

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.7>

УДК 551.247/.24.035+519.876.5(571.56)

Моделирование соляного тектогенеза в связи с выбором главных направлений поиска месторождений углеводородного и гидроминерального сырья в Кемпендяйской впадине (юго-восток Сибирской платформы)

Б.В. Лунев, И.А. Губин, В.В. Лапковский, Р.В. Маринов*
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Дана краткая характеристика геологического строения осадочного чехла Кемпендяйской впадины, расположенной в пределах Сибирской платформы на территории Республики Саха (Якутия). В геологическом разрезе выделено два интервала формирования неустойчивых слоев в кембрии и девоне, выполнена оценка их соленасыщенности. Составлена обобщенная геоплотностная модель осадочного чехла, приведены примерные масштабы и длительность перерывов в фанерозойской истории осадконакопления. Выполнено численное моделирование соляного тектогенеза путем решения задачи расчета ползущего течения ньютоновской жидкости с переменной плотностью и постоянной вязкостью. Показана ведущая роль всплывания девонских солей, наиболее активная фаза которого пришлось на юрское время, в формировании локальных структур осадочного чехла при подчиненном характере динамики кембрийских солей. Предложено выделять подкорневые зоны сложенных девонскими солями диапиров, как участки наиболее перспективные в отношении нефтегазоносности, так и, возможно, в отношении литиеносных рассолов.

Ключевые слова: Кемпендяйская впадина, соляной тектогенез, численное моделирование, кембрий, девон, перспективы нефтегазоносности, литиеносные рассолы

Для цитирования: Лунев Б.В., Губин И.А., Лапковский В.В., Маринов Р.В. (2024). Моделирование соляного тектогенеза в связи с выбором главных направлений поиска месторождений углеводородного и гидроминерального сырья в Кемпендяйской впадине (юго-восток Сибирской платформы). *Георесурсы*, 26(4), с. 176–186. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.7>

Введение

Кемпендяйская впадина рассматривается как один из перспективных объектов поиска месторождений углеводородов в юго-западной части Республики Саха (Якутии), особенно в связи с тем, что рядом с ней проходят магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» и газопровод «Сила Сибири» (рис. 1). Перспективность подсолевых отложений впадины подтверждается полученным притоком газа с составом, характерным для газовых шапок нефтяных залежей на Атыяхской площади (Сафронов, 2009; Сивцев, Александров, 2014), а также газопроявлениями и выявленными коллекторами на Тюкян-Тюнгской (Иванов, Белихова, 1989) площади. В пределах Кемпендяйской впадины интенсивно проявлена соляная тектоника. Здесь установлены как вскрытые эрозией соляные диапиры,

так и – по данным сейсморазведки и бурения – крипто-диапиры, не достигшие дневной поверхности. Из мирового опыта (Pratsch, 1989, Xue et al., 2024, Забанбарк, 2020, Калинин, 1973 и др.) хорошо известно, что соляная тектоника, там, где она есть, решающим образом влияет на формирование ловушек для углеводородов. Это обусловлено тем, что соляные отложения, будучи хорошим флюидоупором, образуют идеальную покрывку, а главное, тем, что соляной тектогенез формирует структуру осадочного чехла, определяя пути миграции углеводородов (УВ) и локализацию ловушек. Поэтому исследование соляной тектоники в Кемпендяйской впадине может быть полезным при определении направлений поиска и разведки в ней месторождений нефти и газа.

Целью настоящей работы является проверка гипотезы о ведущей роли кембрийских или девонских солей в формировании структур Кемпендяйской зоны дислокаций на основе численного моделирования ползущего течения высоковязкой ньютоновской жидкости, происходящего под действием силы тяжести. Были поставлены следующие задачи: на основе анализа скважинных данных выполнить оценку соленасыщенности кембрийских и девонских свит, развитых в Кемпендяйской впадине;

* Ответственный автор: Игорь Алексеевич Губин
e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

© 2024 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

составить геоплотностную модель осадочного чехла; реконструировать масштабы и длительность перерывов в фанерозойской истории осадконакопления; опираясь на участки разреза, где положение стратиграфических границ надежно установлено бурением или сейсморазведкой, восстановить современную структуру осадочного чехла путем геодинамического моделирования процессов осадконакопления.

Характеристика объекта исследований

Кемпендяйская впадина выделена в 1949 г. по результатам интерпретации потенциальных полей В.И. Арестом. Позже ее строение и история тектонического развития уточнялись в работах Н.М. Чумакова (1959), Г.И. Штеха (1965), К.Б. Мокшанцева (1964, 1975), Г.С. Фрадкина (1967), Г.Д. Бабаяна (1973, 1978), М.К. Вейнберг (1974), К.Е. Колодезникова (1975, 1982), В.В. Гайдука (1988) и др. Она представляет собой вытянутую в северо-восточном направлении трогообразную структуру размером 240×70 км. В гравитационном поле в редукции Буге ей соответствует обширная отрицательная аномалия (Кемпендяйский минимум) до -140 мГал. Глубины до фундамента, преломляющей границы «Ф₀» по продольным и поперечным волнам на разрезе опорного профиля ГСЗ «Кимберлит» достигают 10–11 км (Атлас..., 2013), по другим геофизическим данным – до 12–15 км (Фрадкин, 1976). Поперечный профиль Кемпендяйской впадины резко ассиметричен, ее депоцентр смещен к Сунтарскому своду, с которым она граничит по одноименному региональному разлому (рис. 1а). На юго-западе амплитуда сброса достигает 8 км, а на северо-восток резко сокращается. На востоке впадина граничит с Арбайско-Синской зоной поднятий, отделенной от Сарсанской впадины флексурой с амплитудой до 2 км, нарушенной сбросами со смещением до 0,5 км (Гайдук, 1988).

Соляная тектоника Кемпендяйской впадины имеет большую историю изучения. В центральной части Республики Саха (Якутия) к северо-востоку от с. Сунтар известна область соляных структур (рис. 1б). На основе геологических маршрутов 1953–54 гг. Н.М. Чумаковым была разработана детальная схема их стратиграфического расчленения, а происхождение Кемпендяйских дислокаций он объяснял процессами соляного тектогенеза (Чумаков, 1959). Сейсморазведочные работы в 1970–80 гг. выявили несоответствие подсолевого и надсолевого структурных планов, что подтвердило предположение о развитии здесь процессов соляного тектогенеза.

Ранее считалось, что диапировые складки сложены кембрийскими красноцветами (Бобров и др., 1954). Однако позже из межсолевых слоев были выделены фанерозойские спорово-пыльцевые комплексы (Пашкевич, 1971; Фрадкин, 1967). Установлено, что в Кемпендяйской впадине девонская соленосная толща представлена кыгылтуусской свитой (D₂?–D₃), выделенной Г.С. Фрадкиным в 1967 г. на правом берегу р. Кемпендяй у горы Кыгылтуус (Фрадкин, 1967). Свита сложена алевролитами, аргиллитами с прослоями ангидритов, доломитов, песчаников и примесью вулканогенно-осадочных пород. Пласты солей многочисленны, мощностью от 1,5 до 60 м (рис. 2). Соли встречаются как в виде самостоятельных прослоев, так и в виде отдельных включений, линз и гнезд, а также выполняют трещины и каверны. Суммарная мощность солей в осевой части впадины – около 1000 м (Соляная тектоника Сибирской платформы, 1973). Общая вскрытая мощность свиты достигает 1948 м (Атыяхская скважина). Суммарная мощность соляных интервалов превышает 30% от мощности свиты.

В 1961 г. была пробурена Кемпендяйская структурно-параметрическая скважина Р-1 глубиной 2840 м, забой которой не вскрыл подошву соленосных девонских отложений.

