

Научная статья

Original article

УДК 911.6

doi: 10.55186/2413046X\_2025\_10\_9\_206

**ЮЖНЫЙ ПОЯС НЕФТЕГАЗОВОГО ОСВОЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ  
СИБИРИ: СТРУКТУРА ВЛАДЕНИЯ ЛИЦЕНЗИЯМИ, ДОСТУП К  
КЛЮЧЕВЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ И ОЦЕНОЧНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ  
ДОБЫЧИ**

**SOUTHERN BELT OF OIL AND GAS DEVELOPMENT IN EASTERN  
SIBERIA: STRUCTURE OF LICENSE OWNERSHIP, ACCESS TO KEY  
FIELDS, AND ESTIMATED PRODUCTION INDICATORS**



**Кручинин Илья Сергеевич**, аспирант лаборатории экономической и социальной географии, Института географии СО РАН, Иркутск, E-mail: lekecone@gmail.com

**Kruchinin Ilya Sergeevich**, PhD student, Laboratory of Economic and Social Geography, Institute of Geography, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, E-mail: lekecone@gmail.com

**Аннотация.** Исследование рассматривает Южный пояс нефтегазового освоения Восточной Сибири как единый межрегиональный объект анализа, сформированный тремя ареалами: Эвенкийским, Ангаро-Ленским (Иркутская область) и Лено-Вилуйским (Республика Саха (Якутия)). Эти три из пяти ареалов Восточной Сибири образуют близкое по условиям «поле» развития; два других, арктических, ареала — Анабарский и Енисейский — в данной работе не рассматриваются, поскольку характеризуются принципиально иной спецификой освоения (климат, логистика, регуляторные режимы). На основе сводной базы открытых источников

выполнено картографо-аналитическое сопоставление лицензионного фонда, стадий освоения и инфраструктурной связности (ВСТО, «Куюмба–Тайшет», «Сила Сибири»/«Сила Сибири-2»), что позволяет определить доли операторов по площади лицензий, извлекаемым запасам нефти и газа и ориентировочным показателям текущей добычи. Показано, что общность логистических коридоров и сервисной базы, а также географическая близость ареалов снижают барьеры экспансии для компаний и усиливают эффекты масштаба и портфельной диверсификации; в этих условиях мозаика мелких лицензиатов по площади соседствует с концентрацией запасов и добычи у операторов, контролирующих «якорные» месторождения (Ковыктинское, Чаяндинское, Талаканский кластер; Юрубчено-Тохомское и Куюмбинская группа). Точность оценок верифицирована перекрёстной сверкой: для одного из показателей верхняя граница расхождения с доступными верифицируемыми значениями может достигать 50%; по остальным позициям отклонения существенно ниже, что для агрегированных метрик из множества открытых источников является приемлемым уровнем. Фокус исследования сделан на содержательных результатах и их региональной интерпретации представленной автором ранее авторской базы данных, описанной в других работах.

**Abstract.** The study examines the Southern Belt of Oil and Gas Development in Eastern Siberia as a single interregional object of analysis formed by three areas: the Evenki Area, the Angaro–Lensky Area (Irkutsk Oblast), and the Leno–Vilyuy Area (Republic of Sakha (Yakutia)). These three of Eastern Siberia’s five development areas constitute a closely comparable “field” of development; the other two, Arctic areas—Anabar and Yenisei—are not considered here because they exhibit fundamentally different conditions of development (climate, logistics, regulatory regimes). Using a consolidated open-source database, a cartographic-analytical comparison is performed of the licensing portfolio, development stages, and infrastructure connectivity (ESPO, Kuyumba–Taishet, Power of Siberia/Power

of Siberia-2), allowing the determination of operator shares by licensed area, recoverable oil and gas reserves, and indicative current production. The analysis shows that common logistics corridors and service bases, together with the geographic proximity of the areas, lower firms' barriers to expansion and strengthen scale effects and portfolio diversification; under these conditions, a mosaic of small license holders by area coexists with a concentration of reserves and output among operators controlling "anchor" fields (Kovyktinskoye, Chayandinskoye, the Talakan cluster; Yurubcheno-Tokhomskoye and the Kuyumbinskaya group). Accuracy was validated by cross-checks: for one indicator, the upper bound of divergence from verifiable values may reach 50%, while for other positions deviations are substantially smaller—an acceptable level for aggregated metrics compiled from numerous open sources. The focus is on substantive results and their regional interpretation, with the underlying author-compiled database presented and described in other publications.

