

2020 «Газпром нефть», все права защищены
2020 Gazprom Neft, Rights Reserved



Рудницкий Сергей Валериевич, консультант по нефтегазовой отрасли
Зацепин Артем Юрьевич, аналитик, ООО «Газпромнефть – Цифровые решения»
Демин Евгений Викторович, главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
Ющенко Тарас Сергеевич, руководитель направления, ООО «Газпромнефть – Технологические Партнерства»

Sergei Rudnitsky, Oil and Gas Industry Consultant
Artyom Zatspein, Analyst, Gazpromneft-Digital Solutions
Eugene Demin, Chief Specialist, Gazpromneft STC
Taras Yushchenko, Head of PVT and Well Operation, Gazpromneft-Technological Partnerships

Мировой опыт добычи сланцевой нефти и возможности для Бажена и российских производителей оборудования

International Experience of Shale Oil Production: Implications for the Bazhenov Formation and Russian Equipment Manufacturers

1. Сланцевая нефть в РФ и Бажен

В России основной объем ресурсов сланцевой нефти* располагается в баженовской, доманиковой, хадумской свитах, из которых первая является наиболее перспективной. Баженовская свита – группа нефтематеринских горных пород, выявленная на территории около 1 млн км² в Западной Сибири. Свита залегает на глубинах 2-4 км, имеет небольшую толщину (от 20 до 60 м) и уникальное геологическое

*Под сланцевой нефтью понимается нефть, добываемая из сланцевых пород, а также так называемая light tight oil (LTO) – нефть, добываемая из коллекторов с низкой и сверхнизкой проницаемостью. На LTO приходится более 90% добываемой в мире сланцевой нефти, поэтому в отношении мировой добычи будет в основном использоваться термин LTO.

1. Shale Oil in Russia and the Bazhenov Formation

In Russia, the main volume of shale oil (LTO*) resources is located in the Bazhenov, Domanik, and Khadum formations, of which the first is the most promising. The Bazhenov formation is a group of mature source rocks found over an area of about 1 million sq. km in Western Siberia. The formation lies at depths of 2-4 km, has small thickness (20 to 60m) and a unique geological structure. The geological potential of the formation has been studied since the 1960s (at least 800 wells were drilled

*Shale oil is considered to be oil produced from shale formations, as well as light tight oil (LTO) that is produced from reservoirs with low and ultra-low permeability. LTO accounts for over 90% of shale oil produced globally, thus generally LTO is the term of choice throughout the article.

строение. Геологический потенциал свиты изучается с 1960-х годов (всего было пробурено не менее 800 скважин). На текущий момент объем геологических запасов углеводородов в баженовской свите достигает, по разным оценкам, от 18 до 60 млрд тонн, что свидетельствует об отсутствии единого подхода к разработке и технологической доступности Бажена.

Текущая добыча на Бажене оценочно составляет 600 тыс. т/год. Основной вклад вносят скважины, удачно вскрывшие аномальные нефтяные линзы (в терминах нефтедобычи в США, так называемые sweet spots); их профиль добычи схож со скважинами на месторождениях с традиционными запасами. Геологическими исследованиями баженовской свиты и разработкой технологий, позволяющих осуществлять эффективную промышленную разработку, занимаются все крупные нефтяные российские компании при планомерной поддержке со стороны государства.

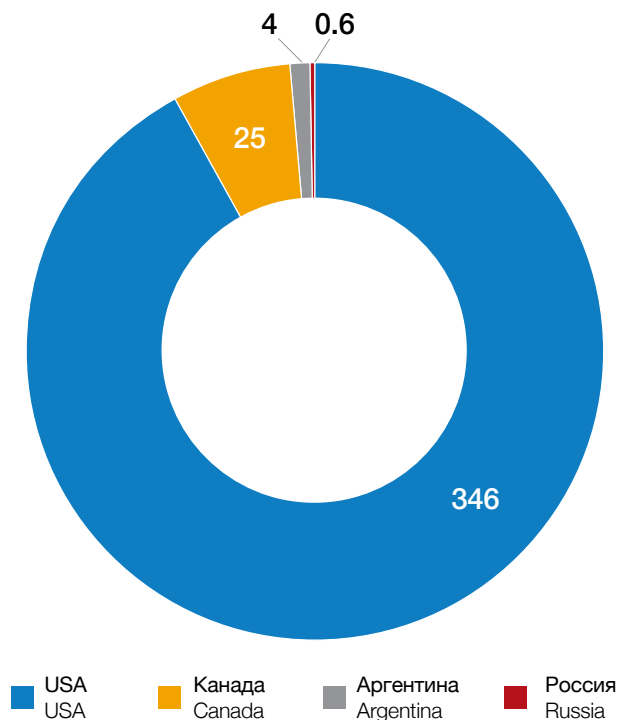
Энергетическая стратегия РФ до 2035 года (принята в 2020 г.) в составе комплекса «ключевых мер по решению задачи по обеспечению стабильного, при благоприятных условиях растущего уровня добычи нефти» определяет «введение в экономический оборот [...] трудноизвлекаемых запасов (в том числе баженовской свиты), а также создание условий для развития малых и средних предприятий в этой сфере деятельности преимущественно на основе инновационных отечественных технологий и оборудования».

Прогнозы добычи сланцевой нефти в РФ сильно расходятся. По прогнозу ОПЕК*, уровень добычи составит 7-10 млн тонн в год в среднесрочной перспективе (2025-2027) и до 12-15 млн тонн в год в долгосрочной перспективе (2030-2035). ЛУКОЙЛ** прогнозирует достижение к 2030 году уровня в 32 млн т/год и к 2035 – 40 млн т/год. «Газпром нефть» планирует добычу компании на баженовской свите к 2025 году на уровне 10 млн тонн в год***.

2. Опыт добычи LTO в мире

Мировая добыча LTO в настоящее время складывается из добычи в США, Канаде, Аргентине и России. Промышленная добыча LTO в Китае пока не началась, ведутся исследовательские и опытно-промышленные работы.

Основную добычу LTO обеспечивает США, где её доля от общей добычи нефти в 2019 году составила



Источник: World Oil Outlook 2020 (OPEC)
Source: World Oil Outlook 2020 (OPEC)

График 1: Добыча LTO по странам, млн т (2019)
Chart 1: LTO Production by country, million tons (2019)

in total). Currently, the hydrocarbons geological reserves volume in the Bazhenov reaches, according to various estimates, from 18 to 60 billion tons. This indicates the lack of a unified approach to the development and technological availability of the Bazhenov.

Current production at the Bazhenov is estimated at 600 thousand tons per year. The main contribution is made by wells that successfully penetrated 'sweet spots'; their production profile is similar to wells at fields with traditional reserves. All major Russian oil companies, with systemic support from the government, are engaged in geological research of the Bazhenov formation and development of technologies that allow for effective commercial exploitation.

Russia's official Energy Strategy to 2035 (adopted in 2020), includes «introduction into the economic cycle [...] of unconventional reserves (including the Bazhenov formation), as well as creation of conditions for development of small and medium enterprises in this field mainly on the basis of innovative domestic technologies and equipment» among the «key actions aimed at ensuring a stable, and under favorable conditions – growing, level of oil production».

Forecasts for shale oil production in Russia vary greatly. According to the OPEC forecast*, production is expected

*Отчёт World Oil Outlook (2020)

**Отчёт «Основные тенденции развития мирового рынка жидких углеводородов до 2035 года» (2019)

***Подробнее: <https://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SN175.pdf>

*World Oil Outlook report (2020)

57%. В Канаде и Аргентине доля LTO в добыче нефти внутри страны составляет 10% и 16% соответственно, в России - около 0,1%. Начало добычи LTO в Китае ожидается после 2020 года.

Крупномасштабная добыча LTO основывается на применении комплекса технологий, относящихся к направленному (горизонтальному) бурению и заканчиванию скважин системами многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

Этапы развития и стратегии добычи

Развитие добычи LTO можно разделить на два этапа, каждый со своей характерной стратегией добычи: (а) этап интенсивного развития в 2012-2018 годах (в США и Канаде) и (б) этап экстенсивного развития, который начался в 2018-2019 годах и продолжается в настоящий момент.

Этап интенсивного развития

Этап охватывает период от начала масштабной добычи в США в 2012-13 гг. (аналогичный процесс в Канаде начался несколько позже) до перехода к экстенсивной стратегии в 2018-19 годах.

На этом этапе происходит формирование отрасли сланцевой добычи нефти в США и её проверка на прочность в ходе кризиса 2015-16 годов. Один из ключевых драйверов на данном этапе – доступность для операторов добычи дешёвых денег (кредитных и акционерных). Развитие отрасли происходит силами большого количества компаний среднего и малого размера, для которых является органичным высокорискованный подход (high risk, high reward). Крупнейшие нефтяные компании подключились к процессу на более поздней стадии (исключение – ExxonMobil, который приобрёл лидера сланцевой добычи XTO в 2009 году).

Стратегия добычи на этом этапе нацелена на максимизацию объёмов добычи на ранней стадии добычи (то есть, максимизацию начальных дебитов).

