



Сергей Рудницкий
Консультант по нефтегазовой отрасли

Sergei Rudnitsky
Oil and Gas Consultant

Казахстанская нефтедобыча: Эффективное бурение как приоритет

Kazakhstan Upstream: Drilling Efficiency a Pressing Priority

2017: Год достижений

В 2017 году в нефтяной отрасли Республики Казахстан (РК) произошёл ряд ключевых и знаковых событий.

По итогам года был достигнут исторический максимум добычи нефти – 86,2 млн тонн, что сразу на 10,5% превысило показатель 2016 года. Рост составил больше 8 млн т и был достигнут за счёт трёх «мега-проектов» под управлением ведущих международных нефтегазовых компаний: Кашаганский проект дал 8,2 млн тонн (рост добычи к предыдущему году – 7,5 млн т); Тенгиз и Карачаганак прибавили в годовом выражении по 8%; суммарно – 3,2 млн т.

Как результат, доля мега-проектов (далее – М3) в общей добыче по стране в 2017 впервые превысила уровень 50%: с 49% в 2015 году (до начала добычи с Кашагана) она выросла до 57% в 2017 году.

Учитывая сформированные и ожидаемые программы по увеличению добычи на всех проектах М3, суммарная доля в добыче по стране будет расти и дальше, с

2017: A Year of Achievements

Over the course of 2017, a number of landmark events took place in the oil and gas industry of the Republic of Kazakhstan (RK).

By year's end, oil production was at an all-time high, at 86.2 million tonnes, exceeding the 2016 level by 10.5%. This growth, amounting to more than 8 million tonnes, was achieved due to Kazakhstan's three "mega-projects" managed by some of the leading international oil and gas companies: The Kashagan Project produced 8.2 million tonnes (a growth of 7.5 million tonnes YoY); Tengiz and Karachaganak put on 8% each in annual terms, making up a total of 3.2 million tonnes.

As a result, the share of mega-projects (referred to as "M3" in this article) as a percentage of country-wide production exceeded 50% for the first time, up from 49% in 2015 (before production started in Kashagan), it increased to 57% in 2017.

Given the current and expected plans to increase production across all M3 projects, their aggregate share

перспективой достичь уровня в 2/3 в обозримом будущем.

За рамками мега-проектов

Вместе с тем, активное развитие проектов МЗ содержит риск того, что государственная поддержка развития нефтедобычи в остальной отрасли может не восприниматься как приоритет высокого порядка. Этому также способствует то, что конъюнктура мировых цен на нефть благоприятна в текущем моменте и на среднесрочную перспективу.

Реагируя на резкое ухудшение экономики нефтедобычи вследствие падения мировых цен на нефть в 2014 году, государство приняло ряд мер, в основном налоговые послабления, по ситуативной поддержке крупных социально-значимых компаний. Вместе с тем, на сегодняшний день не просматривается системная государственная программа поддержки нефтедобывающей отрасли, учитывающая ухудшающееся качество ресурсной базы, особенно по отношению к средним и малым нефтедобывающим компаниям. Как видно из принятого в этом году нового Кодекса «О недрах и недропользовании», государство фокусирует усилия на создании условий для поиска и разведки новых месторождений и геологических объектов, по всей видимости исходя из понимания того, что традиционные нефтедобывающие активы не имеют перспективы увеличить объемы добычи.

Данная статья фокусируется на анализе актуальных аспектов нефтедобычи и бурения за периметром МЗ; то есть в основной по количеству компаний, объёму бурения и численности работающих части отрасли (далее - Отрасли); везде будет идти речь об этой группе, если не указано иное.

В рамках анализа для сопоставления в основном используются показатели за следующие годы: 2017 (пост-кризисный), 2015 (кризисный) и 2013 (пред-кризисный). В части ряда ключевых показателей используется сопоставление на уровне отрасли в целом и отдельных компаний с РФ и США (в частности с Татнефтью, которая имеет ряд важных сходств с Отраслью).

Добыча и эксплуатационное бурение

Добыча нефти по Отрасли в 2017 году сократилась более чем на 6%, при этом темпы падения за этот

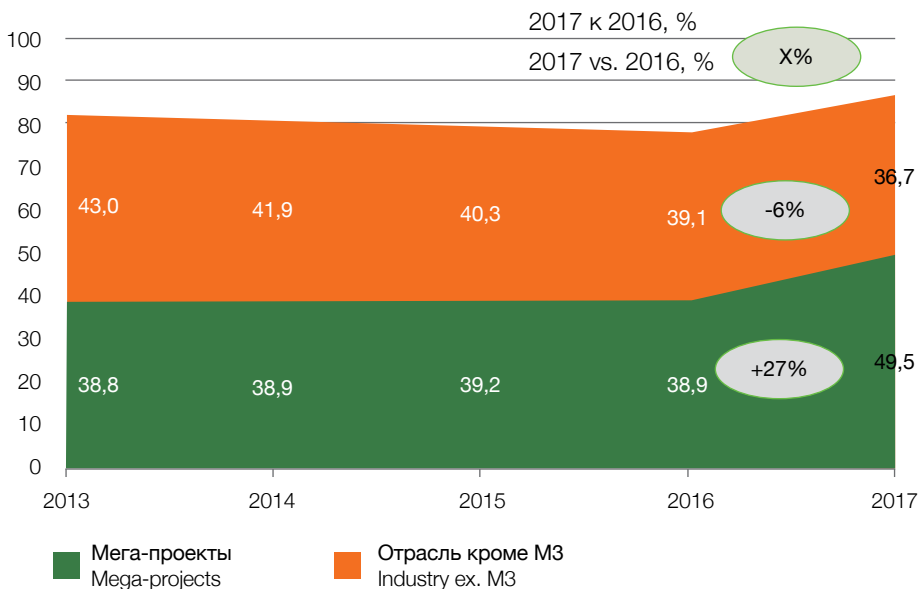


Рис. 1. Добыча нефти в РК: Распределение по ключевым группам

Fig 1. Oil production in RK: distribution by key groups

Данные компаний; Министерство энергетики РК Company data; Ministry of Energy of RK

in the country's total production will continue to grow, promising to reach 2/3 in the foreseeable future.