**Ключевые слова:** Восточная Сибирь, Южный пояс нефтегазового освоения, структура владения лицензиями, крупные месторождения, инфраструктурная связанность, ВСТО (Куюмба–Тайшет), Сила Сибири, пространственный анализ, оценочно-прогнозные показатели, агрегирование открытых данных

**Keywords:** Eastern Siberia, Southern Belt of Oil and Gas Development, license ownership structure, major fields, infrastructure connectivity, ESPO (Kuyumba–Taishet), Power of Siberia, spatial analysis, indicative estimates, open-source data aggregation

**Введение.** Восточная Сибирь рассматривается как единый макрорегион нефтегазового развития, для которого в условиях ограниченного доступа к официальной статистике и корпоративной отчётности применена реконструкция отраслевой конфигурации по верифицируемым открытым источникам. Сформирована сводная геобаза лицензионных участков с привязкой к месторождениям, стадиям освоения и инфраструктурной

связанности (магистральные трубопроводы, узлы переработки, опорные транспортные коридоры); показатели приведены к сопоставимому годовому масштабу и используются прежде всего для выявления долей и пространственных соотношений. Такой подход соответствует современным практикам пространственных отраслевых баз и картографического анализа нефтегазовой инфраструктуры [8], а также повестке сравнительной институциональной оценки режимов лицензирования, в том числе в арктических юрисдикциях [9, 10].

Современные исследования корпоративной и территориальной структуры добычи фиксируют устойчивую концентрацию производственных результатов при высокой «мозаичности» владения площадями и растущей интернационализации активов [3]. На региональном уровне показано, что распределение прав недропользования и динамика освоения в Центральной и Восточной Сибири определяются узлами инфраструктурной подключаемости и конфигурацией «якорных» месторождений; это подтверждено на материалах Иркутской области и юга Красноярского края [4, 5], а также западных районов Якутии [6]. Настоящая статья интегрирует эти наблюдения в единую рамку анализа, фокусируясь на содержательных результатах.

В результате территориальной стратификации в Восточной Сибири выделено пять ареалов освоения. Два из них — Анабарский и Енисейский — относятся к арктической зоне и характеризуются принципиально отличающимися условиями освоения (климат, логистика, регуляторные режимы, структура издержек); они исключены из рассмотрения ввиду некорректности прямых сопоставлений с неарктическими зонами [9, 10]. Три оставшихся ареала — Эвенкийский, Ангаро-Ленский (Иркутская область) и Лено-Виллюйский (Республика Саха (Якутия)) — образуют Южный пояс нефтегазового освоения Восточной Сибири, объединённый общей инфраструктурной связностью, близостью сервисной базы и пересечением кругов присутствия операторов. Такая близость снижает барьеры

межрегиональной экспансии компаний и усиливает портфельные эффекты в освоении смежных лицензионных пакетов.

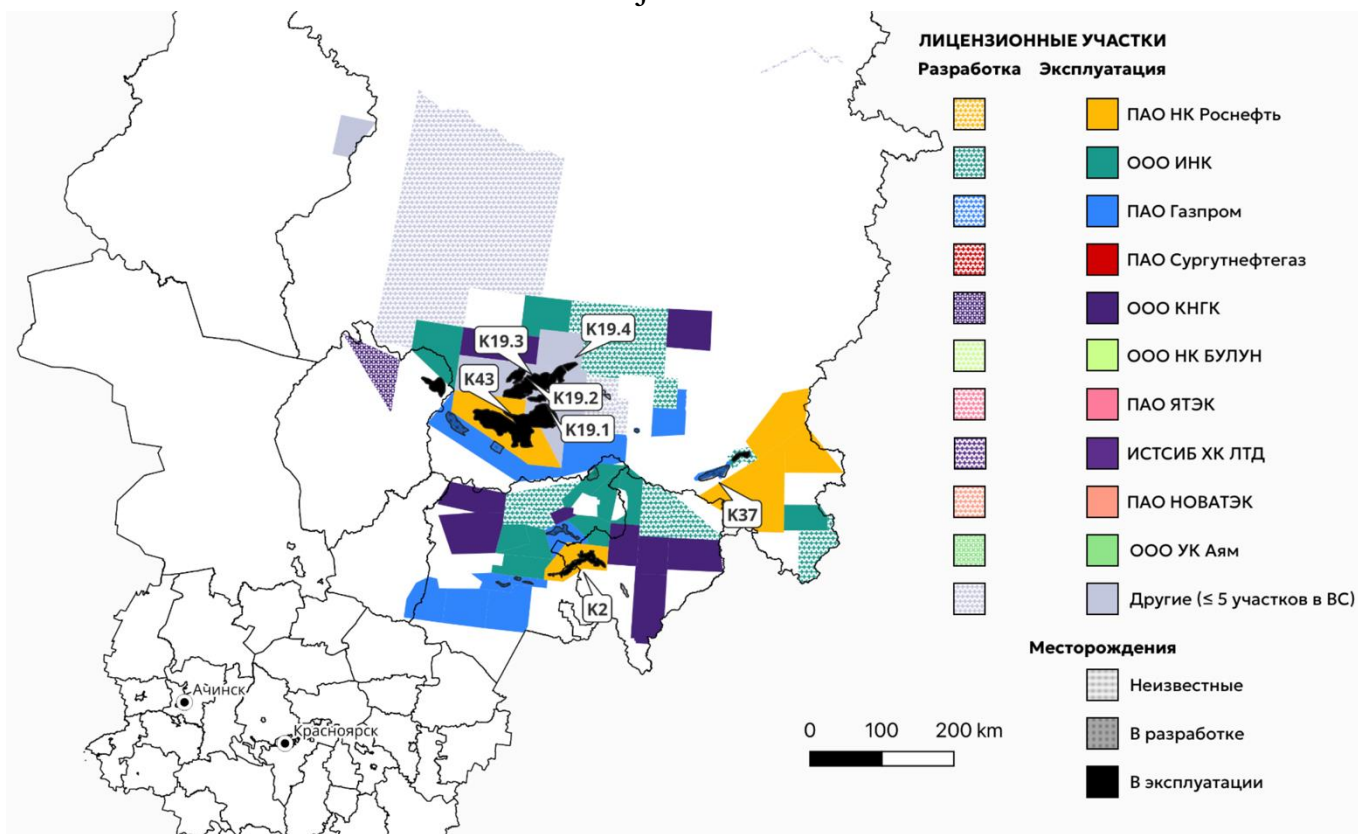
Цель статьи — выявить и сопоставить для Южного пояса структуру владения лицензиями, фактический доступ компаний к ключевым месторождениям и ориентировочные показатели текущей добычи с учётом стадий освоения и близости к магистральной инфраструктуре (ВСТО, «Куюмба–Тайшет», «Сила Сибири»/«Сила Сибири-2»). Задачи включают: (1) расчёт долей операторов по площади лицензий, извлекаемым запасам нефти и газа и производственным метрикам; (2) оценку асимметрии между площадью лицензионного портфеля и подтверждённой ресурсной базой; (3) анализ роли инфраструктурной доступности в конвертации лицензий в устойчивую добычу и формирование рентных потоков.

