в Пермском крае. Были закончены строительством четыре скважины; в результате применения упрощенной технологии средняя коммерческая скорость бурения выросла на 10% по сравнению со строительством стандартных скважин малого диаметра.

Скважины трехколонной конструкции

В Западной Сибири Компания успешно развивает технологию строительства горизонтальных скважин трехколонной конструкции. Применение данной технологии сокращает сроки строительства в среднем на 40% (а в некоторых случаях – в два раза), а затраты – примерно на 15% по сравнению с горизонтальными скважинами стандартной четырехколонной конструкции.

В 2018 году в Западной Сибири была пробурена горизонтальная скважина по трехколонной конструкции за рекордно короткий срок – 8,7 сут.

Всего в 2018 году были пробурены 43 горизонтальные скважины по трехколонной конструкции. В среднесрочной перспективе планируется существенно увеличить количество таких скважин.

Также в 2018 году по данной конструкции пробурены три многозабойные скважины с тремя разветвленными горизонтальными участками. Продолжительность полного цикла бурения и крепления одной из многозабойных скважин составила 14,4 сут.

Трудноизвлекаемые запасы

В 2018 году продолжилась работа по поиску и внедрению оптимальных технологий разработки трудноизвлекаемых запасов, в первую очередь в Западно-Сибирском регионе. Примером успешной работы в данном направлении может служить Имилорское месторождение, на котором Компания приступила к промышленному внедрению таких технологий разработки, как бурение многозабойных скважин с горизонтальными окончаниями и многозонным ГРП. Добыча нефти на месторождении в 2018 году выросла на 31%.

На месторождении им. В. Виноградова завершено разбуривание опытных участков системой горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин с различными вариантами размещения и заканчивания. На месторождении впервые в России апробирована и успешно применяется технология бурения горизонтальных скважин с уникальным дизайном заканчивания горизонтальных стволов длиной более 2 тыс. м и количеством портов ГРП до 16 единиц.

Высоковязкая нефть

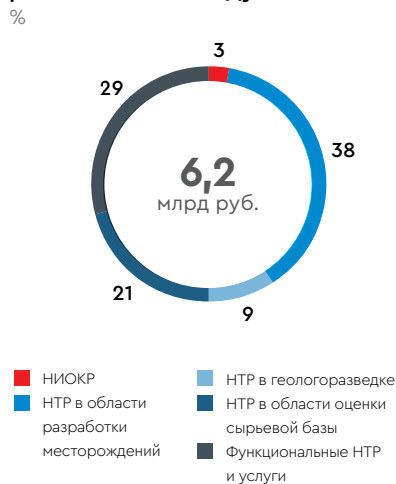
Компания активно применяет технологии добычи высоковязкой нефти. Наибольший опыт освоения запасов высоковязкой нефти накоплен в Тимано-Печоре, где Группа осуществляет разработку Ярегского месторождения и пермокарбоневой залежи Усинского месторождения. В 2018 году на месторождениях было добыто 4,3 млн т высоковязкой нефти, что на 25% выше уровня предыдущего года. При добыче используются термические методы увеличения нефтеотдачи пласта.

В 2018 году на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения проводились работы по совершенствованию технологии пароциклической обработки скважин в краевой зоне залежи, впервые опробованной в 2017 году. Кроме того, в 2018 году на Усинском месторождении впервые была апробирована технология бурения скважин малого диаметра.

Научно-технические работы

В Компании реализуется программа научно-технических работ, основные задачи которой – методологическое и методическое обеспечение и инновационное развитие Компании на базе внедрения новейших разработок и технологий передового мирового опыта и лучших практик вовлечения трудноизвлекаемых запасов.

Структура затрат на научно-технические работы в 2018 году



На перерабатывающих заводах Группы основные усилия сосредоточены на повышении энергетической и экономической эффективности. В рамках программы научно-технических работ (НТР) ведется также сотрудничество с нефтяными вузами.

В Компании действуют крупные научно-исследовательские центры по направлениям деятельности: в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» – три института, в бизнес-сегменте «Переработка, торговля и сбыт» – один институт:

- ВолгоградНИПИморнефть – генеральный проектировщик Группы в области обустройства морских нефтегазовых месторождений;
- КогалымНИПИнефть – один из ведущих научно-исследовательских и проектных центров в России по проектированию строительства скважин, отвечает за научное обеспечение деятельности Компании в Западной Сибири;
- ПермНИПИнефть – обеспечивает научное сопровождение Группы в Предуралье и Тимано-Печоре, в том числе специализируется на технологиях добычи высоковязкой нефти;
- ЛУКОЙЛ-Нижегороднинефтепроект – генеральный проектировщик Группы в бизнес-сегменте «Переработка, торговля и сбыт».

В 2018 году в рамках программы НИОКР в бизнес-сегменте «Разведка и добыча» велись исследования по совершенствованию технологий бурения, разработке месторождений, повышению нефтеотдачи пластов, разработке трудноизвлекаемых запасов. В бизнес-сегменте «Переработка, торговля и сбыт» велись исследования в области разработки современной смазочной и нефтехимической продукции, моторных масел, присадок, растворителей, очистителей и т. д., модернизации технологической схемы производства битумов и оптимизации работы установок очистки углеводородов в целях снижения воздействия на окружающую среду.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Развитие технологий и автоматизация бизнес-процессов все больше зависят от цифровизации данных, создающей значительные конкурентные преимущества в условиях динамично меняющейся внешней среды.

В отчетном году Совет директоров Компании утвердил функциональную программу «Информационная стратегия Группы «ЛУКОЙЛ», ядром которой является цифровизация бизнес-процессов Компании с целью повышения эффективности. Информационная стратегия является неотъемлемой частью долгосрочной программы стратегического развития на 2018–2027 годы и включает около 100 инициатив.

В рамках реализации информационной стратегии в 2018 году ЛУКОЙЛ проводил работу по формированию программ цифрового развития по бизнес-сегментам.

Цифровизация в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча»

Программы цифрового развития в бизнес-сегменте «Разведка и добыча» направлены в первую очередь на увеличение добычи нефти, снижение операционных затрат и повышение эффективности разработки месторождений.

Одним из успешных примеров цифровизации в 2018 году стало тестирование на пилотных участках зрелых нефтяных месторождений Западной Сибири нейронных сетей для управления заводнением. По итогам тестирования подтверждена эффективность данной технологии.

Важным проектом в области цифровизации является внедрение концепции интеллектуального месторождения.

