

Палеотектонический анализ северной части Приобского нефтяного месторождения

Галиев Р.Р.¹, Волошина А.А.¹, Новиков А.П.¹, Абдрахимов Р.И.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
nas.voloshina2012@yandex.ru

Аннотация

На примере северной части Приобского нефтяного месторождения проанализированы условия формирования локальных нефтеперспективных объектов посредством палеорекострукции.

Северная часть Приобского месторождения осложнена валлообразным и локальным Ханты-Мансийским поднятием второго порядка, отдельными локальными поднятиями: Селияровским, Восточно-Селияровским, а также промежуточными поднятиями: Восточно-Ханты-Мансийским, Светлым и Горшковским. В северной части участка выделяется Северо-Тундринская локальная впадина. От нее на северо-запад протягивается узкая Западно-Сахалинская впадина (Северо-Мансийский врез), к которой с запада примыкает Горшковское локальное поднятие.

В результате работы было установлено, что основные структурные элементы сформировались в раннеюрское время, а наиболее масштабные тектонические деформации происходили на рубежах баррем-аптского и сеноман-туронского времени, что может свидетельствовать о наличии структурных ловушек в терригенных отложениях нижнего мела. Впоследствии деформации имели затухающий характер — и поэтому не были сформированы пути миграции углеводородов и, как следствие, не было предпосылок к расформированию залежей.

Материалы и методы

Выделение тектонических нарушений выполнялось классическим способом с применением различных сейсмических атрибутов, использующихся при данном виде интерпретации: кубов когерентности, углов наклона, азимутов и мгновенных углов наклона (Instantaneous Dip), которые позволяют рассчитать программный комплекс Kingdom Suite фирмы SMT [1].

Структурно-тектонический анализ и реконструкция истории геологического развития проводились на основе изучения серий структурных карт, карт мощностей и профилей выравнивания по

скважинам [2]. Для детальной проработки отдельных участков использовались сейсморазрезы и пропорциональные срезы, отражающие как современную структуру осадочного чехла, так и палеоструктуры для различных рубежей геологического прошлого.

Ключевые слова

палеотектонический анализ, тектонические нарушения, реконструкция, история геологического развития, морфология, рельеф, изопактический треугольник

Для цитирования

Галиев Р.Р., Волошина А.А., Новиков А.П., Абдрахимов Р.И. Палеотектонический анализ северной части Приобского нефтяного месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 44–48. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-44-48

Поступила в редакцию: 11.11.2022

GEOLOGY

UDC 550.8.053 | Original Paper

Paleotectonic analysis of the northern part of the Priobskoye oil field

Galiev R.R.¹, Voloshina A.A.¹, Novikov A.P.¹, Abdrahimov R.I.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
nas.voloshina2012@yandex.ru

Abstract

On the example of the northern part of the Priobskoye oil field, the conditions for the formation of local oil-prospective objects through paleoreconstruction are analyzed.

The northern part of the Priobskoye deposit is complicated by the shaft-like and local Khanty-Mansi uplift of the second order, separate local uplifts: Seliyarovskoye, Vostochno-Seliyarovskoye, as well as intermediate elevations: East Khanty-Mansiysk, Svetloye and Gorshkovskoye. In the northern part of the deposit, the North Tundra local Depression stands out. From it to the northwest stretches the narrow West Sakhalin Depression (North Mansiysk cut), to which the Gorshkov local uplift adjoins from the west.

As a result of the work, it was found that the main structural elements were formed in the Early Jurassic time, and the most extensive tectonic deformations occurred at the boundaries of the Barrem-Aptian and Cenomanian-Turonian time, which may indicate the presence of structural traps in the terrigenous deposits of the Lower Cretaceous. Subsequently, the deformations had a damping character and, therefore, hydrocarbon migration routes were not formed, and, as a result, there were no prerequisites for the dissolution of deposits.

Materials and methods

The tectonic disturbances were isolated in a classical way using various seismic attributes used in this type of interpretation: coherence cubes, tilt angles, azimuths and instantaneous tilt angles (Instantaneous Dip), which can be calculated by the Kingdom Suite software package of SMT [1].

