

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ДИАЛОГ ВЛАСТИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ

С. В. Левкович^а, А. Г. Копытов^б, И. В. Осиновская^а

^а Тюменский индустриальный университет (Тюмень, Россия)

^б Научно-аналитический центр рационального недропользования
им. В. И. Шпилемана (Ханты-Мансийск, Россия)

АННОТАЦИЯ

Введение. Нефтегазовая отрасль традиционно сохраняет высокую значимость в пополнении бюджета России. Нестабильная ситуация на мировом рынке углеводородов, связанная со снижением цены на нефть, вынужденное сокращение объемов добычи в рамках международной сделки в формате ОПЕК+; увеличение доли трудноизвлекаемых запасов и роста себестоимости добычи нефти актуализируют вопросы эффективного управления российскими компаниями нефтегазовой отрасли. Целью статьи является оптимизация диалога власти и недропользователя в вопросах повышения эффективности управления эксплуатационным, контрольным и ликвидационным фондами скважин при разработке нефтяных месторождений.

Материалы и методы. Методологию составляют исследования, строящиеся на комплексном использовании системного подхода, ретроспективного, ситуационного и сравнительного анализа, а также экспертного подхода. В качестве информационной базы используются официальные статистические данные, отраженные на сайте Росстата, данные итоговых отраслевых и аналитических отчетов, а также нормативные и регламентирующие документы, в том числе и по ХМАО – Югра.

Результаты. В условиях сохраняющейся тенденции увеличения доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов выявляется проблема неэффективного управления фондами скважин в рамках эксплуатационных объектов. Текущая ситуация способствует возникновению дисбаланса интересов недропользователей, отрасли и государства. В ситуации слабого контроля со стороны государства и наличия пробелов в нормативной базе нефтяные компании, стремясь максимизировать прибыль, реализуют выборочную отработку запасов, ориентируясь преимущественно на наиболее рентабельные участки; не готовы инвестировать средства в применение инновационных технологий, направленных на поддержание добычи на низкорентабельных объектах.

В качестве решения предлагается внести изменения в Правила разработки месторождений углеводородного сырья, скорректировать и закрепить в нормативных документах на федеральном уровне правила работы с фондами скважин при освоении нефтяных месторождений.

Обсуждение. Общий исследовательский результат нашел свое отражение в обосновании необходимости принятия соответствующих управленческих решений в режиме диалога «недропользователь – федеральные органы исполнительной власти», которые позволят упорядочить работы с фондами скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Управление, государство, недропользователь, льготы, экономика, инвестиции, месторождение, разработка, нефть.

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ

Левкович С. В., Копытов А. Г., Осиновская И. В. Повышение эффективности управления разработкой нефтяных месторождений: диалог власти и недропользователя // Вопросы управления. 2025. Т. 19, № 3. С. 38–58. EDN KLSQRF.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Левкович Сергей Владимирович – кандидат технических наук; Тюменский индустриальный университет (625000, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38) – *доцент кафедры разработки и эксплуатации*

© С. В. Левкович, А. Г. Копытов, И. В. Осиновская

Open Access This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License, which permits use, sharing, adaptation, distribution and reproduction in any medium or format, as long as you give appropriate credit to the original author(s) and the source, provide a link to the Creative Commons license, and indicate if changes were made.



нефтяных и газовых месторождений; слушатель программы ДРА Президентской академии (РАНХиГС); levkovichsv@tyuiu.ru. SPIN 8716-9430, ORCID 0009-0004-2728-2279.

Копытов Андрей Григорьевич – кандидат технических наук; Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана (628026, Россия, г. Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2) – директор; agkopytov@mail.ru. SPIN 1657-2437, ORCID 0009-0002-9525-2106.

Осиновская Ирина Владимировна – кандидат экономических наук; Тюменский индустриальный университет (625000, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38) – доцент кафедры менеджмента в отраслях Топливо-энергетического комплекса; osinovskaya79@mail.ru. SPIN 8738-4629, ORCID 0000-0003-3383-5920.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила: 10.10.2024; рецензия получена: 29.01.2025; принята к публикации: 19.07.2025.

RESEARCH ARTICLE

IMPROVING THE EFFICIENCY OF OIL FIELD DEVELOPMENT MANAGEMENT: DIALOGUE BETWEEN THE GOVERNMENT AND THE SUBSOIL USER

S. V. Levkovich ^a, A. G. Kopytov ^b, I. V. Osinovskaya ^a

^a Tyumen Industrial University (Tyumen, Russia)

^b Scientific and Analytical Center for Rational Subsoil Use named after V. I. Shpilman (Khanty-Mansiysk, Russia)

ABSTRACT

Introduction. The oil and gas industry traditionally retains a high importance in replenishing the Russian budget. The unstable situation on the global hydrocarbon market, associated with lower oil prices, forced production cuts under the international OPEC+ deal; an increase in the share of hard-to-recover reserves and an increase in the cost of oil production, raise issues of effective management of Russian companies in the oil and gas industry. The purpose of the article is to optimize the dialogue between the government and the subsoil user in improving the efficiency of managing the operational, control and liquidation fund of wells during the development of oil fields.

Materials and methods. The methodology consists of the research based on the integrated use of a systematic approach, retrospective situational and comparative analysis, as well as an expert approach. The official statistical data reflected on the Rosstat website, data from final industry and analytical reports, as well as regulatory and regulatory documents, including for Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra, are used as an information base.

Results. In the context of the continuing trend of increasing the share of hard-to-recover hydrocarbon reserves, the problem of inefficient management of the well stock within the operational facilities is revealed. According to the authors, the current situation contributes to the emergence of an imbalance in the interests of subsoil users, the industry and the state. Oil companies, guided by the principles of profit maximization, carry out selective development of reserves, focusing mainly on the most profitable areas. As a result, there is a reluctance to invest in the use of innovative technologies aimed at maintaining production at low-margin facilities, which further exacerbates the situation. The authors consider weak state control and the presence of gaps in the regulatory framework to be one of the reasons for this situation.

As a solution, it is proposed to amend the Rules for the development of hydrocarbon deposits, namely, to adjust and consolidate in regulatory documents at the federal level the rules for working with well stocks during the development of oil fields. In addition, the necessity to build a constructive dialogue between subsurface users and government authorities is emphasized in order to encourage companies to use various methods to enhance oil recovery.

Discussion. The overall research result is reflected in the justification of the need to make appropriate management decisions in the «subsoil user – federal executive authorities» dialogue mode, which will regulate the work with borehole funds.

KEYWORDS

Management, state, subsoil user, benefits, economy, investments, deposit, development, oil.

FOR CITATION

Levkovich, S. V., Kopytov, A. G., Osinovskaya, I. V. (2025) Improving the efficiency of oil field development management: dialogue between the government and subsoil user. *Management Issues*, 19 (3), 38–58. <https://elibrary.ru/klsqrf>.

AUTHORS' INFORMATION

Sergey V. Levkovich – Candidate of Technical Sciences; Tyumen Industrial University (625000, Russia, Tyumen, Volodarsky str., 38) – *Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; student of the DPA program of the Presidential Academy (RANEPA)*; levkovichsv@tyuiu.ru. SPIN 8716-9430, ORCID 0009-0004-2728-2279.

Andrey G. Kopytov – Scientific and Analytical Center for Rational Subsoil Use named after V.I. Shpilman (628026, Russia, Khanty-Mansiysk, Studentskaya str., 2) – *Director of the Autonomous Institution of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «Scientific and Analytical Center for Rational Subsoil Use named after V. I. Shpilman»*; agkopytov@mail.ru. SPIN 1657-2437, ORCID 0009-0002-9525-2106.

Irina V. Osinovskaya – Candidate of Economics, Associate Professor; Tyumen Industrial University (625000, Russia, Tyumen, Volodarsky str., 38) – *Associate Professor of the Department of Management in the Branches of the Fuel and Energy Complex*; osinovskaya79@mail.ru. SPIN 8738-4629, ORCID 0000-0003-3383-5920.

The authors declare that they have no conflict of interest.

The article was submitted: 10.10.2024; reviewed: 29.01.2025; accepted for publication: 19.07.2025.

■ ВВЕДЕНИЕ

Состояние российской экономики на сегодняшний день по-прежнему находится в достаточно сильной зависимости от развития нефтегазовой отрасли, именно она является одним из основных источников пополнения государственного бюджета. Такая тенденция наблюдается и в мировой практике, о чем свидетельствуют проводимые исследования на предмет оценки корреляции налоговых поступлений от величины вводимых в эксплуатацию нефтяных месторождений и возможности замещения нефтегазовых доходов и налоговых поступлений другими отраслями [1]. Также различные исследования в мировом сообществе проводятся в области оценки экономических последствий различных ответных мер налогово-бюджетной политики, обусловленных отрицательной динамикой цен на нефть, например, такие как временное снижение акцизов на топливо, временное введение скорректированного налога с прибыли энергетических компаний [2, с. 2]. Обеспечение стабильного и поступательного развития нефтегазовой отрасли становится для российских нефтяных компаний все более сложной задачей, что обусловлено негативными тенденциями, сформировавшимися как во внешней среде, так и во внутренней. Если говорить о внешней среде, то ключевым фактором, замедляющим темпы развития отрасли, является усиление санкционного давления со стороны Евросоюза. «По итогам трех кварталов 2023 года доля нефтегазовых доходов федерального бюджета упала до минимума за 16 лет и составила чуть более 28% всех

поступлений»¹. В таблице 1 представлен вклад нефтегазового сектора в валовый внутренний продукт РФ за последние 7 лет.

Динамика доли нефтегазового сектора в ВВП РФ, представленная в таблице 1, показывает незначительные колебания за последние 7 лет. При этом она включает в себя 2020 год, признанный в экспертном сообществе кризисным годом для нефтегазового сектора экономики, что обусловлено рядом политических факторов и в первую очередь резким падением цен на мировом рынке на углеводороды, а также вынужденным сокращением объемов добычи в рамках международной сделки в формате ОПЕК+. Формализованное представление анализа динамики доли нефтегазового сектора в ВВП РФ и нефтегазового ВВП в общем объеме ВВП РФ представлено на рисунке 1.

Анализ представленных данных в таблице 1 и на рисунке 1 позволяет говорить об отсутствии устойчивой тенденции к снижению роли нефтегазового сектора экономики в общем объеме ВВП. Наличие отрицательной динамики и замедление темпов прироста достаточно сильно коррелируют с политическими и экономическими событиями, происходящими в мировом сообществе. А это позволяет предположить, что значимость роли нефтегазового сектора в экономике РФ сохранится как в среднесрочной, так и в долгосрочной перспективах. В сложившихся условиях актуализируются вопросы управления и рационального использования природных ресурсов, при этом целесообразно отметить, что данные вопросы активно обсуждаются и в научном сообществе.