Интеллектуальное месторождение

Концепция интеллектуального месторождения (LIFE-Field) заключается в интеграции процессов управления месторождением на основе автоматизированных компьютерных систем

и высокотехнологичных систем сбора данных. Концепция покрывает полный производственный цикл развития проекта – от стадии поиска и разведки до завершения разработки – и включает такие блоки, как интегрированное моделирование, интегрированное планирование, центр интегрированных операций и др. Концепция имеет большой потенциал для оптимизации операционных процессов в целях увеличения добычи и снижения затрат. Основным источником для такой оптимизации служит идентификация узких мест с последующим эффективным устранением. Например, существенный эффект дает повышение координации геологического моделирования и моделирования обустройства месторождения инфраструктурой.

На конец 2018 года построено 29 интегрированных моделей месторождений, расположенных в различных регионах деятельности Компании. Добыча на таких месторождениях в 2018 году составила 29% от суммарной добычи углеводородов Группы «ЛУКОЙЛ».

Применение концепции интеллектуального месторождения к месторождениям на ранних стадиях освоения показывает высокую эффективность. Одним из примеров может служить месторождение им. В. Филановского, по которому на фазе реализации с использованием интегрированной модели эффективно корректировались решения по размещению и конструкции эксплуатационных скважин. Это позволило в рекордно короткие сроки – менее двух лет – вывести месторождение на проектную мощность.

На месторождении им. Ю. Корчагина на Каспии концепция интеллектуального месторождения применяется с 2015 года. На основании результатов применения данной концепции в 2018 году в дополнение к уже эксплуатируемым гидравлическим системам интеллектуального заканчивания впервые была апробирована сверхсовременная электрическая система. Она позволяет более гибко управлять притоком отдельных зон скважины и оперативно блокировать возможные прорывы газа из газовой шапки месторождения.

Преимущества, обеспечиваемые применением новейших систем заканчивания, открывают широкие возможности по управлению разработкой, в том числе недоступное ранее проактивное управление дренированием коллектора, основанное на поинтервальных гидродинамических исследованиях во время добычи в режиме реального времени.

Цифровизация в бизнес-сегменте «Переработка, торговля и сбыт»

Программы цифрового развития в бизнес-сегменте «Переработка, торговля и сбыт» направлены в основном на повышение эффективности и надежности оборудования, качества обслуживания клиентов и уровня контроля воздействия на окружающую среду.

В 2018 году в бизнес-сегменте «Переработка, торговля и сбыт» реализовывался ряд успешных проектов в области цифровизации. Например, на Пермском НПЗ было внедрено решение по оптимизации распределения энергетических потоков с целью повышения энергоэффективности.

Цифровизация в бизнес-сегменте «Корпоративный центр»

Программы цифрового развития в бизнес-сегменте «Корпоративный центр» в основном направлены на повышение скорости и эффективности принятия управленческих решений, производительности труда, автоматизацию процессов управления персоналом и организационного развития, а также снижение рисков кибератак.

В 2018 году Компания внедряла технологии роботизации рутинных операций в Пермском учетном региональном центре Компании, а также в зарубежных организациях Группы «ЛУКОЙЛ».

ПЕРЕРАБОТКА, ТОРГОВЛЯ И СБЫТ

МАКРОЭКОНОМИКА

Маржа среднего НПЗ в европейской части России в 2018 году снизилась на 29% по сравнению с 2017 годом и составила чуть больше 3 долл./барр. Негативное влияние на показатель оказали такие факторы, как снижение маржи переработки в Европе, более высокие ставки акцизов на моторное топливо с января по май 2018 года, а также отставание оптовых цен внутреннего рынка

от экспортного паритета. При этом позитивное влияние на маржу оказали рост дифференциала между экспортными пошлинами на нефть и нефтепродукты в результате повышения цен на нефть, а также пониженные акцизы с июня по декабрь 2018 года.

Средняя маржа переработки по российским заводам Группы существенно превышала маржу среднего

НПЗ в европейской части России благодаря более высокой доле светлых нефтепродуктов в структуре производимой продукции, а также низкой доле мазута и вакуумного газойля.

Маржа эталонного НПЗ в Европе в 2018 году снизилась на 11% по сравнению с 2017 годом, главным образом по причине ухудшения спредов на бензины и мазут.

Акцизы на нефтепродукты в России

руб./т

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Автомобильный бензин				
ниже Евро-5	12 454	13 100	13 100	0,0
Евро-5	9 484	10 130	9 454	-6,7
Дизельное топливо	5 009	6 800	6 492	-4,5

Ставки экспортной пошлины на нефтепродукты в доле от пошлины на нефть

%

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Автомобильный бензин	61	30	30	0
Дизельное топливо	40	30	30	0
Мазут и вакуумный газойль	82	100	100	0
Прямогонный бензин	71	55	55	0

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

ИТОГИ 2018 ГОДА

- Начало строительства комплекса замедленного коксования на Нижегородском НПЗ
- Начало строительства установки изомеризации на Нижегородском НПЗ
- Продолжение реализации программ повышения эффективности и оптимизации затрат
- Проработка плана мероприятий по оптимизации структуры производства нефтепродуктов в связи с новыми глобальными требованиями Международной морской организации к содержанию серы в судовом топливе (МАРПОЛ), вступающими в силу с 2020 года

В Группу «ЛУКОЙЛ» входят четыре НПЗ в России (в Перми, Волгограде, Нижнем Новгороде и Ухте), три НПЗ в Европе (в Италии, Румынии, Болгарии), Компании также принадлежит 45%-ная доля в НПЗ в Нидерландах. Суммарная мощность НПЗ составляет 84,6 млн т.

По итогам 2018 года переработка нефтяного сырья на собственных НПЗ Группы практически не изменилась по сравнению с 2017 годом и составила 67,3 млн т или 77% от объема добычи нефти Компании в 2018 году. На российские НПЗ пришлось 64% суммарных объемов переработки.

Российские НПЗ

Объем переработки нефтяного сырья на российских НПЗ Группы в 2018 году остался на уровне 2017 года и составил 43,2 млн т. Капитальные затраты на российских НПЗ Группы составили в 2018 году 45 млрд руб., что на 76,9% выше уровня 2017 года. Увеличение в основном связано с началом строительства новых установок на Нижегородском НПЗ.

