

Международный научно-исследовательский журнал

«Прогрессивная экономика»

№ 1 / 2024 https://progressive-economy.ru/vypusk_1/neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie-kak-ekonomicheskij-obekt/

Научная статья / Original article

Шифр научной специальности ВАК: 5.2.3

УДК 338.49

DOI: 10.54861/27131211_2025_1_90



НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАК ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ОБЪЕКТ

Ульянов Д.И., аспирант, ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», г. Тюмень, Россия

Лиман И.А., доктор экономических наук, ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», г. Тюмень, Россия

Аннотация. В статье рассматривается нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), как экономический объект с целью описания значимости формирования проектов разработки НГКМ для реализации Энергостратегии Российской Федерации. Проанализированы основные особенности формирования целевых продуктов добычи и подготовки углеводородов. Актуальной на сегодняшний день остается задача запуска в разработку сложных с точки зрения геологического строения Нефтегазоконденсатных месторождений. Важность экономического объекта объясняется высокими объемами действующей добычи (до 20% годовой добычи нефти в РФ обеспечивается НГКМ). Показано, что в десятке крупнейших месторождений НРФ сосредоточено 20% нефтегазоконденсатных месторождений «запертых» на текущий момент. В данной работе авторами приведён анализ мирового энергопотребления, добычи углеводородов в России, описаны основные продукты экономического объекта (нефть, СОГ, газоконденсат, ШФЛУ), их особенности и выделены основные способы полезного применения в контексте разработки Нефтегазоконденсатных месторождений с точки зрения недропользователя. Особенность выбора продуктов подготовки и монетизации заключается в том, что для каждого месторождения необходимо подбирать продукты газового передела индивидуально, а объёмы добычи природного газа из газовых шапок необходимо оценивать с учётом влияния на добычу нефти и находить точку оптимума. Наиболее важными аспектами обеспечения эффективности проекта являются выбранные решения по подготовке и монетизации продуктов и их взаимного влияния на технологические процессы.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, экономический объект, продукты производства, управление эффективностью, потребность в производстве.

OIL AND GAS CONDENSATE FIELD AS AN ECONOMIC FACILITY

Ulyanov D.I., Postgraduate student, University of Tyumen, Tyumen, Russia

Liman I.A., Doctor of Economics, University of Tyumen, Tyumen, Russia

Abstract. The article considers the oil and gas condensate field (OGCF) as an economic object in order to describe the significance of the formation of OGCF development projects for the implementation of the Energy Strategy of the Russian Federation. The main features of the formation of target products of hydrocarbon production and preparation are analyzed. The task of launching the development of complex oil and gas condensate fields in terms of geological structure remains relevant today. The importance of the economic object is explained by the high volumes of current production (up to 20% of annual oil production in the Russian Federation is provided by OGCF). It is shown that the top ten largest fields in the NRF contain 20% of oil and gas condensate fields "locked" at the moment. In this work, the author provides an analysis of global energy consumption, hydrocarbon production in Russia, describes the main products of the economic object (oil, dry gas, gas condensate, NGL), their features and highlights the main methods of useful application in the context of the development of oil and gas condensate fields from the point of view of the subsoil user. The peculiarity of the selection of preparation and monetization products is that for each field it is necessary to select gas processing products individually, and the volumes of natural gas production from gas caps must be assessed taking into account the impact on oil production and find the optimum point. The most important for the effectiveness of the project are the selected solutions for the preparation and monetization of products and their mutual impact on technological processes.

Keywords: oil and gas condensate field, economic facility, production products, efficiency management, production demand.

JEL classification: L71, P23, P28, Q35.

Для цитирования: Ульянов Д.И., Лиман И.А. Нефтегазоконденсатное месторождение как экономический объект // Прогрессивная экономика. 2025. № 1. С. 90–103. DOI: 10.54861/27131211_2025_1_90.

Статья поступила в редакцию: 14.01.2025 г. Одобрена после рецензирования: 22.01.2025 г. Принята к публикации: 23.01.2025 г.

For citation: Ulyanov D.I., Liman I.A. Oil and gas condensate field as an economic facility // Progressive Economy. 2025. No. 1. pp. 90–103. DOI: 10.54861/27131211_2025_1_90.

The article was submitted to the editorial office: 14/01/2025. Approved after review: 22/01/2025. Accepted for publication: 23/01/2025.

Введение

Нефтегазоконденсатные месторождения представляют собой стратегически значимую составляющую экономики стран, обладающих богатыми углеводородными ресурсами. Нефтегазоконденсатные месторождения оказывают влияние на уровень энергетической безопасности и формируют основу для устойчивого экономического роста и получения экспортных доходов. Актуальность темы исследования связана с ключевой ролью углеводородных ресурсов в укреплении национальной и международной энергетической безопасности и их влиянии на смежные отрасли. В современных условиях роста спроса на энергоресурсы и неустойчивости мировых рынков, исследование вопросов, связанных с добычей, переработкой и оптимизацией использования ресурсов, становится насущной задачей.

