

УДК 550.8

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-2-80-86

СТАДИЙНОСТЬ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖИ БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Евгений Сергеевич Исаев¹, Роман Сергеевич Сауткин²,
Михаил Евгеньевич Воронин³, Артем Александрович Верещагин⁴**

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; e.isaev@oilmsu.ru, <https://istina.msu.ru/workers/354726101>

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; r.sautkin@oilmsu.ru, <https://istina.msu.ru/workers/1070293>

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; m.voronin@oilmsu.ru, <https://istina.msu.ru/workers/331411243>

⁴ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; veresh087@gmail.com

Аннотация. Среднеботубинское месторождение нефти уже давно ставит перед исследователями целый ряд вопросов, прежде всего о стадийности и условиях формирования залежей одного из ключевых горизонтов вендинского периода Восточной Сибири — ботубинского, так как он занимает обширную территорию в пределах Непско-Ботубинской антеклизы и характеризуется высокой продуктивностью. Ботубинский горизонт имеет стратегическое значение для нефтегазовой промышленности Российской Федерации, поскольку разработка месторождений, сосредоточенных в его пределах, позволяет обеспечить сырьем восточные области нашей страны и повысить ее экспортный потенциал в Азиатско-Тихоокеанском регионе. В статье рассматривается стадийность формирования залежей ботубинского горизонта, а также методический подход, основанный на методе палеоструктурных построений и анализе динамики структурных изменений.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Непско-Ботубинская антеклиза, палеоструктурные построения, Среднеботубинское месторождение, ботубинский горизонт

Для цитирования: Исаев Е.С., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Верещагин А.А. Стадийность формирования залежи ботубинского горизонта Среднеботубинского месторождения // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2025. № 2. С. 80–86.

THE STAGE OF FORMATION OF THE DEPOSITS OF THE BOTUOBINSKY HORIZON OF THE SREDNEBOTUOBINSKY FIELD

Evgeniy S. Isaev¹, Roman S. Sautkin², Mikhail E. Voronin³, Artem A. Vereshchagin⁴

¹ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; e.isaev@oilmsu.ru

² Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; r.sautkin@oilmsu.ru

³ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; m.voronin@oilmsu.ru

⁴ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; veresh087@gmail.com

Abstract. The Srednebotubinskoye oil field has long posed a number of questions to researchers, primarily questions about the stages and conditions of formation of deposits of one of the main horizons of the Vendian period in Eastern Siberia — Botubinsky, since it occupies a vast territory within the Nepsko-Botubinskaya antecline, is characterized by high productivity. Botubinsky horizon is of strategic importance for the oil and gas industry of the Russian Federation, since the development of fields concentrated within its limits allows us to provide raw materials to the eastern regions of our country and increase its export potential in the Asia-Pacific region. The article considers the stages of formation of deposits of the Botubinsky horizon, as well as a methodological approach based on the method of paleostructural constructions and analysis of the dynamics of structural changes.

Keywords: Siberian platform, Nepsko-Botubinskaya antecline, paleostructural structures, Srednebotubinskoye deposit, Botubinsky horizon

For citation: Isaev E.S., Sautkin R.S., Voronin M.E., Vereshchagin A.A. The stage of formation of the deposits of the botubinsky horizon of the srednebotubinsky field. *Moscow University Geol. Bull.* 2025; 2: 80–86. (In Russ.).

Введение. Среднеботубинское месторождение — это природное скопление нефти, газа и газового конденсата, расположенное на территории Республики Саха (Якутия) в 112 км на юго-запад от города Мирный. Месторождение было открыто в 1970 г. при бурении параметрической скважины

Сбт-1 [Конторович, 2009], которая дала промышленные притоки газа из отложений венда (V) и кембрия (€). В геологическом строении Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) принимают участие метаморфические образования архей-протерозойского возраста, осадочные породы

