

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.8.013

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art4>

Выбор методики восстановления истории формирования структур соляной тектоники в задачах бассейнового моделирования

А.В. Бондарев¹, Л.И. Бондарева ², А.В. Осипов³

1 – ООО «Интегрированные разработки для моделирования», Москва, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

3 – Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва, Россия

Аннотация. *Цель работы.* Корректная оценка термической истории нефтегазоносных бассейнов с применением методики, выбранной по результатам рассмотрения подходов к восстановлению истории формирования структур соляной тектоники при бассейновом моделировании. *Материалы и методы.* На примере участка Прикаспийской синеклизы показано, как изменяется трактовка скорости роста соляных диапиров в зависимости от применяемой методики. Графические построения выполнены с помощью программного обеспечения tНавигатор при помощи стандартных средств «Дизайнера Геологии». *Результаты.* Были проанализированы четыре методики восстановления истории формирования структур соляной тектоники, построены палеоразрезы и графики зависимости коэффициента пропорции толщин от времени. *Выводы.* Методика отложенной параболической пропорции восстановления палеотолщин солей является наиболее корректной. Ее можно использовать на этапе восстановления структурной эволюции осадконакопления нефтегазоносных бассейнов, осложненных соляной тектоникой.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, осадконакопление, галокинез, диапиры, палеотолщины, Прикаспийская синеклиза, соляная тектоника, залежи нефти и газа

Финансирование: работа частично выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800253-3).

Для цитирования: Бондарев А.В., Бондарева Л.И., Осипов А.В. Выбор методики восстановления истории формирования структур соляной тектоники в задачах бассейнового моделирования // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 248–261. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art4>

 Бондарева Лиана Ильясовна, e-mail: liana_bondareva@ipng.ru

© Бондарев А.В., Бондарева Л.И., Осипов А.В., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Как известно, эвапоритовые толщи обладают высокой пластичностью на всех этапах литогенеза, что обуславливает формирование структур так называемого галокинеза или соляной тектоники. Эвапориты также являются наиболее надежными покрывками для залежей нефти и газа. Высокая теплопроводность этих толщ способствует относительно быстрому отводу тепла из нижележащих комплексов, тем самым оказывая значительное влияние на термическую историю развития нефтегазоносных бассейнов и, соответственно, на процессы преобразования органического вещества нефтегазоматеринских пород [1, 2].

Для проведения бассейнового моделирования и корректной оценки влияния на термическую эволюцию осадочного бассейна эвапоритовых толщ необходимо детально восстановить историю формирования структур соляной тектоники. Для того чтобы учесть процесс роста соляных диапиров во времени, необходимо наличие карт толщин солей к каждому расчетному моменту геологического времени, начиная с конца формирования эвапоритовой толщи (момент окончания осадконакопления при горизонтальном залегании солей) до настоящего времени.

Целью работы является рассмотрение методик восстановления истории формирования структур соляной тектоники при бассейновом моделировании. Применение выбранной методики позволит корректно оценивать термическую историю нефтегазоносных бассейнов.

Методика и материалы исследований

Для построения карт толщин солей необходим так называемый структурный каркас бассейновой модели, включающий

в себя структурные поверхности разновозрастных горизонтов на современном этапе геологического развития бассейна. Расчеты выполнены на основании фактических материалов, представленных в открытой печати [3, 4]. Имея структурный каркас, можно построить карту толщин солей к настоящему времени, карту же толщин солей к моменту их осадконакопления можно относительно легко получить различными способами, в том числе автоматизированными [5]. Однако построение промежуточных карт толщин к расчетным временным точкам обычно сопряжено с некоторыми трудностями. Существуют методики моделирования роста соляных диапиров, основанные на моделировании течения неоднородной вязкой жидкости по мере увеличения веса перекрывающих пород [6–8]. Для применения данных методик необходимы дополнительные исходные данные, а для проведения вычислений и моделирования необходимо наличие специализированного программного обеспечения. Результат при этом остается весьма чувствительным к входным данным, а неопределенности по-прежнему высоки, что отмечают сами авторы этих методик [6–8].

В данной работе рассмотрены методики моделирования соляной тектоники, доступные для реализации в любом геологическом программном обеспечении, в котором имеется инструмент «Калькулятор карт» (Calculator maps). Графические построения выполнены с помощью программного обеспечения tНавигатор при помощи стандартных средств «Дизайнера Геологии». Данные методики помимо схожести с методиками расчета течения, учитывают особенности последующего бассейнового моделирования и могут выполняться в многовариантной форме.

Например, до сих пор многие программные средства для бассейнового моделирования не поддерживают в базовом функционале горизонтальных движений, следовательно, это ограничивает возможности моделирования нависающей части соляных диапиров, так называемых соляных карнизов. Так, предложенные в работе методики могут внести значительный вклад, упростить действия и оказать техническую помощь при моделировании соляной тектоники в случае ограниченности исходных данных и недостатка времени.