Structural-tectonic analysis and reconstruction of the history of geological development were carried out on the basis of studying a series of structural maps, capacity maps and alignment profiles for

wells [2]. For detailed study of individual sections, seismic sections and proportional sections were used, reflecting both the modern structure of the sedimentary cover and paleostructures for various boundaries of the geological past.

Keywords

paleotectonic analysis, tectonic disturbances, reconstruction, history of geological development, morphology, relief, isopachic triangle

For citation

Galiev R.R., Voloshina A.A., Novikov A.P., Abdrahimov R.I. Paleotectonic analysis of the northern part of the Priobskoye oil field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 44–48. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-44-48

Received: 11.11.2022

Актуальность проблемы

Сейсморазведочные исследования помогают решать задачи, связанные с моделированием строения исследуемых объектов с помощью кинематического и динамического анализов, в том числе построение структурно-тектонической модели [3]. Деформация осадочного чехла в результате тектонических движений является одним из факторов, определяющих перспективность углеводородных ловушек. Например, изменение структурного плана в момент формирования отложений, постседиментационные тектонические движения, которые оказывают воздействие на возможные пути миграции углеводородов (УВ) и не только, могут влиять на перспективность геологических объектов [4].

На рассматриваемой площади установлены только вертикальные деформации осадочного чехла. Элементов горизонтального

сдвига не наблюдается [5]. Данное обстоятельство позволяет применить рассмотренную ниже методику для анализа тектонической активности в различные периоды времени.

Новизна работы заключается в доработке общепринятого метода изучения тектонических движений на основе изопохического треугольника статистической обработкой поверхностей и построением кросс-плетов, а также вычислением коэффициентов корреляции для сравниваемых карт поверхностей, что позволяет вычислить направление и интенсивность тектонических движений для любой области карты или любого структурного элемента на изучаемой площади в различные геологические периоды.

Цель работы

Целью работы является проведение детальной палеорекострукции рассматриваемой

территории для восстановления тектонического развития и классифицирования морфологических особенностей основных структурных элементов территории.

Результаты и обсуждения

Северная часть Приобского месторождения осложнена валообразным и локальным Ханты-Мансийским поднятием второго порядка, отдельными локальными поднятиями: Селяйровским, Восточно-Селяйровским; а также промежуточными поднятиями: Восточно-Ханты-Мансийским, Светлым и Горшковским. В северной части участка выделяется Северо-Тундринская локальная впадина. От нее на северо-запад протягивается узкая Западно-Сахалинская впадина (Северо-Мансийский врез), к которой с запада примыкает Горшковское локальное поднятие (рис. 1).