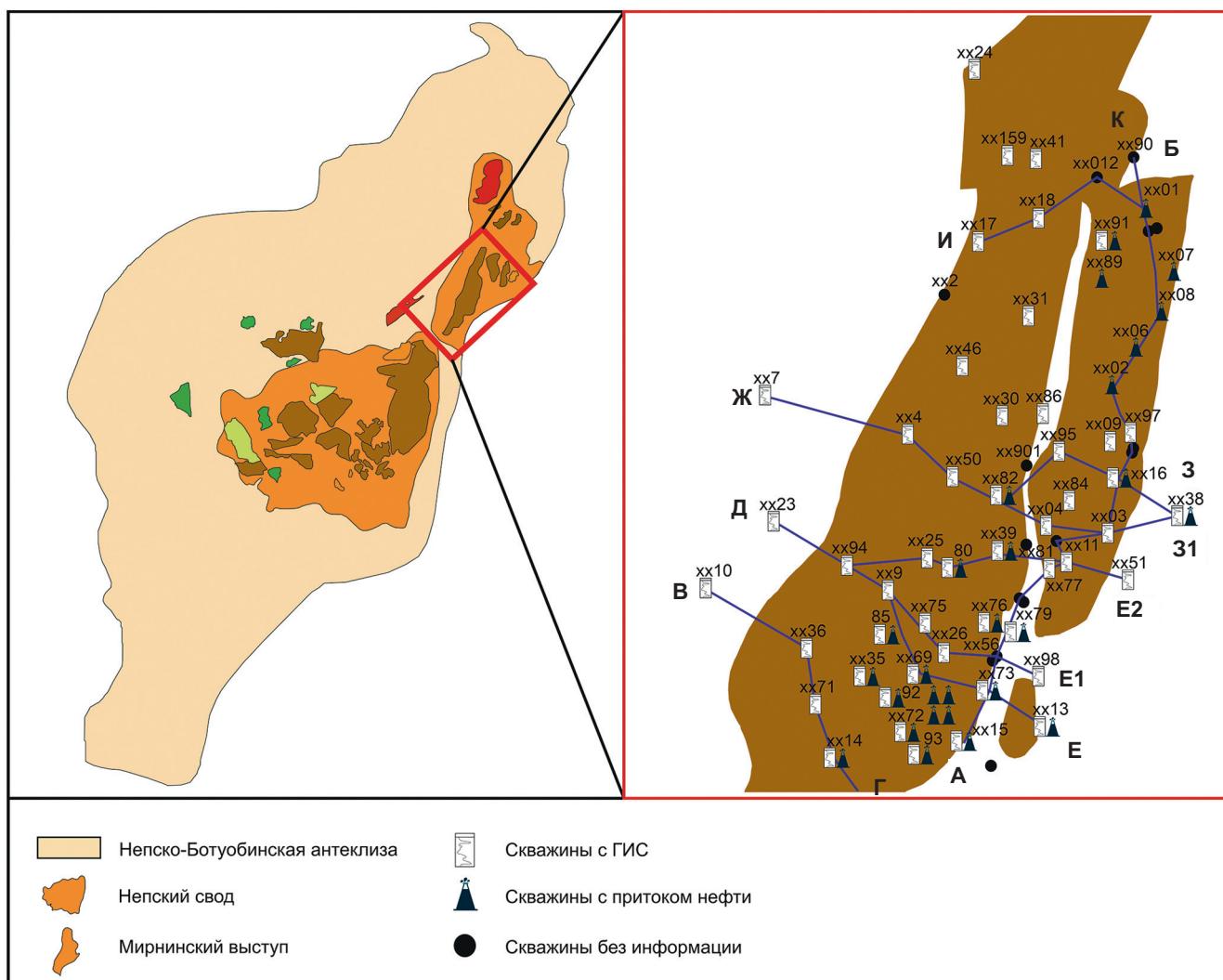


Рис. 1. Принципиальная схема Среднеботубинского месторождения, положения скважин и линий профилей

протерозойского, палеозойского и мезозойского возрастов, а также интрузивные образования пермско-триасовой формации, представленные пластовыми и полого-секущими телами траппов [Мишин, Мурзов, 2010]. В тектоническом плане месторождение находится в центральной части Мирнинского выступа Непско-Ботубинской антеклизы и приурочено к одноименной кулисообразной антиклинальной структуре III-го порядка. Важной чертой Среднеботубинского НГКМ является наличие блоковой тектоники. Выявленные разрывные нарушения обладают северо-восточным простиранием и делят месторождение на крупные тектонические блоки, которые, в свою очередь осложнены более мелкими разломами [Исаев и др., 2024]. При разработке месторождения наблюдается недонасыщенность коллекторов в южной части восточного крыла. При опробовании наблюдается приток пластовой воды с пленкой углеводородов. Данные неоднородности вызывают необходимость изучения стадийности формирования месторождения и реконструкции его палеоструктурного положения на время прихода углеводородов (рис. 1).