Обсуждение результатов

Построение промежуточных карт толщин методикой *линейной пропорции* является методикой восстановления толщин в разные исторические моменты, которая была опробована и рассмотрена в работе [9], однако эта методика имеет ряд кардинальных недостатков.

Для применения методики *линейной пропорции* в качестве исходных данных выступают две карты толщин: к моменту

окончания осадконакопления (272,95 млн лет назад, окончание кунгурского века пермского периода) и текущая (0 млн лет назад, настоящее время). Промежуточные карты толщин рассчитываются по пропорции с момента времени относительно начальной и конечной точек. Таким образом, чем ближе временной шаг к настоящему времени, тем более схожа полученная карта толщин к текущей и наоборот. Степень близости при этом определяет пропорциональный коэффициент k :

$$k = T_{curr} / T_{depo},$$

где: T_{depo} – время окончания осадконакопления соляной толщи (Time of deposition);

T_{curr} – текущее расчетное время (Time current).

Этот коэффициент стремится к 0 при приближении на временной шкале к настоящему времени и стремится к 1 при приближении к времени окончания осадконакопления солей.

Рассчитав этот коэффициент временной пропорции, его можно применить к картам толщин:

$$Thickness = k * presentThickness + (1 - k) * initialThickness,$$

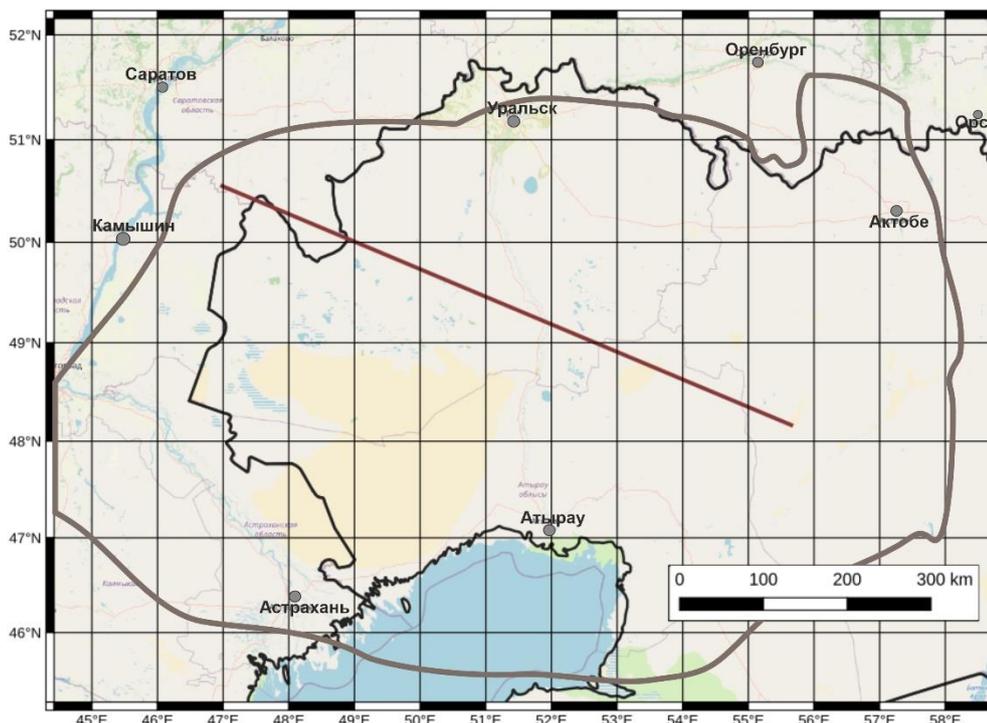
где: $presentThickness$ – карта мощности солей на настоящий момент времени;

$initialThickness$ – карта мощности солей на момент окончания осадконакопления.

Применяя эти две формулы и последовательно подставляя временные интервалы, можно получить набор карт толщин соляной толщи к каждому интересующему моменту времени. На рис. 1 изображена обзорная карта с линией разреза,

по которому проводились исследования.

На рис. 2 изображены палеоразрезы через Прикаспийскую синеклизу с восстановленной историей формирования структур соляной тектоники методикой *линейной пропорции*.



Условные обозначения

- | | |
|---------------------------------|----------------------------|
| граница Прикаспийской синеклизы | моря и озера |
| населенные пункты | реки |
| государственная граница | линия исследуемого разреза |

Рис. 1. Обзорная карта изучаемой территории Прикаспийской синеклизы

Fig. 1. General map of the study area of the Caspian syncline

Таким образом, толщина соли в каждой точке рассчитывается как пропорция по времени и изменяется линейно с течением времени. Рост соляных диапиров начинается сразу после накопления эвапоритовой толщи, что является некорректным, так как прежде, чем начнется галокинез, эвапоритовая толща должна быть перекрыта вышележащими толщами достаточной мощности, чтобы перевалить через порог текучести и начать движение.

Для моделирования процесса формирования структур соляной тектоники можно применить методику *отложенной линейной пропорции*, при которой

движение солей начинается не с момента их осадконакопления, а с некоторого момента времени. В данном случае выбран 201 млн лет, так как к этому времени повсеместно накоплено достаточно перекрывающих пород (мощность триасовых отложений более 3 км). Для этого при расчете коэффициента k следует использовать время начала галокинеза вместо времени окончания осадконакопления, т. е.:

$$k = T_{curr} / T_{start},$$

где: T_{start} — время начала галокинеза (201 млн лет).

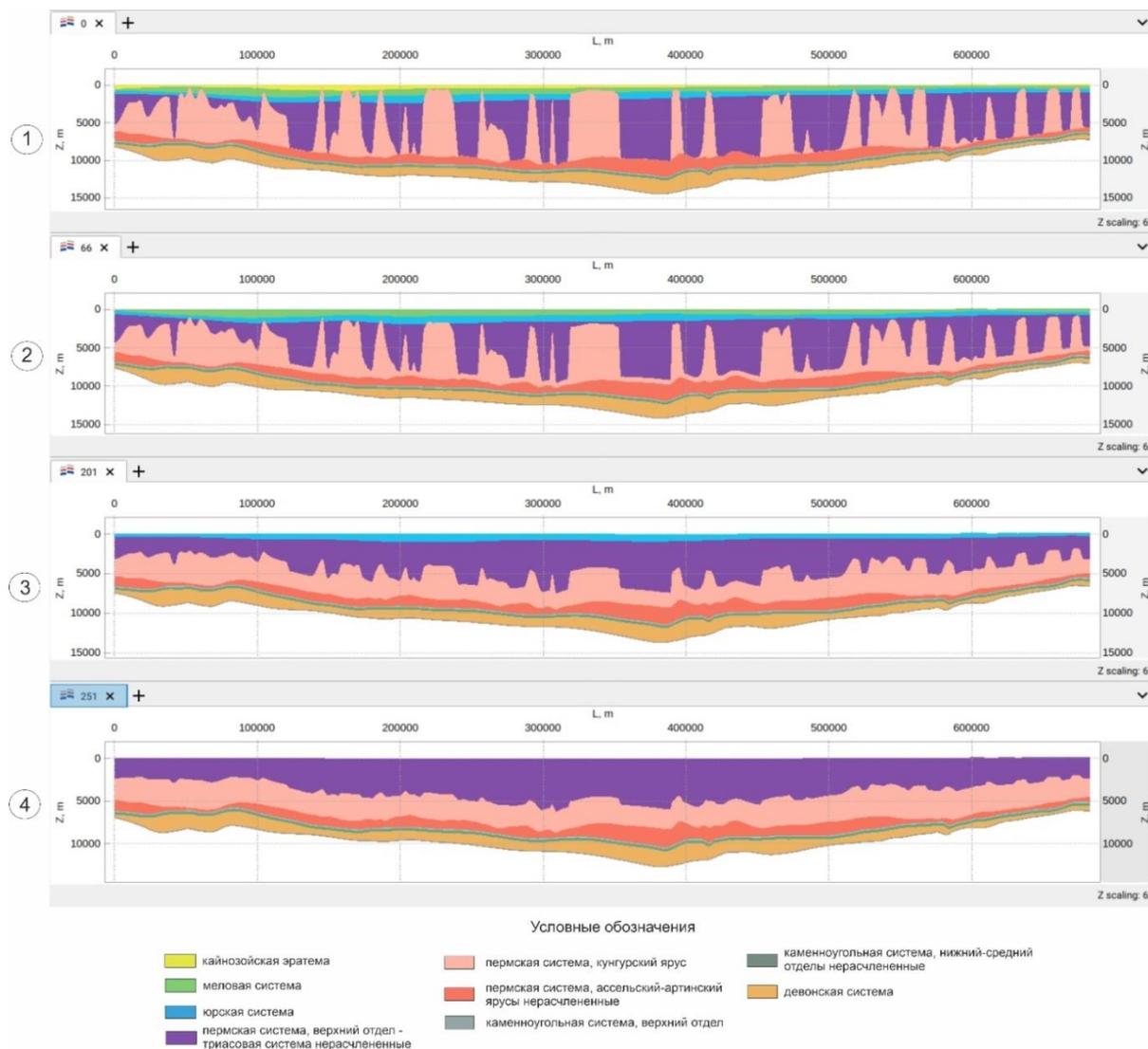


Рис. 2. Палеоразрезы из трехмерной модели Прикаспийской синеклизы с восстановлением истории формирования структур соляной тектоники методикой линейной пропорции: 1 – к настоящему времени; 2 – к концу мелового периода; 3 – к концу юрского периода; 4 – к концу триасового периода

Fig. 2. Paleosections from a three-dimensional model of the Caspian syncline with restoration of the history of the formation of salt tectonics structures using the linear proportion technique: 1 – by the present time; 2 – by the end of the Cretaceous period; 3 – by the end of the Jurassic period; 4 – by the end of the Triassic period

Формула расчета карт толщин при этом не меняется. Следует отметить, что коэффициент пропорции не может быть больше 1, поэтому для периодов времени до начала соляной тектоники он приравнивается к 1. На рис. 3 изображены палеоразрезы с восстановленной историей формирования структур соляной тектоники методикой отложенной линейной пропорции толщин.

Видно, что изменения малозначительные и касаются в основном только

самого первого палео профиля на 251 млн лет. Согласно заданным условиям, на это время мощность соляной толщи равняется исходной, т. е. движение солей к этому моменту времени еще не началось. Последующие этапы малоотличимы от обычной линейной пропорции – рост соляных диапиров начинается мгновенно и растут они всегда с равномерной скоростью, что, как указывалось выше, некорректно с геологической точки зрения.

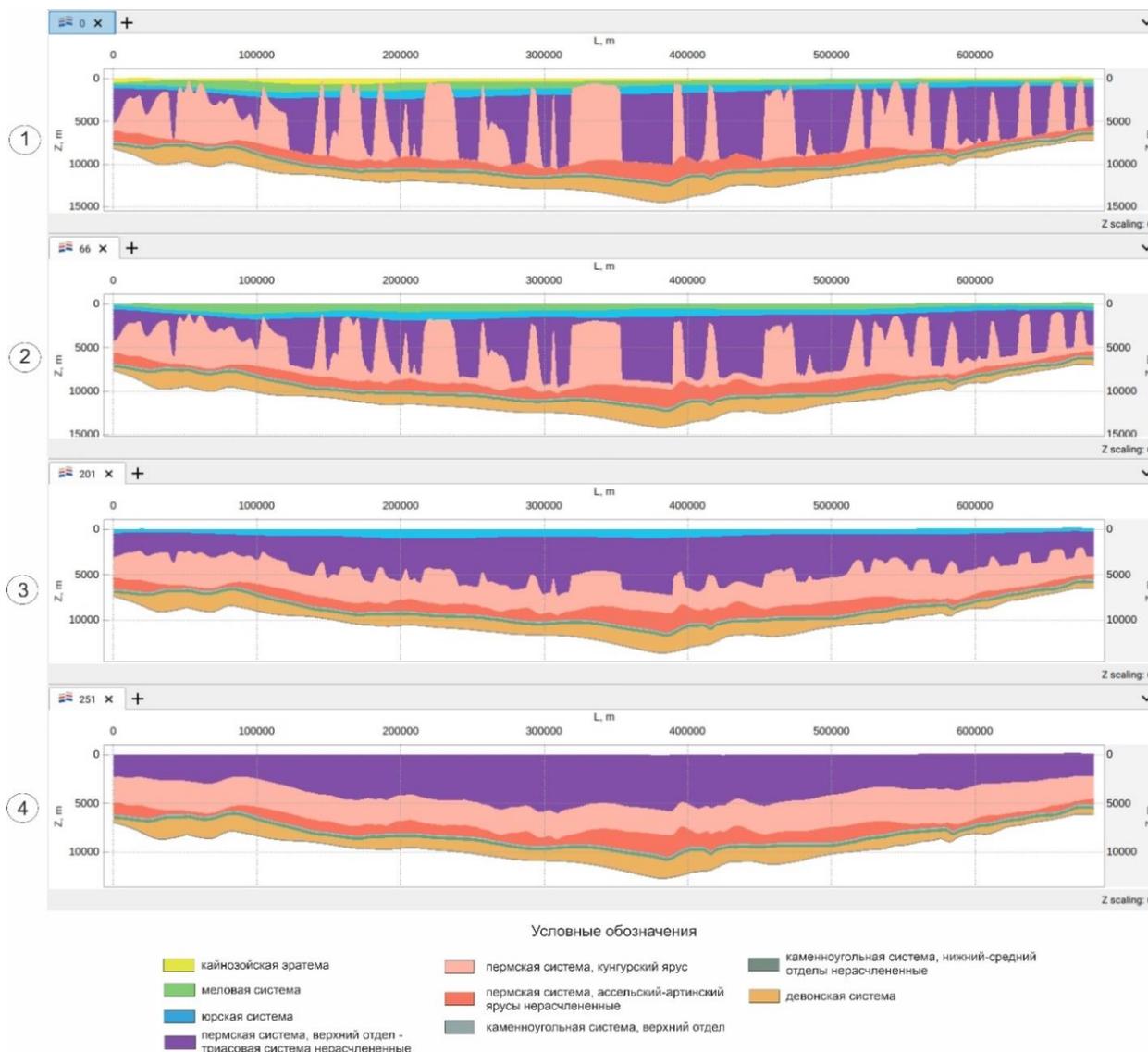


Рис. 3. Палеоразрезы из трехмерной модели Прикаспийской синеклизы с восстановлением истории формирования структур соляной тектоники методикой отложенной линейной пропорции: 1 – к настоящему времени; 2 – к концу мелового периода; 3 – к концу юрского периода; 4 – к концу триасового периода

Fig. 3. Paleosections from a three-dimensional model of the Caspian syncline with restoration of the history of the formation of salt tectonics structures using the technique of delayed linear proportion: 1 – by the present time; 2 – by the end of the Cretaceous period; 3 – by the end of the Jurassic period; 4 – by the end of the Triassic period

Однако, даже если сместить начало галокинеза во времени, все равно с момента наступления этого момента времени, движение солей начинается быстро и соли сохраняют свою постоянную скорость до настоящего времени. Это указывает на то, что необходим отличный от линейного закон изменения карт толщин соляной толщи.

Методика *параболической пропорции*. Для реалистичного отображения процесса роста соляных диапиров необходимо скорректировать методику пропорций таким образом, чтобы в момент начала движения солей их скорость была минимальной и нарастала по мере накопления перекрывающих пород и увеличения геостатического давления.

Таковыми свойствами обладает обычная парабола $f(x) = x^2$, причем в интервале величин (0, 1) функция параболы растет медленней, чем линейная. Для того чтобы заменить линейную функцию на параболическую, достаточно применить эту функцию на коэффициенте k , т. е. возвести

его в квадрат, все остальное в расчетах остается неизменным по сравнению с методикой линейной пропорции.

Полученные таким образом карты палеотолщин позволяют восстановить историю формирования структур соляной тектоники наиболее корректно (рис. 4).



Рис. 4. Палеоразрезы из трехмерной модели Прикаспийской синеклизы с восстановлением истории формирования структур соляной тектоники методикой параболической пропорции:
 1 – к настоящему времени; 2 – к концу мелового периода;
 3 – к концу юрского периода; 4 – к концу триасового периода

Fig. 4. Paleosections from a three-dimensional model of the Caspian syncline with restoration of the history of the formation of salt tectonics structures using the parabolic proportion technique:
 1 – by the present time; 2 – by the end of the Cretaceous period;
 3 – by the end of the Jurassic period; 4 – by the end of the Triassic period

Соляные диапиры активно растут только в относительно недавнем времени и сформировались как диапиры только к концу мелового и началу палеоген-неогенового времени, а к концу юрского времени только начинают проявляться первые признаки роста диапиров.

Помимо параболической пропорции, можно использовать *отложенную парабо-*

лическую пропорцию, для этого, аналогично отложенной линейной пропорции, необходимо использовать время начала галокинетических процессов, а не время окончание галокинеза. На рис. 5 показаны графики коэффициента k во времени, а на рис. 6 изображены палеоразрезы, полученные методикой отложенной параболической пропорции.

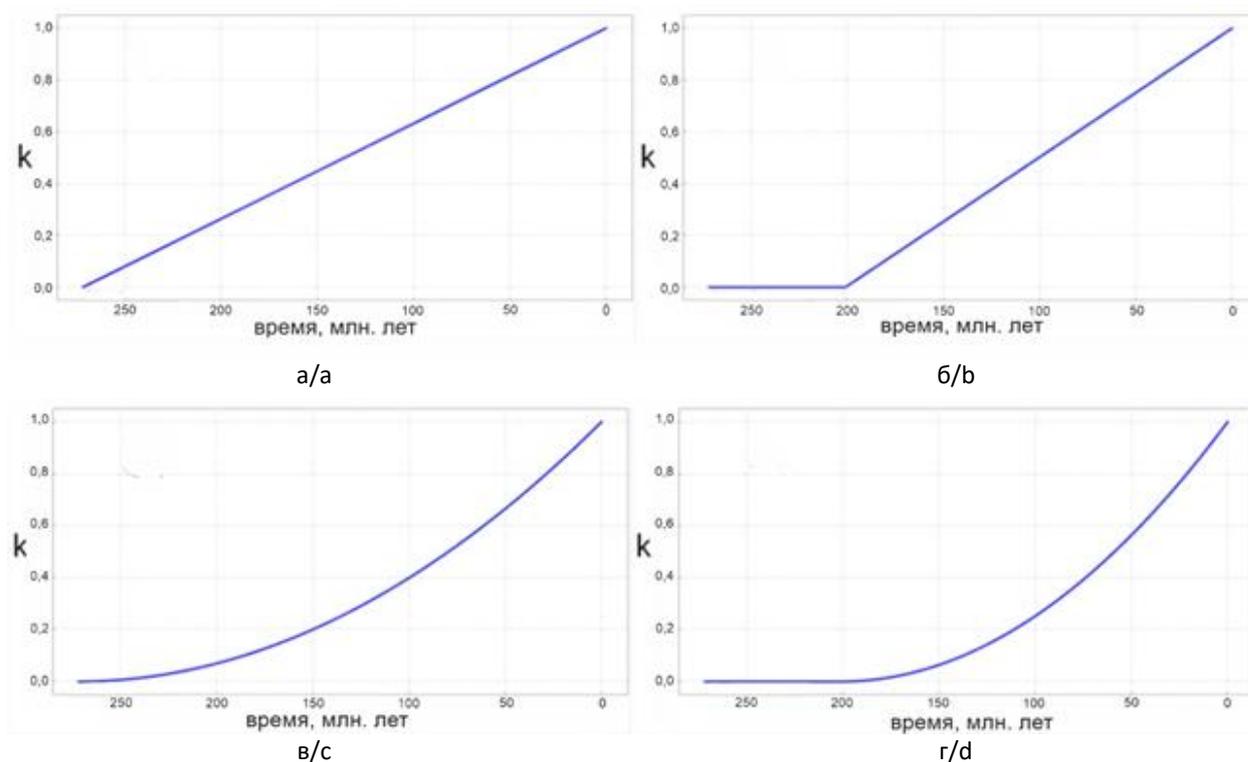


Рис. 5. Графики зависимости коэффициента пропорции толщин k от времени, построенные разными методиками: а – линейной пропорции; б – отложенной линейной пропорции; в – параболической пропорции; г – отложенной параболической пропорции

Fig. 5. Graphs of the dependence of the thickness proportion coefficient k on time produced by different techniques: a – of linear proportion; b – of delayed linear proportion; c – of parabolic proportion; d – of delayed parabolic proportion

Применяя эту модификацию методики восстановления палеотолщин, можно еще более приблизиться к процессу восстановления истории формирования

структур соляной тектоники, где теоретический метод Ю.А. Косыгина основан на законе ускоренного роста соляных куполов, описанной авторами [5, 10].

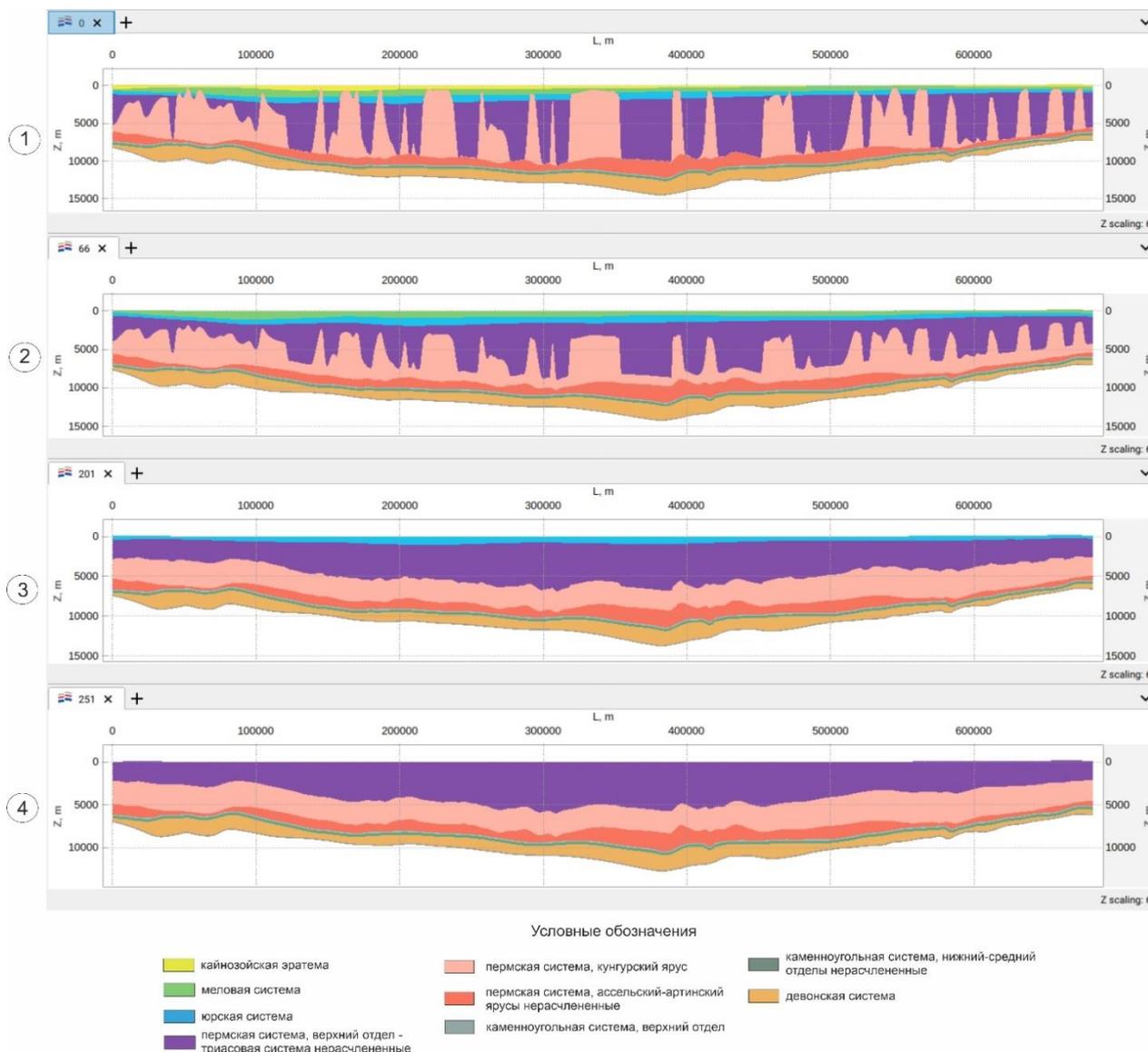


Рис. 6. Палеоразрезы из трехмерной модели Прикаспийской синеклизы с восстановлением истории формирования структур соляной тектоники методикой отложенной параболической пропорции: 1 – к настоящему времени; 2 – к концу мелового периода; 3 – к концу юрского периода; 4 – к концу триасового периода

Fig. 6. Paleosections from a three-dimensional model of the Caspian syncline with restoration of the history of the formation of salt tectonics structures using the technique of delayed parabolic proportion: 1 – by the present time; 2 – by the end of the Cretaceous period; 3 – by the end of the Jurassic period; 4 – by the end of the Triassic period

Заключение

Выполненный в работе сравнительный анализ четырех методик восстановления истории формирования структур соляной тектоники, построение палеоразрезов и графиков зависимости коэффициента пропорции толщин от времени показали, что

методика отложенной параболической пропорции восстановления палеотолщин солей является наиболее корректной. Рост соляных диапиров при моделировании смещен во времени, характеристики скорости роста (изначально маленькая, но постепенно увеличивающаяся) соблюдаются.

Данную методику можно использовать на этапе восстановления структурной эволюции осадконакопления нефтегазовых бассейнов, осложненных соляной тектоникой. Ее применение позволит

корректно оценивать термическую историю нефтегазоносных бассейнов, с которой непосредственно связаны процессы реализации генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Khafizov S.F., Osipov A.V., Dantsova K. et al.* Accumulations of liquid hydrocarbons at great depths – the phenomenon of the Gulf of Mexico [Скопления жидких углеводородов на больших глубинах – феномен Мексиканского залива] // Saint Petersburg 2020. Geosciences: Converting Knowledge into Resources: 9th International Geological and Geophysical Conference and Exhibition, St. Petersburg, Russia, 16–19 November 2020. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053233>
2. *Мурзин Ш.М.* Нефтяные системы и история их формирования в акватории Северного Каспия // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2010. № 6. С. 23–35.
3. *Волож Ю.А., Абукова Л.А., Антипов М.П.* и др. Геология и углеводородный потенциал подсольевых отложений Астраханского свода Прикаспийской нефтегазоносной провинции: результаты комплексного исследования // Геотектоника. 2024. № 5 (в печати).
4. *Волож Ю.А., Абукова Л.А., Рыбальченко В.В., Меркулов О.И.* Формирование месторождений нефти и газа в глубоководных углеводородных системах: на пути к универсальной поисковой концепции // Геотектоника. 2022. № 5. С. 27–49. <https://doi.org/10.31857/S0016853X22050095>
5. *Лунёв Б.В., Лапковский В.В., Антипов М.П.* и др. Влияние строения эвапоритовой формации на формирование структур соляной тектоники и ловушек углеводородов (по результатам численного моделирования галокинеза в Прикаспии) // Геодинамика и тектонофизика. 2023. Т. 14, № 2. С. 0690. <https://doi.org/10.5800/GT-2023-14-2-0690>
6. *Абрамов Т.В.* Массивно-параллельный расчет неустойчивости Рэлея – Тейлора с помощью аналитического выражения функции Грина соответствующей краевой задачи // Вычислительные технологии. 2015. Т. 20, № 4. С. 3–16.
7. *Конторович В.А., Лунёв Б.В., Лапковский В.В., Филиппов Ю.Ф.* Численные модели формирования структур соляной тектоники, выявленных сейсморазведкой в кембрийских отложениях Предъенисейского осадочного бассейна (юго-восток Западной Сибири) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. № S2. С. 105–115.
8. *Лунёв Б.В., Лапковский В.В.* Быстрое численное моделирование соляной тектоники: возможность оперативного использования в геологической практике // Физическая мезомеханика. 2009. Т. 12, № 1. С. 63–74.
9. *Дегтерёв А.Ю., Бондарев А.В.* Анализ эффективности различных оптимизационных алгоритмов в задачах геологического моделирования // Геомодель 2022: Материалы 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти

и газа, Геленджик, Россия, 5–8 сентября 2022 г. URL: <https://libgeo.ru/upload/520.pdf> (дата обращения: 08.11.20024).

10. *Косыгин Ю.А.* Тектоника. М.: Недра, 1969. 615 с.

Информация об авторах

Александр Владимирович Бондарев – к.г.-м.н., геолог технической поддержки, ООО «Интегрированные разработки для моделирования», Москва, Россия; SPIN-код: 6559-1469, <https://orcid.org/0000-0001-8221-1052>; e-mail: jcomtess@yandex.ru

Лиана Ильясовна Бондарева – ведущий инженер, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 1584-1518, <https://orcid.org/0000-0003-3986-858X>; e-mail: liana_bondareva@ipng.ru

Александр Викторович Осипов – к.г.-м.н., доцент, член-корреспондент РАЕН, декан факультета, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва, Россия; SPIN-код: 7992-0199, <https://orcid.org/0000-0002-6298-4274>; e-mail: osipovav@mgri.ru

Поступила в редакцию 07.10.2024

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art4>

Choosing the technique for reconstructing the history of the formation of salt tectonics structures in basin modeling problems

