

МОНЕТИЗАЦИЯ ГАЗА БЕЗ ТРУБ

Сивцев А.И.^{1*}, Рожин И.И.², Кычкина В.Г.¹

¹Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, Якутск, Россия

²Институт проблем нефти и газа СО РАН, ФИЦ «Якутский научный центр СО РАН», Якутск, Россия

*maraday@yandex.ru

Аннотация

В статье рассматриваются проблемы и пути эффективной утилизации попутного нефтяного газа. Обозначены геологические причины избыточной добычи попутного нефтяного газа на разрабатываемых месторождениях Непско-Ботуобинской антеклизы на юго-западе Республики Саха (Якутия). Отмечена нецелесообразность утилизации попутного нефтяного газа путем генерации электроэнергии из-за переизбытка последней в регионе. Перечислены инфраструктурные, технологические и фискальные факторы, способствующие сжиганию попутного нефтяного газа на факелах. На основе территориального расположения разрабатываемых месторождений выделены Талаканская, Ботуобинская и Мирнинская локации нефтедобычи. Представлены запасы растворенного газа и газа газовых шапок по разрабатываемым месторождениям нефти в процентах от суммарного запаса разрабатываемых месторождений. Сделан вывод, что наиболее обеспеченной запасами газа является Ботуобинская локация нефтедобычи с избыточной добычей попутного нефтяного газа. Для эффективной утилизации попутного нефтяного газа предложено организовать на территории Ботуобинской локации нефтедобычи крупного потребителя газа (энергии) в виде центров обработки данных (ЦОД) с выходом волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) до Северного Китая. Укрупненными расчетами показана выгодная разница (более чем 50 раз) в стоимости проложения линии ВОЛС относительно строительства газопровода с аналогичной протяженностью. Сделано заключение, что отдаленность территории, наличие дешевого источника энергии и бесплатный холодный климат будут определять преимущество по всем основным процессам энергопотребления ЦОД. Для нивелирования затрат, связанных со строительством на труднодоступных районах, предлагается применить налоговые послабления к объектам строительства по утилизации попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, растворенный газ, прорывной газ, запасы газа, локации по добыче нефти, утилизация газа, центры обработки данных, волоконно-оптические линии связи, газопровод

Для цитирования: Сивцев А.И., Рожин И.И., Кычкина В.Г. Монетизация газа без труб. *Вестник СВФУ*. 2025; (3):44-54. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-44-54

Original article

GAS MONETIZATION WITHOUT PIPES

Alexey I. Sivtsev^{1*}, Igor I. Rozhin², Vilena G. Kychkina¹

¹M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia

²Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Federal Research Center "Yakut Scientific Center of SB RAS", Yakutsk, Russia

*maraday@yandex.ru

Abstract

The article considers the problems and ways of efficient utilization of associated petroleum gas. The geological causes of excess production of associated petroleum gas at the developed fields of the Nepa-Botuobinskaya anticline in the southwest of the Republic of Sakha (Yakutia) are designated. The inexpediency of utilizing associated petroleum gas by generating electricity is noted due to the excess of the latter in the region. The infrastructural, technological and fiscal factors contributing to the flaring of associated petroleum gas are listed. Based on the territorial location of the developed fields, the Talakanskaya, Botuobinskaya and Mirninskaya oil

production locations are identified. The reserves of dissolved gas and gas cap gas for the developed oil fields are presented as a percentage of the total reserves of the developed fields. It is concluded that the Botuobinskaya oil production location with excess production of associated petroleum gas is the one with the best gas reserves. For the efficient utilization of associated petroleum gas, it is proposed to organize a large gas (energy) consumer in the form of data processing centers (DPC) with fiber-optic communication lines (FOCL) to Northern China on the territory of the Botuobinskaya oil production location. Aggregated calculations show a favorable difference (more than 50 times) in the cost of laying a FOCL line relative to the construction of a gas pipeline with a similar length. It is concluded that the remoteness of the territory, the availability of a cheap energy source and a free cold climate will determine the advantage in all the main processes of energy consumption of the DPC. To level out the costs associated with construction in hard-to-reach areas, it is proposed to apply tax breaks to construction projects for the utilization of associated petroleum gas.