Таким образом, цель настоящего исследования заключается в том, чтобы раскрыть ценность дальнейшей разработки методов рационального использования и важность оптимизации разработки нефтегазоконденсатных месторождений для обеспечения их экономической и стратегической эффективности. В рамках достижения поставленной цели будет проведён анализ прогнозов потребления топлива как на глобальном уровне, так и в Российской Федерации. Особое внимание будет уделено вопросам добычи жидких углеводородов (ЖУВ) в России. Будут детально изучены текущие тенденции и перспективные направления развития отрасли. На основании полученных данных будет сформулирован вывод о значимости реализации проектов по освоению новых нефтегазоконденсатных месторождений для поддержания стабильности добычи ЖУВ и выполнения стратегических задач, поставленных Министерством энергетики Российской Федерации.

Роль нефтегазоконденсатных месторождений в экономике

12 декабря 2015 года на конференции ООН об изменении климата в Париже были установлены цели по достижению нулевых выбросов и достижения углеродной нейтральности к 2050 году. На рисунке 1 можно видеть, что спустя 9 лет динамика потребления первичных энергоресурсов глобально не изменялась, динамика снижалась только во время пандемии КОВИД-19. Согласно исследованию практически все аналитические агентства мира приходят к выводу, что необходимо прогнозировать энергопереход в трех сценариях: ВКВ (часто именуемые BAU – business as usual), РТВ (обычно называемые сценариями реформ или ускоренных реформ) и ЧН (достижение углеродной нейтральности к 2050 г.) [9].

Наблюдаемые тенденции свидетельствуют о том, что, несмотря на установленные цели по достижению углеродной нейтральности к 2050 году, на практике глобальная динамика потребления первичных энергоресурсов остается неизменной, за исключением краткосрочного влияния пандемии COVID-19. В целом, тренды указывают на сложность и медлительность процесса энергоперехода.

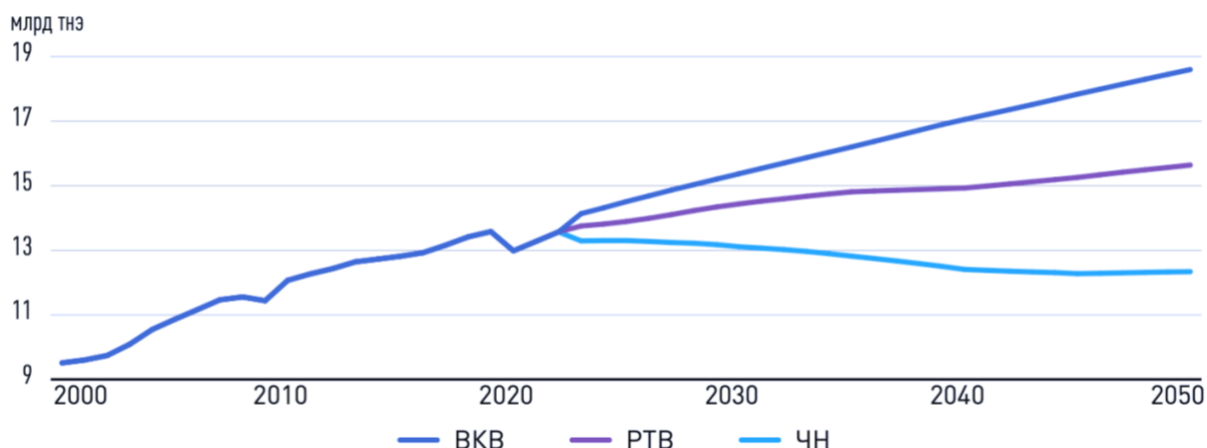


Рис. 1. Динамика потребления первичных энергоресурсов

Источник: составлено авторами по данным [9]

Сценарий ВКВ мало реализуем, потому что изменения структуры потребления энергоресурсов уже запущен и не будет остановлен (сформированы законы, построены энергостанции, сформировалась целая отрасль). Реализация сценария чистый ноль практически не осуществима. Сценарий ЧН потребует ресурсов больше, чем мировое сообщество может себе позволить, что не позволит реализовать другие не менее важные цели экономического развития ООН. Такие затраты превосходят возможности мировой экономики. Для дальнейшего исследования принято взять сценарий РТВ в качестве базового в виду соблюдения стратегических целей развития энергетической отрасли Российской Федерации. Рассмотрим динамику потребления первичных ТЭР (рис. 2).