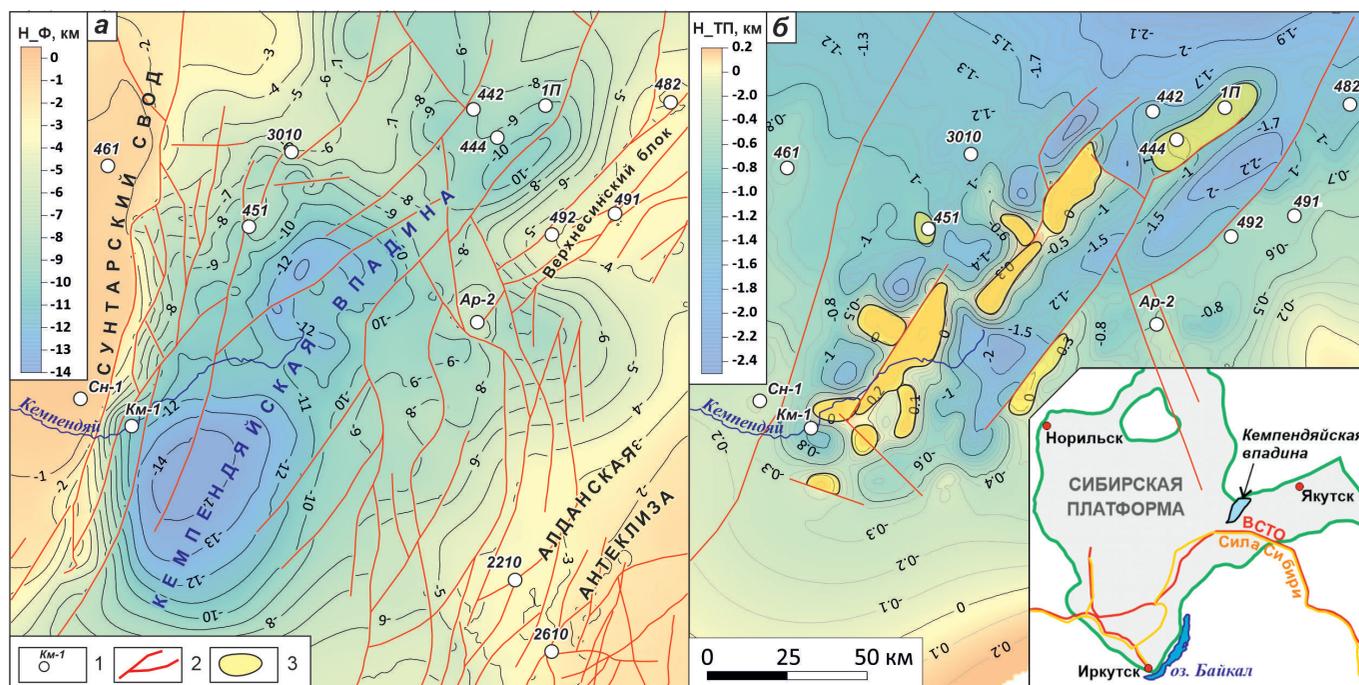


Рис. 1. Структурные карты Кемпендяйской впадины по кровле фундамента (а) и по подошве мезозоя (б). Условные обозначения: 1 – глубокие скважины (сокращенные названия буровых площадей: Сн – Сунтарская, Км – Кемпендяйская, Ар – Арбайская), 2 – разломы, 3 – солянокупольные структуры Кемпендяйских дислокаций. ВСТО – «Восточная Сибирь – Тихий океан»

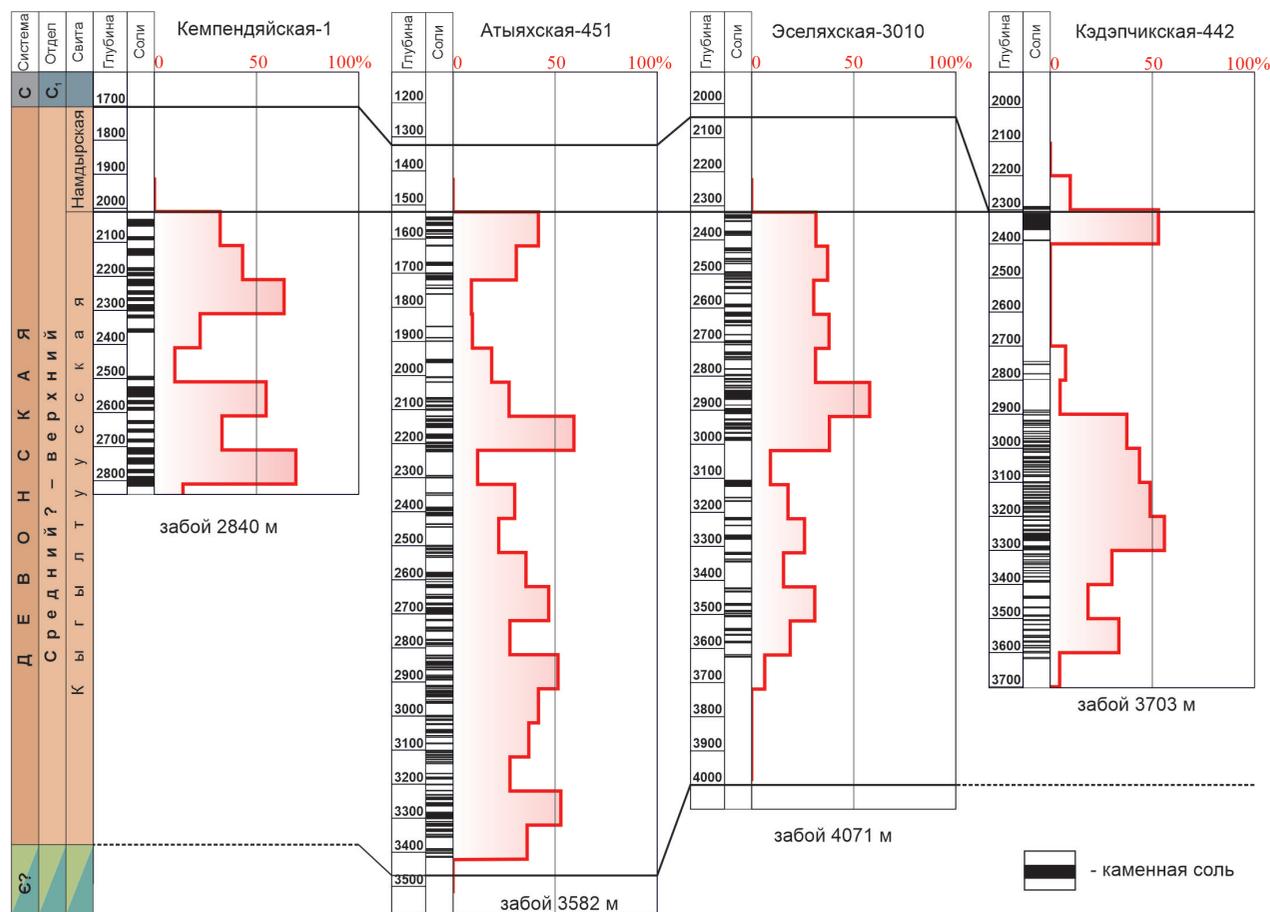


Рис. 2. Распределение пластов каменной соли в кыгылтууской свите

Скважинами Атыяхская-451 и Эселяхская-3040, заложенными в конце 1980-ых гг., девонская толща была вскрыта на полную мощность. В процессе бурения применялся утяжеленный буровой раствор плотностью до $1,55 \text{ г/см}^3$ с добавлением барита, соды, графита, нефти и соли. Забой скважин остановлены в доломитах с неустановленным возрастом. Судя по шламу, подсолевые отложения представлены светло-серым доломитом с темно-синими (до фиолетовых) землистыми включениями. По сообщению Граусман В.В. никакой информации о возрасте из шлама извлечь не удалось. Большинство исследователей придерживаются мнения о нижнепалеозойском возрасте этих отложений. Нами по аналогии с ближайшими скважинами, вскрывающими додевонские отложения, он был принят кембрийским. Подошва девона в Эселяхской скважине проведена на отметке 4000 м. Ниже в керне, отобранном из интервала 4020–4030 м, представленного доломитами, по трещинкам отмечен загустевший «окаменевший» битум. Доломиты характеризуются сильной трещиноватостью, что в процессе бурения приводило к обваливанию стенок скважины, прихвату бурового инструмента.

Значимой особенностью Кемпендяйской впадины является присутствие в ее осадочном чехле, помимо девонского соленосного комплекса, еще и соленосной толщи нижнего-среднего кембрия (чарская и метегерская свиты). Кембрийские соли, вскрытые в скважинах на соседних Арбайской, Восточной, Верхнесинской, Кусоганской, Кумахской и др. площадях, отделены от девонских отложениями бордонской, джуктинской и чаргольской свит среднего-верхнего кембрия, образующими довольно мощную

(до 850 м) карбонатно-терригенную толщу, сложенную красноцветными доломитами, мергелями, аргиллитами, алевролитами и песчаниками с прослоями загипсованных пород (рис. 3). Пачки солей в составе чарской и метегерской свит перемежаются с известняками, доломитами, глинистыми доломитами, мергелями и ангидритами. Соленасыщенность чарской свиты в среднем составляет 34%, метегерской – 47%. Единичные прослои солей мощностью до 3 м отмечаются в толбачанской свите. Общая толщина соляных пачек в кембрии достигает 250 м.