Keywords: associated petroleum gas, solution gas, breakthrough gas, gas reserves, oil production locations, gas utilization, data processing centers, fiber-optic communication lines, gas pipeline

For citation: Sivtsev A.I., Rozhin I. I., Kychkina V.G. Gas monetization without pipes. *Vestnik of North-Eastern Federal University. Earth Sciences*. 2025; (3):44–54 (in Russian) DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-44-54

Введение

Природные ресурсы ограничены и не возобновляются, поэтому приоритетной целью любого государства является эффективное использование природных ресурсов в народном хозяйстве.

Актуальной проблемой в нефтегазовом секторе является утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ). Зачастую нефтегазовые компании, ведущие свою хозяйственную деятельность на отдаленных территориях, просто сжигают этот ценный ресурс. В свою очередь, это влечет за собой экономические и экологические потери, и противоречит государственной политике по переводу экономики к низкоуглеродной и энергоэффективной траектории развития.

Выполнение Постановления правительства РФ № 1148 от 08.11.2012 года «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» обязывает решить актуальную проблему утилизации ПНГ.

В условиях инфраструктурных ограничений и в виду высокой инвестиционной емкости традиционных проектов по монетизации газовых ресурсов, в том числе ПНГ необходим поиск альтернативных подходов.

Материалы и методы

Материалами исследования послужили данные Государственного баланса запасов углеводородного сырья по Республике Саха (Якутия) и открытые данные по теме исследования. Основными методами исследования явились обобщение, анализ и способ аналогий.

Факторы избыточной добычи и сжигания ПНГ

Проблема утилизации ПНГ является актуальной для всех нефтедобывающих компаний на территории юго-западной части Республики Саха (Якутия). Отличительной чертой всех крупных и средних нефтесодержащих месторождений Республики Саха (Якутия) является сосредоточение залежей нефти к тонким оторочкам [1]. Главным фактором наличия тонких нефтяных оторочек на месторождениях республики является незначительная толщина продуктивных горизонтов.

В разрезе терригенного венда юго-западной Якутии выделяются три основных продуктивных горизонта (снизу вверх): талахский, хамакинский и ботуобинский. К этим горизонтам приурочены основные балансовые запасы нефти и газа региона. Средняя общая толщина ботуобинского горизонта в регионе составляет 20 м [2]. Хамакинский горизонт характеризуется сложным строением, высокой неоднородностью слагающих его отложений, значительной

изменчивостью толщин (от 0 до 40 м). Например, в пределах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения средняя эффективная газонасыщенная толщина составляет всего 10,7 м, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 7,6 м [3]. По мнению А. М. Фомина и др. [2], наиболее благоприятными условиями для формирования залежей углеводородов в талахском продуктивном горизонте являются пролювиально-аллювиальные и мелководно-морские осадки с толщинами до 20 м.

Достаточно подробный анализ распределения толщин основных карбонатных коллекторов Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области приведен в работе А. С. Пономаренко [4], где подтверждается, что эффективные толщины продуктивных горизонтов имеют величину в пределах первых десятков метров. Продуктивные горизонты Вилуйского газонасного района также не отличаются большими толщинами. Средняя толщина продуктивных горизонтов составляет 10-15 м [5]. Максимальные толщины продуктивных горизонтов фиксируются в таганджинской свите нижнего триаса (около 50 м) [6], но с учетом внутренней неоднородности эффективные газонасыщенные толщины не превышают 28,4 м.

С позиций общей истории геологического развития [7], обусловившей схожесть геологических разрезов, все указанные особенности месторождений нефти и газа Лено-Тунгусской и Лено-Вилуйской нефтегазоносных провинций с высокой долей вероятности будут характерны и для месторождений нефти и газа, которые будут открыты в Арктической зоне Якутии.