Технологический потенциал нефтегазодобывающей отрасли США (прежде всего сектора оборудования и сервиса для добычи) обеспечил, в особенности в ответ на кризис низких нефтяных цен 2015-16 годов, мощный рост начальных дебитов (см. график 2) за счёт инноваций в бурении и заканчивании (увеличение размеров искусственного коллектора за счёт роста взаимосвязанных параметров – длины горизонтальной секции скважин, количества стадий МГРП и объёма закачки проппанта).

at the level of 7-10 million tons per year in the medium term (2025-2027) and up to 12-15 million tons per year in the long term (2030-2035). LUKOIL* forecasts that the level of 32 million tons/year is reached by 2030, and of 40 million tons/year by 2035. Gazprom Neft plans to produce 10 million tons per year in the Bazhenov formation by 2025**.

2. LTO Production Experience

Global LTO production currently consists of production in the United States, Canada, Argentina, and Russia. LTO commercial production in China has not yet begun, R&D and pilot operations are underway.

Full-scale LTO production is based on the application of technologies in the areas of directional (horizontal) drilling and well completion with multi-stage hydraulic fracturing (MSHF) systems.

The bulk of LTO production comes from the USA, where LTO's share of total oil production was 57% in 2019. In Canada and Argentina, the share of LTO in domestic oil production was 10% and 16% respectively; in Russia - about 0.1%. LTO production in China is expected to start after 2020.

Development Stages and Production Strategies

The development of LTO production can be divided into two stages, each characterized by its own production strategy: (a) stage of intensive development in 2012-2018 (in the U.S. and Canada) and (b) stage of extensive development, which began in 2018-2019 and continues at the moment.

Intensive Development Stage

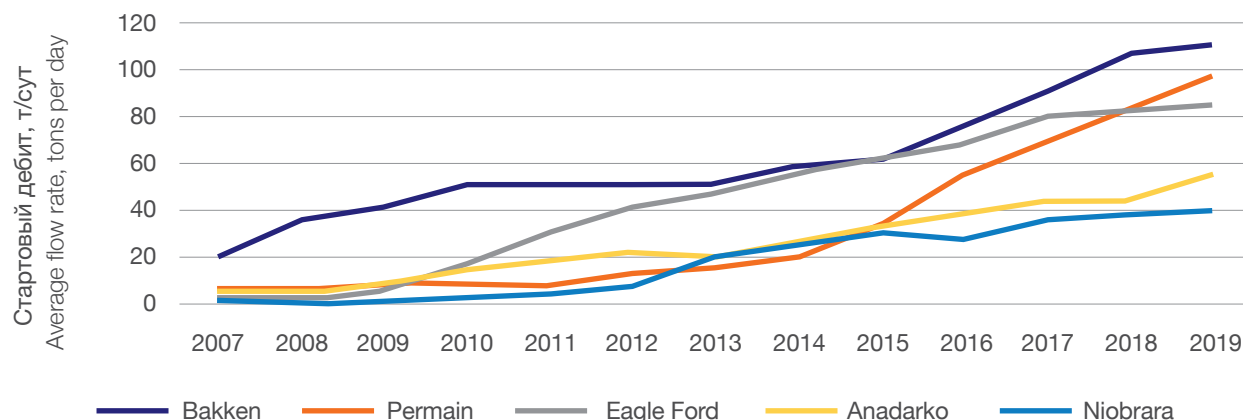
The stage covers the period from the start of full-scale production in the U.S. in 2012-13 (a similar process in Canada began later) until the transition to extensive strategy in 2018-19.

Over this stage, the U.S. LTO industry was formed and tested for strength during the 2015-16 crisis. One of the key drivers at this stage was the availability of cheap finance (credit and equity) for production operators. The industry was developed by a large number of medium- and small-sized companies, for which a high risk/high reward approach is organic. Major oil companies joined the process at a later stage, with the exception of ExxonMobil, which acquired leading LTO producer, in 2009.

Production strategy for this stage was aimed at maximizing production volume at the early stage (i.e., maximizing initial production rates).

*Key Trends in the Global Liquid Hydrocarbons Market to 2035 report (2035)

**For details see <https://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SN175.pdf>



Источник: EIA (U.S. Department of Energy)
Source: EIA (U.S. Department of Energy)

График 2: Средние дебиты первого месяца эксплуатации скважин на ключевых формациях LTO в США (2007-2019)
Chart 2: First month average production rates of well operation at key LTO formations in the United States (2007-2019)

Интенсивный характер добычи повлиял на **тренды в эксплуатации скважин (СЭ) и в механизированной добыче.**

На начальной стадии наиболее активно применялись методы мехдобычи, перенесённые с «традиционной» добычи нефти – прежде всего ЭЦН как наиболее эффективный метод для высокодебитной стадии добычи.

Увеличение средней длины горизонтальных участков скважин и среднего количества стадий МГРП привело к росту осложнений, связанных с фазовой неоднородностью и неравномерностью потока. В результате сильно снизилась наработка насосного оборудования и, как следствие, активное развитие получил газлифт в силу относительной устойчивости к подобным осложнениям.

В добыче LTO в США газлифт стал приоритетным СЭ в условиях наличия источника недорогого газа (условия сильно различаются в зависимости от формации). Мощным импульсом для применения газлифта стал кризис 2015-16 годов. При этом, мехдобыча играла второстепенную роль в анти-кризисном сокращении затрат на добычу, а после преодоления кризиса её значимость ещё некоторое время оставалась относительно низкой.

К 2018 году выбор СЭ на формациях LTO в США и Канаде структурировался в значительной степени на основе (а) уровня начальных дебитов и (б) доступности газа.

Газлифт и ЭЦН по состоянию на 2018-19 годы заняли сопоставимые доли рынка (по фонду скважин) – 38 и 34% соответственно. У каждого

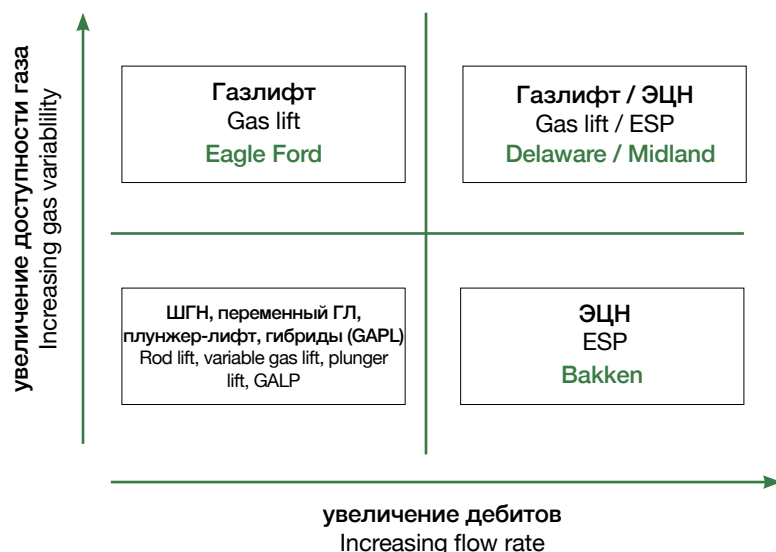
The technological potential of the U.S. oil and gas industry (primarily the oilfield equipment and services sector) provided for the strong growth in initial production rates, especially in response to the low oil price crisis of 2015-16 (see Chart 2), through innovation in drilling and completion (increasing the size of the artificial reservoir due to growth of interrelated parameters – length of well's horizontal section, number of stages of MSHF, and volume of proppant).

Intensive production shaped **trends in well operation and artificial lift (AL).**

At the initial stage, the most widely used methods of artificial lift were those transferred from 'conventional' oil production – primarily, ESP as the most effective method for the high-rate stage of production.

The growth in the average length of horizontal well sections and the average number of MSHF stages led to an increase in complications associated with multiphase flow distribution and flow turbulence in the well. As a result, the operating time (time to failure) of pumping equipment has significantly decreased. This led to solid growth in the use of gas lift due to its stronger resistance to such kind of complications.

Gas lift has developed into the priority AL method in U.S. LTO production under the conditions of availability of inexpensive gas, which varies significantly by formation. The crisis of 2015-16 was a powerful impetus for the use of gas lift. At the same time, artificial lift generally played a secondary role in the cost-cutting response to the crisis, as well as for some time after it had been overcome.



Источник: Собственный анализ (на основе материалов SPE)
Source: Own research (based on SPE materials)

График 3: Применение СЭ на формациях LTO в США в зависимости от величины дебитов и доступности газа

Chart 3: Dependence of AL methods application in LTO formations in the U.S. on flow rate and gas availability

СЭ сформировались свои «защищенные» ниши, основанные на ограничениях по доступности газа, сверхвысоким дебитам и другим параметрам. ШГН продолжили применяться традиционным образом – для эксплуатации скважины от низкодебитного этапа до окончания жизненного цикла.

Для этого этапа характерно применение нескольких СЭ на протяжении жизненного цикла скважины (ЖЦС), что влекло за собой необходимость смены оборудования, остановки скважины и проведение их ремонтов (до шести за ЖЦС). Уровень операционных затрат (которые включают мехдобычу) существенно вырос, вместе с тем сформировав ресурс для управления себестоимостью добычи.

Эксплуатация скважин и мехдобыча в логике полного ЖЦС на этом этапе ещё не имели достаточно оснований для масштабной эффективной реализации.