Таким образом, неустойчивые слои – соленосные толщи, характеризующиеся дефицитом плотности – образуют здесь отчетливо выраженную двухъярусную систему. В работе (Сивцев, Александров, 2014) предполагается, что основную роль в соляном тектогенезе и структурообразовании осадочного чехла Кемпендяйской впадины играет развитие неустойчивости кембрийского соленосного слоя. Предполагается, что формирование куполов кембрийскими солями сопряжено с их утонением в мульдах, что облегчает миграцию углеводородного флюида из нижележащих венд-рифейских нефтематеринских отложений в коллекторские горизонты венда и кембрия, чем и определяется их нефтегазовый потенциал. Девонская же соленосная толща практически пассивно деформируется вместе с остальными слоями чехла и выполняет роль регионального флюидоупора. Это предположение, однако, является сугубо умозрительным. Картина, наблюдаемая на сейсмических разрезах Кемпендяйской впадины (рис. 4), отчетливо демонстрируют развитие диапиров, сложенных именно девонскими солями, что, по-видимому,

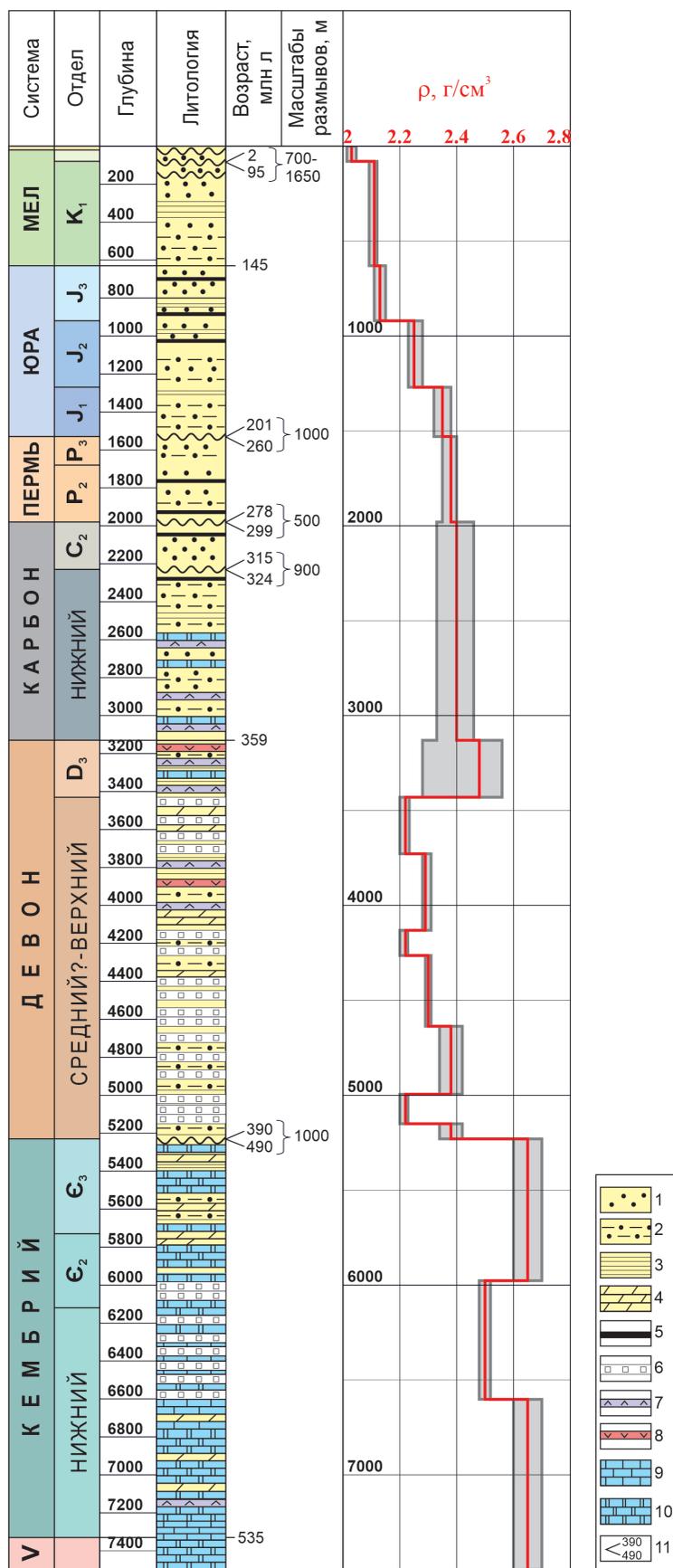


Рис. 3. Сводная литолого-стратиграфическая колонка и геоплотностная характеристика разреза Кемпен'dяйской впадины (колонка составлена по данным бурения; определения плотностных свойств выполнены в лабораториях ЯКТЭ и ПГО «Ленанефтегазгеология»). 1 – пески, 2 – алевриты, 3 – глины, аргиллиты, 4 – мергели, 5 – угли, 6 – каменная соль, 7 – гипсы, ангидриты, 8 – туфы, 9 – известняки, 10 – доломиты, 11 – возрастной интервал отсутствующих отложений

не соответствует предположению о ведущей роли кембрийских солей в формировании структуры осадочного чехла в этом районе. О том же говорят и результаты вертикального электрического зондирования (Фрадкин, 1967), которые показывают развитие в Кемпен'dяйской впадине двух высокоомных горизонтов: нижний соответствует кембрийской соленосной толще, верхний приурочен к соленосным образованиям девона. Четкое и непрерывное прослеживание нижнекембрийских соленосных горизонтов также свидетельствует об отсутствии в нем соляных куполов или штоков.

Нами выполнено численное моделирование соляного тектогенеза применительно к условиям Кемпен'dяйской впадины, путем расчета ползущего течения неоднородной по плотности вязкой жидкости со свободной границей.

Методика моделирования

Принятый в работе подход к моделированию соляного тектогенеза основан на следующих соображениях.

В соответствии с теорией простых жидкостей с затухающей памятью (Астарита, Марруччи, 1978), первым приближением реологического уравнения состояния для описания необратимого деформирования практически любого материала является уравнение ньютоновской жидкости. При этом ньютоновская вязкость трактуется как «естественная вязкость» данного материала, определяемая как верхняя асимптота его вискозиметрических вязкостей. Это приближение адекватно для скоростей деформации, меньших некоторой критической для данного материала величины. Применительно к горным породам критическая скорость деформации может быть оценена величиной порядка 10^{-14} с^{-1} (Лунев, 1996). Имеющиеся данные (Jackson, Talbot, 1986) показывают: 1) скорость деформации в процессах роста соляных куполов не превосходит этого предела; 2) несмотря на очень большую вариацию оценок эффективной вязкости осадочных пород (особенно соли), в зависимости от способа оценки и скорости деформации, верхняя асимптотика для всех близка и составляет порядка $10^{20} \text{ Па} \cdot \text{с}$; 3) характерная грибообразная форма зрелых соляных диапиров безусловно свидетельствует о близости вязкостей соли и вмещающих пород в данном процессе. Заведомая малость числа Рейнольдса (порядка 10^{-22}) определяет исследуемое течение как «ползущее», эволюция которого может быть представлена последовательностью связанных между собой квазистационарных состояний. Таким образом, моделирование соляного тектогенеза сводится к расчету происходящего под действием силы тяжести ползущего течения неоднородной по плотности ньютоновской жидкости с постоянной вязкостью, ограниченной сверху свободной поверхностью. Для решения этой задачи мы использовали эффективные методы и вычислительные программы, разработанные в Институте

