

На правах рукописи

КОСМАЧЕВА Алина Юрьевна

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ИСТОРИИ ФОРМИРОВАНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В
ПЕРМСКИХ И МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ
ВИЛЮЙСКОЙ ГЕМИСИНЕКЛИЗЫ**

25.00.12 – геология, поиски и разведка нефтяных и газовых
месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Новосибирск – 2022

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН).

Научный руководитель:

Федорович Марина Олеговна

кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск)

Официальные оппоненты:

Ступакова Антонина Васильевна

доктор геолого-минералогических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова», заведующая кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых Геологического факультета, директор Института перспективных исследований нефти и газа (г. Москва)

Соболев Петр Николаевич

кандидат геолого-минералогических наук, Акционерное общество «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», заведующий лабораторией геохимических исследований нефтегазоносных провинций (г. Новосибирск)

Ведущая организация:

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Федеральный исследовательский центр «Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук» обособленное подразделение Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук (г. Якутск)

Защита состоится 13 сентября 2022 г. в 11 час. на заседании диссертационного совета Д 003.068.02 на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, в конференц-зале. Отзыв в двух экземплярах, оформленный в соответствии с требованиями Минобрнауки России (см. вклейку), просим направлять по адресу: 630090, г. Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3; факс (383) 330-28-07; e-mail KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на официальном сайте ИНГГ СО РАН:

<http://www.ipgg.sbras.ru/ru/education/theses/d003-068-02/kosmacheva2022>

Автореферат разослан 05 августа 2022 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
к.г.-м.н.

Е.А. Костырева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Объектом исследования в настоящей диссертации являются пермские и мезозойские отложения Вилуйской гемисинеклизы, расположенной в административном отношении на территории Республики Саха (Якутия).

В Вилуйской гемисинеклизе залежи газа открыты в терригенных горизонтах тарагайской толщи верхней перми, таганджинской свиты нижнего триаса и кызылсырской свиты нижней юры [Лено-Вилуйская..., 1969; Геология..., 1981]. Флюидоупорами залежей являются глинистые образования неджелинской, мономской и сунтарской свит соответственно. Основным генератором углеводородов (УВ) в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя Вилуйской гемисинеклизы, как было показано предшествующими исследованиями [Казаринов и др., 1967; Геохимия..., 1971; Геология..., 1981; Каширцев и др., 2009], является пермская угленосная толща, обогащенная террагенным органическим веществом (ОВ).

Цель исследования – реконструкция истории формирования месторождений УВ в пермских и мезозойских отложениях Вилуйской гемисинеклизы на базе комплексной интерпретации геофизических, геологических и геохимических данных и технологии бассейнового моделирования для оценки перспектив нефтегазоносности.

Степень разработанности темы. За многие десятилетия был получен большой объем информации по геологии и нефтегазоносности верхнего палеозоя и мезозоя Вилуйской гемисинеклизы [Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геология..., 1981; Нефтегазоносные..., 1994; Ситников и др., 2017]. Начиная с XX в. основные закономерности размещения залежей УВ в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя Вилуйской гемисинеклизы и их генезис изучали в ведущих геологических организациях СССР и России (ВНИГРИ, ВНИИГАЗ, ИГГ СО АН СССР, ИГ ЯНЦ СО РАН, СНИИГГиМС, ПГО «Ленанефтегазгеология», а позднее также ВНИГНИ, ИНГГ СО РАН, ИПНГ ЯНЦ СО РАН).

Проводились исследования по восстановлению истории погружения осадочных комплексов, определению времени вхождения газоматеринской толщи перми в главные зоны нефте- и газообразования, реконструкции температурной истории отложений, количественной оценке масштабов генерации и эмиграции УВ на территории Вилуйской гемисинеклизы и Предверхоянского краевого прогиба [Геохимия..., 1971; Органическая..., 1974; Геология..., 1981; Гребенюк и др., 1983; Луговцов, 1984; История..., 1986; Сафронов, 1992; Зуева и др., 2017].

Несмотря на многолетнее изучение территории Вилюйской гемисинеклизы до сих пор остается ряд проблем, которые требуют доработки и детального исследования. Реконструкция истории генерации и аккумуляции, оценка масштабов генерации УВ для верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы современными методами бассейнового моделирования выполнена впервые в настоящей работе.

Актуальность исследования. Газодобывающая промышленность района исследований развивается с конца 50-х гг. прошлого столетия. Лено-Вилюйский бассейн, прежде всего, Хапчагайский мегавал является крупным центром добычи газа, которая ориентирована на обеспечение энергетических потребностей г. Якутска и улусов вдоль трассы газопровода «Средневилюйское газоконденстаное месторождение – Матах – Берге – Якутск».

В настоящее время важной задачей для социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) является рост добычи газа, а также укрепление ресурсной базы углеводородного сырья для обеспечения устойчивой подачи газа в Республику Саха, соседние регионы Российской Федерации, в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Для понимания условий формирования месторождений УВ и подтверждения нефтегазового потенциала региона, поиска новых перспективных зон накопления УВ, а также снижения геологических рисков при проведении дальнейших геологоразведочных работ необходим современный анализ состояния сырьевой базы и перспектив ее увеличения.

Научная задача исследования – построить модель верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы в рамках осадочно-миграционной теории нафтидогенеза, уточнить модель геологического строения и прогноз нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложений Вилюйской гемисинеклизы.

Основные этапы исследования.

1. Анализ и обобщение опубликованных и фондовых материалов по истории геолого-геофизической изученности, стратиграфии и палеогеографическим условиям накопления отложений, структурно-тектоническому районированию, нефтегазоносности и геотермическому режиму недр территории и методике исследования.

2. Систематизация фактического материала, составление электронного банка геолого-геофизических и геохимических данных.

3. Восстановление истории тектонического развития мезозойских отложений.

4. Восстановление истории созревания ОВ газоматеринских пород перми и генерации УВ.

5. Определение времени уплотнения глинистых толщ нижнего

триаса и нижней юры до способности удерживать УВ. Определение времени заполнения ловушек УВ.

6. Количественная оценка масштабов генерации УВ органическим веществом угленосных отложений перми и оценка потерь УВ до формирования литифицированных флюидоупоров.

7. Прогноз распространения по площади глинистых пачек с высокими изолирующими свойствами в отложениях флюидоупоров нижнего триаса и анализ благоприятных факторов формирования верхнепалеозойских и мезозойских залежей УВ.

8. Качественная оценка перспектив нефтегазоносности для верхнепермского, нижнетриасового и нижнеюрского комплексов по результатам интерпретации геолого-геофизических и геохимических данных с применением технологии бассейнового моделирования.

Защищаемые положения и результаты.

1. Модель генерации УВ и оценка времени реализации основных этапов газообразования в верхнепалеозойско-мезозойском осадочном чехле Вилуйской гемисинеклизы.

Активные процессы генерации УВ в нижней части газопроизводящих отложений перми начались 270 млн лет назад в казанский век, единый очаг газообразования сформирован около 260 млн лет назад в вятский век. На рубеже перми и триаса произошло резкое изменение катагенетической преобразованности ОВ в нижней и средней частях газопроизводящих отложений перми в связи с интенсивным прогревом осадочных толщ. Основной вклад в формирование месторождений УВ в отложениях верхней перми, нижнего триаса и нижней юры Вилуйской гемисинеклизы внесла верхняя часть угленосной толщи перми.

2. Количественная оценка масштабов генерации газообразных УВ органическим веществом угленосных отложений перми, оценка времени уплотнения глинистых толщ нижнего триаса и нижней юры до способности удерживать УВ и оценка потерь УВ до формирования литифицированных флюидоупоров.

Масштабы генерации для ОВ пермских газопроизводящих пород составляют около 800 трлн м³. Консолидация глинистых толщ нижнего триаса до способности удерживать УВ произошла около 210 млн лет назад в норийский век, нижней юры – 150 млн лет назад в титонский век. Из-за отсутствия литифицированных покровов нижнего триаса было утеряно 590 трлн м³ УВ до позднепермской эпохи. При последующей миграции в вышележащие отложения рассеялось 130 трлн м³ УВ до раннемеловой эпохи по причине низкой степени консолидации нижнеюрского флюидоупора. Основной этап заполнения ловушек УВ связан с раннемеловой эпохой.

3. Карты перспектив нефтегазоносности для верхнепермского, нижнетриасового и нижнеюрского комплексов Вилюйской гемисинеклизы.

Перспективные территории относятся к областям с благоприятными условиями для генерации, миграции и аккумуляции УВ. Низкоперспективные земли относятся к наиболее погруженным районам, где песчаные пласты обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Бесперспективные земли на склонах Вилюйской гемисинеклизы обусловлены отсутствием рассматриваемых нефтегазоносных комплексов.

Фактический материал. В основу работы положены данные по 255 опорным, параметрическим, поисковым и разведочным скважинам:

- комплекс геофизических исследований по 193 скважинам (электрический каротаж, кавернометрия, гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж);
- описание керна по 165 скважинам;
- результаты испытаний по 133 скважинам;
- комплекс геохимических исследований по 69 скважинам (отражательная способность витринита, содержание ОВ и углеводородный потенциал газоматеринских пород);
- современные замеры пластовых температур по 68 скважинам.

Исследование проведено на базе фактического материала, предоставленного ИНГТ СО РАН.

Теоретические основы и методика исследований. Теоретические положения реконструкции процессов нефтегазообразования разрабатывались на принципах осадочно-миграционной теории нефтидогенеза [Вернадский, 1922; Губкин, 1932; Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Неручев и др., 1973; Tissot, Welte, 1978; Hunt, 1979]. Введение в 1967 г. понятий о главной фазе нефтеобразования Н.Б. Вассоевичем и главной зоне нефтеобразования А.Э. Конторовичем позволило сформулировать главные положения о вертикальной зональности нефте- и газообразования [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967]. В 1973 г. С.Г. Неручев ввел понятие о главной зоне газообразования, которая находится на глубинах ниже главной зоны нефтеобразования [Неручев и др., 1973]. Позднее А.Э. Конторович установил существование ранней зоны газообразования [Вышемирский и др., 1980; Конторович и др., 1981], где процессы нефтеобразования протекают слабо, а в продуктах газообразования значительна роль метана.

