

УДК 550.8.013

DOI: 10.46698/VNC.2026.71.78.001

Оригинальная статья

## Геофлюидодинамические особенности нефтегазонакопления глубокопогруженных горизонтов юга Бузулукской впадины

Л.И. Бондарева<sup>✉</sup>, Л.А. Абукова<sup>✉</sup>

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Россия, 119333,  
г. Москва, ул. Губкина, 3, e-mail: liana\_abril@mail.ru

Статья поступила: 07.10.2025, доработана: 09.03.2026, принята к публикации: 13.03.2026

**Резюме: Актуальность работы.** Вовлечение в хозяйственный оборот углеводородного потенциала больших глубин является одним из ключевых направлений геологоразведочных работ, направленных на поиск крупных скоплений горючих ископаемых в мире. В России поиск крупных и уникальных нефтегазовых месторождений также рассматривается в числе ключевых стратегий освоения ресурсной базы углеводородов земных недр. **Цель работы** – уточнение прогноза в пределах нижедевонско-нижнефранских подсолевых отложений ранее невыявленных зон нефтегазонакопления с учетом геофлюидодинамической обстановки. **Материалы и методы.** Для создания бассейновой модели использовались структурные карты по поверхности кристаллического фундамента, подошве карбонатного девона, кровле тульских отложений, кровле верейских отложений, поверхности палеозойских отложений, литолого-фациальные карты эмско-нижнефранских, фаменско-турнейских, среднефранских, косьвинско-радаевских, бобриковских отложений, а также дополнительно построенные 15 структурных карт, 25 литолого-фациальных карт и 5 геохимических карт с содержанием общего органического углерода и водородного индекса. Для калибровки модели использовались замеры пластовых давлений Южно-Первомайско – Западно-Степного участка по скважинам Западно-Степная 4, Южно-Первомайская 13, 15, 18. **Методология** исследования предусматривает систематизацию, интерпретацию и обработку геолого-геофизических материалов, характеризующих строение Бузулукской впадины Волго-Уральской провинции; она базируется на **методе** бассейнового моделирования, включающем построение структурного каркаса, реконструкцию процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, и обязательную калибровку модели по результатам глубокого бурения. **Результаты** проведенной работы заключаются в повышении точности существующей трехмерной бассейновой модели исследуемого района путем интеграции дополнительного объема данных скважинных исследований. **Научная новизна** состоит в том, что в интервале разреза глубоководных отложений выявлена тенденция замещения компрессионного водонапорного режима на стагнационный. Это позволяет сформулировать гипотезу о возможности трансформации углеводородных систем из проточных в гидродинамически закрытые (автоклавные), в пределах которых процессы катагенной флюидогенерации растягиваются на значительные глубины, соответственно формируются глубокопогруженные зоны нефтегазонакопления. **Выводы.** В нижедевонско-нижнефранских подсолевых отложениях южной части Бузулукской впадины выделены две прогнозные зоны нефтегазонакопления. При дальнейшей детализации термобарической и геохимической обстановок генерации и аккумуляции углеводородов в этих прогнозных зональных объектах повышена вероятность обнаружения ранее невыявленных нефтегазовых месторождений.

**Ключевые слова:** Бузулукская впадина, бассейновое моделирование, углеводородные системы, месторождения нефти и газа, глубокозалегающие горизонты, водонапорный режим.

**Благодарности:** Работа выполнена за счет госбюджетного финансирования НИР «Фундаментальный базис инновационных, цифровых технологий прогноза, поиска, разведки и освоения нефтегазовых ресурсов (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования до 2030 г.)» (Пер. № ФММЕ-2025-0012).