Beyond Mega-Projects

At the same time, the active development of M3 projects comes with the risk that government support for the development of oil production in the rest of the industry may not be viewed as a high priority. This is further reinforced by the fact that the global oil pricing environment is currently favorable and is expected to remain so in the mid-term future.

In response to the drastic deterioration of the economics of oil production caused by sinking global oil prices in 2014, the government took a number of measures, mainly tax exemptions, aimed at providing ad hoc support to large, socially significant companies. However, the existing government agenda does not seem to offer well-defined systemic support to the oil production industry that would take into account the deteriorating quality of the resource base, especially in relation to medium and small oil companies. As can be inferred from the new Code on Subsoil and Subsoil Use, adopted this year, the government is focusing its efforts on setting the stage for the exploration of new fields and formations, apparently based on the view that the traditional oil-producing assets have weak prospects of increasing production.

This article focuses on oil production and drilling beyond the M3 perimeter – the part of the industry (hereafter referred to as the “Industry”) which has the largest number of companies, drilling volumes and number of persons employed. Unless otherwise specified, it is this group that we will be referring to.

	Компания-заказчик Customer company	Добыча, 2017, млн т Production, 2017, million tonnes	Экспл. бурение: доля в общем по РК Prod. drilling: share in RK's total	Динамика экспл. бурения, 2017 к 2013 Prod. drilling dynamics, 2017 vs. 2013
1	Мангистаумунайгаз - MangistauMunaiGas	6,36	26,0%	39%
2	Озенмунайгаз - OzenMunaiGas	5,48	15,4%	-28%
3	СНПС-Актобемунайгаз - CNPC-AktobeMunaiGas	3,95	15,4%	-43%
4	Эмбамунайгаз - EmbaMunaiGas	2,84	3,7%	-47%
5	Казгермунай - KazGerMunai	2,80	3,2%	-9%
6	Каражанбасмунай - KarazhanbasMunai	2,14	2,9%	-22%
7	Бузачи Оперейтинг - Buzachi Operating	1,42	2,8%	-60%
8	ПетроКазakhstan Кумколь Ресорсиз - PetroKazakhstan Kumkol Resources	1,16	1,9%	-69%
9	Каспий нефть - Caspiy Neft	0,85	1,1%	-21%
10	Жайыкмунай - ZhaikMunai	0,67	1,4%	-54%
11	Кольжан - Kolzhan	0,58	2,2%	9%
12	Саутс-ойл - South Oil	0,53	1,6%	-24%
	Всего по Отрасли - Total for the Industry:	36,70	1,26 млн м	-39%

Рис. 2. Крупнейшие компаний Отрасли по добыче нефти и проходке в эксплуатационном бурении в 2017 г.

Fig 2. The largest companies in the Industry in terms of oil production and production drilling meterage in 2017

Информационно-аналитический центр нефти и газа (ИАЦНГ); данные компаний Information and Analytical Center of Oil and Gas» (IACOG); company data

год выросли вдвое (в 2016 году падение по году составило 3%). РД КМГ, крупнейший игрок в Отрасли, показал общее годовое падение добычи (на основных активах – Озенмунайгазе и Эмбамунайгазе) на 2%. Из шести компаний с годовой добычей свыше 2 млн тонн рост добычи показали три, причём только одном случае рост достиг уровня в 1% (Каражанбасмунай).

Эксплуатационное бурение в сумме по Отрасли достигло 1,26 млн т, превысив уровень кризисного 2015 года на 11%. При этом, показатель 2017 года остался глубоко ниже уровня пред-кризисного 2013 года – почти на 40%.

На бурение новых скважин в 2017 году пришлось 57% от всей дополнительной добычи по Отрасли, что заметно ниже уровня 2015 года (64%), но примерно соответствует уровню 2013 года. На втором месте – воздействие на призабойную зону, с 25%. Для сравнения, в РФ доля новых скважин в дополнительной добыче составляет около 65%.

Значение бурения новых скважин для суммарной добычи по Отрасли за последние годы резко снизилось: доля в 2017 году составила менее 4%, тогда как в 2013 она была на уровне 6,4%. Для сравнения, данный показатель в 2017 году был вдвое ниже среднего по РФ (7,9%). Показатели по российским компаниям сильно отличались:

Comparison will be mainly drawn between the data for the following years: 2017 (post-crisis), 2015 (crisis peak), and 2013 (pre-crisis). For a number of key figures, our industry-wide or company-level comparison will be made vis-a-vis the Russian Federation (RF) and the United States (e. g. Tatneft, which has some important similarities with the Industry).

Production and Production Drilling

Oil production across the Industry in 2017 declined by more than 6%, the rate of decline doubling year-over-year (compared to the 3% in 2016). KMG EP, the largest player in the Industry, registered a 2% YoY drop in production (for its key assets – OzenMunaiGas and EmbaMunaiGas). Out of six companies with an annual production exceeding 2 million tonnes, three showed growth in production, only one of them reaching the level of 1% (KarazhanbasMunai).