Этап экстенсивного развития

Переход к данному этапу имел место в 2018-19 годах, в настоящее время он продолжается. В дополнение к США и Канаде происходит становление нового важного сланцевого игрока – Аргентины, для которого характерны важные особенности.

В добыче LTO в **США/Канаде** происходит смены «парадигмы»: ключевым текущим приоритетом становится финансовые «здоровье» и «дисциплина»

By 2018, the selection of AL method on LTO formations in the U.S. and Canada was based on (a) the level of initial flow rates and (b) gas availability.

In 2018-19 gas lift and ESP had comparable market shares (by well stock) – 38 and 34 percent respectively. Each AL method has its own ‘incumbent’ niches based on restrictions on gas availability, ultra-high flowrates and other parameters. Rod pumps continued to be used in the traditional way – for operating the well from the low-rate stage to the end of the life cycle.

This stage is characterized by use of several AL methods throughout the well’s life cycle (WLC), which involved changing equipment, shutting the well and doing workovers (up to six per the WLC). The level of operating costs (which include AL costs) increased significantly, while also forming a resource for managing the cost of production.

Well operation and AL at this stage had not yet had enough grounds for large-scale effective implementation in the logic of the full life cycle of the well.

Extensive Development Stage

The transition to this stage took place in 2018-19, and it is ongoing at present. In addition to the U.S. and Canada, Argentina has emerged as a new important LTO player with its own characteristic features.

A paradigmatic shift has been under way in LTO production in U.S./Canada, with the key priority becoming financial health and discipline on the part of the LTO operators, with the ultimate goal being an acceptable level of return on capital. As a result, the production strategy has been modified to focus on operating profitability and sustainable medium-term development. An important factor shaping this strategy is the significantly lesser ability of drilling and completion technologies to bring down production costs. Thus, managing operational costs becomes a higher priority.

This production strategy started being implemented prior to the fall in oil prices in March 2020, and presently its relevance has only increased.

In **Argentina**, this stage has seen the flagship LTO production project in the Vaca Muerta basin, operated by Argentinian company YPF, enter the commercial

у сланцевых компаний, имеющие целью получение приемлемого уровня возврата на капитал. Как следствие, видоизменяется стратегия добычи, которая теперь ориентируется на операционную рентабельность и устойчивое среднесрочное развитие. Важным фактором при формировании стратегии является значительное уменьшение возможностей технологий бурения и заканчивания по снижению себестоимости добычи. Таким образом, приоритетность управления операционными затратами становится сравнительно более высокой.

Данная стратегия добычи начала реализовываться до падения цен на нефть в марте 2020 г., в настоящем её актуальность только возросла.

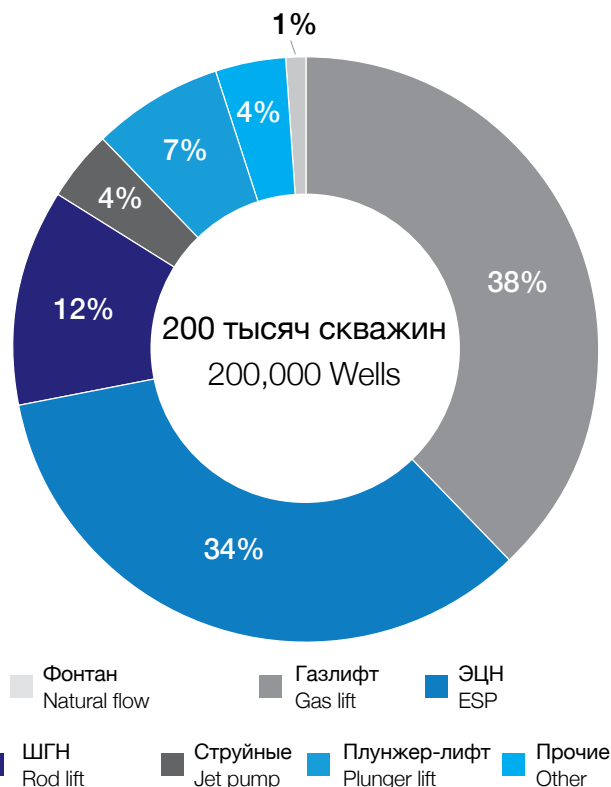
В **Аргентине** на данном этапе в бассейне Vaca Muerta вступил в фазу промышленной добычи флагманский проект добычи сланцевой нефти под операторством аргентинской компании YPF. Партнёром YPF является Chevron, обладающий значительными технологическими и управленческими компетенциями.

Стратегия добычи на проекте учитывает мировой опыт (прежде всего США) добычи LTO и изначально ориентирована на максимизацию долгосрочного финансово-экономического результата (NPV). В рамках проекта реализуется планомерное комплексное формирование всех звеньев отрасли сланцевой добычи для высокоэффективного «индустриального» подхода (factory model), после чего с 2018-19 годов началось масштабное строительство горизонтальных скважин. Добыча на ранней стадии ЖЦС не форсируется; скважина на стадии фонтанной добычи выводится на максимальный дебит на протяжении длительного периода с применением штуцирования. По состоянию на 2019 год на Vaca Muerta на режиме фонтанирования работало 18% фонда скважин, в то время как в США этот показатель в среднем составлял лишь 1%.

Текущие тренды в мехдобыче

На текущем этапе операторы добычи сланцевой нефти придают больший, в сравнении с предыдущим периодом, приоритет операционным расходам как ресурсу повышения эффективности.

Как следствие, в период до начала кризиса весны 2020 года имели место снижение спроса на «бандажные» технологии (используя выражение президента SPE Шоны Нунан)* и активизация технологического развития в области мехдобычи



Источник: Kolawole O., Gamadi T., Bullard D. Comprehensive Review of Artificial Lift System Applications in Tight Formations/ SPE-196592-MS. – 2019
Source: Kolawole O., Gamadi T., Bullard D. Comprehensive Review of Artificial Lift System Applications in Tight Formations/ SPE-196592-MS. – 2019

График 4: Распределение фонда скважин для добычи LTO в США по способам эксплуатации, % (2018)

Chart 4: Distribution of LTO production wells in the U.S. by AL method, % (2018)

production phase. YPF's partner in the project is Chevron, which holds extensive technological and managerial competencies.

The project's production strategy takes into account the global experience (primarily from the U.S.) of LTO production and focuses on maximizing the long-term financial and economic result (NPV). The project has been implementing a comprehensive plan of developing all parts of the LTO production industry within a high- efficiency 'industrial' approach (factory model), following which large-scale drilling of horizontal wells began in 2018-19. Production at the early stage of the WLC is not forced; the well at the stage of natural flow production is brought to maximum flow rate very gradually using choking. As of 2019, Vaca Muerta had 18% of the well stock operating at natural flow, compared with only 1% in the U.S.

Current Trends in Artificial Lift

At the current stage, LTO operators give higher priority to operating expenses as a resource for improving efficiency compared to the previous period.

*Shauna Noonan, "There Is No Silver Bullet: Strengthening the Fundamentals", Journal of Petroleum Technology, April 2020

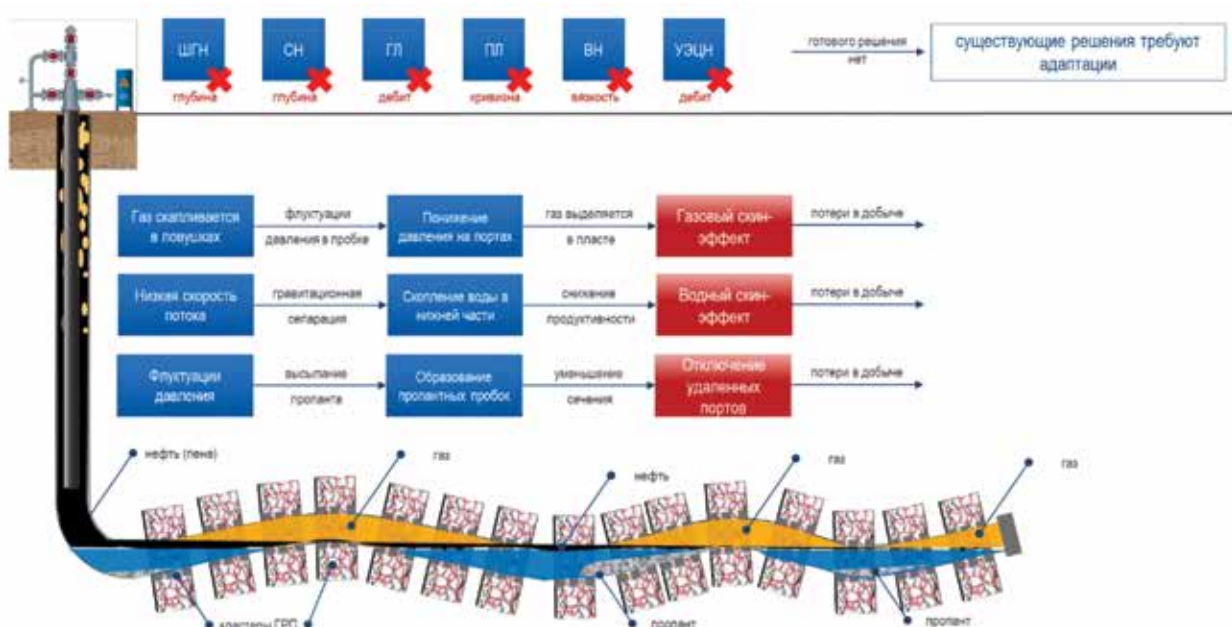


График 5: Типовые осложнения на скважине с ГЛ и МГРП

на ЛТО, причём инновационные решения активно предлагают в том числе российские производители (о чём подробнее будет сказано ниже).