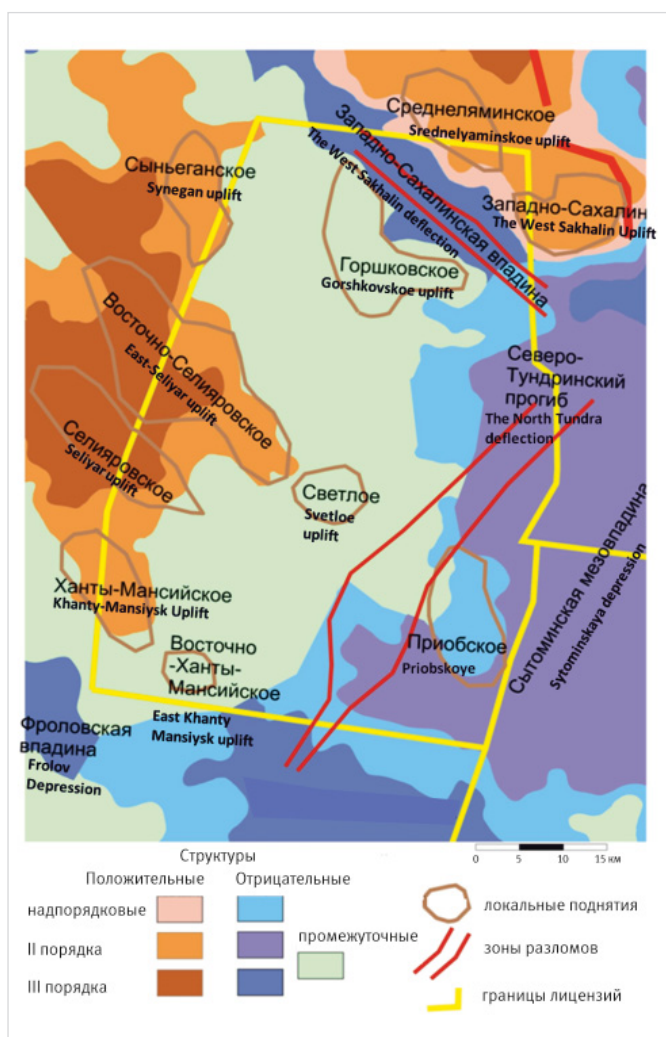


Рис. 1. Тектоническая карта по подошве осадочного чехла Западно-Сибирской геосинеклызы (ИНГГ СО РАН, под редакцией А.Э. Конторовича, 2002 г.)

Fig. 1. Tectonic map on the bottom of the sedimentary cover of the West Siberian geosyncline (Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian branch of Russian academy of sciences, edited by A.E. Kontorovich, 2002)

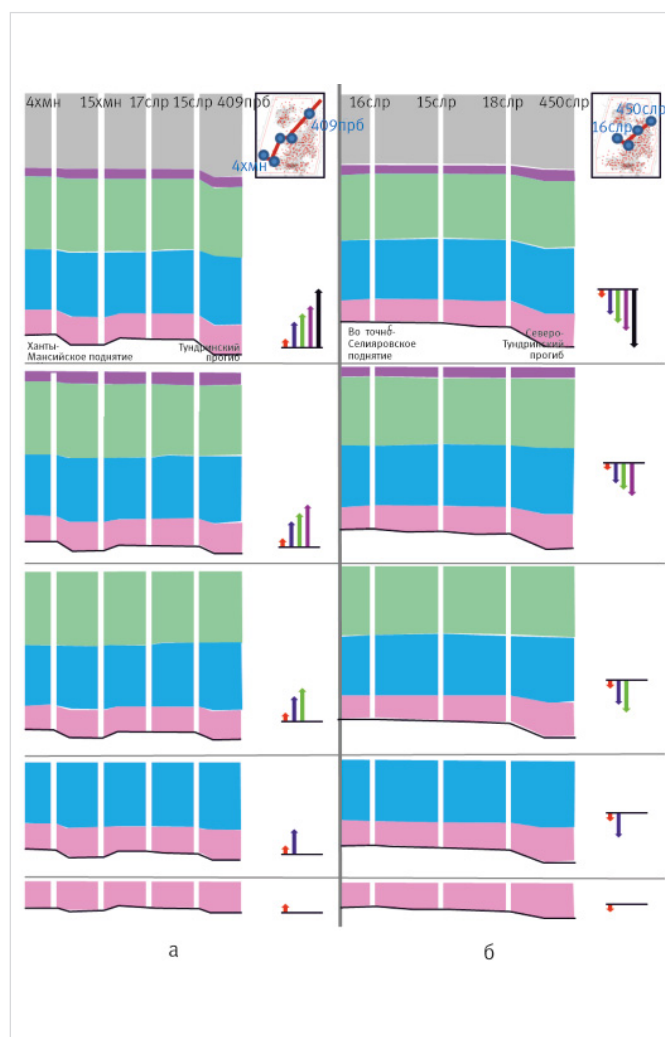


Рис. 2. Современный и палеотектонические профили субмеридионального и субширотного простирания: а — через скважины № 4хмн-15хмн-17слр-15слр-409прб, б — через скважины № 16слр-15слр-18слр-450слр
Fig. 2. Modern and paleotectonic profiles of the submeridional and sublatitudinal strike: a – through wells № 4khmn-15khmn-17slr-15slr-409prb, б – through wells № 16slr-15slr-18slr-450slr