Небольшие по толщине нефтяные оторочки при разработке обуславливают высокий уровень газового фактора за счет прорывных газов из газовых шапок. Доля прорывных газов в общем объеме ПНГ может быть на порядок больше доли растворенного в нефти газа [8, 9].

Для решения проблемы утилизации ПНГ на государственном уровне предусматривается предоставление приоритетного доступа на оптовый рынок электроэнергии тепловым электростанциям, использующим в качестве основного топлива нефтяной (попутный) газ или продукты его переработки.

В условиях Западно-Якутского кластера производство электроэнергии экономически нецелесообразно, т.к. ограниченный рынок потребления электроэнергии с большим запасом покрывается мощностями каскада Вилуйской ГЭС (680 МВт).

К тому же, особенностью попутного (т.е. сопровождающего нефть) газа является принадлежность его углеводородов к классу алканов, иными словами наименее реакционно-способных углеводородов, что осложняет процесс химической переработки газа [10].

Из-за неподготовленности инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки, а также во избежание затрат на его переработку большинство нефтегазодобывающих компаний просто сжигают ПНГ на факелах.

Сжиганию ПНГ на факелах способствуют следующие факторы:

- удаленность скважин от объектов газопереработки;
- дороговизна создания системы сбора, подготовки и транспортировки газа;
- обратная закачка газа в пласт требует больших капиталовложений (дожимные компрессорные станции, бурение нагнетательных скважин и строительство систем трубопроводов) и сопряжена с угрозами появления неуправляемых процессов в пласте (осложнение разработки, перетоки на другие пласты и т.д.);
- непостоянство места и объемов добываемого попутного газа;
- присутствие примесей, затрудняющих переработку;
- экологические штрафы за сжигание ПНГ значительно ниже затрат на его утилизацию.

При сжигании ПНГ в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ: частицы сажи, углекислый газ, диоксид серы. При этом безвозвратно растрачивается ценный природный энергетический ресурс. Для решения вышеприведенных предлагаем метод монетизации газового сырья без строительства капиталоемкой газотранспортной инфраструктуры используя природно-климатические преимущества региона.

Запасы месторождений приведены в процентах во исполнение Указа Президента от 08.06.2020 г. № 381 «О внесении изменения в перечень сведений, отнесенных к государственной тайне, утвержденный Указом Президента Российской Федерации от 30 ноября 1995 г. № 1203».

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) подключено к магистральному газопроводу «Сила Сибири», поэтому его газовые запасы растворенного газа и газовой шапки целесообразно не учитывать для настоящего исследования.

Остальные разрабатываемые месторождения Непско-Ботуобинской антеклизы по территориальному расположению условно можно распределить на три локации: Талаканская, Ботуобинская и Мирнинская (рис. 1).

В Талаканской локации нефтедобычи по данным открытых источников ПАО «Сургутнефтегаз» довел утилизацию ПНГ до 99% уже в 2012-2013 гг. Запасы газов данной локации также не будем учитывать для наших исследований.

Таблица 1

Запасы растворенного газа и газа газовых шапок по разрабатываемым месторождениям нефти в процентах от суммарного запаса разрабатываемых месторождений

Table 1

Reserves of dissolved gas and gas caps in oil fields under development, as a percentage of the total reserves of oil fields under development

