

# Прогноз нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия))

М.О. Федорович, А.Ю. Космачева\*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, Новосибирск, Россия

Статья посвящена оценке перспектив нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских образований Вилюйской гемисинеклизы (Республика Саха (Якутия)). На основе современных методов бассейнового моделирования была построена модель верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы рассматриваемой территории. Интенсивные процессы генерации в основании пермской толщи начались 270 млн лет назад в казанское время; на рубеже перми и триаса произошел пик генерации углеводородов. Всего органическим веществом газоматеринских пород перми генерировано около 800 трлн м<sup>3</sup>; из-за отсутствия литифицированных покрышек нижнего триаса и нижней юры были утеряны до 90 % углеводородов. Преобладающее влияние на нефтегазоносность Вилюйской гемисинеклизы оказал меловой этап развития, с которым связано формирование основных структур и заполнение ловушек углеводородов. В результате интерпретации геолого-геофизических материалов прослежены закономерности распространения по площади нефтегазоносных песчаных пластов-линз и залегающих над ними глинистых прослоев с высокими изолирующими свойствами в отложениях покрышек нижнего триаса. Целью системного подхода к изучению осадочного бассейна являлась дифференциация территории Вилюйской гемисинеклизы на нефтегазоносные зоны различной перспективности в зависимости от комбинации контролирующих залежи углеводородов факторов.

**Ключевые слова:** Вилюйская гемисинеклиза, Сибирская платформа, прогноз нефтегазоносности, бассейновое моделирование, газопроизводящая толща, нефтегазоносный комплекс, нефтегазовая система

**Для цитирования:** Федорович М.О., Космачева А.Ю. (2023). Прогноз нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия)). *Георесурсы*, 25(1), с. 81–94. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9>

## Введение

В настоящее время Вилюйская гемисинеклиза рассматривается как одна из самых крупных и глубоких депрессий Сибирской платформы. В тектоническом отношении Вилюйская гемисинеклиза на севере граничит с Анабарской антеклизой, на северо-западе – с Сюдджерской седловиной, на западе – с Непско-Ботубинской антеклизой, на юго-западе – с Предпагомским региональным прогибом, на юге – с Алданской антеклизой, на востоке сливается с Предверхоанским краевым прогибом (Обзорная структурно-тектоническая карта..., 2015) (рис. 1).

В осадочном чехле целесообразно различать отложения комплекса основания (венд – нижний карбон) и синхронные развитию бассейна породы (средний карбон – неоген). Для погруженной внутренней зоны Вилюйской гемисинеклизы (Логлорский вал, Линденская впадина, Хапчагайский мегавал, Тангнарынская и Лунгхинско-Келинская впадины) характерны значительные мощности верхнепалеозойских и мезозойских образований. В наиболее прогнутых частях Вилюйской гемисинеклизы – зоне

сопряжения с Предверхоанским краевым прогибом, общая мощность осадочного чехла достигает 14 км, по бортам сокращается до 3 км (Микуленко, 1983; Нефтегазоносные бассейны..., 1994).

Согласно нефтегазогеологическому районированию Сибирской платформы территория приурочена к Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции (Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция..., 1969), где открыты газоконденсатные и газовые месторождения (рис. 1). По состоянию на 01.01.2020 извлекаемые запасы газа в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя составляют 681,9 млрд м<sup>3</sup>, конденсата – 33,6 млн т (по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых). Залежи, расположенные на глубинах от 1 до 4 км, преимущественно пластовые сводовые с литологическим экранированием. Песчаные пласты, индексируемые сверху вниз по разрезу, а также отдельные пласты-линзы флюидоупоров содержат залежи газоконденсата и газа (Геология нефти и газа..., 1981).

В разрезе верхнепалеозойских и мезозойских отложений Вилюйской гемисинеклизы можно выделить следующие нефтегазоносные комплексы:

- **верхнепермско-нижнетриасовый** (тарагайский коллектор и неджелинский флюидоупор);
- **нижнетриасовый** (таганджинский коллектор и мономский флюидоупор);

\* Ответственный автор: Алина Юрьевна Космачева  
e-mail: kosmachevaay@gmail.com

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

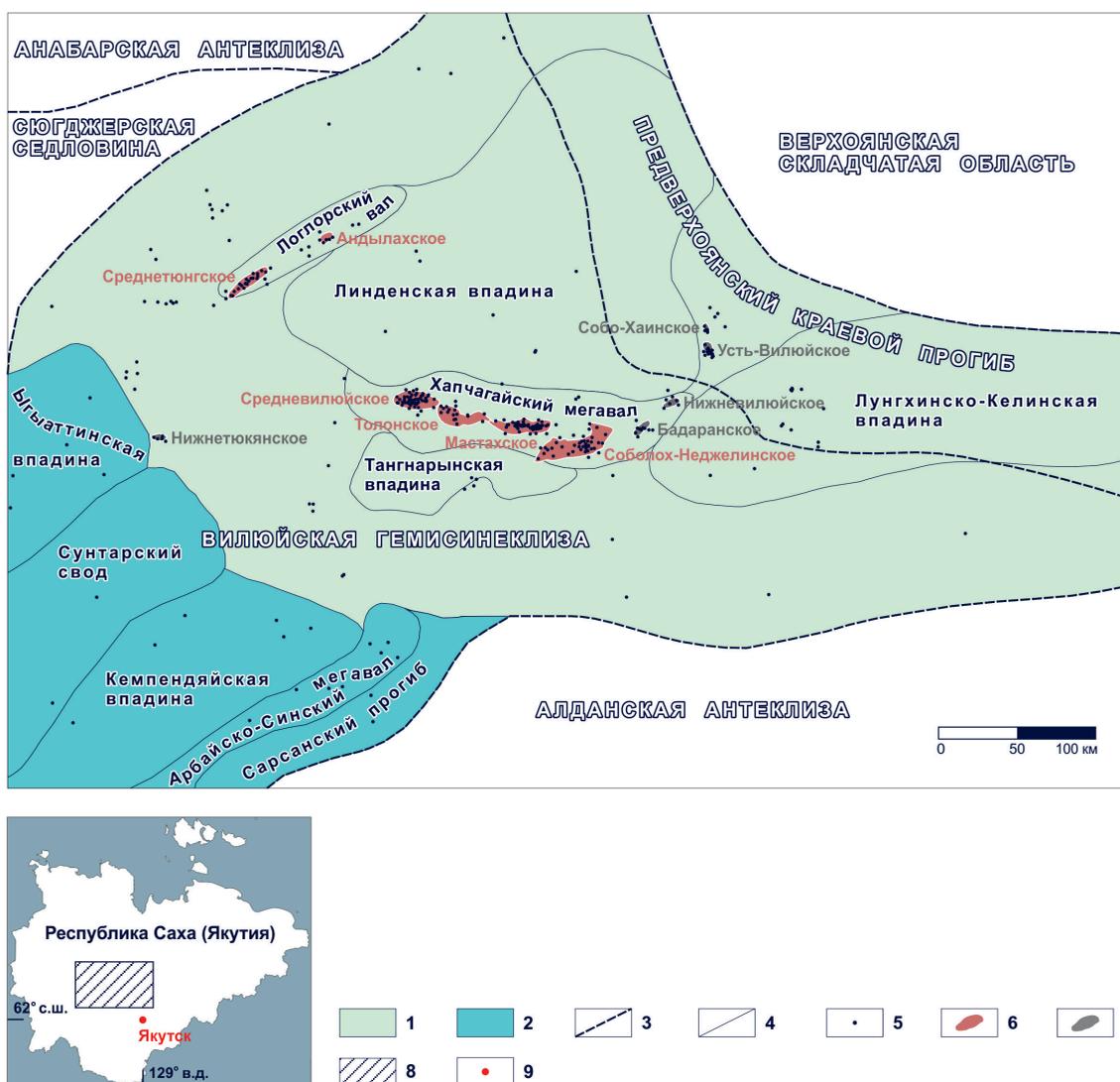


Рис. 1. Структурно-тектоническое и нефтегазогеологическое районирование Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоянского краевого прогиба (по Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция..., 1969; Обзорная структурно-тектоническая карта..., 2015; Конторович и др., 2017): 1 – Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция; 2 – Западно-Вилюйская нефтегазоносная провинция; границы: 3 – надпорядковых структур, 4 – структур I-II порядка; 5 – местоположение скважины глубокого бурения; месторождения: 6 – газоконденсата, 7 – газа; 8 – местоположение района исследования; 9 – населенный пункт

- **нижнеюрский** (кызылсырский коллектор и сунтарский флюидоупор).

Газообразные углеводороды (УВ) залежей имеют метановый состав. За метаном в порядке убывания содержания следуют этан, пропан, бутан и пентан (Полякова, Степаненко, 1991). Нефтепроявления концентрируются в виде незначительных по толщине нефтяных оторочек, состав которых свидетельствует об их едином источнике и генетической связи именно с органическим веществом (ОВ) высшей наземной растительности. Нефти являются средними и тяжелыми по плотности, малосернистыми, парафинистыми, обогащенными изотопно-тяжелым углеродом  $\delta C^{13}$ , в их составе не обнаружены ванадилпорфириновые и никельпорфириновые комплексы. Отсутствие нормальных алканов, высокая плотность нижнеюрских нефтей связаны с влиянием факторов биодеградации в зоне гипергенеза (Изосимова и др., 1984; Каширцев и др., 2009).

Высокая биопродуктивность континентальных пермских ландшафтов обусловила накопление в породах этого возраста большого количества ОВ по сравнению с мезозойскими образованиями Вилюйской гемисинеклизы.

Материнская толща перми сложена чередованием песчаных, песчано-алевролитовых и алевролитоглинистых пачек, в которых присутствуют прослои углистых алевролитов и углей (Граусман, Мейен, 1987). Все разновидности пород содержат террагенное ОВ, представленное преимущественно витринитовыми и фюзинитовыми микрокомпонентами (Полякова и др., 1991).