¹ Итоги 2023 года: нефтегазовые доходы тормозят, экспорт держится на плаву // Нефтегазовая вертикаль. 30.01.2024. – URL: <https://ngv.ru/articles/itogi-2023-goda-neftegazovye-dokhody-tormozyat-eksport-derzhitsya-na-plavu/> (дата обращения: 10.02.2024).

Таблица 1 – Вклад нефтегазового сектора в ВВП РФ
Table 1 – Contribution of the oil and gas sector to the GDP of the Russian Federation

2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022* г.	2023* г.
Доля нефтегазового сектора в валовом внутреннем продукте Российской Федерации (в текущих ценах, в процентах)						
16,6	20,7	18,8	14,0	17,6	18,0	16,5
Темп прироста доли нефтегазового сектора в ВВП РФ (к предыдущему году)						
–	+24,7	–9,2	–25,5	+25,7	+2,3	–8,3
Доля нефтегазового ВВП в общем объеме ВВП Российской Федерации (в текущих ценах, в процентах)						
83,4	79,3	81,2	86,0	82,4	82,1	83,5
Темп прироста доли нефтегазового ВВП в общем объеме ВВП РФ (к предыдущему году)						
–	–4,9	+2,4	+5,9	–4,2	–0,4	+1,7

* Без учета статистической информации по Донецкой Народной Республике (ДНР), Луганской Народной Республике (ЛНР), Запорожской и Херсонской областям.

Источник: Федеральная служба государственной статистики. – URL: <https://rosstat.gov.ru/search?q=Нефтегазовый+ВВП>.

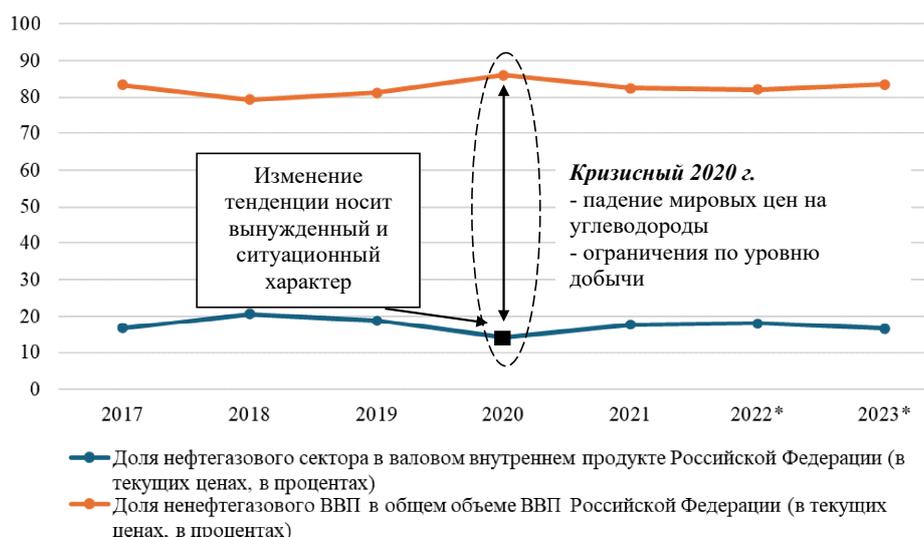


Рисунок 1 – Анализ динамики доли нефтегазового сектора в ВВП РФ и нефтегазового ВВП в общем объеме ВВП РФ

Figure 1 – Analysis of the dynamics of the share of the oil and gas sector in the GDP of the Russian Federation and oil and gas GDP in the total GDP of the Russian Federation

Вместе с тем, необходимо отметить, что в публикациях по теме значимости и роли нефтегазовой отрасли в развитии российской экономики и ключевых ее показателей прослеживаются разные, порой противоположные, точки зрения. Так, например, снижение доли нефтегазового сектора в ВВП в 2023 году привело к появлению точки зрения относительно формирования тенденции, направленной на снижение зависимости экономики России

от нефтегазового сектора, что отражено в заявлении Э. Набиуллиной². При этом, в рамках высказываемых экспертных суждений прослеживается мнение, что большую роль в снижении доли нефтегазового сектора в ВВП страны сыграли налоговые поступления, а не санкционное давление. Речь идет о снижении поступлений налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и вывозных пошлин, продолжении налогового маневра в нефтяной отрасли,

² Экономика стала менее зависима от нефтегаза, заявила Набиуллина // РИА Новости. 15.12.2023. – URL: <https://ria.ru/20231215/ekonomika-1916078933.html> (дата обращения: 10.02.2024).

переход месторождений на налог на дополнительный доход (НДД)³. В прогнозном краткосрочном периоде, по экспертному мнению директора группы суверенных и региональных рейтингов АКРА Дмитрия Куликова, целесообразно ориентироваться на долю нефтегазовых доходов в диапазоне 34–36%, то есть на уровне 2016 и 2021 года⁴. Эффективность действующего налогообложения в нефтегазовой отрасли активно обсуждается в научных кругах – например, поднимаются такие вопросы, как последствия и долгосрочное влияние на развитие компании мер в контексте налогового маневра [3]; обеспечение устойчивого развития нефтегазового бизнеса через налоговое регулирование в отрасли [4]. Таким образом, вопрос дискуссионный относительно долгосрочной перспективы снижения, сохранения или усиления влияния нефтегазового сектора на развитие экономики России. Здесь же необходимо отметить, что рост или спад самой экономики нефтегазовой отрасли непосредственно является ключевым фактором обеспечения поступлений в федеральный бюджет.

В качестве сдерживающих факторов внутренней среды приоритет целесообразно отдать неуклонному росту доли трудноизвлекаемых запасов. Согласно данным Аналитического центра ТЭК, даже с учетом новых проектов добыча нефти без поддержки традиционных регионов снизится после 2027–2028 года в результате ухудшения структуры запасов и роста доли трудноизвлекаемых запасов, а также удаленных регионов⁵. Что обуславливает еще один из значимых векторов перспективных исследований и принятия соответствующих стратегических и оперативных управленческих решений – как на уровне нефтегазовых компаний, так и на уровне органов государственной власти. И этот вектор направлен на поиск повышения эффективности управления эксплуатацией действующих месторождений углеводородного сырья, то есть созданных основных фондов, в том числе посредством более эффективного управления фондами скважин. Что особенно актуально в условиях нестабильной ценовой конъюнктуры на мировом рынке. Результативность соответствующих управленческих решений в контексте более эффективного управления фондами скважин может отразиться на объемах добычи нефтяных компаний, их доходах, а также налоговых поступлениях в бюджеты разных уровней.

Цель исследования – оптимизация диалога власти и недропользователя в вопросах повышения эффективности управления эксплуатационным, контрольным и ликвидационным фондами скважин при разработке нефтяных месторождений.

Для достижения поставленной цели необходимо решить такие задачи, как:

- изучение ретроспективной и текущей ситуации, сложившейся в нефтедобывающем секторе экономики, также необходимо выделить факторы, оказывающие наибольшее влияние на его развитие;
- исследование динамики изменения эксплуатационного, контрольного и ликвидационного фондов скважин с установлением причинно-следственных связей, обуславливающих межгрупповой их переток;
- обозначение вариантов решений, направленных на более эффективное управление эксплуатационным и контрольным фондами скважин, в том числе требующих определенной поддержки со стороны государства.

Гипотеза исследования: повышение эффективности системы управления фондами скважин позволит сократить неработающий фонд скважин, обеспечить рост экономических показателей эксплуатационного объекта разработки в целом, что непосредственно отразится и на налоговых поступлениях в бюджеты различных уровней.

Методологию составляют исследования, строящиеся на комплексном использовании системного подхода, ретроспективного, ситуационного и сравнительного анализа, а также экспертного подхода.

■ МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Экономика нефтегазовой отрасли зависит, с одной стороны, от величины ключевых рыночных параметров, таких как цена, спрос на углеводороды на внутреннем и внешнем рынке, курса иностранной валюты, а с другой стороны – от производственных возможностей самих нефтяных компаний обеспечивать необходимый объем добычи углеводородов.

Одним из ключевых показателей развития отрасли является динамика капитальных вложений. Именно они будут выступать драйвером для сохранения текущего уровня добычи нефти и возможности его приращения. В таблице 2 представлены капитальные вложения в разрезе ключевых компаний отрасли. В целом же инвестиции в нефтегазовом секторе, начиная с 2013 г. по 2023 г., увеличиваются. Традиционно большая часть из них направляется на укрепление производственного потенциала в таких бизнес-сегментах, как геологоразведка, бурение, добыча и транспортировка. Несмотря на санкционное давление и нестабильную внешнеполитическую ситуацию, нефтяные компании обеспечивают рост ключевых показателей деятельности. В таблице 3 и на рисунке 2 представлена динамика инвестиционных вложений по сегменту «Добыча нефти и газа», млрд руб.

³ Аудиторы объяснили снижение доли нефтегазовых доходов бюджета до минимума // РБК. 23.11.2023. – URL: <https://www.rbc.ru/economics/23/11/2023/655dcfa69a79471d752b6f80> (дата обращения: 10.02.2024).

⁴ Там же.

⁵ Стимулирование технологий повышения нефтеотдачи в России : презентация // АЦТЭК. Ноябрь 2023.

Таблица 2 – Динамика капитальных вложений по компаниям (2017–2024 гг.), млрд руб.**Table 2** – Dynamics of capital investments by company (2017–2024), billion rubles

Компания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ПАО «Роснефть»	922	936	854	785	1050	1132	1297	1442 ^{*6}
ПАО «ЛУКОЙЛ»	511	451	450	495	433	–	720,3	779,72 ⁷
ПАО «Газпром нефть»	357	370	435	413,5	441,8	549,7	572,2	478,5 ⁸
ПАО «НОВАТЭК»	29,9	94	162,5	204,58	191,25	200	223,8	192,97 ⁹
ПАО «Татнефть»	89,1	97,9	96	104,7	119,1	160,9	223,6	169,9 ¹⁰

* Рассчитано авторами на основании информации о росте капитальных вложений на 11,2% в 2024 г. по сравнению с 2023 г.

Источник: центральное диспетчерское управление ТЭК¹¹.