п/п	Месторождения	Растворенный газ, %		Газовая шапка, %	
		A+B1	B2	A+B1	B2
Чаяндинское месторождение – 58,67595666%					
1	Чаяндинское	1,457825058	0,80811189	51,46082892	4,949190789
Мирнинская локация – 3,465869545%					
2	Иреляхское	0,084987289	0,003516715	0,521206526	0,000439589
3	Маччобинское	0,073704493	0,254082687	0,444864497	1,088423413
4	Мирнинское	0,021832941	0,294964503	0,265365482	0,412481409
Ботуобинская локация – 23,48682331%					
5	Среднеботуобинское (ЦБ)	0,888556755	0,644731154	18,08104564	2,609549348
6	Среднеботуобинское (ВБ)	0,116784257	0,082056692	0,912148054	0,151951411
Талаканская локация – 14,37135049%					
7	Алинское	0,094072137	0,000439589	0,142720033	0,001465298
8	Восточно-Алинское	0,126162165	0,032090028	0,865991164	0,293792265
9	Ленское	0,547728422	0,057732744	2,341399799	0,034287975
10	Северо-Талаканское	0,286905364	0,031650438	0,789063015	0,372478771
11	Талаканское	0,543332527	0,009524438	6,230447429	0,347129115
12	Южно-Талаканское	0,069748189	0,020514173	1,108644526	0,024030888
Всего		4,311639595	2,239415053	83,16372508	10,28522027
Без Чаяндинского НГКМ		2,853814537	1,431303163	31,70289616	5,336029482
Без Чаяндинского НГКМ и Талаканской локации		1,185865735	1,279351752	20,2246302	4,262845169

Таким образом, остаются Мирнинская и Ботуобинская локации нефтедобычи. Суммарный потенциал добычи газа на этих локациях составляет порядка 38% от суммарного запаса газа на разрабатываемых месторождениях.

Основным вызовом на месторождениях Ботуобинской локации является избыточная добыча ПНГ и газа газовой шапки, что в условиях инфраструктурных ограничений представляет определенные проблемы, связанные с его утилизацией [9, 11].

Предлагаемое решение

Наиболее обеспеченной запасами попутного нефтяного газа является Ботуобинская локация нефтедобычи с объемами почти четверть от общего объема газов разрабатываемых месторождений.

В условиях отсутствия рынка потребления газа и неподъемной инвестиционной ёмкости сооружения протяженной газотранспортной инфраструктуры единственным приемлемым решением будет создание крупного потребителя газа на месте.

Крупными потребителями газа в виде энергии могут выступать стремительно развивающиеся центры обработки данных (ЦОД). Системный оператор Единой энергетической системы (ЕЭС) Российской Федерации оценивает величину присоединённой электрической мощности к ЦОДам на апрель 2024 года в 2576 МВт (без учёта «серого» майнинга). Ещё почти столько же имеют утверждённые техусловия на присоединение. В ближайшей перспективе мощность ЦОДов, включая майнинг, увеличится до 9630 МВт [12]. На мировом уровне, согласно прогнозам McKinsey, опубликованным в докладе «Глобальная энергетическая перспектива на 2024 год», к 2050 г. дата-центры будут формировать до 9% мирового спроса на электроэнергию [13].

Структура энергопотребления ЦОД состоит из следующих основных процессов:

- непрерывная работа серверов для обеспечения хранения, доступа и обработки данных;
- функционирование системы охлаждения сервера для предотвращения перегрева и поддержания оптимальной производительности;
- физическое и цифровое обеспечение безопасности.

Организация ЦОД в пределах отдаленных территорий Республики Саха (Якутия) будет иметь преимущество по всем основным процессам энергопотребления.

Бесперебойная работа серверов будет обеспечена за счет дешёвого электричества, вырабатываемого электростанциями на основе попутного нефтяного газа. Стоимость электричества будет в основном складываться от затрат на транспортировку ПНГ и от необходимости его предварительной подготовки. Эти два фактора можно минимизировать при локализации станции по выработке электроэнергии в непосредственной близости от мест добычи ПНГ и при выборе станции способной работать на неподготовленном ПНГ с переменным компонентным составом [14].

Резко континентальный климат западных районов Республики Саха (Якутия) с длительной зимой с 50-ти градусными морозами намного снизит расходы на охлаждение сервера. В короткие летние месяцы можно рассматривать варианты снижения расходов на охлаждение путем аккумулирования холода в многолетнемерзлых грунтах, которые имеют повсеместное распространение в пределах Ботуобинской локации нефтедобычи.

Обеспечение физической и цифровой безопасности ЦОД в труднодоступных районах Республики Саха (Якутия) также представляется менее затратным, т.к. будет контролироваться ограниченное количество персонала и сторонних посетителей.