В 2018 году на Нижегородском НПЗ начато строительство комплекса замедленного коксования. Мощность комплекса по сырью составляет 2,1 млн т в год. Сырьем для комплекса станут тяжелые остатки нефтепереработки, а основными видами

продукции – дизельное топливо, прямогонный бензин и газовые фракции, а также темные нефтепродукты – вакуумный газойль и кокс. Строительство комплекса и связанные с ним оптимизационные мероприятия позволят увеличить выход светлых нефтепродуктов на Нижегородском НПЗ более чем на 10 процентных пунктов. Увеличение мощности вторичной переработки наряду с оптимизацией загрузки завода позволит сократить выпуск мазута на 2,7 млн т в год. В 2018 году по данному проекту были заключены EPC-контракты с подрядчиками, а также начата подготовка свайного поля и фундаментов установок комплекса.

Вторым проектом, направленным на увеличение производства высококачественной продукции на Нижегородском НПЗ, является строительство установки изомеризации, которая позволит нарастить производство автомобильных бензинов. В 2018 году заключен EPC-контракт с подрядчиком, а также начата подготовка к активной фазе строительства установки.

В 2018 году на российских НПЗ Компании велась работа по разработке и производству новых видов продукции. В частности, Волгоградским НПЗ разработана технология производства низкосернистого темного судового топлива, отвечающего перспективным требованиям МАРПОЛ.

ПРИОРИТЕТЫ НА 2019 ГОД

- Работы по строительству комплекса замедленного коксования и установки изомеризации на Нижегородском НПЗ
- Продолжение реализации программ повышения эффективности и оптимизации затрат
- Продолжение реализации комплексных программ повышения надежности

В отчетном году продолжилась работа по увеличению глубины переработки за счет применения альтернативного сырья и дозагрузки вторичных процессов, в том числе за счет углубления межзаводской интеграции. В частности, объем кросс-поставок между заводами Группы в 2018 году составил 1,6 млн т. В 2018 году на Пермском НПЗ введена в эксплуатацию инфраструктура для приема мазута, что позволило увеличить загрузку установок замедленного коксования и повысить межзаводскую оптимизацию внутри Группы.

Ввод новых перерабатывающих установок в 2015–2016 годах и оптимизация загрузки вторичных процессов позволили значительно повысить глубину переработки, снизив долю мазута с 22% в 2014 году до 11% в 2018 году.

В отчетном году выход светлых нефтепродуктов (без мини-НПЗ) составил 69,3% (69,2% в 2017 году). Глубина переработки (без мини-НПЗ) достигла 88,0%

(86,7% в 2017 году). Выпуск мазута и вакуумного газойля сократился на 4% по сравнению с 2017 годом, в основном благодаря снижению выработки данных нефтепродуктов на Волгоградском и Ухтинском НПЗ.

Европейские НПЗ

Объем переработки на европейских НПЗ Группы в 2018 году не изменился и составил 24,1 млн т. Рост объемов переработки на заводах в Италии и Румынии компенсировал снижение на НПЗ в г. Бургас (Болгария), которое обусловлено плановым ремонтом завода.

В 2018 году в связи с изменением рыночной конъюнктуры была изменена структура загрузки ряда европейских НПЗ: заводы снизили переработку нефти и увеличили переработку темных нефтепродуктов по причине снижения их стоимости относительно стоимости нефти. Данный

фактор наряду с плановым ремонтом на НПЗ в Болгарии стал причиной снижения выхода светлых нефтепродуктов на европейских НПЗ до 72,8% (75,1% в 2017 году). Снижение показателя было частично компенсировано оптимизацией корзины сырья на НПЗ Zeeland.

Капитальные затраты на европейских НПЗ Группы составили в 2018 году 12 млрд руб., увеличившись на 25,8% по сравнению с 2017 годом. Рост связан с ослаблением рубля и проведением плановых капитальных ремонтов на НПЗ в Болгарии и Италии.

Переработка нефтяного сырья и выпуск нефтепродуктов на НПЗ Группы «ЛУКОЙЛ»

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017
Переработка нефтяного сырья, тыс. т	66 061	67 240	67 316	0,1%
Выпуск нефтепродуктов, тыс. т	62 343	63 491	63 774	0,4%
Выход светлых, %	67	71	71	-
Глубина переработки, %	85	87	88	1 п. п.
Индекс Нельсона	8,8	8,8	8,8	-

Структура выпуска нефтепродуктов в % от переработки нефтяного сырья



ПРОИЗВОДСТВО И РЕАЛИЗАЦИЯ МАСЕЛ

ИТОГИ 2018 ГОДА

- Рост объема продаж фирменных масел и перспективной линейки масел на 2 и 12% соответственно
- Старт программы совместных разработок с ведущими мировыми производителями автомобилей и промышленного оборудования
- Сертификация заводов в России, Австрии и Финляндии по обновленному международному стандарту автомобильной промышленности IATF 16949
- Производственная площадка в Перми успешно прошла аудит по стандарту Ассоциации немецкой автомобильной промышленности VDA 6.3
- Запуск фирменных онлайн-магазинов и выход на международные электронные торговые площадки
- Открытие инновационного центра отгрузки смазочных и битумных материалов в Волгограде
- Выход на рынки Западной и Северной Африки

Группа «ЛУКОЙЛ» производит масла на семи собственных производственных площадках, двух совместных предприятиях и 25 привлеченных заводах. Российские площадки включают производство масел полного цикла на Пермском и Волгоградском НПЗ, а также смешение масел на заводе в Тюмени и производство смазок в рамках совместного с ОАО «РЖД» предприятия ИНТЕСМО в Волгограде. За рубежом производственные активы представлены собственными заводами в Румынии, Финляндии, Турции и Австрии, а также совместным предприятием по производству присадок ЛЛК-НАФТАН в Беларуси.

Под управлением Группы «ЛУКОЙЛ» в 2018 году выпускалось около 45% от общероссийского производства масел. Объем производства масел Группы (полный цикл) в 2018 году составил 961 тыс. т, объем продаж фирменных масел – 594 тыс. т, что на 2% выше по сравнению с 2017 годом.