**Данные и методы.** Исследование опирается на авторскую сводную базу открытых источников, включающую полигоны лицензионных участков, их правовой статус и стадию освоения, атрибуты о правообладателях и связях участков с конкретными месторождениями, а также вспомогательные слои по магистральной инфраструктуре (ВСТО, «Куюмба–Тайшет», «Сила Сибири», планируемая «Сила Сибири-2»), нефтехимическим и газохимическим объектам, опорным транспортным коридорам. По каждому ареалу рассчитаны суммарная площадь действующих лицензий, распределение площадей по компаниям, консолидированные извлекаемые запасы нефти и газа по операторам и ориентировочные годовые объёмы добычи. Для избежания сопоставительной предвзятости все количественные значения приведены к сопоставимому годовому масштабу и интерпретируются прежде всего как долевые соотношения и пространственные пропорции (Это в первую очередь связано с различиями в площадях муниципальных образований Восточной Сибири).

Показатели в работе трактуются как оценочно-прогнозные. Открытые источники нередко оперируют плановыми и прогнозными величинами (из

пресс-релизов, проектной документации, новостной повестки), что приводит к систематическому расхождению с текущими фактическими значениями. При перекрёстной сверке это выражается в верхней границе отклонения до 50% по одному из индикаторов, тогда как по остальным расхождения существенно ниже. Для агрегированных межрегиональных метрик такой уровень точности приемлем, поскольку цели анализа — выявление долей, соотношений и устойчивых пространственных пропорций. Далее все количественные оценки следует понимать как интервальные ориентиры ближайшей траектории освоения, обусловленные характером доступных открытых данных.

**Результаты.** *Эвенкийский* узел формирующейся инфраструктуры Восточной Сибири характеризуется крупным лицензионным фондом порядка 210,5 тыс. км<sup>2</sup>, что соответствует около 23% совокупной лицензионной площади Восточной Сибири. Территория охватывает Богучанский, Кежемский, Северо-Енисейский и Эвенкийский районы, лежит на стыке Ангаро-Тунгусской провинции и Среднесибирского плоскогорья, сочетая сложные природно-климатические условия с наличием значительной неосвоенной ресурсной базы. Инфраструктурный вектор задают нефтепровод «Куюмба–Тайшет» и проектируемые газовые магистрали.



