DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-**-* УДК 551.24, 553.98 I Научная статья

Тектоническая история развития Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных (история формирования структурных планов продуктивных отложений)

Горбунов П.А. [1], **Лебедев М.В.** [1], **Яневиц Р.Б.** [1], **Фищенко А.Н.** [1], **Дорохов А.Р.** [2], **Абрашов В.Н.** [2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия
pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Настоящая статья завершает цикл работ, посвященных палеотектонике Берегового месторождения (ЯНАО). В статье приведены результаты изучения истории формирования структурных планов продуктивных отложений.

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, продуктивные отложения, 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 формирования структурных планов продуктивных отложений) // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. **–**. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-**-**

Поступила в редакцию: 06.07.2021

UDC 551.24, 553.98 I Original Paper

Tectonic history of Beregovoye oil and gas field from the point of view of new geological and geophysical data (history of formation of structural forms of productive reservoirs)

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 completes 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 the formation of structural forms of productive reservoirs.

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.

Keywords
Western Siberia, Beregovoe oil and gas field, tectonics, paleotectonic analysis, productive reservoirs, 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 (history of formation of structural forms of productive reservoirs). Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-**-**

Received: 06.07.2021

Введение

Настоящая статья завершает цикл исследований, посвященных истории формирования крупной структурной ловушки, вмещающей залежи Берегового нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в пределах Хадырьяхинской моноклинали — крупной структуры II порядка, входящей в состав Надым-Тазовской синеклизы Западной Сибири. Ранее было показано, что заложение положительных структур, контролирующих подобные месторождения, произошло в постмеловое (кайнозойское) время [5–7]. В предыдущих статьях цикла [1, 2] были сформулированы следующие выводы:

- Береговое месторождение является одним из ключевых объектов для

восстановления истории формирования ловушек углеводородов (УВ) на севере Западной Сибири, поскольку современные сейсмические данные позволили проследить в его пределах самый верхний отражающий горизонт Э, формирующийся на границе ирбитской и тавдинской свит. В результате стратиграфической привязки и корреляции отражений по сейсмическому кубу были прослежены восемь отражающих горизонтов (ОГ), характеризующих структурные планы осадочного чехла от нижней юры до эоцена. Результаты сейсмической корреляции позволили расчленить осадочный чехол на семь сейсмостратонов, в целом отвечающих требованиям палеотектонического анализа. Распределение их мощностей стало основой для палеотектонического анализа объекта исследования;

- в результате палеотектонического анализа было установлено, 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 постлюлинворской 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 постлюлинворский) этап произошла активизация положительных тектонических движений, в результате которой по верхним горизонтам осадочного чехла было сформировано крупное геологическое поднятие.

В настоящей статье восстановлена история формирования структурных планов продуктивных отложений путем последовательного анализа соответствующих палеоструктурных карт соответствующих границ в различные моменты геологического времени [8].

История формирования структурных планов продуктивных отложений

Береговое месторождение является многопластовым с очень высоким этажом нефтегазоносности. Поэтому в настоящем разделе рассмотрена история формирования структурных планов следующих стратиграфических границ, которые контролируют крупные по запасам залежи УВ в разрезе месторождения:

- отражающий горизонт Т, контролирующий структурные планы продуктивных пластов $Ю_{2-4}$, содержащих потенциально значимые запасы нефти;
- отражающий горизонт $М^{/}$, контролирующий структурные планы продуктивных пластов $ПК_{19-20}$ в нижней части покурской свиты, являющихся перспективным объектом наращивания газодобычи;
- отражающий горизонт Г, контролирующий структурный план продуктивного пласта $ПК_1$, вмещающего крупную залежь газа.

Наиболее интересным представляется сопоставление палеоструктурных планов перечисленных горизонтов на конец формирования покурской свиты (примерное время вхождения баженовской нефтегазоматеринской свиты в главную зону нефтегазообразования) [4] и на конец люлинворского времени с их современными структурными планами.

Отражающий горизонт Т

Сопоставление упомянутых палеоструктурных планов горизонта Т с его современным структурным планом приведено на рисунке 1а. Из него следует, что основные локальные поднятия по рассматриваемому уровню уже существовали к началу вхождения материнской свиты в главную зону нефтегазообразования (в покурское время). На конец люлинворского времени конфигурация отражающего горизонта Т не претерпела значительных изменений — все основные локальные поднятия сохранили свое положение и форму. С момента окончания люлинворского времени структуры по ОГ Т стали более контрастными, при этом сохранили свою пространственную приуроченность.