ЛУКОЙЛ осуществляет продажи масел и смазок более чем в 100 странах. Одна из основных задач Группы – развитие продуктового ассортимента, соответствующего современным

требованиям. В 2018 году было разработано более 60 новых марок масел, в их числе моторные, трансмиссионные и промышленные масла, продукты для оригинальных производителей оборудования (OEM), а также смазочно-охлаждающие и технические жидкости. Ассортимент продуктового портфеля превысил 700 наименований. Потребителями масел ЛУКОЙЛа в 2018 году были все российские заводы иностранных автопроизводителей, производящих сборку и заливку в двигатели: Volkswagen, Ford, Renault, MAN и др. В 2018 году дан старт масштабной программе совместных разработок с ведущими мировыми производителями автомобилей и промышленного оборудования. В рамках программы начата разработка более 20 перспективных продуктов. Производственная площадка в Перми в 2018 году успешно прошла аудит по стандарту Ассоциации немецкой автомобильной промышленности VDA 6.3. Обладатели данного сертификата становятся приоритетными поставщиками при размещении заказов, связанных с производством новых моделей машин немецких концернов.

Производство и смешение масел

тыс. т

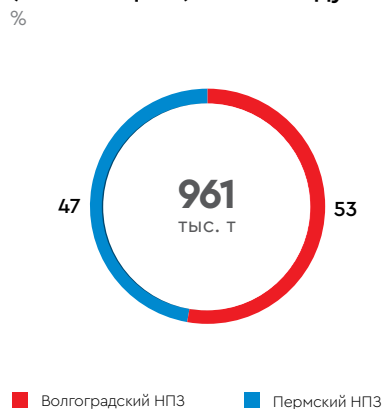
	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Полный цикл производства масел	917	998	961	-3,7
Смешение масел из готовых компонентов	118	128	131	2,1

ПРИОРИТЕТЫ НА 2019 ГОД

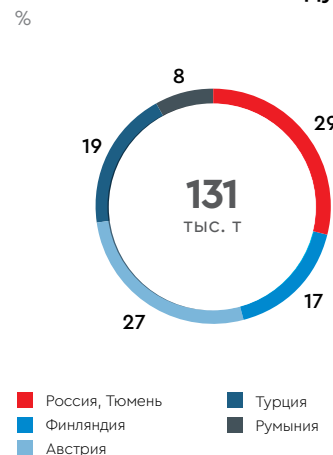
- Ввод в эксплуатацию завода смазочных материалов в Казахстане
- Увеличение доли продукции с высокой добавленной стоимостью
- Открытие научно-исследовательского центра по индустриальным смазочным материалам и спецпродуктам на базе исследовательского центра ИНТЕСМО

Крупнейший в России завод по выпуску смазок ИНТЕСМО (СП ЛУКОЙЛа и РЖД), открытый в 2014 году, увеличил выпуск продукции на 25%. На территории завода создан не имеющий аналогов в России инженерный центр, где разрабатываются и тестируются смазочные материалы. За три года работы центр освоил порядка 200 методов испытания пластичных смазок и масел, разработал и поставил на производство 115 видов смазок, многие из которых превосходили по рабочим характеристикам импортные аналоги. В 2019 году на базе исследовательского центра ИНТЕСМО планируется открытие научно-исследовательского центра по разработке промышленных смазочных материалов и спецпродуктов.

Производство масел (полный цикл) в 2018 году



Смешение масел из готовых компонентов в 2018 году



ГАЗОПЕРЕРАБОТКА



ИТОГИ 2018 ГОДА

- Рост объемов переработки за счет увеличения загрузки комплекса Ставролен



ПРИОРИТЕТЫ НА 2019 ГОД

- Максимизация синергии от вертикальной интеграции за счет повышения использования ПНГ, производства жидких углеводородов и товарного газа и обеспечения генерирующих активов Группы сырьем

Группа «ЛУКОЙЛ» осуществляет переработку газа и ШФЛУ на трех газоперерабатывающих заводах в Западной Сибири, Тимано-Печоре и Поволжье, а также на Пермском НПЗ и на площадке нефтехимического комплекса Ставролен в Ставропольском крае. Заводы Группы обеспечивают переработку добываемого ЛУКОЙЛом ПНГ для производства из него жидких углеводородов и товарного газа.

В 2018 году объем переработки газа был увеличен на 6,7%, до 4,3 млрд куб. м, в основном благодаря росту загрузки

комплекса Ставролен, а также увеличению переработки на Пермском НПЗ и Коробковском ГПЗ.

В 2018 году выработка сжиженных углеводородных газов и жидких углеводородов на газоперерабатывающих заводах Группы составила 1,7 млн т, увеличившись на 4,1% по сравнению с 2017 годом благодаря росту производства на Пермском НПЗ. Производство товарного газа в 2018 году составило 2,6 млрд куб. м, что на 5,9% больше по сравнению с 2017 годом в связи с увеличением выработки на комплексе Ставролен.

Переработка газа

млн куб. м

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Всего	3 901	4 038	4 308	6,7
Локосовский ГПЗ	953	1 497	1 454	-2,9
Газоперерабатывающее производство Пермского НПЗ	1 134	1 162	1 211	4,3
Коробковский ГПЗ	418	362	383	5,9
Усинский ГПЗ	137	161	149	-7,2
Газоперерабатывающее производство Ставролен	1 259	856	1 110	29,8

НЕФТЕХИМИЯ

ИТОГИ 2018 ГОДА

- Завершена реконструкция производства полиэтилена, увеличена мощность реакторов полимеризации этилена до 40 т/ч на комплексе Ставролен
- Увеличены мощности по производству нитрила акриловой кислоты и цианида натрия на предприятии Саратоворгсинтез

ПРИОРИТЕТЫ НА 2019 ГОД

- Завершение ТЭО и начало проектных работ по развитию нефтехимических производств на НПЗ Группы
- Завершение модернизации печей пиролиза на комплексе Ставролен

Группа «ЛУКОЙЛ» производит нефтехимическую продукцию на двух заводах в России, а также на НПЗ в Италии и Болгарии. Компания выпускает большую номенклатуру полимерных материалов, продукцию органического синтеза и прочие продукты нефтехимии. ЛУКОЙЛ удовлетворяет значительную часть внутрисредского спроса на ряд нефтехимических товаров, одновременно являясь крупным экспортером нефтехимической продукции более чем в 30 стран мира.

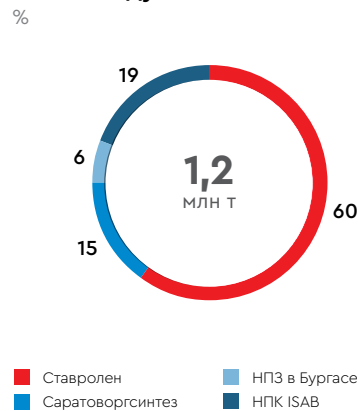
В 2018 году объем производства нефтехимической продукции увеличился на 6,4%, до 1,2 млн т, в основном по причине роста производства товарной продукции на комплексе Ставролен.