Целый ряд новых технологических решений преодолевают ключевые ограничения по направлениям, где раньше у отдельных видов мехдобычи были «защищенные ниши». Принципиально важно, что появились новые технические решения, которые способны охватывать полный (или близкий к тому) жизненный цикл скважины для сланцевой добычи.

Установки электроцентробежных насосов (ЭЦН) за счёт конструктивных инноваций и новых материалов, дополнительного оборудования (газосепараторы, частотные регуляторы) стали более устойчивыми ко многим осложнениям (газовый фактор, мехпримеси и др.) и расширили применение на низкодебитной стадии ЖЦС.

Газлифт за счёт инженерных решений, сокращающих удельный расход газа, а также снижения удельных затрат вследствие появления аренды газокomppressorного оборудования, расширил возможности применения по всему ЖЦС.

ШГН за счёт длинноходовых решений расширили применение на высокодебитной стадии.

Гибридные решения получили широкое распространение (например, газлифт + плунжер-лифт) или находятся на подходе к промышленному

As a result, during the period preceding the crisis that struck in the spring of 2020, there was a decrease in demand for «bandage technologies» (to use the expression of SPE President Shauna Noonan)* and stronger technological development of AL for LTO. A range of innovative solutions has been developed with an important role played by Russian manufacturers (see more details below).

New technologies have overcome the key limitations that previously formed 'protected niches' for certain AL methods. Crucially, new solutions can cover the full (or close to it) life cycle of an LTO well.

Electric submersible pumps (ESP) have become more resistant to complications (gas, solids etc.) and have expanded their use at the low-rate stage of the WLC, due to innovation in equipment design and new materials, as well as to application of auxiliary equipment (gas separators, frequency regulators).

Gas lift has expanded its application possibilities throughout the full WLC due to engineering solutions that reduce per-unit gas consumption, as well as through emergence of the gas compressor rental market.

Rod pumps expanded application at the higher rate stage due to long-stroke solutions.

*Shauna Noonan, "There Is No Silver Bullet: Strengthening the Fundamentals", Journal of Petroleum Technology, April 2020

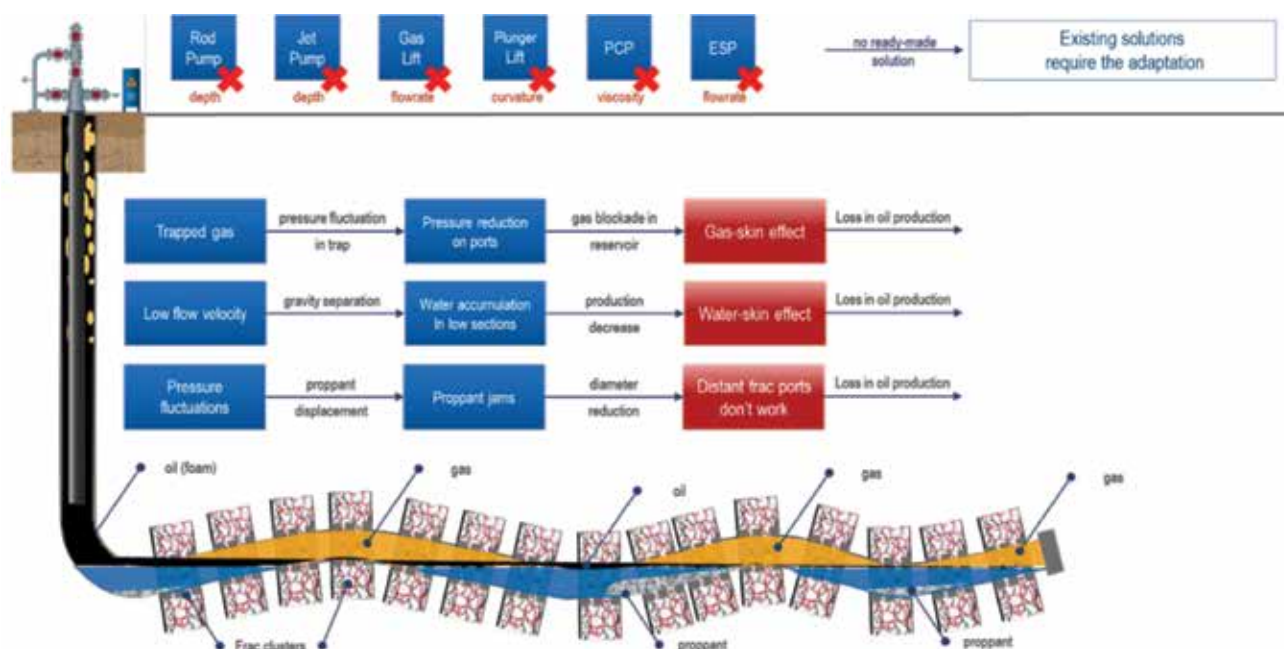


Chart 5: Typical complications on horizontal well with MSHF

внедрению (напр., объемный насос с погружным линейным приводом).

Как результат, качественно изменился характер конкуренции между видами мехдобычи, поскольку теперь они во всё большей мере претендуют на роль преимущественного или даже единственного СЭ для скважины на протяжении её полного жизненного цикла.

При этом, среди СЭ нет доминирующего лидера по масштабам применения на LTO. На каждой геологической формации и в каждой нише применения (эксплуатационные условия, этап ЖЦС) имеет место своя специфическая конкурентная ситуация, что обеспечивает рыночный спрос для каждого из основных методов.

Способы эксплуатации в рамках жизненного цикла скважины

При добыче LTO на выбор СЭ в определяющей степени влияют конструкция скважины (протяженный горизонтальный ствол и многостадийный ГРП) и профиль добычи, для которого характерно быстрое падение дебитов (за первые 6 месяцев – на 50-65%, за первые 12 месяцев – на 65-80%). Применение большого количества стадий ГРП обуславливает проведение так называемых «скоростных» ГРП, что в свою очередь требует увеличенного диаметра горизонтального ствола. Как следствие, возникают характерные осложнения: низкая скорость потока после первого месяца эксплуатации, недостаточная

Hybrid solutions are being used wider (for example, gas lift + plunger lift) or are on their way to commercial application (for example, positive displacement pump with a submersible linear drive).

Consequently, competition between AL methods has changed qualitatively, since some of them are increasingly claiming to be applied as the primary or even single AL method for the full life cycle of a well. However, there is no dominant leader among AL methods applied on LTO. Each geological formation and each application segment (operational conditions, stage of WLC) has its own specific competitive situation, which ensures market demand for each of the main methods.

AL Methods Across the Well Life Cycle

In LTO production, the choice of AL method is largely influenced by the design of the well (extended horizontal section, multi-stage hydraulic fracturing completion) and the production profile, which is characterized by a rapid decrease in production rates: after the first 6 months – by 50% to 65%, after the first 12 months – by 65% to 80%. A large number of frac stages requires so-called «high-speed» frac jobs, which in turn requires an increased diameter of the horizontal borehole. As a result, there are typical complications: low flow rate following the first month of operation that is insufficient for removal of the heavy phases (water, solids and proppant); gas and liquid plugs and slugging in the well.

Almost all LTO wells require the consecutive use of two or more AL methods, since at present there is no

СЭ / Параметр SE / Parameter	Струйный насос Jet pump	ЭЦН ESP	Газлифт Gas Lift	ШГН Rod Pump	Плунжер лифт Plunger Lift
Глубина пласта (TVD) TVD	до 5000 м <5000 м	до 5000 м <5000 м	до 5000 м <5000 м	до 2000 м <2000 м	до 6000 м <6000 м
Обсадная, мм Casing, mm	≥88,9	≥114,3	≥88,9	≥114,3	≥114,3
Кривизна, гр./30 м DLS, / 30 m	без ограничений No limits	<5	без ограничений No limits	<5	<15
Дебиты, тонн/сутки Flow rate, tons per day	40-2000	27-7000	до 7000 <7000	до 68 <68	13-68
Газовый фактор, м³/ м³ // оценка* GOR, m³/m³ // estimate*	90-350 и выше // 4-5 90-350 and higher // 4-5	<90 (без газосепаратора) // 2-3 <90 (without gas separator) // 2-3	90-350 и выше // 5 90-350 & higher // 5	<90 // 3-4 <90 // 3-4	250 и выше // 5 250 & higher // 5
Мехпримеси, оценка* Solids, estimate*	3	2-3	4	3-4	3
Темп., гр. С Temperature, °C	до 260 <260	до 149 <149	до 204 <204	до 260 <260	до 260 <260
КПД системы, % Efficiency, %	10-30	35-60	10-30	45-60	
Метод смены оборудования Well intervention	канатная техника/ подъемник Wireline / Rig	подъемник Rig	канатная техника Wireline	подъемник Rig	канатная техника Wireline
Источник энергии Energy source	насос/компрессор Pump / Compressor	э/энергия Grid	компрессор Compressor	э/энергия Grid	компрессор Compressor
ОРЕХ (уровень) OPEX level	средний Medium	низкий Low	высокий High	средний Medium	средний Medium

Источник: Собственный анализ (на основе материалов SPE) - Source: Own research (based on SPE materials)

*Оценка устойчивости оборудования к осложнению: 1- минимальная, 5 – максимальная

*Estimate of equipment's resistance to complications: 1 - minimum, 5-maximum

Таблица 1: Основные характеристики стандартного оборудования для СЭ

Table 1: Main parameters of standard equipment for AL

для выноса тяжелой фазы (воды, механических примесей и проппанта); газовые и жидкостные пробки; нестабильный пробковый режим (slugging) работы скважины.