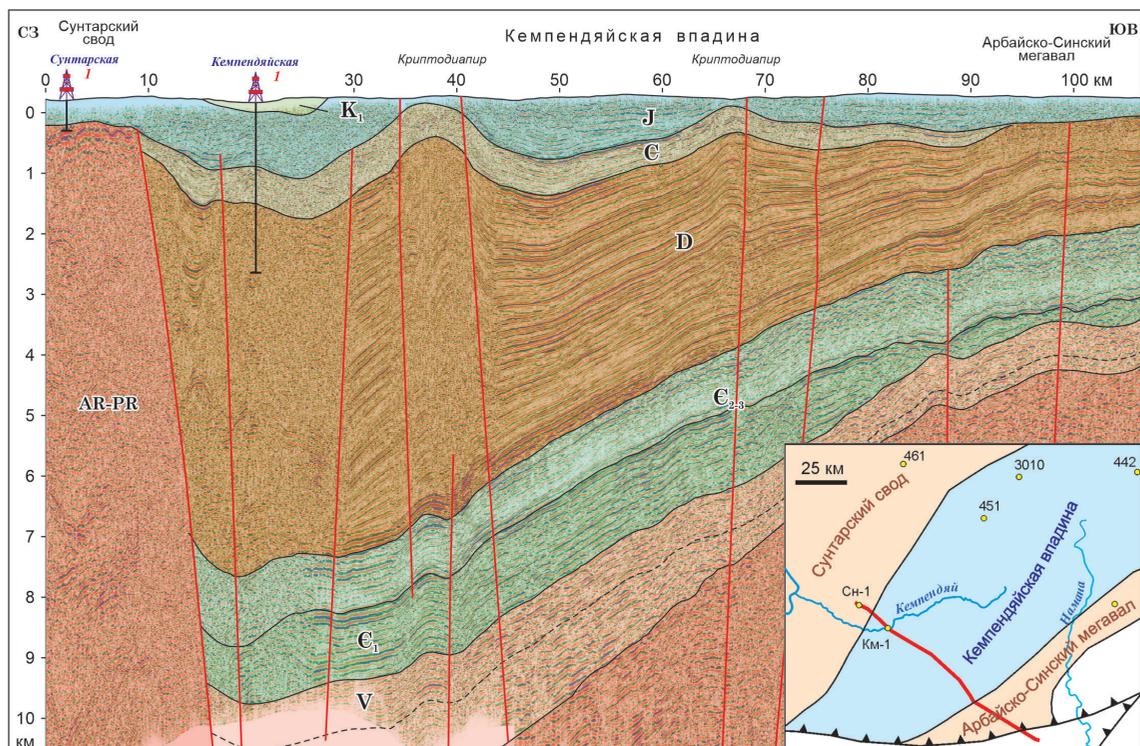


Рис. 4. Сейсмогеологический разрез Кемпен'дяйской впадины по композитному профилю Атыяхской сейсморазведочной партии № 18/91-92. Обозначения сейсмокомплексов на разрезе: AR-PR – архейско-протерозойский, V – вендский, E₁ – нижнекембрийский, E_{2,3} – средне-верхнекембрийский, D – девонский, C – каменноугольный, J – юрский, K₁ – нижнемеловой. Сокращенные названия площадей глубокого бурения на миникарте: Сн – Сунтарская, Км – Кемпен'дяйская

нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), подробно описанные в наших предыдущих публикациях (Лунёв, 1986; Abramov et al., 2016; Абрамов, 2016; Лунёв и др., 2017; Конторович и др., 2019; Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, 2017 и др.).

Базовая геологическая модель объекта

Представленный метод позволяет рассчитывать обусловленное действием архимедовых сил течение, создающее структуры соляной тектоники, в целом. Для того, чтобы моделировать их формирование в конкретных геологических условиях, необходимо для каждого момента времени эволюции учитывать формирующие осадочный бассейн региональные вертикальные движения и процессы накопления, уплотнения и размыва осадков. В основу региональной модели, определяющей специфику проявления соляного тектогенеза, мы положили данные о развитии бассейна, полученные в процессе геолого-геофизического исследования территории (Гайдук, 1988; Государственная геологическая карта Российской Федерации, 1994; Колодезников, 1982; Мегаконтакты и глубинные структуры ..., 1987; Соляная тектоника Сибирской платформы, 1973; Тектоника, геодинамика и металлогения ..., 2001; Фрадкин, 1967 и др.), ориентируясь, главным образом, на сводную литолого-стратиграфическую колонку Кемпен'дяйской впадины (рис. 3) и ее геологический разрез (рис. 4).

Имея в виду задачу выяснения принципиальных особенностей развития соляного тектогенеза в Кемпен'дяйской впадине, мы рассчитывали его в рамках квазидвухмерной модели, полагая все параметры неизменными вдоль

простираения впадины. При этом использовали упрощенную модель заполнения осадочного бассейна, в которой прогибание и мощности накапливающихся осадков линейно возрастают к оси прогиба, сдвинутой к его северо-западному краю. Скорость погружения-накопления осадков рассчитывалась как кусочно-постоянная во времени для каждой точки с заданными географическими координатами, исходя из толщины данного слоя в этой точке и возраста его границ (предполагалось компенсированное накопление осадков, т.е. глубиной моря пренебрегали). Скорость воздымания территории и сопутствующей эрозии ранее накопленных отложений во время крупных перерывов осадконакопления рассчитывалась, исходя из геологически обоснованных предположений о величине размыва и стратиграфических датировок начала и конца перерыва (понятно, что эти параметры модели являются наиболее слабо определенными). Предполагалось, что скорость воздымания-эрозии для каждого перерыва по всей территории одинакова.

Модель формирования осадочного бассейна, включая параметры мощностей размытых и сохранившихся толщ, их усредненные плотности, а также длительности перерывов в осадконакоплении, представлена на рис. 3 и иллюстрируется рис. 5, представляющим модель современного состояния осадочного бассейна без соляной тектоники.

В рамках этой модели заполнения бассейна рассчитано развитие в нем соляного тектогенеза. Результаты моделирования представлены на рис. 6, 7. Заключительная стадия эволюции модели, соответствующая современному состоянию осадочного бассейна, представлена на рис. 6 вверху, а на рис. 7 – соответствующее поле возмущения литостатического давления.

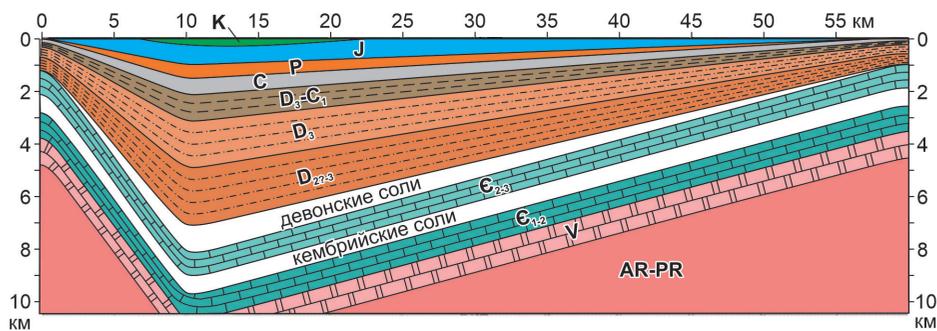


Рис. 5. Заполнение осадочного бассейна без соляной тектоники (региональный фон). Обозначения литостратиграфические комплексов снизу-вверх: AR-PR – породы фундамента, V – вендский преимущественно доломитовый, C₁₋₂ – ниже-среднекембрийский соленосно-карбонатный, C₂₋₃ – средне-верхнекембрийский терригенно-сульфатно-карбонатный, D₂₋₃ – средне-верхнедевонский терригенно-соленосный, D₃-C₁ – верхнедевонско-нижнекаменноугольный туфогенный сульфатно-терригенно-карбонатный, C, P, J и K – соответственно каменноугольный, пермский, юрский и меловой угленосно-терригенные комплексы. Белым цветом показаны соленасыщенные неустойчивые толщи

Результаты и обсуждение

В соответствии с результатами моделирования (рис. 6), развитие соляного тектогенеза в Кемпендйской впадине характеризуется следующим. Обусловленные всплыванием кембрийских солей деформации становятся заметны лишь в конце раннего карбона – после завершения накопления девонской эвапоритовой формации, и продолжают слабое развитие в позднекаменноугольное время. В конце перми становятся заметны уже деформации, связанные с неустойчивостью девонских солей. К концу юры (т.е. в течение, примерно, следующих 100 миллионов лет) всплывание девонских солей становится отчетливо выраженным, и связанные с ним деформации подавляют развитие неустойчивости кембрийских солей. В течение мелового времени и кайнозоя девонские соли формируют развитые диапиры. Наконец, после значительного подъема территории и размыва ранее отложившихся осадков в неогене, формируется современный облик складчатой структуры осадочного чехла впадины.

Результаты численного моделирования противоречат принятой в работе (Сивцев, Александров, 2014) гипотезе и говорят о том, что ведущую роль в формировании локальных структур осадочного чехла Кемпендйской впадины играет всплывание девонских солей, а динамика кембрийских солей имеет подчиненный характер. Преимущественное развитие неустойчивости того, или иного низкоплотного слоя в «двухэтажной конструкции» определяется сравнительной плавучестью этих слоев. Величина неустойчивости зависит от дефицита плотности и толщины слоя. На рис. 8 показана рассчитанная нами ранее (Лунев, Абрамов, 2014) эволюция системы с двумя неустойчивыми слоями с приблизительно одинаковой плавучестью (у нижнего слоя несколько больший, чем у верхнего, дефицит плотности, а верхний имеет большую толщину). В этом случае, в результате развития неустойчивости обоих слоев формируется структура, близкая к той, о которой говорится в статье (Сивцев, Александров, 2014), правда, с более существенным развитием диапиров верхнего слоя.

Однако в Кемпендйской впадине девонские эвапориты (их нижняя часть) характеризуются более высокой соленасыщенностью и толщиной, по сравнению с кембрийскими. При этом девонские соли переслаиваются

в основном с терригенными породами, тогда как кембрийские – с высокоплотными ангидритами и карбонатами. Соответственно, девонскому соленосному слою присуща большая неустойчивость, по сравнению с кембрийским: в модели для кембрийской соленосной толщи приняты значения средней плотности 2500 кг/м³ (заметим, что это, вероятно, еще несколько заниженная оценка, ближе к реальности будет значение 2520 кг/м³) при толщине 700 м; а для соленасыщенной части девонско-каменноугольной эвапоритовой формации средняя плотность может быть оценена величиной 2200 кг/м³ и толщиной от 0 на бортах впадины до 1070 м на оси прогиба. В реальности о низкой плавучести кембрийских солей Восточной Сибири свидетельствует хорошо известная картина развития связанной с ними солянокупольной структуры в Иркутском амфитеатре, где они образуют, несмотря на длительную эволюцию (полмиллиарда лет!), лишь соляные валы, но не зрелые диапиры (Губин и др., 2016; Дубровин, 1979; Соляная тектоника Сибирской платформы, 1973; Труфанова и др., 2007). Напротив, родственные Кемпендйским девонские соли Анабаро-Хатангского прогиба сформировали высококонтрастные диапировые структуры (Конторович и др., 2019).