В 2018 году завершен проект реконструкции производства полиэтилена на комплексе Ставролен, который позволил расширить выпуск премиальных марок полиэтилена высокой плотности. В частности, освоено производство современных трубных марок бимодального полиэтилена.

Основные перспективы в сегменте нефтехимии связаны с развитием производства нефтегазохимической продукции на существующих площадках с монетизацией имеющегося сырья.

В 2018 году Компания завершила основную часть работ по ТЭО проекта комплекса полипропилена на Нижегородском НПЗ. Концепция проекта предусматривает реконструкцию действующих установок каталитического крекинга с целью увеличения выхода пропиленовой фракции. Также велась работа над ТЭО строительства комплекса по производству стирола на Нижегородском НПЗ. Концепция комплекса заключается в использовании в качестве сырья этилена из топливного газа каталитического крекинга и бензола с установки риформинга.

Производство нефтехимической продукции в 2018 году



Выпуск нефтехимической продукции

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017
Выпуск товарной продукции, тыс. т	1 270	1 171	1 246	6,4%
Полимеры и мономеры, %	34,8	34,8	37,4	2,6 п. п.
Продукты органического синтеза, %	39,9	40,4	36,1	-4,3 п. п.
Продукты пиролиза, %	25,1	24,6	26,4	1,8 п. п.
Прочее, %	0,1	0,2	0,2	-

ЭНЕРГЕТИКА

ИТОГИ 2018 ГОДА

- Ввод в эксплуатацию первого гидроагрегата в рамках реконструкции Белореченской ГЭС
- Ввод в эксплуатацию пяти парогенерирующих установок на Ярегском и Усинском месторождениях

ПРИОРИТЕТЫ НА 2019 ГОД

- Завершение реконструкции Белореченской ГЭС с вводом в эксплуатацию второго гидроагрегата мощностью 24 МВт
- Ввод в эксплуатацию парогенерирующих установок на Ярегском и Усинском месторождениях
- Строительство ГТЭС мощностью 16 МВт для покрытия потребностей в электроэнергии ряда месторождений в Предуралье

Сектор энергетики Компании представлен полной вертикально интегрированной цепочкой – от генерации до передачи и реализации тепловой и электрической энергии для внешних потребителей (коммерческая генерация) и собственных нужд (обеспечивающая генерация). Суммарная электрическая мощность организаций Группы составляет 6,2 ГВт, из них 74% – коммерческая генерация, 26% – обеспечивающая. Наличие энергетических мощностей в портфеле активов Группы позволяет повысить уровень вертикальной интеграции, а также обеспечить высокий уровень рационального использования ПНГ при одновременном снижении расходов на электроэнергию на производственных объектах.

Коммерческая генерация

Основные коммерческие теплоэнергетические мощности Группы расположены на юге европейской части России. В частности, ЛУКОЙЛ обеспечивает 97% выработки электроэнергии Астраханской области и 59% – Краснодарского края.

В 2018 году объем коммерческой генерации электроэнергии Группой составил 19,9 млрд кВт-ч, отпуск тепловой энергии – 11,0 млн Гкал.

Возобновляемая энергетика

Коммерческая генерация осуществляется также на мощностях возобновляемой энергетики. Основными активами Группы являются четыре ГЭС, расположенные в России, с суммарной мощностью 291 МВт и выработкой 1 156 млн кВт-ч в 2018 году.

Одним из значимых проектов Компании в области гидроэнергетики является реконструкция Белореченской ГЭС. Реконструкция предусматривает полную замену двух гидроагрегатов с увеличением единичной установленной мощности каждого с 16 до 24 МВт. Суммарная установленная мощность ГЭС после реконструкции составит 48 МВт. В 2018 году завершён первый

Коммерческая генерация электроэнергии и тепловой энергии

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Электроэнергия, млн кВт-ч	21 704	20 189	19 919	-1,3
В том числе из возобновляемых источников, млн кВт-ч	977	1 053	1 365	29,5
Тепловая энергия, млн Гкал	12,4	10,7	11,0	2,3

этап реализации проекта с вводом в эксплуатацию первого гидроагрегата и проведением комплексных мероприятий по модернизации практически всех вспомогательных систем станции.

Реализация проекта позволит продлить работу Белореченской ГЭС минимум на 40 лет, повысив экономическую эффективность и надежность выработки экологически чистой электроэнергии.

Группа располагает также тремя солнечными электростанциями, расположенными в России (Волгоградский НПЗ мощностью 10 МВт), Румынии (мощностью 9 МВт) и Бол-

гарии (мощностью 1,3 МВт). Станции построены на незадействованных промышленных площадках НПЗ и поставляют электроэнергию в местные сети. Суммарная выработка электроэнергии на солнечных электростанциях в 2018 году составила 17 млн кВт-ч.

Группе также принадлежит ветроэлектростанция Land Power мощностью 84 МВт в Румынии. Годовая выработка электроэнергии данной станции в 2018 году составила 192 млн кВт-ч.

Обеспечивающая генерация

Развитие собственной электроэнергетики на месторождениях и заводах Группы позволяет снижать затраты

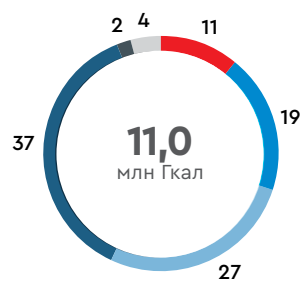
на электроэнергию и повышать рациональное использование ПНГ (в качестве топлива на газовых электростанциях). Объем обеспечивающей генерации Группы за 2018 год составил 7 319 млн кВт-ч, а ее доля в общем объеме производственного потребления электроэнергии Группы – 34%.