Таблица 3 – Ключевые показатели экономического развития нефтегазовой отрасли России**Table 3** – Key indicators of economic development of the Russian oil and gas industry

Показатель	Год										
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Инвестиции в сегменте «Добыча нефти и газа», млрд руб.	1673	1495	1583	1598	1807	1857	2134	2195	2146	2365	2683
Темп роста инвестиций в сегменте «Добыча нефти и газа», %	н/д	–10,6	5,9	0,9	13,1	2,8	14,9	2,9	–2,2	10,2	13,4
Коэффициент экономической эффективности капитальных вложений, %	91	71	71	59	67	120	110	36	н/д	н/д	н/д
Ввод новых скважин, тыс. ед.	н/д	н/д	н/д	н/д	8,19	7,95	7,86	6,96	7,37	7,87	8,18 (7,7/8,5)*
Добыча нефти (с газовым конденсатом), млн тонн	523,4	526	534	547,6	546	555,9	561,1	512,7	524,5	535,2	530,6/ 516**
Экспорт сырой нефти, млн тонн***	237	224	245	255	253	261	269	239	229,9	242	234,3
Выручка нефтегазовой отрасли, трлн руб.	21,7	25,2	26,4	26,4	28,8	38,4	37,8	27,9	н/д	н/д	н/д

* Прогноз на 2024/2025 гг. (по расчетам kasatkin consulting).

** Факт 2024 г. (итоги 2024 г. от А. Новака)¹².

*** Источник данных с 2013–2020 гг.¹³ [с. 27]. С 2021–2023 гг. дополнены авторами по данным сайта Interfax.ru.

Справочно: коэффициент экономической эффективности капитальных вложений = отношение прибыли / объем капитальных вложений [там же, с. 62]¹⁴.

⁶ «Роснефть» подвела итоги работы в 2024 году // Российская газета. – URL: <https://rg.ru/2025/03/21/rosneft-podvela-itogi-raboty-v-2024-godu.html> (дата обращения: 10.04.25).

⁷ ПАО «Лукойл» опубликовало отчет за 2024 год. – URL: <https://foxbonza.ru/article/lkoh-reported-2024> (дата обращения: 10.04.25).

⁸ Группа «Газпром нефть». Раскрываемая консолидированная финансовая отчетность по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2024 г. – URL: https://cdn.financemarket.ru/reports/2024/МОЕХ/S/SIBN_2024_12_Y_МСФО.pdf (дата обращения: 20.04.25).

⁹ «НОВАТЭК» сообщил о финансовых результатах за 2024 год. – URL: https://www.novatek.ru/ru/press/releases/index.php?id_4=6972 (дата обращения: 10.04.25).

¹⁰ Татнефть: финансы продолжают расти, как и вероятность щедрых дивидендов // Аналитический обзор. – URL: <https://www.tbank.ru/invest/social/profile/T-Investments/ef02077f-2d7e-4290-8706-c11f510d866e/?author=profile> (дата обращения: 10.04.25).

¹¹ В рамках стратегического развития // ЦДУ ТЭК. 19.08.2024. – URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/1271/ (дата обращения: 06.02.25).

¹² Итоги 2024 г. от А. Новака. – URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/877792-itogi-2024-g-ot-a-novaka-dobycha-nefti-v-rossii-uprala-rochti-na-3-gaza-vygosla-na-7-6/> (дата обращения: 10.02.25).

¹³ Нефтегазовый комплекс России-2020. В 4 частях / И. В. Филимонова, А. В. Комарова, В. Ю. Немов и др. // Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск : ИНГТ СО РАН, 2022. Часть 3. Экономика нефтегазовой промышленности-2020: долгосрочные тенденции и современное состояние. 75 с.

¹⁴ Там же.

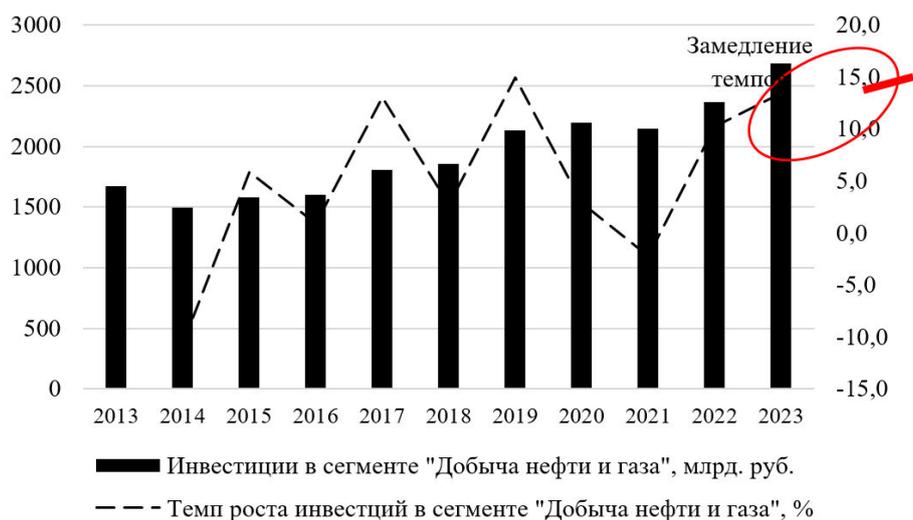


Рисунок 2 – Динамика инвестиций в сегменте «Добыча нефти и газа» в целом по России за 2013–2023 гг. (по данным исследования, проведенного информационным агентством Infoline)¹⁵
Figure 2 – The dynamics of investments in the Oil and gas production segment in Russia as a whole for 2013–2023 (according to a study conducted by the Infoline news agency)

Исходя из данных, представленных в таблице 2 и на рисунке 2, видно, что инвестиционная активность подвержена достаточно сильной динамике, что в большей степени можно связать с нестабильностью внешней политической и экономической ситуации. Наблюдается резкое сокращение темпов роста в период с 2019 по 2021 год, что обусловлено также периодом пандемии и замедлением темпов экономического развития отрасли. Начиная с 2021 по 2023 г., наблюдается рост инвестиционной активности, но при этом темп роста за последний анализируемый год снизился. Эта же тенденция сохранилась и в 2024 году, что проявляется в снижении показателей ввода новых скважин (сокращение наблюдается на уровне 12,3% новых скважин) и объемов эксплуатационного бурения (сокращение на уровне 1,2%¹⁶), что может выступать следствием снижения цены на нефть, вынужденного сокращения объемов добычи в рамках международной сделки в формате ОПЕК+, роста себестоимости добычи нефти и влияния других факторов. Сохранение тенденции сокращения темпов роста объемов инвестиций в сегменте «Добыча нефти и газа» в среднесрочной и долгосрочной перспективах приведет непосредственно к снижению объемов добычи и негативно отразится как на экономических результатах нефтегазодобывающих структур, так и на экономике отрасли в целом.

В сложившихся экономических условиях развития нефтегазовой отрасли актуализируются вопросы изыскания внутренних резервов компаний, обеспечивающих удержание текущего уровня добычи нефти и более рациональную эксплуатацию

месторождений углеводородов с соблюдением всех требований и стандартов.

Процедура принятия решений по разработке стратегии добычи нефти и управлению ею через более эффективное использование производственного потенциала является достаточно сложной задачей в силу необходимости учета множества переменных, физических явлений и неопределенностей [5]. Системное и целостное исследование вопросов управления фондами скважин, рассматриваемого в качестве одного из весомых факторов, влияющих непосредственно на величину производственного потенциала отраслевой компании, обуславливает необходимость раскрытия сущности производственного потенциала нефтедобывающего предприятия.

Производственный потенциал нефтедобывающего предприятия – это «способность предприятия обеспечить полноту извлечения нефти, максимально используя возможности техники, технологии производства и кадров, обеспечив при этом соблюдение требований рационального недропользования и охраны окружающей среды» [6, с. 119]. Из приведенной трактовки видно, что отраслевая особенность производства заключается в извлечении углеводородов из недр, а это значит, что речь должна идти в том числе и о запасах углеводородов, то есть ресурсной составляющей потенциала. Что обуславливает необходимость повышения эффективности управления производственно-ресурсным потенциалом компании в комплексе – для получения более высоких финансово-экономических результатов.

¹⁵ Нефтяная, газовая и угольная промышленность. Итоги 2023 года и тенденции 2024 года // Демо-версия исследования. – URL: <https://infoline.spb.ru/upload/iblock/225/2252d6f71f489ee1fc7591555ec745b4.pdf> (дата обращения: 07.02.25).

¹⁶ Нефтегазовая отрасль 2024: итоги, цифры, события, тренды // Нефтегазовая промышленность. 05.02.25. – URL: <https://nprom.online/trends/itogi-2024-goda-czifry-sobytiya-trendy/> (дата обращения: 06.02.25).



Рисунок 3 – Структура производственно-ресурсного потенциала нефтегазодобывающего предприятия
Figure 3 – The structure of the production and resource potential of an oil and gas producing enterprise
Источник статистических данных: Воробьев С. Ю. Перспективы России по добыче и экспорту¹⁷.

Структура производственно-ресурсного потенциала нефтегазодобывающего предприятия представлена на рисунке 3 [7, с. 32]. Отдельные этапы эксплуатации нефтяного месторождения могут быть представлены в формате процессно-целевой карты, включающей блок управления эксплуатационным фондом скважин [8, с. 11].

Необходимость создания на отраслевых предприятиях системы управления, в основе которой лежат экономические механизмы, обусловлена рядом причин:

- стремлением получить максимальную прибыль за счет обеспечения полной выработки освоенных запасов нефти из месторождений на поздней стадии разработки, когда экстенсивные способы практически использованы;

- отсутствием в достаточном количестве финансовых средств для внедрения инновационных методов повышения нефтеотдачи пластов, особенно в условиях низких цен на нефть и действующих санкционных ограничений.

Истощенность разрабатываемых запасов непосредственно отражается на производственно-ресурсном потенциале компании. Согласно статистическому обзору Института мировой энергетики за 2023 год, доказанные запасы России на конец 2020 года составили 108 млрд баррелей (что составляет 6,2 процента от общемировых запасов).

Российская методология подсчета запасов отличается от западной системы тем, что в ней больше внимания уделяется технической извлекаемости запасов, а не экономической эффективности (при преобладающих рыночных ценах на момент оценки). По данным Министерства природных ресурсов России, по состоянию на 1 января 2021 года запасы нефти и конденсата в России, относящиеся к категориям А+В1+С1¹⁸ (которые примерно соответствуют доказанным и вероятным категориям в западной методологии), составили 19010,4 млн тонн и 2242,4 млн тонн соответственно, что эквивалентно общему объему в 156 млрд баррелей.