Отражающий горизонт $М^{/}$

На конец покурского времени в центральной части рассматриваемой территории по данному горизонту наблюдается крупная синклиналь, осложненная подчиненными локальными впадинами и поднятиями (рис. 1б). На конец люлинворского времени структурный план данного горизонта испытал тектоническую трансформацию, в результате которой западная часть исследуемой территории была подвергнута относительному воздыманию, а восточная и центральная — относительному погружению. В постлюлинворское время за счет инверсии тектонических движений (в западной части рассматриваемой территории произошло относительное погружение, а в центральной — воздымание) в пределах данного горизонта сформировалось крупное поднятие, контролирующее залежи углеводородов. Таким образом, сопоставление палео- и современного структурных планов горизонта $М^{/}$ показывает, что:

- к концу люлинворского времени в продуктивных пластах нижней части покурской свиты ($ПК_{19-20}$) существовали слабоконтрастные небольшие по размерам ловушки. Поскольку в данное время баженовская материнская толща уже вошла в главную зону нефтеобразования, эти ловушки могли контролировать небольшие залежи нефти, сформированные в результате вертикальной миграции по разломам. В пользу данной гипотезы говорят единичные факты получения притоков нефти из различных пластов горизонта $ПК_{19-20}$;
- в результате постлюлинворской перестройки структурного плана в продуктивных пластах нижнепокурской подсвиты была сформирована крупная структурная ловушка, в которую стали поступать газообразные углеводороды. В результате этого процесса первичные залежи нефти должны были быть частично расформированы и частично переформированы. Вероятно, именно этим обстоятельством определяются сложные взаимоотношения флюидов в пластах $ПК_{19-20}$: различные скважины вскрыли резервуары с нефтяным, газоконденсатным, газовым насыщением резервуаров, причем в разных зонах газоконденсат весьма различается по своим свойствам [3].

Отражающий горизонт Г

В целом аналогичный вывод можно сделать и для горизонта Г. Крупная структурная ловушка, контролирующая залежь газа в продуктивном пласте $ПК_1$, была сформирована только в постлюлинворское время (рис. 1в). На момент окончания люлинворского времени малоамплитудная положительная структура по отражающему горизонту Г существовала только в пределах западной части рассматриваемой площади. В центральной (район поднятия Геологическое III) и восточной (район Северо-Часельского поднятия) части территории существовали отрицательные тектонические структуры. На следующем этапе тектонического развития позднекайнозойская тектоническая инверсия способствовала заложению крупной антиклинальной структуры, контролирующей крупную сеноманскую газовую залежь Берегового месторождения.

Итоги

В качестве основных итогов проведенного исследования можно рассматривать следующие результаты.

Авторам удалось проследить отражающий горизонт Э, отождествляемый с кровлей люлинворского горизонта, что стало возможно благодаря качественной переобработке сейсмических данных. Этот дополнительный отражающий горизонт, прослеженный в верхней части разреза, позволил уточнить историю тектонического развития Береговой структуры на самых последних стадиях ее формирования.

Было установлено, что ключевым событием, определившим историю формирования залежей в основных продуктивных горизонтах месторождения $ПК_{19-20}$ и $ПК_1$ стала постэоценовая (точнее постлюлинворская) тектоническая активизация, в результате которой в этих продуктивных пластах возникла крупная структурная ловушка. Соответственно Береговое месторождение можно рассматривать как относительно молодое. Основные (покурские) его залежи могли быть полностью сформированы только в постлюлинворское время, то есть не ранее 41 млн лет назад. Подтверждением этого с геологической точки зрения служат некоторые особенности их строения. Согласно данным бурения и эксплуатации можно утверждать, что покурские залежи месторождения находятся в стадии формирования. Об этом говорит следующее:

- в пределах сеноманской газовой залежи пласта $ПК_1$ наблюдается изменчивость начального уровня ГВК, перепад которого составляет до 4 м, что указывает на то, что залежь не успела полностью прийти в гидродинамическое равновесие (даже с учетом высокой подвижности газа) за счет позднего образования контролирующей структуры;
- в низах покурской свиты (в частности в пластах $ПК_{19-20}$) в пределах одного пласта наблюдаются многочисленные латеральные неоднородности в характере флюидного насыщения. В пределах единой структуры отмечается сосуществование газоконденсатных, газовых и газонефтяных залежей. Судя по всему, УВ разного типа, поступившие в ловушку в разные этапы ее формирования, не успели равномерно дифференцироваться по разрезу с момента возникновения основной нефтегазоконтролирующей структуры. Кроме того, для флюидных контактов в пластах нижней части покурской свиты также характерны перепады в абсолютных отметках по площади.

Выводы

Таким образом, результаты палеотектонических реконструкций Берегового месторождения, выполненных с привлечением данных по отражающему горизонту Э, позволяют

утверждать об относительно молодом (постлюлинворском) времени заложения Береговой структурной ловушки, что нашло свое отражение в особенностях строения контролируемых ею залежей.