Наличие в разрезе зон интенсивного нефте- и газообразования с определенными термодинамическими условиями создает теоретическую основу для восстановления истории развития геологических процессов в

осадочном бассейне. Соответствующий подход получил название – историко-геологические реконструкции процессов нефтегазообразования [Конторович, 1970; Вассоевич и др., 1971; Вышемирский и др., 1971; Конторович, Трофимук, 1973; Вассоевич, Соколов, 1980; Вассоевич и др., 1980; Бурштейн и др., 1997], который впоследствии стал широко распространен и в зарубежных исследованиях [Tissot, Welte, 1978; Welte, Yuekler, 1980; Welte, Yalcin, 1988] в качестве методики бассейнового моделирования [Конторович и др., 2013].

Количественное описание процессов нафтидогенеза основано на моделировании кинетики преобразования керогена. Кинетика химических реакций для нефтегазоматеринских свит объясняет динамику выделения различных компонентов УВ [Лопатин, 1971; Ungerer, 1990; Pepper, Corvi, 1995; Behar et al., 1997; Vandenbroucke et al., 1999].

Историко-геологический подход, связанный с численным моделированием процессов нефтегазообразования в течение времени геологического развития осадочного бассейна, подразумевает восстановление истории погружения и уплотнения пород, реконструкцию катагенетической истории, оценку генерированных УВ органическим веществом нефтегазопроизводящих толщ.

Моделирование верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Вилуйской гемисинеклизы выполнено в программном пакете PetroMod Schlumberger.

Научная новизна исследования заключается в применении комплексного подхода, который учитывает результаты проведенного бассейнового моделирования и интерпретации геофизической, геологической и геохимической информации, при оценке перспектив нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских образований Вилуйской гемисинеклизы.

В рамках предложенной модели верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы детально восстановлена история генерации УВ. Установлено время консолидации глинистых толщ нижнего триаса и нижней юры до способности удерживать УВ. Впервые выполнена оценка потерь УВ, генерированных ОВ пермской газопроизводящей толщи, до формирования регионально выдержанных литифицированных флюидоупоров.

Впервые выполнен прогноз распространения по площади нефтегазоносных песчаных пластов-линз и залегающих над ними глинистых прослоев, способных удерживать УВ, в отложениях флюидоупоров нижнего триаса.

Личный вклад автора. В рамках бассейнового моделирования для создания основы структурно-литологической модели автором была

выполнена переинтерпретация материалов сейсморазведки и построены структурные карты по отражающим горизонтам верхнего палеозоя и мезозоя. Для уточнения истории тектонического развития мезозойских отложений построены карты изопахит сейсмогеологических комплексов, выполнен палеотектонический анализ.

По результатам одномерного моделирования верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы в разрезе скважин Хапчагайского мегавала и Логлорского вала Вилуйской гемисинеклизы соискателем в соавторстве восстановлена история погружения осадочных комплексов и изменения катагенетической преобразованности ОБ. На базе одномерных моделей с корректными граничными условиями выполнено трехмерное моделирование верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Вилуйской гемисинеклизы. Построены карты суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом газоматеринских пород перми в различные моменты геологической истории и карты коэффициента трансформации керогена на современном этапе. Автором было определено время уплотнения глинистых толщ нижнего триаса и нижней юры до способности удерживать УВ. Выполнена количественная оценка масштабов генерации УВ и оценка потерь УВ до формирования литифицированных флюидопоров.

В рамках уточнения геологической модели автор участвовал в построении корреляционных профилей верхнепалеозойских и мезозойских образований на начало формирования сунтарской свиты нижней и средней юры. Установлены закономерности распространения по площади нефтегазоносных песчаных пластов-линз и залегающих над ними глинистых прослоев в отложениях неджелинской и мономской покрывшек нижнего триаса.

Для верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских нефтегазоносных отложений соискателем в соавторстве выполнена оценка перспектив нефтегазоносности на качественном уровне с учетом полученных результатов комплексной интерпретации данных и бассейнового моделирования. В зависимости от комбинации факторов, влияющих на формирование скоплений УВ, территория Вилуйской гемисинеклизы была поделена на нефтегазоносные земли различной перспективности.

Теоретическое и практическое значение исследования. Результаты изучения верхнепалеозойско-мезозойской системы Вилуйской гемисинеклизы имеют фундаментальное значение в понимании процессов истории формирования месторождений УВ и дают научно-обоснованное представление о газоносности отложений верхней перми, нижнего триаса и нижней юры.

Построенная модель верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы дает возможность более детального и достоверного изучения глубокозалегающих отложений Вилуйской гемисинеклизы. Предложенный комплексный подход к интерпретации геофизических, геологических и геохимических данных, а также методические приемы бассейнового моделирования с целью прогноза нефтегазоносности могут быть использованы при решении аналогичных задач в осадочных бассейнах.

Результаты проведенных исследований могут применяться в качестве основы для разработки стратегии по постановке поисково-разведочных, оптимизации дальнейших геологоразведочных работ и проведения количественной оценки перспектив нефтегазоносности.

Степень достоверности научных результатов основывается на:

- применении современной теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа к анализу условий формирования месторождений УВ и прогнозу нефтегазоносности региона;
- комплексном подходе к исследованию – совместной интерпретации геофизических, геологических и геохимических данных с применением технологии бассейнового моделирования;
- согласованности представленных моделей с фактическим материалом;
- использовании современного программного обеспечения (PetroMod, Kingdom и др.).

Апробация результатов исследования. Основные научные результаты и положения, применяемые методики диссертационной работы опубликованы автором в четырех научных статьях, три из которых в рецензируемых журналах, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией (ВАК): «Нефтегазовая геология. Теория и практика» и «Нефтяное хозяйство» (2) и двух материалов конференций.

Результаты исследования представлены на четырех международных (г. Москва – 2021, 2020; г. Новосибирск – 2021, 2020) и трех всероссийских (г. Новосибирск – 2021 (2); г. Якутск – 2020) научных конференциях и форумах.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Объем работы включает 165 страниц, в том числе 44 рисунка и девять таблиц. Список литературы содержит 226 наименований.

Благодарности. Автор выражает глубокую признательность научному руководителю к.г.-м.н. М.О. Федорович за ценные консультации и помощь в подготовке работы. Автор выражает благодарность за рекомендации, советы и предоставленные материалы академику РАН д.г.-

м.н. А.Э. Конторовичу, чл.-корр. РАН д.г.-м.н. Л.М. Бурштейну, д.г.-м.н. В.В. Лапковскому, д.г.-м.н. Ю.Ф. Филиппову, д.г.-м.н. А.Н. Фомину, к.г.-м.н. И.А. Губину, к.г.-м.н. С.А. Моисееву и Н.В. Поспеевой.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Первая глава **«Геолого-геофизическая характеристика района»** посвящена описанию истории геолого-геофизической изученности, стратиграфии и палеогеографии верхнепалеозойских и мезозойских отложений, анализу структурно-тектонического районирования, нефтегазоносности и геотермического режима недр.

В настоящее время территория исследования рассматривается как одна из самых крупных и глубоких депрессий Сибирской платформы. Вопрос о границах Вилуйской гемисинеклизы является одним из наиболее дискуссионных. В работе принято, что Вилуйская гемисинеклиза в тектоническом отношении на севере граничит с Анабарской антеклизой, на северо-западе – с Сюджерской седловиной, на западе – с Непско-Ботубинской антеклизой, на юго-западе – с Предпатомским региональным прогибом, на юге – с Алданской антеклизой, на востоке сливается с Предверхоанским краевым прогибом [Обзорная структурно-тектоническая..., 2015] (Рисунок 1, см. вкл.).

В осадочном чехле целесообразно различать отложения комплекса основания (венд – нижний карбон) и синхронные развитию бассейна породы (средний карбон – неоген). В погруженной внутренней зоне Вилуйской гемисинеклизы (Логлорский вал, Линденская впадина, Хапчагайский мегавал, Тангнарынская и Лунгхинско-Келинская впадины [Микуленко, 1983]) общая мощность осадочного чехла достигает 14 км, на склонах сокращается до 3 км [Будников и др., 1987; Граусман, 1994].

Согласно нефтегазогеологическому районированию Сибирской платформы территория относится к Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции [Лено-Вилуйская..., 1969], где открыты газоконденсатные и газовые месторождения. По состоянию на 01.01.2020 извлекаемые запасы газа в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя составляют 681,9 млрд м³, конденсатного газа – 33,6 млн т [по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых]. Залежи, расположенные на глубинах от 1 до 4 км, пластовые сводовые и пластовые сводовые с литологическим экранированием. Песчаные пласты, индексируемые сверху вниз по разрезу, а также отдельные пласты-линзы флюидоупоров содержат газоконденсатные и газовые залежи [Геология..., 1981]. В разрезе верхнепалеозойских и мезозойских отложений Вилуйской гемисинеклизы выделены следующие нефтегазоносные комплексы (Рисунок 2, см. вкл.):

- *верхнепермский* (тарагайский коллектор и неджелинский флюидоупор);
- *нижнетриасовый* (таганджинский коллектор и мономский флюидоупор);
- *нижнеюрский* (кызылсырский коллектор и сунтарский флюидоупор).

Газообразные УВ залежей имеют метановый состав. За метаном в порядке убывания содержания следуют этан, пропан и бутан [Полякова, Степаненко, 1991]. Состав нефтяных оторочек свидетельствует об их едином источнике и генетической связи с ОВ высшей наземной растительности. Нефти являются средними и тяжелыми по плотности, малосернистыми, парафинистыми, обогащенными изотопно-тяжелым углеродом δC^{13} , в их составе не обнаружены ванадилпорфириновые и никельпорфириновые комплексы [Каширцев и др., 2009].