Несмотря на подчиненный характер динамики кембрийских солей, наблюдаемые вариации толщины этого слоя говорят о его значительных деформациях, что поддерживает гипотезу (Сивцев, Александров, 2014) о возможных перетоках пластового флюида из нижележащих толщ. Также, результаты моделирования подтверждают предположение о перспективности поисков углеводородов в экранируемых девонскими солями отложениях верхнего кембрия. При этом, можно указать на подкорневые зоны девонских соляных диапиров, как на идеальные ловушки и наиболее перспективные участки поиска углеводородных залежей. Этот вывод следует как из экранирующих свойств солей и геометрии их подошвы (рис. 6), так и из результатов расчета возмущения давления (рис. 7). Зоны отрицательной аномалии давления соответствуют подкорневым зонам диапиров на рис. 6. Хотя здесь речь идет не о давлении пластового флюида, а о давлении в минеральном каркасе породы, тем не менее, ясно, что флюид должен отжиматься преимущественно в эти зоны пониженного давления.

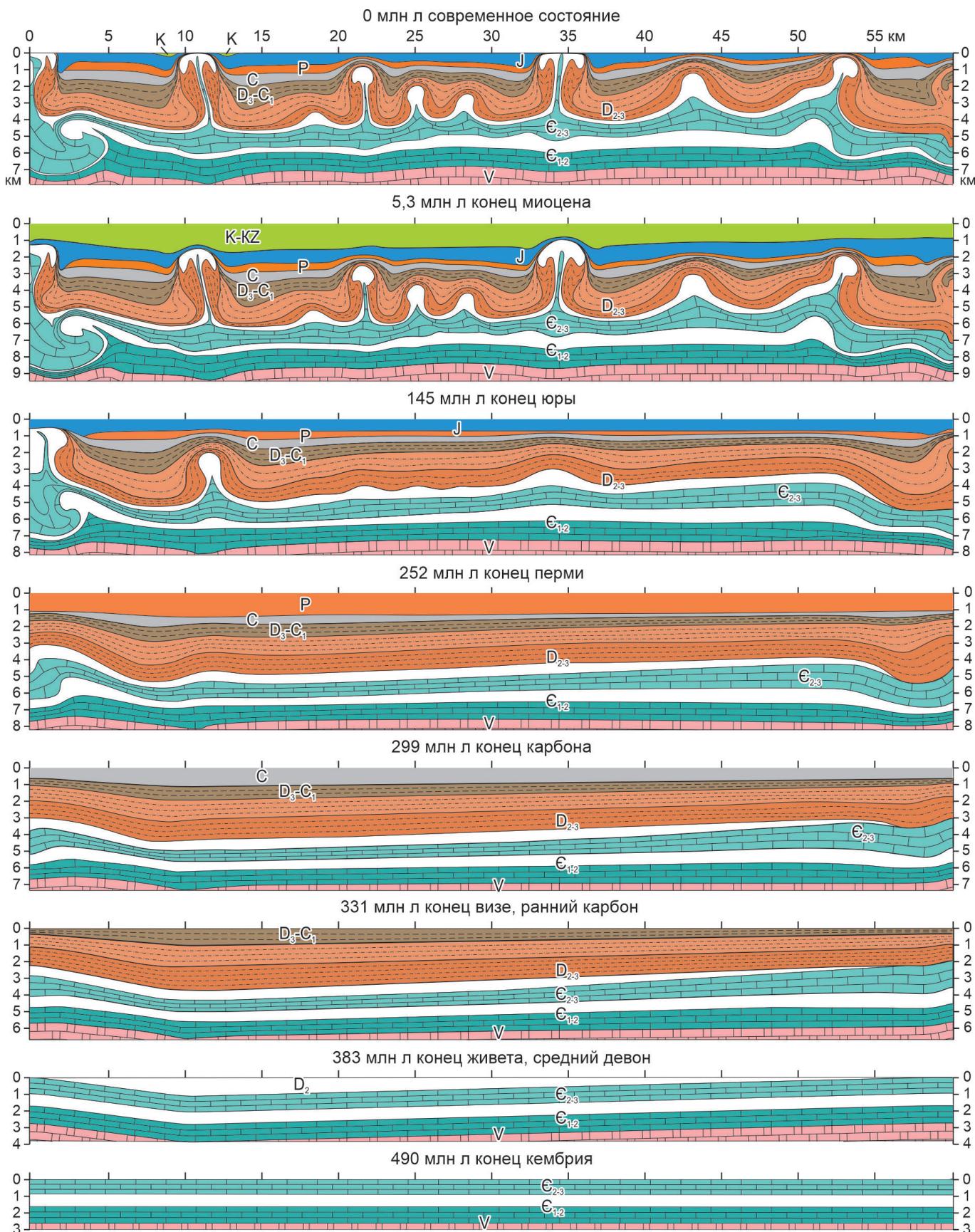


Рис. 6. Стадии рассчитанной эволюции соляного тектогенеза в Кемпен'dяйской впадине (принципиальная модель). Обозначения литостратиграфических комплексов: см. рис. 5

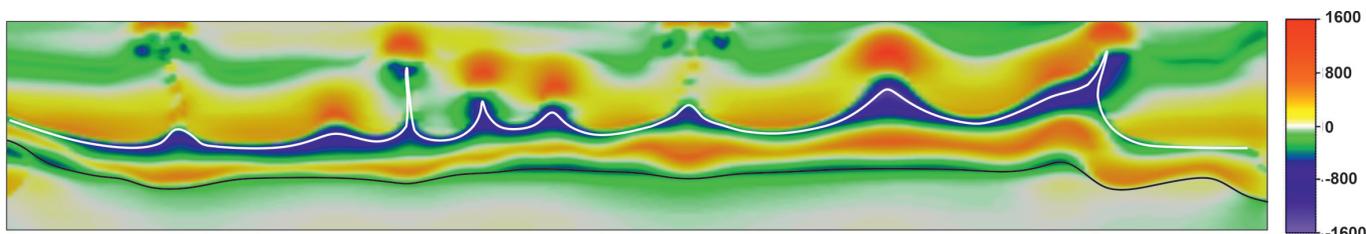


Рис. 7. Возмущение давления (в кПа), рассчитанное для современного разреза, представленного на рис. 6 сверху. Черная граница – подошва кембрийских солей, белая – девонских

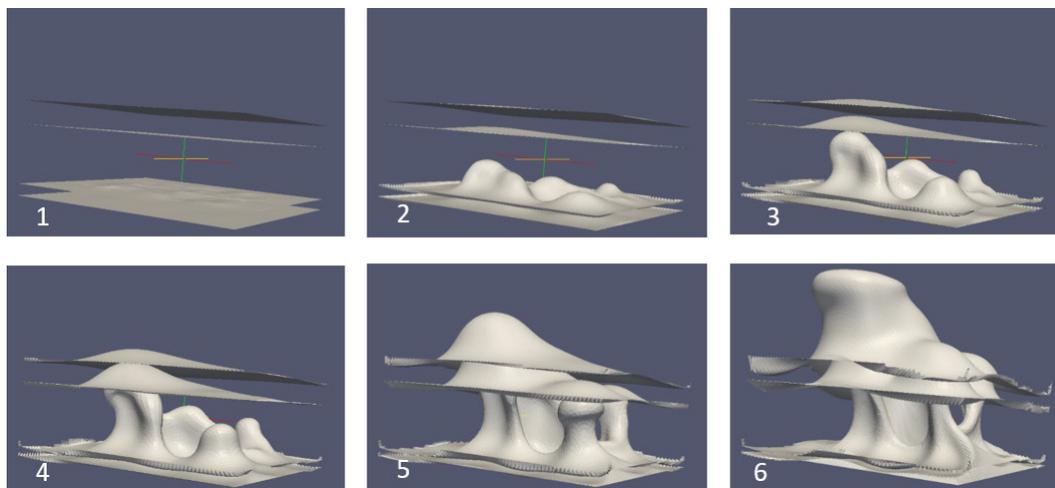


Рис. 8. Стадии эволюции системы с двумя неустойчивыми слоями по (Лунёв, Абрамов, 2014). Показана эволюция формы подошвы и кровли двух неустойчивых слоев. Цифрами обозначена последовательность стадий

Тем более, что горизонтальный градиент давления вблизи границ этих зон всего лишь на порядок меньше литостатического (заметим, что эти зоны характеризуются также деформацией вертикального растяжения, что вполне коррелирует с вышеупомянутой трещиноватостью подсолевых доломитов).