Выработка коммерческой электроэнергии и отпуск тепловой энергии в 2018 году

%



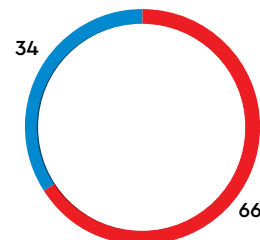
- ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго
- ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго
- ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго
- ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго



- ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго
- ЛУКОЙЛ-Экоэнерго
- Энергоцентр ISAB
- Энергия и газ Румыния

Потребление электроэнергии производственными организациями Группы в 2018 году

%



- Покупная
- Собственная

ОПТОВАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ И ТРЕЙДИНГ



ИТОГИ 2018 ГОДА

- Рост объемов трейдинга
- Рост доли экспорта нефтепродуктов трубопроводным транспортом с 26 до 52%



ПРИОРИТЕТЫ НА 2019 ГОД

- Диверсификация рынков сбыта
- Нарастивание доли транспортировки через собственную инфраструктуру

ЛУКОЙЛ реализует нефть, газ и продукцию переработки на внутреннем и международном рынках, оптимально распределяя потоки в зависимости от конъюнктуры. Компания владеет собственными мощностями по перевалке нефти и нефтепродуктов, а также способствует минимизировать транспортные расходы. В состав Группы входит развитый трейдинговый бизнес, который позволяет наиболее эффективно реализовывать собственные ресурсы нефти и нефтепродуктов, а также получать дополнительную прибыль от торговли покупными углеводородами.

Суммарный объем реализации нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии в 2018 году составил 210,5 млн т, увеличившись на 2,7% по сравнению с 2017 годом, что в основном связано с ростом объемов трейдинга нефти.

Нефть

Объем реализации нефти в 2018 году вырос на 14,0%, до 85,2 млн т, в основном в связи с ростом объемов международного трейдинга. Около 94,4% объема реализации нефти пришлось на рынки за пределами Таможенного союза, в России было реализовано 2,4%, в остальных странах Таможенного союза 3,2%.

На внутреннем рынке было реализовано 2,1 млн т нефти, что на 10,2% меньше, чем в 2017 году. Снижение связано с сокращением спроса со стороны основных потребителей. В результате сокращения продаж на внутреннем рынке экспорт нефти Компании из России в 2018 году вырос на 0,3% и составил 36,7 млн т. Доля экспорта за пределы Таможенного союза выросла с 92,3 до 92,5% в основном из-за роста добычи на Северном Каспии и Ярегском месторождении, нефть которых экспортируется с льготами по экспортной пошлине. Объем реализации нефти за рубежом вырос до 83,2 млн т, или на 14,7%, что в основном связано с ростом объемов трейдинга.

В 2018 году наиболее эффективным направлением размещения добытой Компанией нефти, как и в 2017 году, была ее переработка на НПЗ Группы. Объем поставок нефти на НПЗ Группы в России в 2018 году составил 43,2 млн т, увеличившись на 0,2% по сравнению с 2017 годом. Поставки сырья на европейские НПЗ Группы в 2018 году составили 24,1 млн т, практически не изменившись по сравнению с 2017 годом. Поставки нефти на процессинг на сторонние заводы за рубежом составили 6,5 млн т, не изменившись по сравнению с 2017 годом.

Объемы поставок и реализации нефти

млн т

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Реализация в России	7,1	2,3	2,1	-10,2
Поставки на собственные российские НПЗ	41,8	43,1	43,2	0,2
Экспорт из России	33,9	36,6	36,7	0,3
Реализация за рубежом	70,3	72,5	83,2	14,7
Поставка на собственные европейские НПЗ	20,4	22,0	21,3	-3,2

Нефтепродукты

Объем реализации нефтепродуктов составил в 2018 году 123,5 млн т, что на 3,9% меньше, чем в 2017 году. Снижение в основном связано с сокращением объемов трейдинга нефтепродуктов, что было обусловлено рыночной конъюнктурой.

В России было реализовано около 20,8% суммарных объемов нефтепродуктов, или 25,6 млн т. По сравнению с 2017 годом объем продаж в России увеличился на 3,3%, главным образом в части розничных продаж, что связано с ростом спроса на продукцию Компании. Для удовлетворения спроса экспортные потоки были частично перенаправлены на внутренний рынок. Объем розничной реализации в России составил 10,9 млн т, увеличившись по сравнению с 2017 годом на 8,4%.

Экспорт нефтепродуктов из России в 2018 году снизился на 7,3%, до 16,2 млн т, в связи с ростом спроса на внутреннем рынке на бензин и дизельное топливо, а также сокращением объемов выпуска мазута. Экспорт мазута снизился на 45,1%, а его доля в суммарных объемах экспорта нефтепродуктов снизилась с 15,8% в 2017 году до 9,3% в 2018 году.

Доля нефтепродуктов, реализованных на международном рынке, составила 79,2%. Оптовая реализация за рубежом снизилась на 5,9%, до 93,7 млн т, в основном в связи со снижением объемов трейдинга нефтепродуктов. Розничная реализация за рубежом выросла на 1,5% и составила 4,2 млн т вследствие роста среднесуточной реализации на АЗС за рубежом.

Газ

В 2018 году объем продаж газа (природного, ПНГ и сухого отбензиненного) Группой «ЛУКОЙЛ» составил 27,9 млрд куб. м, что на 22,2% выше уровня 2017 года. На Россию пришлось 49,2% от суммарного объема продаж газа, или 13,7 млрд куб. м, в том числе в адрес Группы «Газпром» было

поставлено 11,9 млрд куб. м. Объем продаж газа за рубежом составил 14,2 млрд куб. м, что на 56,0% выше уровня 2017 года в связи с ростом добычи газа в Узбекистане. В результате доля зарубежных продаж в суммарном объеме реализации газа выросла на 11 процентных пунктов – до 50,8% по сравнению с уровнем 2017 года.

Объем реализации нефтепродуктов¹

млн т

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Всего	121,6	128,5	123,5	-3,9
Внутренний рынок	21,7	24,8	25,6	3,3
Международный рынок	99,9	103,7	97,9	-5,6

Объем экспорта нефтепродуктов¹

млн т

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Всего	18,7	17,5	16,2	-7,3
Дизельное топливо	8,0	10,1	9,8	-2,9
Бензин	0,4	0,3	0,2	-29,9
Авиакеросин	0,2	0,1	0,05	-41,7
Масла	0,6	0,6	0,6	-3,7
Мазут	3,7	2,8	1,5	-45,1
Прочие	5,8	3,6	4,1	11,2

Объемы продаж газа

млн куб. м

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Всего	18 908	22 837	27 896	22,2
Россия	11 845	13 751	13 723	-0,2
Группе «Газпром»	8 794	11 140	11 925	7,0
Прочим потребителям	3 051	2 611	1 798	-31,1
За рубежом	7 063	9 086	14 173	56,0

¹ С 2016 года включая газопродукты, выработанные на собственных ГПЗ.