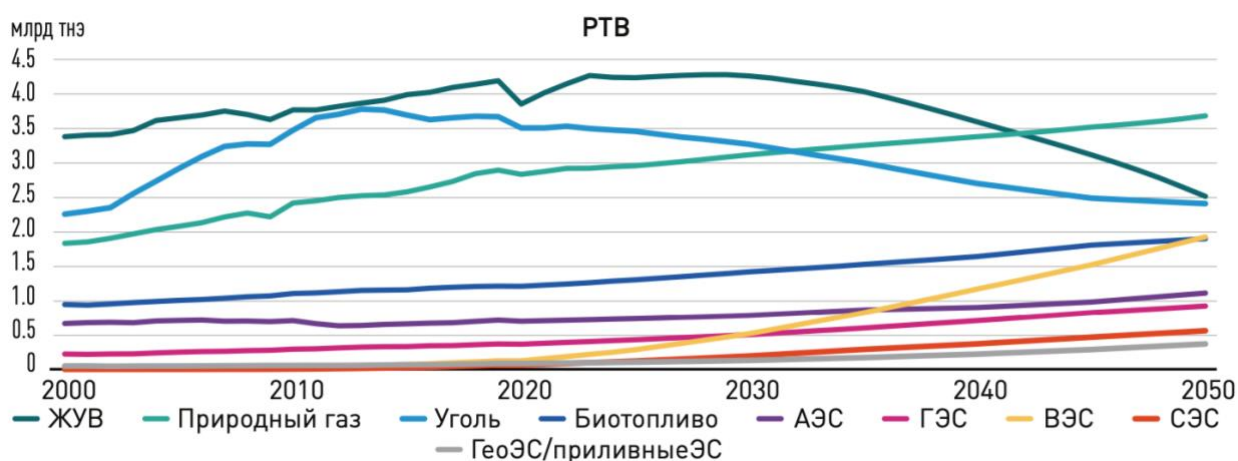


Рис. 2. Динамика потребления первичных ТЭР в 2000–2050

Источник: составлено авторами по данным [9]

С момента конференции ООН в Париже потребление ЖУВ в мире достигло исторического максимума, ЖУВ остаются самым крупным биржевым товаром в мире. Нефть и газоконденсат поддерживают энергетическую безопасность и развитие мировой экономики. В дальнейшем изменение потребления первичных ТЭР планируются с уменьшения

потребления ЖУВ и Угля. Однако, одновременно с этим прогнозируется падение добычи сланцевой нефти США, недофинансирование отрасли и снижения количества новых проектов [4]. При условии некорректной оценки потребления жидких углеводородов и значительной недофинансировании проектов нефтедобычи можно ожидать структурного дефицита жидких углеводородов на мировых рынках. Это свидетельствует о том, что у Российской Федерации есть все возможности по сохранении текущих объёмов добычи ЖУВ. А ЖУВ останутся основой мировой экономики на ближайшие 20 лет.

При всех сценариях развития энергетического рынка спрос на газ будет расти, что вызвано экологичностью и экономической эффективности добычи, и получению электроэнергии и тепла из газа по сравнению с ВИЭ. Это говорит о том, что интерес и спрос на газ, как продукт будет расти.