На 2020 год Минприроды оценило коэффициент извлечения нефти из этих категорий запасов в России на уровне 37,1%. По оценкам, запасы нефти в России, которые могут стать основой для новых открытий в будущем, составляют 55800 млн тонн нефти и 13100 млн тонн конденсата.

Данное исследование позволяет говорить о том, что запасы нефти в России не кончатся еще много десятилетий, и существует огромный потенциал для новых крупных открытий, но они, скорее всего, будут сделаны на арктическом шельфе. С. Ю. Воробьев, директор Института развития технологий ТЭК, отдельно выделяет проект «Восток Ойл» и считает его очень перспективным¹⁹.

¹⁷ Воробьев С. Ю. Перспективы России по добыче и экспорту нефти // Бурение и нефть. 05.2024. – URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=63429 (дата обращения: 10.11.2024).

¹⁸ Справочно: запасы категории А (разрабатываемые, разбуренные) выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, разбуренных эксплуатационной сеткой скважин и разрабатываемых в соответствии с утверждённым проектным документом на разработку месторождения. Запасы категории В1 (разрабатываемые, не разбуренные, разведанные) выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых планируется в соответствии с утверждённым проектным документом, изученными сейсморазведкой и разбуренными поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углубленными эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа. Запасы категории С1 (разведанные) выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, не введенных в промышленную разработку месторождений, на которых может осуществляться пробная эксплуатация или пробная эксплуатация отдельных скважин, изученных сейсморазведкой и разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими притоки нефти или газа.

¹⁹ Воробьев С. Ю. Перспективы России по добыче и экспорту нефти // Бурение и нефть. – 05.2024. – URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=63429 (дата обращения: 10.11.2024).

Имеющиеся в России статистические данные о темпах истощения запасов нефти представлены

в разбивке по федеральным округам, а не по нефтяным бассейнам (таблица 4).

Таблица 4 – Степень истощения запасов A+B1+C1 в разбивке по федеральным округам России, % (по состоянию на 1 января 2021 г)²⁰

Table 4 – The degree of depletion of A+B1+C1 reserves by federal districts of Russia, % (as of January 1, 2021)

Федеральные округа России	Condensate	Oil
Offshore	12,7	32
Siberian FD	10,2	30,4
Far Eastern FD	9,4	40,3
North Western FD	52,6	42,1
Urals FD	17,4	55,1
Volga FD	48,3	68,6
Southern FD	15,9	83,5
North Caucasus FD	59,5	88

По экспертному мнению директора института развития технологий ТЭК С. Ю. Воробьева, «в ближайшие двадцать лет России не потребуется разрабатывать новые высокзатратные месторождения нефти в трудноизвлекаемых пластах или на арктическом шельфе, если только будущие рыночные условия не оправдают эту необходимость. Учитывая преобладание теорий о пиковом спросе на нефть и политике отказа от ископаемого топлива в рамках глобальной программы энергоперехода, это маловероятно».

Мировые тренды, сформировавшиеся в области декарбонизации в нефтегазовой отрасли, оказывают влияние на необходимость корректировки российских нефтяными компаниями стратегических приоритетов в области управления производственно-ресурсным потенциалом, но не так активно, как это делают компании в других странах. Мировое нефтегазовое сообщество достаточно активно в последнее время осуществляет поиск технико-технологических, управленческих решений, позволяющих снизить углеродный след посредством реализации программ по энергоэффективности, использованию возобновляемых источников энергии

в своей операционной деятельности, оптимизации портфеля активов посредством отказа от непривлекательных углеродоемких активов и т. д.

В России вопросы изменения климата с позиции их приоритетности для представителей бизнес-среды и населения не являются столь однозначными как в других странах. На уровне государства приоритетность занимают вопросы поддержания развития нефтегазовой отрасли, укрепления технологической независимости и обеспечения экономической безопасности страны, что приводит к несколько сниженной активности в области формирования конкретных мер и программ, направленных на стимулирование процесса декарбонизации нефтегазового сектора. Вместе с тем, некоторые нефтегазовые компании в этом направлении работают на опережение и уже сегодня реализуют стратегии декарбонизации.

Структура выбросов парниковых газов по нефтегазовой отрасли РФ в 2018 году представлена в таблице 5. Большая доля выбросов приходится на добычу природного газа, а сегмент добычи нефти занимает минимальную долю в структуре – 12%.

Таблица 5 – Структура выбросов парниковых газов по нефтегазовой отрасли РФ в 2018 году²¹

Table 5 – The structure of greenhouse gas emissions by the Russian oil and gas industry in 2018

Сегмент выбросов	Доля, %
Добыча нефти	12
Утечки и сжигание	14
Нефтепереработка	15
Трубопроводный транспорт	20
Добыча природного газа	39

²⁰ Воробьев С. Ю. Перспективы России по добыче и экспорту нефти // Бурение и нефть. – 05.2024. – URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=63429 (дата обращения: 10.11.2024).

²¹ Декарбонизация в нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России // Skolkovo Moscow School of Management. Март 2021. – URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf (дата обращения: 05.02.25).

Часть нефтяных компаний уже сегодня публикуют на своих официальных сайтах долгосрочные цели по сокращению выбросов парниковых газов, например, Роснефть к 2035 году обозначает свой стратегический ориентир в 30% по обеспечению сокращения углеродной интенсивности в секторе добычи, а интенсивность выброса метана на 0,25%. Татнефть также ставит своей целью снижение углеродной интенсивности на уровне 20%²². Это достаточно амбициозные цели по сравнению с другими нефтегазовыми компаниями.

Принятие управленческих решений в среднесрочной и долгосрочной перспективах по использованию производственных возможностей нефтегазовыми структурами по-прежнему находится в плоскости максимизации прибыли, что выгодно как недропользователю, так как создаются возможности для обеспечения стабильного долгосрочного развития и достижения стратегических целей, так и государству – в контексте стабильного пополнения государственного бюджета. Механизм управления производственно-ресурсным потенциалом на основе прибыли диктует необходимость оптимизации объема добычи нефти. Одним из возможных направлений для поиска резервов может стать более эффективное управление фондами скважин на нефтяных месторождениях.

Управление фондами скважин – это достаточно многоаспектная задача, которая является предметом исследования разных авторов. Так, в работе Д. В. Курганова расчет эффекта от перевода добывающей нефтяной скважины в нагнетательный фонд в рамках управления разработкой нефтяным месторождением сводится к оценке выпадающего объема добычи и суммы операционных затрат при переводе в другую группу, при этом акцент делается на необходимости выстраивания оценочной процедуры на использовании машинного обучения [9, с. 148, 164]. Одним из направлений, активно обсуждаемых в научных кругах, является восстановление работоспособности основных фондов, что отражено в работах О. В. Томазовой [10, с. 2]. Целесообразность учета влияния факторов внешней среды при управлении фондами нефтяных скважин отражена в работе И. В. Бурениной, что на сегодняшний день приобретает еще большую актуальность и значимость [11, с. 333].

Использование недропользователем скважин в рабочем состоянии влияет на величину извлечения полезных ископаемых из недр, или коэффициент

извлечения нефти (КИН), что в свою очередь имеет влияние на экономику отрасли и в последующем – на формирование бюджета РФ. Если в 1960-х годах КИН составлял 0,51, то в настоящее время он опустился до уровня 0,28–0,30. Это один из самых низких уровней использования запасов нефти в мире²³. Необходимо отметить, что данный тезис носит дискуссионный характер, и в публикациях прослеживается точка зрения, что интерпретировать КИН необходимо в зависимости от его вида и метода расчета (статистического, экстраполяционного и гидродинамического)²⁴. В настоящее время осуществляется расчет проектного и рентабельного КИН²⁵. В среднем по России коэффициент извлечения нефти при применении современных нефтегазовых нанотехнологий с учетом структуры запасов может возрасти до 0,60–0,65²⁶. Рентабельный КИН основывается на достижении максимального чистого дисконтированного дохода при принятых сценарных экономических параметрах и действующем налогообложении. Основной интерес государства заключается в том, чтобы недропользователи обеспечивали наиболее эффективное извлечение ресурсов из недр, и критерием эффективности в данном случае рассматривается рентабельный КИН. Однако недропользователи ставят в приоритет коммерческую составляющую целесообразности освоения месторождений углеводородов и не всегда обеспечивают эффективное извлечение ресурсов, следуя по пути выборочной отработки полезных ископаемых. С одной стороны, недропользователи могут использовать современные инновационные методы для обеспечения добычи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами – для повышения нефтеотдачи и КИН, но это приведет к росту себестоимости добычи и снижению чистого дисконтированного дохода (ЧДД). С другой стороны, государство будет нести потери и от поступлений в бюджет. В данном случае нужны решения, которые обеспечат баланс интересов недропользователя, отрасли и государства (рисунок 4) и не позволят недобросовестным недропользователям осуществлять выборочную отработку запасов.

На наш взгляд, первым шагом в решении данного вопроса необходимо внести корректировки в действующие правила разработки месторождений углеводородного сырья, которые опосредованно приведут к изменениям поступлений в бюджет РФ и обеспечат более полное соблюдение интересов государства в части эффективного извлечения ресурсов.

²² Декарбонизация в нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России // Skolkovo Moscow School of Management. Март 2021. – URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf (дата обращения: 05.02.25).

²³ КИНа не будет? // Центральное диспетчерское управление ТЭК. – URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2021/5/907/ (дата обращения: 10.02.25).

²⁴ Люгай Д. В., Минаков И. И., Буракова С. В. Результаты анализа эффективности применения методов расчета коэффициента извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей к условиям Чайядинского месторождения // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2006. № 2 (26). С. 10.

²⁵ Проектный КИН (коэффициент извлечения нефти) – это показатель, который учитывает, какая доля геологических запасов может быть извлечена в соответствии с технологическими ограничениями либо до момента потери рентабельности.

²⁶ Барков С. Л., Грунис Е. Б., Хавкин А. Я. Нефтезапасы: добыча и КИН. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/550965-neftezapasy-dobycha-i-kin/> (дата обращения: 15.02.24).