ЦОД-ы, находящиеся в непосредственной близости к местам добычи ПНГ, должны быть соединены волоконно-оптическими линиями связи (ВОЛС) с заказчиком. С учетом дефицита ЦОД на севере КНР и повышенного спроса на ЦОД, предлагаем строительство крупного ЦОД на территории Ботуобинской локации нефтедобычи с прокладкой ВОЛС (1500 км по прямой) до Хэйхэ.

Годовые объёмы утилизации ПНГ и тенденции их роста на Ботуобинской локации нефтедобычи позволяют построить тепловые электростанции (ТЭС) с мощностью до 1-1,5 ГВт.

Из открытых источников [15] стоимость создания линии ВОЛС с пропускной способностью 10 Гбит/с и протяженностью 359 км оценена в 335620000 рублей, т.е. 934874,65 рублей за 1 км в ценах 2023 года. Здесь, в стоимость строительства ВОЛС включены:

- проектно-изыскательные работы;
- разработка проектно-сметной документации;

- получение положительного заключения государственной экспертизы сметной документации;
- землеустроительные работы;
- строительно-монтажные работы;
- пуско-наладочные работы.

Таким образом, с некоторой долей условности, в ценах 2025 года стоимость создания линии ВОЛС можно принять равным 1 млн. рублей за 1 км. Для создания линии ВОЛС от Ботуобинской локации нефтедобычи до Северного Китая потребуется всего 1,5 млрд. рублей.

Для сравнения приведем укрупненный расчет строительства газопровода 720×10 мм 09Г2С в условиях Мирнинского и Ленского районов (таблица 2).

Стоимость строительства газопровода диаметром 720 мм, толщиной стенки 10 мм из стали 09Г2С протяжённостью 1500 км с крановыми узлами и 5 компрессорными станциями в западной части Якутии ориентировочно составит около **75,4 млрд рублей**. Цены ориентировочные, основаны на усреднённых данных. В стоимость не включены проектные работы, налоги, транспортные расходы и возможные дополнительные работы (например, антикоррозионная защита, изоляция, испытания).

Таблица 2

Составляющие стоимости для 1500 км газопровода 720×10 мм 09Г2С
в Мирнинском и Ленском районах

Table 2

Cost components for 1,500 km of 720×10 mm 09G2S gas pipeline
in the Mirninsky and Lensky districts

Статья затрат	Оценка стоимости (млрд. руб.)	Комментарии
Труба (09Г2С, 720×10 мм)	~15	Исходя из веса ~83 кг/м и цены стали ~120 000 руб./т
Земляные и монтажные работы	~50–60	С учётом многолетней мерзлоты и логистики (коэффициент 1,7–2)
Крановые узлы (60 шт.)	~0,5	По 8,4 млн. руб. за узел с учётом региона
Компрессорные станции (5 шт.)	~9	По 1,8 млрд. руб. за станцию в регионе
Итого	74,5–84,5	Ориентировочная сумма с учётом региональных факторов

Таким образом, стоимость прокладки ВОЛС представляется менее затратным (более чем 50 раз) в отличие от строительства традиционного газопровода.

Кроме того, при строительстве традиционного газопровода от западной части Якутии до Северного Китая следует учесть особенности региона – суровый климат, удалённость, сложный рельеф, затруднённую логистику и повышенные затраты на земляные работы. Район потенциальной трассы частично будет расположен в зоне распространения многолетнемерзлых пород, что увеличивает стоимость земляных работ и требует специальных технологий.

Затраты на строительство ЦОД и питающей его ТЭС несомненно зависят от доступности места локации. В этом контексте эффективным инструментом, нивелирующим дополнительные затраты в строительстве в труднодоступных районах, может стать освобождение от уплаты имущественного налога согласно пункту 3.1 статьи 380 Налогового кодекса Российской Федерации. Предлагается применять аналогичные фискальные послабления к капитальным объектам строительства, предназначенные для эффективной утилизации ПНГ. Несомненно, основная выгода от размещения ЦОД в Якутии будет заключаться в дешёвой энергии и наличии бесплатного холодного климата.