В связи с рассчитанной в модели структурой кембрийских слоев, можно обратить внимание на образуемые кровлей кембрийских солей синклинали, под развитыми «девонскими» диапирами. Этот результат согласуется с общетеоретическими выводами о развитии инверсионных складок в подсолевом комплексе (Лунёв, Лапковский, 2014). В практическом отношении это интересно в связи с поисками месторождений литийсодержащих пластовых вод. Согласно (Алексеев и др., 2012), Кемпедьская впадина входит в зону насыщения осадочного чехла литиеносными рассолами. По данным лабораторных анализов проб рассолов из отложений надсолевой формации в скв. Восточная-491, проведенных в Институте земной коры СО РАН (г. Иркутск), содержание лития составило 22 мг/л, а в расположенной южнее скв. Ыстыннахская-2180, но уже из подсолевой формации – до 70 мг/л. Имея в виду высокую плотность рассолов, логично предположить их скопление в указанных синклинальных структурах. Кембрийские соли могут служить для них флюидоупором. При этом можно ожидать, что повышенное литостатическое давление в этих зонах (рис. 7) будет вызывать отток из них пластовых вод с относительно низкой плотностью, способствуя повышению концентрации остающегося рассола.

Заключение

Таким образом, результаты моделирования позволяют предположить, что подкорневые зоны диапиров девонских солей в Кемпедьской впадине могут рассматриваться как первоочередные перспективные объекты для поиска залежей углеводородов в верхних этажах верхнекембрийских отложений, под подошвой девонских солей, а в нижних этажах – для поиска залежей литиеносных рассолов. Заметим, что на соседних территориях в венд-кембрийских отложениях открыты месторождения нефти и газа. Ближайшим является Бысахтахское, где в отложениях венда выявлен ряд продуктивных горизонтов. В 2023 г. было открыто Мухтинское месторождение, где из карбонатных коллекторов толбачанской и чарской свит были получены притоки газа и конденсата (Мельников и др., 2023). Определенные перспективы нефтегазоносности ранее связывались с соленосными отложениями кыгылтуусской свиты в надежде на присутствие в них межсолевых проницаемых горизонтов. Бурение показало, что такие горизонты, по крайней мере, на изученных площадях отсутствуют, хотя полностью исключать перспективу нефтегазоносности среднепалеозойских отложений нельзя (Черданцев, Головин, 2018).

Сопоставляя рис. 4 и 6 (современное состояние), можно заметить некоторые расхождения результатов моделирования с характером реальной структуры. Это краевые эффекты модели (на правом и левом ее краях) и выравнивание в модели выраженного общего прогиба по оси впадины: мощность послерифейского осадочного чехла в модели получается всюду примерно одинаковой.

По-видимому, в части воспроизведения общей, региональной тектоники модель требует доработки. Тем не менее, принципиальные черты внутренней структуры осадочного чехла впадины в модели воспроизводятся: рассчитанные расстояния между диапирами, глубины залегания и общая геометрия стратиграфических границ близки к реальным. Следовательно, можно говорить о том, что, во-первых, структура осадочного чехла Кемпендяйской впадины определяется именно соляным тектогенезом, и, следовательно, его изучение имеет первостепенную важность при планировании здесь поисков месторождений углеводородов (и, возможно, литиеносных рассолов), а во-вторых, что полученная модель соляного тектогенеза Кемпендяйской впадины в целом адекватна реальности и может быть принята во внимание при анализе структуры и геологической истории впадины, а в дальнейшем использована для детального исследования выявляемых здесь конкретных солянокупольных структур.

Дальнейшее существенное уточнение строения геологической модели Кемпендяйской впадины будет базироваться на получении принципиально новых данных бурения по нижней части разреза.

Финансирование/ Благодарности

Работа выполнена в рамках научных тем государственной программы ФНИ FWZZ-2022-0008 «Цифровые геолого-геофизические модели Лено-Тунгусской и Лено-Вилуйской нефтегазоносных провинций, анализ закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений, оценка перспектив нефтегазоносности в основных продуктивных комплексах верхнего протерозоя и фанерозоя, включая карбонатные горизонты венда и кембрия с трудноизвлекаемыми ресурсами, изучение влияния интрузий траппов на нефтегазоносность» и FWZZ-2022-0009 «Цифровые геолого-геофизические модели и оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Арктической зоны Сибири и республики Саха (Якутия); усовершенствование геолого-геофизических методов исследований».

Авторы выражают искреннюю благодарность редакции и рецензентам за ценные замечания, способствующие улучшению качества статьи, и комментарии, направляющие на дальнейшие исследования.

Литература

Абрамов Т.В. (2016). Быстрое численное решение краевых задач с извещной функцией Грина через циклическую свертку. *Вычислительные технологии*, 21(2), с. 3–11.

Алексеев С. В., Алексеева Л.П., Вахромеев А.Г., Владимиров А.Г., Волкова Н.И. (2012). Литиевые подземные воды Иркутской области и Западной Якутии. *Химия в интересах устойчивого развития*, 20, с. 27–33

Астарита Дж., Марруччи Дж. (1978). Основы гидромеханики не-ньютоновских жидкостей. М: Мир, 309 с.

Атлас «Опорные геолого-геофизические профили России» (2013). Глубинные сейсмические разрезы по профилям ГСЗ, отработанным в период с 1972 по 1995 год. СПб: ВСЕГЕИ, 94 с.

Бабаян Г.Д. (1973). Тектоника и нефтегазоносность Вилуйской синеклизы и прилегающих районов по геофизическими геологическим материалам. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 137 с.

Бабаян Г.Д., Мокшанцев К.Б., Уаров В.Ф. (1978). Земная кора восточной части Сибирской платформы. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 56 с.

Бобров А.К., Грибова Н.А., Грязнов Н.К. и др. (1954). Основные черты геологического строения и перспективы нефтеносности Восточной Сибири. Ленинград: Труды ВНИГРИ, 13, 413 с.

Вейнберг М.К. (1974). Тектоника юго-западной части Вилуйской синеклизы по результатам сейсморазведки. *Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук*. Л., 16 с.

Гайдук В.В. (1988). Вилуйская среднепалеозойская рифтовая система. Якутск: ЯФ СО АН СССР, 128 с.

Государственная геологическая карта Российской Федерации. (1994). Масштаб 1: 1 000 000 (новая серия). Лист Р-50, 51 – Олекминск. Объяснительная записка. СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 211 с.

Губин И.А., Абрамов Т.В., Канаков М.С., Лунёв Б.В. (2016). Численное моделирование соляного тектогенеза на западе Иркутского амфитеатра. *Геомодель - 2016: 18-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа: Тезисы докладов*, 8 с.

Дубровин М.А. (1979). Соляная тектоника Верхне-Ленской впадины Сибирской платформы. Новосибирск: Наука, 96 с.

Забанбарк А. (2020). Геология и перспективы нефтегазоносности бассейна Сантос. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 6, с. 26–31. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-6(342)-26-31

Иванов Ю.А., Белихова С.В. (1989). Прогноз нефтегазоносности верхневендско-кембрийской соленосно-карбонатной формации Восточной Сибири. М: ВНИИОЭНГ, 39 с.

Калинко М.К. (1973) Соленакопление, образование соляных структур и их влияние на нефтегазоносность. *Труды ВНИГРИ*, вып. 127. М: Недра, 134 с.

Колодезников К.Е. (1975). К генезису соленосных отложений девона Кемпендяйской впадины. *Докл. АН СССР*, 223(4), с. 976–978.

Колодезников К.Е. (1982). Девон и нижний карбон западной части Вилуйской синеклизы. М: Наука, 101 с.

Конторович В.А., Лунёв Б.В., Лапковский В.В. (2019). Геолого-геофизическая характеристика Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области; численное моделирование процессов формирования соляных куполов (Сибирский сектор Российской Арктики). *Геодинамика и тектонофизика*, 10(2), с. 459–470. <https://doi.org/10.5800/GT-2019-10-2-0421>

Лунев Б.В. (1996). О природе верхнемантийной аномалии плотности под Срединно-Атлантическим хребтом и ее роли в рифтогенезе и спрединге. *Геология и геофизика*, 37(9), с. 87–101.

Лунёв Б.В., Абрамов Т.В. (2014). Высокоэффективные вычисления 3-D ползущих течений для оперативного моделирования соляного тектогенеза. *Петрограф: Петрофизическое моделирование осадочных пород: III Балтийская школа-семинар (BalticPetroModel-2014)*.

Лунёв Б.В., Абрамов Т.В., Лапковский В.В., Приймико В.И. (2017). Высокоэффективное 3D моделирование соляного тектогенеза в целях прогноза структуры подсолевого комплекса. *Технологии сейсморазведки*, 3, с. 96–103.