Методика исследования. Палеоструктурные реконструкции — это метод восстановления структурно-тектонической истории региона, который заключается в построении 3D палеоструктурных карт и/или 2D палеопрофилей для выбранных интервалов геологического времени с целью восстановления изменения структурного плана во времени, подготовки территории для начала геолого-разведывательных работ и прогноза нефтегазоносности исследуемого района [Быстрова, Смирнова, 2019].

Палеоструктурные построения позволяют моделировать структурное положение пластов во время прихода углеводородов, тем самым возможен прогноз зон нефтегазонакопления в пределах объекта исследования: зоны лучших притоков по скважинным данным соответствуют зоне наложения современных и древних антиклиналей, не подвергшихся существенному изменению структурного плана.

Методика включает два этапа: 1) построение палеоструктурного плана залежи (2D палеореконструкции) на основные, уверенно прослеживающиеся по сейсмическим данным реперные горизонты

	Well	X	Y	J1 uk	Cm2 br	Cm2 mt		Cm1 nb	Cm1 bl1	V bk1	V krs
1	Сбт 23	Координаты		0	14	73	Другие гор-ты		1077	1903	1912
2	Сбт 94			0	20	123			1112	1932	1946
3	Сбт 9			0	17	103			1083	1909	1934
4	Сбт 69			0	16	107			1157	1890	1919
5	Сбт 73			0	41	128			1143	1894	1913
6	Сбт 13			0	43	184			1175	1926	1941
45	Сбт 77			0	24	201			1175	1904	1935

Рис. 2. Стратиграфические разбивки для загрузки в ПО, по [Конторович и др., 2007]

(в нашем случае — отложения среднекембрийского возраста) и 2) сопоставление современного и палеоструктурного планов для дальнейшего поиска скоплений УВ.

Преимуществом метода построения палеопрофилей является наглядность и простота в отображении палеотектонической истории изучаемых структур. Крайне важно правильно выбрать направление профиля, максимально отражающее геологическое строение объекта исследования.

Все палеореконструкции были построены в автоматизированном режиме с помощью модуля «Построение палеопрофилей и схемы вертикальных движений», разработанного в МГУ имени М.В. Ломоносова и встроенного в ПК «РН — ГЕОСИМ». Общий алгоритм работы следующий:

1. Сбор и систематизация всех доступных и необходимых данных для построения палеопрофилей (координаты местонахождения скважины и ее номер, стратиграфические отбивки горизонтов и данные о литологии). На данном этапе была собрана необходимая информация (координаты и стратиграфические отбивки горизонтов) более чем по 45-ти скважинам и загружена в программу Excel (рис. 2).

2. Построение палеопрофилей. На этом этапе был задан временной интервал для построения палеопрофилей (какие именно горизонты интересуют пользователя), далее программа построила серию палеопрофилей, отражающих эволюцию разреза во времени, которые при необходимости корректируются пользователем (рис. 3).

Результаты исследования. В процессе работы построено 8 2D палеопрофилей: 1 субмеридианальный (линия А-Б) и 7 субширотных (В-Г, Д-Е, Д-Е1, Д-Е2, Ж-З, Ж-31).

Субмеридианальный профиль А-Б (рис. 4), пересекающий Среднебутовинское месторождение с юга на северо-восток, проходит через скважины № XX15, XX73, XX53, XX79, XX78, XX81, XX11, XX83, XX03, XX16, XX97, XX2, XX06, XX08, XX01, XX90. В современном структурном плане профиль характеризуется преимущественно пологой моноклиналью, за исключением участка между скважинами XX78 и XX11, где наблюдается депрессионная зона. Палеоструктурный план среднего кембрия демонстрирует более сложное строение с чередованием синклиналей и антиклиналей.

Субширотные профили позволили детализировать строение месторождения. Первый профиль,

В-Г (рис. 5, а) проходит через скважины № XX10, XX36, XX71, XX14, XX29. В отличие от современной моноклинальной структуры, в среднем кембрии наблюдалась положительная структура в районе скважины № XX14.

Профили Д-Е и Д-Е1 (рис. 5, б, в) прослеживают изменения структурного плана в юго-восточном направлении. В современном рельфе они практически идентичны; в среднекембрийское время фиксируются различия в развитии положительной структуры, берущей начало в районе скважины № XX9, однако по профилю Д-Е1 после скважины № XX53 положительная структура начинает идти на спад, в то время как по профилю Д-Е в районе скважин № XX73 и № XX13 антиклинальная складка продолжает набирать свою амплитуду.