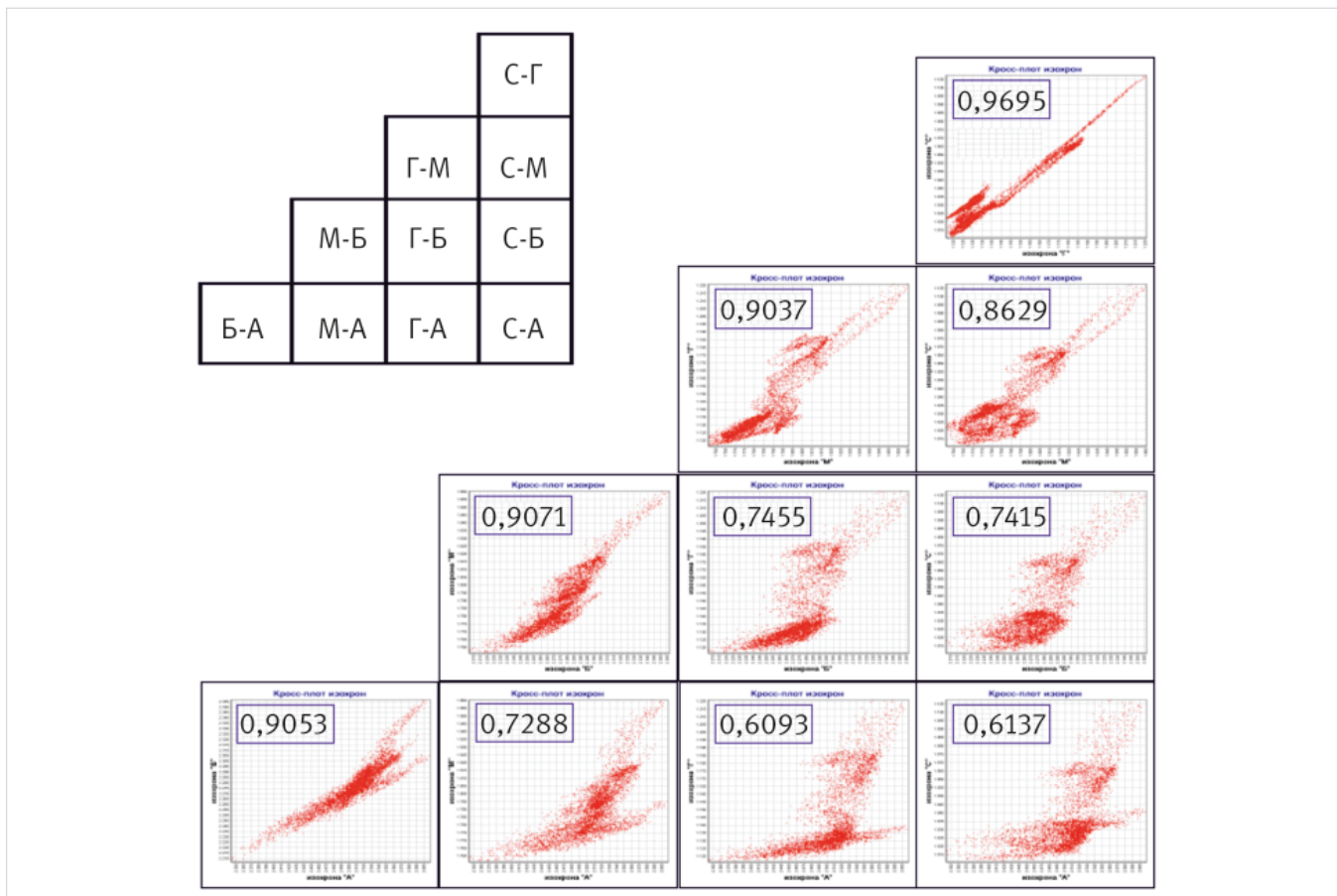


Рис. 3. Кросс-плот диаграмма между отражающими горизонтами А, Б, М, Г и С
Fig. 3. Cross-plot diagram between reflecting horizons А, Б, М, Г and С

Для анализа изменений геологического строения рассматриваемой территории на первоначальном этапе привлекались профили выравнивания по скважинам. На месторождении имеется 16 разведочных скважин, вскрывших доюрский фундамент. На рисунке 2 представлены современный и палеотектонический профили субмеридионального и субширотного простирания, на которых достаточно хорошо прослеживаются изменения отражающего горизонта А. Согласно представленным палеопрофилям, максимальные тектонические деформации происходили на рубеже баррем-палеоцена. На рисунке 2а прослеживается рост Ханты-Мансийского локального поднятия к различным моментам геологического времени, а на рисунке 2б иллюстрируется прогибание Северо-Тундринского прогиба. Величина стрелок в колонке справа от палеопрофилей указывает на масштабы тектонических деформаций. Однако профили выравнивания по скважинам позволяют отследить тектонические движения лишь схематично, без оценки данных деформации по площади, и не позволяют описать их количественно.