A.V. Bondarev¹, L.I. Bondareva² ✉, A.V. Osipov³

1 – Integrated Development for Modeling LLC, Moscow, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

3 – Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (MGRI), Moscow, Russia

Abstract. *Objective.* To assess correctly the thermal history of oil and gas basins using a technique selected according to the results of examining the approaches to reconstructing the history of the formation of salt tectonics structures during basin modeling. *Materials and methods.* Using the case of a section of the Caspian syncline, this study demonstrates how the interpretation of the growth rate of salt diapirs changes depending on the used technique. The plotting was done in tNavigator software using standard Geology Designer tools. *Results.* Four techniques for reconstructing the history of the formation of salt tectonics structures were analyzed; paleosections and graphs of the dependence of the thickness proportion coefficient on time were constructed. *Conclusions.* The delayed parabolic proportion technique for reconstructing paleothicknesses of salts is the most correct. It can be used at the stage of reconstructing the structural evolution of sedimentation of oil and gas basins complicated by salt tectonics.

Keywords: basin modeling, sedimentation, halokinesis, diapirs, paleothicknesses, Caspian syncline, salt tectonics, oil and gas fields

Funding: the work was partly funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 122022800253-3).

For citation: Bondarev A.V., Bondareva L.I., Osipov A.V. Choosing the technique for reconstructing the history of the formation of salt tectonics structures in basin modeling problems. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 248–261. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art4>

✉ Liana I. Bondareva, e-mail: liana_bondareva@ipng.ru

© Bondarev A.V., Bondareva L.I., Osipov A.V., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Khafizov S.F., Osipov A.V., Dantsova K.I. et al. Accumulations of liquid hydrocarbons at great depths – the phenomenon of the Gulf of Mexico. In: *Saint Petersburg 2020. Geosciences: Converting Knowledge into Resources: 9th International Geological and Geophysical Conference and Exhibition*, St. Petersburg, Russia, 16–19 November 2020. (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053233>
2. Murzin Sh.M. Petroleum systems and the history of their formation in the northern Caspian Sea basin. *Moscow University Geology Bulletin*. 2010. Vol. 65, No. 6. P. 355–366. <https://doi.org/10.3103/s0145875210060037>
3. Volozh Yu.A., Abukova L.A., Antipov M.P. et al. Geology and hydrocarbon potential of subsalt deposits of the Astrakhan arch of the Caspian oil and gas province: Results of a comprehensive study. *Geotectonics*. 2024. Vol. 58, No. 5 (in press).
4. Volozh Yu.A., Abukova L.A., Rybalchenko V.V., Merkulov O.I. Formation of oil and gas fields in deep hydrocarbon systems: Outline of a universal search concept. *Geotectonics*. 2022. Vol. 56, No. 5. P. 586–606. <https://doi.org/10.1134/S0016852122050090>
5. Lunev B.V., Lapkovsky V.V., Antipov M.P. et al. Influence of the evaporite formation structure on salt tectonics and hydrocarbon traps (by the results of numerical simulation of halokinesis in the Pre-Caspian). *Geodynamics & Tectonophysics*. 2023. Vol. 14, No. 2. P. 0690. <https://doi.org/10.5800/GT-2023-14-2-0690>
6. Abramov T.V. Massively parallel Rayleigh – Taylor instability simulation using analytical expression of Green’s function of the corresponding boundary value. *Computational Technologies*. 2015. Vol. 20, No. 4. P. 3–16. (In Russ.).
7. Kontorovich V.A., Lunev B.V., Lapkovsky V.V., Filippov Yu.F. Numerical models of salt tectonics structures detected by seismic exploration in the Cambrian deposits of the Predyenisei sedimentary basin, south-eastern West Siberia. *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2014. No. S2. P. 105–115. (In Russ.).
8. Lunev B.V., Lapkovsky V.V. Fast numerical simulation of salt tectonics: Possibility of the operational application in geological practice. *Fizicheskaya mezomekhanika*. 2009. Vol. 12, No. 1. P. 63–74. (In Russ.).
9. Degterev A.Yu., Bondarev A.V. Analysis of efficiency of various optimisation algorithms in geological modelling problems. In: *Geomodel 2022 – 24th Scientific and Practical Conference on Issues of Geological Exploration and Development Oil and Gas Fields*, Gelendzhik, Russia, 5–8 September 2022. (In Russ.). URL: <https://libgeo.ru/upload/520.pdf> (accessed 08.11.2024).
10. Kosygin Yu.A. *Tectonics*. Moscow: Nedra, 1969. 615 p. (In Russ.).

Information about the authors

Aleksandr V. Bondarev – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Technical Support Geologist, Integrated Development for Modeling LLC, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-8221-1052>; e-mail: jcomtess@yandex.ru

Liana I. Bondareva – Leading Engineer, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-3986-858X>; e-mail: liana_bondareva@ipng.ru

Alexander V. Osipov – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Dean of Faculty, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (MGRI), Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-6298-4274>; e-mail: osipovav@mgi.ru

Received 07.10.2024