Добыча энергоресурсов в России

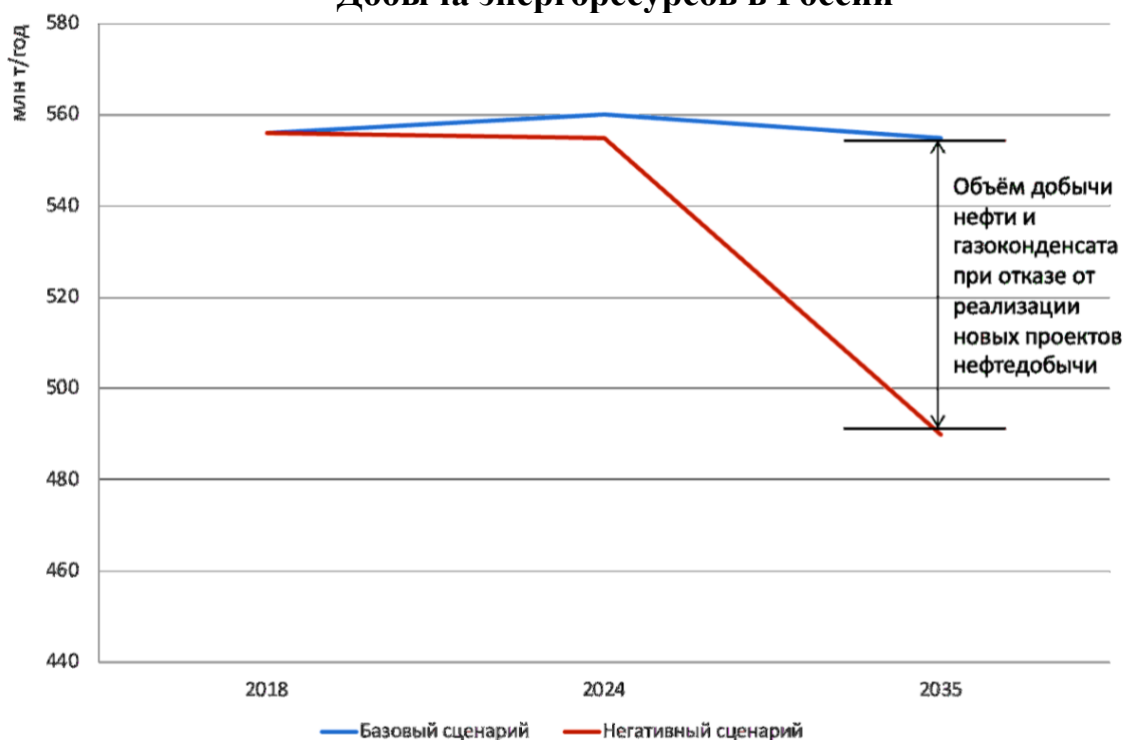


Рис. 3. Прогноз добычи нефти в РФ

Источник: составлено авторами по данным [10]

Для достижения заявленного министром энергетики уровня добычи жидких углеводородов в 540 млн т в год, потребуется ввод новых месторождений, увеличение инвестиций в разведку месторождений углеводородов и внедрение новых технологий по повышению рентабельности добычи нефти. Согласно сценарию рационального технологического выбора, потребление газа будет расти как в мире, так и в России до 729,9 млрд м³/год [7]. Этот рост обусловлен замещением более углеродоемкого угля для генерации электроэнергии, повышения спроса на внутреннем рынке, газификации, повышения экспорта газа за счет реализации проектов СПГ и строительства трубопровода «Сила Сибири 2».

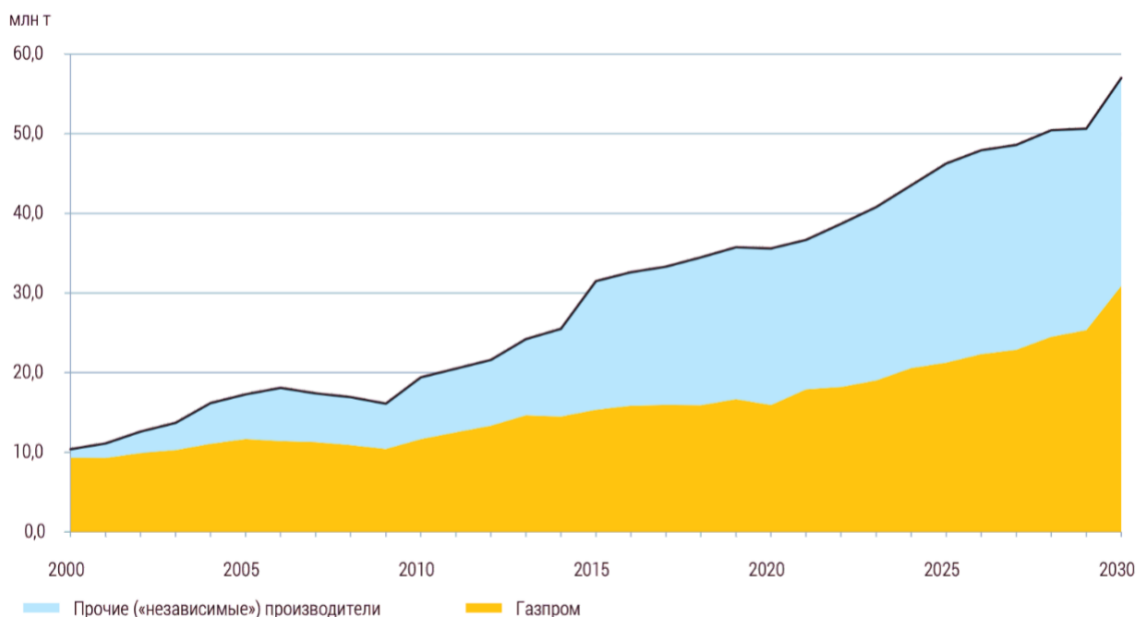


Рис. 4. Прогноз добычи газоконденсата в РФ

Источник: составлено авторами по данным [6]

В контексте поддержания добычи объёмов ЖУВ и увеличения добычи газа возрастающую роль играет добыча газового конденсата. Добыча конденсата в РФ растет порядка 4% в год с 2000 года (рис. 4). Это обосновано истощением запасов сухого газа и переходом к разработке месторождений с высоким конденсатным фактором. В будущем добыча газового конденсата будет повышаться как за счет общего роста добычи газа, так и вовлечения в разработку новых месторождений [6].