Помимо палеопрофилей по скважинам были построены профили выравнивания по структурным картам, полученным в результате интерпретации сейсмических данных. Профили выравнивания по структурным картам также подтверждают выводы о постседиментационном характере тектонических деформаций.

Дополнительно в работе был проведен анализ кросс-плотов между изохронами отражающих горизонтов (ОГ), который позволяет наглядно описать масштабы тектонической активности в разные моменты

геологического времени [6]. На рисунке 3 представлены графики кросс-плотов, располагаются по принципу изопакхического треугольника, рядом с каждым графиком вынесен коэффициент корреляции между рассматриваемыми ОГ. График с наименьшим коэффициентом корреляции указывает на минимальную схожесть морфологических элементов изучаемых горизонтов и, соответственно, максимальную тектоническую активность в рассматриваемый период геологического времени [7].

Как видно из графиков, максимальные морфологические изменения структуры фундамента (ОГ «А») проявились к концу сеноманского времени, коэффициент корреляции между ОГ А и Г равен 0,6093.

Анализ кросс-плотов по линии «А-Б»-«Б-М»-«М-Г»-«Г-С» указывает на максимальную тектоническую активность на рубеже сеномана-турона (ОГ «Г») и затухание — в палеоцене (ОГ «С»). Таким образом, представленные кросс-плоты позволяют более точно выявить геологические периоды с минимумом и максимумом тектонической активности изучаемой территории.

Для детального представления о развитии территории на рисунке 4 представлены кросс-плот диаграммы с разделением точек по основным структурным элементам.

Для каждого графика обозначены коэффициенты линейной корреляции между отражающими горизонтами и уравнения регрессии в целом по площади. Аналогичным образом построены уравнения регрессии и коэффициенты корреляции отдельно для каждого из основных структурных элементов площади. Количественная оценка тектонических движений каждого структурного

элемента и площади в целом заключается в совокупном анализе параметра «тектоническая активность» (1-R, где R — коэффициент корреляции из рис. 3) и коэффициента k из соответствующего уравнения регрессии для кросс-плотов А-Б, Б-М, М-Г, Г-С, характеризующих последовательность геологических периодов.

Графики изменения тектонической активности (1-R) и коэффициентов k из уравнения регрессии, указанного на рисунке 4, вынесены отдельно на рисунок 5 (черная линия с подписями данных).

Последовательное рассмотрение серии палеопрофилей выравнивания и графиков на рисунках 4 и 5 для каждого структурного элемента позволило выявить следующую закономерность: параметр (1-R) характеризует интенсивность тектонических движений в выбранный период времени, а коэффициент k — направленность тектонической активности. Коэффициент $k > 1$ указывает на воздымание структуры, $k < 1$ указывает на прогибание структуры.

Анализ графиков на рисунке 5 показал, что выявленные структурные элементы имели максимум деформаций в разное геологическое время. Так, для Горшковского и Западно-Сахалинского локальных поднятий максимальный рост проявился к концу барремского времени. Ханты-Мансийское, Селяровское, Восточно-Селяровское локальные поднятия имели максимум тектонической активности к концу сеноманского времени. Минимум значений параметра (1-R) на рубеже коньяк-сантонского времени указывает на снижение тектонической активности рассматриваемой территории в целом. Примечательно, что Северо-Тундринский

прогиб характеризуется максимумом тектонической активности и минимумом коэффициента k в волжское время, то есть структура прогибалась с максимальными амплитудами в юрское время. Восточно-Селияровское поднятие, наоборот, воздымалось с максимальными амплитудами к концу сеноманского времени.

Дифференцированный палеотектонический анализ каждого структурного элемента, по мнению авторов, является наиболее предпочтительным, так как анализ коэффициентов $(1-R)$ и k в целом по площади приводит к статистическому осреднению изучаемых параметров.

Таким образом, на основе выполненного анализа палеоструктурных схем отражающих горизонтов А, Б, М, Г и С можно сделать следующие выводы:

- основные структурные элементы сформировались в раннеюрское время;
- наиболее масштабные тектонические деформации происходили на рубежах баррем-аптского времени и сеноман-туронского, последующие деформации фундамента имеют затухающий характер.