В рамках ЖЦС на ЛТО можно выделить несколько стадий, разделяемых уровнем дебита.

Начальная: от откачки жидкости ГРП до выхода на режим и достижения максимального дебита. Типовые СЭ: режим фонтанирования, струйные насосы.

Первичная: от максимального уровня дебита до примерно 30 м³/сут. Типовые временные рамки стадии (на примере ЛТО в США) – 9-12 месяцев, в течение которых падение дебита от максимального уровня составляет 65-80%. Типовые СЭ: режим

equipment available on the market that as part of a single complex could work efficiently throughout the life cycle of the wells of this kind. Consequently, an upstream operator is faced with the task of planning out AL methods configurations, which requires taking into account the technical applicability of the equipment, as well as the cost of operating and replacing the equipment.

Table 1 compares the main AL methods used on LTO by key operating conditions and technical characteristics of standard (mass-used) equipment.

Several stages can be distinguished on the basis of flow rate within the LTO well life cycle.

Initial: from flowback of frac fluid to maximum flow rate. Typical production and AL methods: natural flow, jet pump.

Решения Solutions	Начальная стадия: выход на режим Flowback stage	Первичная стадия Initial stage			Вторичная стадия Secondary stage
		Сверхвысокодебитный Extra high flow rates	Высокодебитный High flow rates	Среднедебитный Medium flow rates	Низкодебитный Low flow rates
		Дебит выше 300 м³/сут Over 300 cub. m/days	Дебит 150-300 м³/сут 150-300 cub. m/day	Дебит от 30 до 150 м³/сут 30-150 cub. m/day	Дебит меньше 30 м³/сут Under 30 cub. m/day
Традиционные решения Traditional	Фонтан, струйные Natural flow, jet	ЭЦН (несколько типоразмеров) Фонтан ESP (several sizes) Natural flow	ЭЦН (несколько типоразмеров) ГЛ ESP (several sizes) Gas lift	ЭЦН (несколько типоразмеров) ГЛ ШГН (стандартные) ESP (several sizes) Gas lift Rod pump (standard)	ГЛ ШГН (стандартные) Gas lift Rod pump (standard)
Типовые текущие решения Current, typical	Фонтан, струйные Natural flow, jet	ЭЦН (несколько типоразмеров) Фонтан ESP (several sizes) Natural flow	ГЛ ЭЦН (несколько типоразмеров) Фонтан ШГН (длинноходовые) Gas lift ESP (several sizes) Natural flow Rod pump (long-stroke)	ЭЦН (несколько типоразмеров) ГЛ ШГН (стандартные и длинноходовые) ESP (several sizes) Gas lift Rod pump (standard and long-stroke)	ГЛ, переменный ГЛ (IGL), гибридные формы (PAGL / GAPL) ШГН (стандартные) Gas lift, Intermittent gas lift (IGL), Hybrids (PAGL / GAPL) Rod pump (standard)
Перспективные решения Propective	Фонтанно-механизированные комплексы для добычи нефти при максимальном покрытии ЖЦС Natural flow / AL integrated units for maximum coverage of well life cycle				

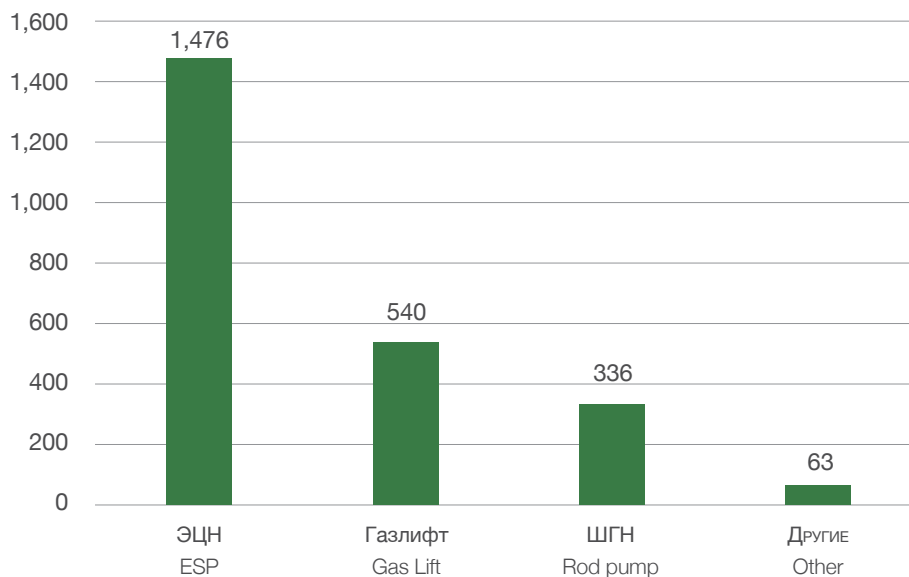
Источник: Собственный анализ - Source: Own research

Таблица 2: Основные характеристики стандартного оборудования для СЭ

Table 2: Main parameters of standard equipment for AL

фонтанирования (первые 3-6 месяцев), ЭЦН, газлифт, ШГН (при относительно низком начальном дебите).

Primary: from maximum flow rate to about 30 cub. m/day. Typical time frame (for LTO well in U.S.) is 9-12 months, over which flow rate decreases from maximum level by 65-80%.



Источник: Собственные расчёты - Source: Own research

Typical production and AL methods: natural flow (first 3-6 months), ESP, gas lift, rod pump (under relatively low initial flow rate).

Secondary: until the end of well operation. WLC of LTO well in the U.S. and Canada is typically 5-7 years (at the Bazhenov, WLC is estimated to reach up to 10 years for some wells), by which time flow rate decreases by 90-95% or more.

Well maximum flow rate establishes the possibility of using equipment pertaining to a single AL method to cover the fullest range of the well's life cycle.

Solutions based on jet and plunger lift pumps cannot cover

График 6: Спрос на мировом рынке оборудования для мехдобычи на LTO в разрезе СЭ, 2019 (млн долл.)

Chart 6: Global demand for AL equipment on LTO, 2019 (USD million)

Вторичная: до окончания эксплуатации скважины. Для добычи LTO в США и Канаде характерен ЖЦС примерно в 5-7 лет (на Бажене ЖЦС для части скважин прогнозируется до 10 лет), к этому времени падение дебита достигает 90-95% и более. Типовые СЭ: Газлифт, ШГН, плунжер-лифт.

Уровень максимального дебита скважины определяет возможность применения на максимально широком интервале ЖЦС оборудования в рамках одного конкретного СЭ.

Применяемые на формациях LTO струйные насосы и плунжер-лифт в силу ограниченности их функционала и интервала применения на ЖЦС не могут являться основой для решений для полного ЖЦС или значительной его части.

3. Рынки и коммерциализация

Спрос на оборудование для мехдобычи в сегменте LTO составил около 2,4 млрд долларов, что составляет 22% от всего рынка оборудования. Основными страновыми рынками являются США, Канада, Аргентина. Наиболее крупными и важными сегментами рынка механизированной добычи LTO являются ЭЦН и газлифт, на них суммарно приходится 83% рынка в денежном выражении.

Применяемое на LTO оборудование в значительной степени не является «эксклюзивным» для LTO и применяется при добыче **традиционной нефти** с использованием протяженных горизонтальных стволов и МГРП. В мировой нефтедобыче почти половина (47%) скважин такого типа в 2019 году была построена за пределами LTO, в том числе около 3700 горизонтальных скважин в России, на большинстве которых применялся МГРП. Этот рынок также следует учитывать как целевой при разработке технологий и оборудования для Бажена. Наиболее крупными иностранными рынками являются США, Канада и Китай.

На мировом рынке оборудования для мехдобычи в денежном выражении наибольшая доля приходится на ЭЦН – 46%, что соответствует 4,6 млрд долларов. В физическом выражении доля рынка составляет 16%, ей соответствует примерно 150 тыс. скважин.

В физическом выражении в мире доминируют ШГН за счёт эксплуатации огромного накопленного низкодебитного фонда неглубоких скважин, где на ШГН приходится 67% (640 тыс. скважин) в физическом выражении и 42% (4,2 млрд долларов) - в денежном.

the WLC of a LTO well due to their limited functionality and application range.

3. Markets and Commercialization

Demand for AL equipment in the LTO segment amounted to about \$ 2.4 billion in 2019, which is 22% of the total AL equipment market. The main country markets are the USA, Canada, and Argentina. The largest and most important segments of the LTO artificial lift market are ESP and gas lift, which together account for 83% of the market in monetary terms.

