

Тектоническая история развития Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных (история тектонического развития)

Горбунов П.А.¹, Лебедев М.В.¹, Яневиц Р.Б.¹, Фищенко А.Н.¹, Дорохов А.Р.², Абрашов В.Н.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия
pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Настоящая статья продолжает цикл работ, посвященных палеотектонике Берегового месторождения (ЯНАО). В статье приведены результаты изучения истории тектонического развития месторождения.

Материалы и методы

Материалы: результаты структурной интерпретации куба сейсмических данных Берегового нефтегазоконденсатного месторождения, включая результаты структурных построений по самому верхнему отражающему горизонту Э.

Методы: анализ карт мощностей по методике В.Б. Неймана.

Ключевые слова

Западная Сибирь, Береговое месторождение, тектоника, палеотектонический анализ, отражающий горизонт Э

Для цитирования

Горбунов П.А., Лебедев М.В., Яневиц Р.Б., Фищенко А.Н., Дорохов А.Р., Абрашов В.Н. Тектоническая история развития Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных (история тектонического развития) // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. **–**. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-**-**

Поступила в редакцию: 06.07.2021

GEOLOGY

UDC 551.24, 553.98 | Original Paper

Tectonic history of Beregovoye oil and gas field from the point of view of new geological and geophysical data (history of tectonic development)

Gorbunov P.A.¹, Lebedev M.V.¹, Yanevits R.B.¹, Fishenko A.N.¹, Dorohov A.R.², Abrashov V.N.²

¹"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, ²"Sibneftegas" JSC, New Urengoy, Russia
pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

This article continues the cycle of studies devoted to the paleotectonics of the Beregovoye field (Yamalo-Nenets Autonomous District). The article presents the results of studying the history of tectonic development of the field.

Materials and methods

Materials: the results of the structural interpretation of the seismic volume of the Beregovoye oil and gas field, including the results of structural mapping for the uppermost reflecting horizon E.

Methods: analysis of power maps according to the method of V.B. Neiman.

Key words

Western Siberia, Beregovoye oil and gas field, tectonics, paleotectonic analysis, reflecting horizon E

For citation

Gorbunov P.A., Lebedev M.V., Yanevits R.B., Fishenko A.N., Dorohov A.R., Abrashov V.N. Tectonic history of Beregovoye oil and gas field from the point of view of new geological and geophysical data (the history of tectonic development). Oil Gas, 2021, issue 4, P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-**-**

Received: 06.07.2021

Введение

Актуальность восстановления тектонической истории крупных ловушек нефти и газа на севере Западной Сибири сомнений не вызывает [3–5]. В данных работах было показано, что их заложение произошло в постмеловое (кайнозойское) время. Авторами настоящей работы был выполнен цикл

исследований, целью которого была дальнейшая детализация указанных представлений. В качестве объекта исследований была выбрана Береговая структурная ловушка, расположенная в пределах Хадырьяхинской моноклинали — крупной структуры II порядка, входящей в состав Надым-Тазовской синеклизы. Одним из оснований для этого

стало получение в ее пределах современных сейсмических данных 3D.

Первая статья была посвящена описанию сейсмогеологического разреза объекта исследования [2]. Были прослежены отражающие горизонты А (кровля доюрского комплекса), Т₄ (кровля нижнекотуртинской подсвиты), Т (кровля тюменской

свиты), Б (кровля баженовской свиты, НБТ₁₀ (кровля пласта БТ₁₀), М' (низы покурской свиты), Г (кровля покурской свиты), Э (кровля ирбитской свиты — люлинворского горизонта). В результате были закартированы распределения мощностей семи сейсмостратонов юрского, мелового, палеогенового возрастов, ставшие основой для палеотектонических реконструкций. Основным результатом этой части работы было прослеживание отражения Э, отождествляемого с кровлей люлинворского горизонта, что стало возможно благодаря качественной переобработке сейсмических данных. Этот дополнительный отражающий горизонт, прослеженный в самой верхней части разреза, позволяет уточнить историю тектонического развития Береговой структуры на самых последних стадиях ее формирования. А это, в свою очередь, дает возможность существенно уточнить историю нефтегенеза в регионе.