The Industry's total production drilling reached 1.26 million tonnes, exceeding the level of the crisis year of 2015 by 11%. At the same time, the figure for 2017 remained way below the pre-crisis level of 2013 – almost 40% lower.

57% of all incremental production in the Industry for 2017 came from new wells, which is considerably lower than the 2015 level (64%), but roughly the same as the 2013 figure. The second largest contribution of 25% was from bottom-hole zone treatment methods. For comparison, new wells in RF account for about 65% of the total incremental production.



Решение проблемы узкого диапазона окна бурения и минимизация поглощений

С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ЖИДКОСТЕЙ НА НЕВОДНОЙ ОСНОВЕ BaraECD®

Неконтролируемая эквивалентная плотность циркуляции может привести к гидроразрыву пласта при бурении и непроизводительному времени. Система бурового раствора BaraECD® призвана обеспечивать низкую и контролируемую эквивалентную плотность циркуляции при строительстве скважин, характеризующихся узким окном давлений, сводя тем самым к минимуму риск гидроразрыва пласта. Уникальный химический состав системы обеспечивает низкую вязкость и высокую выносящую способность для эффективной очистки скважины и предотвращения осаждения твердой фазы, а также снижает риски прихвата колонны труб и сальникообразования.

Свяжитесь с нами, чтобы получить информацию о возможностях оптимизации буровых операций и повышения ценности активов вашего предприятия.

halliburton.com/baroid

«Татнефть» – 4,4% (сопоставимо с Отраслью РК); примерно вдвое выше у ЛУКОЙЛа (8,5%) и в 4 раза выше у «Газпром нефти» (16%).

Таким образом, роль бурения остаётся доминирующей и в целом характерной для сильно выработанной ресурсной базы. При этом, ресурс снижения уровня бурения без риска обвального падения добычи является в целом исчерпанным – что во всей злободневности ставит на первое место вопрос эффективности.

Эффективность бурения

Рассмотрим основные показатели, характеризующие эффективность бурения и строительства скважин.

Продуктивность бурения, выраженная в объёме дополнительной добычи на 1 эксплуатационную скважину, на протяжении периода 2011-2017 годов в среднем по Отрасли оставалась примерно в одном диапазоне – 8,5-9,0 т/сутки, за исключением предкризисного 2013 года, когда она достигла 10,3 т/сутки. Такая стабильность характерна для Отрасли в целом, но по компаниям и регионам ситуация значительно разнится (см. Рис.3).

Кызылординская область являлась лидером по уровню продуктивности бурения на протяжении всего периода. Второй показатель – у Атырауской области; у неё самый высокий рост показателя с 2013 года – на 60%. Актобинская и Мангистауская области имеют показатели ниже средних по Отрасли примерно на 20%.

Для сравнения, аналогичный показатель у КПО (проект разработки Карачаганак) выше среднего по Отрасли почти в 100 раз, а у ТШО (Тенгиз) – ещё выше.

Показатель в среднем по РФ (34 т/сутки) в 3,9 раза выше показателя по Отрасли РК (соответствует значению индекса 387); показатель «Татнефти» – на 14% выше, чем в среднем по Отрасли.

Показатель дополнительной добычи на 1 метр эксплуатационной проходки, характеризующий уровень эффективности бурения, по результатам 2017 года в среднем по Отрасли был равен показателю 2011 года (1,15 т/м), сократившись на 20% к 2013 году (см. Рис. 4). Наиболее высокие результаты показали (с большим отрывом от остальных) компании Казгермунай, ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз и Каспий Нефть.

The volumes that new wells contribute to the total production across the Industry has reduced sharply in recent years: their share was less than 4% in 2017, whereas in 2013 it stood at 6.4%. For comparison, the 2017 figure was twice lower than the average for RF (7.9%). Individual Russian companies performed very differently in this regard: Tatneft stood at 4.4% (comparable with RK's Industry), LUKOIL's figure was approximately twice higher (8.5%), and Gazprom Neft's – 4 times higher (16%).

Thus, the role of drilling remains dominant and generally representative of a highly depleted resource base. At the same time, room for cutting back on drilling without risking a landslide decline in production are all but exhausted now – which is what pushes the question of efficiency into the foreground with all urgency.

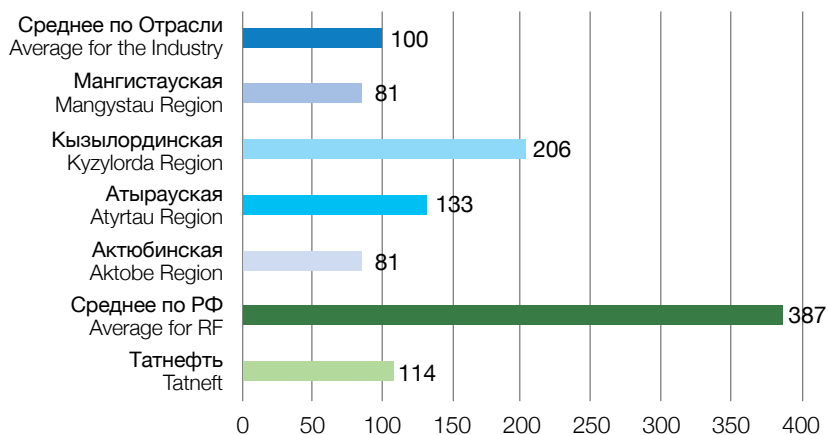


Рис. 3. Продуктивность бурения (т/1 экспл. скв.) в 2017 году, где 100=среднее значение по Отрасли

Fig 3. Drilling productivity (tonnes / 1 production well) in 2017, where 100 = average value for the Industry

Собственный анализ на основе ИАЦНГ, ЦДУ ТЭК РФ, данных компаний
Own analysis based on IACOG, TsDU TEK RF, company data

Drilling Efficiency

Considered below are the basic metrics characterizing the efficiency of drilling and well construction.