Заключение

Отличительной чертой всех крупных и средних нефтесодержащих месторождений Республики Саха (Якутия) является сосредоточение залежей нефти к тонким оторочкам. В свою очередь, данное обстоятельство обуславливает высокий уровень газового фактора за счет прорывных газов из газовых шапок. Данная промысловая особенность прогнозируется и во вновь открываемых месторождениях региона.

По территориальному расположению разрабатываемые месторождения условно разделены на 3 локации нефтедобычи: Талаканская, Ботуобинская и Мирнинская. Для целей монетизации газа представляется целесообразной наиболее обеспеченная запасами газа, в том числе попутного, Ботуобинская локация нефтедобычи (до четверти от общего объема газов по разрабатываемым месторождениям) с избыточной добычей ПНГ. В пределах Талаканской локации нефтедобычи проблемы с утилизацией ПНГ решены в полном объеме, а в Мирнинской локации уровни добычи нефти, и, соответственно ПНГ, незначительные.

В условиях стабильной тенденции увеличения энергопотребления дата-центрами в России и в мире предлагается организовать на территории Ботуобинской локации нефтедобычи крупного потребителя газа (энергии) в виде ЦОД с выходом ВОЛС до г. Хэйхэ (Северный Китай).

Укрупненные сравнительные расчеты по строительству линии ВОЛС и газопровода с протяженностью 1500 км показывают разницу в стоимости в более чем 50 раз в пользу ВОЛС. При этом конкурентными преимуществами размещение ЦОД в юЮго-Западной Якутии являются дешёвая энергия и наличие холодного климата.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (Рег. № 122011100157-5).

Литература

1. Сивцев А.И., Иванова Т.С. Особенности геологического строения месторождений нефти и газа на востоке Сибирской платформы как условие совершенствования заявительного принципа лицензирования в Арктической зоне. *Арктика: экология и экономика*. 2023;13(1):51-57. DOI 10.25283/2223-4594-2023-1-51-57.
2. Фомин А. М., Моисеев С. А., Топешко В. А. Продуктивные горизонты в терригенном комплексе венда центральных районов Непско-Ботуобинской антеклизы. *Интерэкспо Гео-Сибирь*. 2014;2(1):182-187.
3. Мельникова Е. В., Ивченко О. В., Пылёв Е. А. и др. Анализ освоения и эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин месторождений Восточной Сибири. *Научно-технический сборник «Вести газовой науки»*. 2018;1(33):62-70.
4. Пономаренко А.С. Геология залежей карбонатных коллекторов Непско-Ботуобинской антеклизы. *Вестник Евразийской науки*. 2020;12(6):9. URL <https://esj.today/PDF/16NZVN620.pdf>
5. Сафронов А.Ф. Геология нефти и газа. Якутск: Издательство ЯФ СО РАН; 2000:166.
6. Сивцев А.И. Потенциальные зоны заводнения залежи Т1 -III Средневилюйского газоконденсатного месторождения. *Нефтегазовое дело*. 2009;10:19. URL http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sivtzev/Sivtzev_2.pdf. (In Russian)
7. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под. ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. М.: Недра;1981:552
8. Лазарев Н.Д., Денисов М.В., Татарникова Е.Э. и др. Методы борьбы с прорывами газа в скважинах на примере Среднеботуобинского месторождения. *Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: Сборник трудов Международной научно-технической конференции, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет; 2018:115-118.*
9. Приз К.И., Алексеев А.С., Черкасов Н.А. и др. Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа. *Экспозиция Нефть Газ*. 2023;5:69-73. DOI 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73.
10. Будков Д.В. Проблемы и перспективы утилизации попутного нефтяного газа на удаленных нефтегазовых месторождениях. *Актуальные вопросы устойчивого развития регионов, отраслей, предприятий:*

Материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 23 декабря 2022 года. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2023:166-170.