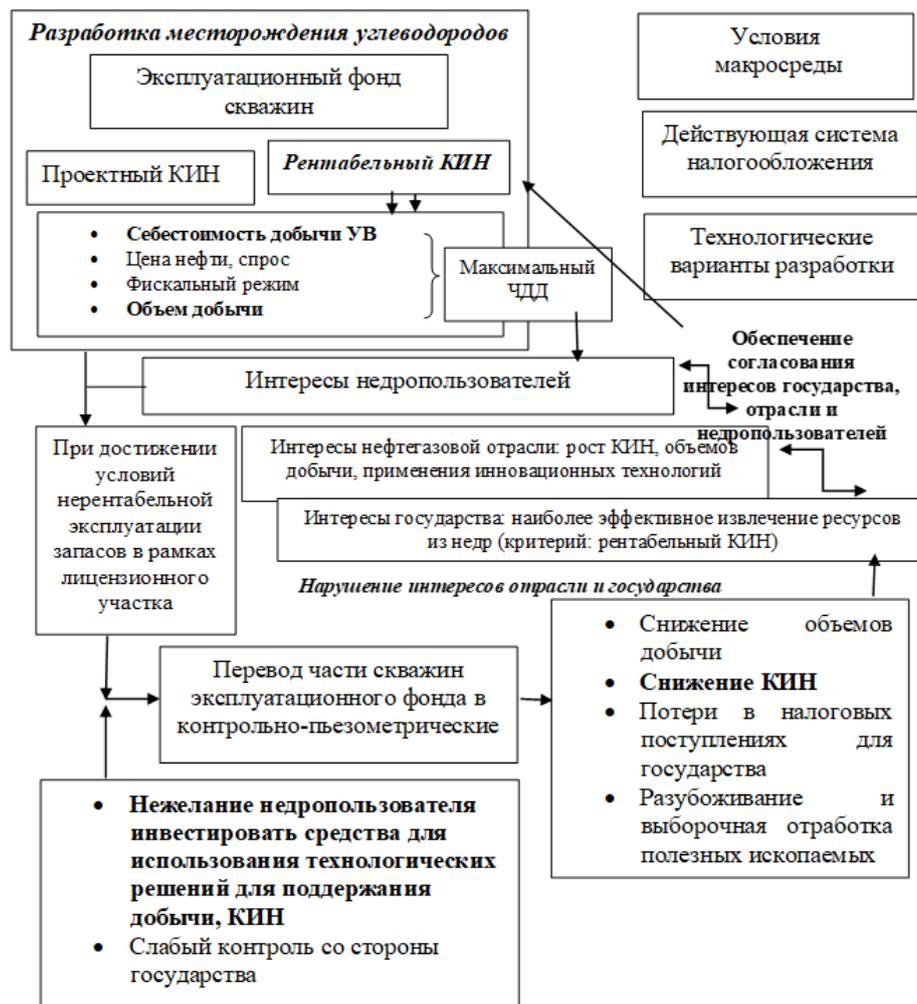


Рисунок 4 – Интересы недропользователя, отрасли и государства (фрагмент) (составлено авторами)
Figure 4 – Interests of the subsurface user, the industry and the state (fragment) (compiled by the authors)

Федеральные органы исполнительной власти контролируют величину работающего фонда используя действующую классификацию и правила, описанные в разделе V Правил разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом МПР № 356 от 14 июня 2016 года²⁷. Недропользователи, не желающие исполнять показатель работающего фонда в соответствии с правилами разработки, меняют принадлежность скважин из эксплуатационного фонда на контрольно-пьезометрический, в результате чего происходит разубоживание и выборочная отработка полезных ископаемых недропользователем (ст. 22 ФЗ № 2395-1 от 21 февраля 1992 года²⁸), а также снижение текущего КИН и сокращение пополнения бюджета.

С целью правильного и единого понимания рассматриваемых проблем в области управления фондами скважин на нефтяных месторождениях целесообразно обозначить принимаемые трактовки относительно их видов.

Эксплуатационный фонд скважин включает нефтяные, нагнетательные и специальные скважины (рисунок 5).

Более подробно с классификацией можно ознакомиться в приказе № 581 Росстата от 17.11.2023.

В этом же документе зафиксировано понятие контрольных (пьезометрических, наблюдательных) скважин, под которыми необходимо понимать скважины, используемые специально для измерения, контроля и наблюдения за продвижением контурных вод, за изменением давления в пласте, за взаимодействием нефтяных и нагнетательных скважин и так далее. На данный момент недропользователи должны отчитываться по данной категории скважин в разрезе действующих, бездействующих в отчетном году и в ретроспективном периоде, находящихся в освоении и его ожидании.

Практика деятельности нефтедобывающих компаний показывает, что в области управления эксплуатационным фондом скважин существует целый ряд нерешенных проблем.

²⁷ Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ № 356 от 14.06.2016 г. «Об утверждении правил разработки месторождений углеводородного сырья» (с изменениями на 07.08.20 г.).

²⁸ Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 (последняя редакция от 14.07.2022 № 343-ФЗ).

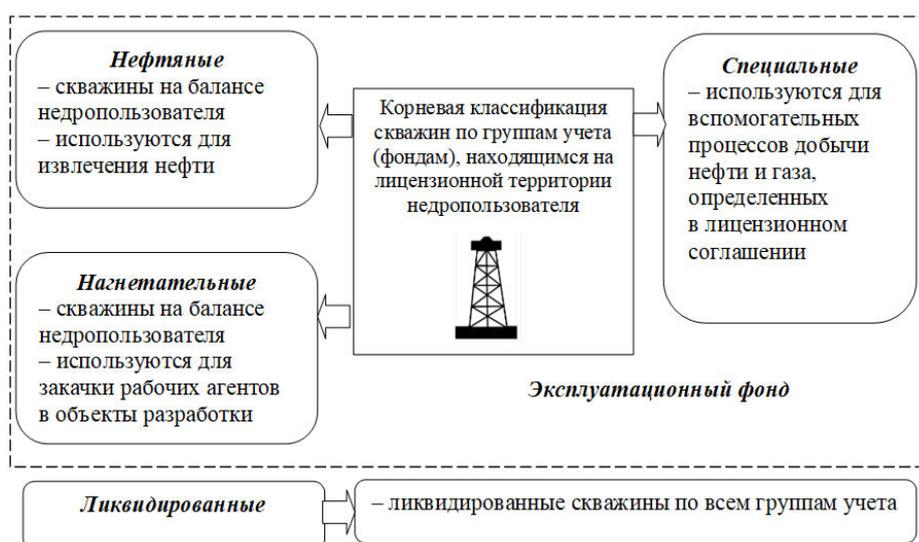


Рисунок 5 – Корневая классификация скважин по группам учета (фрагмент)²⁹

Figure 5 – Root classification of wells by accounting groups (fragment)

Структура эксплуатационного фонда скважин включает такие группы скважин, как действующие, к которым относятся скважины, эксплуатирующиеся в течение отчетного периода, и бездействующие. За последние 10 лет суммарный эксплуатационный фонд скважин по нефтяным компаниям вырос на 28 тыс. Почти за весь рассматриваемый период наблюдается положительная динамика, хотя в последние годы темпы прироста снижаются. Так, в 2019 году он составил 1,6% против 3,6% в 2016 году.

К бездействующему фонду относятся скважины, не работающие более одного

календарного месяца. Такие скважины могут быть остановлены в текущем году или переведены в нерабочее состояние за предыдущие годы. В 2019 году доля бездействующих скважин составила минимальное значение за весь рассматриваемый период – 8%. За период с 2009-го по 2019 год динамика бездействующего фонда была непостоянной, однако просматривается общий тренд на уменьшение доли бездействующих скважин в общем эксплуатационном фонде почти в два раза (таблица 6)³⁰.

Таблица 6 – Эксплуатационный и бездействующий фонды скважин (ретроспективный анализ за 2009–2019 гг.)

Table 6 – Operational and inactive well stock (retrospective analysis for 2009–2019)

Показатель	Год										
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Эксплуатационный фонд скважин, тыс. шт.	152,4	154,5	159	164	164	168	167	173	175,3	177,6	180,4
Ежегодный темп прироста эксплуатационного фонда скважин, %	–	1,4	2,9	3,1	0,0	2,4	–0,6	3,6	1,3	1,3	1,6
Бездействующий фонд скважин, тыс. шт.	24,5	25,1	18,1	17,7	15,5	15,8	14,5	14,7	16,3	14,8	14,5
Ежегодный темп прироста бездействующего фонда скважин, %	–	2,4	–27,9	–2,2	–12,4	1,9	–8,2	1,4	10,9	–9,2	–2,0
Удельный вес бездействующего фонда, %	16,08	16,25	11,38	10,79	9,45	9,40	8,68	8,50	9,30	8,33	8,04
Среднесуточный дебит, т/сут.	10,6	10,7	10	10	9,7	9,3	9,1	8,8	8,5	8,8	8,5

Источник: составлено авторами по материалам работы И. Филимоновой, В. Немова, А. Комаровой, С. Кожевиной³¹.

²⁹ Приказ Росстата от 17.11.2023 № 581 «Об утверждении форм федерального статистического наблюдения и указаний по их заполнению для организаций Министерством энергетики РФ федерального статистического наблюдения за технико-экономическими показателями работы организаций, осуществляющих добычу сырой нефти, нефтяного (попутного) и природного газа». – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_462327/ (дата обращения: 10.08.24).

³⁰ Филимонова И., Немов В., Комарова А., Кожевина С. Факторы развития нефтесервисного рынка России // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 21-22. С. 6–14.

³¹ Там же.

Рассмотрим ситуацию на примере округа, на который приходится около 41,7% общероссийской добычи нефти³² (таблица 7).

Таблица 7 – Добыча нефти на территории РФ и ХМАО – Югры
Table 7 – Oil production in the territory of the Russian Federation and KhMAO – Yugra

Показатель	Год							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Добыча нефти в РФ, млн тонн	505	511	518	523	526	534	547	547
Добыча нефти в ХМАО – Югре, млн тонн	266	262	260	255	250	243	239	235
Доля ХМАО – Югры в добыче нефти в РФ, %	52,7	51,3	50,2	48,8	47,5	45,5	43,7	43
Показатель	Год							
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (прогноз)
Добыча нефти в РФ, млн тонн	556	560	513	524	535	530,6 ³³	516 ³⁴	516 ³⁵
Добыча нефти в ХМАО – Югре, млн тонн	236	236	211	216	223	216 ³⁶	205 ³⁷	212 ³⁸
Доля ХМАО – Югры в добыче нефти в РФ, %	42,4	42,1	41,1	41,2	41,7	40,7	39,7	41,1

Источник: материалы Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

В последние годы на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры значительно выросла доля контрольного фонда и фонда консервации скважин по отношению к эксплуатационному.

Как было отмечено на публичных обсуждениях в формате круглого стола «Рациональное использование фонда скважин: актуальные задачи и их решения», прошедших в сентябре 2023 года, за последние пять лет доля контрольного фонда скважин в ХМАО – Югре увеличилась с 12,4% до 16,47% (рост составил 40,12%), а консервационного фонда – с 18,75% до 21,02% (рост составил 18%). При этом показатели действующего фонда по месторождениям остались в рамках допустимых отклонений, установленных правилами разработки месторождений углеводородного сырья

(утв. приказом Министерства природных ресурсов от 14 июня 2016 г. № 356).