Согласно энергостратегии Российской Федерации нефтегазовая отрасль будет развиваться, увеличивать объёмы добычи газа и газоконденсата, поддерживать объёмы добычи нефти, что потребует реализацию новых проектов. Одним из важных векторов развития станет ввод в разработку и повышение эффективности эксплуатации Нефтегазоконденсатных месторождений за счёт того, что один экономический объект позволяет реализовывать цели Энергостратегии РФ одновременно по трем задачам (добыча нефти, газоконденсата, газа). Для определения значимости в этих планах реализации проектов разработки Нефтегазоконденсатных месторождений предлагается рассмотреть таблицу «Перечень крупнейших НГКМ в РФ» (таблица 1).

Таблица 1

Перечень крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений в РФ

№ п/п	Наименование	Нефть			
		Запасы на 01.01.2023, млн т		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2022 году, млн т
		A+B1+C1	B2+C2		
1	Русское	397,3	52,1	1,4	2,5
2	Ванкорское	262,2	3,3	0,8	9,5
3	Северо-Даниловское	61,2	105,4	0,5	1,6
4	Им. Савостьянова	15,5	139,1	0,5	0
5	Тагульское	130	103,9	0,7	2,7
6	Сузунское	32,7	9,8	0,1	1,7
7	Юрубчено-Тохомское	205,9	299,8	1,6	1,6
8	Западно-Мессояхское	76,3	52,6	0,4	0
9	Восточно-Мессояхское	240,2	109,9	1,1	5,1
10	Среднеботуобинское	108,6	69,6	0,6	6,2
11	Верхнечонское	150,5	35,2	0,6	6,3
12	Самотлорское	808,3	21,7	2,6	14,8
13	Тарасовское	105,9	13,2	0,4	0,9
14	Красноленинское	560,2	582,7	3,6	7,5
15	Куюмбинское	157,3	134,3	0,9	1,3
16	Им. В. Филановского	91,8	0,3	0,3	6,1
17	Федоровское	173,6	31,3	0,7	11,5
18	Талаканское	51,6	0,8	0,2	5,3
19	Новопортовское	112,5	16,1	0,4	6
20	Оренбургское	189,5	51,3	0,8	1,8
21	Суторминское	77	10,9	0,3	0,9
22	Уренгойское	49	182	0,7	0,1
23	Ярудейское	27,9	0	0,1	1,7
24	Ван-Еганское	88	74,5	0,5	1
25	Тагринское	93,2	30,4	0,4	1,7
26	Аркутун-Дагинское	85,5	42	0,4	2
27	Одопту-море	39,8	6,3	0,1	1,1
28	Чайво	24,2	0	0,1	1,5
29	Пильтун-Астохское	36,1	7,1	0,1	2,2
30	Ямбургское	34,9	242,4	0,9	0
	Итого	4486,7	2428	21,8	104,6

Источник: составлено авторами по данным [2]

Традиционно добыча велась из мономесторождений (нефтяных, газовых месторождений, позволяющих долгое время вовлекать сухой природный газ или нефть с маленьким газовым фактором). Они обладали большей экономической эффективностью и более простыми техническими решениями для реализации проекта. Нетрадиционные запасы, такие как НГКМ, ГKM оценивались, как менее эффективные ввиду необходимости формировать более дорогую инфраструктуру. Современная нефтедобыча связана с нетрадиционными запасами и новыми поисковыми зонами. Добыча нефти Нефтегазоконденсатных месторождений в РФ в 2022 году составила около 19,2% добычи Российской Федерации, а запасы нефти составляют 21,8%. Эффективное проектирование и управление такими запасами является стратегической задачи для отечественной отрасли [2].

Таблица 2

Перечень крупнейших месторождений нефти и газа в Нераспределенном фонде РФ

№ п/п	Месторождение	Субъект	Тип	Извлекаемые запасы А1-С2, тыс. т	Геологические запасы А1-С2, тыс. т
1	Ростовцевское	ЯНАО	НГКМ	60 986	197 202
2	Центрально-Ольгинское	Красноярский край	НМ	26 970	99 885
3	Великое	Астраханская область	НМ	24 521	81 738
4	Худоельское	Республика Коми	НМ	17 636	88 179
5	Южно-Амнинское	ХМАО	НМ	16 400	68 301
6	Змановское	ХМАО	НМ	12 400	50 932
7	Лензитское	ЯНАО	НМ	11 785	226 704
8	Чубойское	Удмуртская Республика	НМ	7 632	60 072
9	Верхнехарловское	ЯНАО	НМ	7 499	60 674
10	Сюльдюкарское	Республика Саха (Якутия)	НГКМ	5 427	60 299

Источник: составлено авторами по данным [1; 7]

Около 20% извлекаемых запасов сосредоточены в нефтегазоконденсатных месторождениях из ТОП-10 месторождений. Подбор правильного инструментария к разработке позволит перевести в категорию экономически рентабельных те запасы, которые в настоящее время находятся в нераспределенном фонде. Нефтегазоконденсатные месторождения являются важным элементом экономики многих стран, включая Россию, где они играют значительную роль в формировании экспортных доходов. Энергетическая безопасность напрямую зависит от уровня добычи углеводородов, что способствует обеспечению стабильности национальной экономики. Такие месторождения также оказывают положительное влияние на развитие

смежных отраслей, таких как транспорт, переработка и энергетика, создавая новые рабочие места и увеличивая производственные мощности. Около 75-85% всего газоконденсата поступает на отечественные заводы по переработке, обеспечивая стратегическую потребность в светлых УВ для заводов, остальные объёмы направляются на экспорт в чистом виде либо в смеси с нефтью [6].