Газодобывающая промышленность исследуемого района развивается с конца 50-х гг. прошлого столетия. Лено-Вилюйский бассейн (прежде всего, Хапчагайский мегавал) по сей день остается крупным объектом, добыча газа на открытых месторождениях которого ориентирована на обеспечение внутренних топливных потребностей Республики Саха (Якутия).

За многие десятилетия был получен большой объем информации по отложениям верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской гемисинеклизы. Над оценкой перспектив нефтегазоносности территории Лено-Вилюйской провинции работали Г.Д. Бабаян, В.Е. Бакин, В.Г. Васильев, В.В. Гребенюк, В.В. Забалуев, В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, В.Д. Матвеев, К.И. Микуленко,

К.Б. Мокшанцев, А.Ф. Сафронов, А.А. Трофимук, Г.С. Фрадкин, Н.В. Черский и др. (Геологическое строение..., 1968; Лено-Виллюйская нефтегазоносная провинция..., 1969; Геохимия мезозойских отложений..., 1971; Геология нефти и газа..., 1981; История нефтегазообразования..., 1986; Нефтегазоносные бассейны..., 1994).

В пределах Виллюйской гемисинеклизы проводились исследования по восстановлению истории погружения осадочных комплексов, определению времени вхождения газоматеринской толщи перми в главные зоны нефте- и газообразования, реконструкции температурной истории отложений, количественным оценкам масштабов генерации и эмиграции УВ (Баженова и др., 1970; Геохимия мезозойских отложений..., 1971; Геология нефти и газа..., 1981; Гребенюк и др., 1983; Луговцов, 1984; История нефтегазообразования..., 1986; Сафронов, 1992; Полянский и др., 2013; Зуева и др., 2017).

В настоящее время важной задачей для социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) является сохранение объемов добычи газа и увеличение ресурсной базы углеводородного сырья. Возврат с современными методиками и анализ геолого-геофизических материалов является необходимым для подтверждения нефтегазового потенциала региона, поиска новых перспективных зон накопления УВ, а также снижения геологических рисков при проведении дальнейших геолого-разведочных работ.

Цель исследования заключается в реконструкции истории формирования месторождений УВ (генерация, аккумуляция, рассеивание) в пермских и мезозойских отложениях Виллюйской гемисинеклизы на базе комплексной интерпретации геофизических, геологических и геохимических данных и технологии бассейнового моделирования для оценки перспектив нефтегазоносности.

Задачи исследования:

1. Построить модель верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы в рамках осадочно-миграционной теории нафтидогенеза;
2. Уточнить модель геологического строения флюидоупоров нижнего триаса;
3. Выполнить прогноз нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложений.

## Материалы и методы

В настоящем исследовании при оценке перспектив нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских образований Виллюйской гемисинеклизы применялся комплексный подход, который учитывает результаты бассейнового моделирования и интерпретации геолого-геофизической информации. Данная работа является продолжением серии публикаций (Федорович и др., 2020; Космачева, Федорович, 2021а-в).

Исследование проведено на базе фактического материала, предоставленного ИНГГ СО РАН. В основу работы положены материалы сейсморазведки и данные 255 скважин опорного, параметрического, поискового и разведочного бурения, которые включают: комплекс геофизических исследований; описание керна; результаты испытаний; комплекс геохимических исследований.

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 моделировать 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; Peters et al., 2017). Реализация методики включает три основных этапа (Федорович, Космачева 2020; Космачева, Федорович, 2021б-в; Kosmacheva, Fedorovich, 2021).

### 1. Создание геологической модели:

- структурно-литологическая модель;
- геохимическая модель;
- температурная модель.

### 2. Моделирование геологических процессов:

- история тектонического развития отложений;
- история 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.

При моделировании верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Виллюйской гемисинеклизы большинство вычислительных операций осуществлялось с помощью средств программного пакета PetroMod Schlumberger (PetroMod Petroleum Systems Modeling, 2011).

Основой *структурно-литологической модели* является набор структурных карт, которые характеризуют современные структурно-тектонические особенности района (Космачева, Федорович, 2021б). 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 и глубокого бурения по принципам классических методических приемов (Дахнов, 1981; Serra, 1984; Мак-Куиллин и др., 1985; Итенберг, 1987), а также анализа дополнительной геолого-геофизической информации (по данным ИНГГ СО РАН; Граусман, 1994; Губин, 2020). В качестве литологического заполнения стратиграфических комплексов были выбраны типы пород из стандартных библиотек, учитывая преимущественно терригенный тип разреза (рис. 2).

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. (Mchomvu, 2016; 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.

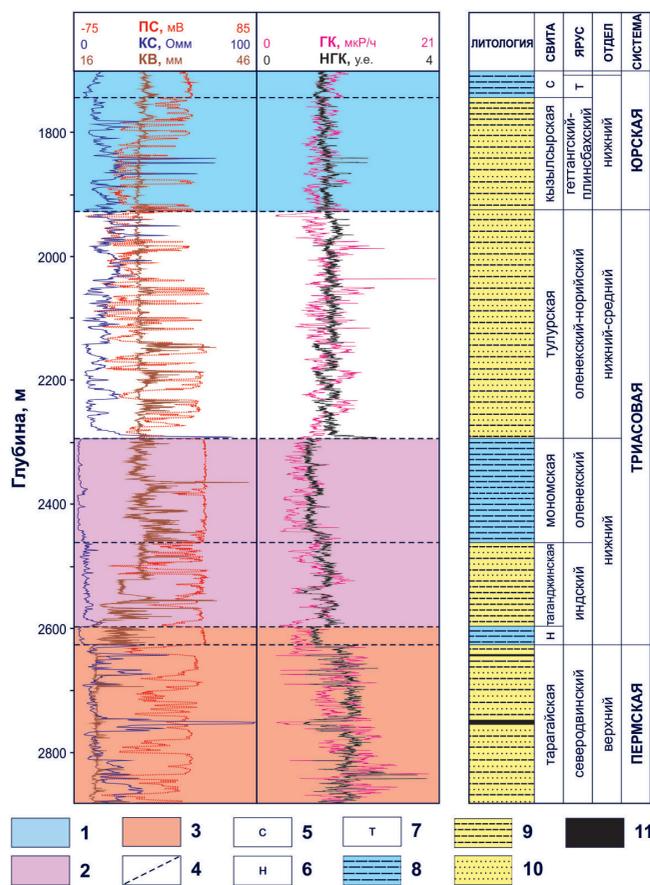


Рис. 2. Опорный разрез верхнепалеозойских и мезозойских отложений (скв. Северо-Тюнгская № 222): 1 – нижнеюрский, 2 – нижнетриасовый, 3 – верхнепермско-нижнетриасовый нефтегазоносные комплексы; 4 – границы литостратиграфических подразделений; 5 – сунтарская, 6 – неджелинская свиты; 7 – тоарский ярус; 8 – аргиллиты; 9 – алевролиты; 10 – песчаники; 11 – угли

Геолого-геофизическая информация о литостратиграфическом расчленении и корреляции пермских подразделений и фактический материал о распределении содержания органического углерода ограничены. В построенной модели было принято, что источником УВ являются отложения перми, а генерирующие прослои распределены по газопродуцирующей толще равномерно. Материнские породы, мощность которых превышает 3 км в погруженной зоне Вилуйской гемисинеклизы, были разделены на три равные толщи.

**Температурное моделирование** проводилось согласно принятой структурно-литологической модели, при этом учитывались значения меняющегося теплового потока (Луговцов, 1984; История нефтегазообразования..., 1986) 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).

Повышенные значения плотности теплового потока в девонское время определены проявлением континентального рифтогенеза, в результате которого произошло заложение Вилуйской системы грабенов (Гайдук, 1988; Полянский и др., 2013). Следует заметить, что данное событие не влияет на расчетные значения отражательной способности витринита в верхнепалеозойских и

мезозойских отложениях. Повышенные значения плотности теплового потока в поздней перми и раннем триасе обусловлены магматической активизацией региона (Луговцов, 1984; История нефтегазообразования..., 1986; Нефтегазоносные бассейны..., 1994). Увеличение плотности теплового потока с позднеюрского времени связано с интенсивным проявлением тектонической активности в пределах территории исследования (Микуленко, 1983).

По результатам калибровки плотности теплового потока на территории Хапчагайского мегавала установлено удовлетворительное совпадение модельных расчетов и фактических замеров отражательной способности витринита (Федорович и др., 2020) (рис. 3). Резкое изменение катагенетической преобразованности ОВ верхнепермских отложений подтверждает термическое событие на рубеже перми и триаса. Такое изменение температурного режима связано с предполагаемым наличием вблизи скважины интрузивных тел (Kutovaya et al., 2019).

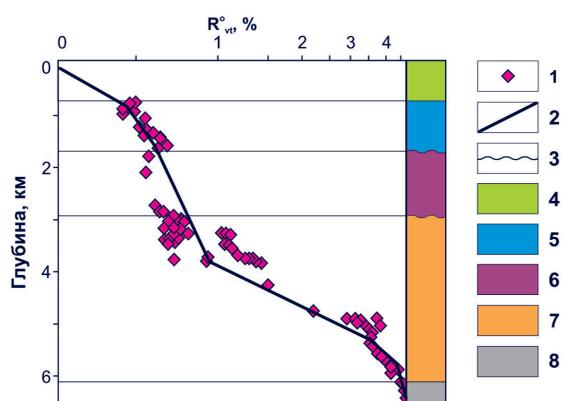


Рис. 3. Результаты калибровки плотности теплового потока по отражательной способности витринита на территории Хапчагайского мегавала: 1 – фактические, 2 – расчетные значения отражательной способности витринита ( $R_{vt}^o$ ); 3 – несогласное залегание пород; 4 – меловые, 5 – юрские, 6 – триасовые, 7 – газоматеринские пермские, 8 – карбоновые отложения

## Результаты и обсуждение

**Восстановление истории тектонического развития мезозойских отложений Вилуйской гемисинеклизы** выполнялось по принципам анализа мощностей осадочных комплексов и палеоразрезов на время образования выдержанных глинистых толщ (Космачева, Федорович, 2021б). Преобладающее влияние на нефтегазоносность Вилуйской гемисинеклизы оказал меловой этап развития, с которым связаны следующие геологические процессы:

- формирование соответствующего современному структурного плана территории исследования в результате тектонической активности, которая способствовала образованию как крупных структур – зон нефтегазоаккумуляции, так и локальных – потенциальных ловушек УВ;
- формирование разрывных нарушений, способных выполнять роль каналов для миграции УВ из газоматеринской толщи перми в верхнепермские, нижнетриасовые и нижнеюрские отложения.

**Восстановление истории созревания ОВ и генерации УВ газопродуцирующими породами перми Вилуйской гемисинеклизы** проводилось в соответствии с закономерностью катагенетических превращений ОВ

при погружении. Материнские породы перми поэтапно достигали стадий мезокатагенеза. Интенсивные процессы генерации УВ терагенным ОВ в основании пермской толщи начались 270 млн лет назад в казанское время. Единый очаг генерации УВ сформирован около 260 млн лет назад в вятское время.

На рубеже перми и триаса произошел пик генерации УВ. Мгновенное в масштабах геологического времени погружение отложений (в течение 5–10 млн лет) сопровождалось резким изменением катагенетической преобразованности ОВ (рис. 4), высокими значениями температуры и плотности теплового потока (Федорович и др., 2020; Космачева, Федорович, 2021а). Как уже было отмечено, это связано с предполагаемым влиянием внедрения интрузивных тел. Коэффициент трансформации керогена составлял 40–50 %.

По мере расширения площади очага генерации УВ к настоящему времени наибольшая плотность генерации достигнута на территории Линденской впадины (Космачева, Федорович, 2021в) – 210 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>, где ОВ подверглось высокому прогреву и катагенезу. Коэффициент трансформации керогена закономерно увеличивается от периферии к центральным областям Вилюйской гемисинеклизы, так как по мере роста катагенеза истощаются углеводородные ресурсы ОВ.

Активные процессы генерации УВ органическим веществом газопродуцирующих пород перми происходили только во внутренней зоне Вилюйской гемисинеклизы. Всего угленосными отложениями перми было образовано около 800 трлн м<sup>3</sup> УВ. Исключительное преобладание газообразных продуктов связано с катагенетическими превращениями ОВ терагенного типа. С высокой степенью вероятности при дальнейшем погружении отложений нафтидообразование может протекать по периферии территории исследования.

**Восстановление истории формирования месторождений газа и газоконденсата в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях Вилюйской гемисинеклизы** осуществлялось на основе анализа влияния геологических процессов на образование и сохранность залежей УВ. При образовании скоплений УВ важным элементом

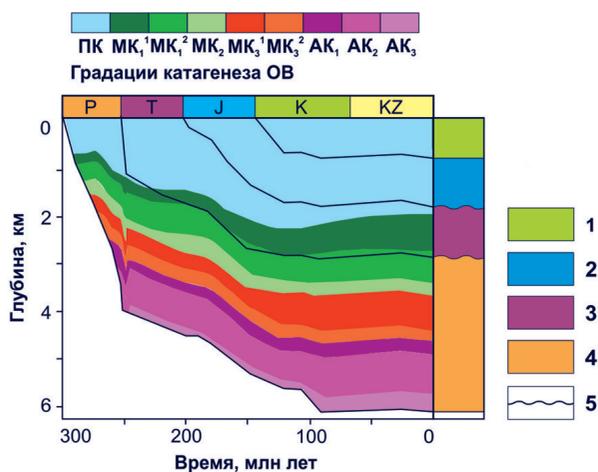


Рис. 4. История погружения осадочных комплексов и изменения катагенетической преобразованности ОВ в разрезе Хапчагайского мегавала: 1 – меловые, 2 – юрские, 3 – триасовые, 4 – газоматеринские пермские отложения; 5 – несогласное залегание пород

нефтегазовой системы являются породы-покрышки, физические и химические параметры которых при погружении изменяются под влиянием литогенетических процессов. В зависимости от фациальных условий формирования глинистых отложений, их минерального состава, литологической однородности, проницаемости и других характеристик выделяются различные классы флюидоупоров, для которых определены значения пористости при наилучших изолирующих свойствах.

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 %. Несмотря на ярко выраженную тенденцию снижения содержания разбухающих компонентов с глубиной, преобладание смешаннослойных минералов и монтмориллонита сохраняется вплоть до 5 км. При средней величине общей пористости в 20 % покрышки данного класса обладают наилучшими экранирующими свойствами (Ивенсен, 1984; Овчаренко и др., 2007).

На территории Вилюйской гемисинеклизы глинистые толщи уплотнялись неравномерно в течение геологического времени. Неджелинская и мономская свиты нижнего триаса были литифицированы до состояния флюидоупора 215 млн лет назад в норийское время и 205 млн лет назад в рэтское время, в наиболее погруженных частях на востоке региона – 220 и 210 млн лет назад в норийское время соответственно. Литификация сунтарских отложений ниже- и среднеюрского возраста до способности удерживать УВ произошла 150 млн лет назад в титонское время, в восточной части гемисинеклизы – 160 млн лет назад в оксфордское время.

В период от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени процессы генерации ОВ в нижней и средней частях газопродуцирующих отложений перми практически не происходили в центральных зонах Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин, а также по периферии территории исследования. В пределах Логлорского вала, Хапчагайского мегавала и Тангнарынской впадины плотность генерации УВ изменяется от 5 до 40 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>, достигая максимальных значений в районе Среднетюнговской площади (рис. 5). В верхней части газопродуцирующих отложений перми процессы генерации УВ происходили на территории внутренней зоны Вилюйской гемисинеклизы.

Из-за отсутствия литифицированных флюидоупоров было утеряно до 90 % УВ, генерированных ОВ газопродуцирующей толщи перми на стадиях мезокатагенеза и раннего апокатагенеза. Протокатагенное газообразование не внесло вклад в формирование скоплений УВ в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской гемисинеклизы. Миграция из материнских пород могла происходить как латерально в направлении максимального угла восстания пластов, так и вертикально по зонам трещиноватости и разломам, а также литологическим «окнам» в отложениях глинистых флюидоупоров нижнего триаса. До поздне триасового времени было утеряно 590 трлн м<sup>3</sup> УВ. При последующей миграции в вышележащие отложения рассеялось 130 трлн м<sup>3</sup> УВ до раннемелового времени по причине низкой степени консолидации нижнеюрского флюидоупора. Генерированные УВ газопродуцирующими

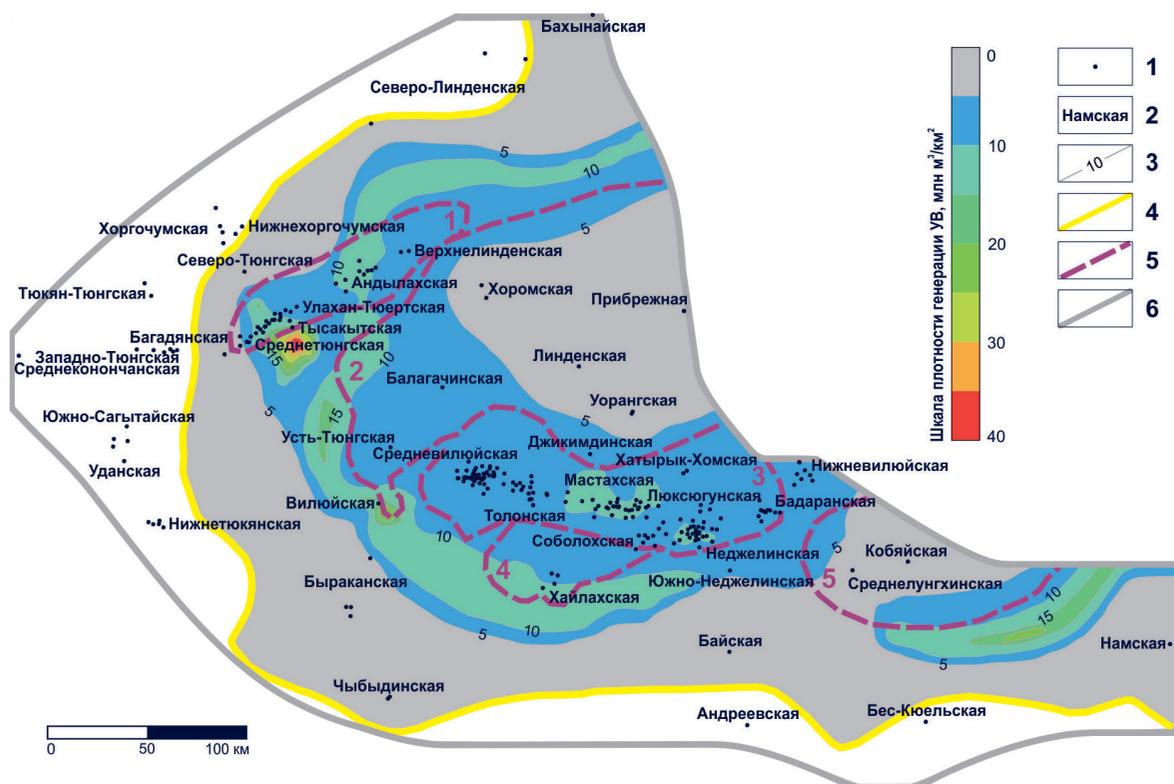


Рис. 5. Карта суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом в нижней и средней частях газопродуцирующих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (205–0 млн л): 1 – скважина; 2 – название площади бурения; 3 – изолинии плотности генерации УВ, млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>; границы: 4 – отсутствия газопродуцирующих отложений перми, 5 – структур I-II порядка по отражающему горизонту ТП (1 – Логлорский вал, 2 – Линденская впадина, 3 – Хапчагайский мегавал, 4 – Тангарынская впадина, 5 – Лунгинско-Келинская впадина); 6 – полигон исследования

породами перми полностью рассеялись до формирования литифицированных флюидоупоров.

Основной этап заполнения ловушек УВ связан с раннемеловым временем, когда сформировались структуры современного плана Вилюйской гемисинеклизы. Коэффициент аккумуляции УВ на Хапчагайском мегавале составляет 2,5 % от генерированных УВ, на Логлорском вале – 2,0 %. Данный параметр рассчитывался на основе отношения запасов газа и конденсата в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя на территории Хапчагайского мегавала и Логлорского вала (по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых) к количеству генерированных УВ органическим веществом перми после литификации региональных флюидоупоров в пределах соответствующих площадей газосбора.

На современном этапе для отложений верхней перми, нижнего триаса и нижней юры характерны благоприятные термодинамические условия для сохранности газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей преимущественно на всей территории исследования. Уровень зрелости ОВ на современном этапе соответствует стадиям прото- и мезокатагенеза.

На рис. 6 представлена диаграмма геологических событий для верхнепермско-мезозойской нефтегазовой системы Вилюйской гемисинеклизы, отражающая хронологическую взаимосвязь между ее элементами и процессами, протекающими в осадочном бассейне. Важно отметить, что в разных частях территории время для некоторых прослеживаемых событий отличается, и диаграмма является обобщенной для Хапчагайского мегавала.

Нежелинская и мономская свиты нижнего триаса находятся в главных зонах нефте- и газообразования, однако концентрации  $C_{орг}$  в глинистых породах не более 0,36 % (Олли, 1975) не позволяют рассматривать нижнетриасовую вулканогенно-терригенную толщу в качестве нефтегазопродуциющей. В катагенетически незрелых нижне- и верхнеюрских отложениях встречаются пачки глинистых алевролитов, содержание ОВ в которых достигает 3 % (Олли, 1975). Исключением является Линденская впадина, где глубина залегания юрских пород достигает 4 км, а степень преобразованности ОВ соответствует начальным стадиям мезокатагенеза, что предполагает процессы генерации УВ (Космачева, Федорович, 2021в).

**Анализ геологического строения верхнепалеозойских и мезозойских отложений Вилюйской гемисинеклизы** позволил детализировать геологическое строение инд-оленинских покровов и изучить особенности распределения по площади прослоев с высокими изолирующими свойствами. На рис. 7 и 8 продемонстрированы карты изопакит глинистых пород мономской и нежелинской свит, которые залегают над песчаниками нижнетриасового и верхнепермско-нижнетриасового нефтегазоносных комплексов.

В отложениях мономского флюидоупора нижнего триаса прослеживаются продуктивные пласты-линзы  $T_1-I$ ,  $T_1-Ia$  и  $T_1-II$  ( $T_1-IIa+T_1-IIb$ ), индексируемые сверху вниз по разрезу, толщины которых могут достигать 40 м. Литологические «окна» распространены на Хапчагайском мегавале, Логлорском вале и юго-западе Вилюйской гемисинеклизы. Песчаные пласты являются коллекторами для



Рис. 6. Диаграмма геологических событий для верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Хатчагайского мегавала Вилюйской гемисинеклизы: 1 – пермская газоматеринская толща; 2 – перекрывающие отложения; 3 – таргагыйский, 4 – таганджинский, 5 – кызылсырский коллекторы; 6 – неджелинский, 7 – мономский, 8 – сунтарский флюидоупоры; 9 – критический момент (значения коэффициента трансформации керогена достигли 50 %)

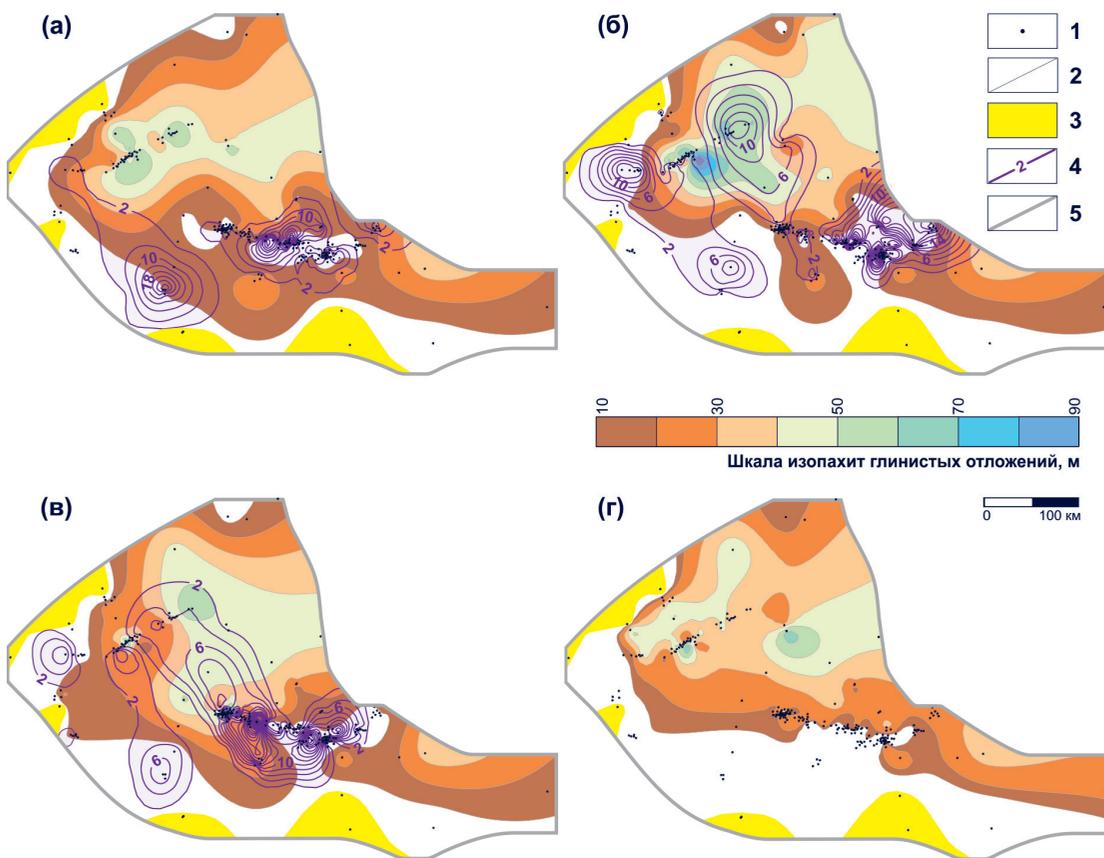


Рис. 7. Карты изопачит глинистых пород мономской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а)  $T_1-I$ , (б)  $T_1-Ia$ , (в)  $T_1-II$  мономской свиты и (г)  $T_1-III$  таганджинской свиты: 1 – скважина; 2 – изопачиты глинистых отложений, м; 3 – зона отсутствия мономской свиты; 4 – изопачиты песчаных пластов-линз, м; 5 – полигон исследования

газообразных и жидких УВ при наличии перекрывающих глинистых пачек достаточной мощности. В восточной и юго-восточной частях Хатчагайского мегавала толщина песчаных образований столь высока, что они занимают практически весь объем мономской свиты. Песчаный преимущественно газоносный пласт в неджелинской свите линзовидного строения  $T_1-IV$  ( $T_1-IVa-b$ ) мощностью до 15 м залегает в пределах Хатчагайского мегавала – исключением является Средневилюйская площадь, центральная часть Линденской и северный борт Лунгхинско-Келинской впадин. В направлении от центральных к прибортовым

районам территории происходит литологическое замещение песчаников на глинистые разности, которые могут служить литологическими экранами.

Как было упомянуто ранее, глинистые толщи, перекрывающие газоносные отложения, состоят из монтмориллонита и смешаннослойных минералов с большим содержанием набухающих пакетов. В проницаемых породах, как правило, скорость преобразования глинистых минералов значительно выше, чем в глинистых. На территории Вилюйской гемисинеклизы в глинистых толщах на глубине до 5 км сохраняется монтмориллонит, а в песчаных образованиях

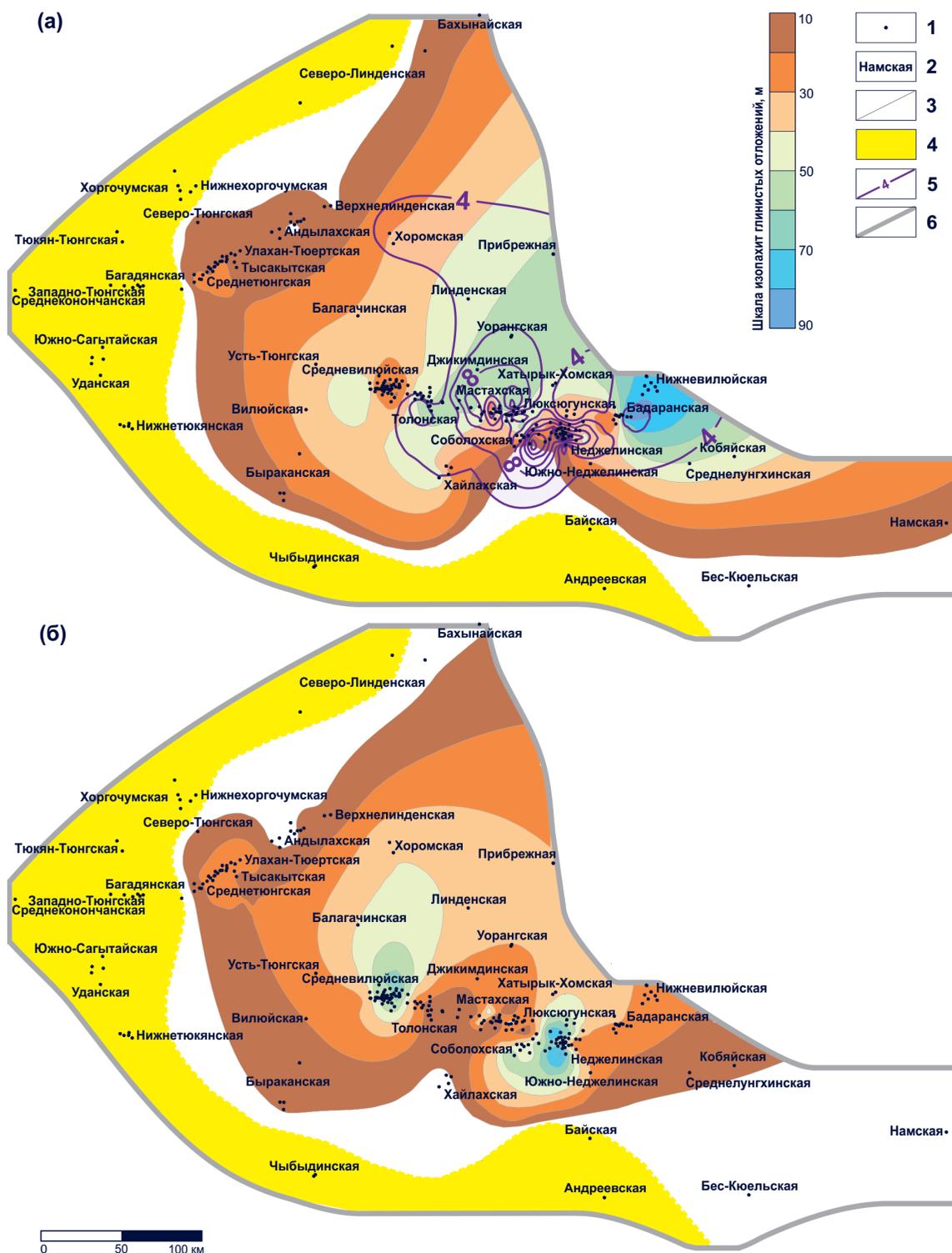


Рис. 8. Карты изопачит глинистых пород неджелинской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а)  $T_1$ -IV неджелинской и (б)  $P_2$ -I таргайской свит: 1 – скважина; 2 – площадь бурения; 3 – изопачиты глинистых отложений, м; 4 – зона отсутствия неджелинской свиты; 5 – изопачиты песчаных пластов-линз, м; 6 – полигон исследования

разбухающие минералы исчезают уже на глубине порядка 3,5 км (Ивенсен, 1984). Благоприятный минеральный состав, а также значительная мощность свидетельствуют о высоких изолирующих свойствах региональных покровов нижнего триаса. Для неджелинских экранирующих прослоев характерно равномерное распространение на территории исследования, глинистые породы мономской свиты имеют невыдержанную мощность.

Пачки глин, способные удерживать УВ в отложениях рассматриваемых песчаных пластов при толщинах от

10–15 м (Сластенов, 1994), зафиксированы в Логлорском, Линденском, Тангнарынском районах и на отдельных площадях Хапчагайского мегавала. Для мономской свиты максимальные значения мощности до 90 м отмечены в пределах Логлорского вала и Линденской впадины, для неджелинской – на территории Хапчагайского мегавала и зоне сочленения Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоаянского краевого прогиба.

Целью системного подхода к изучению осадочно-го бассейна являлась дифференциация территории

**Вилуйской гемисинеклизы на нефтегазоносные зоны различной перспективности** в зависимости от комбинации контролирующих залежи УВ факторов. При оценке перспектив нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских образований (табл. 1) учитывались:

- структурные карты кровли верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложений;
- карты общей мощности кызылсырского, таганджинского и тарагайского коллекторов;
- карты мощности глинистых флюидоупоров с высокими изолирующими свойствами в отложениях нижнего триаса (рис. 7 и 8);
- карты суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом газопроизводящих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (рис. 5);
- карта современной катагенетической преобразованности ОВ сунтарской свиты нижней и средней юры;
- результаты испытания скважин.

**С доказанной промышленной газоносностью перспективные земли** относятся к Хапчагайскому мегавалу и Логлорскому валу (рис. 9). На Нижнетюкянском месторождении продуктивными являются только нижнеюрские отложения (рис. 10).

**Перспективные земли** верхнепермско-нижнетриасового и нижнетриасового комплексов обрамляют внутреннюю наиболее погруженную зону Вилуйской гемисинеклизы. Для нижнеюрского комплекса благоприятные условия для миграции и аккумуляции УВ характерны в пределах приподнятых бортовых частей района.

Открытие во второй половине 2021 г. Хайлахского месторождения\*, где залежи газоконденсата и газа сосредоточены в породах тарагайской и неджелинской свит, подтверждает корректность выполненной оценки перспектив нефтегазоносности Вилуйской гемисинеклизы.

**Потенциально перспективные земли** нижнеюрских

отложений связаны с выявленными крупными зонами накопления УВ.

**Земли невыясненных перспектив** верхнепермско-нижнетриасового и нижнетриасового нефтегазоносных комплексов выделены по периферии 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 Вилуйской гемисинеклизы. Породы кызылсырского коллектора и сунтарского флюидоупора распространены повсеместно, имеют выдержанную мощность, открытая пористость песчаников достигает 30 % (Нефтегазоносные бассейны..., 1994). В сунтарских отложениях встречаются обогащенные ОВ породы. Условия осадконакопления способствовали образованию ОВ с преобладанием сапропелевой составляющей. Содержание органического углерода в аргиллитах верхнего лейаса достигает 1,82 % (Зуева и др., 2013).

Сунтарская свита вошла в главную зону нефтеобразования в пределах внутренней части Вилуйской гемисинеклизы 90 млн лет назад в туронское время. Уровень зрелости ОВ на современном этапе в наиболее погруженных районах территории соответствует стадиям МК<sub>1</sub><sup>2</sup>-МК<sub>2</sub>, что предполагает процессы генерации и вероятную миграцию УВ. При сочетании благоприятных геологических факторов для миграции и аккумуляции УВ в отложениях кызылсырского коллектора возможна переоценка перспектив нефтегазоносности комплекса в сторону ее повышения. Данный вопрос требует отдельного рассмотрения.

**Низкоперспективные земли** верхнепермско-нижнетриасового, нижнетриасового и нижнеюрского нефтегазоносных комплексов охватывают Линденскую и Лунгхинско-Келинскую впадины Вилуйской

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

Табл. 1. Критерии дифференциации территории Вилуйской гемисинеклизы по перспективности

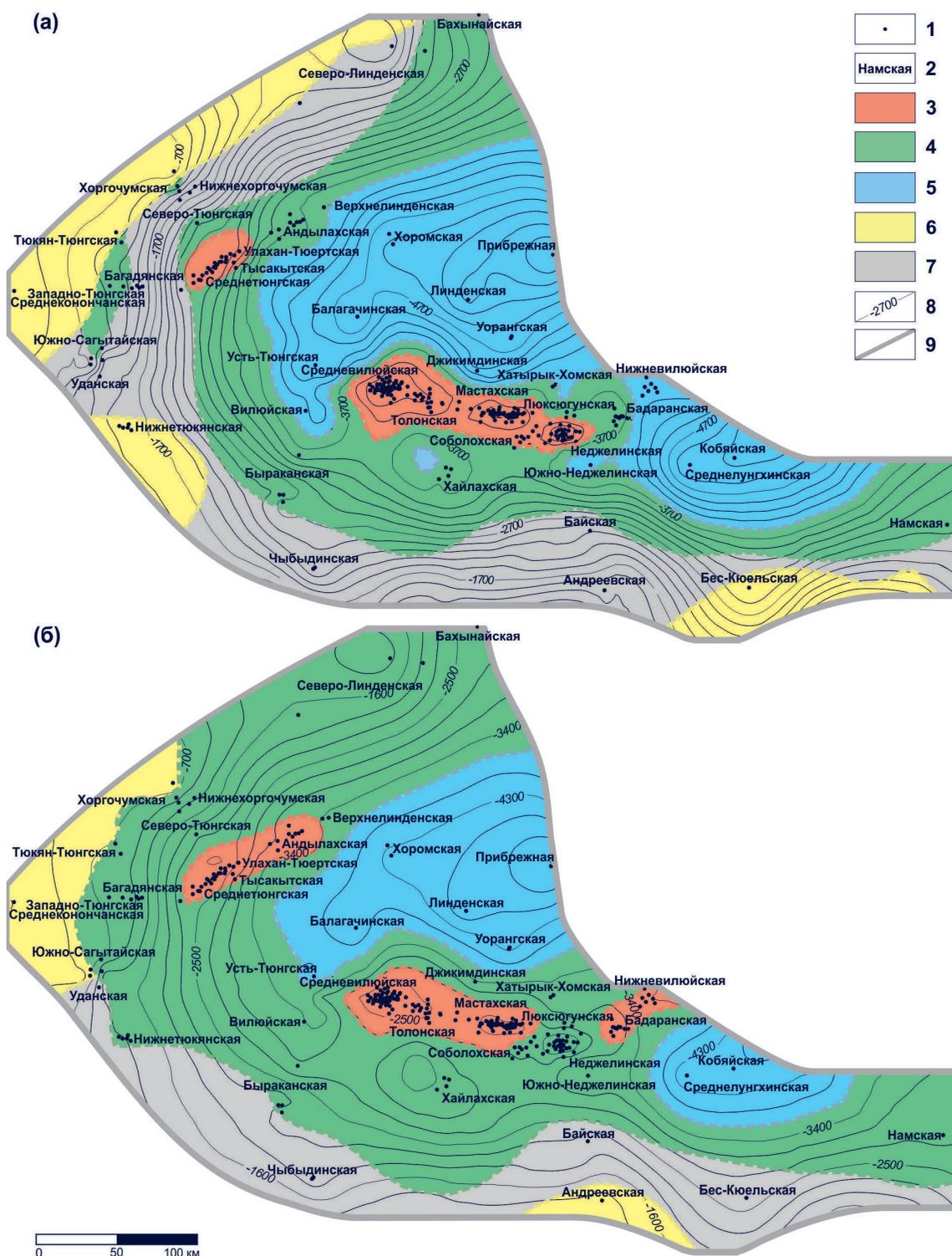


Рис. 9. Карты перспектив нефтегазоносности (а) верхнепермско-нижнетриасового и (б) нижнетриасового нефтегазоносных комплексов: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; земли: 3 – перспективные с доказанной промышленной газоносностью, 4 – перспективные, 5 – низкоперспективные, 6 – бесперспективные, 7 – невыясненных перспектив; 8 – изогипсы, м (кровля (а) верхнепермских, (б) нижнетриасовых отложений); 9 – полигон исследования.

гемисинеклизы. На глубинах 4 км и более вследствие сильного уплотнения отложений возможности обнаружения гранулярных типов коллекторов полностью исчерпаны (Гурова и др., 1982; Граусман, 1984).

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

**Бесперспективные земли** сосредоточены по окраинам региона.

Результаты исследований могут применяться в качестве основы для разработки стратегии по постановке поисково-разведочных и оптимизации геолого-разведочных работ. В рамках первоочередных рекомендаций предлагается проведение:

- сейсморазведки 3D на открытых месторождениях для оконтуривания ловушек УВ;

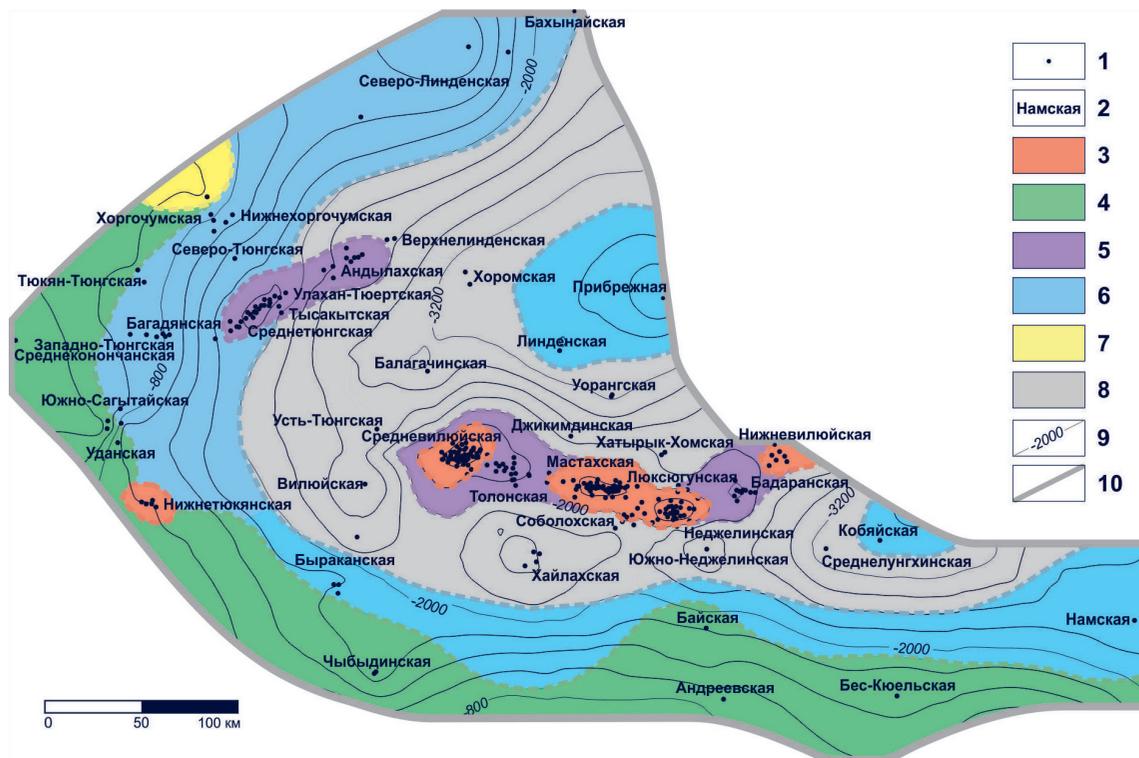


Рис. 10. Карта перспектив нефтегазоносности нижнеурского нефтегазоносного комплекса: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; земли: 3 – перспективные с доказанной промышленной газоносностью, 4 – перспективные, 5 – потенциально перспективные, 6 – низкоперспективные, 7 – бесперспективные, 8 – невыясненных перспектив; 9 – изогипсы, м (кровля нижнеурских отложений); 10 – полигон исследования.

- более плотной сети профилей 2D на территории выделенных перспективных земель и зон с невыясненными перспективами с целью уточнения структурного плана района;
- региональных сейсморазведочных работ в пределах Линденской и Лунгинско-Келинской впадин для доизучения геологического строения глубокозалегающих отложений.

## Заключение

При прогнозе нефтегазоносности территории Вилюйской гемисинеклизы учитывалась не только история геологического развития осадочного бассейна, но и детали его строения. Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Интенсивные процессы генерации УВ в подошве пермской толщи начались 270 млн лет назад в казанское время. Единый очаг генерации УВ сформирован около 260 млн лет назад в вятское время. На рубеже перми и триаса произошел пик генерации УВ в связи с интенсивным прогревом осадочных толщ.

2. Всего ОВ материнских пород перми генерировано около 800 трлн м<sup>3</sup>, более 50 % от общего объема генерированных УВ было образовано к началу триасовой эпохи. Из-за отсутствия литифицированных покрышек нижнего триаса и нижней юры были потеряны 90 % УВ до формирования ловушек в раннем мелу.

3. Перспективные территории верхнепермско-нижнетриасового, нижнетриасового и нижнеурского нефтегазоносных комплексов приурочены к областям с благоприятными условиями для генерации, миграции и аккумуляции УВ.

4. В рамках первоочередных рекомендаций по оптимизации дальнейших геолого-разведочных работ предлагается проведение дополнительной сейсморазведки главным образом для уточнения структурного плана района и оконтуривания ловушек УВ.

Несмотря на решение многих вопросов, связанных с изучением условий формирования залежей УВ на территории исследования, остаются задачи, рассмотрение которых на данном этапе при существующей степени изученности невозможно. Поскольку в пределах Вилюйской гемисинеклизы исчерпан фонд крупных объектов, 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.

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

## Финансирование/Благодарность

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008 «Цифровые геолого-геофизические модели Лено-Тунгусской и

Лено-Вилюйской нефтегазоносных провинций, анализ закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений, оценка перспектив нефтегазоносности в основных продуктивных комплексах верхнего протерозоя и фанерозоя, включая карбонатные горизонты венда и кембрия с трудноизвлекаемыми ресурсами, изучение влияния интрузий траппов на нефтегазоносность».

Авторы выражают глубокую признательность А.Э. Конторовичу, Л.М. Бурштейну, И.А. Губину и А.Н. Фомину за консультации в ходе подготовки настоящей работы.

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные замечания и рекомендации, которые были учтены при доработке данной статьи.

## Литература

- Баженова Т.К., Дробот Д.И., Золотов А.Н., Казаринов В.В., Кашенко С.А., Конторович А.Э., Маркова Л.Г., Rogozina E.A. (1970). Масштабы нефтегазообразования в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. *Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири*. Новосибирск: СНИИГТиМС, с. 83–127.
- Гайдук В.В. (1988). Вилюйская среднепалеозойская рифтовая система. Якутск: ЯФ СО АН СССР, 128 с.
- Галушкин Ю.И. (2007). Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М: Научный мир, 456 с.
- Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов (1968). М: Недра, 520 с.
- Геология нефти и газа Сибирской платформы (1981). М: Недра, 552 с.
- Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири (1971). Новосибирск: СНИИГТиМС, 86 с.
- Граусман А.А. (1984). Закономерности изменения поровых коллекторов при погружении. Якутск: ЯФ СО АН СССР, 136 с.
- Граусман В.В. (1994). Стратиграфия верхнего докембрия и фанерозоя перспективных на нефть и газ территорий Западной Якутии. *Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук*. Новосибирск, 38 с.
- Граусман В.В., Мейен С.В. (1987). Стратиграфия верхнепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы. *Известия академии наук СССР. Серия геологическая*, 10, с. 53–60.
- Гребенюк В.В., Гурари Ф.Г., Луговцов А.Д., Москвин В.И. (1983). Специфика нефтегазообразования в мезозойских депрессиях Сибирской платформы. *Геология и нефтегазоносность мезозойских седиментационных бассейнов Сибири*. Новосибирск: Наука, с. 132–140.
- Губин И.А. (2020). Уточнение строения Вилюйской гемисинеклизы по результатам переинтерпретации сейсморазведочных работ. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 4, с. 40–52. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2020-4-40-52>
- Гурова Т.И., Кузнецова В.Н., Рояк Р.С. (1982). Резервуары нефти и газа верхнепермских и мезозойских отложений Хатангско-Вилюйской нефтегазоносной провинции. *Литология резервуаров нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибири*. Новосибирск: СНИИГТиМС, с. 63–74.
- Дахнов В.Н. (1981). Электрические и магнитные методы исследования скважин. М: Недра, 344 с.
- Зуева И.Н., Чалая О.Н., Сафронов А.Ф., Каширцев В.А. (2013). Характеристика рассеянного органического вещества и оценка нефтегенерационного потенциала верхнепермских отложений Вилюйской синеклизы. *Наука и образование*, 2, с. 41–46.
- Зуева И.Н., Чалая О.Н., Сафронов А.Ф., Сивцев А.И., Глянцева Ю.С., Лифшиц С.Х. (2017). Нефтегенерационный потенциал рассеянного органического вещества пермских отложений Вилюйского бассейна. *Наука и образование*, 2, с. 17–21.
- Ивенсен Г.В. (1984). Глинистые минералы пермо-триасовых отложений Лено-Вилюйской нефтегазоносной области. *Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук*. М, 25 с.
- Изоимова А.Н., Зуева И.Н., Чалая О.Н., Уткина Н.А., Трущелева Г.С., Шумилова Л.В., Андреев И.Н. (1984). Нефти и конденсаты Западной Якутии. *Геохимия органического вещества нефтегазоносных отложений Западной Якутии*. Новосибирск: Наука, с. 74–100.
- История нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции на востоке Сибирской платформы (1986). М: Наука, 167 с.
- Итенберг С.С. (1987). Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М: Недра, 375 с.
- Каширцев В.А., Сафронов А.Ф., Изоимова А.Н., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Трущелева Г.С., Лифшиц С.Х., Карелина О.С. (2009). Геохимия нефтей востока Сибирской платформы. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 180 с.
- Космачева А.Ю., Федорович М.О. (2021а). К вопросу о нефтегазопроизводящих толщах центральной части Логгорского вала на основе одномерного моделирования нефтегазоносных систем (Андылахское месторождение, Республика Саха (Якутия)). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 16 (1), с. 1–11. [https://doi.org/10.17353/2070-5379/7\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2021)
- Космачева А.Ю., Федорович М.О. (2021б). Структурная характеристика и история тектонического развития мезозойских отложений Вилюйской гемисинеклизы. *Геофизические технологии*, 1, с. 4–18. <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2021-1-4>
- Космачева А.Ю., Федорович М.О. (2021в). Трехмерное бассейновое моделирование нефтегазоносных систем верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской гемисинеклизы. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 28–32. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-28-32>
- Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция (1969). М: Наука, 278 с.
- Луговцов А.Д. (1984). Перспективы обнаружения залежей нефти в краевых депрессиях Сибирской платформы. *Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири*. Новосибирск: СНИИГТиМС, с. 105–116.
- Мак-Куиллин Р., Бекон М., Баркалай У. (1985) Введение в сейсмическую интерпретацию. М: Недра, 308 с.
- Микуленко К.И. (1983). Тектоника осадочного чехла краевых депрессий Сибирской платформы (в связи с нефтегазоносностью). *Геология и нефтегазоносность мезозойских седиментационных бассейнов Сибири*. Новосибирск: Наука, с. 90–104.
- Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Лено-Вилюйский бассейн (1994). Новосибирск: СО РАН, 107 с.
- Обзорная структурно-тектоническая карта нефтегазоносных территорий Республики Саха (Якутия) (2015). 1:1500000. Якутск: Якутскгеофизика.
- Овчаренко А.В., Ермаков Б.В., Мятчин К.М., Шлезингер А.Е. (2007). Флюидоупоры в месторождениях углеводородов. *Литология и полезные ископаемые*, 2, с. 201–213.
- Олли И.А. (1975). Органическое вещество и битуминозность осадочных отложений Сибири. М: Наука, 135 с.
- Полякова И.Д., Богородская Л.И., Соболева Е.И. (1991). Преобразование органического вещества угленосных отложений Вилюйской синеклизы на больших глубинах. *Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири*. Новосибирск: СНИИГТиМС, с. 48–57.
- Полякова И.Д., Степаненко Г.Ф. (1991). Геохимия свободных газов из месторождений краевых депрессий Сибирской платформы. *Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири*. Новосибирск: СНИИГТиМС, с. 68–78.
- Полянский О.П., Прокопьев А.В., Бабичев А.В., Коробейников С.Н., Ревердатто В.В. (2013). Рифтогенная природа формирования Вилюйского бассейна (Восточная Сибирь) на основе реконструкций осадконакопления и механико-математических моделей. *Геология и геофизика*, 54 (2), с. 163–183.
- Рукович А.В. (2001). История формирования газоносных толщ восточной части Вилюйской синеклизы и прилегающих районов Приверхоанского прогиба. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. Якутск, 177 с.
- Сафронов А.Ф. (1992). Историко-генетический анализ процессов нефтегазообразования: (на примере Востока Сибирской платформы). Якутск: Якутский научный центр СО РАН, 148 с.
- Сластенов Ю.Л. (1994). Классификационная характеристика глинистых покрышек Лено-Вилюйской НГО. *Ученые записки ЯГУ. Серия: геология, география, биология*. Якутск, с. 75–99.
- Федорович М.О., Космачева А.Ю. (2020). Компьютерное моделирование истории осадконакопления песчаных тел среднеюрского нефтегазоносного комплекса (на примере Герасимовского месторождения, Западная Сибирь). *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 41 (4), с. 8–13. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2020-4-8-13>
- Федорович М.О., Космачева А.Ю., Поспеева Н.В. (2020). Одномерное моделирование нефтегазоносных систем (бассейновое моделирование) в разрезе скважины Толонского месторождения Республики Саха (Якутия). *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 31–35. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-5-31-35>
- Фролов С.В., Карношина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С., Крылов О.В., Тарасенко А.А. (2019). Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 21(2), с. 13–30. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30>
- Hantschel T., Kauerauf I.A. (2009). Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Berlin: Springer, 476 p.

Kosmacheva A., Fedorovich M. (2021). Basin and petroleum system modeling in conjunction zone of the Alexander and Srednevasyugan anticlines and Ust-Tym depression, southeastern part of the West Siberian hydrocarbon province (Russia). *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11, pp. 539–548. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01037-6>

Kutovaya A., Kroeger K.F., Seebeck H., Back S., Littke R. (2019). Thermal effects of magmatism on surrounding sediments and petroleum systems in the northern offshore Taranaki Basin, New Zealand. *Geosciences*, 9, pp. 1–28. <https://doi.org/10.3390/geosciences9070288>

Mchomvu I.M. (2016). 2D seismic interpretation and 2D basin modeling of hydrocarbon generation, migration and entrapment in the North Viking Graben. Norway: Norwegian University of Science and Technology, 64 p.

Peters K., Schenk O., Scheirer A., Wygrala B., Hantschel T. (2017). Basin and petroleum system modeling. *Springer handbook of petroleum technology*. Cham: Springer, pp. 381–418. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-49347-3\\_11](https://doi.org/10.1007/978-3-319-49347-3_11)

PetroMod Petroleum Systems Modeling (2011). Schlumberger Information Solutions. 256 p.

Serra O. (1984). Fundamentals of well-log interpretation. The acquisition of logging data. Amsterdam: Elsevier, 424 p.

Ungerer P. (1990). State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and destruction. *Organic Geochemistry*, 16, pp. 1–25. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90022-R](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90022-R)

Welte D.H., Horsfield B., Baker D.R. (1997). Petroleum and basin evolution. Insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling. Berlin: Springer, 535 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-60423-2>

### Сведения об авторах

*Марина Олеговна Федорович* – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, д. 3

*Алина Юрьевна Космачева* – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 30.05.2022;

Принята к публикации 25.10.2022;

Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Prediction of oil and gas occurrence in the Vilyui hemisineclise according to interpretation of geological and geophysical data and basin modeling (Republic of Sakha (Yakutia))

M.O. Fedorovich, A.Yu. Kosmacheva\*

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Alina Yu. Kosmacheva, e-mail: kosmachevaay@gmail.com

**Abstract.** The paper is aimed at the prediction of oil and gas occurrence of the Upper Permian, Lower Triassic and Lower Jurassic deposits in the Vilyui hemisineclise. The basin modeling research implies the Upper Paleozoic and Mesozoic petroleum system model of the Vilyui hemisineclise. The initial generation time at the bottom of the Permian source rock is 270 Ma. The most intense generation of hydrocarbons is found to be in the late Permian and early Triassic. The generation power of the Permian source rock is 800 trillion m<sup>3</sup>. The hydrocarbon losses is up to 90% in consequence of unfavorable seal properties of the Lower Triassic and Lower Jurassic clay formations. All the potential hydrocarbon traps of the Vilyui hemisineclise are considered to be formed during the Cretaceous stage of development. There is therefore an appropriate environment for the hydrocarbon accumulation to be in progress. The interpretation of geological and geophysical data identifies the areal extent prediction of sand reservoirs and overlying clay interlayers of high quality in the Upper Permian and Lower Triassic seals. The goal of a comprehensive approach to the sedimentary basin research is to divide the territory into oil and gas zones of various prospects in relation to the factors controlling hydrocarbon deposits.

**Keywords:** Vilyui hemisineclise, Siberian platform, prediction of oil and gas occurrence, basin modeling, gas source rock, hydrocarbon play, petroleum system

### Acknowledgements

The work was supported by the Basic research project “Digital geological and geophysical models of the Lena-Tunguska and Lena-Vilyui oil and gas provinces, analysis of

oil and gas fields location, prediction of oil and gas occurrence in the Upper Proterozoic and Phanerozoic hydrocarbon plays including Vendian and Cambrian carbonate horizons with hard-to-recover resources, studying the effect of trap intrusions on oil and gas potential”, project number FWZZ-2022-0008.

The authors sincerely acknowledge A.E. Kontorovich, L.M. Burshtein, I.A. Gubin and A.N. Fomin for their scientific advice during the research.

The authors are grateful to the reviewer for valuable remarks and comments that made it possible to improve the article.

**Recommended citation:** Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu. (2023). Prediction of oil and gas occurrence in the Vilyui hemisineclise according to interpretation of geological and geophysical data and basin modeling (Republic of Sakha (Yakutia)). *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 81–94. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9>

### References

Bazhenova T.K., Drobot D.I., Zolotov A.N., Kazarinov V.V., Kashchenko S.A., Kontorovich A.E., Markova L.G., Rogozina E.A. (1970). Extent of oil and gas generation in the Paleozoic and Mesozoic deposits of the Siberian platform. *Proceedings of the geochemistry of the oil and gas basins in Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 83–127. (In Russ.)

Dahnov V.N. (1981). Electrical and magnetic methods of well survey. Moscow: Nedra, 344 p. (In Russ.)

Fedorovich M.O., Kosmacheva A.YU. (2020). Computer modeling of the sand bodies depositional history of the Middle Jurassic petroleum play (by the example of the Gerasimovskoe field, Western Siberia). *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri = Geology and mineral resources of Siberia*, 41(4), pp. 8–13. (In Russ.) DOI: 10.20403/2078-0575-2020-4-8-13

Fedorovich M.O., Kosmacheva A.YU., Pospeeva N.V. (2020). One-dimensional petroleum system modeling (basin modeling) in a well section of

- Tolonskoye field in the Republic of Sakha (Yakutia). *Neftyanoe hozyaystvo = Oil industry*, 5, pp. 31–35. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2020-5-31-35
- Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Bakaj E.A., Kurdina N.S., Krylov O.V., Tarasenko A.A. (2019). Features of the structure, sedimentary complexes and hydrocarbon systems of the Leno-Vilyui oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 13–30. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30>
- Gayduk V.V. (1988). Vilyui middle Paleozoic rift system. Yakutsk: YAF SO AN SSSR, 128 p. (In Russ.)
- Galushkin Yu.I. (2007). Basin modeling. Moscow: Nauchny mir, 456 p. (In Russ.)
- Geological features and oil and gas potential of the eastern part of the Siberian platform and adjacent areas (1968). Moscow: Nedra, 520 p. (In Russ.)
- Geology of oil and gas in the Siberian platform (1981). Moscow: Nedra, 552 p. (In Russ.)
- Grausman A.A. (1984). Patterns of change in porous reservoirs in subsidence. Yakutsk: YAF SO AN SSSR, 136 p. (In Russ.)
- Grausman V.V. (1994). Stratigraphy of the Upper Precambrian and Phanerozoic of oil and gas prospective areas in Western Yakutia. *Abstract. cand. geol.-min. sci. diss.* Novosibirsk, 38 p. (In Russ.)
- Grausman V.V., Mejen S.V. (1987). Stratigraphy of the Upper Paleozoic deposits in the Vilyui syncline. *Izvestiya akademii nauk SSSR. Seriya geologicheskaya*, 10, pp. 53–60. (In Russ.)
- Grebenyuk V.V., Gurari F.G., Lugovcov A.D., Moskvina V.I. (1983). Oil and gas generation features in the Mesozoic depressions of the Siberian Platform. *Geology and oil and gas potential of the Mesozoic sedimentation basins in Siberia*. Novosibirsk: Nauka, pp. 132–140. (In Russ.)
- Gubin I.A. (2020). Refinement of the structure of the Vilyui hemisyncline based on the results of reinterpretation of seismic exploration. *Geologiya i mineral'no-syr'evyye resursy Sibiri = Geology and mineral resources of Siberia*, 4, pp. 40–52. (In Russ.) <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2020-4-40-52>
- Gurova T.I., Kuznecova V.N., Royak R.S. (1982). Oil and gas reservoirs of the Upper Permian and Mesozoic deposits in the Khatanga-Vilyui oil and gas province. *Lithology of oil and gas reservoirs in the Mesozoic and Paleozoic deposits of Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 63–74. (In Russ.)
- Hantschel T., Kauerauf I.A. (2009). Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Berlin: Springer, 476 p.
- History of oil and gas generation and accumulation in the east of the Siberian platform (1986). Moscow: Nauka, 167 p. (In Russ.)
- Ivensen G.V. (1984). Clay minerals of the Permian-Triassic deposits in the Lena-Vilyui oil and gas region. *Abstract. cand. geol.-min. sci. diss.* Moscow, 25 p. (In Russ.)
- Izsimova A.N., Zueva I.N., Chalaya O.N., Utkina N.A., Trushcheleva G.S., Shumilova L.V., Andreev I.N. (1984). Oil and condensate of Western Yakutia. *Geochemistry of organic matter of oil and gas deposits in Western Yakutia*. Novosibirsk: Nauka, pp. 74–100. (In Russ.)
- Itenberg S.S. (1987). Interpretation of well logging results. Moscow: Nedra, 375 p. (In Russ.)
- Kashircev V.A., Safronov A.F., Izsimova A.N., Chalaya O.N., Zueva I.N., Trushcheleva G.S., Lifshic S.H., Karelina O.S. (2009). Oil geochemistry in the east of the Siberian platform. Yakutsk: YANC SO RAN, 180 p. (In Russ.)
- Kosmacheva A., Fedorovich M. (2021). Basin and petroleum system modeling in conjunction zone of the Alexander and Srednevasyugan anticlines and Ust-Tym depression, southeastern part of the West Siberian hydrocarbon province (Russia). *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11, pp. 539–548. DOI: 10.1007/s13202-020-01037-6
- Kosmacheva, A.Yu., Fedorovich M.O. (2021a). Revising source rocks of the central part of Loglor structure according to one-dimensional petroleum system modeling (Andyklakh field, the Republic of Sakha (Yakutia)). *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 16(1), pp. 1–11. (In Russ.) [https://doi.org/10.17353/2070-5379/7\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2021)
- Kosmacheva, A.Yu., Fedorovich M.O. (2021b). Structural description and tectonic development history of the mesozoic deposits in the Vilyui hemisyncline. *Geofizicheskie tekhnologii = Russian Journal of Geophysical Technologies*, 1, pp. 4–18. (In Russ.) <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2021-1-4>
- Kosmacheva, A.Yu., Fedorovich M.O. (2021c). Three-dimensional basin and petroleum system modeling of the Upper Paleozoic and Mesozoic in the Vilyui hemisyncline. *Neftyanoe hozyaystvo = Oil industry*, 4, pp. 28–32. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-28-32>
- Kutovaya A., Kroeger K.F., Seebeck H., Back S., Littke R. (2019). Thermal effects of magmatism on surrounding sediments and petroleum systems in the northern offshore Taranaki Basin, New Zealand. *Geosciences*, 9, pp. 1–28. <https://doi.org/10.3390/geosciences9070288>
- Leno-Vilyui oil and gas province (1969). Moscow: Nauka, 278 p. (In Russ.)
- Lugovcov A.D. (1984). Prospects for discovery of oil deposits in the marginal depressions of the Siberian Platform. *Geology and petroleum potential of the Upper Paleozoic and Mesozoic deposits in Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 105–116. (In Russ.)
- Mak-Kuillin R., Bekon M., Barkalay U. (1985). Introduction to seismic interpretation. Moscow: Nedra, 308 p. (In Russ.)
- Mesozoic deposits geochemistry of oil and gas basins in Siberia (1971). Novosibirsk: SNIIGGiMS, 86 p. (In Russ.)
- Mikulenko K.I. (1983). Sedimentary cover tectonics of marginal depressions of the Siberian Platform (according to oil and gas potential). *Geology and oil and gas potential of the Mesozoic sedimentation basins in Siberia*. Novosibirsk: Nauka, pp. 90–104. (In Russ.)
- Mchomvu I.M. (2016). 2D seismic interpretation and 2D basin modeling of hydrocarbon generation, migration and entrapment in the North Viking Graben. Norway: Norwegian University of Science and Technology, 64 p.
- Oil and gas basins and regions in Siberia. Leno-Vilyuisky basin (1994). Novosibirsk: SO RAN, 107 p. (In Russ.)
- Ovcharenko A.V., Ermakov B.V., Myatchin K.M., Shlezinger A.E. (2007). Seals in hydrocarbon deposits. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 2, pp. 201–213. (In Russ.)
- Olli I.A. (1975). Organic matter and bituminites of sedimentary deposits in Siberia. Moscow: Nauka, 135 p. (In Russ.)
- Peters K., Schenk O., Scheirer A., Wygrala B., Hantschel T. (2017). Basin and petroleum system modeling. *Springer handbook of petroleum technology*. Cham: Springer, pp. 381–418. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-49347-3\\_11](https://doi.org/10.1007/978-3-319-49347-3_11)
- PetroMod Petroleum Systems Modeling (2011). Schlumberger Information Solutions. 256 p.
- Polyakova I.D., Bogorodskaya L.I., Soboleva E.I. (1991). Transformation of organic matter in coal-bearing deposits of the Vilyui syncline at great depths. *Geochemistry of oil and gas deposits in Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 48–57. (In Russ.)
- Polyakova I.D., Stepanenko G.F. (1991). Geochemistry of free gas from deposits of marginal depressions of the Siberian Platform. *Geochemistry of oil and gas deposits in Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 68–78. (In Russ.)
- Polyansky O.P., Prokopiev A.V., Babichev A.V., Korobeynikov S.N., Reverdatto V.V. (2013). The rift origin of the Vilyui basin (East Siberia), from reconstructions of sedimentation and mechanical mathematical modeling. *Geologiya i geofizika = Russian Journal of Geology and Geophysics*, 54(2), pp. 163–183. (In Russ.) <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.01.001>
- Rukovich A.V. (2001). History of formation of gas strata in the eastern part of the Vilyui syncline and adjacent areas of the Verkhoyansk depression. *Dis. cand. geol.-min. sci.* Yakutsk, 177 p. (In Russ.)
- Safronov A.F. (1992). Historical and genetic analysis of oil and gas generation: (case of the East of the Siberian platform). Yakutsk: Yakutsky nauchny centr SO RAN, 148 p. (In Russ.)
- Slastenov Yu.L. (1994). Classification characteristics of clay seals in the Leno-Vilyui oil and gas area. *Uchenye zapiski YAGU. Seriya: geologiya, geografiya, biologiya*, pp. 75–99. (In Russ.)
- Serra O. (1984). Fundamentals of well-log interpretation. The acquisition of logging data. Amsterdam: Elsevier, 424 p.
- Structural and tectonic map of oil and gas areas of the Republic of Sakha (Yakutia) (2015). 1:1500000. Yakutsk: Yakutskgeofizika. (In Russ.)
- Ungerer P. (1990). State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and destruction. *Organic Geochemistry*, 16, pp. 1–25. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90022-R](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90022-R)
- Welte D.H., Horsfield B., Baker D.R. (1997). Petroleum and basin evolution. Insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling. Berlin: Springer, 535 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-60423-2>
- Zueva I.N., Chalaya O.N., Safronov A.F., Kashircev V.A. (2013). Dispersed organic matter characterization and assessment oil generation potential of the Upper Liassic deposits in the Vilyui syncline. *Nauka i obrazovanie*, 2, pp. 41–46. (In Russ.)

#### About the Authors

**Marina O. Fedorovich** – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ac. Koptug Av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

**Alina Yu. Kosmacheva** – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ac. Koptug Av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

*Manuscript received 30 May 2022;  
Accepted 25 October 2022; Published 30 March 2023*