Данная статья продолжает цикл работ, посвященных результатам проведения палеотектонических реконструкций в пределах Берегового месторождения. Цель ее — описание структурных планов Берегового поднятия по различным стратиграфическим уровням, а также описание истории его формирования, которая была восстановлена путем последовательного анализа мощностей упомянутых выше сейсмостратонов.

Характеристика структурных планов

Структурный анализ проводился на основе структурных карт (рис. 1), построенных путем комплексирования сейсморазведочных данных (прослеженные отражающие горизонты) и данных глубокого бурения (скважинные разбивки).

Отражающий горизонт А. На структурном плане кровли доюрского комплекса (рис. 1а) выделяются все основные структурные элементы, отображенные на региональной тектонической схеме района работ [2]. Центральную часть площади работ занимает Вэнтонский структурный нос размером 35×25 км, амплитудой около 150 м, осложненный множеством локальных положительных и отрицательных структурных форм размером в среднем 2–5×1–4 км и амплитудой 10–30 м. В его пределах выделяются три узких линейных прогиба, осложненных кулисообразными разрывными нарушениями, вероятно, сдвиговой природы. В северо-восточной части площади выявлены локальные структурные осложнения, соответствующие Северо-Часельскому поднятию. Разделяет их Восточно-Вэнтонский малый прогиб — сложно построенная отрицательная структура, осложненная многочисленными положительными и отрицательными малыми формами. Глубины залегания горизонта — 4 900–5 400 м, перепад глубин 500 м.

Отражающий горизонт Т₄. Структурный план кровли нижнекотухтинской подсвиты (рис. 1б) в целом конформен структурному плану кровли доюрского комплекса. Глубины ее залегания — 4 400–4 840 м, перепад глубин — 440 м.

Отражающий горизонт Т. Структурный план кровли тюменской свиты (рис. 1в) в целом конформен структурному плану опорного ОГ Б, который далее будет описан более подробно. Глубины залегания горизонта — 3 460–3 880 м, перепад глубин — 420 м.

Отражающий горизонт Б. Кровля баженовской свиты (рис. 1г) является одной из опорных стратиграфических и сейсмических границ в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне. Именно по ней ранее выполненные структурные построения были использованы как основа для тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла, фрагмент которой приведен в [2]. В пределах Вэнтонского структурного носа выделяются:

- слабоконтрастное локальное поднятие Геологическое I, оконтуренное изогипсой — 3 325 м с размерами 8×3,5 км и амплитудой около 15 м;
- слабоконтрастное локальное поднятие Геологическое II, оконтуренное изогипсой — 3 320 м с размерами 10×4 км и амплитудой около 15 м;
- слабоконтрастное локальное поднятие, расположенное к восток-северо-востоку от структуры Геологическая I и условно названное Геологическое III, замыкающееся по изогипсе — 3 330 м с размерами 9,5×8,5 км и амплитудой около 15 м.

Северо-Часельское поднятие, сводовая часть которого расположена гипсометрически вышеописанных структурных форм, надежно выделяется по 2D сейсмическим данным. Северо-Часельское поднятие и Вэнтонский структурный нос разделены малоамплитудным (около 10 м) Восточно-Вэнтонским малым прогибом.

В северо-западной части площади еще закартированы фрагменты прогибов, осложненных кулисообразными разрывными нарушениями, которые были отмечены при описании структурного плана по горизонту А.

Глубины залегания горизонта — 3 270–3 640 м, перепад глубин — 370 м.

Отражающий горизонт НБТ₁₀. Структурный план по кровле пласта БТ₁₀ уже значительно отличается от структурных планов подстилающих отложений (рис. 1д). По данному уровню в пределах центральной части площади начинает обособляться поднятие III порядка, которое можно условно называть Геологическим. Поднятие слабоконтрастное, осложнено большим количеством более мелких положительных и отрицательных структурных форм. От соседних положительных структур отделено малоамплитудными локальными прогибами.

Глубины залегания горизонта — 2 880–3 280 м, перепад глубин — 400 м.