В 2020 году газоконденсат был выведен из сделки ОПЕК. Это значит, что дальнейшие ограничения будут связаны напрямую с добычей нефти, а добыча Газоконденсата будет расти без внешних ограничений. Это решение позволяет России добывать и монетизировать более премиальный продукт, поддерживать качество экспортируемой нефти, обеспечивать бесперебойную поставку газоконденсата на отечественные заводы [3]. С точки зрения имеющихся запасов в России у газоконденсата большие перспективы. В своей статье коллектив авторов провели детальную аналитику и выявили, что будущие открытия месторождений углеводородов будут преимущественно со смешанным насыщением (ГКМ, НГКМ и вариации по поводу) в первую очередь в Арктике. Вывод делается на основе анализа открытия месторождений и текущей изученности крупных структур. На основе анализа генезиса образования газоконденсата и тенденций по открытиям глубоко залегающих месторождений (от 2 до 4 км) сделаны выводы, что будущее добычи связано с газоконденсатным насыщением месторождений и высоким конденсатным фактором (>150 г/м³). По мнению авторов увеличивающиеся объёмы добычи конденсата станут замещать выпадающие объёмы добычи нефти [8].

Основные продукты и их экономика

Нефтегазоконденсатные месторождения играют важную роль в мировой экономике, предоставляя такие ценные ресурсы, как нефть, газ и конденсат. Каждый из этих продуктов обладает уникальной экономической ценностью и требует тщательного анализа для эффективного извлечения и дальнейшего использования. Помимо основных товарных продуктов, в зависимости от выбранной схемы подготовки попутного нефтяного и природного газа, могут дополнительно извлекаться такие продукты, как широкая фракция легких углеводородов, сжиженные углеводородные газы, технический пропан-бутан и другие марки пропан-бутановых смесей. Выбор схемы извлечения дополнительных продуктов оказывает прямое влияние на производство и подготовку основных продуктов: товарной нефти, сухого отбензиненного газа и стабильного газового конденсата. Такое понимание позволяет оптимизировать процессы извлечения и повысить эффективность управления ресурсами.

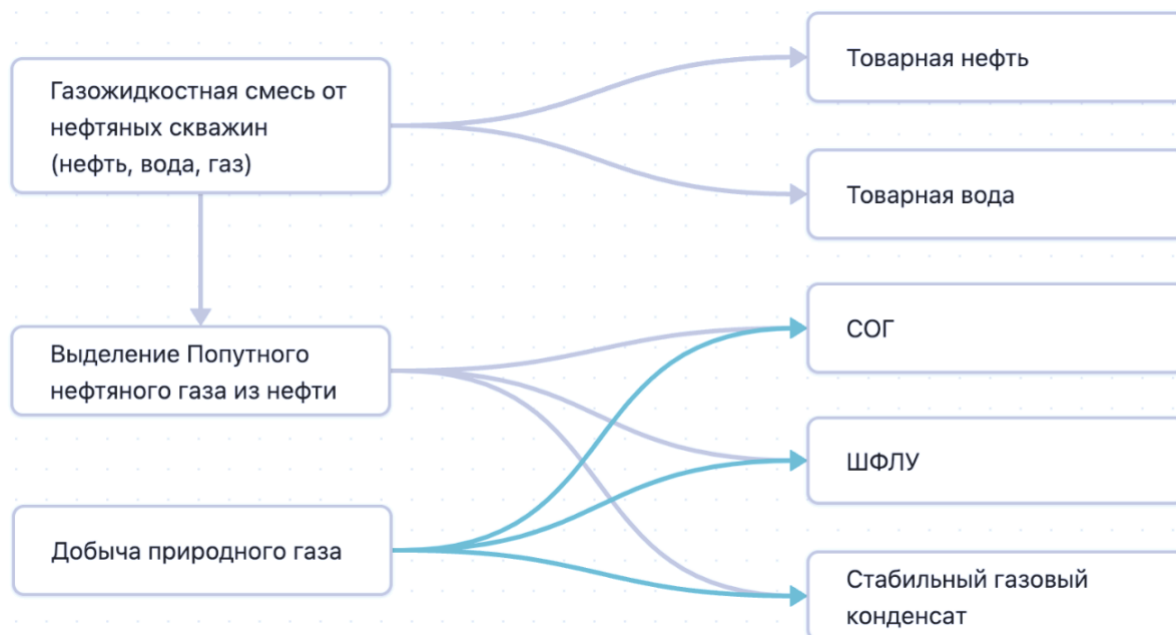


Рис. 5. Ключевые продукты Нефтегазоконденсатных месторождений

Источник: составлено авторами

Добычу на нефтегазоконденсатных месторождениях организуют с помощью разных типов скважин. С точки зрения налогообложения и отношения к добываемому продукту их можно разделить на нефтяные и газовые скважины. С нефтяных скважин на объекты подготовки поступает газожидкостная смесь, содержащая нефть, воду и попутный нефтяной газ, далее их разделяют и подготавливают до товарного качества (рис. 5).