Среднекембрийские отложения четвертого профиля субширотной ориентировки Д-Е2 (рис. 5, г) имеют моноклинальное залегание с пологим поднятием на восток, в то время как современный структурный план характеризуется более складчатым строением — чередованием синклинальных и антиклинальных структур.

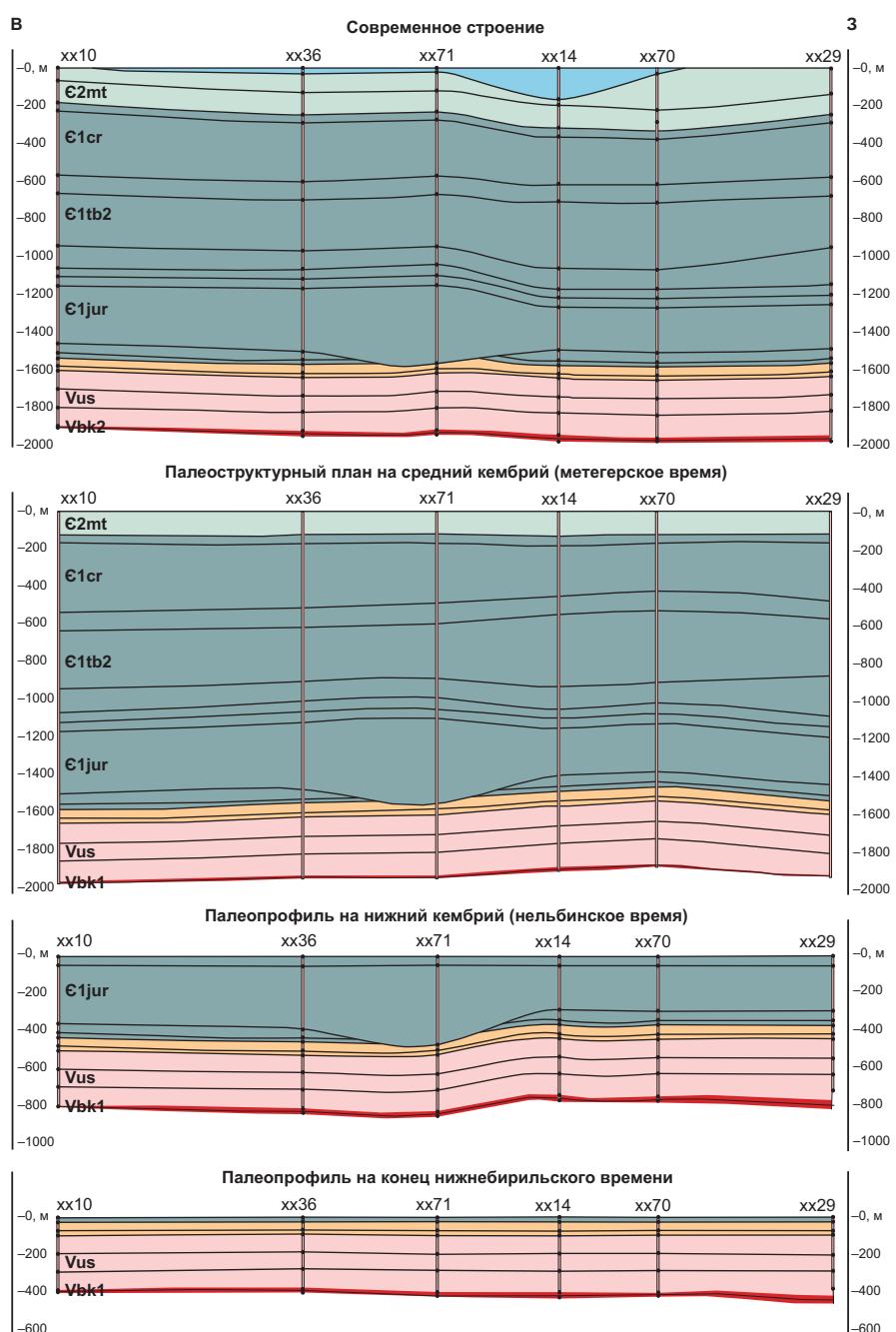
Пятый и шестой субширотные профили Ж-З и Ж-31 (рис. 5, д, е) проходят с запада на юго-восток через скважины № XX7, XX4, XX50, XX82, XX95, XX16, XX50, XX04, XX03, XX38.