Отражающий горизонт М'. Структурный план по маркирующей углито-глинистой пачке в нижней части покурской свиты (рис. 1е) еще больше отличается от структурного плана по горизонту Б. В западной части карты по изогипсе — 1 965 м надежно картируется Геологическое поднятие III порядка весьма сложной формы размерами 29×16 км и амплитудой около 20 м. От расположенного гипсометрически выше Северо-Часельского поднятия оно отделяется обширной (около 15 км) малоамплитудной прогнутой зоной. Закартированное по горизонту Б локальное поднятие Геологическое I на рассматриваемой поверхности отражено как структурный нос, осложняющий восточный борт описываемой структуры, локальное поднятие Геологическое II — как южное структурное осложнение — спутник.

Глубины залегания горизонта — 1 910–2 030 м, перепад глубин — 120 м.

Отражающий горизонт Г. Основным структурным элементом рассматриваемой площади по кровле покурской свиты (рис. 1ж) является Геологическое поднятие, оконтуренное изогипсой — 1 230 м и имеющее размеры 40×33 км, амплитуду около 40 м. От расположенного гипсометрически ниже Северо-Часельского поднятия оно отделено узким прогибом. Ранее описанные локальные структурные формы на рассматриваемой поверхности практически не выделяются.

Глубины залегания горизонта — 1 180–1 290 м, перепад глубин — 110 м.

Отражающий горизонт Э. Отражение от кровли ирбитской свиты (рис. 1з) является первым от дневной поверхности, которое удалось проследить на рассматриваемой площади посредством имеющихся модификаций сейсмического метода. Анализ морфологии этой границы имеет значение для понимания истории тектонического развития осадочного чехла. Из рисунка 1 следует, что структурный план горизонта в юго-западной части конформен кровле покурской свиты. На северо-западе по ОГ Э наблюдается сочленение Геологического и Часельского поднятий. Глубины залегания горизонта — 170–270 м, перепад глубин — 100 м.

Описанные результаты структурных построений легли в основу палеотектонического анализа, основными задачами которого являются [6]:

- реконструкция истории тектонического развития осадочного бассейна;
- анализ развития структурных планов продуктивных отложений.

Палеотектонический анализ осадочного чехла изучаемой площади был выполнен в соответствии с подходом, рекомендованным В.Б. Нейманом [6]. Указанный подход предполагает отдельный анализ:

- карт мощностей стратиграфических подразделений, позволяющий восстановить историю тектонических движений, приведших к образованию осадочного чехла;
- палеоструктурных карт стратиграфических границ в различные моменты геологического времени.

Последовательный анализ указанных карт позволяет восстановить, во-первых, историю формирования современных структурных планов, а во-вторых, оценить структурные формы продуктивных отложений в период главной фазы нефтеобразования.

В настоящей статье изложены результаты решения первой из поставленных задач. Решению второй задачи будет посвящена заключительная статья цикла.

История тектонического развития

Схема изопакит интервала А-Т₄ отражает палеогеоморфологию эрозионной поверхности доюрского комплекса к концу формирования нижнекотухтинской подсвиты (рис. 1и). Из нее следует, что Вэнтонский структурный нос является структурой древнего заложения. Уже в самом начале своего формирования он был осложнен многочисленными положительными и отрицательными малыми структурными формами. Анализ карты изопакит также показывает, что секущие его узкие линейные прогибы были заложены в самый начальный этап развития осадочного чехла. Северо-Часельское поднятие

на рассматриваемой схеме выглядит как неотчетливая слабоконтрастная приподнятая зона. Восточно-Вэнтойский малый прогиб был сформирован уже в раннеюрское время.

Схема изопакит интервала T_4 -Т отражает палеогеоморфологию кровли нижнекотухтинской подсвиты к концу формирования тюменской свиты (рис. 1к). Главной особенностью рассматриваемого этапа является более интенсивное погружение всей северо-западной части рассматриваемой территории. Наиболее приподнятая область по-прежнему находилась на юго-востоке.