Нефть – это природная маслянистая горючая жидкость, которая состоит из сложной смеси углеводородов и других химических соединений. Нефть широко используется как сырьё для производства различных продуктов, таких как бензин, дизельное топливо, авиационное топливо, смазочные материалы, пластмассы, синтетические волокна, фармацевтические препараты и многие другие. Кроме того, нефть является важным источником энергии.

Нефть обладает рядом особенностей, которые делают её ключевым продуктом в энергетической отрасли:

- крупнейший биржевой товар, который позволяет строить для компании долгосрочные инвестиционные планы;
- добыча нефти позволяет сформировать гибкие стратегии разработки месторождения с возможностью ранней монетизации продукции без строительства дорогостоящей инфраструктуры. В отрасли есть опыт подготовки нефти на кустовой площадке и вывоз товарной нефти.
- гибкая логистика. В отличие от продуктов газодобычи нефть возможно транспортировать после подготовки в малых объёмах путем вывоза автотранспортом.

– добыча нефти позволяет претендовать на удобный режим налогообложения НДД и с большей эффективностью монетизировать газовые запасы.

Товарная вода – побочный продукт подготовки нефти, применяемый в первую очередь для поддержания пластового давления и сохранения объёмов добычи нефти. Использование товарной воды в других целях требует значительных инвестиций в объекты подготовки.

Сухой отбензиненный газ (СОГ) – это продукт переработки природного и попутного нефтяного газа, который получается после удаления из него тяжёлых углеводородов (преимущественно ШФЛУ, газоконденсата) путем захлаживания потока газа. Он состоит в основном из метана и лёгких компонентов (преимущественно до С3-С4). Для производителя СОГ перед сдачей его потребителю требуется обеспечить качество, которое регламентируется в первую очередь точкой росы по УВ и воде, отображенные в СТО Газпром 089-2010. Сухой отбензиненный газ используется в качестве сырья для производства Сжиженного природного газа, удобрений. В качестве топлива СОГ используется в различных отраслях, включая производство электроэнергии, отопление и производство технологических газов. Для недропользователя в случае разработки Нефтегазоконденсатного месторождения с обширными газовыми шапками СОГ может являться базовым или вторым продуктом для монетизации. Нефть, СОГ и Газоконденсат приносят основной доход и обеспечивают возврат инвестиций.

В рамках разработки НГКМ СОГ используется следующими способами:

- монетизируется путем сдачи в единую систему газоснабжения Газпром;
- закачивается в пласт для поддержания пластового давления (при невозможности сдачи в ЕСГ или большей экономической эффективности добычи ЖУВ);
- закачивается в природное хранилище газа для добычи и монетизации в более поздний период;
- используется для собственных нужд в качестве топлива для электростанции или газоперекачивающих компрессоров, котелен и транспорта;
- сдается подрядным организациям для генерации электроэнергии и производства продукта с добавленной стоимостью (например, майнинг криптовалют, обогрев теплиц, производство удобрений или корма [5]).

Широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ) – продукт газопереработки, который представляет собой смесь газов и лёгких жидких углеводородов. Она получается в результате переработки газа и является ценным сырьём для химической промышленности. Однако для недропользователя ШФЛУ зачастую является побочным продуктом переработки ПНГ или ПГ до качества СОГ. ШФЛУ переходит в жидкую фазу

при охлаждении газа. В зависимости от объёмов извлечения ШФЛУ следует рассматривать разные варианты полезного использования ШФЛУ.

Варианты использования ШФЛУ:

- производство сжиженного углеводородного газа (пропана и бутана);
 - использование для собственных нужд промысла. Использование ШФЛУ в качестве газомоторного топлива;
 - получение индивидуальных углеводородов высокой чистоты (этилена, пропилена, нормального бутана и других) для дальнейшей переработки;
 - изготовление высокооктановых добавок к топливу;
 - создание синтетического каучука и полимеров;
 - использование ШФЛУ совместно с СОГом в качестве агента смешения для повышения коэффициента извлечения нефти;
 - подмешивание ШФЛУ в нефть и продажа по стоимости нефти.
- Данный вариант имеет значительные ограничения по поддержанию заданного качества нефти в части обеспечения требуемых показателей давления насыщенных паров (ДНП).