Итоги

В результате работы было установлено, что выявленные структурные элементы имели максимальную деформацию в разное геологическое время. Так, для Горшковского и Западно-Сахалинского локальных поднятий максимальный рост проявился к концу барремского времени. Ханты-Мансийское, Селияровское, Восточно-Селияровское локальные поднятия имели максимум тектонической активности к концу сеномана. На рубеже коньяк-сантонского времени происходило снижение тектонической активности рассматриваемой территории.

Таким образом, было выявлено, что основные структурные элементы северной части Приобского месторождения сформировались в раннеюрское время, а наиболее масштабные тектонические деформации происходили на рубежах баррем-аптского времени и сеноман-туронского. Последующие деформации фундамента имеют затухающий характер, что способствовало сохранению ловушек УВ в терригенных отложениях юрского и мелового нефтегазоносных комплексов. Полученная информация позволила выявить, а также откартировать залежи УВ — и снизила риски разведочного и последующего эксплуатационного бурения.

Выводы

Проведенный анализ деформации осадочного чехла по опорным стратиграфическим горизонтам позволил классифицировать морфологические особенности структурных элементов как постседиментационные для нижнемеловых отложений, в которых сосредоточены основные запасы рассматриваемой территории. Выявленные деформации осадочного чехла в момент формирования отложений образуют морфологические особенности рельефа, которые оказывают влияние на геометрию перспективных для разработки объектов.

Литература

1. Нестеренко М.Ю., Бухвалова А.В. Выявление и трассирование тектонических и техногенных нарушений геологической среды на основе сейсмологических данных // Бюллетень Оренбургского научного центра УрО РАН.