Высокая биопродуктивность континентальных пермских ландшафтов обусловила накопление в породах этого возраста большого количества ОВ по сравнению с мезозойскими образованиями Вилуйской гемисинеклизы. Газоматеринская толща перми сложена чередованием песчаных, песчано-алевролитовых и алевролитоглинистых пачек, в которых присутствуют прослои углистых алевролитов и углей [Граусман, Мейен, 1987]. Террагенное ОВ в породах представлено витринитовыми и фюзинитовыми микрокомпонентами [Полякова и др., 1991]. В отложениях верхнего палеозоя содержание $C_{орг}$ в алевролитах изменяется от 0,58 до 1,92, в аргиллитах – от 1,06 до 2,76 %. В наибольшей концентрации органический углерод присутствует в углистых алевролитах – до 3,90 %. Для каменноугольно-нижнепермских пород значения HI достигают 62, для верхнепермских – 266 мгУВ/гC_{орг} [Конторович и др., 2020].

Вилуйская гемисинеклиза имеет геотермическое поле сложной конфигурации. На рубеже перми и триаса ряд исследователей отмечают повышенные значения плотности теплового потока на территории Вилуйской гемисинеклизы [Луговцов, 1984; История..., 1986; Нефтегазоносные..., 1994]. Развитие криогенных процессов в последние 1,5–2,0 млн лет обусловило глубокое промораживание осадочного чехла до 700 м [Дучков и др., 2013].

Во второй главе «**Методика бассейнового моделирования**» представлено описание методических подходов, которые применяются при моделировании нефтегазовых систем.

Технология бассейнового моделирования реализуется за счет моделирования всех этапов эволюции осадочного бассейна от момента начала накопления осадочных толщ до настоящего времени. Последовательная интеграция геофизических, геологических и геохимических данных позволяет рассчитывать взаимосвязанные

геологические процессы в осадочном бассейне и определять их влияние на образование и сохранность скоплений УВ [Welte et al., 1997; Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009; Allen P.A., Allen J.R., 2013; Peters et al., 2017]. При моделировании верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Вилюйской гемисинеклизы большинство вычислительных операций осуществлялось с помощью средств программного пакета PetroMod Schlumberger.

Применение технологии бассейнового моделирования на территории Лено-Вилюйской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций отражены автором следующих статьях [Космачева, Федорович, 2017, 2019, 2021 а-г; Федорович, Космачева, 2020; Федорович и др., 2020; Kosmacheva, Fedorovich, 2021].

Реализация методики включает три основных этапа.

1. *Создание геологической модели* (структурно-литологическая, геохимическая и температурная модели).

2. *Моделирование геологических процессов* (история тектонического развития отложений, созревания ОВ и генерации УВ, история формирования месторождений УВ).

3. *Оценка перспектив нефтегазоносности* (количественная оценка масштабов генерации УВ, анализ геологического строения отложений нефтегазоносных комплексов, дифференциация территории исследования по степени перспективности).

Основой структурно-литологической модели является набор структурных карт, которые характеризуют современные структурно-тектонические особенности района. Модель дополнялась информацией о перерывах в осадконакоплении, масштабах размывов, изменении палеоглубин бассейна [Рукович, 2001] и др. Стратификация отложений осадочного чехла проводилась на базе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, глубокого бурения и анализа дополнительной геолого-геофизической информации [по данным ИНГТ СО РАН; Граусман, 1994; Прогноз..., 2020 Ф; Геологическая оценка..., 2021 Ф]. В качестве литологического заполнения стратиграфических комплексов были выбраны типы пород из стандартных библиотек, учитывая терригенный тип разреза (Рисунок 2, см. вкл.).

Основу геохимической модели составляют кинетические характеристики керогена, которые описывают динамику реализации нефтегазогенерационного потенциала. Кинетика химических реакций для угленосной толщи перми, обогащенной террагенным ОВ (III тип керогена [Ungerer, 1990]), выбрана из стандартных библиотек в соответствии с условиями осадконакопления, литологическим составом, мощностью материнских отложений и др. [Фролов и др., 2019]. В настоящей работе

III тип керогена генерирует преимущественно газообразные УВ. Химико-кинетические свойства керогена, современные значения содержания органического углерода и углеводородного потенциала послужили основой для оценки исходных генерационных параметров угленосной толщи перми.

Геолого-геофизическая информация о литостратиграфическом расчленении и корреляции пермских подразделений и фактический материал о распределении содержаний органического углерода ограничены. В построенной модели было принято, что генерирующие прослои распределены равномерно. Газоматеринские породы, мощность которых превышает 3 км в погруженной зоне Вилуйской гемисинеклизы, были разделены на три толщи.

Температурное моделирование проводилось согласно принятой структурно-литологической модели, при этом учитывались значения меняющегося теплового потока [Луговцов, 1984] и среднегодовых поверхностных температур в течение геологического времени [Рукович, 2001]. Калибровка плотности теплового потока производилась по данным лабораторных измерений отражательной способности витринита [по данным ИНГГ СО РАН] (Рисунок 3, см. вкл.).

В третьей главе «**Моделирование геологических процессов**» отражены результаты восстановления истории тектонического развития отложений, созревания ОВ, генерации УВ и истории формирования газоконденсатных и газовых месторождений территории исследования.

Восстановление истории тектонического развития мезозойских отложений Вилуйской гемисинеклизы выполнялось по принципам анализа мощностей осадочных комплексов и палеоразрезов на время образования выдержанных глинистых толщ.

Решающее влияние на нефтегазоносность Вилуйской гемисинеклизы оказал меловой этап развития, с которым связано формирование соответствующего современному структурного плана территории исследования в результате тектонической активности, которая способствовала образованию как крупных структур – зон нефтегазонакопления, так и локальных – основных ловушек УВ [Геология..., 1981; Микуленко, 1983; История..., 1986].

Восстановление истории созревания ОВ и генерации УВ газопроизводящими породами перми Вилуйской гемисинеклизы проводилось в соответствии с закономерностью катагенетических превращений ОВ при погружении.

Газоматеринские породы перми поэтапно достигали стадий мезокатагенеза. В работе рассматривается история изменения катагенетической преобразованности ОВ в нижней, средней и верхней

частях угленосных отложений перми. В погруженных участках Вилуйской гемисинеклизы осадочные комплексы раньше вступали в главные зоны нефте- и газообразования. Интенсивные процессы генерации УВ в нижней части газопроизводящих отложений перми начались 270 млн лет назад в казанский век, единый очаг газообразования сформирован около 260 млн лет назад в вятский век позднепермской эпохи. Начальной стадии мезокатагенеза МК₁¹ верхняя часть пермской газопроизводящей толщи достигла на востоке территории исследования (зоне сочленения Вилуйской гемисинеклизы и Предверхоянского краевого прогиба) 238 млн лет назад в ладинский век среднетриасовой эпохи, МК₂ – 201 млн лет назад в рэтский век позднепермской эпохи.

Мгновенное в масштабах геологического времени изменение катагенетической преобразованности ОВ в нижней и средней частях газопроизводящих отложений перми связано с высокими значениями плотности теплового потока на границе перми и триаса. Произошедшее термическое событие являлось ключевым фактором, который оказал влияние на созревание ОВ. Разница в катагенетической преобразованности ОВ газопроизводящей толщи перми на одних и тех же глубинах на территории Хапчагайского мегавала и Логлорского вала обусловлена особенностями регионального изменения плотности теплового потока (Рисунок 4, см. вкл.). По мнению А.Э. Конторовича и автора это связано с предполагаемым влиянием вблизи скв. Средневилуйская 27 Хапчагайского мегавала внедрением интрузивных тел.

По мере расширения площади очага газообразования к настоящему времени наибольшая плотность генерации достигнута на территории Линденской впадины – 210 млн м³/км², где ОВ подверглось высокому прогреву. Активные процессы генерации УВ органическим веществом газопроизводящих пород перми происходили только во внутренней зоне Вилуйской гемисинеклизы. Всего угленосными отложениями перми было образовано около 800 трлн м³ УВ. Исключительное преобладание газообразных продуктов связано с катагенетическими превращениями ОВ террагенного типа. С высокой степенью вероятности в течение геологического времени тенденция к увеличению площади очага генерации сохранится, и при дальнейшем погружении отложений нафтидообразование может протекать на склонах территории.

Степень реализации генерационного потенциала керогена газопроизводящих отложений перми увеличивается от прибортовых к центральным областям Вилуйской гемисинеклизы – в соответствии с особенностями изменения катагенетической преобразованности ОВ. В настоящее время коэффициент трансформации керогена в верхней части пермских отложений на территории Линденской и Лунгхинско-Келинской

впадин достигает 80 %, на территории Хапчагайского мегавала и Тангнарынской впадины составляет более 40 %. На Логлорском вале и на склонах Вилуйской гемисинеклизы диапазон значений коэффициента трансформации керогена изменяется в широких пределах, максимальные значения составляют 60 %.

Восстановление истории формирования газоконденсатных и газовых месторождений в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях Вилуйской гемисинеклизы осуществлялось на основе анализа влияния геологических процессов на образование и сохранность залежей УВ.

Важным элементом нефтегазовой системы являются породы-покрышки, физические и химические параметры которых при погружении изменяются под влиянием литогенетических процессов [Конторович, 1976]. Минеральный состав глинистой части флюидоупоров нижнего триаса и нижней юры представлен монтмориллонитом и иллит-монтмориллонитовыми смешаннослойными образованиями с содержанием набухающих пакетов от 40-60 до 60-80 %. Преобладание смешаннослойных минералов и монтмориллонита сохраняется вплоть до 5 км. При средней величине общей пористости в 20 % покрышки этого класса обладают наилучшими экранирующими свойствами [Ивенсен, 1984; Осипов и др., 2001; Овчаренко и др., 2007].

На территории Вилуйской гемисинеклизы глинистые толщи уплотнялись неодновременно. Неджелинская и мономская свиты нижнего триаса были литифицированы до состояния флюидоупора 215 млн лет назад в норийский век и 205 млн лет назад в рэтский век поздне триасовой эпохи (Рисунок 5), в наиболее погруженных частях на востоке региона – 220 и 210 млн лет назад в норийский век соответственно. Литификация сунтарских отложений ниже- и среднеюрского возраста до способности удерживать УВ произошла 150 млн лет назад в титонский век, в восточной части гемисинеклизы – 160 млн лет назад в оксфордский век позднеюрской эпохи.

