

DOI: 10.34680/BENEFICIUM.2022.1(42).26-31

УДК 553.982.2:657.47:338.984

JEL O14, O4, Q35



ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

«ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРЕДЕЛ» КАК СРЕДСТВО ОПТИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Т.А. Худаяров, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Аннотация. Для обеспечения экономической эффективности, особенно в кризисных условиях, когда цены на углеводородное сырье находятся в зоне волатильности и отмечается дисбаланс спроса и предложения, российским нефтедобывающим компаниям необходимо снижать все виды затрат, в частности, минимизируя альтернативные издержки, связанные с потерями времени при строительстве нефтяных скважин, составляющими более 40% всех потерь. Цель представленного в статье исследования состоит в освещении и анализе результатов успешного проектного опыта АО «Тюменнефтегаз» по применению одного из инструментов концепции бережливого производства – «технический предел», – позволившего значительно сократить потери времени (непроизводительное время) при бурении нефтяных скважин на Русском месторождении. Теоретическую базу исследования составили научные труды, формирующие наилучшее представление о концепции бережливого производства и ключевых принципах внедрения его инструментов в практику компаний. «Технический предел» представляет собой универсальный инструмент по сокращению времени бизнес-процессов исключительно за счет организационных изменений, без привлечения новых технологий, оборудования и материалов. Процесс реализации проекта по внедрению инструмента «технический предел» АО «Тюменнефтегаз» представлен описанием четырех его этапов: планирование, подготовка (к процессу бурения), реализация (бурение), извлечение уроков. Проиллюстрировано распределение фактических временных затрат на бурение одной скважины до и после применения инструмента «технический предел»; рассчитан прогнозируемый значительный экономический эффект (около 800 млн. рублей) от его использования на территории всего Русского месторождения, состоящего из восьми действующих кустовых площадок. Выработаны рекомендации для проектного менеджмента в случае ретранслирования исследованного в статье успешного опыта АО «Тюменнефтегаз» в практику других предприятий нефтегазового сектора России.

Ключевые слова: бережливое производство, бурение скважин, непроизводительное время, нефтегазовая отрасль, производительность труда, резервы снижения затрат, строительство скважин, «технический предел»

Для цитирования: Худаяров Т.А. «Технический предел» как средство оптимизации затрат при строительстве нефтяных скважин // BENEFICIUM. 2022. № 1(42). С. 26-31. DOI: 10.34680/BENEFICIUM.2022.1(42).26-31

ORIGINAL PAPER

“TECHNICAL LIMIT” AS A MEANS OF OPTIMIZING COSTS IN THE CONSTRUCTION OF OIL WELLS

T.A. Khudayarov, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Abstract. To ensure economic efficiency, especially under crisis conditions, when hydrocarbon prices are in the zone of volatility and the imbalance of supply and demand is observed, Russian oil companies need to reduce all types of costs, in particular, minimizing the opportunity costs associated with time losses during the construction of oil wells, which constitute more than 40% of all losses. The purpose of the research presented in the article is to highlight and analyze the results of Tyumenneftegaz JSC successful project experience when applying one of the tools of lean production concept – “technical limit” – which allowed us to significantly reduce time losses (non-productive time) when drilling oil wells at the Russkoye oilfield. Theoretical base of the research was formed by scientific works, which form the best understanding of the lean production concept and key principles of its tools implementation in the companies' practice. “Technical limit” is a universal tool to reduce the time of business processes solely through organizational changes, without involving new technologies, equipment and materials. The project implementation process of introducing the “technical limit” tool of Tyumenneftegaz JSC is presented by describing its four stages: planning, preparation (to the drilling process), implementation (drilling) and the lessons learned. The distribution of actual time costs of drilling one well before and after the application of the “technical limit” tool is illustrated; the projected significant economic effect (about 800 mln rubles)

from its use on the overall Russkoye oilfield territory, consisting of eight multiple-well platforms, is calculated. Recommendations for project management in case of retranslating the Tyumenneftegaz, JSC successful experience studied in the article into the practice of other enterprises of the Russian oil and gas sector have been elaborated.

Keywords: lean production, well drilling, non-productive time, oil and gas industry, labor productivity, cost reduction reserves, well construction, "technical limit"

For citation: Khudayarov T.A. "Technical Limit" as a Means of Optimizing Costs in the Construction of Oil Wells // BENEFICIUM. 2022. Vol. 1(42). Pp. 26-31. (In Russ.). DOI: 10.34680/BENEFICIUM.2022.1(42).26-31

Введение

Увеличение производительности труда в компаниях нефтегазовой отрасли является одним из фундаментальных приоритетов долгосрочного устойчивого экономического развития России, обеспечивающим возможности и условия перехода к инновационно-технологическому развитию [1]: нефтяные и газовые доходы составляют основу формирования доходной части консолидированного бюджета Российской Федерации: на них приходится около трети поступлений в казну (в 2021 г. – 31.9%, или около 6 трлн. руб.). Цены на нефть рассматриваются в качестве ключевой детерминанты реального и номинального обменного курса рубля, реального ВВП, потребления домохозяйств и валового накопления основного капитала [2]. В текущей конъюнктуре – в период геополитической напряженности, беспрецедентного санкционного давления, торгового и финансового кризиса, а также сокращения объемов добычи нефти и волатильности цен – возрастает необходимость внедрения передовых технологий по повышению эффективности производственной деятельности в нефтегазовом секторе, в частности, при строительстве нефтяных скважин, на долю которого приходится от 40% до 98% всех затрат проектов [3, 4].

Прорывным подходом к улучшению бизнес-процессов предприятия, обеспечивающим его долгосрочную конкурентоспособность без существенных капитальных вложений, является внедрение японской концепции «бережливое производство» (англ. – lean manufacturing, lean production), прежде всего, через реализацию системы непрерывных улучшений «кайдзен». Ее основоположник Масааки Имаи (Masaaki Imai) утверждал, что в ходе работы предприятия главное – это выявление, устранение и дальнейшее недопущение всех видов потерь (муда¹) при обеспечении непрерывности производства и вовлеченности всех сотрудников в рациональное использование материальных и временных возможностей. При этом к потерям относится все, что снижает производительность [5].

Крупнейшие нефтегазовые компании мира начинают повсеместное применение инструментов бережливого производства для оптимизации своих производственных процессов (исключения

всех видов потерь), вовлечения производственно-управленческого звена в процесс создания ценности, оперативного управления на всех уровнях (см., например, [6-9]). Внедрение инструментов бережливого производства в практику российских предприятий зачастую сопровождается хаотичностью и неупорядоченностью действий из-за отсутствия полного и конкретизированного представления о теоретическом базисе и опыте практического применения новых инструментов производственной системы, недостаточной квалифицированности (неподготовленности) персонала.

Цель представленного в статье исследования состоит в освещении и анализе результатов успешного опыта применения одного из инструментов концепции бережливого производства – «технический предел», – позволившего сократить потери времени при бурении нефтяных скважин.

Объектом исследования стала российская нефтяная компания АО «Тюменнефтегаз» – одно из ключевых дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть», ведущее добычу нефти и газа на сложных месторождениях.

Теоретическую базу исследования составили научные труды, формирующие наилучшее представление о концепции бережливого производства и ключевых принципах внедрения его инструментов в практику компаний; методологическую базу – проектная документация, статистические и экономические отчеты АО «Тюменнефтегаз».

Результаты и их обсуждение

Анализ стоимости строительства нефтяных скважин показал, что 50-70% составляющих зависит от временных показателей; при этом более 40% потерь в бурении приходятся именно на временные затраты [4].

В поиске возможностей для преодоления текущей и перспективных кризисных ситуаций проектная группа АО «Тюменнефтегаз» провела всесторонний технико-экономический анализ производственной деятельности на всех участках бурения, в результате которого было выявлено, что одна из основных потерь при строительстве скважин на разрабатываемом компанией Русском месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ) приходится на непроизводительное время (далее – НПВ).

К НПВ относятся потери времени, которые не

¹ Муда (япон. – 無駄, «потери») – любая деятельность в организации, которая использует ресурсы, но не создает ценности для потребителя [5].

являются технически необходимыми в процессе бурения скважин, они вызваны ошибками производственного процесса [10]. НПВ включает в себя¹:

- время, затрачиваемое буровой бригадой на ликвидацию возникших производственно-технических или технологических ошибок, повлекших за собой аварии (открытый фонтан, прихват бурильной или обсадной колонны, падение постороннего предмета в скважину, авария с наземным оборудованием и др.), осложнения (поглощение, нарушение устойчивости стенок скважины, желобообразование и др.) и брак (непредусмотренный отказ оборудования, нарушение проектной траектории скважины, брак при проведении крепления и др.);
- время простоев оборудования и ожидания буровой бригады вследствие отказа оборудования, отсутствия материально-технических ресурсов и/или персонала подрядчиков, неблагоприятных метеоусловий, отключения электроэнергии и др.;
- время проведения ремонтных работ бурового оборудования.

Потери времени, связанные с простоем бурового оборудования и буровых бригад (НПВ), приводят к увеличению сроков строительства скважин и, как следствие, к дополнительным осложнениям, рискам различного вида и характера, финансовым затратам [11].

В 2017 г. с целью сокращения НПВ при бурении скважин АО «Тюменнефтегаз» был разработан и реализован проект по внедрению одного из инструментов концепции бережливого производства – «технический предел», – направленный на безопасное выполнение всех видов работ в минимальные сроки с минимальными затратами. «Технический предел» (англ. – technical limit) – это универсальный инструмент по сокращению операционного времени бурения скважин исключительно за счет организационных изменений, а не применения новых технологий, оборудования и материалов. С помощью него формируется процесс, в котором каждый следующий цикл лучше предыдущего. В настоящее время метод «технический предел» активно применяется крупнейшими мировыми нефтегазовыми компаниями, такими как British Petroleum, Shell, ConocoPhillips, Exxon и др. [4].

Цель реализации проекта АО «Тюменнефтегаз» – не только существенно уменьшить сроки строительства нефтяных скважин за счет оптимизации процессов производства и безопасного выполнения работ, но и определить лучшую (идеальную) композитную скважину с наименьшими сроками бурения и оптимальным соотношением

цены и качества в стремлении в перспективе строить все скважины как «идеальные». Задачи проекта: оптимизация управления, основанная на постоянном стремлении к устранению НПВ; формирование эффективных рабочих команд, способных управлять, анализировать и совершенствовать производственный процесс; развитие управленческих компетенций у менеджеров всех уровней; вовлеченность непосредственных исполнителей в процесс принятия решений, направленных на совершенствование буровых работ.

Процесс реализации проекта по строительству скважины разделен на четыре этапа: 1) планирование; 2) подготовка; 3) реализация; 4) извлечение уроков.

На этапе «планирование» определяется максимум реальных возможностей оборудования и буровой бригады. На бумаге проектируется лучшая композитная скважина с учетом анализа лучших пробуренных секций с минимально затраченным временем; составляется график «Глубина – День» (рис. 1). Эффективное планирование позволяет выполнить работу с первого раза без ошибок (метод предотвращения ошибок Пока-ёкэ), распределить нужные ресурсы, снизить риск возникновения простоев дорогостоящего оборудования и НПВ [12]. В процесс планирования вовлекается рабочая команда исполнителей для обеспечения своевременной обратной связи по оптимизации производственных процессов. Алгоритм и динамика выполнения запланированных работ отображаются на досках планирования с целью визуализации точечного контроля. По результатам планирования формируется документ, куда включаются все эффективные предложения.

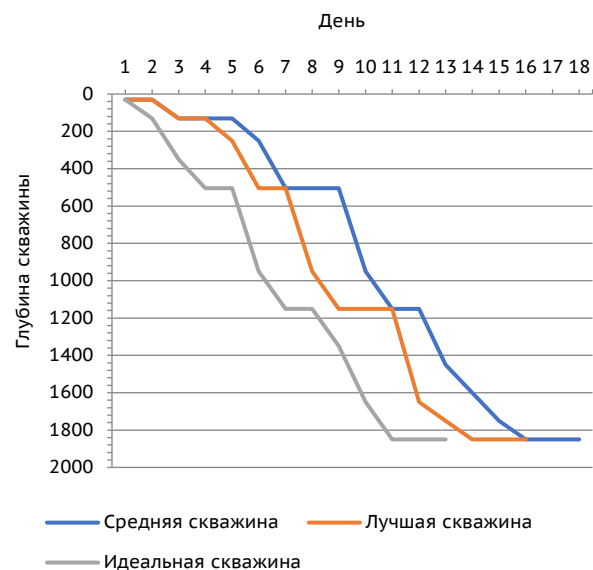


Рис. 1. График «Глубина – День» / Fig. 1. "Depth – Day" Chart

Источник: построено автором по документации реализованного проекта АО «Тюменнефтегаз» / Source: compiled by the author according to the documentation of the Tyumenneftegaz JSC implemented project

¹ М-01.04.06.01-02. Методический документ «Классификация видов работ при строительстве и реконструкции скважин. Порядок учета непроизводительного времени». ПАО «Газпромнефть». 2016.

На втором этапе «подготовка к процессу бурения» на основе анализа времени бурения композитной скважины выявляется скрытое НПВ (скрытые резервы), определяется совокупность наилучших методов по снижению НПВ, происходит выбор доступных технологий по сокращению временных затрат на строительство скважины. Скрытое НПВ определяется как разница между установленной нормой и фактически затраченным временем на выполнение всех видов работ. Выявление и недопущение появления скрытого НПВ становится возможным при эффективном распределении ресурсов и вспомогательных работ на этапе планирования (совокупность применения методов «точно вовремя» (англ. – Just in Time, JIT) и «карта потока создания ценности» (англ. – Value Stream Map, VSM)) [13].

Рис. 2а и рис. 2б иллюстрируют распределение временных затрат на бурение скважины АО «Тюменнефтегаз» до и после применения метода «технический предел».

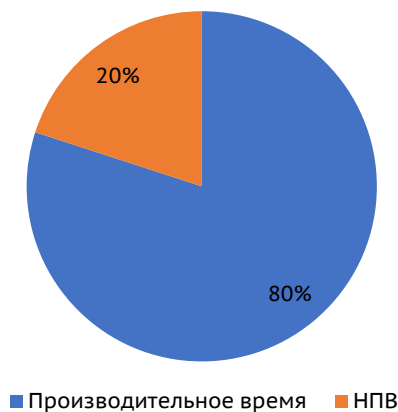


Рис. 2а. Распределение времени бурения до применения метода «технический предел» / Fig. 2a. Drilling Time Distribution before Technical Limit Method

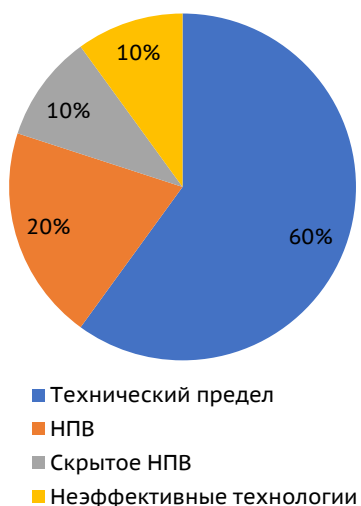


Рис. 2б. Распределение времени бурения с применением метода «технический предел» / Fig. 2б. Drilling Time Distribution Using Technical Limit Method

Источник: построено автором по документации реализованного проекта АО «Тюменнефтегаз» / Source: compiled by the author according to the documentation of the Tyumenneftegaz JSC implemented project

Как видно из рис. 2а, производительные затраты времени в процессе бурения скважин занимают около 80%, остальные приходятся на НПВ. Распределение времени бурения с применением метода «технический предел» (рис. 2б) отображает возможный потенциал сокращения временных затрат – диапазон вероятных улучшений (потенциал для оптимизации) производительного времени бурения скважин.

Перед началом работ третьего этапа реализации проекта – «бурение» – проводится производственно-техническое совещание со специалистами подрядных организаций, на котором детально обсуждается предстоящий процесс строительства скважины. Определяются возможные риски, связанные с аварийностью и травматизмом, вносятся предложения по нивелированию негативных факторов, распределяется зона ответственности и функционал между участниками. По итогам совещания определяется оптимальный план бурения скважины с минимальными потерями, в соответствии с которым и выполняются работы.

На четвертом этапе, по окончании строительства скважины, проводится анализ выполненных работ, соизмеряются плановые и фактические показатели, выявляются «сильные» и «слабые» стороны проекта, положительный результат закрепляется и воспроизводится в последующих проектах, при этом исключая негативный опыт. Таким образом происходит непрерывное совершенствование процесса строительства скважин, оптимизируются технические решения, сводятся к минимуму возможные ошибки и временные потери.

Эффект от внедрения инструментов концепции бережливого производства оценивается качественным совершенствованием факторов производства [5].

Для оценки экономического эффекта от внедрения метода «технический предел» в процесс бурения скважин АО «Тюменнефтегаз» на первом этапе рассчитывается экономия времени – Э_{вр} (1):

$$Э_{вр} = \Delta П * T_{бур} / (100\% + \Delta П), \quad (1)$$

где: ΔП – повышение производительности и сокращение затрат времени (диапазон улучшений), % (ΔП = 40% (рис. 2б)); T_{бур} – время, затрачиваемое на бурение «средней скважины», суток (T_{бур} = 18 суток (рис. 1)).

Таким образом, экономия времени составит: Э_{вр} = 40 * 18 / (100 + 40) = 5.14 суток.

Далее рассчитываются условно-постоянные затраты, зависящие от времени строительства скважины – У_п (2):

$$У_{п} = \sum Z_{зв}, \quad (2)$$

где: ΣZ_{зв} – сумма всех затрат, включающая в себя: суточную ставку буровой бригады и бурового оборудования (970000 руб. в сутки); суточную

ставку инженерного сопровождения подрядной организации по наклонно-направленному бурению (320000 руб. в сутки); суточную ставку инженерного сопровождения подрядной организации по буровым растворам (110000 руб. в сутки); суточную ставку инженерного сопровождения подрядной организации по геолого-технологическому контролю (70000 руб. в сутки).

Таким образом, условно-постоянные затраты составят: $У_n = 970000 + 320000 + 110000 + 70000 = 1470000$ руб. в сутки.

Далее оценивается эффект от внедрения метода «технический предел» – $Э_{скв}$ (3):

$$Э_{скв} = У_n * Э_{вр}, \tag{3}$$

Таким образом, благодаря точечным улучшениям, направленным на сокращение временных затрат при строительстве скважин, экономия средств при бурении одной скважины в стоимостном выражении (экономический эффект) составила: $Э_{скв} = 1470000 * 5.14 = 7555800$ руб.

Экономии ресурсов АО «Тюменнефтегаз» от использования инструмента «технический предел» при бурении скважин на территории всего Русского месторождения, состоящего из восьми действующих кустовых площадок (по двенадцать скважин на каждой), следует признать значительной (табл. 1).

Таблица 1 / Table 1

Параметры, характеризующие прогнозируемый экономический эффект АО «Тюменнефтегаз» при бурении скважин с применением метода «технический предел» / Parameters Characterizing the Predicted Economic Effect of Tyumenneftegaz JSC when Drilling Wells Using the "Technical Limit" Method

Показатели / Parameters	Бурение «средней скважины» / Drilling an "Average Well"	Бурение скважины с применением метода «технический предел» / Drilling Well Using the "Technical Limit" Method
Время, затраченное на бурение, суток	18	13
Затраты на бурение скважины, зависящие от времени, руб.	26460000	18904200
Экономия при бурении скважин с применением метода «технический предел», руб. / Savings During Drilling Wells Using the "Technical Limit" Method, rubles		
1 скважина	7555800	
1 куст (12 скважин)	90669600	
8 кустов (96 скважин)	725356800	

Источник: рассчитано автором по документации реализованного проекта АО «Тюменнефтегаз» / Source: calculated by the author according to the documentation of the Tyumenneftegaz JSC implemented project

Заключение

В результате целенаправленного внедрения системы бережливого производства в деятельность АО «Тюменнефтегаз» – в частности, использования проекта «технический предел» при бурении нефтяных скважин – из-за значительного уменьшения числа аварий, осложнений, брака, простоев, ожидания, несчастных случаев на производственных площадках значительно сократилось время на выполнение всех видов операций при строительстве скважин, тем самым, повысилась производительность труда буровых бригад, были достигнуты высокие показатели по сокращению финансовых затрат.

Успешный проектный опыт АО «Тюменнефтегаз» может быть транслирован в практику целого ряда других российских предприятий нефтегазового сектора. При этом при реализации метода «технический предел» необходимо придерживаться следующих рекомендаций:

- проводить анализ затраченного времени при строительстве скважин;
- выявлять скрытое НПВ;
- определять максимум потенциальных возможностей по сокращению затрат времени;
- на основе полученных данных проектировать «лучшую композитную скважину» из лучших пробуренных секций;
- в процессе реализации композитной скважины анализировать полученный опыт и учитывать его в дальнейшем при бурении последующих скважин.

Библиография

- [1] Еремин Н.А., Черников А.Д., Столяров В.Е., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С., Горева А.В. Безаварийное газовое производство // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 12(348). С. 51-60. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-12(348)-51-60
- [2] Ломоносов Д.А., Полбин А.В., Фокин Н.Д. Влияние шоков мировой деловой активности, предложения нефти и спекулятивных нефтяных шоков на экономику РФ // Экономический журнал ВШЭ. 2021. Том 25. № 2. С. 227-262. DOI: 10.17323/1813-8691-2021-25-2-227-262
- [3] Белошицкий А.В. Экономический механизм формирования бизнес-модели нефтесервисной компании // Нефтяное хозяйство. 2020. № 1. С. 20-23. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-1-20-23
- [4] Погадаев С.В., Соболев А.О., Карсаков В.А., Кулаков К.В. «Технический предел» – проект повышения эффективности бурения // Нефтяное хозяйство. 2015. № 12. С. 28-29.
- [5] Масааки Имаи. Гемба кайдзен. Путь к снижению затрат и повышению качества. Москва: «Альпина Паблишер», 2022. 414 с.
- [6] Саматова Т.Б. Бережливая нефтепереработка как область развития бережливого производства // Московский экономический журнал. 2021. № 7. С. 39. DOI: 10.24411/2413-046X-2021-10400
- [7] Пименова Н.А., Скрипник Г.В. Принципы внедрения бережливого производства в компаниях нефтегазовой отрасли / Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: тезисы III научно-практической кон-

- ференции с международным участием, Самара, 23-25 октября 2018. Самара: Самарский государственный технический университет, 2018. С. 153.
- [8] Нефтяные компании осваивают бережливые технологии (2019). PROкачество. URL: <https://kachestvo.pro/news/neftyanye-kompanii-osvaivayut-berezhlyvye-tekhnologii/> (дата обращения 03.02.2022).
- [9] Курс на бережливое производство, или Как «Славнефть-Мегионнефтегазу» удалось добиться существенного снижения издержек (2019). Национальная ассоциация нефтегазового сервиса. URL: <https://nangs.org/news/technologies/kurs-na-berezhlyvye-proizvodstvo-ili-kak-slavnefty-megionneftegazu-udalosy-dobitysya-sushtestvennogo-snizheniya-izderzhek> (дата обращения 05.02.2022).
- [10] Дмитриевский А.Н., Сбоев А.Г., Еремин Н.А., Черников А.Д., Наумов А.В., Грязнов А.В., Молошников И.А., Бороздин С.О., Сафарова Е.А. Об увеличении продуктивного времени бурения нефтегазовых скважин с использованием методов машинного обучения // Георесурсы. 2020. № 22(4). С. 79-85. DOI: 10.18599/grs.2020.4.79-85
- [11] Дмитриевский А.Н. Еремин Н.А., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С., Бороздин С.О. Качественный анализ геоданных временного ряда для предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2020. № 3. С. 31-37. DOI: 10.5510/OGP20200300442
- [12] Алексеев А. Предельная эффективность // Сибирская нефть. 2018. № 1(148). С. 34-39. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-february/1439928/> (дата обращения 05.02.2022).
- [13] 71 инструмент бережливого производства. Все методы производства без потерь в одном месте (2022). Без потерь. URL: <https://bezpoter.com/71-instrument-lean> (дата обращения 05.02.2022).
- [5] Masaaki Imai. Gemba Kaizen: A Commonsense, Low-Cost Approach to Management. McGraw-Hill, 1997. 354 p.
- [6] Samatova T.B. Lean oil refining as an area of lean production development // Moscow Economic Journal. 2021. Vol. 7. P. 39. (In Russ.). DOI: <https://doi.org/10.24411/2413-046X-2021-10400>
- [7] Pimenova N.A., Skrypnik G.V. Printsipy vnedreniya berezhlyvogo proizvodstva v kompaniyakh neftegazovoy otrasli [Principles of introducing lean production in oil and gas companies] / Neftegazovyy kompleks: problemy i innovatsii [Oil and gas complex: problems and innovations]: theses of the III SPC with international participation, Samara, 23-25 October 2018. Samara: Samara State Technical University, 2018. P. 153. (In Russ.).
- [8] Neftyanyye kompanii osvaivayut berezhlyvyye tekhnologii [Oil companies master lean technologies] (2019). PROкачество. (In Russ.). URL: <https://kachestvo.pro/news/neftyanye-kompanii-osvaivayut-berezhlyvye-tekhnologii/> (accessed on 03.02.2022).
- [9] Kurs na berezhlyvye proizvodstvo, ili Kak «Slavneft'-Megionneftegazu» udalos' dobit'sya sushchestvennogo snizheniya izderzhek [The course towards lean production, or How Slavneft'-Megionneftegaz managed to achieve a significant cost reduction] (2019). Natsional'naya assotsiatsiya neftegazovogo servisa [National Oil and Gas Service Association]. (In Russ.). URL: <https://nangs.org/news/technologies/kurs-na-berezhlyvye-proizvodstvo-ili-kak-slavnefty-megionneftegazu-udalosy-dobitysya-sushtestvennogo-snizheniya-izderzhek> (accessed on 05.02.2022).
- [10] Dmitrievsky A.N., Sboev A.G., Eremin N.A., Chernikov A.D., Naumov A.V., Gryaznov A.V., Moloshnikov I.A., Borozdin S.O., Safarova E.A. On increasing the productive time of drilling oil and gas wells using machine learning methods // Georesursy. 2020. Vol. 22(4). Pp. 79-85. (In Russ.). DOI: 10.18599/grs.2020.4.79-85
- [11] Dmitrievsky A.N. Eremin N.A., Safarova E.A., Filipova D.S., Borozdin S.O. Qualitative analysis of time series geodata to prevent complications and emergencies during drilling of oil and gas wells // Socar Proceedings. 2020. Vol. 3. Pp. 31-37. (In Russ.). DOI: 10.5510/OGP20200300442
- [12] Alekseev A. [Predel'naya effektivnost'] Ultimate efficiency // Sibirskaya nefť [Siberian Oil]. 2018. Vol. 1(148). Pp. 34-39. (In Russ.). URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-february/1439928/> (accessed on 05.02.2022).
- [13] 71 instrument berezhlyvogo proizvodstva. Vse metody proizvodstva bez poter' v odnom meste [71 Lean Tools. All lossless production methods in one place] (2022). Bez poter' [Lossless]. (In Russ.). URL: <https://bezpoter.com/71-instrument-lean> (accessed on 05.02.2022).

References

- [1] Eremin N.A., Chernikov A.D., Stolyarov V.E., Safarova E.A., Filippova D.S., Goreva A.V. Non-breaking gas production // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2020. Vol. 12(348). Pp. 51-60. (In Russ.). DOI: 10.30713/2413-5011-2020-12(348)-51-60
- [2] Lomonosov D.A., Polbin A.V., Fokin N.D. The impact of global economic activity, oil supply and speculative oil shocks on the Russian economy // HSE Economic Journal. 2021. Vol. 25(2). Pp. 227-262. (In Russ.). DOI: 10.17323/1813-8691-2021-25-2-227-262
- [3] Beloshitsky A.V. The economic mechanism for creating a business-model of oilfield service company // Oil Industry. 2020. Vol. 1. Pp. 20-23. (In Russ.). DOI: 10.24887/0028-2448-2020-1-20-23
- [4] Pogadaev S.V., Sobolev A.O., Karsakov V.A., Kulakov K.V. Technical Limit: A way to improve drilling efficiency // Oil Industry. 2015. Vol. 12. Pp. 28-29. (In Russ.).

Информация об авторе / About the Author

Темур Анварович Худаяров – аспирант, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия / **Temur A. Khudayarov** – Graduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia
E-mail: tah4@tpu.ru
SPIN РИНЦ 1585-7782

Дата поступления статьи: 11 февраля 2022
Принято решение о публикации: 20 марта 2022

Received: February 11, 2022
Accepted: March 20, 2022