Схема изопакит интервала Т-Б содержит информацию об особенностях тектонического режима рассматриваемой территории в позднеюрское время (рис. 1л). Распределение мощностей свидетельствует о существенном изменении характера тектонических подвижек. Так, основной областью прогибания стала южная часть территории. В северо-западной части депрессионные зоны связаны только с северными оконечностями линейных прогибов. Северо-восточная часть изучаемой территории в целом представляла собой область палеоподнятия. Слабоконтрастные положительные структуры сложной формы развивались и в центральной части площади.

Схема изопакит интервала Б-НБТ₁₀ характеризует особенности тектонического развития территории в мегионское время (рис. 1м). В этот период вся центральная часть изучаемой территории развивалась как крупное Геологическое палеоподнятие, осложненное многочисленными малыми отрицательными формами север-северо-восточного и северо-западного простирания. Зоны прогибания были на западе, севере, востоке и юго-востоке площади.

Схема изопакит интервала НБТ₁₀-М' интерпретирована как палеоструктурная карта кровли пласта БТ₁₀ в раннепокурское время (рис. 1н). Данный палеоструктурный план весьма напоминает палеоструктурные планы раннесреднеюрского времени. Вэнтойский структурный нос вновь стал основным положительным элементом в структурном плане рассматриваемой площади. Северо-Часельское поднятие в мощностях описываемого стратона проявлено как контрастная зона пониженных мощностей. Восточно-Вэнтойский прогиб также проявлен как слабоконтрастная отрицательная структура сложного строения.

Схема изопакит интервала М'-Г свидетельствует о том, что в покурское время произошла первая кардинальная перестройка (инверсия) тектонического режима рассматриваемой территории (рис. 1о). Область современного Вэнтойского структурного носа в этот период стала развиваться как обширная депрессия, осложненная большим количеством малых положительных и отрицательных структурных форм. Северо-восточная часть площади работ, включающая Северо-Часельское поднятие, продолжала развиваться как относительно приподнятая зона.

Схема изопакит интервала Г-Э отражает тектонические особенности развития территории в позднем мелу и палеоцен-эоцене (рис. 1п). На схеме область современного Вэнтойского структурного носа по-прежнему развивалась как обширная депрессия, осложненная большим

количеством малых положительных и отрицательных структурных форм. Южная и западная окраины изучаемой площади представляли собой палеоподнятия, возникшие в результате тектонической инверсии.

Суммарные постэоценовые тектонические деформации отражает **структурная карта по горизонту Э** (рис. 1р). В этот период произошла еще одна кардинальная перестройка тектонического режима рассматриваемой части бассейна. Во-первых, было полностью сформировано Геологическое поднятие. Во-вторых, окончательно сформированы контуры Северо-Часельского поднятия. В-третьих, южная и западная части площади развивались как отрицательные структурные элементы.

Итоги

Проведенный анализ структурных карт показал следующее:

- основным элементом структурного плана отражающих горизонтов А, T_4 , Т, Б, НБТ₁₀ является Вэнтойский структурный нос, осложненный многочисленными положительными и отрицательными элементами меньшего порядка. Перепад высот по этим горизонтам составляет 370–500 м: 500 м по А, 440 м по T_4 , 420 м по Т, 370 м по Б, 400 м по НБТ₁₀;
- системы разломов, вероятно, порожденные сдвиговыми движениями, прослеживаются только между горизонтами А и Б, выше они затухают. Это говорит о том, что сдвиговые деформации осадочный чехол объекта испытывал только в юре;
- основным элементом структурного плана отражающих горизонтов М', Г, Э является Геологическое поднятие, также осложненное многочисленными положительными и отрицательными элементами более высокого порядка. По горизонту Г оно более контрастное и моноклитное, чем по горизонту М', по горизонту Э купол поднятия существенно смещен в северо-восточном направлении. Перепад высот по этим горизонтам составляет 100–120 м: 120 м по М', 110 м по Г, 100 м по Э.