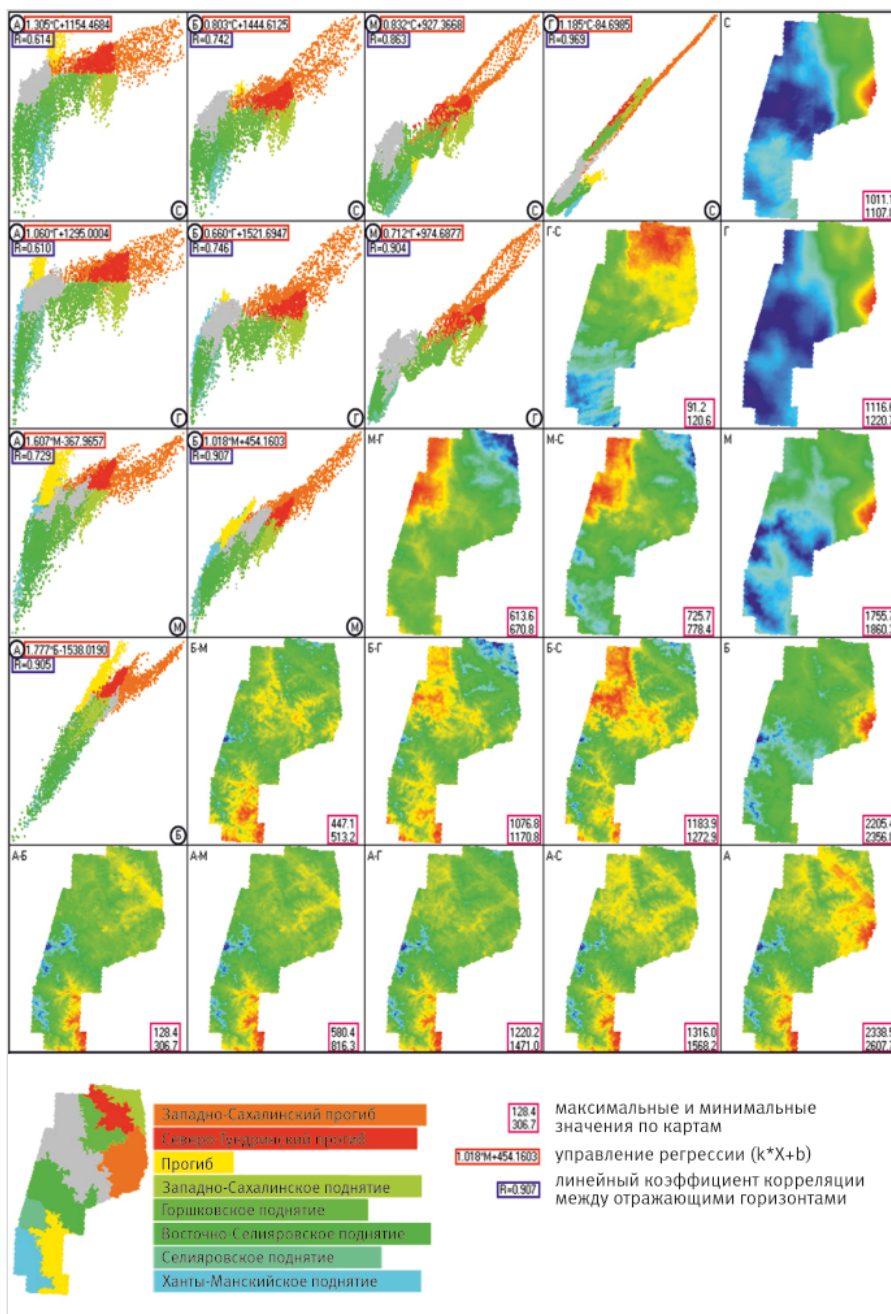


Рис. 4. Кросс-плот диаграммы между отражающими горизонтами А, Б, М, Г и С для каждого структурного элемента
Fig. 4. Cross-plot diagrams between reflecting horizons A, B, M, G and C for each structural element

2014. № 2. С. 1–6.
2. Флаас А.С. Геотектоника (методические приемы палеотектонического анализа). Пермь: ПГТУ, 2008. 198 с.
3. Дулич И., Богичевич Г., Родионов А.Е., Ольнева Т.В. Формирование структурно-тектонического каркаса и сейсмофациальной основы для бассейнового моделирования на примере создания региональной модели Паннонского бассейна // Геофизика. 2016. № 4. С. 27–34.
4. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1832–1845.
5. Тимурзиев А.И., Гогоненков Г.Н. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: от нефтегазогеологического районирования недр до технологии поисков и разведки глубокозалегающих месторождений углеводородов // Весты газовой науки. 2012. № 1. С. 68–85.
6. Бочкарев В.С., Толубаев С.А. Палеотектонический анализ и этажи нефтегазоносности крупных поднятий Надым-Тазовского междуречья (Западная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. №. 4–5. С. 90–95.
7. Latypova E.S., Nesterova T.A., Kononova T.A. Seismic facies analysis as the main method of reservoir prediction in low drilling maturity conditions. Geomodel 2016 – 18th science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development, 2016. (In Eng).