**Рисунок 1. Эвенкийский ареал освоения НГО ВС, структура распределения лицензионных участков между основными недропользователями, месторождения с указанием стадии освоения и выделением крупнейших**

К37 – Собинское месторождение; К2 – Агалеевское месторождение; К43 – Юрубчено-Тохомское месторождение; К19.1, К19.2, К19.3, К19.4 – Куюмбинское месторождение

Составлено на основе БД исследования

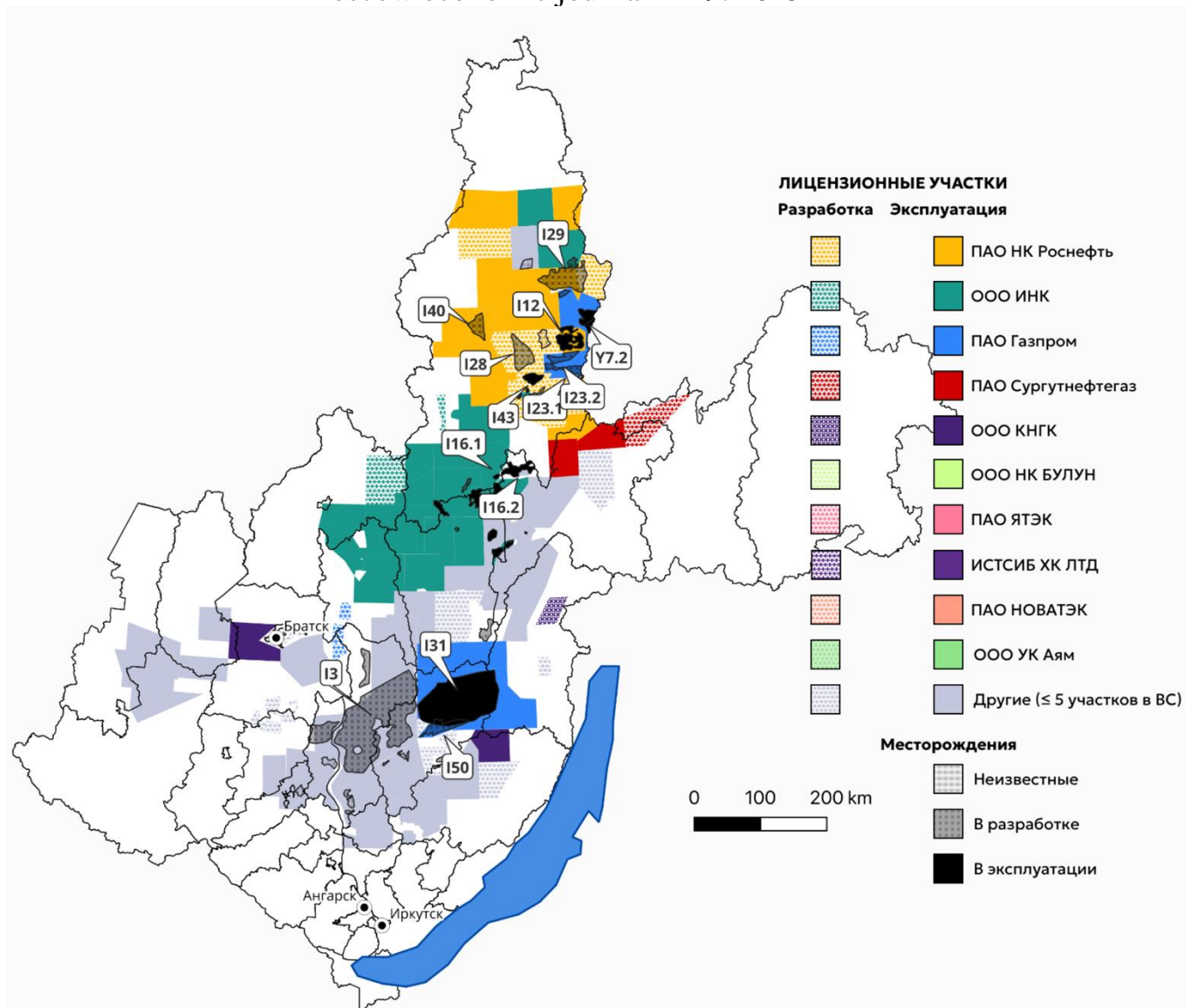
Распределение прав недропользования имеет мозаичный характер. Совокупная категория «другие операторы» (каждый владеет не более чем пятью участками в макрорегионе) аккумулирует около 78,4 тыс. км<sup>2</sup> (порядка 37% площади), ООО «Иркутская нефтяная компания» — около 48,6 тыс. км<sup>2</sup> (23%), ООО «КНГК» — 30,4 тыс. км<sup>2</sup> (14%), ПАО «НК Роснефть» — 27,5 тыс. км<sup>2</sup> (13%), ПАО «Газпром» — 25,6 тыс. км<sup>2</sup> (12%). При этом подтвержденные извлекаемые запасы сосредоточены не пропорционально площади: из 1 499 млн т нефти около 1 311 млн т (примерно 87%) приходится на совокупность «прочих» недропользователей; у «Роснефти» порядка 115 млн т, у «Газпрома» около 74 млн т. По газу из 2 737 млрд м<sup>3</sup> порядка 2 210

млрд м<sup>3</sup> (примерно 81%) также приходится на «прочих», около 288 млрд м<sup>3</sup> — у «Роснефти», около 239 млрд м<sup>3</sup> — у «Газпрома». Ядро статистики формируют Куюмбинская группа и Юрубчено-Тохомское месторождение.