Полученные результаты позволяют предполагать, что значительные неоднородности в гипсометрических отметках флюидных контактов и сложный характер насыщения многих месторождений севера Западно-Сибирской плиты также могут быть объяснены незавершенностью процесса их формирования вследствие позднего образования структурных ловушек.

Литература

1. Горбунов П.А. Лебедев М.В., Яневиц Р.Б., Фищенко А.Н., Дорохов А.Р., Абрашов В.Н. Палеотектоника Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных — сейсмогеологический разрез // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. 20–23.
2. Горбунов П.А. Лебедев М.В., Яневиц Р.Б., Фищенко А.Н., Дорохов А.Р., Абрашов В.Н. Палеотектоника Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных — история тектонического развития // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. 24–28.
3. Заночуев С.А. Громова Е.А., Поляков А.В. Типизация конденсатов пластового газа нижнепокурской свиты в пределах Берегового месторождения с помощью флюидальных коэффициентов //

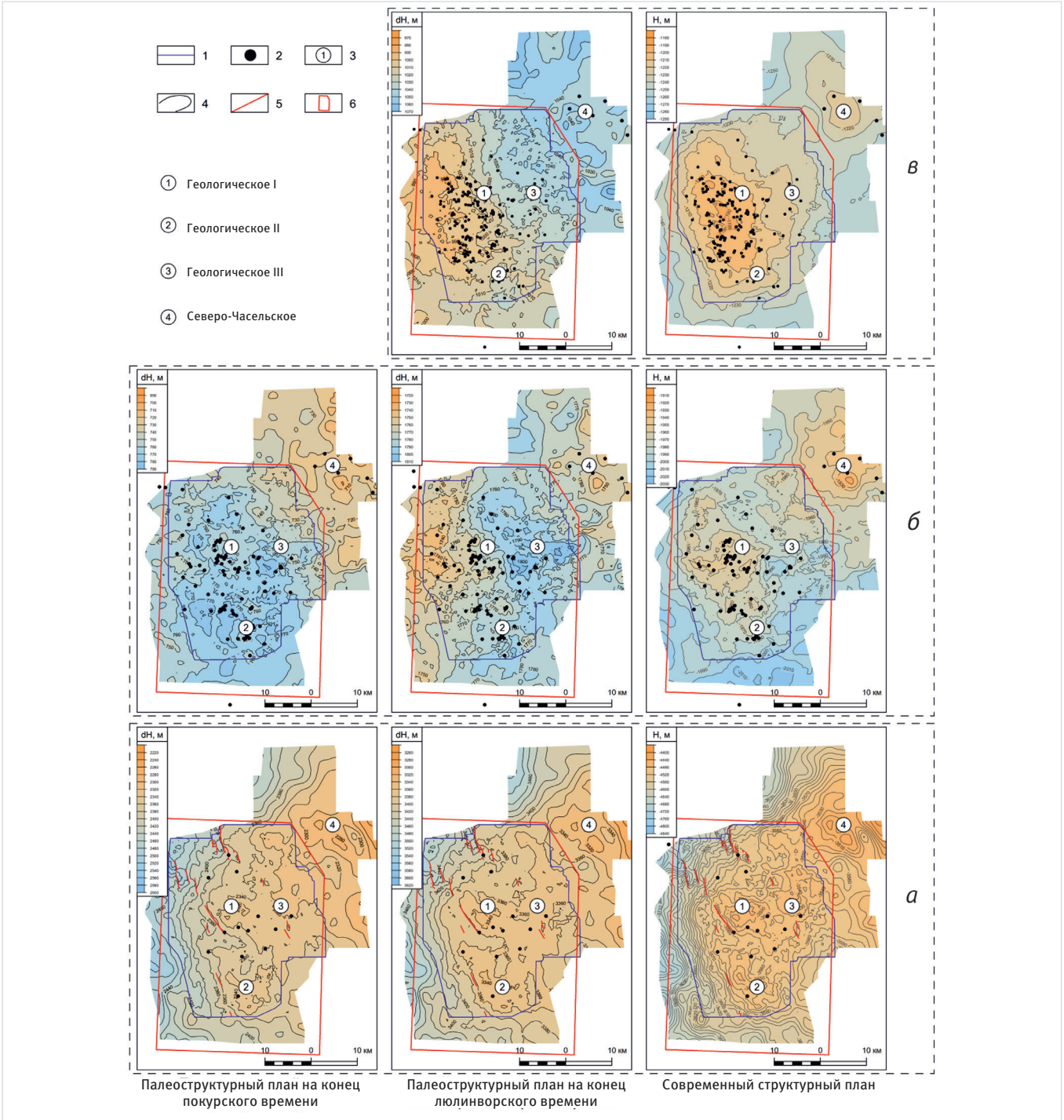

Рис. 1. История формирования структурных планов а — ОГ Т, б — М/, в — Г на конец покурского времени, люлинворского времени и их современный облик.
1 — контур сейсмического куба, 2 — скважины, вскрывшие горизонт, 3 — локальные поднятия по ОГ Б,
4 — изопахиты, 5 — разрывные нарушения, 6 — контур Берегового ЛУ
Fig. 1. The history of the formation of the structural plans of the a – reflecting horizons T , б – M/ , в – G at the end of the Pokurian time, the Lyulinvor time and their modern appearance.
1 – contour of the seismic cube, 2 – wells that penetrated the horizon, 3 – local structures located on reflecting horizon B, 4 – isopachs, 5 – faults, 6 – Beregovoye field license contour

Нефтяная провинция. 2019. № 3. С. 102–114.
4. Конторович А.Э. Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. авторы. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
5. Конторович В.А. Конторович Д.В., Сурикова Е.С. История формирования крупных антиклинальных струкутр — ловушек для уникальных газовых залежей на Севере Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения) // Геология и геофизика. 2014. № 5. С. 862–873.
6. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 4. С. 461–474.
7. 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.
8. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. М.: Недра, 1984. 80 с.

ENGLISH

Results

The following issues can be considered as the main results of the study.

The authors were able to trace the reflecting horizon E, identified with the top of the Lyulinvor horizon, which became possible due to the high-quality reprocessing of seismic data. This additional reflecting horizon, traced in the upper part of the section, made it possible to clarify the history of tectonic development of the Coastal structure at the very last stages of its formation.

It was found that the key event that determined the petroleum accumulation's history in the main productive reservoirs PK_{19-20} and PK1 was post-Eocene (more precisely, post-Lyulinvor) tectonic activation, as a result of which a large structural trap appeared in these productive reservoirs. Accordingly, the Beregovoye field can be regarded as relatively young. Its main (Pokurian) petroleum accumulations could have been fully formed only in the post-Lyulinvor time, i.e. not earlier than 41 million years ago. From a geological point of view, this is confirmed by some features of their structure. According to the drilling and production data, it can be argued that the Pokur accumulations of the field are in the stage of formation. This is evidenced by the following:

- Within the Cenomanian gas accumulations of PK_1 reservoir, there is a variability of the initial level of the GWC, the drop of which is up to 4 meters, which indicates that the reservoir did not have time to fully come into hydrodynamic equilibrium (even taking into account the high mobility of gas) due to the late formation of the controlling trap;
- At the bottom of the Pokurskaya formation (in particular, in the PK_{19-20} reservoir), within one reservoir there are numerous lateral inhomogeneities in fluid saturation. Within a single structure, the coexistence of gas condensate, gas and gas-oil accumulations is noted. Apparently, hydrocarbons of different types that entered the trap at different stages of its formation did not have time to uniformly differentiate along the section from the moment the main trap was formed. In addition, the differences in absolute elevations of fluid contacts in the reservoirs of the lower part of the Pokurskaya formation over the area are also common.

Conclusions

Thus, the results of paleotectonic reconstructions of the Beregovoye field, carried out with the use of data on the reflecting horizon E, make it possible to assert about a relatively young (post-Lyulinvor) time of origin for the Beregovoye structural trap, which became a ruling factor for the properties of the accumulations controlled by it.

The results suggest that significant inhomogeneities in the hypsometric levels of fluid contacts and the complex type of saturation of many fields in the north of the West Siberian plate can also be explained by the incompleteness of the process of their formation due to the late origin of structural traps.

References

1. 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 (seismogeological cross section). Exposition Oil Gas, 2021, issue 4, P. 20–23. (In Russ).
2. 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 (history of tectonic development). Exposition Oil Gas, 2021, issue 4, P. 24–28. (In Russ).
3. Zanochuyev S.A., Gromova E.A., Polyakov A.V. Identification of crude gas condensates based on fluid coefficients (Beregovoye field). Neftyanaya Provintsiya, 2019, issue 3, P. 102–114. (In Russ).
4. Kontorovich A.E. Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. authors. Geology of oil and gas in Western Siberia. Moscow: Nedra, 1975, 680 p. (In Russ).
5. 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 Medvezh'e field). Russian Geology and Geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5–6, P. 681–690. (In Eng).
6. 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).
7. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. et al. authors Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyneclise in the Mesozoic and Cenozoic. Geology and Geophysics, 2001, Vol. 42, issue 11–12, P. 1832–1845. (In Russ).
8. Neiman V.B. Theory and methodology of paleotectonic analysis. Moscow: Nedra, 1984, 80 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I 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