В период от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени процессы генерации в нижней и средней частях газопроизводящей толщи перми практически не происходили в центральных областях Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин, а также на склонах территории исследования. В верхней части пермской угленосной толщи с норийского века поздне триасовой эпохи интенсивные процессы генерации были в наиболее погруженных участках Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин, а также на северо-восточном склоне Логлорского вала, на территории Хапчагайского мегавала и Тангнарынской впадины. Плотность генерации УВ изменялась от 5 до 35 млн м³/км² (Рисунок 6, см. вкл.).

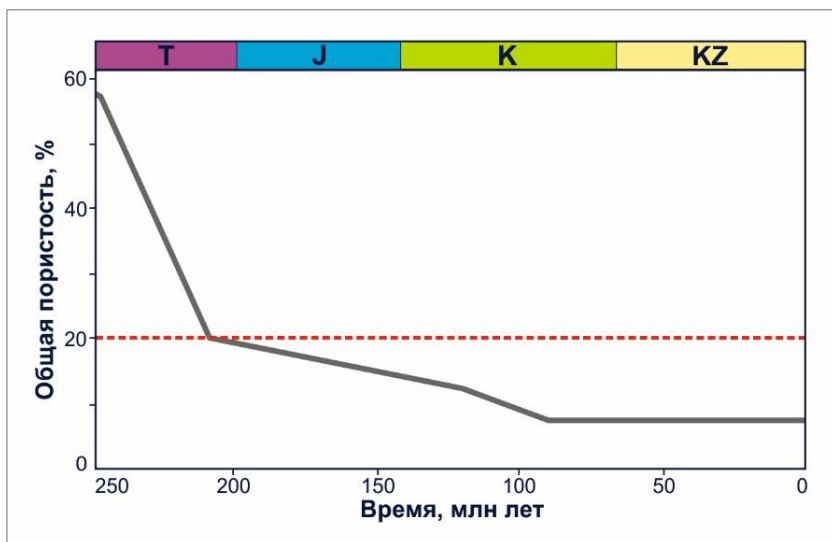


Рисунок 5 – История уплотнения глинистых отложений нижнего триаса (неджелинский и мономский флюидоупоры) на территории Хапчагайского мегавала

Из-за отсутствия литифицированных флюидоупоров нижнего триаса и нижней юры было утеряно до 90 % УВ, генерированных ОБ газопроизводящей толщи перми на стадиях мезокатагенеза и раннего апокатагенеза, а протокатагенное газообразование не внесло вклад в формирование скоплений УВ в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя Вилуйской гемисинеклизы. Миграция из газоматеринских пород происходила преимущественно вертикально по зонам трещиноватости и разломам, а также литологическим «окнам» в отложениях глинистых флюидоупоров нижнего триаса.

Всего угленосными отложениями перми после консолидации флюидоупоров нижнего триаса и нижней юры до способности удерживать УВ на территории Хапчагайского мегавала было образовано около 20 трлн м³, на территории Логлорского вала – 10 трлн м³ УВ. Коэффициент аккумуляции УВ на Хапчагайском мегавале составляет 2,5 % от генерированных УВ, на Логлорском вале – 2,0 %.

Заполнение ловушек УВ происходило в раннемеловую эпоху, когда структуры современного плана, основные элементы нефтегазовой системы уже сформировались, и процессы генерации и миграции УВ протекали на территории исследования (Рисунок 7, см. вкл.). До позднетриасовой эпохи, когда литифицировались флюидоупоры нижнего триаса, было утеряно

590 трлн м³ УВ. При последующей миграции в вышележащие отложения рассеялось 130 трлн м³ УВ до раннемеловой эпохи по причине низкой степени консолидации нижнеюрского флюидоупора. Основной вклад в формирование месторождений УВ в отложениях верхней перми, нижнего триаса и нижней юры Вилуйской гемисинеклизы внесла верхняя часть угленосной толщи перми.

Одинаковая конфигурация линии нарастания катагенетической преобразованности ОВ с увеличением глубины (Рисунок 3, см. вкл.) свидетельствует о незначительных масштабах размыва отложений в позднем палеозое, мезозое и кайнозое [Hantschel, Kauerauf, 2009; Болдушевская и др., 2010], что не оказало существенного влияния на формирование месторождений УВ.

В отложениях тоара (сунтарская свита) присутствуют породы, обогащенные ОВ. Условия осадконакопления способствовали образованию ОВ с преобладанием сапропелевой составляющей. Содержание $C_{орг}$ в аргиллитах верхнелейасовых отложений изменяется от 0,23 % до 1,82 %. Уровень зрелости ОВ на современном этапе в погруженных районах соответствует стадиям МК₁²-МК₂ [Изосимова, 1975; Зуева и др., 2013].

В четвертой главе «**Оценка перспектив нефтегазоносности**» приведены модели геологического строения газоносных отложений и выполнен прогноз нефтегазоносности территории исследования на качественном уровне.

Уточнение геологической модели верхнепалеозойских и мезозойских отложений Вилуйской гемисинеклизы проводилось на базе интерпретации каротажных диаграмм с использованием вспомогательных геолого-геофизических материалов, что позволило детализировать геологическое строение инд-оленинских покровов и изучить особенности распределения по площади прослоев с высокими изолирующими свойствами.

В отложениях мономского флюидоупора нижнего триаса присутствуют газоносные пласты-линзы Т₁-I, Т₁-Ia и Т₁-II (Т₁-IIa + Т₁-IIб), толщины которых могут достигать 40 м. Литологические «окна» распространены на Хапчагайском мегавале, Логлорском вале и юго-западе Вилуйской гемисинеклизы. Песчаные пласты являются коллекторами для газообразных и жидких УВ при наличии перекрывающих глинистых пачек достаточной мощности. В восточной и юго-восточной частях Хапчагайского мегавала толщина песчаных образований столь высока, что они занимают практически весь объем мономской свиты. Разделяющие их глинистые пропластки становятся менее 10 м, и флюидоупор утрачивает экранирующие свойства (Рисунки 8 и 9, см. вкл.).

Песчаный газоносный пласт в неджелинской свите линзовидного строения Т₁-IV (Т₁-IVa-в) мощностью до 15 м залегает на территории Хапчагайского мегавала – исключением является Средневилюйская площадь, центральная часть Линденской и северный склон Лунгхинско-Келинской впадин (Рисунок 10, см. вкл.).

Литологическая неоднородность покровов определяет их экранирующие свойства. В направлении от центральных к приобтовым районам территории происходит литологическое замещение песчаников на глинистые разности, которые могут быть литологическими экранами.

Благоприятный минеральный состав, а также значительная мощность свидетельствуют о высоких изолирующих свойствах региональных покровов нижнего триаса. Пачки глин, способные удерживать УВ в отложениях рассматриваемых песчаных пластов при толщинах от 10-15 м [Сластенов, 1994 а], зафиксированы на Логлорской, Линденской, Тангнарынской структурах и на отдельных площадях Хапчагайского мегавала. Для мономской свиты максимальные значения мощности до 90 м отмечены на территории Логлорского вала и Линденской впадины, для неджелинской – на территории Хапчагайского мегавала и в зоне сочленения Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоанского краевого прогиба.

При качественной оценке перспектив нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских образований Вилюйской гемисинеклизы (Таблица 1) учитывались:

- структурные карты кровли верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложений;
- результаты испытания скважин;
- карты общей мощности кызылсырского, таганджинского и тарагайского коллекторов и угленосной толщи перми;
- карты мощности глинистых флюидоупоров с высокими изолирующими свойствами в отложениях нижнего триаса (Рисунки 8-10, см. вкл.);
- карты суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом газопроизводящих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (Рисунок 6, см. вкл.);
- карта современной катагенетической преобразованности ОВ сунтарской свиты нижней и средней юры.

С доказанной промышленной газоносностью перспективные земли относятся к Хапчагайскому мегавалу и Логлорскому валу. На Нижнетюкянском месторождении газоносными являются только нижнеюрские отложения (Рисунок 11, см. вкл.).

Таблица 1 – Критерии дифференциации территории Вилуйской гемисинеклизы по перспективности

Основополагающие критерии / Категория земель	верхнепермский и нижнетриасовый комплексы	нижнеюрский комплекс
Перспективные с доказанной промышленной газоносностью	наличие залежей УВ, которые находятся на государственном балансе запасов полезных ископаемых	
Перспективные	наличие глинистых флюидоупоров с высокими изолирующими свойствами, коллектора и очага генерации УВ (ОВ перми)	наличие флюидоупора и благоприятных условий для миграции УВ (выпадение из разреза глинистых покрышек нижнего триаса высокого качества)
Потенциально перспективные	—	наличие незаполненных до замка ловушек УВ в нижнетриасовом комплексе
Невыясненных перспектив	выпадение из разреза флюидоупоров высокого качества, предполагаемое наличие в коллекторе способных удерживать УВ глинистых прослоев	наличие флюидоупора, коллектора и предполагаемых процессов генерации УВ (ОВ нижней юры)
Низкоперспективные	наличие породы-коллектора с низкими фильтрационно-емкостными свойствами	
	—	наличие катагенетически незрелого ОВ в породах нижней юры
Бесперспективные	выклинивание породы-коллектора и флюидоупора	

Перспективные земли верхнепермского и нижнетриасового комплексов обрамляют внутреннюю наиболее погруженную зону Вилуйской гемисинеклизы. Для нижнеюрского комплекса благоприятные условия для миграции и аккумуляции УВ находятся на склонах региона.

Во второй половине 2021 г. было открыто Хайлахское месторождение с залежами УВ в породах тарагайской и неджелинской свит.

Потенциально перспективные земли нижнеюрских отложений связаны с выявленными крупными зонами накопления УВ.

Земли не выясненных перспектив верхнепермского и нижнетриасового нефтегазоносных комплексов выделены на склонах региона. При наличии в породах-коллекторах глинистых прослоев, способных удерживать УВ, возможна переоценка перспектив нефтегазоносности отложений в сторону ее повышения. Вопрос требует проведения дополнительных исследований.

Территории с невыясненными перспективами нижнеюрского комплекса занимают центральную часть Вилюйской гемисинеклизы. В нижнеюрских отложениях присутствуют пачки глинистых алевролитов, обогащенных ОВ. В Линденской и Лунгхинско-Келинской впадинах, где глубина залегания нижнеюрских пород достигает 4 км, а степень преобразованности ОВ соответствует начальным стадиям мезокатагенеза, можно предполагать процессы генерации и вероятную миграцию УВ [Олли, 1975; Зуева и др., 2013; Васильев и др., 2018] в нижележащие отложения кызылсырского коллектора при сочетании благоприятных геологических факторов. Вопрос требует отдельного рассмотрения.

Низкоперспективные земли верхнепермского, нижнетриасового и нижнеюрского нефтегазоносных комплексов расположены на территории Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин Вилюйской гемисинеклизы. На глубинах 4 км и более вследствие сильного уплотнения отложений возможности обнаружения гранулярных типов коллекторов полностью исчерпаны [Граусман, 1984; Алексеев, 2012].

К низкоперспективным территориям нижнеюрских отложений с некоторой долей условности можно отнести участки распространения катагенетически незрелого ОВ сунтарской свиты, которые примыкают с юго-запада ко внутренней зоне Вилюйской гемисинеклизы.

Бесперспективные земли находятся на склонах Вилюйской гемисинеклизы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационная работа посвящена моделированию истории формирования месторождений УВ в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях Вилюйской гемисинеклизы. В результате проведенных исследований сделаны следующие выводы.

1. Решающее влияние на нефтегазоносность Вилюйской гемисинеклизы с точки зрения истории тектонического развития оказал

меловой период, с которым связано формирование основных ловушек УВ и разрывных нарушений, способных выполнять роль каналов для миграции УВ из газоматеринской толщи перми в верхнепермские, нижнетриасовые и нижнеюрские газоносные отложения.

2. Газоматеринские породы перми, мощность которых превышает 3 км в погруженных зонах, поэтапно достигали стадий мезокатагенеза. Активные процессы генерации УВ в нижней части газопроизводящих отложений перми начались 270 млн лет назад в казанский век, единый очаг газообразования сформирован около 260 млн лет назад в вятский век. На рубеже перми и триаса произошло резкое изменение катагенетической преобразованности ОВ в нижней и средней частях газопроизводящих отложений перми в связи с интенсивным прогревом осадочных толщ. Масштабы генерации для ОВ пермских газопроизводящих пород составляют около 800 трлн м³.

3. Консолидация глинистых толщ нижнего триаса до способности удерживать УВ произошла около 210 млн лет назад в норийский век, нижней юры – 150 млн лет назад в титонский век. Из-за отсутствия литифицированных покрышек нижнего триаса было утеряно 590 трлн м³ УВ до поздне триасовой эпохи. При последующей миграции в вышележащие отложения рассеялось 130 трлн м³ УВ до раннемеловой эпохи по причине низкой степени консолидации нижнеюрского флюидоупора. Основной вклад в формирование месторождений УВ внесла верхняя часть угленосной толщи перми.

4. Заполнение ловушек УВ происходило в раннемеловую эпоху, когда структуры современного плана, основные элементы верхнепермско-мезозойской нефтегазовой системы уже сформировались, и процессы генерации и миграции УВ протекали на территории исследования. Коэффициент аккумуляции УВ на Халчагайском мегавале составляет 2,5 %, Логлорском вале – 2,0 %.

5. Перспективные территории верхнепермского, нижнетриасового и нижнеюрского нефтегазоносных комплексов Вилюйской гемисинеклизы относятся к областям с благоприятными условиями для генерации, миграции и аккумуляции УВ.

6. Потенциально перспективные территории (в масштабах геологического времени) нижнеюрского комплекса связаны с наличием незаполненных до замка ловушек УВ в нижнетриасовых отложениях.

7. Низкоперспективные земли относятся к наиболее погруженным районам, где песчаные пласты обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Бесперспективные земли на склонах Вилюйской гемисинеклизы обусловлены отсутствием рассматриваемых нефтегазоносных комплексов.

8. Для территорий с невыясненными перспективами характерны благоприятные условия для формирования скоплений УВ при наличии глинистых прослоев в песчаных коллекторах. Выделение зон с невыясненными перспективами для нижеюрского комплекса объясняется предполагаемой генерацией УВ в породах нижней юры.

Несмотря на решение многих вопросов, связанных с изучением условий формирования залежей УВ на территории исследования, остаются задачи, рассмотрение которых при существующей степени изученности невозможно. Поскольку фонд крупных объектов Вилюйской гемисинеклизы исчерпан, целью дальнейших поисково-разведочных работ являются малоамплитудные структуры. Кроме того, необходима доразведка Хапчагайского мегавала для расширения контуров промышленной газоносности верхнепермских и нижнетриасовых отложений, где распределение зон с доказанной промышленной газоносностью контролируется в большей степени литологическим, а не структурным фактором.

Результаты проведенных исследований могут применяться в качестве основы для разработки стратегии по постановке поисково-разведочных и оптимизации геологоразведочных работ. Актуальные данные об открытии Хайлахского месторождения являются обоснованием выполненной оценки перспектив нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы.

В рамках первоочередных рекомендаций предлагается:

- проведение сейсморазведки 3D на открытых месторождениях для оконтуривания ловушек УВ;
- увеличение плотности сейсмических наблюдений на территории выделенных перспективных земель и зон с невыясненными перспективами с целью уточнения структурного плана района;
- проведение региональных сейсморазведочных работ на территории Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин для доизучения геологического строения глубокозалегающих отложений.

Перспективы дальнейшей разработки темы предполагают изучение истории формирования скоплений УВ в отложениях средней-верхней юры и мела Вилюйской гемисинеклизы. Прежде всего, определение возможных условий для миграции и аккумуляции УВ, генетически связанных как с угленосной толщей перми, так и с обогащенными ОВ глинистыми и глинисто-углистыми породами соответственно нижней и верхней юры.

На основании интерпретации новых данных сейсморазведки на южном и северо-западном склонах Вилюйской гемисинеклизы необходимы уточнение геологического строения территории и поиск ловушек УВ.

СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В изданиях, рекомендованных ВАК:

1. **Космачева, А.Ю.** К вопросу о нефтегазопроизводящих толщах центральной части Логлорского вала на основе одномерного моделирования нефтегазоносных систем (Андылахское месторождение, Республика Саха(Якутия)) / А.Ю. Космачева, М.О. Федорович // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – №. 1. – С. 1-11. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2021/7_2021.html, свободный.

2. **Космачева, А.Ю.** Трехмерное бассейновое моделирование нефтегазоносных систем верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской гемисинеклизы / А.Ю. Космачева, М.О. Федорович // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 28-32.

3. Федорович, М.О. Одномерное моделирование нефтегазоносных систем (бассейновое моделирование) в разрезе скважины Толонского месторождения Республики Саха (Якутия) / М.О. Федорович, **А.Ю. Космачева**, Н.В. Поспеева // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 5. – С. 31-35.

В других изданиях:

4. **Космачева, А.Ю.** Структурная характеристика и история тектонического развития мезозойских отложений Вилюйской гемисинеклизы / А.Ю. Космачева, М.О. Федорович // Геофизические технологии. – 2021. – № 1. – С. 4-18.

5. **Космачева, А.Ю.** История тектонического развития и количественная оценка генерационного потенциала нефтегазопроизводящих толщ Толонского месторождения (Саха Якутия) / А.Ю. Космачева, С.С. Семенов, М.О. Федорович // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология: Сб. материалов Междунар. науч. конф. Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2020 (Новосибирск, 20-24 апр. 2020 г.). – Новосибирск: СГУГиТ, 2020. – Т. 2. – С. 130-137.

6. Федорович, М.О. Закономерности строения песчаных резервуаров и глинистых покрышек триасовых и верхнепалеозойских газоносных отложений Вилюйской гемисинеклизы / М.О. Федорович, **А.Ю. Космачева** // Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа - XXI век: Материалы Всерос. науч. конф. с участием иностр. ученых, посвященной 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука (Новосибирск, 14-15 сентября 2021 г.). – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2021. – С. 182-184.

Технический редактор Т.С. Курганова

Подписано в печать 05.07.2022

Формат 60x84/16. Бумага офсет №1. Гарнитура Таймс

Печ.л. 1,0. Тираж 175. Зак. № 212

ИНГГ СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3

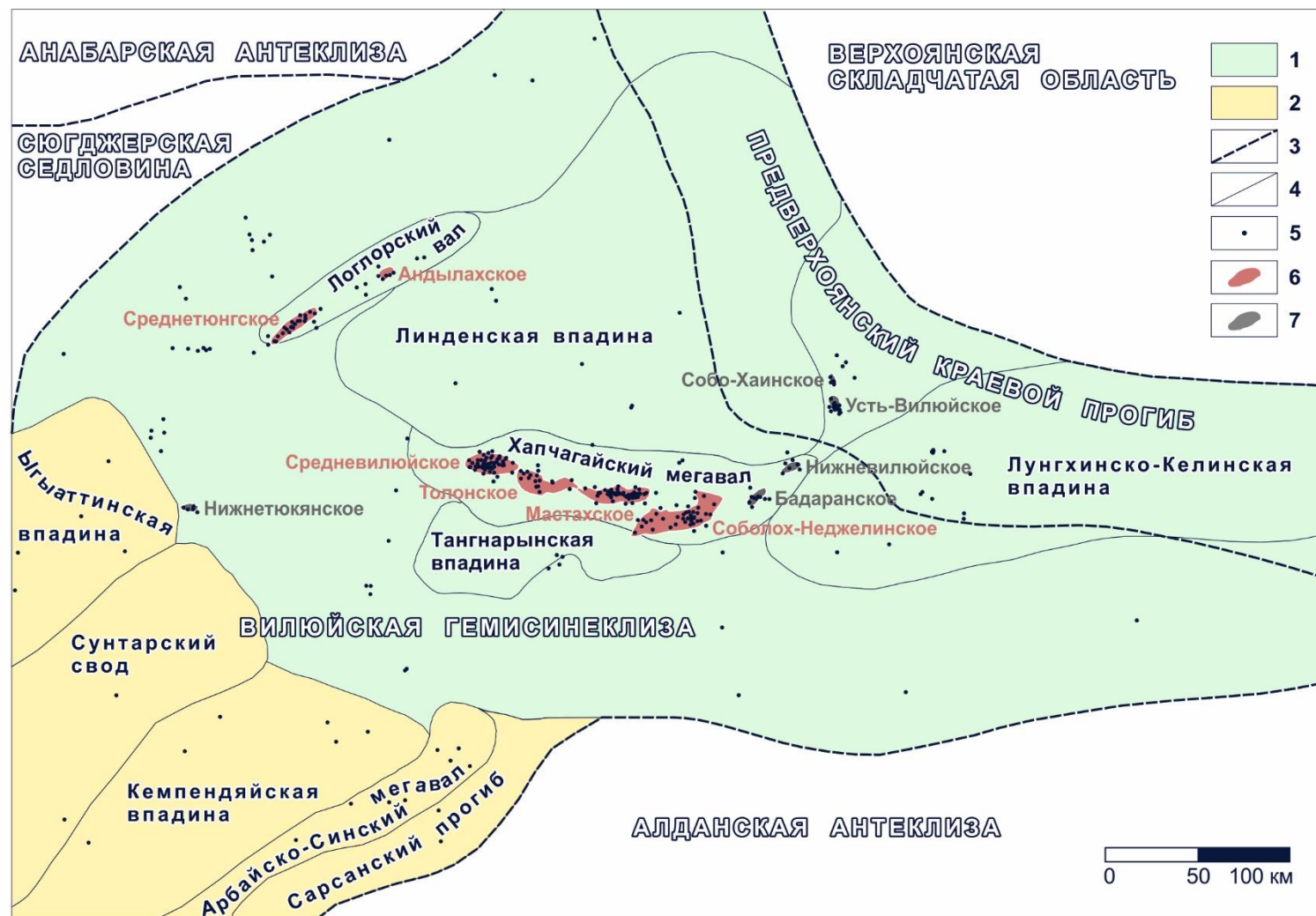


Рисунок 1 – Структурно-тектоническое и нефтегазогеологическое районирование Вилуйской гемисинеклизы и Предверхоянского краевого прогиба [по Лено-Вилуйская..., 1969; Обзорная структурно-тектоническая..., 2015; Конторович и др., 2017]

Условные обозначения: 1 – Лено-Вилуйская нефтегазоносная провинция; 2 – Западно-Вилуйская нефтегазоносная область Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; границы: 3 – надпорядковых структур, 4 – структур I-II порядка; 5 – местоположение скважины глубокого бурения; месторождения: 6 – газоконденсата, 7 – газа.

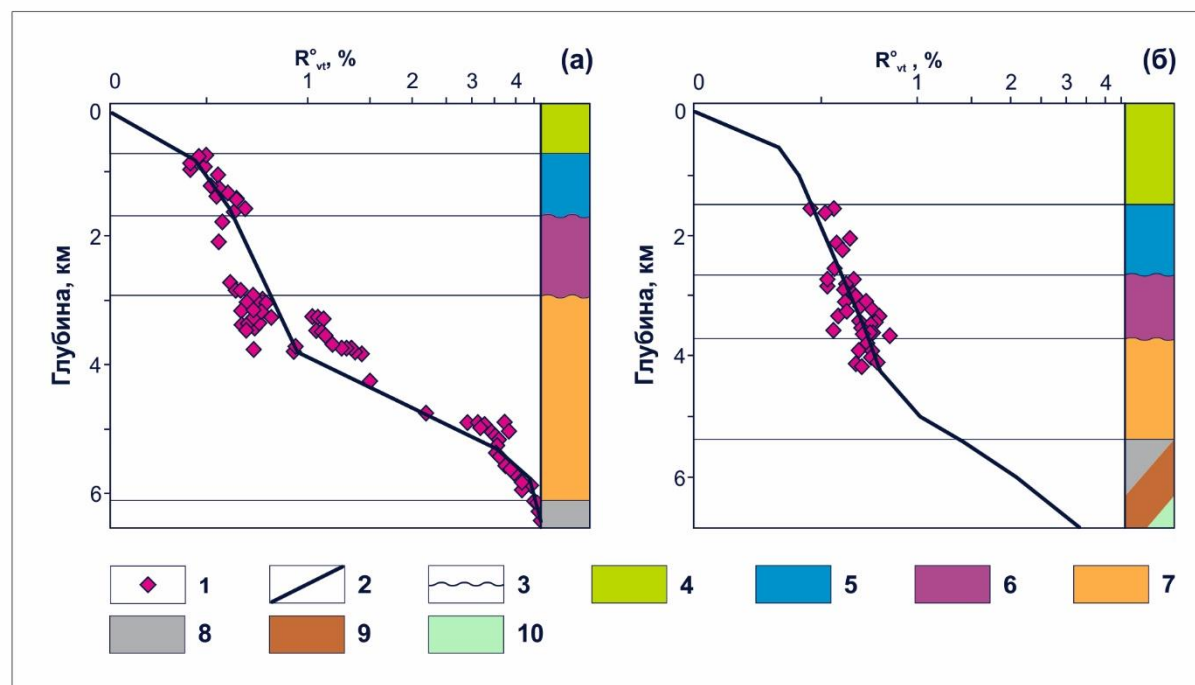


Рисунок 3 – Результаты калибровки плотности теплового потока по отражательной способности витринита на территории (а) Хапчагайского мегавала и (б) Логлорского вала

Условные обозначения: 1 – фактические, 2 – расчетные значения отражательной способности витринита; 3 – несогласное залегание пород; 4 – меловые, 5 – юрские, 6 – триасовые, 7 – газоматеринские пермские, 8 – карбоновые, 9 – девонские, 10 – силурийские отложения.

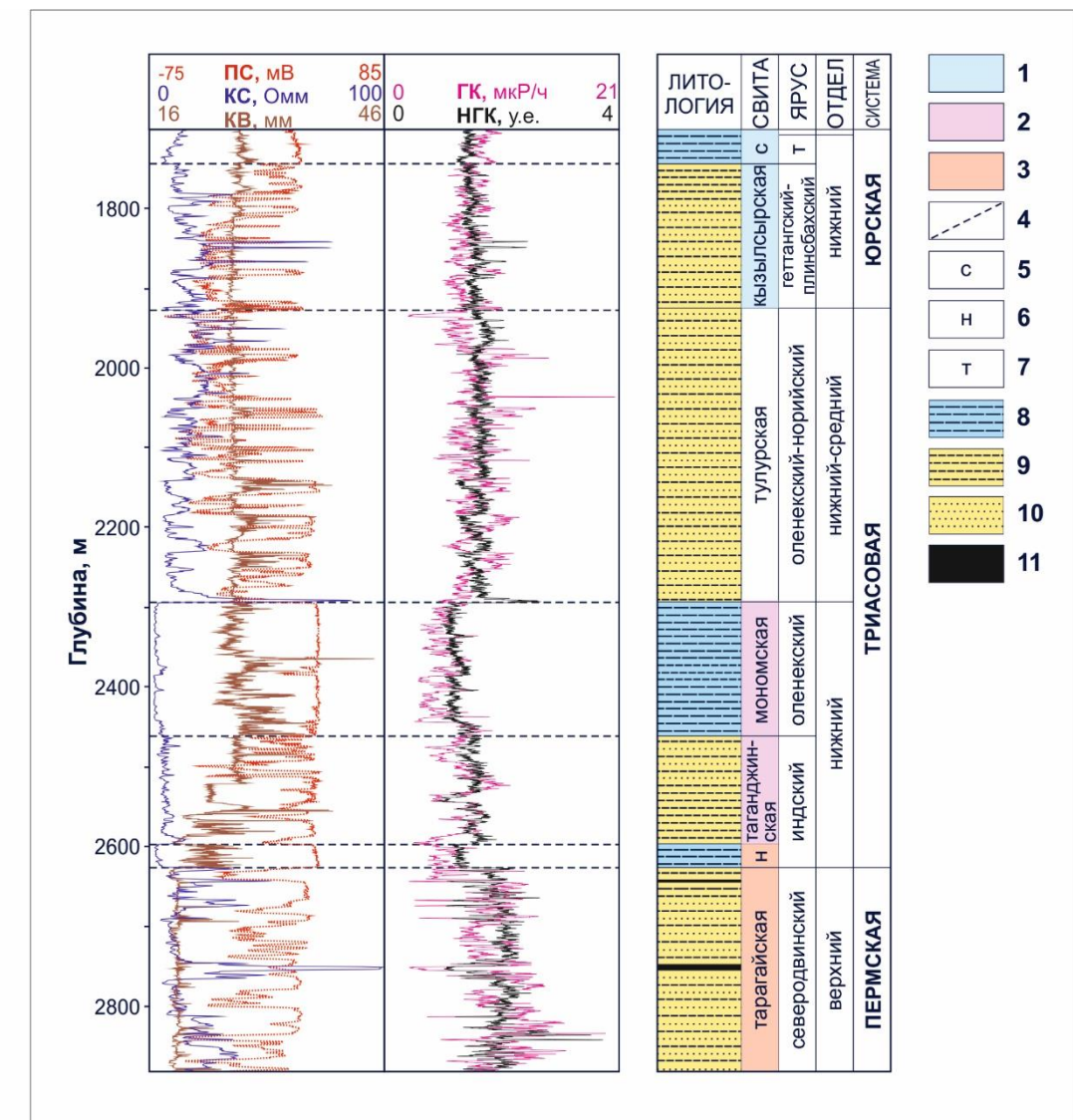


Рисунок 2 – Опорный разрез верхнепалеозойских и мезозойских отложений (скв. Северо-Тюнгская № 222)

Условные обозначения: 1 – нижнеюрский, 2 – нижнетриасовый, 3 – верхнепермский нефтегазоносные комплексы; 4 – границы литостратиграфических подразделений; 5 – сунтарская, 6 – неджелинская свиты; 7 – тоарский ярус; 8 – аргиллиты; 9 – алевролиты; 10 – песчаники; 11 – угли.

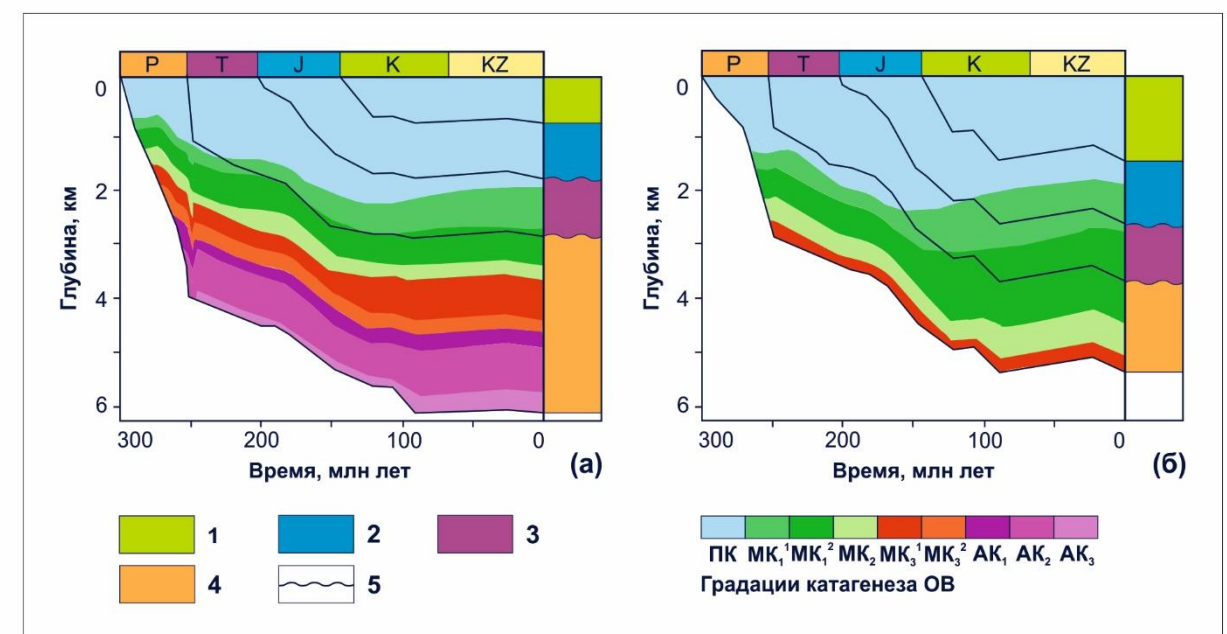


Рисунок 4 – История погружения осадочных комплексов и изменения катагенетической преобразованности ОВ в разрезе скважин (а) Хапчагайского мегавала и (б) Логлорского вала в позднепалеозойское, мезозойское и кайнозойское время

Условные обозначения: 1 – меловые, 2 – юрские, 3 – триасовые, 4 – газоматеринские пермские отложения; 5 – несогласное залегание пород.

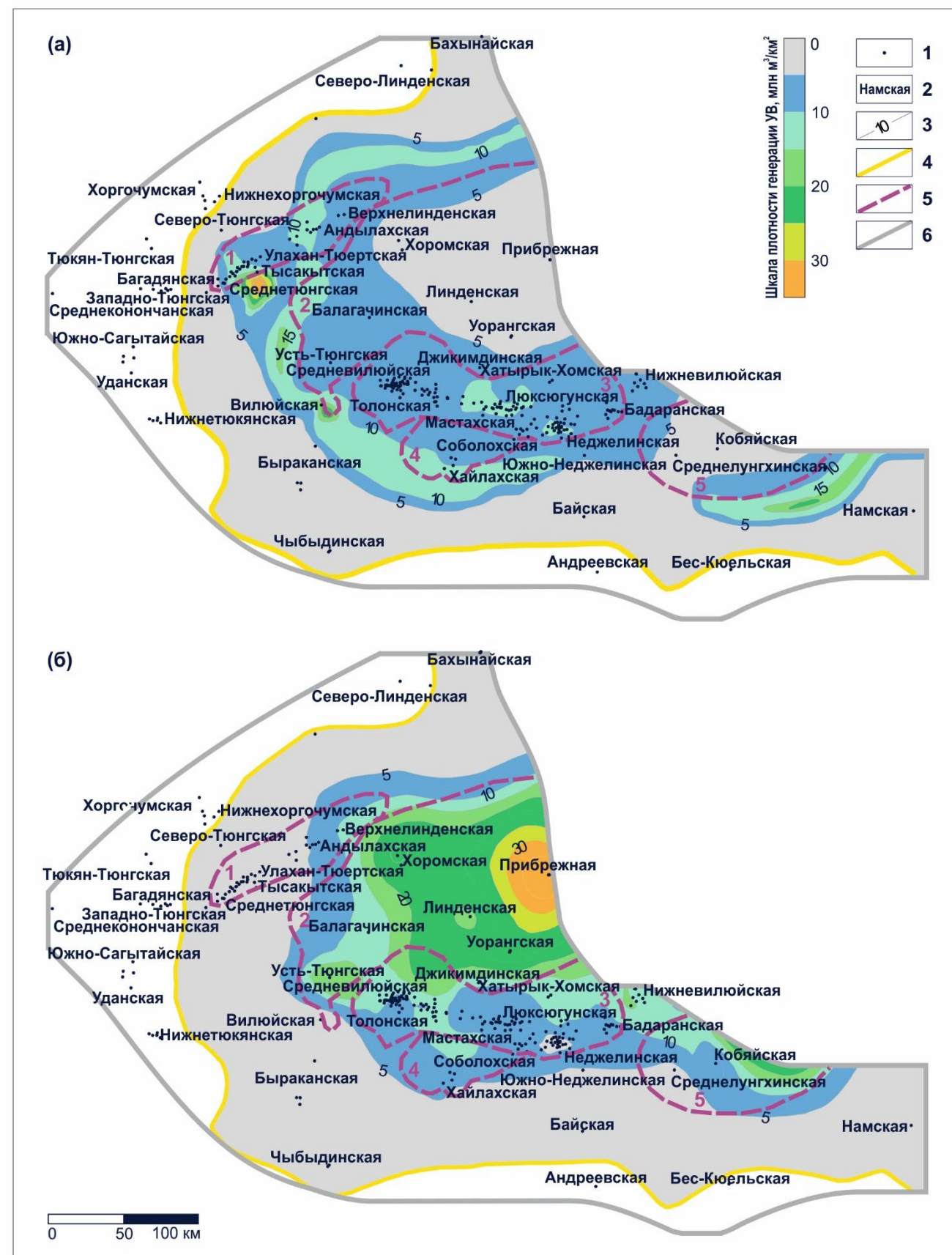


Рисунок 6 – Карта суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом в (а) нижней, средней и (б) верхней частях газопроизводящих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (210-0 млн л)

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; 3 – изолинии плотности генерации УВ, млн м³/км²; границы: 4 – отсутствия газопроизводящих отложений перми, 5 – структур I-II порядка по кровле верхнепермских отложений (1 – Логлорский вал, 2 – Линденская впадина, 3 – Хапчагайский мегавал, 4 – Тангнарынская впадина, 5 – Лунгхинско-Келинская впадина); 6 – полигон исследования.