По ориентировочным итогам 2024 года добыча нефти в ареале составляет порядка 23,4 млн т, что близко к трети совокупной добычи Восточной Сибири. Существенную часть нефти дает «Газпром» за счет извлечения конденсата (около 12 млн т), «прочие» обеспечивают порядка 11,0 млн т, доля «Роснефти» близка к 0,36 млн т. Промышленная добыча природного газа не развита вследствие ограничений по газотранспортной инфраструктуре и ранней стадии подготовки ряда проектов. Вектор дальнейшего освоения определяется подключаемостью к «Куюмба–Тайшет» и перспективами газового коридора «Сила Сибири-2».

*Ангара-Ленский ареал (Иркутская область).* Иркутская область аккумулирует совокупный лицензионный фонд порядка 184,6 тыс. км<sup>2</sup> и формирует газонефтяное ядро ЮПНО ВС за счет сочетания транспортного каркаса и крупной ресурсной базы. По сводным оценкам извлекаемые запасы составляют около 339,8 млн т нефти и 4 091,5 млрд м<sup>3</sup> газа, то есть порядка 7% нефтяных и около 39% газовых запасов Восточной Сибири. Около 60% лицензионной площади приходится на совокупную группу «другие недропользователи», что отражает высокую фрагментацию на ранних стадиях геологоразведки. Стратегические блоки контролируются пятью операторами: ИНК — около 33,9 тыс. км<sup>2</sup> (18%), «Газпром» — около 21,2 тыс. км<sup>2</sup> (11%), «КНГК» — около 7,3 тыс. км<sup>2</sup> (4%), «Сургутнефтегаз» — около 8,3 тыс. км<sup>2</sup> (4,5%), «Роснефть» — порядка 2,0 тыс. км<sup>2</sup> (1%).





**Рисунок 2. Ангаро-Ленский ареал освоения НГО ВС (Иркутская область), структура распределения лицензионных участков между основными недропользователями, месторождения с указанием стадии освоения и выделением крупнейших**

I29 – месторождение им. Савостьянова; I31 – Ковыктинское месторождение; I3 – Ангаро-Ленское месторождение; I12 – Верхнечонское месторождение; I23.1, I23.2 – Игнялинское месторождение; I28 – месторождение им. Н. Лисовского; I40 – Санарское месторождение; I43 – Северо-Даниловское месторождение; I16.1, I16.2 – Дулисминское месторождение; I50 – Чиканское месторождение; Y7.2 – Вакунайское месторождение