Результаты анализа схем изопакит можно свести к следующим положениям:

- распределения мощностей интервалов А- T_4 , T_4 -Т, Т-Б, Б-НБТ₁₀, НБТ₁₀-М' отражает последовательные этапы развития Вэнтойского структурного носа. Различное положение зон минимальных мощностей на разных картах говорит о разнонаправленных тектонических движениях различных блоков;
- распределение мощностей интервала М'-Г принципиально отличается от описанных выше: на месте Береговой структурной ловушки в данный период развивалась депрессия, осложненная множеством положительных и отрицательных структурных элементов более высокого порядка. Карта изопакит интервала Г-Э свидетельствует о зарождении в это время Геологического палеоподнятия, купол которого был существенно смещен к западу по сравнению с его современным положением;
- распределение мощностей выше горизонта Э разреза также принципиально отличается от залегающих ниже интервалов: практически всю центральную часть площади исследуемого планшета занимает крупное Геологическое

поднятие, купол которого существенно смещен в северо-восточном направлении по сравнению с таковым на горизонте Г.

Выводы

Представленные в статье результаты эмпирических наблюдений могут быть объяснены тем, что история тектонического развития Береговой структурной ловушки включала как минимум три этапа.

В юрско-раннемеловой этап были сформированы основные черты структурных планов юрских продуктивных пластов Берегового месторождения, этап постлюлин-ворской тектонической активизации местами привел к повышению их контрастности. В раннемеловой-эоценовый этап рассматриваемая территория находилась в основном в режиме прогибания, контрастных тектонических движений в этот этап не происходило.

В постэоценовый (точнее — постлюлин-ворский) этап произошла активизация положительных тектонических движений, в результате которой по верхним горизонтам осадочного чехла было сформировано крупное Геологическое поднятие.

Отмечено, что территория периодически подвергалась инверсионным тектоническим движениям, характерным для Западно-Сибирской плиты в мезозойское время [1].

Литература

1. Воробьев С.В., Горбунов П.А., Максименко О.В., Бембель С.Р. Уточнение палеотектонического развития северной части Западно-Сибирской плиты в мезозойско-кайнозойское время // Успехи современного естествознания. 2019. № 10. С. 29–38.
2. Горбунов П.А., Лебедев М.В., Яневиц Р.Б. и др. авторы. Тектоническая история развития Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных (сейсмогеологический разрез) // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. **–**.
3. Конторович В.А., Конторович Д.В., Сурикова Е.С. История формирования крупных антиклинальных структур — ловушек для уникальных газовых залежей на севере Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения) // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5–6. С. 862–873.
4. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 4. С. 461–474.
5. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. авторы. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1832–1845.
6. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. М.: Недра, 1984. 80 с.