Equipment applied on LTO formations is largely not 'exclusive' to LTO. It is used in conventional oil production by means of long-reach horizontal wells and MSHF. Globally, almost half (47%) of wells of this type were drilled outside of LTO in 2019, including about 3,700 horizontal wells in Russia, most of which had MSHF. This market should also be considered as a target one when developing technologies and equipment for the Bazhenov. The largest foreign markets are USA, Canada, and China.

In monetary terms, ESP accounts for the largest share of the global AL equipment market with 46%, which corresponds to \$4.6 billion. In physical terms, its market share is 16%, which corresponds to about 150 thousand wells.

In physical terms, the global market is dominated by rod pumps, which is due to them operating on a huge accumulated low-rate stock of wells, where rod pumps account for 67% (640 thousand wells) in physical terms and 42% (\$4.2 billion) in monetary terms.

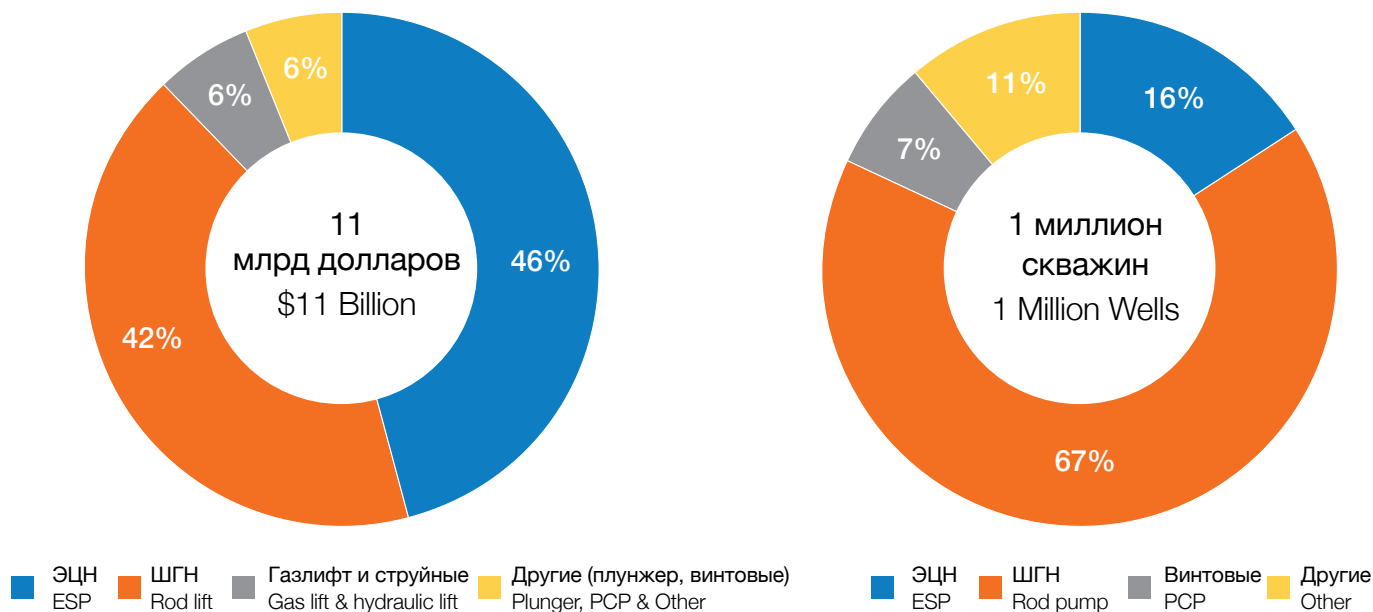
Gas lift solutions (not including surface compressor equipment) and hydraulic lift account for 6% (\$660 million) of the market in monetary terms; an equal share is held by equipment for other AL methods (plunger lift, PCP).

Methods other than ESP, rod pumps and gas lift account for a relatively small share of the global market – less than 16% of the well stock (under 160 thousand).

4. Opportunities for Russian Suppliers of AL Solutions

Russian equipment manufacturers hold very different positions in the two AL fields that jointly dominate (with a share of more than 80%) the LTO market.

On the one hand, they have strong or leading positions in a number of key innovative areas in the field of ESP, in particular in permanent magnet motors (PMM), high-speed units. The weakest positions are in the field of gas lift, due to its insignificant current use in Russian



Источник: Spears & Associates, анализ в рамках проекта
Source: Spears & Associates, own research

График 7: Мировой рынок оборудования для механизированной добычи в денежном и физическом выражении, 2019
Chart 7: Global market for AL equipment in monetary and physical terms, 2019

На группу решений для газлифта (не включая наземное компрессорное оборудование) и гидравлического лифта приходится 6% (660 млн долларов) рынка в денежном выражении, столько же – на оборудование для других СЭ (плунжер лифт, винтовые).

На методы помимо ЭЦН, ШГН и газлифта приходится относительно незначительная доля мирового рынка – меньше 16% по скважинам фонда (менее 160 тыс.).

4. Возможности для российских поставщиков решений для мехдобычи

В области оборудования для ЭЦН и газлифта, то есть тех методов механизированной добычи, которые совместно доминируют (с долей более 80%) на рынке добычи на LTO, российские производители занимают кардинально отличающие позиции.

С одной стороны, в области ЭЦН у них прочные или ведущие позиции по ряду ключевых инновационных направлений, в частности по двигателям на постоянных магнитах (PMM), высокооборотным установкам. Наиболее слабые позиции – в области газлифта, ввиду незначительного применения этого СЭ в российской нефтедобыче. Серьезный потенциал – у инновационных решений в области объемных насосов (в частности, с применением PMM).

oil upstream. Innovative solutions in the field of positive displacement pumps (in particular, applying PMM) have serious potential.

However, at present the domestic market offers no 'off-the-shelf' solutions that specifically address the particularities of Russian shale oil.

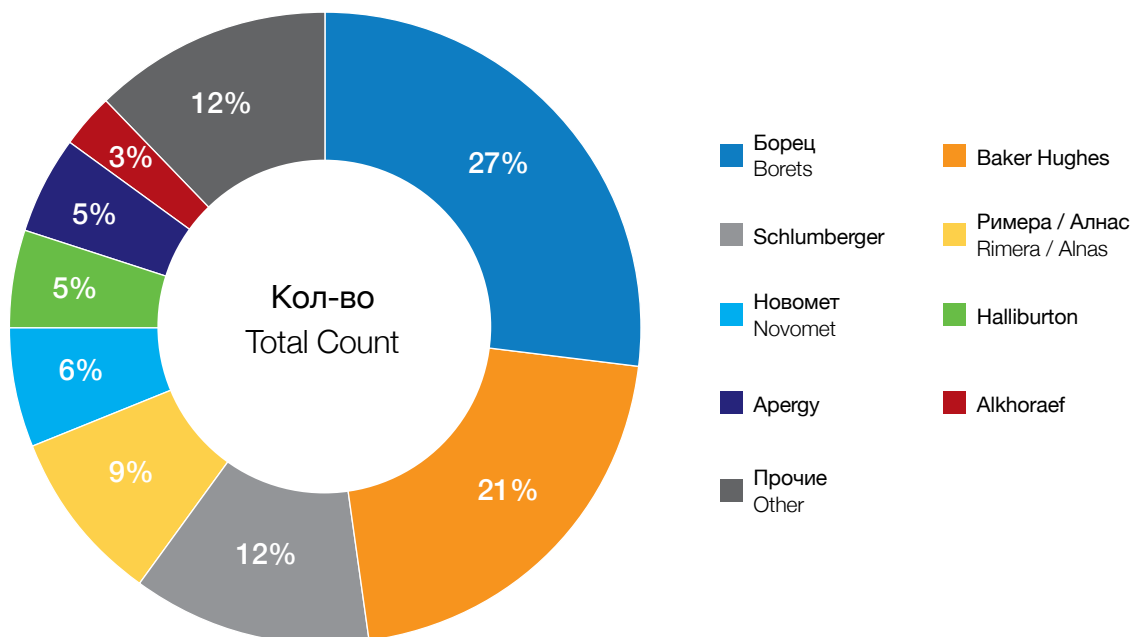
ESP

The market position of Russian suppliers is strongest in the field of ESP. Global production of ESPs in 2019 is amounted to about 45 thousand units. Of these, 42% were supplied by leading Russian manufacturers (Borets, ALNAS, Novomet), 38% - by international oilfield service majors (Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger). The total output of all Russian manufacturers is estimated at about 21 thousand ESP units per year (Chart 8).

The global ESP market was estimated at \$4.5-5 billion in 2019, the Russian market at \$1.5 billion. The U.S. and Canada are most attractive international markets in terms of both size and potential for diverse forms of commercialization.

The technological level of Russian manufacturers (in particular, Borets, Lepse, Novomet, among others) can be assessed as very competitive on a global level.

One of the most promising solutions for use in the conditions of the Bazhenov is the high-speed ESP unit with extended working range (8,000-12,000 rpm,



Источник: Борец, Apergy, собственные расчёты
Source: Borets, Apergy, own calculations

График 8: Производители ЭЦН: доли мирового рынка в физическом выражении, 2019

Chart 8: ESP Manufacturers: shares of global market in physical terms, 2019

В то же время на отечественном рынке скважинного оборудования отсутствуют готовые решения, учитывающие особенности разработки сланцевых месторождений нефти в РФ.