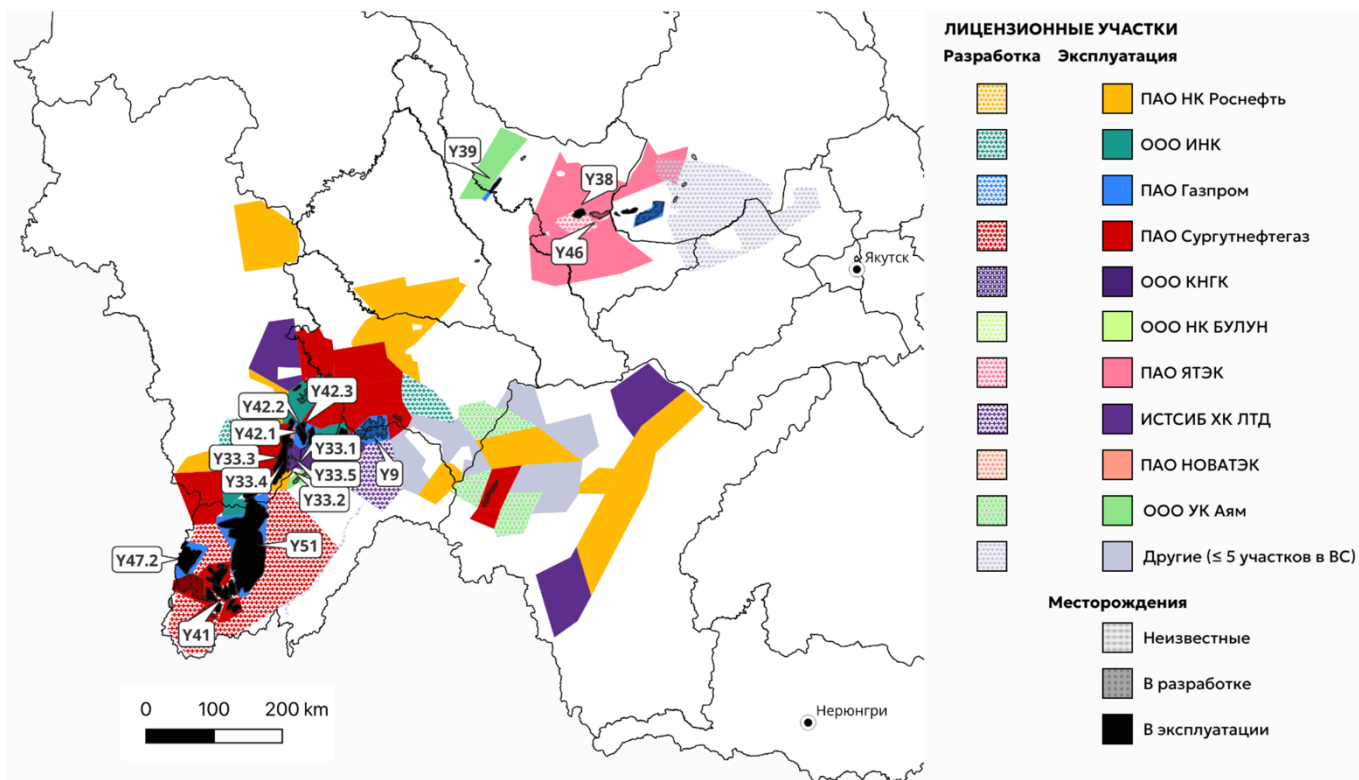
Составлено на основе БД исследования

Газовая вертикаль региона почти полностью опирается на «Газпром»: около 2 781 млрд м<sup>3</sup> (приблизительно 68% газовой базы Иркутской области),

ядро — Ковыктинское месторождение (порядка 2 700 млрд м<sup>3</sup>), синхронизированное с маршрутом «Сила Сибири». Нефтяная специализация сконцентрирована у ИНК, которая аккумулирует около 228 млн т извлекаемых запасов нефти (примерно 67% нефтяной базы области), опираясь на Ангаро-Ленский узел и Верхнечонское месторождение; компания последовательно переходит от сырьевого вывоза к углубленной переработке (газохимический кластер в Усть-Куте).

Ориентировочные годовые объемы добычи по итогам 2024 года составляют около 18,2 млн т нефти и 37 млрд м<sup>3</sup> газа. ИНК обеспечивает порядка 6,24 млн т нефти (около трети годовой добычи региона), совокупность «прочих» — около 12 млн т. Газовая добыча практически целиком сосредоточена у «Газпрома» (порядка 36,96 млрд м<sup>3</sup>), что подчеркивает монопольную роль Ковыктинского проекта. Инфраструктурная база — ВСТО, АНХК и связанный газохимический контур — придает региону двойную ориентацию на экспорт и внутреннюю переработку.

*Лено-Вилюйский ареал (Республика Саха (Якутия)).* Лицензионный фонд Якутии в пределах рассматриваемого ареала составляет порядка 237,9 тыс. км<sup>2</sup>, то есть около четверти совокупной лицензионной площади Восточной Сибири. Консолидированные извлекаемые запасы оцениваются примерно в 448,8 млн т нефти и 2 386 млрд м<sup>3</sup> газа, что задает выраженный газовый профиль. Четыре оператора контролируют близко к 70% площади: «Сургутнефтегаз» — около 54,6 тыс. км<sup>2</sup> (23%), «Роснефть» — приблизительно 49,6 тыс. км<sup>2</sup> (21%), «ЯТЭК» — порядка 25,5 тыс. км<sup>2</sup> (11%), «Газпром» — около 12,5 тыс. км<sup>2</sup> (5%). Распределение запасов не совпадает с распределением площадей: «Газпром» консолидирует львиную долю газовых запасов за счет компактного Чаяндинского кластера (порядка двух третей газовой базы Якутии), «ЯТЭК» — около 360 млрд м<sup>3</sup>; нефтяные запасы более дисперсны и в существенной части приходятся на Талаканский, Среднеботуобинский и смежные кластеры.



**Рисунок 3. Лено-Вилюйский район освоения НГО ВС (Республика Саха (Якутия)), структура распределения лицензионных участков между основными недропользователями, месторождения с указанием стадии освоения и выделением крупнейших**

Y42.1, Y42.2, Y42.3 – Тас-Юряхское месторождение; Y39 – Среднетюнгское месторождение; Y9 – Верхневиллючанское месторождение; Y46 – Толнское месторождение; Y38 – Средневиллюйское месторождение; Y41 – Талаканское месторождение; Y47.2 – Тымпучиканское месторождение; Y33.1, Y33.2, Y33.3, Y33.4, Y33.5 – Среднеботуобинское месторождение; Y51 – Чаяндинское месторождение

Составлено на основе БД исследования

По ориентировочным итогам 2024 года добыча составляет порядка 11,5 млн т нефти и 34 млрд м<sup>3</sup> газа. «Сургутнефтегаз» обеспечивает около 6,72 млн т нефти (более половины якутской добычи нефти), «Роснефть» и «ЯТЭК» — по примерно 1,92 млн т, «ИстСиб» — около 0,96 млн т. Газ — около 25,2 млрд м<sup>3</sup> у «Газпрома» и около 8,76 млрд м<sup>3</sup> у «ЯТЭК». Действующая связка с ВСТО и «Силой Сибири» закрепляет экспортную ориентацию потоков; развитие газохимии и возможное расширение газотранспортной сети повышают привлекательность смежных лицензий.