Структурные карты

Карты изопахит

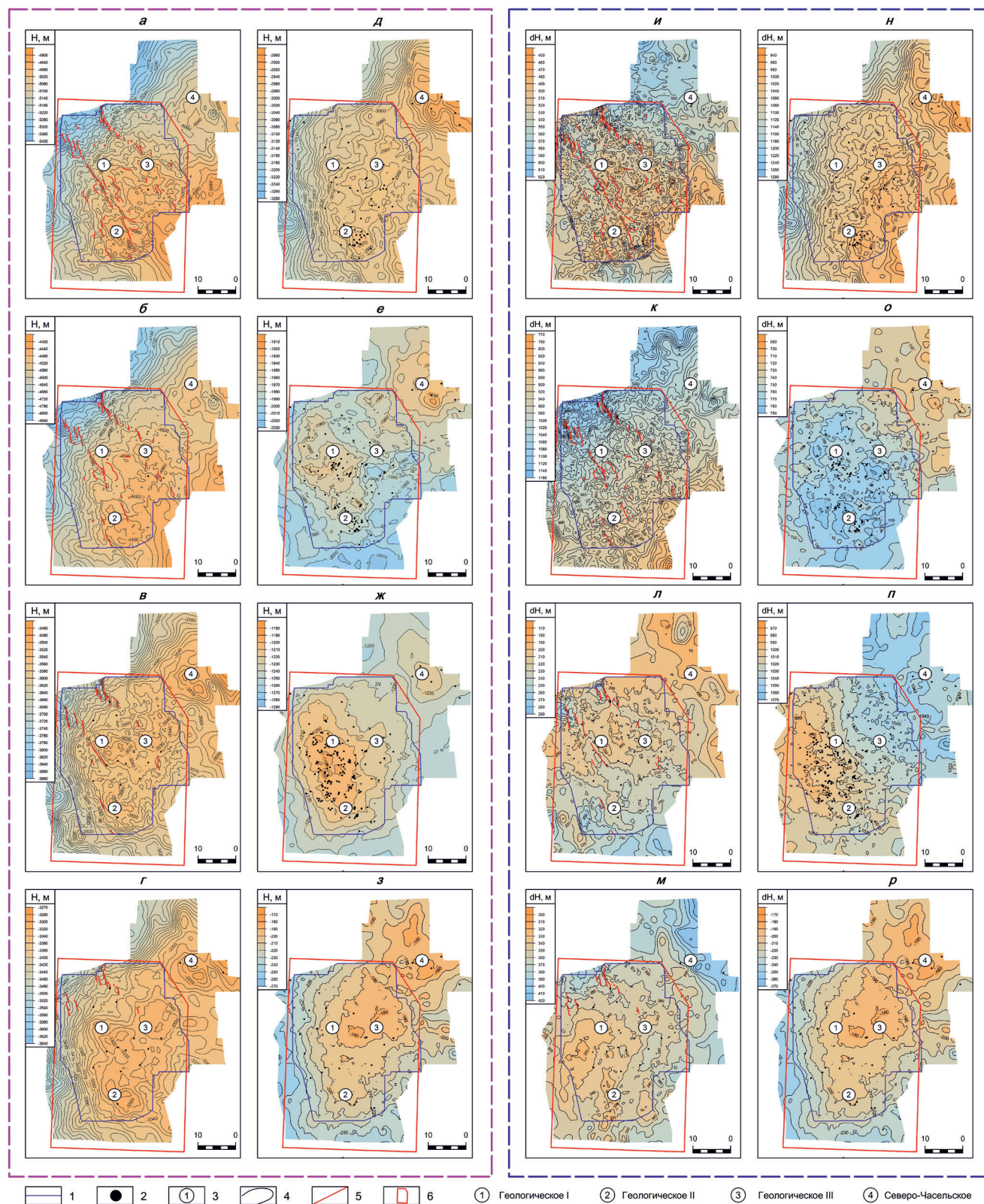


Рис. 1. Структурные карты по ОГ: А (а), T_4 (б), Т (в), Б (г), НБТ₁₀ (д), М' (е), Г (ж), Э – (з).

Карты изопахит, построенные между отражающими горизонтами: А- T_4 (и), T_4 -Т (к), Т-Б (л), Б-НБТ₁₀ (м), НБТ₁₀-М' (н), М'-Г (о), Г-Э (п), и структурная карта по ОГ Э (р).

1 – контур сейсмического куба, 2 – скважины, вскрывшие горизонт, 3 – локальные поднятия по ОГ Б, 4 – изопахиты / изогипсы, 5 – разрывные нарушения, 6 – контур Берегового ЛУ

Fig. 1. Structural maps of horizons: А (а), T_4 (б), Т (в), Б (г), НБТ₁₀ (д), М' (е), Г (ж), Э (з).

Maps of isopachs between the reflecting horizons: А- T_4 (и), T_4 -Т (к), Т-Б (л), Б-НБТ₁₀ (м), НБТ₁₀-М' (н), М'-Г (о), Г-Э (п), and a structural map according to OG E (р).

1 – contour of the seismic cube, 2 – wells that penetrated the horizon, 3 – local structures located on reflecting horizon Б, 4 – isopachs/isohypses, 5 – faults, 6 – Beregovoye field license contour

Results

The analysis of structural maps revealed the following results:

- The main structural element of the reflecting horizons A, T₄, T, B, NBT₁₀ is the Ventoysky structural nose, complicated by numerous positive and negative elements of a smaller order. The difference in heights along these horizons is 370–500 m: 500 m along A, 440 m along T₄, 420 m along T, 370 m along B, 400 m along NBT₁₀;
- Fault systems, probably generated by strike-slip movements, are traced only between horizons A and B, higher they attenuate. This suggests that the sedimentary cover of the object experienced shear deformations only in the Jurassic;
- The main structural element of the reflecting horizons M', G, E is the Geological uplift, also complicated by numerous positive and negative elements of a higher order. On the G horizon, it is more contrasting and monolithic than on the M' horizon; along the E horizon, the dome of the uplift is significantly displaced in the northeastern direction. The difference in elevation along these horizons is 100–120 m: 120 m in M', 110 m in G, 100 m in E.