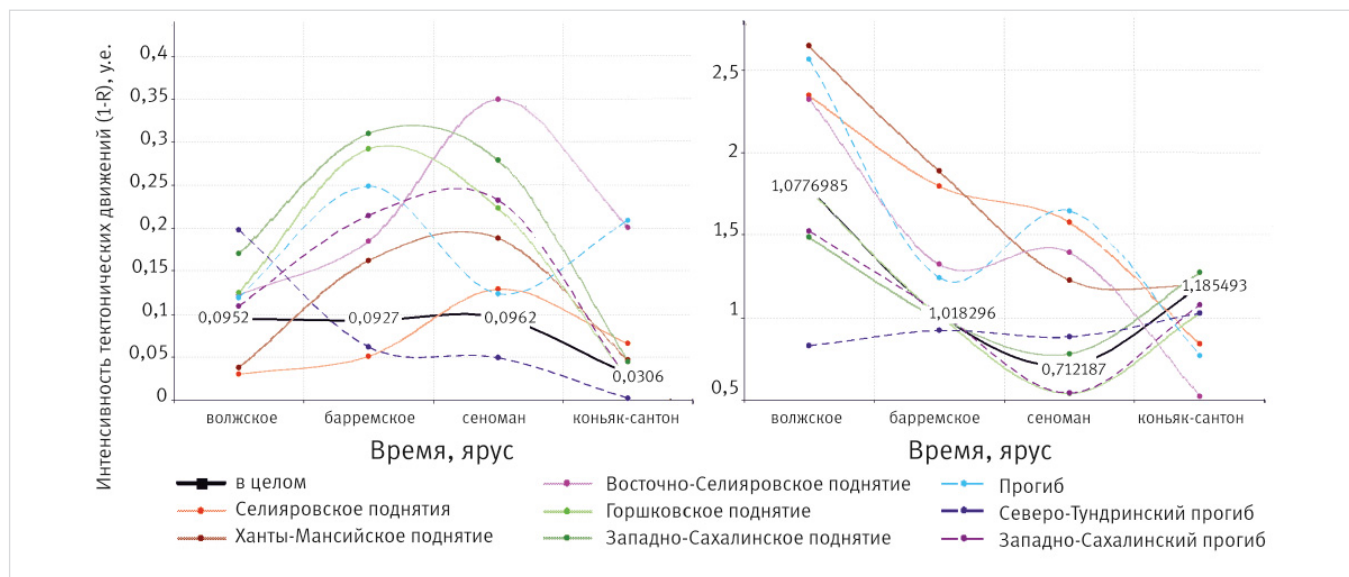


Рис. 5. Графики изменения тектонической активности (1-R) и коэффициента k
 Fig. 5. Graphs of changes in tectonic activity (1-R) and coefficient k

ENGLISH

Results

As a result of the work, it was found that the identified structural elements had maximum deformation at different geological times. Thus, for the Gorshkovsky and West Sakhalin local uplifts, the maximum growth was manifested by the end of the Barremian time. The Khanty-Mansi, Seliyar, and East Seliyar local uplifts had a maximum of tectonic activity by the end of the Cenomanian. At the turn of the Cognac-Santonian time, there was a decrease in the tectonic activity of the territory under consideration. Thus, it was revealed that the main structural elements of the northern part of the Priobskoye field were formed in the Early Jurassic time, and the most extensive tectonic deformations occurred at the boundaries of the Barremian-Aptian time and Cenomanian-Turonian, subsequent deformations of the foundation have a damping character, which contributed to the preservation of oil

traps in the terrigenous deposits of the Jurassic and Cretaceous oil and gas complexes. The information obtained made it possible to identify and correct hydrocarbon deposits and reduced the risks of exploration and subsequent production drilling.

Conclusions

The analysis of the deformation of the sedimentary cover on the reference stratigraphic horizons made it possible to classify the morphological features of the structural elements as post-sedimentary for the Lower Cretaceous sediments, in which the main reserves of the territory under consideration are concentrated. The revealed deformations of the sedimentary cover at the time of sediment formation form morphological features of the relief, which affect the geometry of objects promising for development.

References

- Nesterenko M.Yu., Bukhvalova A.V. Identification and tectonic and roading of disturbances geological environment based seismicological data. Bulletin of the Orenburg Scientific Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2014, issue 2, P. 1–6. (In Russ).
- Flaas A.S. Geotectonics (methodological techniques of paleotectonic analysis). PGU, 2008, 198 p. (In Russ).
- Dulich I., Bogichevich G., Rodionov A.E., Olneva T.V. Creation of the structural and facies model based on seismic data for modeling of the Pannonian basin. Geophysics, 2016, issue 4, P. 27–34. (In Russ).
- Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. 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).
- Timurziev A.I., Gogonenkov G.N. The latest shear tectonics of sedimentary basins: from oil and gas geological zoning of the subsurface to the technology of prospecting and exploration of deep-lying hydrocarbon deposits. Vesti gazovaya nauki, 2012, issue 1, P. 68–85. (In Russ).
- Bochkarev V.S., Tolubaev S.A. Paleotectonic analysis and floors of oil and gas potential of large uplifts of the Nadym-Tazovsky Mesopotamia (Western Siberia). Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2003, issue 4–5, P. 90–95. (In Russ).
- Latypova E.S., Nesterova T.A., Kononova T.A. Seismic facies analysis as the main method of reservoir prediction in low drilling maturity conditions. Geomodel 2016 – 18th science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development, 2016. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Волошина Анастасия Александровна, главный специалист, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия
 Для контактов: nas.voloshina2012@yandex.ru

Voloshina Anastasia Aleksandrovna, main specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
 Corresponding author: nas.voloshina2012@yandex.ru

Галиев Руслан Рамилович, эксперт, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Galiev Ruslan Ramilovich, expert, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Абдрахимов Роберт Иршатович, старший менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Abdrakhimov Robert Irshatovich, senior manager “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Новиков Андрей Петрович, заместитель начальника управления, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Novikov Andrey Petrovich, deputy head of the department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia