

Формирование месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов (Восточная Сибирь)

Р.С. Сауткин^{1*}, А.В. Ступакова¹, Е.А. Краснова^{1,2}, А.А. Сулова¹, М.Е. Воронин¹,
Д.О. Смирнова¹, А.В. Мордасова¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия

Настоящая работа направлена на поиск новых месторождений и прогноз распространения продуктивных нефтегазоносных пластов в венд-кембрийских отложениях Восточной Сибири. Поскольку антиклинальная теория поиска углеводородов исчерпала свой потенциал в древних нефтегазоносных бассейнах, необходимо искать новые подходы прогноза нефтегазоносности и механизмы формирования залежей. Авторы использовали классический подход бассейнового анализа, разработанный основоположниками кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, с применением современных методов исследований. Для основных тектонических элементов юга Сибирской платформы, определены мощности эродированных отложений, построены одномерные (1D) геологические модели, определяющие время работы углеводородных систем, выполнен анализ изменения структурного плана на всех этапах геологического развития территории. Полученные результаты были увязаны друг с другом для установления времени формирования залежей углеводородов и этапов их переформирования и разрушения за счёт изменения структурного плана. Показана вторая фаза генерации протерозойских нефтегазоматеринских толщ в мезозойскую эру. Сделаны выводы о расширении Непско-Ботуобинской антеклизы на 50–100 км за счёт инверсии структурного плана в юго-восточной части, со стороны Байкальской складчатой области. Созданы модели формирования месторождений для Курейской синеклизы и Непско-Ботуобинской антеклизы, выявлены наиболее перспективные участки для разработки Среднеботуобинского месторождения, и предложен новый подход поиска залежей юга Сибирской платформы.

Ключевые слова: эрозии, очаги генерации, структурные перестройки, палеозалежь

Для цитирования: Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Сулова А.А., Воронин М.Е., Смирнова Д.О., Мордасова А.В. (2025). Формирование месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов (Восточная Сибирь). *Георесурсы*, 27(2), с. 161–173. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.13>

Введение

Формирование месторождений нефти и газа в древних нефтегазоносных бассейнах необходимо рассматривать как многоитерационный процесс, стадии которого последовательно сменяют друг друга. Для качественного прогноза нефтегазоносности территории или поиска залежей нефти и газа, необходимо детально рассмотреть каждую стадию геологического развития территории, определить её роль в формировании или переформировании залежи, делая логические выводы о структурном плане района исследований на определённый этап геологического времени и степени заполнения ловушки углеводородами (УВ). Необходимость прослеживания истории формирования

залежи обусловлена неоднозначностью поискового и эксплуатационного бурения, когда несколькими поисковыми скважинами открываются крупные месторождения углеводородов, на баланс ставятся огромные запасы, а при доразведке и разработке выясняется несоответствие представлений геологического строения залежей и реальных притоков УВ-флюидов. Недропользователю приходится тратить огромные средства для приведения моделей к фактическим данным и зачастую изменять инвестиционные планы развития во всём регионе присутствия.

В настоящей работе предложен подход прогноза формирования древних залежей, основанный на современных технологиях и фундаментальных исследованиях геологии и геохимии нефти и газа, с привлечением всех доступных данных из смежных геологических наук. Некоторые аспекты, происходящие в мезо-кайнозойское время, приходится прогнозировать опираясь лишь на косвенные данные или общегеологические представления о развитии района исследований.

* Ответственный автор: Роман Сергеевич Сауткин
e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Методические вопросы

1.1. Последовательность действий

и применяемый комплекс методов

Выбор последовательности действий основывается на классическом подходе бассейнового анализа (Брод, 1953) с применением современных знаний и технологий, увеличивающих степень достоверности открытия месторождений. В древних нефтегазоносных бассейнах, в региональном и зональном масштабах, необходимо определить мощности эрозии; скорости и время погружения очагов генерации; установить время работы очагов генерации; понять изменения структурного плана района исследований в геологическом времени для определения направлений миграции и аккумуляции УВ; выявить палеоструктурные залежи и оценить возможность прихода в них УВ; создать модель формирования и эволюции залежи; оценить перспективы поиска новых месторождений и установить особенности распределения УВ в залежи (рис. 1) (Ступакова, 2023).

1.2. Мощность эрозии

Определение мощности эродированных отложений является одним из ключевых факторов, определяющих нефтегазоносность осадочных бассейнов, поскольку позволяет восстановить историю геологического развития, провести анализ изменений структурного плана и установить время нахождения нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) в очагах генерации. Оценка величины эрозии является ключевой в построении модели развития нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и напрямую влияет на качество и достоверность прогноза зон нефтегазонакопления.

Эрозия – это разрушение горных пород преимущественно поверхностными водными потоками и/или воздушными массами, включающее в себя отрыв, вынос обломочного материала и их переотложение в другом месте. Эрозия является причиной стадийного изменения рельефа в приподнятых областях с образованием промоин, оврагов и речных долин. Кроме того, зачастую, эрозия связана с крупными тектоническими событиями – этапами складчатости, и разделяет структурно-тектонические этапы осадочных бассейнов и складчатых сооружений.

Эрозия происходит за счёт подъёма отложений, что проявляется в уменьшении глубины залегания отложений в разрезе осадочного чехла по сравнению с той, на которой они оказались вследствие последовательного погружения осадочного бассейна. Подъем отложений может происходить на метры, сотни метров и даже километры. Причины подъема отложений разнообразны. Часто

они связаны с тектоническими процессами в бассейне осадконакопления и в зонах его обрамления. Подъем отложений может быть связан и с динамическими процессами мантийного слоя Земли и с изостатическими процессами, которые происходят, например, при таянии ледников и уменьшении зоны вечной мерзлоты. Иногда подъем отложений называют английским словом «апифт» (Ступакова, 2025).

Важно отметить, что одна часть осадочного бассейна или зона его обрамления теряет определенный объем пород, а другая часть осадочного бассейна или зона за его пределами получает тот же объем отложений. То есть соблюдается принцип материального баланса, равенства объемов эродированных масс и объемов переотложенных масс отложений.

Региональные и более масштабные эрозии определяются преимущественно по 2D сейсмогеологическим профилям, а более мелкие и локальные по 3D-сейсмическим данным и структурным поверхностям. Поскольку Сибирская платформа имеет длительную историю геологического развития от рифея до настоящего времени, то она подвергалась многочисленным структурным перестройкам, происходившим в разные фазы складчатости. Результаты комплексной геолого-геофизической интерпретации региональных профилей «Батолит» (рис. 2), «Алтай – Северная Земля», «Рассечка» и других композитных профилей регионального масштаба позволили оценить мощности осадконакопления и эрозии Сибирской платформы и систематизировать их в виде таблицы (табл. 1), показывающей принципиальные изменения для основных тектонических элементов в разные периоды геологического времени.

2. Очаги генерации УВ и время их работы

Время работы очагов генерации можно оценить разными методами, как с применением современных программных продуктов бассейнового моделирования, так и классическим построением одномерных моделей, основанных на погружении НГМТ и осадочного чехла с учётом мощности эрозий, восстановленных по региональным сейсмо-геологическим профилям. Важно отметить, что для оценки и сопоставления времени работы очагов генерации для разных тектонических элементов и областей нефтегазоносного бассейна вполне достаточно одномерного моделирования, принципиально показывающего, когда и на какую глубину погружались НГМТ, тем самым устанавливая периоды генерации УВ (рис. 3).

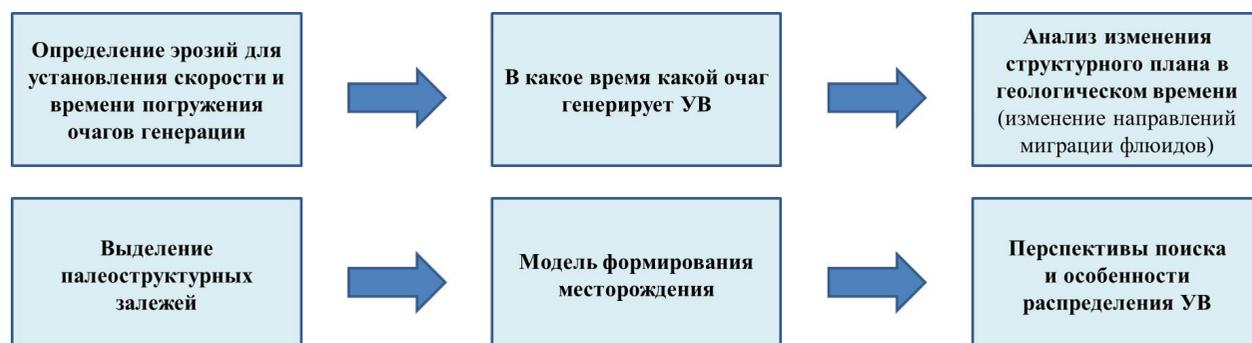
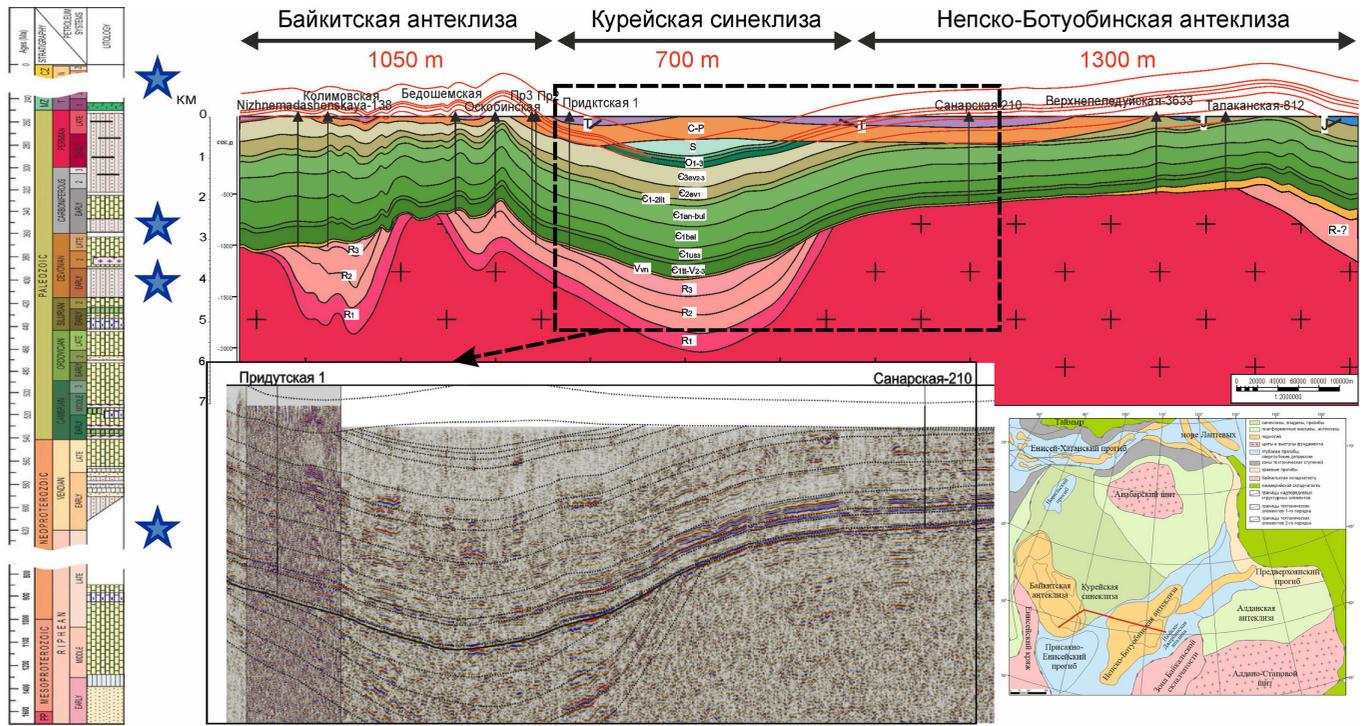


Рис. 1. Последовательность решения задач при поиске месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов



★ - основные этапы структурных перестроек

Рис. 2. Пример оценки мощности эрозии по композитным региональным сейсмогеологическим 2D профилям

Согласно результатам бассейнового анализа и одномерным моделям, основными очагами генерации УВ являются Присяяно-Енисейская синеклиза, Курейская синеклиза и Предпатомский передовой прогиб (включая Ньюско-Джербинскую впадину), второстепенными источниками УВ можно считать Катангскую седловину и Байkitскую антеклизу. Однако время работы очагов и вовлеченность в процессы генерации основных (рифейских и вендских

(Баженова, 2014; Сивкова, 2021)) НГМТ очень разное. Рассмотрим каждый очаг в отдельности.

Присяяно-Енисейский очаг – среднерифейские НГМТ выработали нефтегазоматеринский потенциал в среднем кембрии. Верхнерифейские НГМТ закончили генерировать УВ в позднем кембрии (наличие рифейских НГМТ достоверно не установлено, данные используются по аналогии с Байkitской антеклизой) (Ступакова и др., 2024).

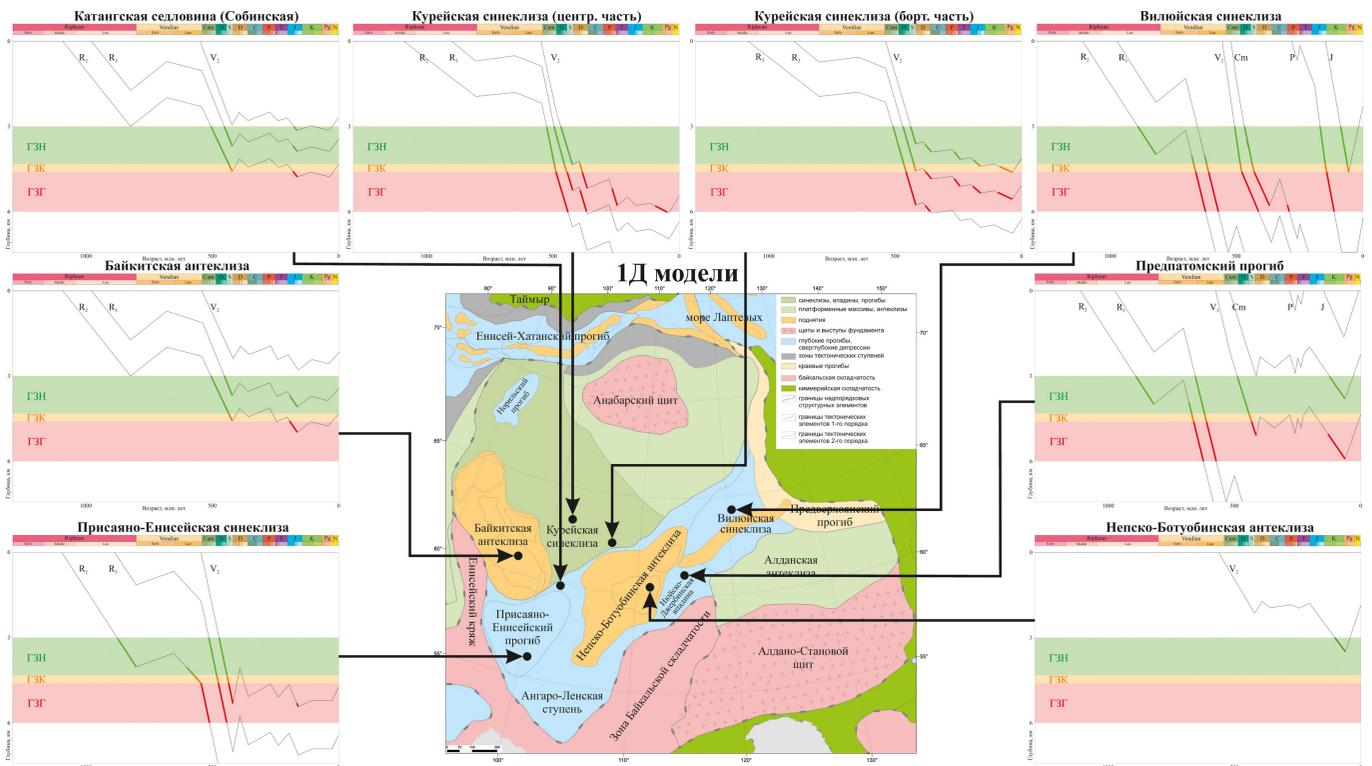


Рис. 3. Время работы основных НГМТ Сибирской платформы

| | Возраст | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|-------------------|--------------------|-----------------------------------|--------------------------|---------------------------|----------------------|--------------------------|-------------------------------|---|
| | | Западный борт Сибирской платформы | Скважина Болгохтохская 1 | Турухано-Норильская гряда | Байкитская антеклизы | Курейская синеклиза (юг) | Непско-Ботуобинская антеклизы | Предпатомский прогиб (Ньюско-Джербинская впадина) |
| Эрозия, м | Pg3-Present | > 1000 | > 1000 | > 300 | 300 | 500 | 1300 | 1600 |
| Совр. мощн., м | K1-Pg | 3100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Исходная мощн., м | K1-Pg | 4000 | 1000 | 200-300 | 50 | 100 | 500 | 700 |
| Совр. мощн., м | J | 150 | 0 | 0 | 0 | 0-250 | 0-300 | 0 |
| Исходная мощн., м | J | 150 | 0 | 0 | 250 | 400 | 500-700 | 800 |
| Эрозия, м | T3-J1 | 3900 | 350 | 1000 | 200 | 350 | 200 | 300 |
| Совр. мощн., м | T | 0 | 550 | 0 | 0-100 | 0-300 | 100 | 0-50 |
| Исходная мощн., м | T | 900 | 900 | 900 | 200 | 300 | 300 | 300 |
| Эрозия, м | P/T | 30 | 30 | 50 | 150 | 0 | 160 | 250 |
| Совр. мощн., м | P | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 40 | 100 |
| Исходная мощн., м | P | 30 | 30 | 140 | 100 | 250 | 200 | 350 |
| Эрозия, м | C3-P | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 150 |
| Совр. мощн., м | C2-3 | 0 | 20 | 0 | 0-50 | 40 | 40 | 50 |
| Исходная мощн., м | C2-3 | 20 | 20 | 10 | 50 | 40 | 140 | 200 |
| Эрозия, м | C1 | 2100 | 200 | 2100 | 1050 | 200 | 1400 | 1400 |
| Совр. мощн., м | C1 | 0 | 0 | 0 | 0-50 | 0-10 | 0-50 | 0-100 |
| Исходная мощн., м | C1 | 200 | 200 | 100 | 50-100 | 50-100 | 50-100 | 100-200 |
| Эрозия, м | D3 | 0-50 | 0 | 0-50 | 150-200 | 200-300 | 150-200 | 300 |
| Совр. мощн., м | D | 0 | 700 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 |
| Исходная мощн., м | D | 700 | 700 | 400 | 150-200 | 200-300 | 150-200 | 400 |
| Эрозия, м | S-D1 | 0-50 | 0-50 | 0-50 | 0-50 | 0-50 | 0-50 | 0-50 |
| Совр. мощн., м | O-S | 0 | 1100 | 0 | 0 | 650 | 0 | 600 |
| Исходная мощн., м | O-S | 1100 | 1100 | 800 | 700 | 700 | 700 | 900 |
| Совр. мощн., м | V2-Э | 0 | 2900 | 400 | 2650 | 2950 | 2400 | 2000 |
| Исходная мощн., м | V2-Э | 2900 | 2900 | 1200 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 |
| Эрозия, м | V1/2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 |
| Совр. мощн., м | V1 | 0 | 300 | 80 | 550 | 250 | 0-50 | 400 |
| Исходная мощн., м | V1 | 300 | 300 | 80 | 550 | 250 | 0-150 | 400 |
| Эрозия, м | R/V | 2500 | 100 | 100 | 500 | 500 | - | 500 |
| Совр. мощн., м | R | 2500 | 2900 | 800 | 2000 | 7000 | - | 2000 |
| Исходная мощн., м | R | 5000 | 3000 | 900 | 2500 | 7500 | - | 2500 |

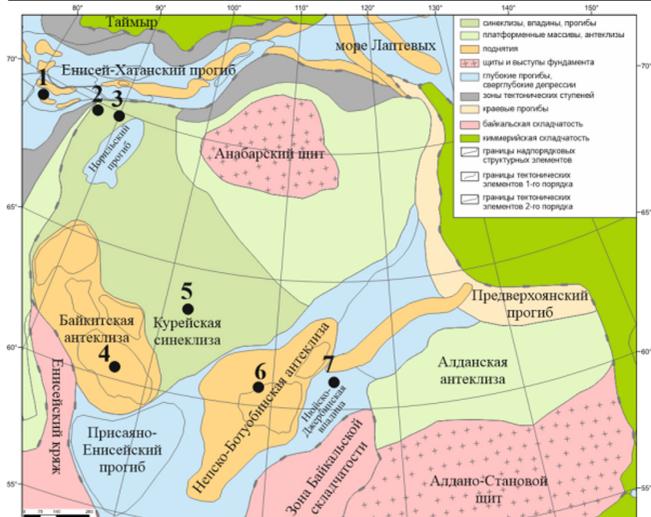


Табл. 1. Современные мощности накопленных и сэродированных отложений Сибирской платформы

Углеводороды из рифейских НГМТ скорее всего не сохранились или остались в незначительном количестве из-за разрушения во время региональной перестройки в девонско-раннекаменноугольное время (Никишин, 2021; Короновский, 2024, Фролов, 2014). Вендские НГМТ генерировали нефтяные УВ со среднего кембрия и до силура, а с силура и до региональной перестройки в девонско-раннекаменноугольное время – газ. В мезозойское время, вендские НГМТ снова начали генерировать газовые УВ, подпитывая уже существующие залежи, в мезо-кайнозойское время генерация прекратилась.

Курейский очаг генерации имеет схожую с Присяяно-Енисейским историю для рифейских НГМТ. Вендские НГМТ генерировали нефть в раннепалеозойское время, а генерация газа началась в позднем палеозое. С большой долей вероятности генерация газа ненадолго возобновилась в позднемезозойское время, когда НГМТ практически полностью выработали нефтегазоматкринский потенциал.

Предпатомский (Нюйско-Джербинский) очаг – рифейские НГМТ выработали свой нефтегазовый потенциал уже в поздневендское время, когда еще не было ни осадочных толщ, ни ловушек, способных аккумулировать УВ. Однако, на месторождениях Мирнинского выступа встречаются следы рифейских УВ, установленные по биомаркерному анализу (Абля, 2002). Несмотря на это, рифейские НГМТ нельзя рассматривать как основные источники УВ в юго-восточной части Сибирской платформы. Вендские НГМТ генерировали нефтяные УВ в кембрийское время, газоконденсатные и газовые в ордовик-силурийское время. Генерация прекратилась во время структурной перестройки региона в девонского-каменноугольный период. В мезозойское время началась вторая фаза генерации газа, продолжившаяся до кайнозойского времени. Именно вторая фаза генерации газа явилась причиной наличия газоконденсатных залежей с тонкой нефтяной оторочкой, часто не превышающей 10 метров, а порой их толщина всего 2–5 метров в юго-восточной части Непского свода и Мирнинского выступа.

Отдельно стоит обсудить *Байкитский очаг генерации*, поскольку он является главным поставщиком углеводородов для уникальной по запасам и ресурсам Юрубчено-Тахомской зоны нефтегазоаккумуляции. Среднерифейские НГМТ начали здесь генерировать углеводороды в позднем венде-раннем кембрии и только в силуре вошли в главную зону нефтегазообразования, которая продолжалась вплоть до тектонической перестройки Сибирской платформы. В мезозойское время генерация снова возобновилась, НГМТ дошли до стадии МК₅ (середина газового окна). В кайнозойское время генерация прекратилась. Верхнерифейские НГМТ начали генерировать нефть, начиная с ордовикского периода вплоть до девонского времени. В мезозойское время генерация нефти продолжилась, а сами НГМТ дошли до главной зоны нефтегазообразования. Генерация прекратилась в кайнозойское время. По данным «РН-КрасноярскНИПИнефть» и АО «ТомскНИПИнефть» (Болдушевская, 2024) генерация УВ могла продолжаться до неогена, что не противоречит данным авторов. Вендские НГМТ находились на начальной стадии главной зоны нефтеобразования (градация катагенеза МК₁ по шкале Вассоевича), генерируя незначительное количество УВ.

Полученные результаты необходимо верифицировать при помощи геолого-геохимических исследований не только осадочных отложений, но и флюидов из месторождений и залежей всей Сибирской платформы. Такие исследования проводились Т.К. Баженовой, М.В. Дахновой (2014) и проводятся авторами. Независимые результаты не противоречат друг другу, но немного расходятся по объемам генерируемых углеводородов. Возможно, что выводы по генерационным возможностям нефтегазоматеринских отложений могут быть уточнены с помощью изотопных исследований (Краснова, 2024).

Таким образом, можно сделать выводы, что рифейские НГМТ играют значительную роль в формировании месторождений нефти и газа только на Байкитской антеклизе. Вендские НГМТ Присяяно-Енисейской, Курейской синеклизы и Предпатомского прогиба (Нюйско-Джербинская впадина) имели две основные фазы генерации УВ, первая в кембрийско-силурийское время, вторая в мезозойское время. Причем установление второй фазы генерации УВ логично объясняет сохранность газовых и газоконденсатных залежей Сибирской платформы после перестройки структурного плана в девонско-раннекаменноугольное время. Если придерживаться ранее существующих представлений о генерации УВ только в раннепалеозойское время, то оставались вопросы, почему газ не ушел во время структурной перестройки и как газовые залежи смогли сохраниться более 300–350 млн лет.

3. Анализ изменения структурного плана

Установив очаги и время генерации НГМТ необходимо определить пути миграции и аккумуляции УВ, для чего прослеживают эволюцию изменения структурного плана всего бассейна или его части, с акцентом на продуктивные комплексы. Для проведения анализа по структурно-геологическим региональным 2D профилям строится серия палеопрофилей, где устанавливаются изменения структурного плана продуктивного комплекса путём последовательного выравнивания более молодых отложений в горизонтальную поверхность (рис. 4). По итогу получается серия палеопрофилей (рис. 5) с изменением структурного плана продуктивных горизонтов района исследований во времени, где можно проследить пути миграции и зоны аккумуляции УВ.

Согласно общегеологическим данным об истории развития Сибирской платформы и проведенным палеоре-конструкциям, структурный план претерпевал изменения три раза: на границе рифей-вендского периода, в девонско-раннекаменноугольное время и в кайнозойскую эру. С учётом возраста основных продуктивных горизонтов и времени работы очагов генерации, необходимости прослеживать изменения структурного плана в рифей-вендское время нет.

Рассмотрим изменения структурного плана во времени для основных зон нефтегазоаккумуляции. Так для Курейской синеклизы на серии региональных палеопрофилей (рис. 5А) наглядно видно формирование инверсионного вала в девон-каменноугольное время, уже после того, как прошла первая фаза генерации, миграции и аккумуляции УВ. Изначально, на месте инверсионного вала была ловушка антиклинального типа (размером порядка 60x120 км), которая в раннепалеозойское время

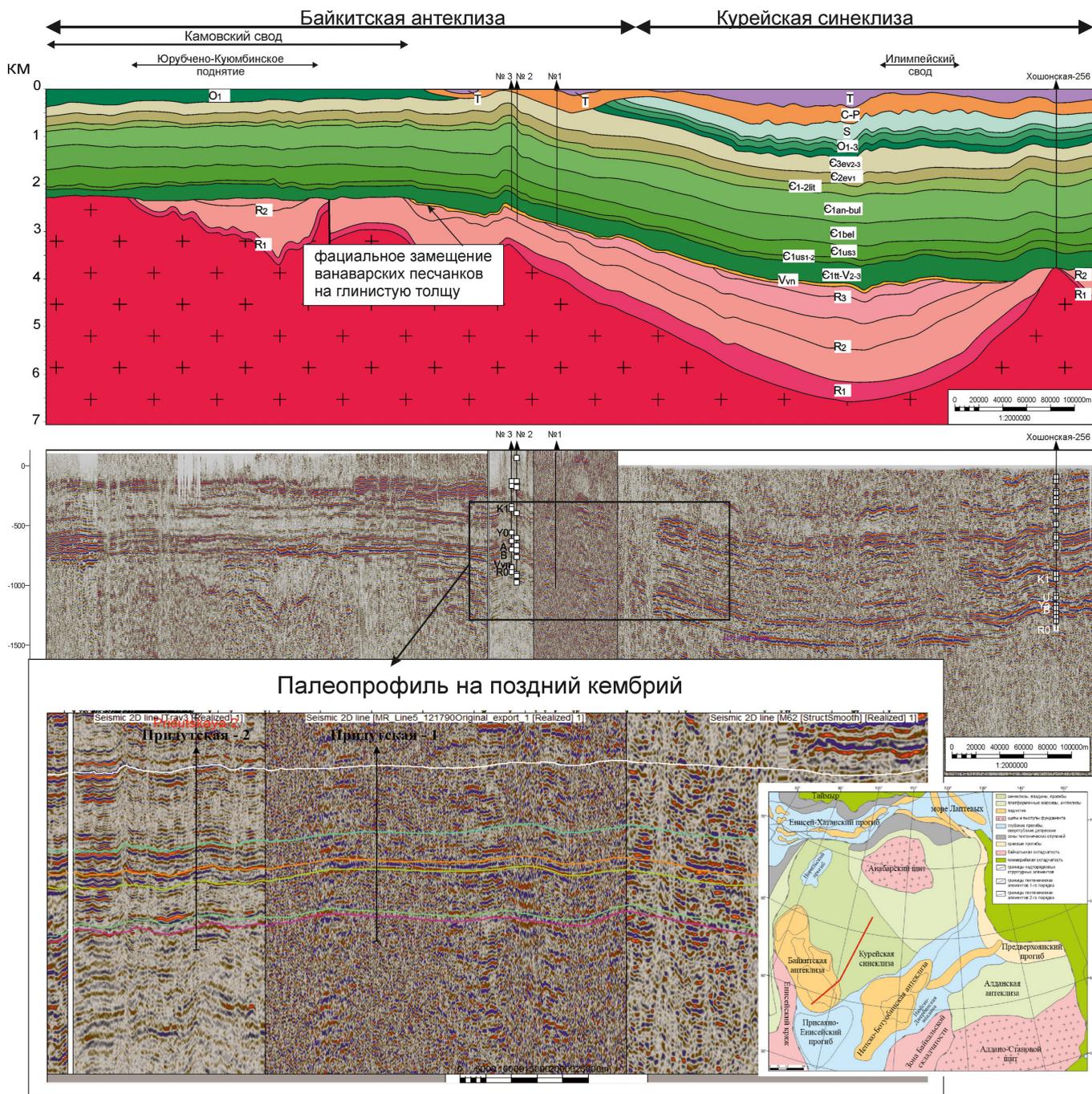


Рис. 4. Пример построения палео профиля (C₃) и сопоставление современного и древнего структурных планов

заполнилась УВ, сформировав древнюю залежь. Во время структурной перестройки древняя залежь переформировалась и сместилась на современный склон Курейской синеклизы (рис. 6). Нефтегазоносность таких инверсионных валов, зачастую связана именно с древними залежами, где контуры месторождения и дебиты скважин не зависят от современного структурного плана, а совпадают с палеоструктурным планом, о чём и свидетельствуют результаты разведочных работ на Ново-Юдоконском месторождении (Ступакова, 2019). Поэтому выбор точек для бурения поисковых и разведочных скважин в древних нефтегазоносных бассейнах необходимо основывать не столько на современном структурном плане, сколько на палеоструктурном плане, установив время формирования залежи и границы её распространения в прошлом и настоящем.

Структурные изменения Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) являются крайне значимыми для прогноза нефтегазоносности. По серии палео профилей можно проследить расширение НБА на 50–100 км со смещением оси на юг (рис. 5 Б). Изначально НБА являлась выступом архей-протерозойского фундамента и перекрывалась осадочным чехлом не повсеместно вплоть до позднего венда. Ширина Непско-Ботуобинского палеоподнятия с вендского по девонское время составляла порядка 300 км, а залежи нефти и газа в первую фазу генерации формировались на палеосклоне НБА.

В девонско-каменноугольное время произошло расширение НБА на юг, где сформировалась инверсионная структура (район современно Непского свода) с осложняющими элементами третьего и четвёртого порядков.

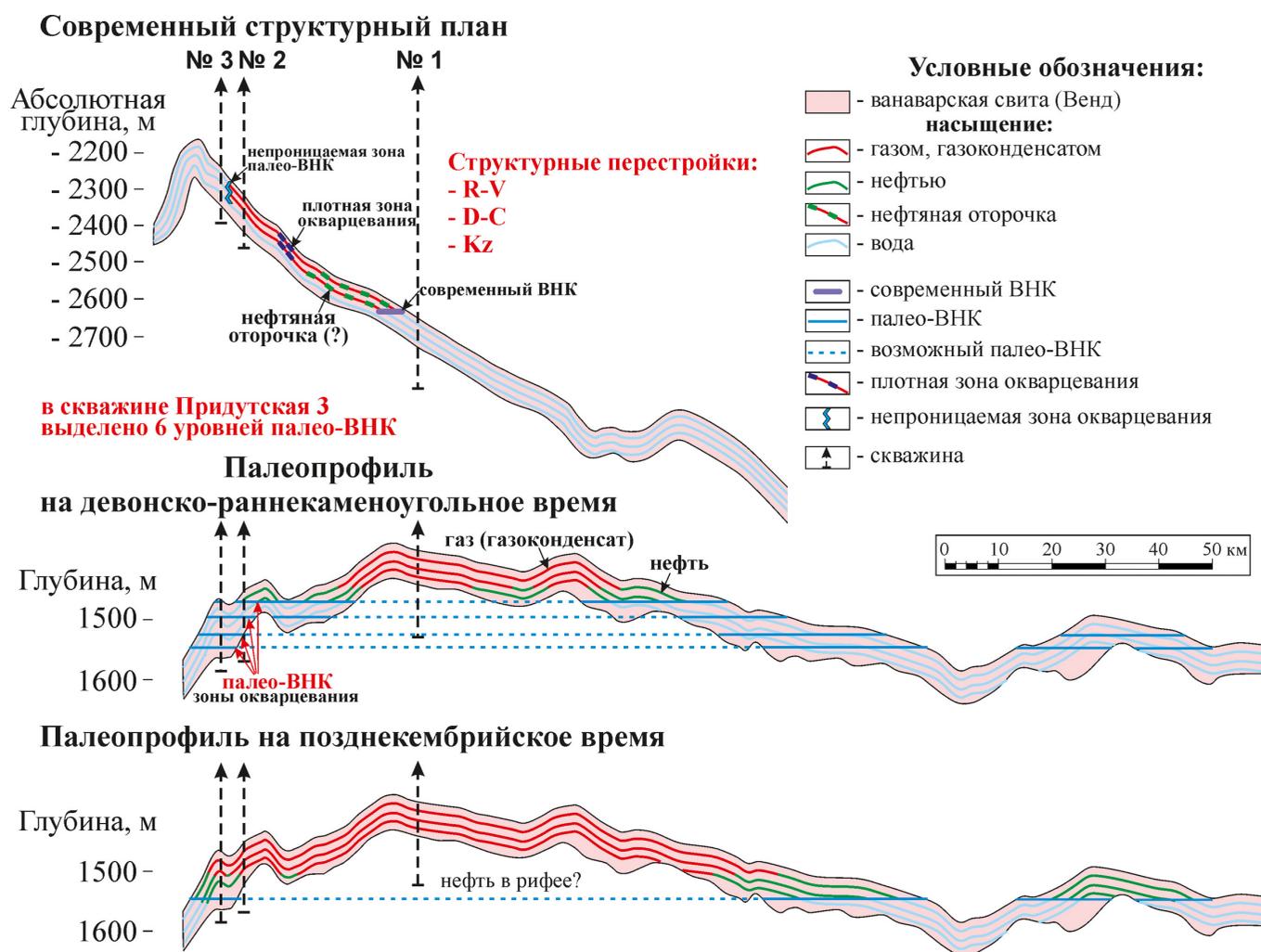


Рис. 6. Принципиальная модель формирования залежей нефти и газа в Курейской синеклизе (Ступакова, 2019, с изменениями)

с водонасыщенностью, изменяющейся снизу вверх от 100% у зеркала воды до остаточной неснижаемой водонасыщенности на верхней границе зоны с чисто нефтяной частью пласта (Егорова, 2023). Месторождения с большими переходными зонами принято называть недонасыщенными. Недонасыщенный коллектор – это породы, которые имеют низкую нефтегазонасыщенность и высокую водонасыщенность, в результате залежь в большинстве случаев представляет собой условную переходную водо-нефтяную зону.

Для создания модели формирования залежи необходимо построить палеоструктурную карту ботубобинского горизонта на разные этапы геологического развития территории. При отсутствии мезо-кайнозойских или позднепалеозойских отложений в районе исследований необходимо строить карты на самый «молодой» (верхний) горизонт, уверенно прослеживающийся по данным сейсморазведки. На Среднеботубобинском месторождении таким горизонтом является кровля ботомского яруса нижнекембрийской системы (олекминский горизонт). Построив такую карту и сопоставив палеоструктурный план ботубобинского горизонта на олекминское время с современным структурным планом, выявлено, что палеозалежь имела иное строение (рис. 7А). Кроме того, выявлено изменение структурного плана и соответственно перераспределение УВ в новую структуру (рис. 7Б), при этом на месте древней залежи

останется недонасыщенный коллектор (рис. 7В), содержащий остаточную нефть (битум).

Формирование залежи делится на три принципиальных стадии: 1) образование палеоструктуры и её заполнение УВ в позднекембрийско-силурийское время; 2) структурная перестройка (девон-каменноугольный период) и переформирование залежи, с перетеканием УВ в наиболее приподнятые структуры и «размазыванием» УВ по площади; 3) вторая фаза генерации УВ из очага нефтегазообразования (Предпатомский прогиб) – приход новой порции преимущественно газа в современную залежь, после чего, Среднеботубобинское месторождение и принимает свой актуальный вид, где толщина газовой шапки составляет 10–20 м, нефтяной оторочки – 3–10 м.

5. Перспективы поиска новых залежей

Перспективы поиска новых месторождений и установление особенностей распределения УВ в залежи достаточно хорошо иллюстрируются предлагаемым подходом и комплексными моделями формирования залежей, которые интегрируют и увязывают между собой данные разного масштаба в единую цепочку. Верификация моделей проводится на месторождениях разной степени изученности (поисково-разведочный этап – Ново-Юдоконское месторождение (Ступакова, 2019), эксплуатационный – Среднеботубобинское),

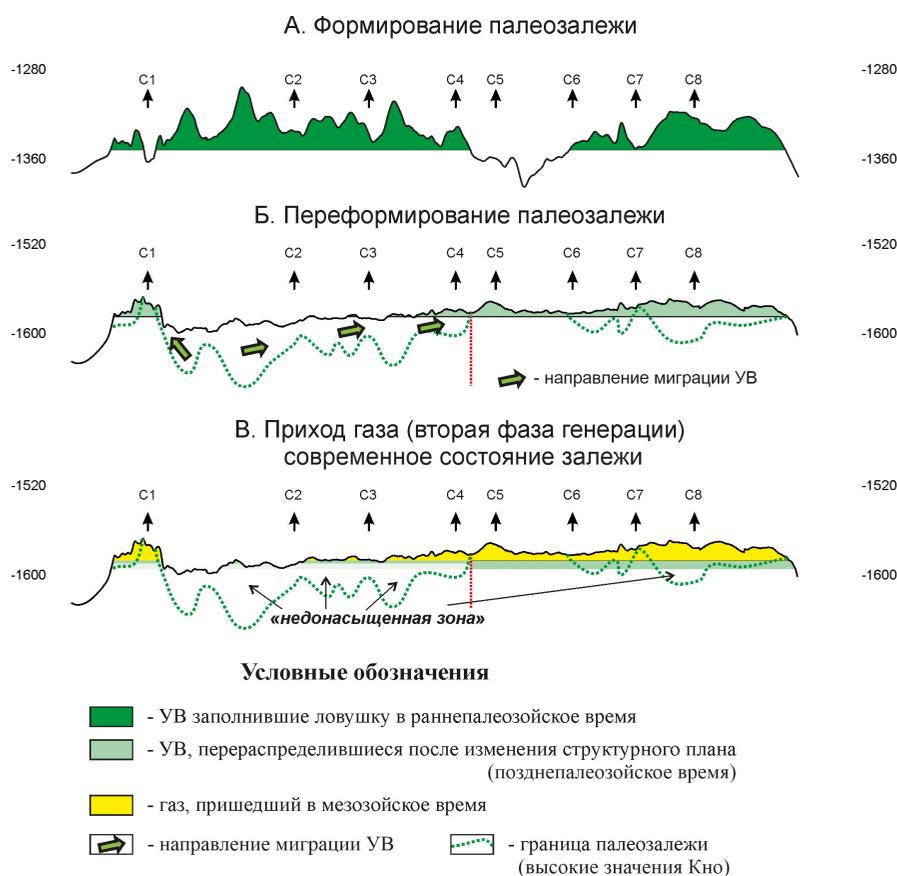


Рис. 7. Принципиальная модель формирования ботуобинской залежи Среднеботуобинского месторождения

полученные прогнозы распределения УВ по площади и разрезу подтверждаются фактическим материалом и проверочными скважинами (метод «выколов»), которые скрываются от исследования на время проведения работ и применяются для оценки адекватности и информативности полученных результатов.

Проверочными данными для оценки качества модели формирования и прогноза распределения углеводородов ботуобинской залежи являются лабораторные исследования керн и ГИС. Так, по модели формирования прогнозируется недонасыщенная зона (район скважин С1-С4) с остаточной нефтью (отсутствие промышленного притока УВ) и тонкой нефтяной оторочкой небольшой мощности. Результаты согласуются с притоками по этим скважинам (вода с фильтратом бурового раствора или плёнкой нефти) и исследованиями нефтенасыщенности герметизированного керн (скважина С3 и С4) прямыми методами (метод Дина-Старк; Петерсилье, 1981). В недонасыщенной зоне (рис. 7В) соотношение нефтенасыщенности (K_n – 40%) по ГИС и остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$ – 32%) по керну в среднем составляет 8–10%. Кроме того, получен приток воды до 3 м³/сутки с плёнкой нефти (рис. 8). Вышележащие интервалы имеют соотношение $K_n/K_{но}$ более 55%, дебит нефти до 5 м³/сутки, но поскольку толщина таких интервалов не превышает 3 метров, то через небольшой промежуток времени (несколько суток) происходит подтягивание воды и прорыв газа (увеличивается газовый фактор в притоке). Таким образом, в переходной зоне можно выделить две подзоны (рис. 8): 1) битуминозную подзону, где K_n сопоставимо с $K_{но}$, в притоке будет вода с плёнкой нефти

(хотя по ГИС коллектор интерпретируется как нефтенасыщенный); 2) подзону подвижной нефти, где K_n много больше $K_{но}$, в притоке будет нефть или нефть с водой при толщине нефтяной оторочки менее 5 м.

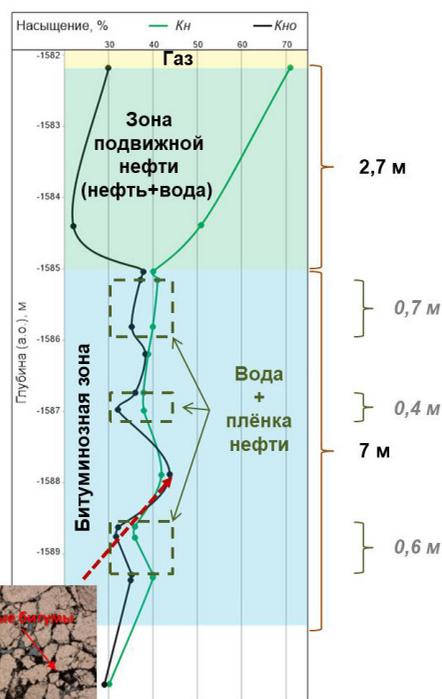
Обсуждение и выводы

В статье оценены мощности эрозии для основных тектонических элементов Сибирской платформы. Установленные значения эрозий могут быть дискуссионными. Однако комплексный подход определения эрозий по 2D сейсмогеологическим профилям с учётом косвенных признаков зрелости ОВ в верхней части разреза (пермо-триасовые и юрские угольные пласты), позволяют считать полученные значения корректными и соответствующими основным этапам геологического развития Восточной Сибири.

Построенные 1D модели погружения рифей-вендских НГМТ, основанные на таблице современных мощностей и эрозий, позволяют установить время генерации УВ. Причём неточности определения мощности эрозии в 100–200 м или неоднозначность в определении времени герцинской складчатости (девонская или раннекаменноугольная) и размыва отложений, не оказывают существенного влияния на установление этапов генерации УВ. В результате установлено, что для Байкитской антеклизы (Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления) основными являются рифейские НГМТ, генерирующие УВ как минимум в раннепалеозойское и мезозойское время.

Для Непско-Ботуобинской антеклизы основными являются вендские НГМТ Предпатомского прогиба, генерирующие УВ в две фазы, первая – раннепалеозойская,

| Зона | Интервал, м | Мощность, м | Глубина отбора по ГИС, м | Глубина абсолютная, м | Кно прямой метод | Кн ГИС | Отношение (Кн-Кно), % |
|-----------------------------|-----------------------------------|-------------|--------------------------|-----------------------|------------------|--------|-----------------------|
| Газовая | -1573 – -1582,3 | 9 | 1935,00 | -1582,30 | 30 | 71 | 58 |
| Переходная (недонасыщенная) | Зона подвижной нефти Кн>>>Кно | 2,7 | 1936,25 | -1584,25 | 22 | 51 | 57 |
| | | | 1936,90 | -1584,90 | 38 | 40 | 5 |
| | Битуминозная зона Кн< или =Кно | 5 | 1937,00 | -1585,00 | 37 | 41 | 10 |
| | | | 1937,66 | -1585,66 | 35 | 40 | 13 |
| | | | 1938,05 | -1586,05 | 38 | 39 | 3 |
| | | | 1938,60 | -1586,60 | 36 | 38 | 5 |
| | | | 1938,84 | -1586,84 | 32 | 38 | 16 |
| | | | 1939,75 | -1587,75 | 42 | 42 | 0 |
| | | | 1940,48 | -1588,48 | 32 | 36 | 11 |
| | | | 1940,63 | -1588,63 | 32 | 36 | 11 |
| 1941,15 | -1589,15 | 35 | 40 | 13 | | | |
| 1941,22 | -1589,22 | 35 | 40 | 13 | | | |
| 1942,69 | -1590,69 | 29 | 30 | 3 | | | |



Зоны ранжирования по результатам исследований керна:

- Зона подвижной нефти (нефть+вода) - Кн>>>Кно
- Битуминозная зона – Кн≈Кно; вода + плёнка нефти – Кн>Кно

Рис. 8. Выявление интервалов подвижной нефти в скважине С4

вторая – мезозойская (предположительно юрско-меловое время). Установление второй фазы является важным шагом в прогнозе нефтегазоносности, поскольку залежи УВ сформированные в раннепалеозойское время подверглись переформированию за счёт изменения структурного плана в герцинскую фазу складчатости. Непско-Ботуобинская антеклизы за счёт инверсионных процессов увеличилась на 50–100 км со стороны Байкальской складчатой области, а УВ «размазались» по площади. Кроме того, при переформировании месторождений первыми из залежи будут мигрировать (разрушаться) лёгкие УВ, т.е. газ и газоконденсат. В таком случае получалась нестыковка, поскольку на Непском своде и Мирнинском выступе преобладают газоконденсатные залежи с тонкой нефтяной оторочкой, часто не превышающей 10 метров, а порой толщина оторочек всего 2–5 метров. Именно установление второй фазы генерации в мезозойское время позволяет логически обосновать наличие газоконденсатных залежей с тонкой нефтяной оторочкой.

Кроме того, комплексная увязка данных, этапов генерации УВ и изменений структурного плана, позволяет создать модели формирования залежей для разных тектонических элементов и определить наиболее перспективные зоны для разработки уже открытых месторождений нефти и газа в вендских отложениях.

Заключение

Открытие новых месторождений и прогноз распространения продуктивных нефтегазоносных пластов залежи в венд-кембрийских отложениях Восточной Сибири является актуальной задачей для нефтепользователей. Бурение разведочных и эксплуатационных скважин на основе современного структурного плана оказывается безрезультатным, а залежи нефти и газа зачастую находятся на склоне современной структуры или имеют

пятнисто-мозаичное распространение по площади. Поэтому необходимо применять новые подходы прогноза нефтегазоносности, последовательно рассматривая все этапы геологического развития территории и увязывая все имеющиеся данные друг с другом. Важно отметить, что для древних бассейнов нельзя отказываться от данных, не укладывающихся в концепцию, необходимо искать новые связи и закономерности, для встраивания этих «неудобных» данных. Только систематизация совокупности всех геологических данных позволяет определить перспективы нефтегазоносности и особенности строения месторождения, являющиеся ключевыми при разработке продуктивных пластов.

Благодарность

Авторы выражают признательность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы. Искреннюю благодарность авторы выражают редакции научно-технического журнала «Георесурсы» за профессионализм и внимательное отношение к авторским рукописям.

Литература

Абля Э.А. (2002). Состав нефти и динамика развития углеводородных систем. В сб.: *К созданию общей теории нефтегазоносности недр*. Т. 1. Москва: Издательство Московского университета, с. 8–12.

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. (2014). Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижне-среднего кембрия Сибирской платформы. ВНИГНИ, с. 128.

Болдушевская Л.Н., Фадеева С.В., Гончаров И.В., Трушков П.В., Самойленко В.В., Веклич М.А., Красильникова Н.Б., Савчик Д.М., Рудая Г.Ю., Турова А.Б., Николаева Ю.Л. (2024). Нефтематеринские свойства и корреляция: органическое вещество пород – нафтиды ирэмз-кэонской толщи верхнего рифея Камовского свода Байкитской антеклизы (Сибирская платформа). *Геология и геофизика*, 65(1), с. 117–132. DOI: 10.15372/GiG2023176

Брод И.О., Еременко Н.А. (1953). Основы геологии нефти и газа. М.: Изд-во Московского университета, 338 с.

Вальчак В.И., Евграфов А.А., Горюнов Н.А., Бабинцев А.Ф. (2011). Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности рифейского комплекса пород юго-западной части Сибирской платформы. *Геология и геофизика*, 5(2), с. 289–298.

Габриэлянц Г.А. (2000). Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Москва: Недра, 587 с.

Егорова А.Д. (2023). Моделирование зон переходного насыщения углеводородами неоднородных коллекторов путем комплексования петрофизических исследований образцов керна и интерпретации геофизических исследований скважин (на примере карбонатных и терригенных отложений Западно-Сибирской и Тимано-Печорской провинций). *Дисс. канд. тех. наук*, 110 с.

Конторович А.А. (2009). Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Среднеобуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть».

Короновский Н.В. (2024). Геология России и сопредельных территорий. Издание 2-е, 230 с.

Краснова Е.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Корзун А.В., Большакова М.А., Сулова А.А. (2024). Использование соотношений стабильных изотопов $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$ в задачах нефтяной геологии. *Георесурсы*, 26(3), с. 126–137. DOI: 10.18599/grs.2024.3.14

Никишин А.М. (2021). Геология России и сопредельных территорий. Часть 2. Восточная Сибирь, Дальний Восток, Восточная Арктика, Тетический пояс. 562 с.

Петерсилье В.И., Потапов В.П., Белов Ю.Я. (1981). Способ определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности. Патент SU800832.

Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Сулова А.А., Краснова Е.А., Воронин М.Е., Жиренко Д.О. (2024). Процессы переформирования месторождений углеводородов, влияющие на прогноз нефтегазоносности Сибирской платформы. *Ломоносовские чтения - 2024*. Москва, с. 52–56.

Сахибгареев Р.С. (1989). Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Ленинград: Недра, 260 с.

Сивкова Е.Д., Ступакова А.В., Калмыков А.Г., Сауткин Р.С., Большакова М.А. (2021). Верификация пиролитических данных при оценке потенциала и катагенетической преобразованности протерозойских низкоуглеродистых формаций Восточной Сибири. *Георесурсы*, 23(2), с. 56–66. DOI: 10.18599/grs.2021.2.5

Ступакова А.В., Бакуев О.В., Завьялова А.П., Сулова А.А., Никишин В.А., Коробова Н.И., Волянская В.В., Чупахина В.В., Желанова О.В., Сауткин Р.С., Гиляев Р.М., Агаян А.С., Колесникова Т.О., Большакова М.А., Курдина Н.С., Краснова Е.А. (2024). Палеобассейны. История развития осадочных бассейнов и их нефтегазоносность. ООО «Издательский дом Недра». Москва, 220 с.

Ступакова А.В., Поляков А.А., Сауткин Р.С., Богатырева И.Я., Мальшев Н.А., Вержбицкий В.Е., Волянская В.В., Комиссаров Д.К., Сулова А.А., Осипов С.В., Лакеев В.Г., Мордасова А.В., Лукашев Р.В., Воронин М.Е., Ситар К.А. (2023). Способ проведения геолого-разведочных работ по выявлению новых месторождений нефти и газа и определения их границ в древних нефтегазоносных бассейнах. Патент RU 2811963.

Ступакова А.В. (2025). Методы поисков месторождений нефти и газа. 320 с.

Ступакова А.В., Хведчук И.И., Сауткин Р.С., Коробова Н.И., Сивкова Е.Д. (2019). Переформирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах (на примере залежей восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы). *Георесурсы*, 21(2), с. 31–41. DOI: 10.18599/grs.2019.2.31-41

Фролов С.В., Карношина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Крылов О.В., Ахманов Г.Г., Жукова Е.В. (2014). Север Восточной Сибири: Геология, нефтегазоносность, обстановки седиментации вендско-кембрийских формаций. Москва: ООО Геоинформмарк, 192 с.