**Обсуждение.** Сопоставление трех ареалов в составе Южного пояса позволяет зафиксировать три устойчивые закономерности.

Во-первых, выявлена асимметрия между долями по площади и по подтвержденным запасам. В Эвенкийском ареале формальное лидерство отдельных компаний по площади соседствует с концентрацией запасов у группы «прочих» и у операторов, контролирующих «якорные» месторождения. В Ангаро-Ленском и Лено-Вилюйском ареалах по запасам и добыче доминируют газовые проекты «Газпрома» (Ковыктинское и Чаяндинское), тогда как по площади сохраняется мозаика малых лицензиатов. Эта асимметрия отражает барьеры перехода от лицензии к устойчивой добыче: капиталоемкость обустройства, подключаемость к трубе, регуляторные сроки и доступ к сервисам.

Во-вторых, подтверждена решающая роль инфраструктурной доступности. Близость к магистралям ускоряет переход от лицензии к производству и формирование рентных потоков; удаленность и слабая логистика «консервируют» значительные ресурсы, особенно на ранних стадиях геологоразведки. На рассматриваемой территории магистрали ВСТО, «Куюмба–Тайшет» и «Сила Сибири» выступают главными «оценщиками» стоимости конкретной лицензии.

В-третьих, установлена дуальность конкурентной структуры. На стадии геологоразведки наблюдается множественность независимых компаний и высокая пространственная фрагментация по площади; на стадии промышленной эксплуатации усиливается концентрация у компании с длительным финансовым горизонтом и устойчивой ликвидностью. Иркутская область демонстрирует возможность эволюции локального независимого игрока в лидера при наличии окна инфраструктурной и рыночной возможности — Иркутская нефтяная компания; Якутия — пример газовой моноцентричности при наличии сильного регионального игрока и высокой роли государственной компании; Эвенкийский ареал

характеризуется значительным ресурсным потенциалом при низком текущем уровне промышленной эксплуатации; ускорение ввода в добычу вероятно по мере ввода газотранспортной инфраструктуры.

**Выводы.** Южный пояс нефтегазового освоения Восточной Сибири, объединяющий Эвенкийский, Ангаро-Ленский и Лено-Виллюйский ареалы, демонстрирует высокую дифференциацию по операторам, стадиям освоения и доступу к ключевым месторождениям при выраженной зависимости траекторий от инфраструктурной доступности. Эвенкия аккумулирует значительные запасы при ограниченной текущей добыче, ожидая развертывания газотранспортных решений; Иркутская область формирует газонефтяное ядро с дуополией «Газпрома» и ИНК на фоне широкой периферии малых лицензиатов; Якутия — главный газовый фокус по запасам и добыче, интегрированный в экспортный контур и наращивающий газохимию. Для оценки будущих рентных и бюджетных эффектов приоритетны метрики доступа к «якорным» объектам и доли в подтвержденных запасах, а не суммарная площадь лицензий. В практическом плане ускорение ввода требует приоритизации инфраструктурных узлов на стыке ареалов и предсказуемых режимов подключения к магистралям; институциональная поддержка перехода независимых компаний к стадии добычи может усилить конкуренцию и локальные мультипликаторы без подрыва устойчивости крупных проектов.

#### **Список источников**

1. Абалаков А. Д., Панкеева Н. С. Проблемы устойчивого развития нефтегазовых регионов Сибири // География и природные ресурсы. – 2009. – № 1. – С. 88–95
2. Гончаров Р. В., Пилясов А. Н., Замятина Н. Ю. Без мобильности нет креативности: антропология транспорта Сибири и Дальнего Востока. – [выходные данные не указаны; требуется уточнение]