Газоконденсат – продукт, который образуется в процессе добычи природного газа из газоконденсатных месторождений. Он представляет собой смесь жидких углеводородов, которые конденсируются из природного газа при определённых температуре и давлении. Газоконденсат состоит из более тяжёлых углеводородов, чем метан и ШЛФУ, и может включать в себя такие компоненты, как пропан, бутан, пентан и другие. Он имеет более высокую плотность и температуру кипения по сравнению с ШФЛУ.

Преимущества газоконденсата:

- при выделении из ПНГ отсутствует НДС;
- при выделении из ПГ недропользователь получает более маржинальный продукт, цена которого сопоставима с ценой нефти;
- добыча газового конденсата не входит в сделку ОПЕК+, что позволяет Российской Федерации поддерживать объёмы добычи ЖУВ при этом выполняя обязательства по стабилизации мирового рынка нефти [3], а недропользователю снижает рыночные риски по сокращению объёмов добычи ЖУВ;
- выполнение стратегических целей по ЖУВ при получении более стабильного денежного потока за счёт монетизации ПНГ и ПГ по сравнению с нефтью и более волатильными ценами на ЖУВ);
- монетизация газоконденсата может происходить по той же логистической схеме и технологическому оборудованию что и нефть, что не требует создания дополнительной инфраструктуры.

Таким образом, использование побочных продуктов при разработке месторождений играет важную роль в оптимизации ресурсов и повышении экономической эффективности. Эффективное управление побочными

продуктами способствует монетизации ресурсов, повышает рентабельность проектов и позволяет достигать стратегических целей в нефтегазовой отрасли, одновременно снижая экологические и рыночные риски.

Заключение

Нефтегазоконденсатные месторождения являются важным компонентом реализации энергетической стратегии Российской Федерации. Разработка НГКМ является нетривиальной задачей и требует оптимизации продуктовой линейки предприятия. В процессе выбора оптимальных методов разработки НГКМ необходимо учитывать многообразие геологических особенностей месторождений, которые формируют особенности разработки запасов и подготовку товарной продукции. Для каждого месторождения требуется индивидуальная стратегия, позволяющая эффективно управлять ресурсами с учётом особенности формирования углеводородов. Для эффективного управления, прогнозирования и планирования добычи на Нефтегазоконденсатных месторождениях требуется специализированный методологический аппарат. На этапе технико-экономической оценки особую значимость методологический аппарат имеет для раскрытия потенциальной эффективности месторождения. Библиографический анализ существующих методик технико-экономической оценки, описание основных производственных процессов месторождений будет подготовлен в рамках следующего этапа исследования вопроса перспектив месторождений НГКМ. Конечным результатом исследования станет разработка предложений по оптимизации ТЭО для НГКМ и демонстрация предложений на примере одного из месторождений нераспределенного фонда Российской Федерации.

Литература

1. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации // Российский Федеральный геологический фонд. URL: <https://rfgf.ru/catalog>.
2. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2022 году. URL: https://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/c1a/atf845j1cl1puxfizwrj02e8nut3it5o/00_Книга_ГД-2022.pdf.
3. Газовый конденсат исключили из базы расчета квоты в сделке ОПЕК+ // ТАСС. URL: <https://tass.ru/ekonomika/7286231>.
4. Завершение сланцевой эры США // Центральное диспетчерское управление ТЭК. 2024. URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2023/12/1210/.
5. Лебедев Д.О., Лиман И.А. Поиск эффективных способов монетизации добываемого в России природного газа // Вестник Томского государственного университета. Экономика. 2024. № 66. С. 297–310.
6. Сейгерс М., Гальцова А., Самарин К. Рост добычи газоконденсата в России. Путь к перенасыщению внутреннего рынка. // «НЕФТЕГАЗОВАЯ

ВЕРТИКАЛЬ» 2021. № 3–4. URL:
<https://ngv.ru/upload/iblock/ab2/ab2c035fc0116dde465767555a82ec07.pdf>.

7. Семикашев В., Гайворонская М. Возможности и ограничения развития российской газовой отрасли в условиях санкций на перспективу до 2030 г. // Энергетическая политика 2023. № 9 (188).

8. Скоробогатов В.А., Рыбьяков А.Н., Хабибуллин Д.Я. Газовый конденсат осадочных бассейнов России: генезис, запасы, ресурсы, добыча. будущее // Вести газовой науки. 2023. № 1 (53). С. 294–308.

9. Сценарии развития мировой энергетики до 2050 года // РЭА Минэнерго России. 2024. URL:
<https://rosenergo.gov.ru/upload/iblock/e55/2jrn4ckf2bqxfud45z3h9eq2g8jmyw25.pdf>.

10. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. URL:
<https://minenergo.gov.ru/ministry/energy-strategy?docs-group=file-148>.