

Месторождение им. В. Филановского — флагман ЛУКОЙЛа на Каспии



Разработка на российском шельфе Каспийского моря

2016

месторождение им. В. Филановского введено в промышленную эксплуатацию

2010

начата добыча на месторождении им. Ю. Корчагина

2008

открыты месторождения Западно-Ракушечное и Центральное

2005

открыто месторождение им. В. Филановского

2002

открыто месторождение им. Ю.С. Кувыкина

2000

открыто месторождение им. Ю. Корчагина

1995

начало работ на российском шельфе Каспия

1991

создание нефтяного концерна «ЛангепасУрайКогалымнефть»



В конце октября 2016 г. в присутствии Президента РФ Владимира Путина был дан старт промышленной эксплуатации месторождения им. В. Филановского на шельфе Каспийского моря — крупнейшего месторождения из открытых в России за последние 25 лет.

Перспективная провинция

На фоне естественного падения производства нефти в традиционных регионах, прежде всего в Западной Сибири, новая нефтяная провинция на Северном Каспии стала одной из стратегических территорий для роста добычи нефти и газа в России в среднесрочной перспективе.

В этом смысле месторождение им. В. Филановского является своего рода ключом к освоению ресурсной базы Каспийского моря. Его инфраструктура обеспечивает значительные синергии как для уже разрабатываемых, так и для перспективных месторождений.

«Сейчас на Каспии формируется не просто проект, а целая провинция, которая будет развиваться не годы, а десятилетия», — неоднократно подчеркивал в интервью СМИ Президент ПАО «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов.

Геологоразведка

Компания «ЛУКОЙЛ» первой среди российских компаний приняла стратегическое решение о начале работы на шельфе. В ноябре 1995 г. в рамках государственной программы по изучению каспийского шельфа ЛУКОЙЛ начал геолого-геофизические работы. В 1999 г. ЛУКОЙЛ начал разведочное бурение с помощью самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) «Астра». В ходе работ пробурено 27 поисковых и разведочных скважин, успешность поисково-разведочного бурения составила 93%. В результате изысканий открыто 9 месторождений с извлекаемыми запасами по категориям C1+C2 — 1,16 млрд т условного топлива.

Каспий

27

поисковых и разведочных скважин

9

месторождений

1,16 млрд т

извлекаемых запасов категории C1+C2



Многопластовое нефтегазоконденсатное месторождение на лицензионном участке Северный в Каспийском море было открыто в 2005 г. и названо впоследствии в честь известного советского нефтяника, бывшего первого заместителя министра нефтяной промышленности СССР Владимира Юрьевича Филановского. Первая скважина дала фонтанный приток легкой безводной малосернистой нефти дебитом более 800 т в сутки.

В 2009–2010 гг. было завершено обустройство и введено в эксплуатацию месторождение им. Юрия Корчагина: в декабре 2009 г. здесь было начато эксплуатационное бурение, а в апреле 2010 г. запущена промышленная добыча нефти.

Бурение

В октябре 2012 г. ЛУКОЙЛ впервые в России провел тестовую операцию гидроразрыва пласта в море на одной из поисково-разведочных скважин месторождения им. В. Филановского. До проведения работ максимальный приток нефти при испытании продуктивных пластов в данной скважине составлял всего 3,7 т в сутки. После применения ГРП дебит вырос в 20 раз.

В настоящий момент на месторождении пробурены три добывающие скважины, глубиной более 3 тыс. м.

Как и на месторождении им. Ю. Корчагина, бурение велось наклонно направленным способом. Скважины с горизонтальным окончанием, несмотря на технологические и инженерные сложности при строительстве, имеют целый ряд преимуществ. Максимальное увеличение площади контакта с продуктивным пластом позволяет при минимальных затратах в более короткие сроки значительно повысить коэффициент извлечения нефти.

Применение наклонно направленного бурения также уменьшает количество скважин, необходимых для освоения месторождения, что заметно снижает промышленную нагрузку на экосистему.

Бурение осуществлялось в закрытом режиме — внутри водоотделяющей колонны. 13 колонн забиты в морское дно на глубину 120 м для укрепления устьев скважин, создания циркуляции.