11. Томский К.О., Иванова М.С., Оконешиников М.Е. Моделирование периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти в добывающие скважины для расформирования конуса газа в пластах. *Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Серия «Науки о Земле»*. 2025;(1):62-74. <https://doi.org/10.25587/2587-8751-2025-1-62-74>

12. Повышенные нагрузки. Как развитие ЦОД влияет на энергопотребление в России. [Электронный ресурс]: URL: <https://sber.pro/publication/povishennye-nagruzki-kak-razvitie-tsod-vliyaet-na-energopotreblenie-v-rossii/?ysclid=m96nb4kdoj755040662>.

13. Global Energy Perspective 2024. September 17, 2024. Report. [Electronic resource]: URL <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective>.

14. Будков Д.В. Перспективные технологии утилизации попутного нефтяного газа. Использование энергии из попутного нефтяного газа для майнинга цифровой валюты *Актуальные вопросы устойчивого развития регионов, отраслей, предприятий*: Материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 23 декабря 2022 года. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2023:162-165.

15. Выполнение работ по созданию сети волоконно-оптических линий связи по направлению «с. Кирово – с. Жиганск». Открытый аукцион в электронной форме [Электронный ресурс]: URL <https://223.rts-tender.ru/supplier/auction/Trade/View.aspx?Id=2898228&sso=1&code=-5>.

References

1. Sivtsev AI, Ivanova TS. Features of the geological structure of oil and gas fields in the east of the Siberian platform as a condition for improving the declarative principle of licensing in the Arctic zone. *Arctic: Ecology and Economy*. 2023;13(1):51–57 (in Russian). DOI 10.25283/2223-4594-2023-1-51-57.

2. Fomin AM, Moiseev SA, Topeshko VA. The productive horizons in the vendian terrigenous complex of the central areas of the Nepa-Botuoba anticline. *Interexpo GEO-Siberia*. 2014;2(1):182–187 (in Russian).

3. Melnikova YeV, Ivchenko OV, Pylev YeA, et al. Analyzing development and operation of gas and gas-condensate wells at the fields in Eastern Siberia. *Scientific and technical collection of news on gas science*. 2018;1(33):62–70 (in Russian).

4. Ponomarenko AS. Deposits' geology of carbonate reservoirs of the Nepa-Botuobin anticline. *The Eurasian Scientific Journal*. 2020;12(6):9 (in Russian). Available at: <https://esj.today/PDF/16NZVN620.pdf>

5. Saffronov AF. Oil and Gas Geology. Yakutsk: Publishing House of YAF SB RAS; 2000:166 (in Russian)

6. Sivtsev AI. Potential zones of waterflooding of the reservoir T₁-III of the Srednevilysky gas condensate field. 2009;10:19. Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sivtzev/Sivtzev_2.pdf (in Russian)

7. Kontorovich AE, Surkov VS, Trofimuk AA (Eds). *Geology of Oil and Gas in the Siberian Platform*. Moscow: Nedra; 1981:552. (in Russian).

8. Lazarev ND, Denisov MV, Tatarinova EE, et al. Methods of Controlling Gas Breakouts in Wells: The Case of the Srednebotuobinskoye Field. *Modern Technologies in the Oil and Gas Industry – 2018*: Proceedings of the International Scientific and Technical Conference, Oktyabrsky, March 30, 2018. Oktyabrsky: Ufa State Petroleum Technological University; 2018:115–118 (in Russian.)

9. Prize KI, Alekseev AS, Cherkasov NA, et al. The experience in intermittent production and de-gassed oil injection for dissipation of gas coning. *Exposition Oil Gas*. 2023;5:69–73 (in Russian.) DOI 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73.

10. Budkov DV. Problems and Prospects of Associated Petroleum Gas Utilization at Remote Oil and Gas Fields. *Current Issues of Sustainable Development of Regions, Industries, and Enterprises*: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference, Tyumen, December 23, 2022. Tyumen: Tyumen Industrial University; 2023:166–170 (in Russian)

11. Tomskiy KO, Ivanova MS, Okoneshnikov MY. Modeling of periodic operation and injection of degassed oil into production wells to disband the gas cone in reservoirs. *Vestnik of North-Eastern Federal University Series "Earth Sciences"*. 2025;(1):62–74 (in Russian). DOI 10.25587/2587-8751-2025-1-62-74.