Современный и палеоструктурный планы профиля Ж-З практически идентичны друг другу (за исключением района скв. № 4) и представляет собой закономерное чередование погружений и поднятий разной мощности. Современный структурный план профиля Ж-31 представляет собой маломощное длинное пологое поднятие, в то время как в среднем кембрии прослеживается положительная ступенеобразная структура.

Седьмой профиль И-К, проходит через скважины № XX17, XX18, XX012, XX001 с юго-запада на северо-восток (рис. 6). Среднекембрийский палеоплан данного профиля представляет собой полого поднимающуюся структуру. На современном плане проглядывается та же самая палеоструктура, претерпевшая инверсию во всех направлениях.

Построение палеопрофилей позволило реконструировать геологическую историю района и выявить зоны, благоприятные для формирования углеводородных залежей, а также зоны, перспективные для дальнейшего эксплуатационного бурения в исследуемом районе. На основе анализа

Рис. 3. Результаты построения палеопрофилей в модуле «Построение палеопрофилей и схемы вертикальных движений»



палеоструктурных планов была составлена принципиальная схема расположения предполагаемых палеозалежей (рис. 7).

Схема наглядно демонстрирует наличие ряда локальных поднятий, которые уже к началу среднекембрийского времени могли служить ловушками для углеводородов. Эти поднятия представляли собой зоны потенциального скопления углеводородов, мигрировавших из более глубоких горизонтов или из совершенно иных тектонических структур. Результаты проведенного 1D моделирования (рис. 8) в Предпатомском прогибе позволили сделать предположения, что рифейские нефтегазоматеринские толщи вошли в главную зону нефтеобразования (ГЗН) в позднем рифее. Пик нефтеобразования и наиболее благоприятные условия для генерации углеводородов приходится на раннеевендинское



Притоки в скважинах - нефть/газ/вода

Рис. 4. Современный и палеоструктурный планы по линии А-Б (см. рис. 1)

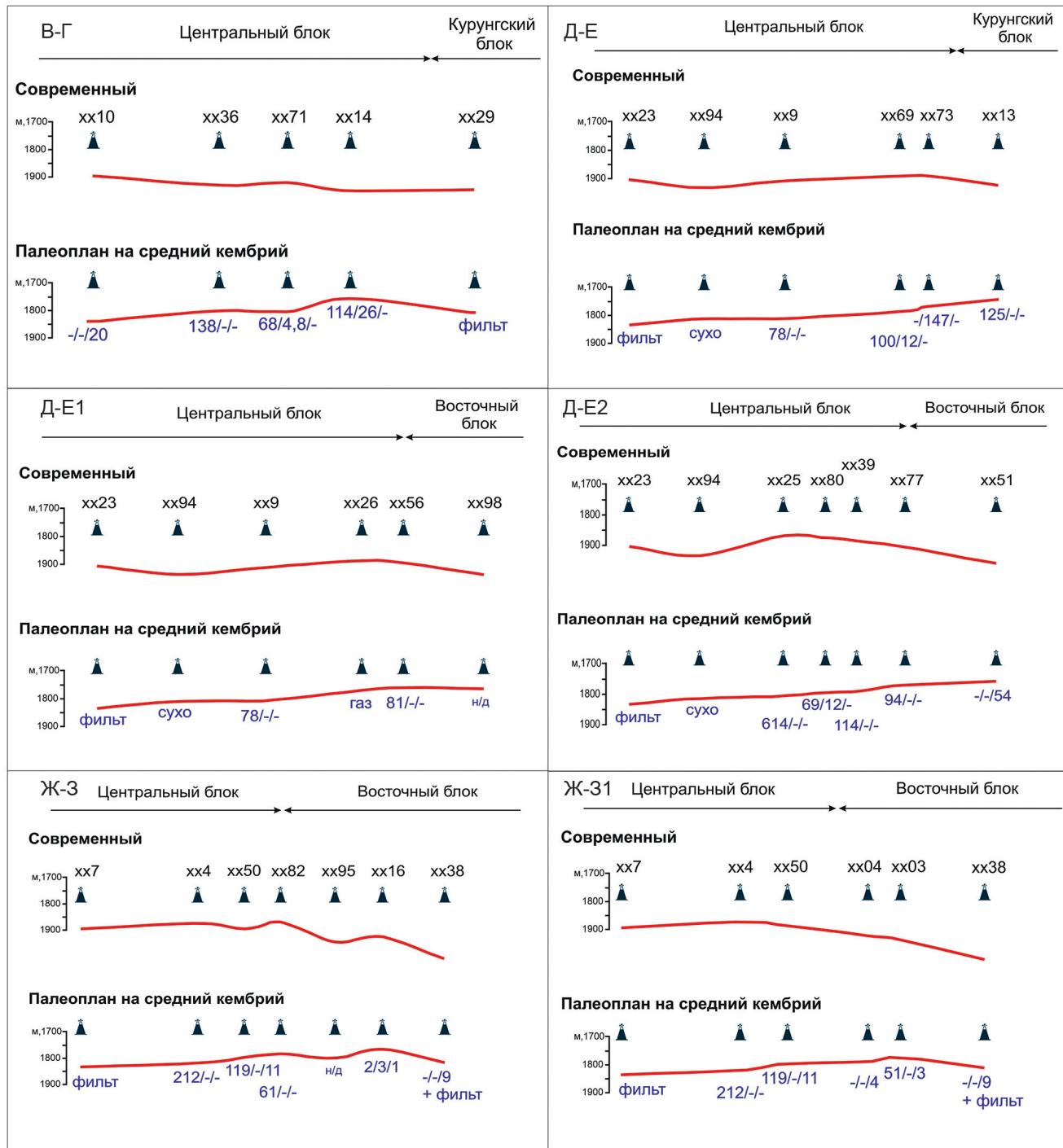


Рис. 5. Современные и палеоструктурные профили по линиям В-Г, Д-Е, Д-Е1, Д-Е2, Ж-3, Ж-31 (см. рис. 1). Под скважинами указана информация о притоках: нефть/газ/вода

время, а к поздневенденскому времени благодаря значительному погружению и прогреву рифейских толщ, полностью выработали свой генерационный потенциал. Вендинские НГМТ вступили в ГЗН в позднем кембрии — ордовике и продолжали погружаться вплоть до девонского периода, где в условиях максимального погружения достигли главной зоны конденсатообразования (ГЗК) и начальной стадии главной зоны газообразования (ГЗГ) ($МК_{4-5}$), затем вновь поднялись из-за активации тектонических движений и перестали генерировать УВ. Окончательное погружение и вхождение в ГЗГ ($МК_5-АК_1$)

произошло в мезозойское время и прекратилось в кайнозойское время при альпийском этапе тектоногенеза.

В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы (Мирнинский выступ) вендинские НГМТ вошли в ГЗН в мезозойское время, но не оказали существенного влияния на формирование месторождений.

Идентификация подобных палеозалежей имеет важное значение для прогнозирования нефтегазоносности, поскольку позволяет оценить потенциал формирования и сохранности древних углеводородных скоплений, которые непосредственно

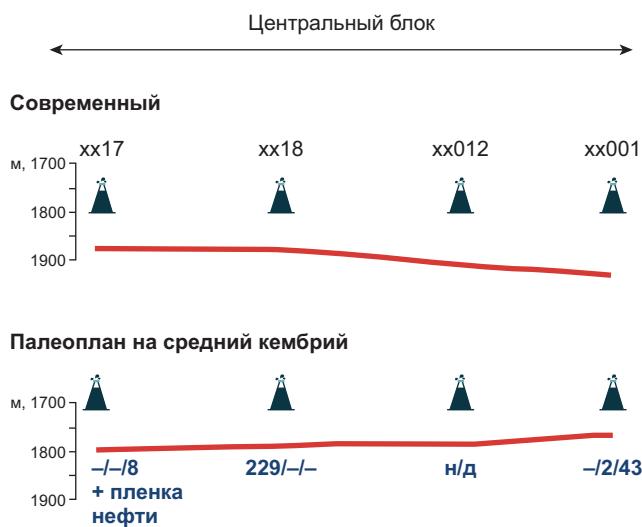


Рис. 6. Современный и палеоструктурный профили по линии И-К (см. рис. 1)

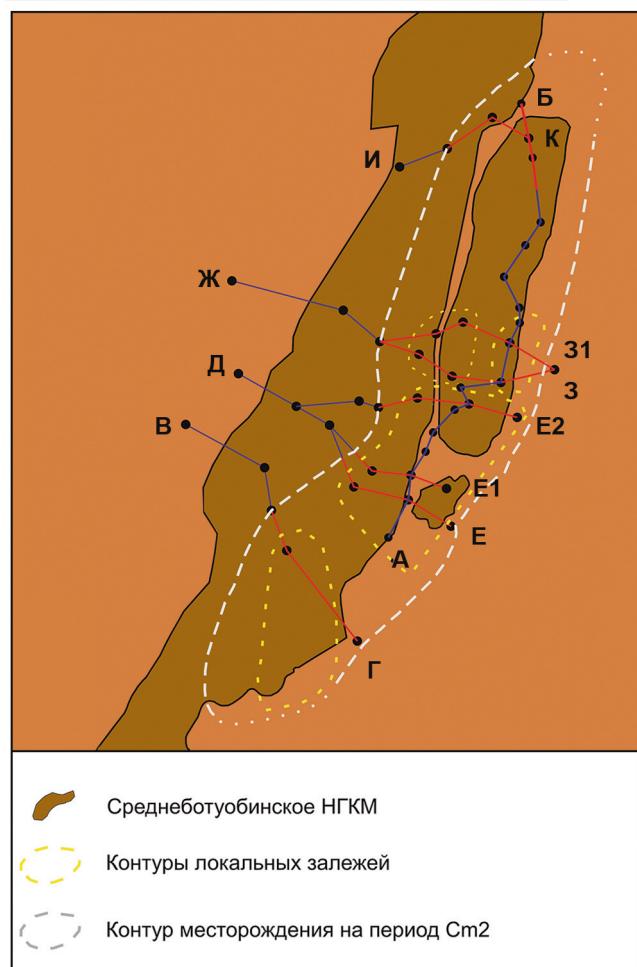


Рис. 7. Принципиальная схема расположения палеозалежей на территории Среднеботуобинского НГКМ