Лунёв Б.В., Лапковский В.В. (2014). Механизм развития инверсионной складчатости в подсолевом комплексе. *Физика Земли*, 1, с. 59–65. <https://doi.org/10.7868/s0002333714010062>

Лунев Б. В. (1986). Изостазия как динамическое равновесие вязкой жидкости. *Доклады Академии наук СССР*, 290(1), с. 72–76.

Мегакомплексы и глубинные структуры земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы (1987). Ред. В.С. Сурков. М: Недра, 204 с.

Мельников П.Н., Погодаев А.В., Матвеев А.И., Пороскун В.И., Царев В.В., Соболева Е.Н. (2023). Открытие нового нефтегазоносного района на северо-западном склоне Алданской антеклизы Сибирской платформы. *Геология нефти и газа*, 2, с. 5–16. DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-5-16

Мокшанцев К.Б., Горнштейн Д.К., Гусев Г.С., Деньгин Э.В., Штэх Г.И. (1964). Тектоническое строение Якутской АССР. М: Наука, 291 с.

Мокшанцев К.Б., Горнштейн Д.К., Гусев Г.С., Лутц Б.Г., Петров А.Ф., Сластенов Ю.Л., Фрумкин И.М., Штэх Г.И. (1975). Тектоника Якутии. Новосибирск: Наука, Сиб. Отд-ние, 198 с.

Пашкевич Н.Г. (1971). Сравнительная характеристика споровых комплексов фаменского яруса района Кемпендяйских дислокаций. Палинологическая характеристика палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений Якутии. Якутск: Якуткнигоиздат, с. 40–45.

Сафронов А.Ф. (2009). Перспективы наращивания сырьевой базы нефтегазодобычи на территории Республики Саха (Якутия). *Наука и техника Якутии*, 2(17), с. 15–21.

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (2017). № 2018612365.

Сивцев А.И., Александров А.Р. (2014). Галокинез в тектоническом строении Кемпендяйской впадины. *Нефтегазовое дело*, 5, с. 54–70. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-5-54-70>

Соляная тектоника Сибирской платформы (1973). Новосибирск: Наука, 163 с. (Тр. Института геологии и геофизики, вып. 65)

Тектоника, геодинамика и металлогения территории республики Саха (Якутия) (2001). Под ред. Л.М. Парфенова, М.И. Кузьмина. М: МАИК «Наука. Интерпериодика», 571 с.

Труфанова Н.В., Кривошеков А.Л., Наумова Ю.А. (2007). Методика и результаты кинематической интерпретации по региональному профилю «Ковыктинское месторождение-Предпатомский прогиб». *Технологии сейсморазведки*, 3, с. 83–90.

Фрадкин Г.С. (1967). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности западной части Вилуйской синеклизы. М: Наука, 215 с.

Черданцев Г.А., Головин С.В. (2018). Уточнение перспектив нефтегазоносности среднепалеозойских отложений южной части Вилуйской синеклизы. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 13(3). https://doi.org/10.17353/2070-5379/33_2018

Чумаков Н.М. (1959). Стратиграфия и тектоника юго-западной части Вилуйской впадины. *Тектоника СССР*. М: Изд-во АН СССР, 4, с. 345–451.

Штех Г.И. (1965). Глубинное строение и история тектонического развития Вилуйской впадины. М: Наука, 124 с.

Abramov T., Lavrentiev M., Lunev B. (2016). Implementation and Testing of the Fast Numerical Algorithm for Simulation of 3D Gravity Creeping Flow of Incompressible Newtonian Fluid. *Proc. 2nd International Conference on Applications in Information Technology*. Aizu-Wakamatsu, Japan, The University of Aizu Press, pp. 121–124.

Astarita G., Marucci G. (1974). Principles of Non-Newtonian Fluid Mechanics. New York: Mc Graw-Hill, 289 p.

Jackson M.P.A., Talbot C.J. (1986). External shapes, strain rates and dynamics of salt structures. *Geological Society of America Bulletin*, 97, pp. 305–323. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1986\)97<305:ESSRAD>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1986)97<305:ESSRAD>2.0.CO;2)

Pratsch J.C. (1989). Salt in Oil and Gas Exploration offshore Gulf Coast Region, U.S.A. Gulf of Mexico Salt Tectonics, Associated Processes and Exploration Potential, pp. 111–114. <https://doi.org/10.5724/gcs.89.10.0111>

Xue Y., Luan X., Raveendrasinghe T.D., Wei X., Jin L., Yin J., Qiao J. (2024). Implications of Salt Tectonics on Hydrocarbon Ascent in the Eastern Persian Gulf: Insights into the Formation Mechanism of Salt Diapirs, Gas Chimneys, and Their Sedimentary Interactions. *J. Ocean Univ. China*, pp. 1–19. <https://doi.org/10.1007/s11802-024-5821-8>

Сведения об авторах

Борис Валентинович Лунев – кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Коптюга, д. 3
e-mail: LunevBV@ipgg.sbras.ru

Игорь Алексеевич Губин – кандидат геол.-минерал. наук, зав. лабораторией, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Коптюга, д. 3
e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Владимир Валентинович Лапковский – доктор геол.-минерал. наук, зав. лабораторией, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Коптюга, д. 3
e-mail: LapkovskiiVV@ipgg.sbras.ru

Роман Владимирович Маринов – младший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Коптюга, д. 3
e-mail: MarinovRV@ipgg.sbras.ru

Статья поступила в редакцию 24.06.2024;

Принята к публикации 15.10.2024; Опубликована 20.12.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Modeling of Salt Tectogenesis in Connection With the Choice of the Main Directions for the Search for Hydrocarbon Deposits and Hydromineral Raw Materials Within the Kempendyai Depression (South-East of the Siberian Platform)

B.V. Lunev, I.A. Gubin, V.V. Lapkovsky, R.V. Marinov*

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

**Corresponding author: Igor A. Gubin, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru*

Abstract. A brief description of the geological structure of the sedimentary cover within the Kempendyai depression is given, in which two intervals of formation of unstable layers in the Cambrian and Devonian are distinguished, and their salt saturation is estimated. A generalized geo-density model of the sedimentary cover has been compiled, and approximate scales and duration of interruptions in the Phanerozoic sedimentation history are given. Numerical modeling of salt tectogenesis is performed by solving the problem of calculating the creeping flow of a Newtonian fluid with variable density and constant viscosity. The leading role of the surfacing of Devonian salts, the most active phase of which occurred in the Jurassic period, in the formation of local sedimentary cover structures with the subordinate nature of the dynamics of Cambrian salts is shown. It is proposed to identify subcortical zones composed of Devonian diapir salts as the most promising areas in terms of oil and gas content, and possibly in terms of lithium-bearing brines.

Keywords: Kempendyai depression, salt tectogenesis, numerical modeling, Cambrian, Devonian, oil and gas prospects, lithium-bearing brines

Acknowledgements

The work was supported by the Basic research projects: «Digital geological and geophysical models of the Lena-Tunguska and the Lena-Vilyui oil and gas provinces, analysis of oil and gas fields location, prediction of oil and gas occurrence in the Upper Proterozoic

and Phanerozoic hydrocarbon plays including Vendian and Cambrian carbonate horizons with hard-to-recover resources, studying the effect of trap intrusions on oil and gas potential», project number FWZZ-2022-0008 and «Digital geological and geophysical models and assessment of oil and gas potential of sedimentary basins of the Arctic zone of Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia); improvement of geological and geophysical research methods», project number FWZZ-2022-0009.

Recommended citation: Lunev B.V., Gubin I.A., Lapkovsky V.V., Marinov R.V. (2024). Modeling of Salt Tectogenesis in Connection With the Choice of the Main Directions for the Search for Hydrocarbon Deposits and Hydromineral Raw Materials Within the Kempendyai Depression (South-East of the Siberian Platform). *Georesursy = Georesources*, 26(4), pp. 176–186. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.7>

References

Abramov T., Lavrentiev M., Lunev B. (2016). Implementation and Testing of the Fast Numerical Algorithm for Simulation of 3D Gravity Creeping Flow of Incompressible Newtonian Fluid. *Proc. 2nd International Conference on Applications in Information Technology*. Aizu-Wakamatsu, Japan, The University of Aizu Press, pp. 121–124.

Alekseev S.V., Alekseeva L.P., Vakhromeev A.G., Vladimirov A.G., Volkova N.I. (2012). Lithium-bearing ground waters of the Irkutsk region and West Yakutia. *Himia v interesah ustoichivogo razvitiya*, 20, pp. 27–33. (In Russ.)