В этом направлении существует ряд проблем и рисков одновременно и для недропользователей, и для государства. Например, в части управления контрольным фондом скважин (скважин для проведения исследований). Фактическая ситуация показывает, что нефтедобывающие предприятия не всегда обоснованно переводят скважины в контрольный фонд, а также в последующем не на всем фонде проводят исследовательские работы. В настоящее время на уровне федерального законодательства отсутствуют чёткие указания по данному вопросу. Анализ нормативных документов, представленный в таблице 8, показал, что количество скважин, находящихся в эксплуатационном фонде (как действующих,

³² Итоги работы Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры за 2023 год (предварительные итоги на 01.09.2023 г.). – URL: <https://depprirod.admhmao.ru/deyatelnost/otchety-o-rabote-departamenta/9531072/2023-god/> (дата обращения: 03.04.2024).

³³ Россия в 2023 году снизила добычу нефти на 0,8%. – URL: <https://tass.ru/ekonomika/19912883> (дата обращения: 20.04.2024).

³⁴ Итоги 2024 г. от А. Новака. – URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/877792-itogi-2024-g-ot-a-novaka-dobycha-nefti-v-rossii-upravl-pochti-na-3-gaza-vyroslo-na-7-6/> (дата обращения: 20.04.2024).

³⁵ Минэкономразвития прогнозирует снижение нефтегазовых доходов России на 15% в 2025 году. – URL: <https://abireg.ru/newsitem/106794/> (дата обращения: 23.04.2024).

³⁶ В ХМАО – Югре добыча нефти за 2023 год снизилась на 3,2% – до 216 млн тонн. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/6727525> (дата обращения: 20.04.2024).

³⁷ Добыча нефти в Югре по итогам 2024 года ожидается на уровне 205 млн тонн // Агентство нефтегазовой информации. – URL: <https://www.angi.ru/news/2919993-Добыча%20нефти%20в%20Югре%20по%20итогам%202024%20года%20ожида%20на%20уровне%202025%20млн%20тонн/> (дата обращения: 20.04.2024).

³⁸ Там же.

так и бездействующих), контролируется государством, что отражено в правилах разработки месторождений углеводородного сырья³⁹. Фонд скважин в консервации согласовывается с Ростехнадзором согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности⁴⁰. Федеральное законодательство не содержит чётких указаний по вопросам надзора за выполнением исследовательских работ на контрольном фонде скважин, а также правил перевода из эксплуатационного в контрольный. Недропользователи имеют разный подход к формированию и использованию контрольного фонда скважин, внедряют внутренние документы, регламентирующие их количество и расстановку.

О том, что в российской нефтегазовой отрасли до сих пор нет технических регламентов, устанавливающих единые правила и стандарты, регулирующие создание фонда консервации и вывод из эксплуатации месторождений, отмечается в работе И. Халидова, К. Миловинова, А. Солтаханова [12]. С увеличением объема выводимых из эксплуатации объектов вопросы правильного учета и финансовой отчетности по этим расходам становятся все более актуальными. Также авторы в своей исследовательской работе отмечают, что существует неопределенность в отношении порядка налогообложения при завершении работ на производственных объектах.

Таблица 8 – Анализ закрепления контрольно-регламентирующих функций по фондам скважин при разработке нефтяных месторождений

Table 8 – Analysis of the consolidation of control and regulatory functions for well stocks in the development of oil fields

Фонд скважин	Контроль величины фонда скважин государством	Примечание
Количество скважин, находящихся в эксплуатационном фонде	Контролируется, в т.ч. – количество действующих скважин; – количество бездействующих скважин	Приказ Минприроды России от 14.06.2016 № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья»
Фонд скважин в консервации	Согласовывается с Ростехнадзором	Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности “Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности”»
Фонд ликвидированных скважин	В нормативных документах не отражено	Целесообразно внесение изменений в действующие нормативные документы, например, в федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности
Фонд контрольных и пьезометрических скважин	В нормативных документах не отражено	Функциональное назначение группы скважин отражено в методических указаниях ⁴¹ . Контроль за межгрупповым перетоком скважин со стороны государства низкий, требуется разработка и внедрение современных методов государственного мониторинга выполнения исследований на контрольном фонде скважин

Не полностью выстроенная система мониторинга перевода скважин из эксплуатационного в контрольный фонд приводит к снижению объемов добычи и, как следствие, – к потерям налоговых поступлений (рисунок 6).

В качестве примера сложившейся ситуации с бесконтрольным межгрупповым перетоком скважин во времени рассмотрим динамику по эксплуатационному и контрольному фондам скважин в одной из нефтяных компаний (таблица 9).

³⁹ Приказ Минприроды России от 14.06.2016 № 346 (ред. от 07.08.2020) «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья».

⁴⁰ Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 (ред. от 19.01.2022) «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности “Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности”».

⁴¹ РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений.



Примечание: НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

НДД – налог на дополнительный доход от добычи УВС; ЛУ – лицензионный участок.

Рисунок 6 – Влияние перетока скважин из эксплуатационного фонда в контрольный на показатели экономической и бюджетной эффективности освоения месторождения

Figure 6 – The effect of well flow from the production fund to the control fund on the indicators of economic and budgetary efficiency of field development

Согласно данным таблицы 9, недропользователь в кризисный для нефтяной отрасли год резко увеличил количество контрольных и пьезометрических скважин и снизил долю эксплуатационного фонда. То есть, можно предположить, что произошла остановка скважин эксплуатационного фонда, которые могли бы выполнить проектное назначение, что ставит под сомнение экономическую целесообразность освоения объекта и, как следствие, ведет к потерям в налоговых поступлениях. Здесь речь может идти

об экономической нецелесообразности эксплуатации скважин в сложившихся условиях (в том числе трудноизвлекаемых запасов). Фрагмент укрупненной оценки потенциальных потерь налоговых поступлений от необоснованного перевода скважин из эксплуатационного фонда в фонд контрольных и пьезометрических представлен в таблице 10. В расчете величины выпадающего объема НДПИ были учтены макропараметры на уровне 2022 года.

Таблица 9 – Динамика темпов роста (к предыдущему году) эксплуатационного и контрольного фондов скважин малой добывающей компании, %

Table 9 – Dynamics of growth rates (compared to the previous year) of the operational and control fund of wells of a small mining company

Показатель	Год							
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Эксплуатационный фонд нефтяных скважин	100,05	99,48	99,66	99,45	99,93	<u>32,77</u> ↓	223	113
Фонд контрольных и пьезометрических скважин	99,13	105,00	104,20	133,33	113,91	<u>812,04</u> ↑	44,49	84,22

Источник: составлено авторами по материалам Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпилемана

Таблица 10 – Фрагмент укрупненной оценки потенциальных потерь налоговых поступлений от необоснованного перевода скважин из эксплуатационного фонда в контрольный
Table 10 – A fragment of an enlarged assessment of potential losses of tax revenues from the unjustified transfer of wells from the operational fund to the control one

Нефтяное месторождение	Количество контрольных и пьезометрических скважин	Доля фонда контрольных и пьезометрических скважин по отношению к эксплуатационному фонду, %	% скважин, нерационально переведенных в фонд контрольных и пьезометрических, и количество скважин, скв.			Среднесуточный дебит, т./сут.	Объем добычи, тыс. тонн, при разных % скважин, нерационально переведенных в контрольный фонд			Выпадающий объем НДПИ, млн руб.		
			5%	10%	15%		5%	10%	15%	5%	10%	15%
1	179	79	9	17,9	27	7	19	38	56	449	898	1347
2	165	107	8	16,5	25	7	17	35	52	414	828	1242
3	623	51	31	62,3	93	7	65	131	196	1563	3126	4689
4	397	53	20	39,7	60	7	42	83	125	996	1992	2988
5	108	103	5	10,8	16	7	11	23	34	271	542	813
6	126	88	6	12,6	19	7	13	27	40	316	632	948
7	518	202	26	51,8	78	7	54	109	163	1230	2599	3899
8	141	96	7	14,1	21	7	14	30	44	354	708	1061
9	144	84	7	14,4	22	7	15	30	45	361	723	1084
10	356	64	18	35,6	53	7	37	75	112	893	1786	2680
11	168	140	8	16,8	25	7	18	35	53	422	843	1265
12	196	63	10	19,6	29	7	21	41	62	492	984	1475
13	161	62	8	16,1	24	7	17	34	51	404	808	1212
14	904	92	45	90,4	136	7	95	190	285	2268	4536	6805

Вариативная укрупненная оценка выпадающих доходов, представленная в разрезе налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), позволяет проанализировать объем выпадающих налоговых поступлений в бюджет при условии нерационального межгруппового перетока скважин: от 5 до 15% от количества скважин, переведенных в фонд контрольных и пьезометрических из эксплуатационного фонда. В качестве объектов исследования была взята выборка по 14 нефтяным месторождениям, разрабатываемым на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), за 2022 год. Динамика среднесуточного дебита по всем месторождениям различна и находится в диапазоне от 5 до 10 т/сут., а по некоторым месторождениям – более 10 т/сут. Однако в укрупненном расчете среднесуточный дебит принят на уровне 7 т/сут. Представленные фрагментарные расчеты показывают уже существенные бюджетные потери даже при 5-процентном нерациональном отнесении скважин в контрольный фонд, а именно: выпадающие бюджетные доходы государства – около 10 миллиардов рублей.

Необходимо отметить, что в контрольный фонд попадают также скважины, подлежащие ликвидации. Одной из причин маневрирования и перетоков скважин из одной категории в другую в данном случае являются высокие затраты на ликвидацию скважин и в связи с этим дополнительно возникающая достаточно большая финансовая нагрузка на небольшие добывающие компании. Так, например, удельный норматив на ликвидацию скважин у одной из крупных нефтяных компаний составляет около 5000 руб./скв., а у другой – чуть больше 3000 руб./скв. В расчете на весь фонд скважин совокупные затраты (включая затраты на ликвидацию объектов промышленного обустройства и рекультивацию земель) составляют порядка 20–30 млрд руб. В системном виде рекомендации по совершенствованию методологии и практики управления фондами ликвидации в России представлены в работе И. Халидова, К. Миловидова, А. Солтаханова [12]. Отдельные базовые вопросы повышения экономической эффективности нефтегазодобывающего производства представлены в работах Р. А. Зайнутдинова,

Э. А. Крайновой [13]; Л. К. Смолдырева, Ж. В. Камалова, В. И. Отта, Е. А. Пирогова, Ю. З. Карнадзе. Некоторые вопросы экономического обоснования принятия решений по управлению бездействующим фондом скважин нашли свое отражение в работе Д. А. Гамиловой, И. В. Бурениной, И. М. Захаровой [14].