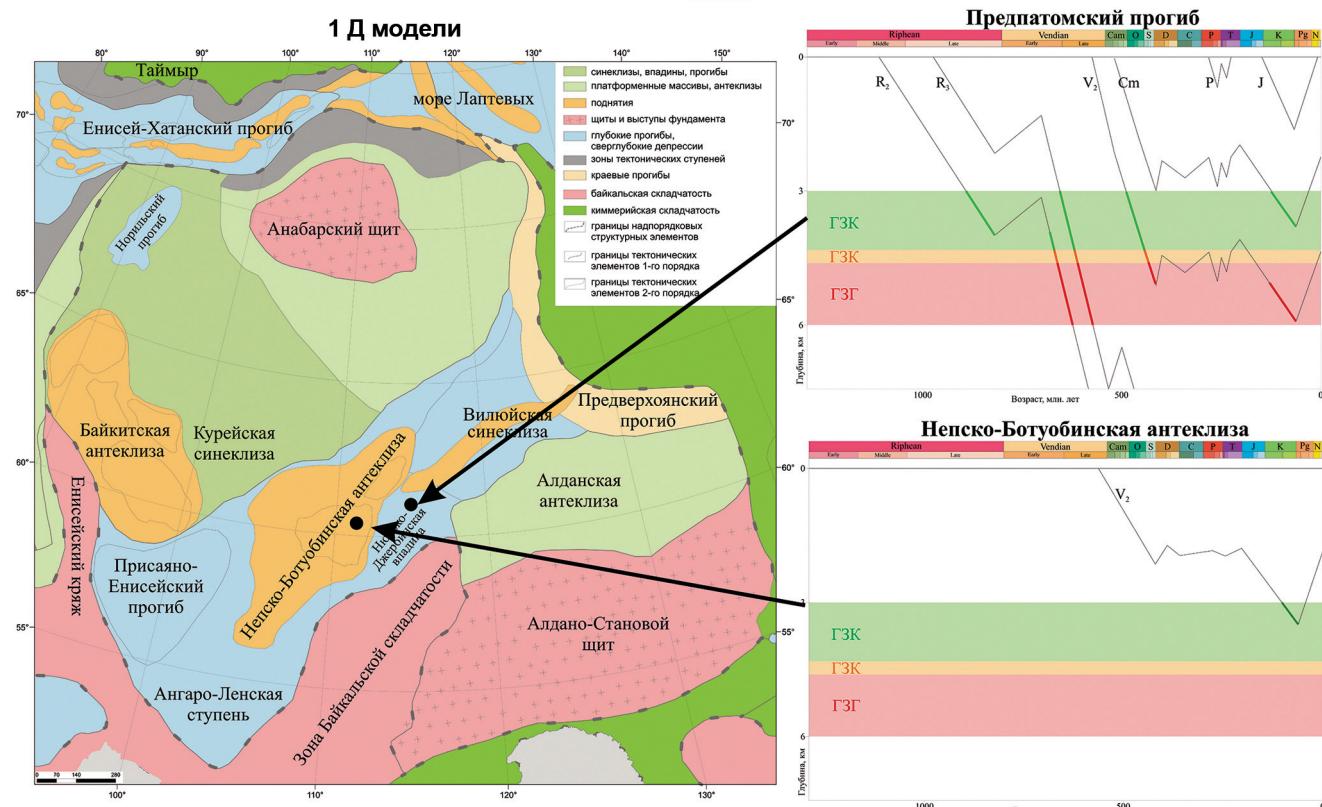


Рис. 8. Результат 1Д бассейнового моделирования в основных тектонических элементах юга Сибирской платформы [Сауткин и др., 2024]

могут указывать на наличие погребенных и/или неструктурных ловушек. Также на приведенных выше рисунках и схемах отчетливо видно несовпадение древних и современных структурных планов. Это так называемый «феномен» смещения залежей, который можно объяснить фактором многофазности тектонических движений — Непско-Ботуобинская антеклиза испытывала несколько фаз поднятий и опусканий, что приводило к формированию разломов разных направлений и переформированию уже существующих залежей, что отвечает типам структурных ловушек и признакам их наличия [Ступакова и др., 2023].

Выводы. Анализ палеопрофилей, построенных по месторождению, демонстрирует существенные изменения структурного плана от среднекембрийского до настоящего времени:

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Быстрова И.В., Смирнова Т.С. Роль палеоструктурных реконструкций в нефтегазовой отрасли // Ученые записки Крымского федерального университета имени В.И. Вернадского // География. Геология. Т. 5 (71), № 2. 2019. С. 255–271.

Исаев Е.С., Сауткин Р.С., Воронин М.Е. и др. Модель формирования вендинской залежи Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (Восточная Сибирь) // Ломоносовские чтения. Геология. М., 2024. С. 24–28.

Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Суслова А.А. и др. Процессы переформирования месторождений углеводородов, влияющие на прогноз нефтегазоносности сибирской платформы // Ломоносовские чтения. Геология. М., 2024. С. 52–56.

Ступакова А.В., Поляков А.А., Малышев Н.А. и др. Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 2. С. 5–21.

1. Месторождение претерпело значительные тектонические преобразования относительно среднекембрийского времени, о чем свидетельствует разница в строении современных и палеоструктурных планов;

2. Наиболее перспективные участки соответствуют зонам антиклинальных поднятий палео- и современного структурных планов.

Полученные данные указывают на необходимость комплексного анализа тектонической и геологической истории месторождения для прогнозирования ловушек углеводородов и оценки перспектив развития нефтегазоносности. Особое внимание следует уделить зонам с наиболее интенсивными тектоническими деформациями, где могли сформироваться благоприятные условия для скопления углеводородов и остаться «запечатанные» залежи.

ФОНДОВАЯ

Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах центрального блока и Курунгского лицензионного участка. Красноярск, 2009.

Конторович А.Э., Конторович А.А., Хабаров Е.М. Отчет по договору № 405-20 на тему: «Создание трехмерных геологической и геодинамической моделей Среднеботуобинского месторождения и анализ достижимых КИН». Красноярск, 2007.

Мишин О.Ф., Мурзов А.И. Отчет на тему: «Геологическое строение верхней части разреза центрального блока Среднеботуобинского месторождения, прогноз поведения и свойств траповых тел и надтраповых отложений. Выявление объектов, перспективных для обнаружения подземных вод для целей ППД, технологических процессов подготовки нефти, утилизации сточных вод и буровых растворов». Красноярск, 2010.

Статья поступила в редакцию 18.10.2024,
одобрена после рецензирования 30.10.2024,
принята к публикации 23.05.2025