12. Increased loads. How the development of data centers affects energy consumption in Russia. Available at: <https://sber.pro/publication/povishennye-nagruzki-kak-razvitie-tsod-vliyaet-na-energopotreblenie-v-rossii/?ysclid=m96nb4kdoj755040662> (in Russian).

13. Global Energy Perspective 2024. September 17, 2024. Report. Available at: <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective>.

14. Budkov DV. Promising technologies for utilization of associated petroleum gas. Using energy from associated petroleum gas for mining digital currency Current issues of sustainable development of regions, industries, enterprises: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference, Tyumen, December 23, 2022. Tyumen: Tyumen Industrial University; 2023:162–165 (in Russian).

15. Implementation of works on the creation of a network of fiber-optic communication lines in the direction of “Kirovo – Zhigansk”. Open electronic auction. Available at: <https://223.rts-tender.ru/supplier/auction/Trade/View.aspx?Id=2898228&sso=1&code=-5> (in Russian).

Об авторах

СИВЦЕВ Алексей Иванович – к.г.-м.н., доц. каф. «Недропользование», СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация, ORCID: 0000-0001-8386-2383, ResearcherID: F-1077-2014, Scopus Author ID: 56287496100, SPIN: 8676-4888

E-mail: maraday@yandex.ru

РОЖИН Игорь Иванович – д.т.н., к.ф.-м.н., доц., г.н.с., Институт проблем нефти и газа СО РАН – обособленное подразделение ФГБУН Федерального исследовательского центра «Якутский научный центр СО РАН», г. Якутск, Российская Федерация, ORCID: 0000-0002-9998-6425, ResearcherID: F-1088-2014, Scopus Author ID: 13612346400, SPIN: 1336-5024

E-mail: i_rozhin@mail.ru

КЫЧКИНА Вилена Григорьевна – ст. преп., каф. «Недропользование», СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация, ORCID: 0000-0003-1419-3715

E-mail: kychkina.v.g@gmail.com

About the authors

SIVTSEV Aleksei Ivanovich – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, RF, ORCID: 0000-0001-8386-2383, ResearcherID: F-1077-2014, Scopus Author ID: 56287496100, SPIN: 8676-4888

E-mail: maraday@yandex.ru

ROZHIN Igor Ivanovich – Dr. Sci. (Engineering), Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Associate Professor, Chief Researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS – a separate division of the Federal State Budgetary Educational Institution of the Federal Research Center “Yakutsk Scientific Center SB RAS”, Yakutsk, RF, ORCID: 0000-0002-9998-6425, ResearcherID: F-1088-2014, Scopus Author ID: 13612346400, SPIN: 1336-5024

E-mail: i_rozhin@mail.ru

KYCHKINA Vilena Grigorievna – Senior Lecturer, Department of Subsoil Use, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, RF, ORCID: 0000-0003-1419-3715

E-mail: kychkina.v.g@gmail.com

Вклад авторов

Сивцев А.И. – разработка концепции, написание текста, редактирование.

Рожин И.И. – сбор и верификация данных, написание текста, ресурсное обеспечение

Кычкина В.Г. – сбор данных, укрупненные расчеты, визуализация.

Authors' contribution

Sivtsev A.I. – development of the concept, writing of the text, editing.

Rozhyn I.I. – data collection and verification, writing of the text, resource provision

Kychkina V.G. – data collection, enlarged calculations, visualization.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов. Корреспондент автор имеет право и полномочия выступать от имени всех авторов по этому исследованию

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interest. Corresponding author has the right and authority to speak on behalf of all authors on this study

Поступила в редакцию / Submitted 17.07.2025

Принята к публикации / Accepted 07.08.2025