Drilling productivity, expressed as the incremental production output per production well, remained more or less in the same range between 2011 and 2017, making up some 8.5–9.0 t/day on average across the Industry, with the exception of the pre-crisis year of 2013, when it reached 10.3 t/day. Such stability has been registered for the Industry as a whole, but the situation differs significantly by company and region (see Fig 3).

Kyzylorda Region was the leader in terms of the level of drilling productivity throughout the entire period. The second place went to Atyrau, which registered the highest rate of growth in the period from 2013, at 60%. Aktope and Mangistau both performed at about 20% below the Industry average.



ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

НАШИ ТЕХНОЛОГИИ — ВАША УВЕРЕННОСТЬ.



Для стремительного и непрерывного развития мировых и отечественных технологий бурения нефтяных и газовых скважин жизненно важным является разработка и внедрение эффективных инноваций. «АРТ-Оснастка», являясь российским независимым разработчиком и производителем технологической оснастки для цементирования обсадных колонн, хорошо понимает это, и всегда движется в рамках мировых тенденций. Постоянное расширение научно-технической базы, разработка новых технологий и технических средств, позволяют оперативно предоставлять клиентам компании инновационные и эффективные решения поставленных задач.

Наши клиенты всегда уверены в своевременной поставке оборудования, соответствующего качества и в требуемом объеме. На протяжении многих лет технологиям «АРТ-Оснастка» доверяют крупнейшие нефтегазодобывающие и нефтесервисные предприятия России и стран СНГ, которые с уверенностью применяют продукцию «АРТ-Оснастка», в том числе при строительстве скважин на месторождениях со сложнейшими геолого-техническими условиями.

И для нас это является самой высокой наградой.



450095, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Крайняя, д. 2
Телефон/факс: +7 (347) 246-83-83
e-mail: mail@art-osnastka.ru
www.art-osnastka.ru

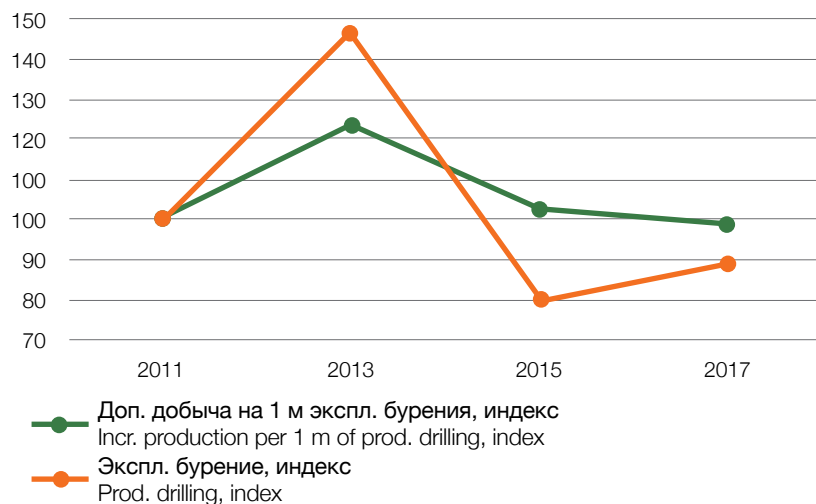


Рис. 4. Эффективность эксплуатационного бурения (т/м) в 2017 году, где 100=среднее значение по Отрасли в 2011 году

Fig 4. Production drilling efficiency (t/m) in 2017, where 100 = average value for the Industry in 2011

Собственный анализ на основе ИАЦНГ, ЦДУ ТЭК РФ, данных компаний
Own analysis based on IACOG, TsDU TEK RF, company data

На фоне тренда снижения эффективности, плавный рост эксплуатационной проходки с 2015 по 2017 год на 10% указывает на баланс между потребностью Отрасли в бурении и его технико-экономической обоснованностью.

Сравнение с российскими компаниями с высоким уровнем выработанности запасов показывает, что удельные показатели добычи на метр проходки в РК (Отрасль) и РФ сопоставимы (см. Рис. 5).

Анализ капложений в эксплуатационное бурение показывает, что удельные затраты (в долларах США на 1 м эксплуатационной проходки) в Отрасли РК, РФ (среднее по отрасли) и США (среднее по добыче сланцевой нефти) соотносятся следующим образом:

- удельные затраты на наклонно-направленных скважинах в РК на 50-70% выше, чем в РФ
- удельные затраты на горизонтальных скважинах в РК в 2-2,5 раза выше, чем в РФ
- удельные затраты на горизонтальных скважинах в РФ в 1,5-2 раза выше, чем в США

Сопоставление Отрасли РК с

«Татнефтью» показывает, что капложения на эксплуатационное бурение (\$/м) в Отрасли выше на 50%, продуктивность (т/скважина) сопоставима (разница составляет 10%), а эффективность

As a comparison, the same figure for KPO (the Karachaganak field development operator) is almost 100 times higher than the Industry average, and for TCO it is even higher.

Russia-wide, the same figure (amounting to 34 t/day) is 3.9 times higher than its counterpart for RK's Industry (which corresponds to the index value of 387), while Tatneft's performance is 14% above the Industry average.