ЭЦН

Рыночные позиции отечественных производителей наиболее сильны в области ЭЦН. Мировое производство УЭЦН в 2019 году составило около 45 тысяч единиц. Из них 42% пришлось на ведущих российских производителей («Борец»,

rate of 8 to 300 cub. m/day, three standard sizes). Based on this solution, the unit allows to cover a very significant part of the WLC by a single AL method with the possibility of low-cost transition at the final stage of well operation to another AL method (for example, plunger lift).

Units developed and manufactured by «LEPSE» (Kirov) are presently in the pilot testing stage. The technological capabilities of other leading Russian

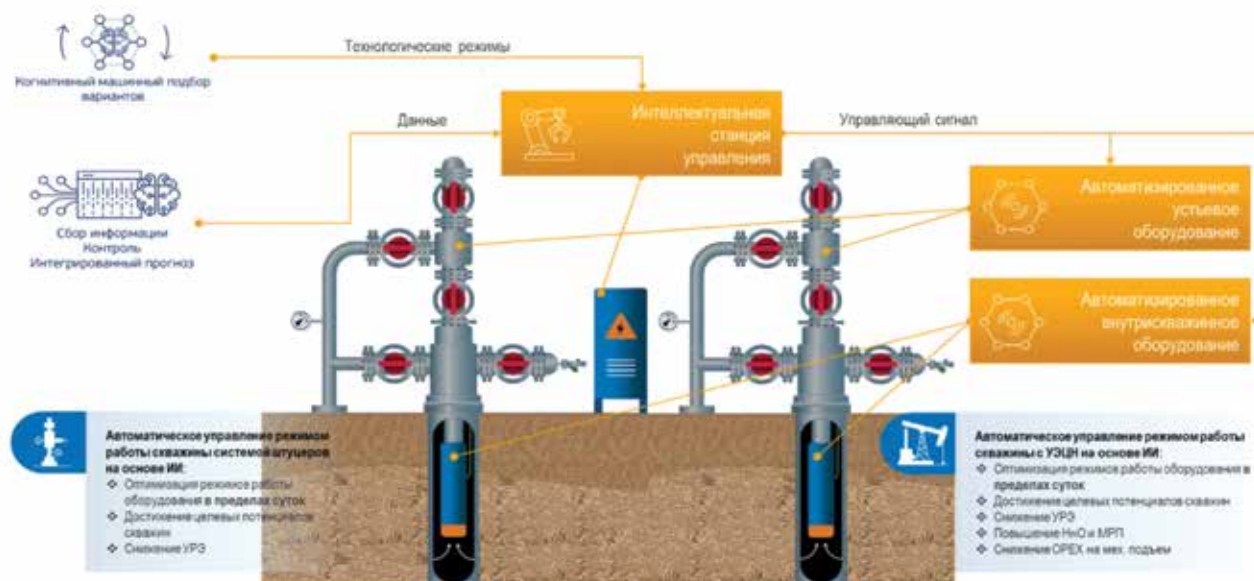


График 9: Комплекс фонтанно-механизированной добычи нефти

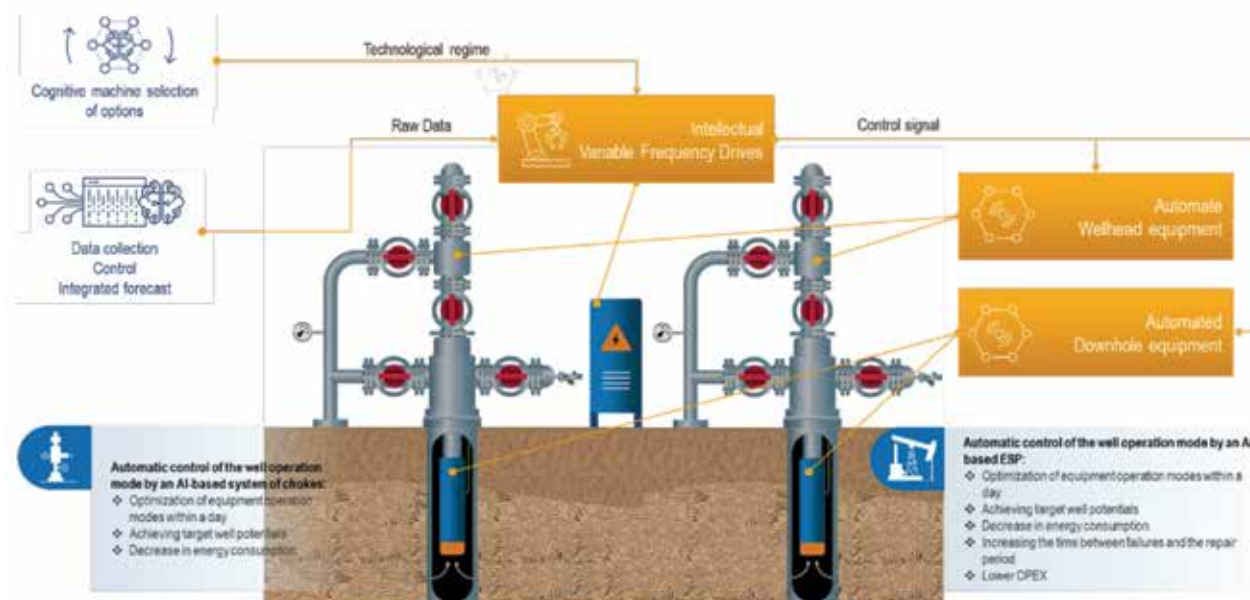


Chart 9: Natural flow / AL oil production unit

«Алнас», «Новомет»), 38% - на международных нефтесервисных гигантов (Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger). Суммарный объем производства всех российских компаний оценивается в примерно 21 тыс. установок ЭЦН в год (рисунок 8).

Мировой рынок ЭЦН по состоянию на 2019 год оценивался в 4,5-5 млрд долл., российский – в 1,5 млрд долл. Наиболее привлекательными иностранными рынками, в том числе с точки зрения потенциала применения различных форм коммерциализации, являются США и Канада.

Технологический уровень ряда российских производителей («Борец», «Лепсе», «Новомет» и другие) можно оценить как очень конкурентоспособный на мировом уровне.

В отношении применения в условиях Бажена одним из наиболее перспективных решений является высокооборотная установка ЭЦН с расширенной рабочей зоной (8000-12000 об./мин., подача от 8 до 300 м³/сут., в трёх типоразмерах). Комплекс на основе этого решения позволяет ограничиться применением одного СЭ на очень значительной части ЖЦС, с возможностью экономического перехода на завершающей стадии эксплуатации скважины на другой СЭ (например, плунжер-лифт).

По состоянию на текущий момент, в стадии опытно-промышленных испытаний находится комплекс оборудования, разработанного и произведенного АО «ЛЕПСЕ» (г. Киров). Технологические возможности

ESP players (Borets, Novomet, and others) to develop similar solutions are assessed by industry experts as high; their implementation depends to a key extent on confidence in commercial prospects.

The potential of this particular ESP solutions, as well as other, to contribute to the development of oil production from the Bazhenov are supported by a well-developed ESP sector in Western Siberia, including huge application experience, a large pumping services market, and a well-developed service infrastructure.

The digital transformation of the oil industry and the technological strategy of Gazprom Neft provide additional grounds to predict the introduction of a well pad natural flow/artificial lift unit (complex) in the near term. This unit will combine downhole equipment with intellectual control and Industry 4.0 achievements, which will allow to test the well, bring it to optimal flow with minimal degradation of the fractures and to maximize production efficiency by switching from natural flow to artificial lift without having to stop and re-complete the well (Chart 9).

ESP with extended working range is an example of a solution that suits commercialization based on the WLC not only through sale or lease of equipment, but also through selling a technological service of lifting the production fluid, with the requirement that the customer operate the equipment according to supplier's guidelines, while the supplier has the ability to remotely control the operation of the equipment. This represents a qualitatively new consumption format similar to 'plug and play' that minimizes the

ведущих российских игроков в области ЭЦН («Борец», «Новомет» и другие) по разработке подобных решений оцениваются отраслевыми экспертами как высокие, их реализация зависит в ключевой степени от уверенности в рыночных перспективах.

Возможности данного комплекса, а также других на основе ЭЦН, для развития добычи нефти на Бажене поддерживаются наличием развитого сектора ЭЦН в Западной Сибири, включая огромный опыт применения, ёмкий рынок насосного сервиса, наличие развитой сервисной инфраструктуры.

Цифровая трансформация отрасли и технологическая стратегия ПАО «Газпром нефть» позволяют прогнозировать применение в ближнесрочной перспективе единого кустового комплекса фонтанно-механизированной добычи. Комплекс объединит скважинное оборудование с интеллектуальным управлением и достижения Индустрии 4.0, что позволит освоить скважину, вывести ее на режим с минимальной деградацией созданных трещин и максимально эффективно осуществлять добычу, переходя от фонтанной эксплуатации к механизированной без глушения и полной смены оборудования (Рисунок 9).

УЭЦН с расширенной рабочей зоной представляет собой пример решения, которое позволяет осуществлять коммерциализацию оборудования на основе ЖЦС не только через продажу или аренду оборудования, но также через продажу услуги (технологического сервиса) по подъёму жидкости в течение оговоренного срока эксплуатации скважины, при соблюдении заказчиком условий эксплуатации оборудования и возможности со стороны поставщика дистанционно управлять работой оборудования. Таким образом, речь идёт о качественно новом потребительском формате, аналогичном «plug and play», в рамках которого минимизируется вовлечение покупателя в эксплуатацию и обслуживание оборудования.