Обеспечены усиленные меры по безопасности бурения. Заколонный пакер и внутрискважинный клапан-отсекатель установлены под водой, что обеспечивает закрытие скважины в любой аварийной ситуации. На платформе также расположено противовыбросовое оборудование на устье скважины.

В июне 2016 г. началось бурение первой эксплуатационной скважины. 4 августа 2016 г. получена первая нефть. А в конце сентября 2016 г. компания запустила вторую скважину.

При тестировании скважины показали рекордно высокие для России дебиты — 3 тыс. т (23 тыс. барр.) нефти в сутки на каждую скважину.

В настоящий момент завершено строительство третьей скважины. Благодаря накопленному опыту текущая скорость бурения на месторождении в 2 раза превышает начальную скорость на соседнем месторождении им. Ю. Корчагина.

Инфраструктура и технологическое оборудование

Реализация проекта потребовала сооружения шести морских объектов, транспортной и резервуарной инфраструктуры. Все сооружения построены на судостроительных верфях Астраханской области.

В рамках первой очереди обустройства месторождения были построены четыре платформы, жёстко прикреплённые к морскому дну и соединённые между собой тремя переходными мостами:

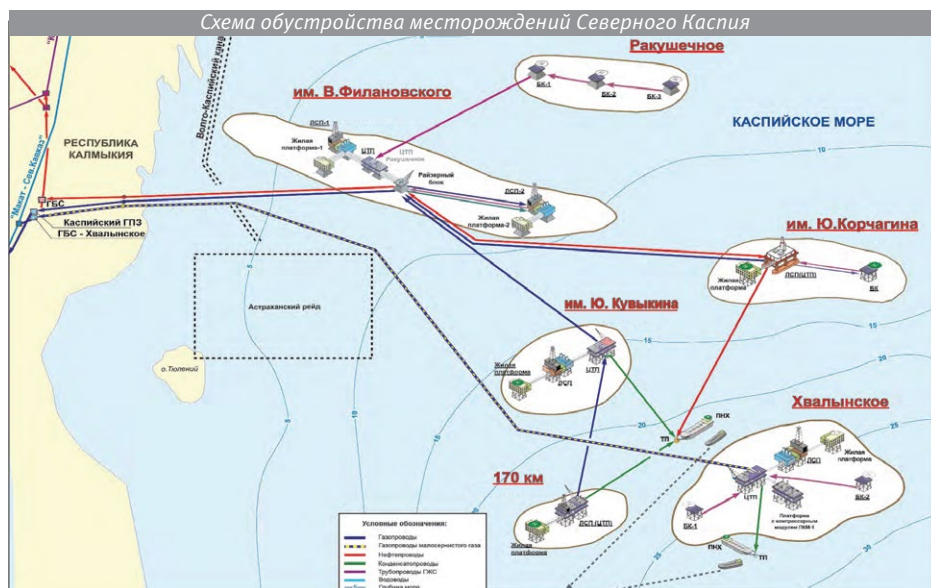
1. стационарная ледостойкая платформа №1 с расположенным на ней буровым, энергетическим и эксплуатационным комплексами (ЛСП-1);
2. центральная технологическая платформа для подготовки товарной нефти и природного газа (ЦТП);
3. райзерный блок для подключения трубопроводов, кабельных линий и размещения факельной установки;
4. платформа жилого модуля (ПЖМ-1).

Каждая из платформ представляет собой сложное техническое сооружение, насыщенное разнообразными технологическими установками и системами.

Так, ЛСП-1 предназначена для буровых работ и эксплуатации углеводородных скважин. В ее состав входят буровой комплекс для бурения 11 скважин, эксплуатационный комплекс для сбора продукции, ее замера и подачи на центральную технологическую платформу, а также энергетический комплекс. Платформа соединяется с помощью переходных мостов с платформой жилого модуля и с центральной технологической платформой.

Построена локальная автономная энергетическая система суммарной электрической мощностью 50 МВт. Она включает в себя как объекты генерации энергии (электрической и тепловой), так и





системы трансформации и коммутации энергетических потоков. На каждой платформе установлены аварийные дизель-генераторы и источники бесперебойного питания, которые автоматически запускаются при исчезновении напряжения в системе электроснабжения.