According to the results of 2017, the drilling efficiency index, expressed as the incremental production output per meter of production drilling, was equal to the 2011 value Industry-wide (1.15 t/m), after a 20% decrease by 2013 (see Fig 4). The highest performers (leading the rest by a wide margin) were KazgerMunai, PetroKazakhstan Kumkol Resources, and Caspiy Neft.

The steady growth in production drilling meterage, totaling to 10% between 2015 and 2017, when considered on the back of the declining efficiencies, points to the balance between the Industry's demand for drilling and its economic feasibility. When comparing this with Russian companies working with highly depleted reserves, per-unit metrics (production per meter of drilling) are quite comparable between RK (Industry) and RF (see Fig 5).

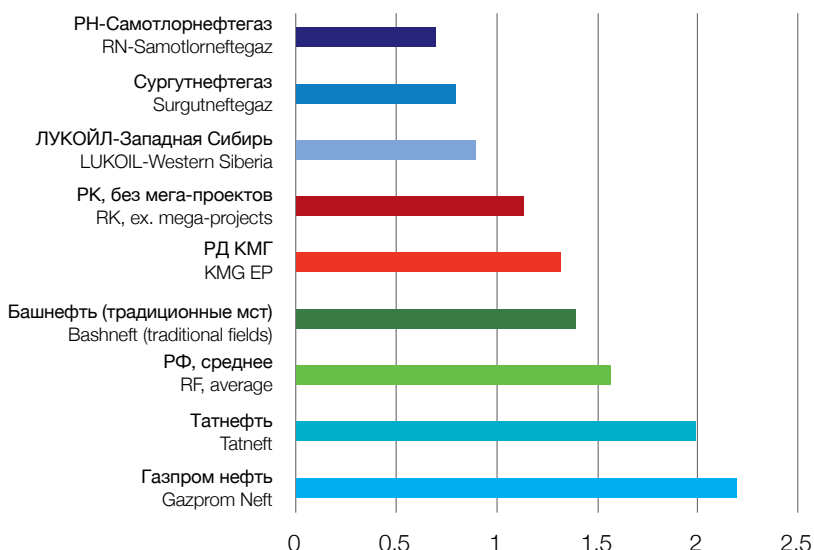


Рис. 5. Эффективность эксплуатационного бурения (т/м экспл. проходки), 2017
Fig 5. Production drilling efficiency (t/m of prod. drilling), 2017

Собственный анализ на основе ЦДУ ТЭК РФ, данных компаний, ИАЦНГ
Own analysis based on TsDU TEK RF, company data, IACOG

Analysis of capital investments in production drilling shows that the related unit costs (in U. S. dollars per 1 m of production drilling) in RK's Industry, in RF (industry average), and in the US (average for shale oil production)

эксплуатационного бурения (т/м) ниже на 75%. Таким образом, при сравнимом низком уровне продуктивности скважин, разница в общей экономической эффективности обеспечивается оптимальной технологией бурения (от выбора на уровне проекта до контроля подрядчика) и низким уровнем удельных затрат.

Устойчивое развитие нефтедобычи в рамках Отрасли безальтернативно требует системного повышения общей эффективности строительства скважин – как в части меньше тратить, так и больше добывать – на основе обоснованного применения современных технологических и управленческих решений в области бурения, реконструкции и заканчивания скважин, в первую очередь – горизонтальных.

Технологическое развитие

Официальный Прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан на 2018-2022 годы указывает, что в среднесрочной перспективе «прирост запасов углеводородного сырья будет происходить преимущественно за счет месторождений на море в Прикаспийском бассейне», то есть в основном за рамками Отрасли.

Перспективы роста добычи, связанные с реализацией масштабных совместных проектов – таких как проект «Евразия» по бурению сверхглубокой параметрической скважины – является ещё более отдалёнными.

Новые перспективные объекты разработки (трудноизвлекаемые запасы различных видов, подсолёвые залежи) имеются в традиционных регионах нефтедобычи с развитой инфраструктурой. При этом, их эффективная разработка представляет значительную сложность с точки зрения сочетания необходимых условий, включая адекватные технологические возможности, развитый рынок нефтесервиса, государственное стимулирование и другие. Требуется значительное повышение технологического и управленческого уровня в строительстве скважин, что в свою очередь диктует необходимость принятия недропользователями и государством комплекса мер, в том числе применение новых управленческих подходов, развитие конкуренции в недропользовании и на рынке нефтесервиса.

Осложняющим фактором для Отрасли является малое количество крупных игроков, способных использовать эффект масштаба для достижения стратегических целей: в 2017 году только 5 компаний имели объём бурения более 50 эксплуатационных скважин в год, и только 3 – более 100 (Мангистаумунайгаз, Озенмунайгаз, Каражанбасмунай).

compare as follows:

- unit costs for directional wells are 50–70% higher in RK vs. RF
- unit costs for horizontal wells are 2–2.5 times higher in RK vs. RF
- unit costs for horizontal wells are 1.5–2 times higher in RF vs. US

When comparing the RK's Industry vis-a-vis Tatneft, it shows that capital investments in production drilling (US\$/m) are 50% higher in the Industry, productivity (t/well) is more or less on par (the difference is 10%), and production drilling efficiency (t/m) is 75% lower. Thus, given the comparably low level of well productivity, the difference in overall economic efficiency is ensured by the optimal drilling technology (from well design to supervising contractors) and lower level of unit costs.

Sustainable development of oil production within the Industry is only achievable through a systemic increase in the overall efficiency of well construction – by both spending less and producing more – backed up by sound application of the latest technological and managerial solutions in the field of drilling, workover, and completion of wells, primarily horizontal ones.

Technological Development

The official Forecast of Socio-economic Development of the Republic of Kazakhstan for 2018–2022 points out that, in the mid-term future, “the increase in hydrocarbon reserves will occur primarily due to offshore fields in the Pre-Caspian Basin,”

Prospects for further production growth associated with the implementation of large-scale joint projects, such as the Eurasia project to drill a super-deep well, are, in our opinion, a more remote possibility.

New promising development targets (hard-to-recover reserves of various types, subsalt reservoirs) are located in traditional oil production regions with developed infrastructure. At the same time, the prospect of their effective development faces the challenge of putting in place the right combination of prerequisites, including adequate technological capabilities, a developed oilfield services market, government incentives, etc. Reaching a new higher level of technology and management in well construction, in turn, requires the subsoil users and the government to adopt a package of measures to that effect, including those promoting the use of novel approaches to management as well as the development of competition in subsoil use and in the oilfield service market.

An added challenge for the Industry is the small number of large players who are able to leverage economies

Необходимые и достаточные условия для перехода на новый технологический уровень в Отрасли динамично формируются. Целая группа компаний находится в процессе поступательного накопления опыта (learning curve) в отношении современных технологий строительства скважин. Важной предпосылкой стали осуществляемые на протяжении ряда лет серьёзные усилия и инвестиции компаний Отрасли в повышение уровня геологической изученности объектов разработки.

Проект разработки месторождения Карачаганак содержит наиболее передовой опыт в бурении и заканчивании горизонтальных скважин (ГС) на сухопутных месторождениях РК. ГС являются основным инструментом разработки месторождения, их длина составляет в среднем около 6500 м. На них применяются самые высокотехнологичные решения, включая многостадийный селективный гидроразрыв пласта на основе загущенной кислоты, но возможности по использованию технологического опыта с этого проекта в рамках Отрасли являются косвенными.

В рамках Отрасли объём горизонтального бурения пока находится на сравнительно невысоком уровне, составляя около 3% от проходки в эксплуатационном бурении.

«Флагманами» Отрасли в части испытания и внедрения наиболее современных технологий бурения являются наиболее крупные производители нефти, в частности РД КМГ и Мангистаумунайгаз (ММГ); важную и всё более заметную роль также играют компании среднего размера.

РД КМГ начал реализовывать проекты строительства ГС ещё до кризиса 2014 года, в основном в ОМГ. В последние несколько лет ценный опыт накоплен на объектах компании «Казгермунай», контролируемой РД КМГ. В частности, на месторождении Акшабулак применены технологии проводки ГС с помощью роторно-управляемых систем (РУС), а также реализован многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП).

Развитию компетенций РД КМГ в высокотехнологичном бурении способствует совместное предприятие «КМГ Нэйборс Дриллинг», сформированное в 2015 году для реализации программ бурения на месторождении Тенгиз.

ММГ и CNPC-Актобемунайгаз (обе – под контролем или операторством китайских нефтегазовых компаний) также начали массово бурить ГС до негативного изменения конъюнктуры нефтяных цен.

of scale to achieve strategic goals. In 2017, only 5 companies delivered a drilling output of more than 50 production wells per year, and only 3 of them delivered more than 100 (MangistauMunaiGas, OzenMunaiGas, KarazhanbasMunai).

Transitioning the Industry to a new level of technology calls for a set of necessary and sufficient conditions, which are still in the pipeline, but coming quickly. A whole group of companies are currently steadily advancing up the learning curve for modern well construction techniques. An important foundation for these were the serious efforts and investments made over a number of years by the oil companies in the Industry with the aim of reaching a new level of reservoir knowledge at their fields.

The Karachaganak field development project boasts some of the most advanced expertise in drilling and completion of horizontal wells (HW) in onshore fields in Kazakhstan. HWs are a primary tool for the development of these fields, with an average metered depth of about 6500 meters. They are the testing ground for the high-tech solutions, including selective multi-stage hydraulic fracturing using gelled acid. However, there are only indirect opportunities to transfer this expertise to the industry as a whole.

The level of horizontal drilling activity in Kazakhstan is still relatively low, amounting to about 3% of the total production drilling meterage.

The Industry's leaders in testing and implementing advanced drilling technology are the largest oil producers, in particular KMG EP and MangistauMunaiGas (MMG); mid-size companies also play a role that is becoming more and more important.

KMG EP began implementing HW construction projects before the crisis of 2014, mainly at OMG. In the last few years, valuable experience has been accumulated at the sites of Kazgermunai, a company controlled by KMG EP. For example, the Akshabulak field saw an application of HW targeting techniques using Rotary Steerable Systems (RSS) as well as an implementation of the multi-stage hydraulic fracturing (MSHF) method.

KMG Nabors Drilling, the JV set up in 2015 to implement drilling programs at the Tengiz field, is an important contributing factor for KMG NC to build up their competencies in high-tech drilling.

MMG and CNPC-AktobeMunaiGas (both controlled and/or operated by Chinese oil and gas companies) had also launched some sizable HW drilling projects before the oil pricing environment began to change for the worse.

ММГ осуществляет горизонтальное бурение на своих ключевых месторождениях Жетыбай и Каламкас; также имеет опыт реконструкции скважин путём бурения боковых горизонтальных стволов (БГС). CNPC-AMG строит ГС на месторождениях Жанажол, Кенкияк и Северная Трува; имеет опыт бурения ГС с применением РУС.

К компаниям среднего размера, чей опыт в области горизонтального бурения и заканчивания может быть интересен другим игрокам отрасли, относятся, в частности, следующие:

- Ансаган Петролеум (мст Северо-Западный Жетыбай): МГРП с 8 стадиями запланирован на 2018
- КоЖан (мст Морское): первые 4 ГС пробурены в 2017 году, в сочетании с 13 наклонными скважинами средняя продуктивность в 2017 году составила 18 т/сутки (в 2 с лишним раза выше средней по Отрасли)
- Маерск Ойл Казахстан, в настоящее время – Total Dunga (мст Дунга): одна из наиболее крупных в отрасли программ горизонтального бурения на основе передового международного опыта
- Фэлкон Ойл энд Газ/Condor Petroleum (мст Шоба): первое применение устройств контроля притока (ICD) на ГС в Казахстане (2016); первые ГС на неглубоких скважинах в Прикаспийской впадине, включая контроль пескопроявлений.

Среди других недропользователи среднего размера с соответствующим опытом - компании Емир-Ойл, Kazpetrol Group, Матен Петролеум, Сагиз Петролеум Компани.

Рост рынка: Перспективы для бизнеса

На сегодняшний день количество вводимых в Отрасли РК горизонтальных скважин можно оценить в 3-4% от общего числа эксплуатационных скважин. Для сравнения, в РФ этот показатель в 2017 году в целом по отрасли составил немногим более 40%. Показатели по крупным компаниям очень сильно разнятся – от 21% у «Татнефти» до 76% у «Газпром нефти».

Темпы роста физических объёмов горизонтального бурения на среднесрочную перспективу в 5 лет (2018-2022) можно оценить в диапазоне от 30 до 50%, при условии сохранения мировых цен на нефть на уровне не ниже 50-60 долларов за баррель.

Расширение применения горизонтального бурения в Отрасли будет означать рост объёмов рынков соответствующего сервиса и оборудования, включая сопровождение наклонно-направленного бурения, заканчивание скважин и другие. Также будет меняться характер договорных отношений между

ММГ carries out horizontal drilling at its key fields of Zhetybai and Kalamkas; it also has certain experience in reconstructing wells by horizontal sidetracking (HST). CNPC-AMG is making HWs at the Zhanazhol, Kenkiyak, and North Truva fields; its HW drilling experience also encompasses the use of RSS.

Mid-tier companies whose experience in the field of horizontal drilling and completion may be of interest to other players in the industry, include, in particular, the following:

- Ansagan Petroleum (North-West Zhetybai field): 8-stage MSHF planned for 2018
- KoZhan (Morskoye field): the first 4 HWs were drilled in 2017, their average productivity combined with that of 13 inclined wells was 18 t/day (more than 2 times higher than the Industry average)
- Maersk Oil Kazakhstan, now Total Dunga (Dunga Field): one of the largest horizontal drilling programs in the Industry based on international best practices
- Falcon Oil & Gas / Condor Petroleum (Shoba field): the first to apply inflow control devices (ICD) for a HW project in Kazakhstan (2016); the first HWs drilled in shallow well projects in the Caspian Depression, including sand control.

Other mid-size subsoil users with relevant experience are Emir-Oil, Kazpetrol Group, Maten Petroleum, Sagiz Petroleum Company.

Market Growth: Prospects for Business

To date, the number of horizontal wells commissioned in RK's Industry can be estimated at 3-4% of the total number of production wells. For comparison, in RF the same figure for 2017 was just upward of 40% industry-wide. The figures for large Russian oil companies vary greatly – from Tatneft's 21% to Gazprom Neft's 76%.

Mid-term projections of the rate of growth in horizontal drilling, expressed in physical units, place it somewhere between 30 and 50% by the end of the next 5 years (2018-2022), provided that global oil prices remain at a level not lower than US\$ 50-60 per barrel.

Wider use of horizontal drilling in the Industry will of course spell market growth for related services and equipment, including directional drilling services, well completion, and others. The nature of contractual relationships between customers and contractors will also have to change: from the turnkey contracts that are currently dominant in production drilling – toward enhancing the role of separately contracted services, including on day-rate terms. This should help strengthen competition on the drilling market, which at present is characterized by established relations between key customers and traditional drilling contractors.

заказчиками и подрядчиками: от доминирующего сегодня в бурении эксплуатационных скважин генерального подряда – в сторону увеличения роли раздельного сервиса. Вероятно, это усилит конкуренцию на рынке бурения, на котором сегодня сильны устойчивые отношения между ведущими заказчиками и традиционными буровыми подрядчиками.

Рынок технологического сервиса по сопровождению наклонно-направленного бурения (ННБ), в который входят телеметрия и каротаж в процессе бурения, РУС, ВЗД, имеет значительный потенциал роста. Для сопоставления, на сегодняшний день удельные затраты на ННБ в среднем на одну эксплуатационную скважину (всех типов) в российской нефтедобывающей отрасли составляют более \$60/метр – что примерно в 4 раза выше показателя по Отрасли РК (оценки для РК сформированы на основании данных по объёму рынка геологического и геофизического сервиса, опубликованных ассоциацией KazService). Среднегодовые темпы роста российского рынка сервиса ННБ с 2011 по 2017 год – то есть за период, когда доля горизонтального бурения выросла со скромных 11% до 41% – составляли 14%.

Рынок МГРП в Отрасли в настоящее время находится на очень ранней стадии развития. Операции МГРП осуществляются примерно на 1% от всех эксплуатационных скважин. Для сравнения, в РФ в 2017 году МГРП применялся почти на половине горизонтальных (46%) и примерно на 20% от общего числа эксплуатационных скважин. По абсолютным значениям (количество операций МГРП) российская отрасль опережает Отрасль РК более чем в 100 раз, являясь таким образом важным источником технологического опыта.

В перспективе услуги и оборудование, связанные с горизонтальным бурением, будут основным драйвером рынка нефтесервиса в Отрасли. По оценочным расчётам, при достижении горизонтальным бурением уровня 10% от эксплуатационного бурения, объём рынка нефтесервиса, связанного со строительством горизонтальных скважин, составит более 400 млн долларов в год, из которых на сопровождение ННБ придётся более 100 млн долларов.

Сланцевая нефть: перспективный бонус

С развитием технологических возможностей отрасли в области строительства горизонтальных скважин (включая проектирование, бурение, заканчивание) будет расти готовность приступить к

The market for directional drilling (DD) services, which includes measurement and logging while drilling (MWD and LWD), RSS, PDMs, has a significant growth potential. To compare, today the DD spend on an average production well (all types taken into account) in the Russian oil industry is more than US\$ 60 per meter – about 4 times higher than the respective figure for RK's Industry (estimates for RK have been prepared based on market size data for geological and geophysical services, as published by KazService). The average annual rate of growth of the Russian DD services market from 2011 to 2017 – that is, for the period when the share of horizontal drilling increased from a modest 11% to 41% – was 14%.

The multi-stage fracturing (MSF) market is currently at a very early stage of development in the Industry. Only about 1% of production wells involve MSF jobs. As a comparison, in 2017 MSF technology was applied in almost one-half of all horizontal wells in RF, which translates into approximately 20% of all production wells. In absolute terms (number of MSF jobs), the Russian industry is more than 100 times larger than RK's Industry, which may make it an important source of technological expertise.

In the future, services and equipment associated with horizontal drilling will be the main driver of the oilfield services market in the Industry. At the point when horizontal drilling reaches 10% of total production drilling, the size of the market for oilfield services associated with the construction of horizontal wells is estimated to exceed US\$ 400 million per year, of which more than US\$ 100 million will be for DD services.

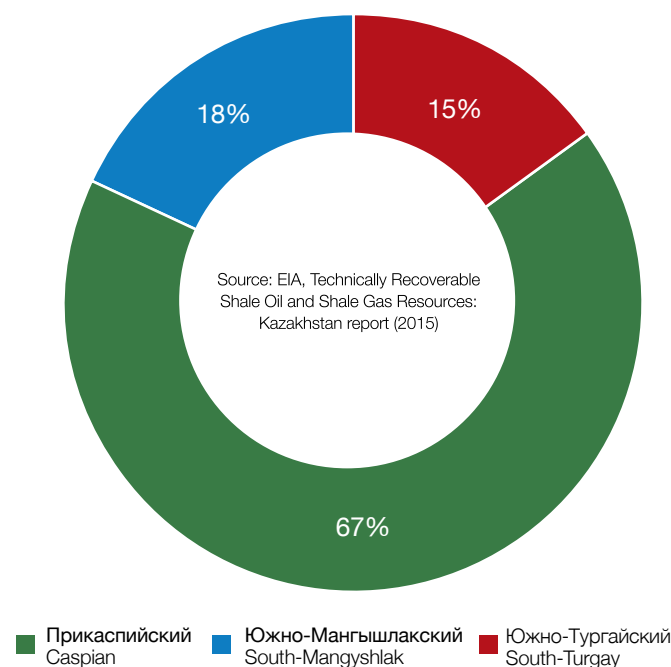


Рис. 6. Ресурсы сланцевой нефти в РК: Распределение по нефтегазовым бассейнам

Fig 6. Shale oil resources in RK: breakdown by oil & gas basin

разработке ресурсной базы сланцевой нефти. В 2015 году Агентство энергетической информации США (EIA) опубликовало оценку ресурсной базы сланцевых нефти и газа в Казахстане в рамках отчёта «Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Kazakhstan». Ресурсы нефти по категории *risked, technically recoverable resources* составили 10,6 млрд барр. При проведении оценки не рассматривались отложения на глубинах свыше 5000 метров (девон).

Две трети ресурсов пришлись на Прикаспийский бассейн, из них 90% - на его южный и восточный борты. Глубины залегания – от 3000 до 4500 м; эффективная мощность отложений – от 45 до 100 м; общее содержание органического углерода – в среднем 2-3%.

Сергей Рудницкий, Консультант по нефтегазовой отрасли
Sergei Rudnitsky, Oil and Gas Consultant

Shale Oil: A Promising Upside

The development of the Industry's technological capabilities in the field of horizontal well construction (including design, drilling, and completion) will also increase its readiness to embark on developing the shale oil resource base.

In 2015, the US Energy Information Agency (EIA) published a shale oil resource assessment for Kazakhstan (*Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Kazakhstan*). Oil resources classified as *risked, technically recoverable resources* amounted to 10.6 billion barrels. The assessment did not consider formations at depths exceeding 5000 meters (Devonian).

Two thirds of the resources were in the Pre-Caspian (North Caspian) Basin, of which 90% were located on its southern and eastern margins. The formation depths varied from 3000 to 4500m, net thickness from 45 to 100 m, and total content of organic carbon was on average 2–3%.



2019

7-й Российский Круглый Стол по Бурению

Апреля 2019 Москва

Ведущий российский форум для буровых профессионалов

Свыше 250 высококвалифицированных представителей ведущих российских нефтегазовых и буровых компаний

Презентации по технологиям бурения от российских и международных нефтегазовых операторов

Технологически ориентированные дискуссии за круглыми столами

**ЗАЯВИТЕ О СВОЕМ УЧАСТИИ
УЖЕ СЕЙЧАС!**