Сложившаяся ситуация предопределяет необходимость поиска диалога нефтяных компаний с государственными органами власти по поддержке малых добывающих предприятий в части управления рассматриваемым фондом скважин. Данный диалог будет необходим и для стимулирования компаний к применению различных методов повышения нефтеотдачи пластов, с целью увеличения эффективности управления эксплуатационным фондом скважин.

■ РЕЗУЛЬТАТЫ

Вопросы повышения эффективности управления эксплуатационным фондом скважин, так же, как и контрольным, и ликвидационным, активно обсуждаются в экспертном отраслевом сообществе, а также на уровне недропользователей и государства. Так, например, в работах И. А. Халидова и К. Н. Миловидова представлен «комплекс мероприятий по продлению периода эксплуатации месторождений, который может применяться при условии сохранения их прибыльности и безопасности эксплуатации, включающий: управление расходами; дополнительное бурение или изменение профиля добычи; улучшение эксплуатационных показателей; улучшение налоговых или коммерческих условий» [15]. Интерес к вопросам управления фондами нефтяных скважин можно проследить по публикационной активности в данном направлении. Вопросы управления эксплуатационным фондом скважин поднимались в публикациях на сайте Центрального-диспетчерского управления ТЭК⁴². В том числе поднимался вопрос о действенности относительно заброшенных скважин, официально по которым статистика не ведется, но именно эта группа скважин появляется в результате высоких затрат на консервацию и ликвидацию. В работе М. Г. Курбак рассматриваются вопросы управления бездействующим фондом скважин на примере ОАО «Самотлорнефтегаз» [16]. Теоретико-методические вопросы повышения эффективности управления фондами нефтяных скважин рассматривались в работе А. В. Антошкиной, И. В. Осиновской [17; 18, с. 59].

Активно вопросы рационального использования фондов скважин обсуждаются на научно-практических конференциях различного уровня. Так, например, данные вопросы обсуждались в сентябре 2023 года на конференции, проводимой Департаментом недропользования и природных

ресурсов ХМАО – Югры совместно с Научно-аналитическим центром рационального недропользования им. В. И. Шпильмана «Рациональное использование фонда скважин: актуальные задачи и их решения».

Налоговые условия некоторыми авторами рассматриваются в качестве одного из существенных факторов, влияющих на эффективность функционирования компаний сферы нефтегазового бизнеса на протяжении достаточно длительного периода времени. Так, в работе Д. Джонстона в системном виде представлены основы различных налоговых систем, существующих в мировой практике. Они рассматриваются с позиции факторов, которые существенным образом влияют на экономические условия нефтедобычи [19]. Эволюционное развитие российской налоговой системы в нефтегазовой отрасли отражено в работе Т. Ю. Сафоновой [20]. В работе L. Abdelwahed подчеркивается, что системное управление поступлениями в бюджет от природных ресурсов является достаточно сложной задачей. Несмотря на то, что доходы от добычи нефти обеспечивают значительный объем бюджетных поступлений, в какие-то периоды возможно наблюдать нестабильность в их поступлении, обусловленную развитием мировой экономической и политической ситуации, а это значит, что государство должно прогнозировать объем поступлений, который может быть обусловлен более рациональным использованием ресурсов, внедрением различных инновационных методов извлечения ресурсов и т. д. или рассматривать альтернативные, не ресурсные, варианты пополнения бюджета [1].

В качестве результатов проведенного авторами исследования целесообразно отметить ряд достаточно важных с практической точки зрения позиций, требующих проработки и принятия соответствующих решений на различных уровнях управления.

Управление контрольным фондом и фондом консервации скважин, а также правила перевода скважин из эксплуатационного в контрольный не прописаны достаточно четко в федеральном законодательстве, что обуславливает наличие нерационального межгруппового перетока. При этом, как показывает практический опыт, не весь контрольный фонд используется для проведения соответствующих исследовательских работ, и на данный момент достаточно сложно осуществлять контроль и надзор за данным процессом. Здесь же необходимо отметить, что приоритетными критериями остановки скважин эксплуатационного фонда, не выполнивших проектное назначение, являются экономические показатели работы отдельных скважин, в то время как недропользователи должны ориентироваться

⁴² КИНа не будет? // Центральное диспетчерское управление ТЭК. 2021. Май. – URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2021/5/907/?ysclid=lyd0yolk3j533828722 (дата обращения: 15.05.24).

на экономические показатели по всему эксплуатационному объекту разработки. Все это создает ряд проблем и рисков как для государства, так и для недропользователя.

Авторами предлагается внести изменения в Правила разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены приказом Минприроды России от 14.06.2016 № 356). Во-первых, в разделе V «Допустимые отклонения показателей разработки месторождения» дополнительно выделить в группе показателей, характеризующих

выполнение недропользователями обязанностей по соблюдению требований технических проектов, такой показатель, как годовой фонд контрольных (наблюдательных и пьезометрических) скважин для категории запасов А+В1(С1) по месторождению в целом (таблица 11). Во-вторых, в этом же разделе отдельно выделить пункт с количественной интерпретацией допустимых отклонений по фонду контрольных скважин в привязке к количеству действующих добывающих и нагнетательных скважин (таблица 12).

Таблица 11 – Предложение 1 по внесению изменений в Правила разработки месторождений углеводородного сырья

Table 11 – Proposal 1 on amendments to the Rules for the development of hydrocarbon Deposits

Действующие правила разработки	Предложение авторов	Комментарии
Раздел V «Допустимые отклонения показателей разработки месторождения»		
<p>5.1. Показателями, характеризующими выполнение недропользователем обязанностей, установленных пунктом 2 части 2 статьи 22 Закона Российской Федерации «О недрах», в части обеспечения соблюдения требований технических проектов, являются:</p> <p>а) годовые уровни добычи нефти и (или) свободного газа, утвержденные для категории запасов А+В1 по месторождению в целом;</p> <p>б) годовой ввод новых добывающих и нагнетательных скважин (суммарно) для категории запасов А+В1(С1) по месторождению в целом;</p> <p>в) годовой действующий фонд добывающих и (или) нагнетательных скважин для категории запасов А+В1(С1) по месторождению в целом</p>	<p>Дополнить пунктом:</p> <p>г) годовой фонд контрольных (наблюдательных и пьезометрических) скважин для категории запасов А+В1(С1) по месторождению в целом</p>	<p>Контроль со стороны государства над годовым фондом контрольных скважин имеет косвенный экономический эффект в виде дополнительных налоговых поступлений с дополнительно добытого объема углеводородов, стимулирование реализации мер по повышению КИН</p>

Таблица 12 – Предложение 2 по внесению изменений в Правила разработки месторождений углеводородного сырья

Table 12 – Proposal 2 on amendments to the Rules for the development of hydrocarbon deposits

Предложение	
Раздел V «Допустимые отклонения показателей разработки месторождения» дополнить пунктом 5.17. Допускаются отклонения по фонду контрольных (наблюдательных и пьезометрических) скважин относительно действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин в следующем количестве:	
количество действующих добывающих и нагнетательных скважин на месторождении по состоянию на конец календарного года согласно техническому проекту, штук	допустимое отклонение (не более) количества контрольных (наблюдательных и пьезометрических) скважин, процентов
до 10	40
от 11 до 50	30
от 51 до 200	20
201 и более	10

Анализ ретроспективных данных разработки некоторых эксплуатационных объектов в рамках месторождения показал, что разработка осуществлялась в течение длительного периода времени (более 30 лет) малой долей проектного фонда

и текущими отборами более трети от начальных извлекаемых запасов, что также подтверждает нерациональный подход к использованию фондов скважин. И такая ситуация, к сожалению, не единичный случай. В дальнейшем такой подход

приводит к экономически нецелесообразной разработке таких объектов, а значит – финансовым потерям как со стороны государства (в виде недополученных налоговых поступлений), так и со стороны недропользователя.

У отдельных недропользователей отсутствуют средства для ликвидации или консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами (приведение в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды), что является одной из причин значительного роста контрольного фонда и фонда консервации скважин, наблюдаемого в последнее время, и влечет за собой последующее банкротство, например, малого добывающего предприятия.

■ ОБСУЖДЕНИЕ

Исследование вопроса рационального управления фондами скважин при разработке нефтяных месторождений позволило выявить ряд проблем, требующих решения в совместном диалоге недропользователя с государственными органами власти. Для устранения обозначенных проблемных зон или снижения остроты проблем целесообразно:

– скорректировать и закрепить в регламентирующих документах на федеральном уровне правила работы с фондами скважин при разработке нефтяных месторождений, что позволит уйти от необходимости разработки внутренних регламентирующих документов в дополнение к федеральным правилам и методикам, практика составления которых распространена среди отдельных недропользователей, а также унифицировать подход к осуществлению межгруппового перетока скважин;

– более активно привлекать нефтяные компании к разработке рекомендаций по вопросам недропользования для включения в нормативно-правовые акты Министерством природных ресурсов и экологии РФ;

– выстраивать конструктивный диалог между недропользователями и государственными органами власти по вопросу стимулирования компаний к применению различных методов повышения нефтеотдачи пластов, с целью повышения эффективности управления эксплуатационным фондом скважин, тем самым обеспечить снижение доли фактически неработающего фонда скважин;

– рассматривать на уровне государственных органов власти возможность поддержки малых предприятий, осуществляющих разработку нефтяных месторождений в части проведения работ по приведению в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения и охрану окружающей среды горных выработок, буровых скважин.

Реализация обозначенных решений носит системный характер и позволит реализовать комплексный подход к вопросам повышения эффективности управления и рационального использования фонда скважин при разработке нефтяных месторождений как в среднесрочной, так и в долгосрочной перспективах, приведет к росту технико-экономических показателей эффективности разработки месторождений и, как следствие, – к росту налоговых поступлений в бюджеты различных уровней.

В целом же вопросы повышения эффективности управления и рационального использования природных ресурсов вызывают повышенный интерес уже на протяжении многих лет среди представителей академической науки, государственных структур и недропользователей не только в России, но и в мировом сообществе [21]. Осуществляется непрерывный поиск лучших практик в области управления, которые позволят достичь синергического эффекта от слаженного взаимодействия всех заинтересованных сторон в решении приоритетных вопросов управления недропользованием.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Abdelwahed, L. More oil, more or less taxes? New evidence on the impact of resource revenue on domestic tax revenue // *Resources Policy*. 2020. Vol. 68. 101747. DOI 10.1016/j.resourpol.2020.101747. EDN ТЕКРФВ.
2. Liu X. L., Nassios J., Giesecke J. To tax or to spend? Modelling tax policy responses to oil price shocks // *Energy Policy*. 2024. Vol. 185. 113929. DOI 10.1016/j.enpol.2023.113929. EDN HAOSGF.
3. Plyaskina N. I. Oil Tax Maneuver: Analysis of the Consequences and Forecast of the Impact on the Development of a Company // *Studies on Russian Economic Development*. 2022. Vol. 33, No. 4. P. 377–384. DOI 10.1134/s1075700722040062. EDN FCWDUV.
4. Оздоева А. Х. Анализ основных аспектов системы налогового регулирования отрасли для целей устойчивого развития нефтегазового бизнеса // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. 2024. № 8 (236). С. 27–33. EDN СВЕОBR.
5. Peralta A. F., Botchia V. E., Santos A. A., Schiozer D. J. Model-based production strategy optimization for a heavy oil reservoir considering waterflooding and intelligent wells // *Geoenergy Science and Engineering*. 2025. Volume 246. DOI 10.1016/j.geoen.2024.213457.
6. Буренина И. В., Гамилова Д. А. Особенности оценки производственного потенциала нефтегазодобывающего предприятия // *Записки*

- Горного института. 2009. Т. 184. С. 118–120. EDN RENROJ.
7. Лебедев А. С., Карнаухов М. Н., Осиновская И. В. Планирование эффективного использования производственно-ресурсного потенциала в добыче нефти : монография. СПб. : Недра, 2009. 216 с. EDN QMYUWB.
 8. Буренина И. В. Процессно-целевой подход к повышению экономической эффективности деятельности нефтегазодобывающих предприятий : монография. СПб. : Недра, 2011. 264 с. EDN TSYGYN.
 9. Курганов Д. В. Расчет эффекта от перевода добывающей нефтяной скважины в нагнетательный фонд в рамках управления разработкой нефтяным месторождением // Управление большими системами : сборник трудов. 2019. № 81. С. 147–167. DOI 10.25728/ubs.2019.81.6. EDN ANOXEE.
 10. Томазова О. В. Разработка методического подхода к принятию управленческого решения о восстановлении или реконструкции нефтяной скважины // Вестник евразийской науки. 2023. Т. 15, № 6. EDN PXSXKA.
 11. Буренина И. В. Экономический подход к управлению действующим фондом нефтяных скважин с учетом факторов внешней среды // Евразийский юридический журнал. 2016. № 4 (95). С. 332–334. EDN VZWHJF.
 12. Khalidov I., Milovidov K., Soltakhanov A. Decommissioning of oil and gas assets: industrial and environmental security management, international experience and Russian practice // Heliyon. 2021. Vol. 7, No. 7. 07646. DOI 10.1016/j.heliyon.2021.e07646. EDN QXTFGP.
 13. Зайнутдинов Р. А., Крайнова Э. А. Теория и практика экономической оценки повышения эффективности нефтегазодобывающего производства : монография. М. : Нефть и газ ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. 384 с.
 14. Гамилова Д. А., Буренина И. В., Захарова И. М. Экономическое обоснование принятия решений по управлению бездействующим фондом скважин // Записки Горного института. 2014. Т. 208. С. 110–113. EDN SJUCVT.
 15. Халидов И. А., Миловидов К. Н. Управление разработкой нефтяных месторождений на поздней стадии в контексте задач по ликвидации производства и оставления месторождений // Экономика топливно-энергетического комплекса. 2020. № 1. С. 65–73. DOI 10.33917/mic-1.90.2020.65-73. EDN NATGJB.
 16. Курбак М. Г. Сокращение бездействующего фонда скважин // Нефтегазовое дело. 2012. № 1. С. 137–149. EDN RLEUDT.
 17. Антошкина А. В., Ромасюк Е. О. Управление фондом скважин нефтяного месторождения как фактор снижения себестоимости добычи // Актуальные вопросы экономических наук : материалы III Международной научно-практической конференции, Краснодар, 30 мая 2020 года. Краснодар : ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России ; Краснодарский ЦНТИ – филиал ФГБУ «РЭА» Минэнерго России, 2020. С. 261–265. EDN VBAGUX.
 18. Осиновская И. В. Повышение эффективности управления фондом нефтяных скважин // Теория и практика общественного развития. 2015. № 8. С. 59–61. EDN TWSGVD.
 19. Джонсон Д. Международный нефтяной бизнес: налоговые системы и соглашения о разделе продукции / пер. с англ. М. : Олимп-Бизнес, 2000. 352 с.
 20. Сафонова Т. Ю. Эволюция налогообложения в нефтегазовой отрасли // Экономика, предпринимательство и право. 2020. Т. 10, № 11. С. 2757–2790. DOI 10.18334/epp.10.11.111163. EDN TNGWKI.
 21. Tatar M., Harati J., Farokhi S., Taghvaei V., Wilson F. A. Good governance and natural resource management in oil and gas resource-rich countries: A machine learning approach // Resources Policy. 2024. Volume 89. 104583. DOI 10.1016/j.resourpol.2023.104583. EDN LFAXQF.

REFERENCES

1. Abdelwahed, L. (2020) More oil, more or less taxes? New evidence on the impact of resource revenue on domestic tax revenue. *Resources Policy*, (68), 101747. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2020.101747>. <https://elibrary.ru/tekpfw>.
2. Liu, X. L., Nassios, Ja., Giesecke, Ja. (2024) To tax or to spend? Modelling tax policy responses to oil price shocks. *Energy Policy*, (185), 113929. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113929>. <https://elibrary.ru/haosgf>.
3. Plyaskina, N. I. (2022) Oil Tax Maneuver: Analysis of the Consequences and Forecast of the Impact on the Development of a Company. *Studies on Russian Economic Development*, 33 (4), pp. 377–384. <https://doi.org/10.1134/s1075700722040062>. <https://elibrary.ru/fcwduv>.
4. Ozdoeva, A. H. (2024) An analysis of the main aspects of the tax regulation system of the industry in order to provide the sustainable development of the oil and gas business. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*, no. 8 (236), pp. 27–33. <https://elibrary.ru/cbeobr>.
5. Peralta, A. F., Botechia, V. E., Santos, A. A., Schiozer, D. J. (2025) Model-based production strategy optimization for a heavy oil reservoir considering waterflooding and intelligent wells. *Geoenergy Science and Engineering*, (246). <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213457>.

6. Burenina, I. V., Gamilova, D. A. (2009) Features of assessing the production potential of an oil and gas producing enterprise. *Notes of the Mining Institute*, 184, pp. 118–120. <https://elibrary.ru/renroj>.
7. Lebedev, A. S., Karnaukhov, M. N., Osinovskaya, I. V. (2009) Planning the effective use of production and resource potential in oil production. St. Petersburg, Publ. Nedra, 216 p. <https://elibrary.ru/qmyywb>.
8. Burenina, I. V. (2011) Process-target approach to improving the economic efficiency of oil and gas production enterprises. St. Petersburg, Publ. Nedra, 264 p. <https://elibrary.ru/tsygyn>.
9. Kurganov, D. V. (2019) Calculation of additional oil production after well's conversion to injector in oil reservoir management. *Management of large systems: proceedings*, 81, pp. 147–167. <https://doi.org/10.25728/ubs.2019.81.6>. <https://elibrary.ru/anoxee>.
10. Tomazova, O. V. (2023) Development of a methodological approach to making management decisions on the restoration or reconstruction of an oil well. *The Eurasian Scientific Journal*, 15 (6). <https://elibrary.ru/pxsxka>.
11. Burenina, I. V. (2016) The economic approach to the management of the fund of oil wells, taking into account environmental factors. *Eurasian Law Journal*, no. 4 (95), pp. 332–334. <https://elibrary.ru/vzwhjf>.
12. Khalidov, I., Milovidov, K., Soltakhanov, A. (2021) Decommissioning of oil and gas assets: industrial and environmental security management, international experience and Russian practice. *Heliyon*, 7 (7), 07646. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e07646>. <https://elibrary.ru/qxtfgp>.
13. Zainutdinov, R. A., Krainova, E. A. (2002) Theory and practice of economic assessment of increasing the efficiency of oil and gas production. Moscow, GUP Publishing House «Oil and Gas» Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 384 p.
14. Gamilova, D. A., Burenina, I. V., Zakharova, I. M. (2014) Economic justification of decision-making on the management of an inactive well fund. *Notes of the Mining Institute*, 208, p. 110–113. <https://elibrary.ru/sjucvt>.
15. Khalidov, I. A., Milovidov, K. N. (2020) Management of oil field development at a late stage in the context of tasks to eliminate production and abandonment of deposits. *Mikroekonomika*, (1), pp. 65–73. <https://doi.org/10.33917/mic-1.90.2020.65-73>. <https://elibrary.ru/natgjb>.
16. Kurbak, M. G. (2012) Reduction of the non-operating wells stock. *Oil and gas business*, (1), pp. 137–149. <https://elibrary.ru/rleudt>.
17. Antoshkina, A. V., Romasyuk, E. O. (2020) Management of the well fund of an oil field as a factor in reducing the cost of production. *Actual issues of economic sciences : Materials of the III International scientific and practical conference, Krasnodar, May 30, 2020*. Krasnodar, Publ. Federal State Budgetary Institution «Russian Energy Agency», pp. 261–265. <https://elibrary.ru/vbagux>.
18. Osinovskaya, I. V. (2015) Improvement of well stock management efficiency. *Theory and Practice of Social Development*, (8), pp. 59–61. <https://elibrary.ru/twsgvd>.
19. Johnson, D. (2000) International oil business: tax systems and production sharing agreements / Translated from English. Moscow : Publ. Olymp-Business CJSC, 352 p.
20. Safonova, T. Y. (2020) Evolution of taxation in the oil and gas industry. *Journal of Economics, Entrepreneurship and Law*, 10 (11), pp. 2757–2790. <https://doi.org/10.18334/epp.10.11.111163>. <https://elibrary.ru/tngwki>.
21. Tatar, M., Harati, J., Farokhi, S., Taghvaei, V., Wilson, F. A. (2024) Good governance and natural resource management in oil and gas resource-rich countries: A machine learning approach. *Resources Policy*, 89, 104583. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2023.104583>. <https://elibrary.ru/lfaxqf>.