- Astarita G., Marucci G. (1974). Principles of Non-Newtonian Fluid Mechanics. New York: Mc Graw-Hill, 289 p.
- Atlas “Basic geological and geophysical profiles of Russia” (2013). Deep seismic sections according to the profiles of the GSZ, worked out in the period from 1972 to 1995. St.Petersburg: VSEGEI, 94 p. (In Russ.)
- Babayan G.D. (1973). Tectonics and oil and gas content of the Vilyui syncline and adjacent areas according to geophysical geological materials. Novosibirsk: Nauka, Sib. Branch, 137 p. (In Russ.)
- Babayan G.D., Mokshantsev K.B., Uarov V.F. (1978). Earth crust of the eastern part of the Siberian platform. Novosibirsk: Nauka, Sib. branch, 56 p. (In Russ.)
- Bobrov A.K., Gribova N.A., Gryaznov N.K. (1954). The main features of the geological structure and prospects of oil production in Eastern Siberia. Leningrad: Tr. VNIGRI, 13, p. 413. (In Russ.)
- Certificate of state registration of a computer program (2017). No. 2018612365, application No. 2017663574 dated 26.12.2017, registered 16.02.2018. (In Russ.)
- Cherdantsev G.A., Golovin S.V. (2018). Petroleum prospects update concerning Middle-Paleozoic sequences belonging the Southern part of Vilyuyi Syncline. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 13(3). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/33_2018
- Chumakov N.M. (1959). Stratigraphy and tectonics of the southwestern part of the Vilyui depression. Tectonics of the USSR. Moscow: USSR Academy of Sciences. (In Russ.)
- Dubrovina M.A. (1979). Salt tectonics of the Upper Lena depression of the Siberian platform. Novosibirsk: Nauka, 96 p. (In Russ.)
- Fradkin G.S. (1967). Geological structure and prospects of oil and gas potential of the western part of the Vilyui syncline. Moscow: Nauka, 215 p. (In Russ.)
- Gaiduk V.V. (1988). The Vilyui Middle Paleozoic rift system. Yakutsk: YAF SB of the USSR Academy of Sciences, 211 p. (In Russ.)
- Gubin I.A., Abramov T.V., Kanakov M.S., Lunev B.V. (2016). Numerical Modeling of Salt Tectogenesis in the West of the Irkutsk Amphitheater. *Geomodel-2016*, p.8. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201602207>
- Ivanov Yu.A., Belikova S.V. (1989). Forecast of oil and gas potential of the Upper Vendian-Cambrian salt-carbonate formation of Eastern Siberia. Moscow: VNIIOENG, 39 p. (In Russ.)
- Jackson M.P.A., Talbot C.J. (1986). External shapes, strain rates and dynamics of salt structures. *Geological Society of America Bulletin*, 97, pp. 305–323. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1986\)97<305:ESSRAD>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1986)97<305:ESSRAD>2.0.CO;2)
- Kalinko M.K. (1973). Salt accumulation, formation of salt structures and their effect on oil and gas content. Moscow: Nedra, 134 p. (In Russ.)
- Kontorovich V.A., Lunev B.V., Lapkovsky V.V., 2019. Geological and geophysical characteristics of the Anabar-Khatanga Oil and Gas Province; numerical modeling of the processes of formation of salt domes (Siberian sector of the Russian Arctic). *Geodynamics & Tectonophysics*, 10(2), pp. 459–470. (In Russ.) <https://doi.org/10.5800/GT-2019-10-2-0421>
- Kolodeznikov K.E. (1975). To the genesis of the Devonian saline sediments of the Devonian of the Kemptendai depression. *Dokl. of the USSR Academy of Sciences*, 223(4), pp. 976–978. (In Russ.)
- Kolodeznikov K.E. (1982). Devonian and Lower Carboniferous of the western part of the of the Vilyui syncline. Moscow: Nauka, 101 p. (In Russ.)
- Lunev B.V. (1996). The upper mantle density anomaly above the Mid-Atlantic Ridge: its nature and role in rifting and spreading. *Geologiya i geofizika*, 37(9), pp. 87–101. (In Russ.)
- Lunev B.V., Abramov T.V. (2014). Highly efficient computation of 3-D creeping currents for operational modelling of salt tectogenesis. Peterhof: Petrophysical modelling of sedimentary rocks: III Baltic School-Seminar (BalticPetroModel-2014). (In Russ.)
- Lunev B.V., Abramov T.V., Lapkovsky V.V., Priimenko V.I. (2017). An efficient 3D modeling of salt tectogenesis for prediction subsalt structure. *Tehnologii seismorazvedki*, 3, pp. 96–103. (In Russ.) doi: 10.18303/1813-4254-2017-3-96-103
- Lunev B.V., Lapkovsky V.V. (2014). Mechanism of development of inversion folding in the subsalt. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 50(1), pp. 57–63. (In Russ.) doi: 10.7868/S0002333714010062
- Lunev, B. V. (1986). Isostasis as a dynamic equilibrium of a viscous liquid. *Reports of the USSR Academy of Sciences*, 290(1), pp. 72–76. (In Russ.)
- Megacomplexes and deep structures of the Earth’s crust of the oil and gas-bearing provinces of the Siberian platform (1987). Ed. V. S. Surkov. Moscow: Nedra, 204 p. (In Russ.)
- Melnikov P.N., Pogodaev A.V., Matveev A.I., Poroskun V.I., Tsarev V.V., Soboleva E.N. (2023). Discovery of new Petroleum District on north-western slope of Aldansky Syncline (Siberian Platform). *Geologiya nefii i gaza*, (2), pp. 5–16. (In Russ.) doi: 10.31087/0016-7894-2023-2-5-16
- Mokshantsev K.B., Gornstein D.K., Gusev G.S., Dengin E.V., Shtekh G.I. (1964). Tectonic structure of the Yakut ASSR. Moscow: Nauka, 291 p. (In Russ.)
- Mokshantsev K.B., Gornstein D.K., Gusev G.S., Lutz B.G., Petrov A.F., Slavenov Y.L., Frumkin I.M., Shtekh G.I. (1975). Tectonics of Yakutia. Novosibirsk: Nauka, Siberian Branch, 198 p. (In Russ.)
- Pashkevich, N.G. (1971). Comparative characterization of spore complexes of the Famennian Stage of the Kemptendai dislocations area. Palynological characterization of Paleozoic, Mesozoic and Cenozoic sediments of Yakutia. Yakutsk: Yakutknigoizdat, pp. 40–45. (In Russ.)
- Pratsch J.C. (1989). Salt in Oil and Gas Exploration offshore Gulf Coast Region, U.S.A. Gulf of Mexico Salt Tectonics, Associated Processes and Exploration Potential, pp. 111–114. <https://doi.org/10.5724/gcs.89.10.0111>
- Prokopiev A.V., Kozmin B.M., Smelov A.P. (2001). Tectonics, geodynamics and metallogeny of the Sakha Republic (Yakutia). *Nauka Interperiodica*, 571 p. (In Russ.)
- Shtekh G.I. (1965). The deep structure and history of tectonic development of the Vilyui depression. Moscow: Nauka, 124 p. (In Russ.)
- Sivtsev A.I., Alexandrov A.R. (2014). Galokinez in tectonic structure of Kemptendai depression. *Neftegazovoe delo*, 5, pp. 54–70. (In Russ.) <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-5-54-70>
- State Geological Map of the Russian Federation (1994). Scale 1: 1,000,000 (new series). List P-50, 51 – Olekminsk. Explanatory note. Russian Geological Research Institute (VSEGEI), p. 211. (In Russ.)
- Trufanova N.V., Krivoshchekov A.L., Naumova Yu.A. (2007). Methodology and results of kinematic interpretation according to the regional profile “Kovyktinskoye field-Predatomsky trough”. *Tehnologii seismorazvedki*, 3, pp. 83–90. (In Russ.)
- Veinberg M.K. (1974). Tectonics of the southwestern part of the Vilyui syncline based on the results of seismic exploration. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Leningrad, 16 p. (In Russ.)
- Xue Y., Luan X., Raveendrasinghe T.D., Wei X, Jin L., Yin J., Qiao J. (2024). Implications of Salt Tectonics on Hydrocarbon Ascent in the Eastern Persian Gulf: Insights into the Formation Mechanism of Salt Diapirs, Gas Chimneys, and Their Sedimentary Interactions. *J. Ocean Univ. China*, pp. 1–19. <https://doi.org/10.1007/s11802-024-5821-8>
- Zabanbark A. (2020). Geology and prospects of oil and gas potential of Santos basin. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 6, pp. 26–31. (In Russ.) DOI: 10.30713/2413-5011-2020-6(342)-26-31

About the Authors

Boris V. Lunev – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3 Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: LunevBV@ipgg.sbras.ru

Igor A. Gubin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of Laboratory, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3 Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Lapkovsky – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of Laboratory, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3 Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: LapkovskiiVV@ipgg.sbras.ru

Roman V. Marinov – Junior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3 Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: MarinovRV@ipgg.sbras.ru

Manuscript received 24 June 2024;

Accepted 15 October 2024; Published 20 December 2024

© 2024 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)