Собственная транспортная инфраструктура и специальные каналы поставки

Приоритетом Компании при реализации нефти и нефтепродуктов является эффективная логистика и максимальная загрузка собственной транспортной инфраструктуры в целях снижения транспортных расходов и оптимизации транспортных схем. Группа располагает тремя собственными терминалами в России (нефтяной терминал Варандей на Баренцевом море в Тимано-Печоре, нефтяной терминал в порту Светлый в Калининградской области, нефтепродуктовый терминал в порту Высоцк на Балтийском море) и одним в порту Барселоны в Испании суммарной мощностью 36 млн т нефти и нефтепродуктов в год. Также Компания использует для перевалки нефти собственное плавучее нефтехранилище на Каспии.

В 2018 году объем перевалки нефти и нефтепродуктов через собственную инфраструктуру Группы составил 21,0 млн т нефти и нефтепродуктов, снизившись на 3,9% по сравнению с 2017 годом.

Перевалка нефти через собственные терминалы снизилась на 13,1% по сравнению с показателем 2017 года, до 9,6 млн т. Снижение в основном связано с сокращением добычи на месторождениях им. А. Титова и им. Р. Требса, разрабатываемых СП «Башнефть-Полус», в котором Компании принадлежит 25,1%-ная доля. В результате доля экспорта нефти через собственную транспортную инфраструктуру снизилась в 2018 году до 23,9% (25,3% в 2017 году).

Перевалка нефтепродуктов через собственные терминалы выросла на 5,6%, до 11,4 млн т, что в основном связано с ростом перевалки мазута и вакуумного газойля. Отгрузка нефтепродуктов через терминал в порту Высоцк в 2018 году составила 10,6 млн т.

ЛУКОЙЛ владеет также 12,5%-ной долей в нефтепроводе КТК. В 2018 году объем экспорта нефти Компанией через КТК вырос на 38,0% и составил 4,8 млн т в результате роста добычи на Каспийских месторождениях. Наличие банка качества в КТК позволяет реализовывать нефть по цене, соответствующей ее высокому качеству.

В 2018 году Компания экспортировала 1,2 млн т нефти через систему ВСТО, что на 8,8% больше, чем в 2017 году. Данный маршрут обеспечивает реализацию легкой западносибирской нефти Компании с соответствующей премией за качество по сравнению с традиционным экспортом нефти Юралс в западном направлении. Кроме того, в 2018 году на 9,1%, до 959 тыс. т, вырос объем поставок легкой западносибирской нефти по выделенному нефтепроводу в порт Новороссийск, использование которого позволяет избежать смешивания с тяжелыми сортами и реализовать нефть с соответствующей премией за качество.

С декабря 2017 года начались поставки дизельного топлива производства Волгоградского НПЗ в порт Новороссийск с использованием нового нефтепродуктопровода ПАО «Транснефть» Волгоградский НПЗ – Тингута – Тихорецк – Новороссийск (проект «Юг»). Мощность трубопровода составляет 8,7 млн т в год. Объем перекачки Компанией в 2018 году составил 3,9 млн т.

В июне 2017 года началась прокачка автобензинов производства Нижегородского НПЗ по нефтепродуктопроводу ПАО «Транснефть» в Московскую область. Мощность трубопровода составляет 3 млн т в год. Объем прокачки Компанией в 2018 году составил 0,9 млн т.

В результате начала поставок по этим двум трубопроводам Компании удалось существенно нарастить долю трубопроводных поставок в общем объеме транспорта нефтепродуктов, снизив долю более дорогого железнодорожного транспорта, что привело к существенной экономии транспортных затрат. В частности, доля экспорта нефтепродуктов трубопроводным транспортом выросла с 26% в 2017 году до 52% в 2018 году.

Трейдинг

ЛУКОЙЛ осуществляет трейдинговые операции через свое дочернее общество ЛИТАСКО во всех ключевых регионах мира. Основные функции ЛИТАСКО – максимально эффективная реализация нефти и нефтепродуктов, произведенных Группой, а также увеличение прибыли за счет трейдинга объемов третьих лиц.

В целях максимизации эффективности торговых операций ЛИТАСКО выстраивает долгосрочные отношения с крупнейшими нефтеперерабатывающими заводами в странах Юго-Восточной Азии, в США, Канаде и других странах, а также осуществляет поставки на европейские НПЗ Группы «ЛУКОЙЛ». На долю собственных объемов нефти и нефтепродуктов Группы «ЛУКОЙЛ» в 2018 году пришлось около одной трети всей торговой деятельности ЛИТАСКО, остальные две трети составили торговые операции с объемами третьих лиц.

ПРИОРИТЕТНЫЕ КАНАЛЫ СБЫТА

ИТОГИ 2018 ГОДА

- Рост среднесуточной реализации на АЗС на 6,3%, до 10,7 т
- Реструктуризация системы управления розничным бизнесом
- Рост объемов реализации бункеровочного топлива на 4%
- Рост объемов реализации авиакеросина «в крыло» на 17%
- Увеличение валовой прибыли от продажи нетопливных товаров и услуг на АЗС на 20%
- Рост продаж брендованных топлив ЭКТО на 12%

ПРИОРИТЕТЫ НА 2019 ГОД

- Повышение эффективности сбытовой сети
- Развитие нетопливного бизнеса
- Увеличение объемов реализации премиальных топлив ЭКТО
- Сохранение высокой доли рынка в авиа- и судовой бункеровке
- Сфокусированный рост и запуск новых премиальных продуктов в сегментах масел и битумов

Розничная реализация

Значительный объем собственных нефтепродуктов ЛУКОЙЛ реализует на розничном рынке через хорошо диверсифицированную сбытовую сеть, которая состоит из 5 168 АЗС, расположенных в 18 странах мира.

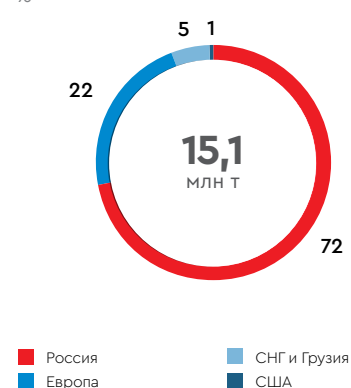
В 2018 году суммарный объем розничных продаж нефтепродуктов вырос на 6,4% и составил 15,1 млн т, в том числе в России было продано 10,9 млн т, а за рубежом – 4,2 млн т.

Основные усилия Компании в 2018 году в сегменте розничной реализации были направлены на повышение эффективности и максимизацию свободного денежного потока. Проводилась работа по оптимизации географии и формата станций.

Объем розничной реализации нефтепродуктов в России вырос по сравнению с 2017 годом на 8,4%. Клиентоориентированная политика, строительство и модернизация АЗС, а также рост спроса на продукцию Компании позволили повысить среднесуточную реализацию в среднем на одну АЗС Компании в России до 13,8 т/сут. В рамках программы повышения эффективности в России в 2018 году была продана 21 АЗС, построены семь АЗС, приобретены девять АЗС, реконструированы 95 АЗС.

В 2018 году важным шагом в области оптимизации затрат российской сети АЗС стала реструктуризация системы управления розничным бизнесом, в рамках которой количество российских организаций нефтепродуктообеспечения сокращено с восьми до четырех путем объединения и перераспределения сбытовых активов. Дополнительный положительный эффект также ожидается от консолидации управления в области закупок, логистики и от унификации маркетинговой политики. Также была начата работа по совершенствованию информационно-технологической платформы с целью дальнейшего повышения эффективности управления розничной сетью и ассортиментом продукции.

Структура розничной реализации собственных нефтепродуктов в 2018 году



Объем розничных продаж нефтепродуктов за рубежом вырос в 2018 году на 1,5% по сравнению с 2017 годом, что обусловлено в основном ростом среднесуточной реализации на одну АЗС.

Брендированное топливо

ЛУКОЙЛ активно развивает продажи брендированного топлива с улучшенными эксплуатационными и экологическими свойствами под маркой ЭКТО. Объем продаж топлив ЭКТО в 2018 году вырос на 12% и составил 9,6 млн т. Рост продаж наблюдался и в России, и за рубежом, как по бензинам, так и по дизельному топливу. В июне 2017 года началась реализация автомобильного бензина премиум-класса ЭКТО 100. Новое усовершенствованное топливо семейства ЭКТО с улучшенными эксплуатационными свойствами полностью заменило ЭКТО Sport (АИ-98-К5) в розничной сети АЗС Группы. Вывод на рынок ЭКТО 100 привел к увеличению спроса. В 2018 году продажи бензина ЭКТО 100 составили 111 тыс. т.

Нетопливные товары и услуги

В 2018 году была продолжена работа по развитию розничных продаж нетопливных товаров и услуг на АЗС. Валовая прибыль от реализации нетопливных товаров и услуг в России

Розничная реализация нефтепродуктов

	2016	2017	2018	Изменение 2018/2017, %
Количество АЗС¹ на 31 декабря	5 309	5 258	5 168	-1,7
Россия	2 603	2 609	2 556	-2,0
За рубежом	2 706	2 649	2 612	-1,4
Объем розничной реализации, всего, тыс. т	14 193	14 238	15 144	6,4
Россия	9 900	10 083	10 927	8,4
За рубежом	4 293	4 155	4 217	1,5
Среднесуточная реализация на собственных АЗС, т/сут в среднем на одну АЗС	9,9	10,0	10,7	6,3
Россия	12,7	12,8	13,8	7,8
За рубежом	6,5	6,6	6,8	1,7

¹ Собственные, арендованные и франчайзинговые, включая законсервированные.

составила 8,0 млрд руб., что на 21% выше, чем в 2017 году. За рубежом валовая прибыль составила 5,9 млрд руб., что на 19% выше, чем в 2017 году. Компания увеличивает выручку от реализации нетопливных товаров и услуг благодаря оптимизации ассортимента, постоянной маркетинговой активности, развитию дополнительных услуг, внедрению лучших практик ретейла, повышению качества обслуживания клиентов и модернизации своих АЗС.

Рост показателей доходности в России в 2018 году обусловлен увеличением количества клиентов АЗС,

увеличением дохода от продаж продовольственных товаров на 23% и развитием продаж продукции кафе.

В перспективе планируется продолжить работу, направленную на ускоренный рост и повышение эффективности розничных продаж нетопливных товаров и услуг с целью существенного улучшения показателя покрытия операционных затрат АЗС валовой прибылью от нетопливных продаж. В 2018 году этот показатель в России составил 39% (в 2017 году – 33%).

Судовая бункеровка

ЛУКОЙЛ, будучи одним из крупнейших поставщиков бункеровочного топлива, ведет бункеровочную деятельность в 21 порту шести регионов России. За рубежом ЛУКОЙЛ ведет операции в портах Болгарии и Румынии. Основные места бункеровки судов – порты Балтийского, Баренцева и Черного морей и внутренние водные пути России.

В 2018 году Группа реализовала 4,7 млн т бункеровочного топлива, что на 4% больше, чем в 2017 году. В том числе 1,7 млн т Компания поставила в розницу – конечным потребителям топлива, что обеспечило дополнительную маржу. Высокое качество бункеровочного топлива позволяет Компании удерживать существенную долю рынка в России.

Объем реализации бункерного топлива

млн т



Авиазаправка

ЛУКОЙЛ осуществляет поставки как собственного, так и покупного авиакеросина преимущественно «в крыло» в аэропортах России, Болгарии и Турции через собственную сбытовую сеть, а также по договорам со сторонними топливозаправочными компаниями.

Реализация авиакеросина в 2018 году составила более 3,2 млн т, что на 1,2% ниже показателя 2017 года. При этом высокомаржинальные розничные продажи «в крыло» выросли на 17%, до 2,2 млн т.

Основным фактором роста розничных продаж стал ввод в июле 2018 года крупного топливозаправочного комплекса (ТЗК) мощностью 1,2 млн т в аэропорту Шереметьево. Комплекс является одним из наиболее технологичных в России. ТЗК оснащен

современной автоматизированной системой управления технологическими процессами и имеет собственную лабораторию по контролю качества топлива. Развитая инфраструктура, наличие оперативно-заправочного комплекса и системы централизованной заправки позволяют ТЗК осуществлять заправку воздушных судов на 27 стоянках.

За последние пять лет доля заправки «в крыло» в суммарном объеме реализации авиакеросина Группой «ЛУКОЙЛ» увеличилась с 45 до 70%. В числе основных потребителей авиакеросина, продаваемого Группой, – крупнейшие российские и международные авиакомпании и предприятия гражданской авиации.

Сегодня география поставок «в крыло» Компании охватывает 33 аэропорта России, из них 18 – собственные или совместные топливозаправочные комплексы.

Реализация авиакеросина «в крыло»

млн т