Сведения об авторах

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Елизавета Андреевна Краснова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; старший научный сотрудник, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Анна Анатольевна Сулова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Михаил Евгеньевич Воронин – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Дарья Олеговна Смирнова – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 05.02.2025;

Принята к публикации 26.04.2025;

Опубликована 30.06.2025

Formation of Oil and Gas Fields in Ancient Petroleum Basins (Eastern Siberia)

R.S. Sautkin^{1*}, A.V. Stoupakova¹, E.A. Krasnova^{1,2}, A.A. Suslova¹, M.E. Voronin¹,
D.O. Smirnova¹, A.V. Mordasova¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Roman S. Sautkin, e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Abstract. The work is aimed at searching for new fields and forecasting the distribution of productive oil and gas-saturated formations in the Vendian-Cambrian deposits of Eastern Siberia. Since the anticlinal theory of hydrocarbon exploration has exhausted its potential in ancient petroleum basins, it is necessary to look for new approaches to forecasting oil and gas potential and mechanisms of fields. The authors used the classical approach of basin analysis developed by the founders of the Petroleum Geology Department of the Lomonosov Moscow State University, using modern research methods. For the main tectonic elements of the south of the Siberian platform, the thickness of eroded deposits was determined, one-dimensional (1D) geological models were constructed that determine the operating time of hydrocarbon systems, and an analysis of changes in the structural plan at all stages of geological development of the territory was performed. The obtained results are linked to each other to establish the time of formation of hydrocarbon deposits and the stages of their reformation and destruction due to changes in the structural plan. The second phase of generation of Proterozoic oil and gas source strata in the Mesozoic era is shown. Conclusions are made about the expansion of the Nepa-Botuobinskaya anticline by 50–100 km due to the inversion of the structural plan in the southeastern part, from the side of the Baikal folded region. Models of the formation of deposits for the Kurey syncline and the Nepa-Botuobinskaya anticline are created, the most promising areas for the development of the Srednebotuobinskoye field are identified and a new approach to searching for deposits in the south of the Siberian platform is proposed.

Keywords: erosion, centers of generation, structural rearrangements, paleodeposit

Acknowledgements

The authors express their gratitude to the reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work. The authors express their sincere gratitude to the editors of the scientific and technical journal “Georesursy” for their professionalism and attentive attitude to the authors’ manuscript.

Recommended citation: Sautkin R.S., Stoupakova A.V., Krasnova E.A., Suslova A.A., Voronin M.E., Smirnova D.O., Mordasova A.V. (2025). Formation of Oil and Gas Fields in Ancient Petroleum Basins (Eastern Siberia). *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 161–173. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.13>

References

- Ablya E.A. (2002). Oil composition and dynamics of hydrocarbon systems development. *Towards the creation of a general theory of oil and gas potential of the subsoil*. V. 1. Moscow: Moscow University, pp. 8–12. (In Russ.)
- Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. (2014). Oil source formations, oils and gases of the Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian platform. VNIGNI. (In Russ.)
- Boldushevskaya L.N., Fadeeva S.V., Goncharov I.V., Trushkov P.V., Samoylenko V.V., Veklich M.A., Krasilnikova N.B., Savchik D.M., Rudaya G.Yu., Turova A.B., Nikolaeva Yu.L. (2024). Petroleum Potential and Organic-Matter–Oil Correlation in the Rocks of the Upper Riphean Iremeken Formation in the Kamo Arch of the Baikite Anticline (Siberian Platform). *Russ. Geol. Geophys.*, 65(1), pp. 98–110. <https://doi.org/10.2113/RGG20234656>
- Brod I.O., Eremenko N.A. (1953). Fundamentals of oil and gas geology. Moscow: Moscow University, 338 p. (In Russ.)
- Egorova A.D. Modeling of zones of transitional saturation with hydrocarbons in heterogeneous reservoirs by combining petrophysical studies of core samples and interpretation of geophysical studies of wells (using carbonate and terrigenous sediments of the West Siberian and Timan-Pechora provinces as an example). Cand. Engin. Sci. Diss. 110 p. (In Russ.)
- Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Bakai E.A., Krylov O.V., Akhmanov G.G., Zhukova E.V. (2014). North of Eastern Siberia: Geology, oil and gas potential, sedimentation settings of Vendian-Cambrian formations. Moscow: Geoinformmark, 192 p. (In Russ.)
- Gabrielyants G.A. (2000). Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields. Moscow: Nedra, 587 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.A. (2009). Calculation of oil, gas and condensate reserves of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field. RN-KrasnoyarskNIPIneft. (In Russ.)
- Koronovsky N.V. (2024). Geology of Russia and adjacent territories. 2nd edition. 230 p. (In Russ.)
- Krasnova E.A., Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Korzun A.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A. (2024). Stable Isotope Ratios $\delta^{18}\text{O}$, $\delta^{13}\text{C}$ in Petroleum Geology Application. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 126–137. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.14>
- Nikishin A.M. (2021). Geology of Russia and adjacent territories. Part 2. Eastern Siberia, Far East, Eastern Arctic, Tethyan Belt., 562 pp. (In Russ.)
- Petersilye V.I., Potapov V.P., Belov Yu.Ya. (1981). Method for determining the coefficient of residual oil saturation. Patent SU800832. (In Russ.)
- Sakhibgareev R.S. (1989). Secondary changes in reservoirs during the formation and destruction of oil deposits. Leningrad: Nedra, 260 p. (In Russ.)
- Sautkin R.S., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Krasnova E.A., Voronin M.E., Zhirenko D.O. (2024). Processes of hydrocarbon deposits transformation affecting the forecast of oil and gas potential of the Siberian platform. *Lomonosov readings - 2024*. Moscow, pp. 52–56. (In Russ.)
- Sivkova E.D., Stoupakova A.V., Kalmykov A.G., Sautkin R.S., Bolshakova M.A. (2021). Pyrolytic data verification in potential assessment and catagenetic transformation of the Proterozoic low-carbon formations of eastern Siberia. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 56–66. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.5>
- Stoupakova A.V. (2025). Methods for prospecting for oil and gas deposits. 320 p. (In Russ.)
- Stoupakova A.V., Bakuev O.V., Zavyalova A.P., Suslova A.A., Nikishin V.A., Korobova N.I., Volyanskaya V.V., Chupakhina V.V., Zhelanova O.V., Sautkin R.S., Gilaei R.M., Agayan A.S., Kolesnikova T.O., Bolshakova M.A., Kurdina N.S., Krasnova E.A. (2024). Paleobasins. History of the

development of sedimentary basins and their oil and gas potential. Moscow: Nedra, 220 p. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Khvedchuk I.I., Sautkin R.S., Korobova N.I., Sivkova E.D. (2019). Reforming of deposits in ancient oil and gas basins (on the example of deposits of the Baikit antecline eastern slope of the Siberian Platform). *Georesury = Georesources*, 21(2), pp. 31–41. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.31-41>

Stoupakova A.V., Polyakov A.A., Sautkin R.S., Bogatyreva I.Ya., Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E., Volyanskaya V.V., Komissarov D.K., Suslova A.A., Osipov S.V., Lakeev V.G., Mordasova A.V., Lukashev R.V., Voronin M.E., Sitar K.A. (2023). Method for conducting geological exploration to identify new oil and gas deposits and determine their boundaries in ancient oil and gas basins. Patent RU 2811963. (In Russ.)

Valchak V.I., Evgrafov A.A., Goryunov N.A., Babintsev A.F. (2011). Geology and petroleum potential of Riphean reservoirs in the southwestern Siberian craton. *Russian Geology and geophysics*, 52(2), pp. 289–298. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2010.12.018>

About the Authors

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elizaveta A. Krasnova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mikhail E. Voronin – Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Daria O. Smirnova – Postgraduate Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 5 February 2025;
Accepted 26 April 2025; Published 30 June 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)