Автоматическое управление всеми технологическими процессами, контроль параметров работы энергетического комплекса и сигнализация об отклонениях или аварийных отключениях обеспечиваются современной интеллектуальной АСУ ТП, все основные показатели которой выведены на мнемосхемах на главном и центральных постах управления, расположенных, соответственно, на ПЖМ-1 и ЛСП-1.

Центральная технологическая платформа предназначена для подготовки попутного газа и нефти и транспортировки их на берег. На ней размещены установка подготовки нефти (УПН), компрессорная станция (КС) и установка подготовки и закачки пластовой воды (УППВ). Подготовка нефти будет осуществляться на двух технологических линиях. После очистки пластовая вода будет закачиваться обратно в пласт.

Технологические линии УПН состоят из двух- и трехфазных сепараторов трех ступеней сепарации, электродегидраторов и обессоливателей для удаления воды и хлористых солей, пластинчатых теплообменников для нагрева нефти, насосов (бустерных и для внешнего транспорта нефти).

В состав компрессорной станции для компримирования попутного газа входят многоступенчатые газотурбинные компрессоры, скрубберы, теплообменники.

УППВ состоит из блоков гидроциклонов, дегазаторов пластовой воды, фильтров тонкой очистки, центробежных насосов для закачки воды в пласт.

До конца 2017 г. ЛУКОЙЛ планирует завершить строительство объектов второй очереди.

Логистика нефти и газа

Для транспортировки углеводородов на берег построена система подводных и сухопутных нефте- и газопроводов.

Нефть поступает по подводному трубопроводу в резервуарный парк головных береговых сооружений, а затем сдается в систему Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК) для дальнейшей реализации на экспорт.

Трубопроводы от месторождения им. В. Филановского свяжут сразу четыре региона Юга России, вовлекая в процесс производства до десятка отраслей промышленности.

Нефть месторождения относится к категории легкой малосернистой. Высокое качество нефти и наличие банка качества в КТК при реализации обеспечивает ценовую премию к сорту Urals.

Попутный газ подается по трубопроводу на газоперерабатывающую установку нефтегазохимического завода ЛУКОЙЛа «Ставролен» в г. Буденовск Ставропольского края.

Экологические принципы

ПАО «ЛУКОЙЛ» поддерживает высокий уровень в области промышленной, экологической безопасности и охраны труда, получены сертификаты по международным стандартам ISO и OHSAS.

Как и на всех других морских проектах ЛУКОЙЛа, на месторождении им. В. Филановского внедрен принцип «нулевого сброса», исключающий попадание в море каких-либо отходов с буровых платформ — они в полном объеме вывозятся на берег для обезвреживания и утилизации.

Утилизация попутного нефтяного газа на проекте обеспечивается на уровне 98% благодаря его переработке на заводе «Ставролен».

Платформы по всему периметру оборудованы системой датчиков обнаружения пожара и газа. При срабатывании одного из них активируется автоматическая система аварийных отключений.

Безопасность добычи в районе объектов месторождения круглогодично обеспечивают аварийно-спасательные суда с оборудованием по ликвидации аварийных разливов нефти на борту. Также осуществляется постоянная защита прибрежной и береговой зон на мелководных участках с использованием специализированных судов и оборудования для ликвидации последствий в случае разливов нефти.

Ежегодно проводятся региональные и международные учения по отработке совместных действий, сил и средств при ликвидации последствий морских аварий.

В рамках корпоративной программы экологического мониторинга Северного Каспия ведется постоянный спутниковый мониторинг участков акватории моря в районе производственных объектов.

Компания также реализует программу минимизации возможного негативного воздействия своей деятельности на экосистему Каспийского моря, участвуя в региональных программах по воспроизводству осетровых видов рыб.

Кроме того, ПАО «ЛУКОЙЛ» внедряет новые методологические подходы в оценке фактического воздействия нефтегазодобывающей деятельности на окружающую среду и фауну. Для этой цели создана система стационарных донных станций производственного экологического мониторинга, которые располагаются в непосредственной близости от стационарных морских добывающих платформ.



30 млрд м³
извлекаемые запасы газа С1+С2

250 млрд руб

общие инвестиции по месторождению

100

подрядных организаций задействовано при реализации проекта обустройства месторождения