The results of the analysis of isopach maps can be summarized as follows:

- Distribution of the thickness of the intervals A-T₄, T₄-T, T-B, B-NBT₁₀, NBT₁₀-M' reflects the successive stages of the development of the Ventoysky structural nose. The different position of the zones of minimum thickness on different maps indicates the multidirectional tectonic movements of different blocks;
- The thickness distribution of the M'-G interval is fundamentally different from those described above: at the site of the Beregovoye structural trap, a depression developed during this period, complicated by a multitude of positive and negative structural

elements of a higher order. The isopach map of the G-E interval testifies to the origin of the Geological paleo-uplift at this time, the dome of which was significantly displaced to the west in comparison with its present position;

- The distribution of thicknesses above horizon E is also fundamentally different from those lying below: almost the entire central part of the studied area is occupied by a large Geological uplift, the dome of which is significantly displaced in the northeastern direction compared to that on horizon G.

Conclusions

The results of empirical observations presented in the article can be explained by the fact that the history of tectonic development of the Beregovoye structural trap included at least three stages.

In the Jurassic-Early Cretaceous stage, the main features of the structural plans of the Jurassic productive strata of the Beregovoye field were formed, the stage of post-Lyulinvor tectonic activation in places led to an increase in their amplitudes.

In the Early Cretaceous-Eocene stage, the territory was mainly in the subsidence mode; there were no contrasting tectonic movements during this stage.

In the post-Eocene (more precisely, post-Lyulinvor) stage, the activation of positive tectonic movements took place, as a result of which a large Geological uplift was formed along the upper horizons of the sedimentary cover.

It is noted that the territory periodically undergoes inversion tectonic movements, which is usual for the West Siberian plate in the Mesozoic time [1].

References

1. Vorobev S.V., Gorbunov P.A., Maksimenko O.V., Bemel S.R. Palotectonic development specification of the northern part of the West-Siberian plate in the mesozoic-cenozoic time. *Advances in current natural sciences*, 2019, issue 10, P. 29–38. (In Russ).
2. Gorbunov P.A., Lebedev M.V. et al. authors. Tectonic history of Beregovoye oil and gas field from the point of view of new geological and geophysical data (seismogeological cross section) *Exposition Oil Gas*, 2021, issue 4, P. **–**. (In Russ).
3. Kontorovich V.A., Kontorovich D.V., Surikova E.S. Formation history of large anticlinal trap structures for unique gas pools in northern West Siberia (by the example of the Medvezhe field). *Geology and geophysics*, 2014, Vol. 55, issue 5–6, P. 862–873. (In Russ).
4. Kontorovich V.A. The Meso-cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. *Geology and geophysics*, 2009, Vol. 50, issue 4, P. 461–474. (In Russ).
5. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. et al. authors Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Geology and Geophysics*, 2001, Vol. 42, issue 11–12, P. 1832–1845. (In Russ).
6. Neiman V.B. Theory and methodology of paleotectonic analysis. Moscow: Nedra, 1984, 80 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Горбунов Павел Александрович, к. г.-м. н., главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Лебедев Михаил Валентинович, д. г.-м. н., эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Яневиц Рональд Брунович, заместитель начальника управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Фищенко Анжелика Николаевна, начальник управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Дорохов Антон Романович, заместитель начальника отдела, АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия

Абрашов Вадим Николаевич, главный геолог, АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия

Gorbunov Pavel Aleksandrovich, ph d, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Lebedev Mikhail Valentinovich, sc. d, expert, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Yanevits Ronald Brunovich, deputy head of department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Fishenko Angelica Nikolaevna, head of department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Dorohov Anton Romanovich, deputy head of division, "Sibneftegas" JSC, New Urengoy, Russia

Abrashov Vadim Nikolaevich, chief geologist, "Sibneftegas" JSC, New Urengoy, Russia