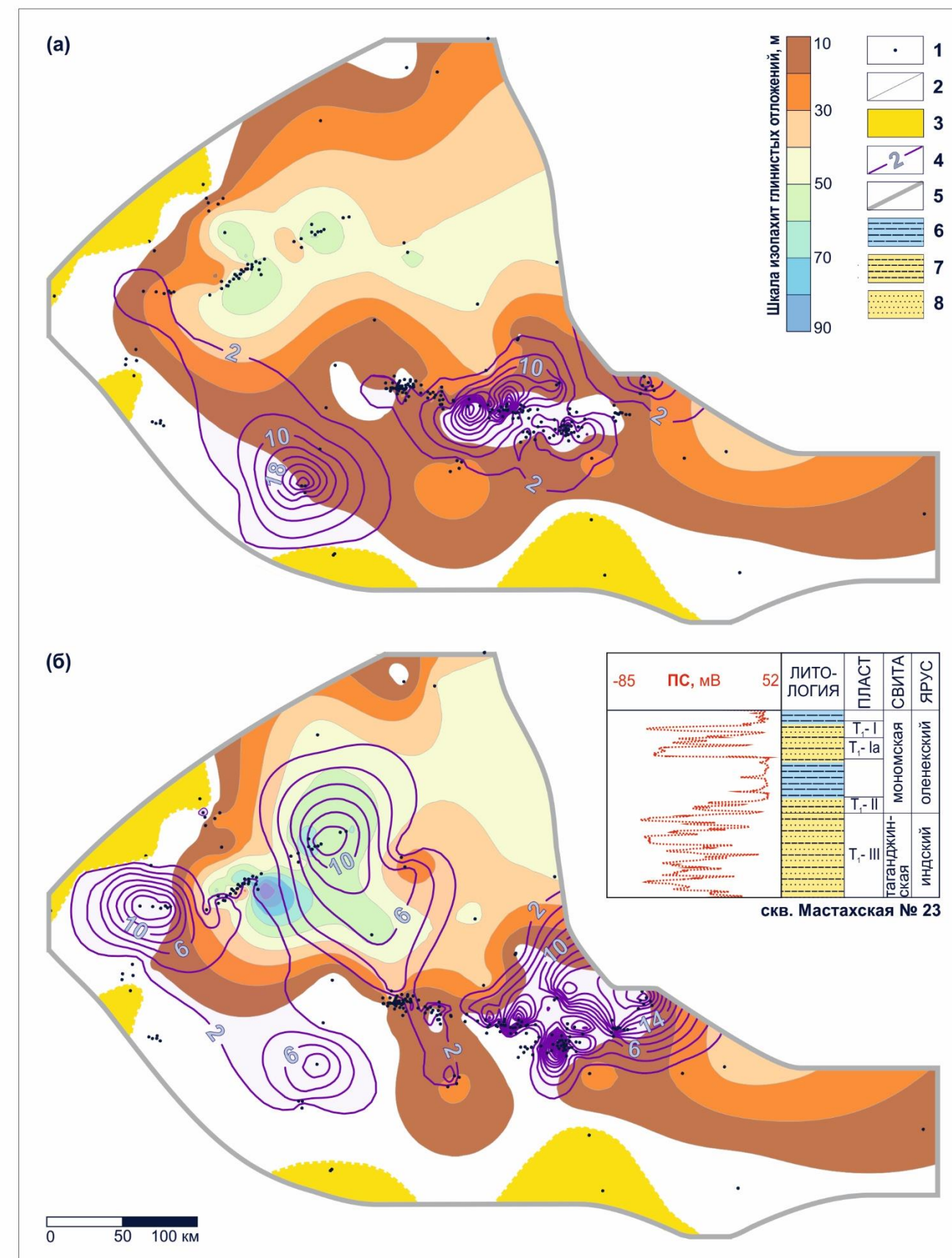


Рисунок 8 – Карты изопакит глинистых пород мономской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а) T₁-I и (б) T₁-Ia

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – изопакиты глинистых отложений, м; 3 – зона отсутствия мономской свиты; 4 – изопакиты песчаных пластов-линз, м; 5 – полигон исследования; 6 – аргиллиты; 7 – алевролиты; 8 – песчаники.

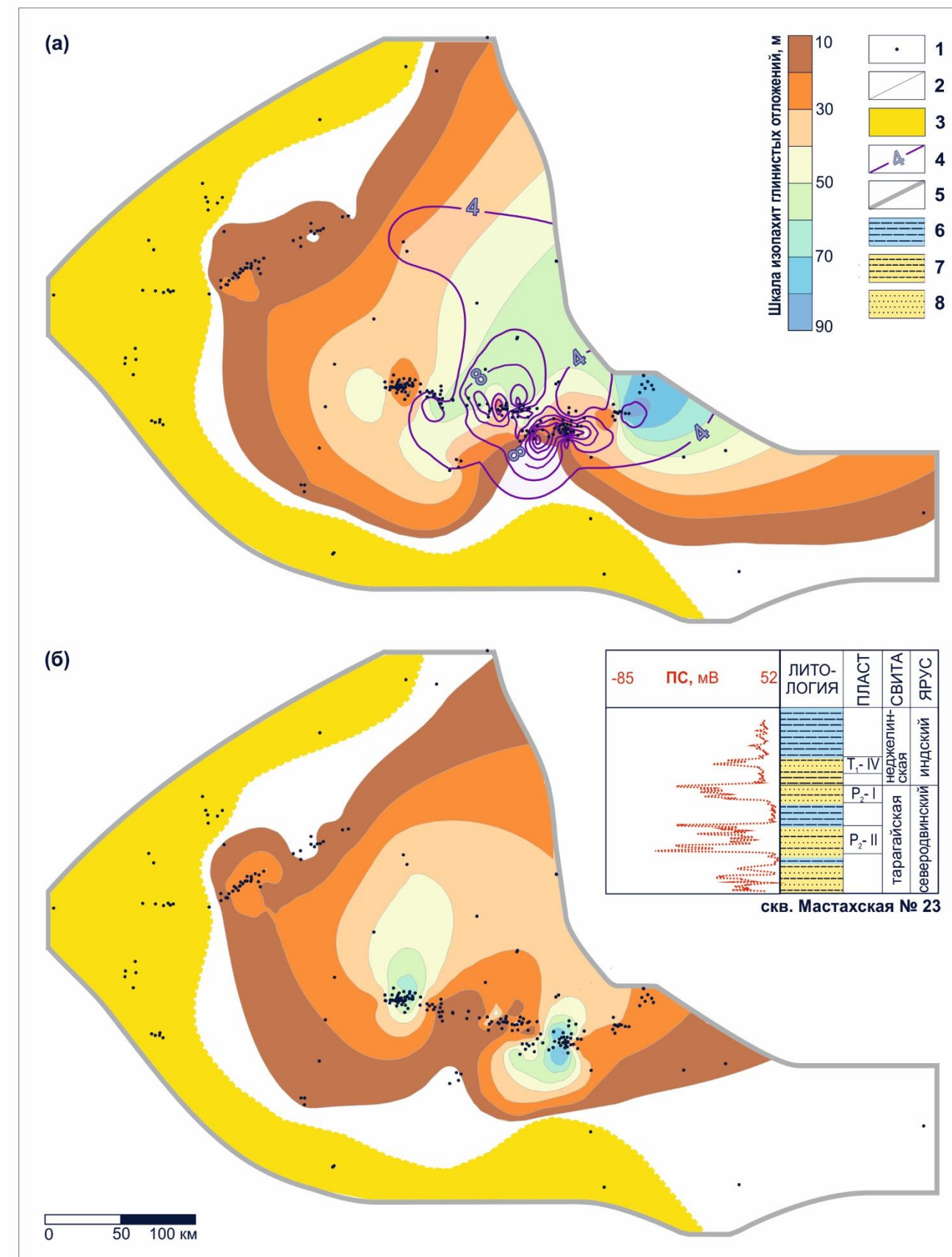
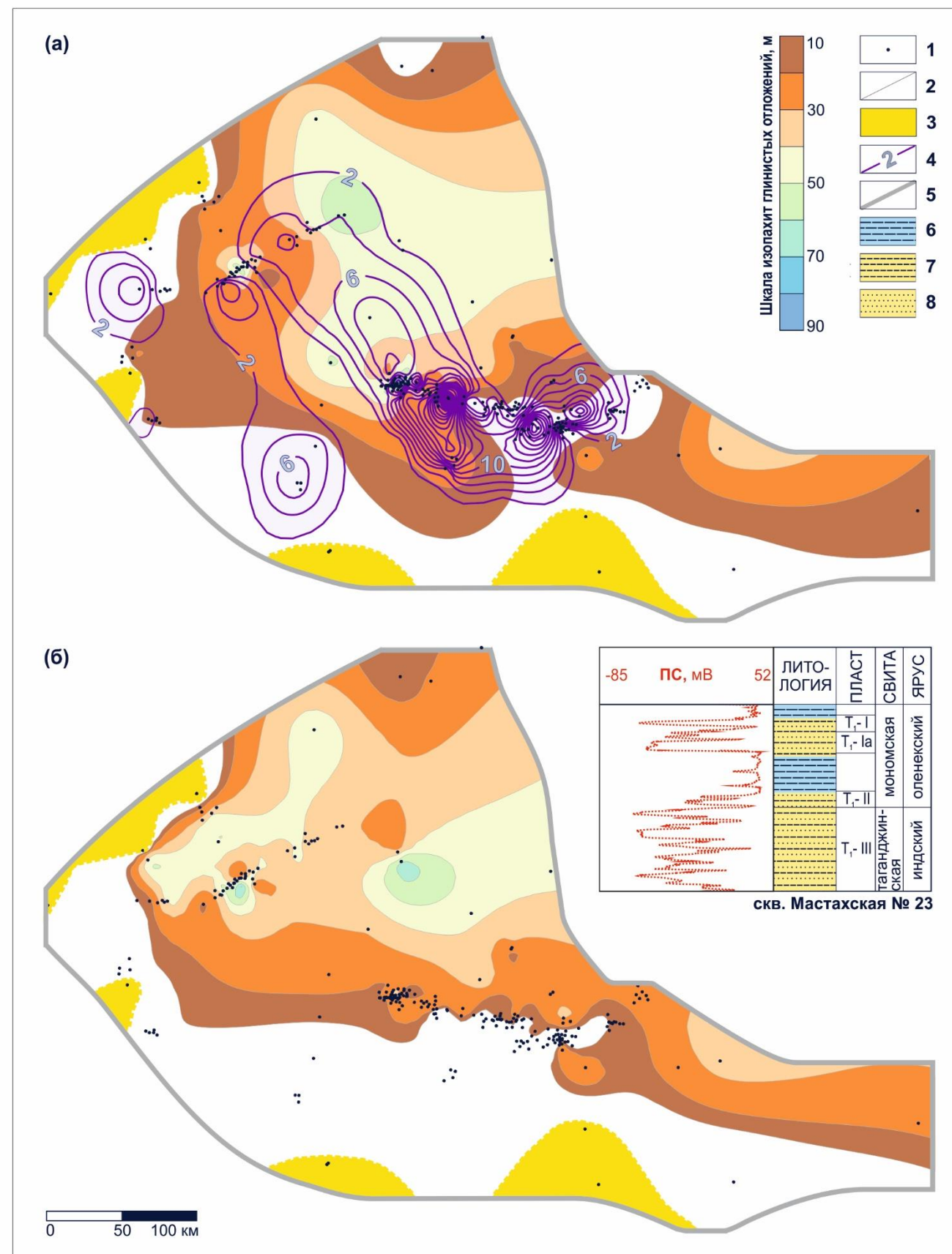


Рисунок 9 – Карты изопакит глинистых пород мономской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а) T_1 -II мономской свиты и (б) T_1 -III таганджинской свиты

Условные обозначения: см. на рисунке 8.

Рисунок 10 – Карты изопакит глинистых пород неджелинской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а) T_1 -IV неджелинской свиты и (б) P_2 -I тарагайской свиты

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – изопакиты глинистых отложений, м; 3 – зона отсутствия неджелинской свиты; 4 – изопакиты песчаных пластов-линз, м; 5 – полигон исследования; 6 – аргиллиты; 7 – алевролиты; 8 – песчаники.