3. Журавлев Н. Д. Новейшие географические изменения корпоративной структуры мировой добычи нефти и газа // Географический вестник. – 2023. – № 3(66). – С. 54–63. DOI: 10.17072/2079-7877-2023-3-54-63
4. Константинова Л. Н., Белова Е. В., Гордеева А. О., Моисеев С. А. Оценка современного состояния недропользования центральных и южных районов Красноярского края // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2024. – Т. 19. – № 1
5. Кузнецова Е. Н., Моисеев С. А., Белова Е. В., Гордеева А. О. Оценка современного состояния недропользования Иркутской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18. – № 3. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/2023/31\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/31_2023.html)
6. Моисеев С. А., Белова Е. В., Гордеева А. О., Кузнецова Е. Н. Состояние и особенности лицензирования нефтегазоносных территорий западных районов Республики Саха (Якутия) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 2. DOI: 10.17353/2070-5379/16\_2021
7. Тодоров А. А. Подходы зарубежных стран к правовому регулированию разработки нефтегазовых ресурсов на шельфе Арктики // Арктика и Север. – 2018. – № 30. – С. 40–59
8. Irkutsk Oil Company. Irkutsk Oil Company continues to set the standard in Siberian oil and gas extraction [Электронный ресурс]. – 2019. – 24 January. – URL: <https://irkutskoil.ru/news-and-media/news/irkutsk-oil-company-continues-to-set-the-standard-in-siberian-oil-and-gas-extraction>
9. NextGIS: официальный сайт [Электронный ресурс] / ООО «НекстГИС». – URL: <https://nextgis.ru>
10. Omara M., Gautam R., O'Brien M. A., Himmelberger A., Franco A., Meisenhelder K., Hauser G., Lyon D. R., Chulakadabba A., et al. Developing a spatially explicit global oil and gas infrastructure database for characterizing methane emission sources at high resolution // Earth System Science Data. – 2023. – 15(9). – P. 3761–3790. DOI: 10.5194/essd-15-3761-2023

11. Shapovalova D., Stephen K. No race for the Arctic? Examination of interconnections between legal regimes for offshore petroleum licensing and level of industry activity // *Energy Policy*. – 2019. – 129. – P. 907–917. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.01.045

### References

1. Abalakov A. D., Pankeeva N. S. Problemy ustoychivogo razvitiya neftegazovykh regionov Sibiri // *Geografiya i prirodnye resursy*. – 2009. – No. 1. – P. 88–95
2. Goncharov R. V., Pilyasov A. N., Zamyatina N. Yu. Bez mobil'nosti net kreativnosti: antropologiya transporta Sibiri i Dal'nego Vostoka. – [vykhodnye dannye ne ukazany; trebuetsya utochnenie]
3. Irkutsk Oil Company. Irkutsk Oil Company continues to set the standard in Siberian oil and gas extraction [Elektronnyy resurs]. – 2019. – 24 January. – URL: <https://irkutskoil.ru/news-and-media/news/irkutsk-oil-company-continues-to-set-the-standard-in-siberian-oil-and-gas-extraction> (data obrashcheniya: 18.06.2025)
4. Konstantinova L. N., Belova E. V., Gordeeva A. O., Moiseev S. A. Otsenka sovremennogo sostoyaniya nedropol'zovaniya tsentral'nykh i yuzhnykh rayonov Krasnoyarskogo kraya // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. – 2024. – T. 19. – No. 1
5. Kuznetsova E. N., Moiseev S. A., Belova E. V., Gordeeva A. O. Otsenka sovremennogo sostoyaniya nedropol'zovaniya Irkutskoy oblasti // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. – 2023. – T. 18. – No. 3. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/2023/31\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/31_2023.html)
6. Moiseev S. A., Belova E. V., Gordeeva A. O., Kuznetsova E. N. Sostoyanie i osobennosti litsenzirovaniya neftegazonosnykh territoriy zapadnykh rayonov Respubliki Sakha (Yakutiya) // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. – 2021. – T. 16. – No. 2. DOI: 10.17353/2070-5379/16\_2021
7. NextGIS: ofitsial'nyy sayt [Elektronnyy resurs] / OOO "NekstGIS". URL: <https://nextgis.ru/> (data obrashcheniya: 01.09.2025)

8. Omara M., Gautam R., O'Brien M. A., Himmelberger A., Franco A., Meisenhelder K., Hauser G., Lyon D. R., Chulakadabba A., et al. Developing a spatially explicit global oil and gas infrastructure database for characterizing methane emission sources at high resolution // *Earth System Science Data*. – 2023. – 15(9). – P. 3761–3790. DOI: 10.5194/essd-15-3761-2023
9. Shapovalova D., Stephen K. No race for the Arctic? Examination of interconnections between legal regimes for offshore petroleum licensing and level of industry activity // *Energy Policy*. – 2019. – 129. – P. 907–917. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.01.045
10. Todorov A. A. Podkhody zarubezhnykh stran k pravovomu regulirovaniyu razrabotki neftegazovykh resursov na shel'fe Arktiki // *Arktika i Sever*. – 2018. – No. 30. – S. 40–59
11. Zhuravlev N. D. Noveishie geograficheskie izmeneniya korporativnoy struktury mirovoy dobychi nefti i gaza // *Geograficheskiy vestnik*. – 2023. – No. 3(66). – S. 54–63. DOI: 10.17072/2079-7877-2023-3-54-63

© Кручинин И.С., 2025. *Московский экономический журнал*, 2025, № 9.