Готовность заказчиков (операторов добычи) принять такую форму взаимодействия с поставщиками решения будет очень значительно различаться для конкретных страновых рынков и конкретных заказчиков.

Газлифт

Объём мирового рынка оборудования и услуг для газлифтной эксплуатации составляет 0,6 млрд

involvement of the consumer in the operation and maintenance of equipment.

The readiness of customers (upstream operators) to accept this form of interaction with solution providers will vary significantly for specific country markets and companies.

Gas Lift

The global market for gas lift equipment and services amounts to \$0.6 billion, of which LTO accounts for \$ 0.5 billion (2019).

The experience of LTO production in the U.S., Canada and Argentina underscores the key role of gas lift, and therefore potentially the high significance for LTO production at the Bazhenov, given the inherent variety of operating conditions across the vast territory of Western Siberia.

Use of gas lift in Russia may have prospects in the regions of Western Siberia where mixed-type (oil, natural gas, gas condensate) fields are common: northern part of KhMAO, YaNAO, northern part of the Krasnoyarsk region.

Due to the very limited current use of gas lift in oil production in Russia (the eastern part of the Orenburg oil field, developed by Gazprom Neft – Orenburg, is the only significant project on land), the market for equipment and services (engineering) in the field of gas lift is very narrow at present time.

Global experience points to the maturity of the gas lift method as a source of solutions for a complete WLC system with low unit costs and the possibility of implementation as an integrated project. Such solutions can be commercialized through a project implemented by the contractor for the full life cycle of the production target, or by the operator assuming the function of integrated project management.

Mobile gas lift solutions for well pads with gas sourced from a main pipeline and excess associated petroleum gas is utilized by being returned to the main pipeline, may be a promising direction for developing gas lift in Russia. A key element for this approach is mobile compressor stations, which are increasingly used by gas transportation companies*.

In order to form the technological and production base for the use of gas lift at the Bazhenov, it is advisable to

* For details see <https://mks.gazprom.ru/about/working/>

долл., из которых на ЛТО приходится 0,5 млрд долл. (2019).

Опыт добычи сланцевой нефти в США, Канаде и Аргентине говорит о его ключевой роли, а следовательно – о высокой потенциальной значимости газлифта также и для добычи сланцевой нефти на Бажене, учитывая свойственное ему многообразие условий эксплуатации на огромной территории Западной Сибири.

В РФ применение газлифта может иметь перспективы в регионах Западной Сибири, где распространены месторождения смешанного типа (нефть, природный газ, газовый конденсат): север ХМАО, ЯНАО, север Красноярского края.

В силу очень ограниченного текущего применения газлифта при добыче нефти в РФ (из значимых проектов на суше – только Восточный участок Оренбургского НГКМ, разрабатываемый ООО «ГПН-Оренбург»), сегмент оборудования и сервиса (инжиниринга) в области газлифта на текущий момент является очень узким.

Мировой опыт указывает на зрелость газлифтного метода как источника решений для полного ЖЦС с низкими удельными издержками и возможностью реализации как комплексного проекта. Коммерциализация таких решений может осуществляться в рамках комплексного проекта, реализуемого подрядчиком в отношении полного жизненного цикла объекта разработки, либо когда оператор добычи принимает на себя функции комплексного управления проектом.

Перспективным для развития газлифта в России может стать создание мобильных кустовых решений для газлифтной эксплуатации, «питающихся» магистральным газом и утилизирующих избыток попутного нефтяного газа для обратной сдачи в магистральный трубопровод. Ключевым элементом для такого подхода являются мобильные компрессорные станции, которые все активнее применяются газотранспортными предприятиями*.

В целях формирования технологической и производственной базы для применения газлифта на Бажене целесообразно сформировать российский центр компетенций по газлифтной эксплуатации,

form a Russian center of competence for gas lift, as well as to develop opportunities for technology transfer to the Russian market.

Innovative Methods of Artificial Lift

The submersible linear electric pump (SLEP; also called positive displacement pump with submersible drive) is one of the prospective innovative AL solutions for shale oil production. It combines the advantages of a linear submersible motor and a standard plunger pump used in rod pumps – compactness, ease of installation and maintenance. SLEP was designed for use in low-rate, highly deviated, unconventional wells.

SLEP's operating parameters overcome a number of key technical and economic limitations for using AL on the Bazhenov, including depth of reservoir (up to 3000 m), casing diameter, dogleg severity, gas and solids. Manufacturing of this type of equipment has been set up in Russia by Oil Avtomatika and Triol companies. Gazprom Neft is pursuing a SLEP technology development project, based on its own patented solutions.

Conclusions

- The global oil industry is witnessing conditions for qualitative changes in the field of artificial lift for LTO production, including development of technical and technological solutions for the full life cycle of the well. This is expected to have serious impact on reduction of operating costs.
- One solution of this kind that can be expected in the near term is an ESP-based natural flow/artificial lift oil production unit.
- Augmented with digital technologies, such solutions have the potential to create new customer value and new business models for oil production – for example, a technological service for the full life cycle of the well.
- Several Russian manufacturers of artificial lift equipment have proven capability to create advanced technological solutions (in particular, in the areas of ESP and SLEP).
- The Bazhenov formation is expected to become a promising market for the manufacturers in the medium term, while in the short term market demand will come from fields with low-permeable reservoirs in the Russian Federation. LTO production can serve as a 'springboard' market with mature and growing demand for highly efficient solutions for artificial lift.

* Подробнее: <https://mks.gazprom.ru/about/working/>

а также возможности по трансферу технологий на российский рынок.

Перспективные виды мехдобычи

Среди перспективных инновационных решений для добычи сланцевой нефти можно выделить погружной линейный электронасос (ПЛЭН; другое название – объемный насос с погружным приводом). ПЛЭН сочетает в себе преимущества линейного погружного двигателя и стандартного плунжерного насоса, используемого в ШГН – компактность, простота установки и обслуживания. Предназначен для применения на малодебитных, искривленных, нетрадиционных скважинах.

Характеристики ПЛЭН преодолевают ряд ключевых технико-экономических ограничений для механизированной добычи на Бажене, включая связанные с глубиной пласта (до 3000 м), а также с диаметром обсадной колонны, кривизной скважины, газовым фактором и мехпримесями.

Производство данного оборудования освоено в РФ компаниями «Ойл Автоматика» и «Триол». В компании «Газпром нефть» запущен технологический проект по созданию ПЛЭН, в конструкции которого заложены собственные запатентованные решения.

Выводы

- В мировой нефтедобывающей отрасли сформировались условия для качественных изменений в области механизированной добычи на сланцевых месторождениях, в том числе появление технико-технологических решений для полного жизненного цикла скважины, способных серьезно повлиять на снижение операционных расходов.
- В качестве подобного решения в ближнесрочной перспективе ожидается комплекс фонтанно-механизированной добычи нефти на основе ЭЦН.
- Дополненные цифровыми технологиями, такие решения могут создать для нефтедобычи новую потребительскую ценность и новые бизнес-модели – например, технологический сервис для жизненного цикла скважины.
- Целый ряд российских производителей оборудования для механизированной добычи имеют подтвержденную технологическую способность создавать передовые технологические решения (в особенности в области ЭЦН и ПЛЭН).

- Russian suppliers of artificial lift solutions need to be prepared to assume and maintain leadership positions. The role of oil companies is extremely important in forming constructive win-win interaction with technology developers. A cross-industry framework for consultation and coordination is required, particularly in the fields of standards, scientific studies, R&D, and development of technological competencies.

This article is based on the results of the study «Analysis of the global market for downhole equipment for shale oil production», commissioned by Gazprom Neft.

Sergei Rudnitsky, Oil and Gas Industry Consultant
Artyom Zatsepin, Analyst, Gazpromneft-Digital Solutions
Eugene Demin, Chief Specialist, Gazpromneft STC
Taras Yushchenko, Head of PVT and Well Operation, Gazpromneft-Technological Partnerships

- Перспективным рынком для производителей может в среднесрочной перспективе стать Бажень, в ближнесрочной – месторождения с низкопроницаемыми пластами в РФ. Опорным рынком может стать добыча сланцевой нефти (LTO) в мире, где востребованность высокоэффективных решений для мехдобычи сформировалась и будет возрастать.
- Российским поставщикам решений для мехдобычи необходимо обеспечить готовность к тому, чтобы занять и сохранить лидерские позиции. Роль нефтяных компаний является исключительно важной для формирования конструктивного взаимодействия (подход «win-win») с поставщиками решений. Необходим внутриотраслевой механизм консультаций и координации – в частности, в области стандартов, в научно-технических разработках и формировании технологических компетенций.

Статья основана на результатах исследования «Анализ мирового рынка скважинного оборудования для добычи сланцевой нефти», осуществленного по заказу ОАО «Газпром нефть».

Рудницкий Сергей Валериевич, консультант по нефтегазовой отрасли
Зацепин Артем Юрьевич, аналитик, ООО «Газпромнефть – Цифровые решения»
Демин Евгений Викторович, главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
Ющенко Тарас Сергеевич, руководитель направления, ООО «Газпромнефть – Технологические Партнерства»