**Для цитирования:** Бондарева Л.И., Абукова Л.А. Геофлюидодинамические особенности нефтегазонакопления глубокопогруженных горизонтов юга Бузулукской впадины. *Геология и геофизика Юга России*. 2026. 16(1): 142-153. DOI: 10.46698/VNC.2026.71.78.001

DOI: 10.46698/VNC.2026.71.78.001

Original paper

## Geo-fluidodynamic features of hydrocarbon accumulation in deep-seated horizons of the southern part of the Buzuluk Basin

L.I. Bondareva<sup>ORCID</sup>, L.A. Abukova<sup>ORCID</sup>

Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina Str., Moscow 119333, Russian Federation, e-mail: liana\_bondareva@ipng.ru

Received: 07.10.2025, revised: 09.03.2026, accepted: 13.03.2026

**Abstract: Relevance.** Harnessing the hydrocarbon potential of deep-seated deposits is a key focus of geological exploration efforts aimed at finding large accumulations of fossil fuels worldwide. In Russia, the search for large and unique oil and gas fields is also considered a key strategy for developing the Earth's hydrocarbon resource base. **Aim.** The aim of the work is to refine the forecast within the Lower Devonian-Lower Frasnian subsalt deposits of previously undetected oil and gas accumulation zones, taking into account the geofluid-dynamic environment. **Materials and Methods.** To create the basin model, we used structural maps of the crystalline basement surface, the base of the Devonian carbonate, the top of the Tulsian deposits, the top of the Vereiskian deposits, the surface of Paleozoic deposits, lithofacies maps of the Emsian-Lower Frasnian, Famennian-Tournaisian, Middle Frasnian, Kosvinian-Radaevskian, and Bobrikovian deposits, as well as 15 additional structural maps, 25 lithofacies maps, and 5 geochemical maps with total organic carbon and hydrogen index contents. Reservoir pressure measurements from the Yuzhno-Pervomaysko-Zapadno-Stepnoy area in wells Zapadno-Stepnaya 4 and Yuzhno-Pervomayskaya 13, 15, and 18 were used to calibrate the model. The research **methodology** involves systematizing, interpreting, and processing geological and geophysical data characterizing the structure of the Buzuluk Depression in the Volga-Ural Province. It is based on basin modeling, which includes constructing a structural framework, reconstructing oil and gas formation and accumulation processes, and mandatory model calibration based on deep drilling data. **Results.** The results of the work include increasing the accuracy of the existing three-dimensional basin model of the study area by integrating additional volumes of borehole data. **Scientific novelty.** The scientific novelty lies in the discovery of a trend toward a stagnation-based regime replacing compressional aquifers within a deep-sea sediment section. This allows us to formulate a hypothesis regarding the possibility of hydrocarbon systems transforming from flow-through to hydrodynamically closed (autoclave) systems, within which catagenic fluid generation processes extend to significant depths, thus forming deep-sea oil and gas accumulation zones. **Conclusions.** Two predicted oil and gas accumulation zones have been identified in the Lower Devonian-Lower Frasnian subsalt deposits of the southern Buzuluk Depression. Further refinement of the thermobaric and geochemical conditions of hydrocarbon generation and accumulation in these predicted zonal features increases the likelihood of discovering previously undetected oil and gas fields.

**Keywords:** Buzuluk depression, basin modeling, hydrocarbon systems, oil and gas fields, deep-seated horizons.

**Acknowledgments:** *The work was carried out using state budget funding for the research project "Fundamental foundations of economics, digital technologies for forecasting, prospecting, exploration and development of oil and gas resources (fundamental, prospecting, applied, economic and interdisciplinary research until 2030)" (registration No. FMME-2025-0012).*

**For citation:** Bondareva L.I., Abukova L.A. Geo-fluidodynamic features of hydrocarbon accumulation in deep-seated horizons of the southern part of the Buzuluk Basin. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South.* (in Russ.). 2026. 16(1): 142-153. DOI: 10.46698/VNC.2026.71.78.001

## Введение

Одним из важнейших направлений геологоразведочных исследований, нацеленных на выявление крупных залежей горючих ископаемых в мировом масштабе, является активное освоение углеводородного потенциала глубоководных горизонтов [Волож и др., 2022; Мударисова, Лукьянова, 2025; Kuandykov et al., 2022; Li et al., 2022]. В России аналогичные задачи включены в число ключевых стратегий по разработке углеводородной ресурсной базы страны. Наша страна обладает большими перспективами обнаружения крупных и уникальных месторождений углеводородов (УВ). В числе таких объектов находится Бузулукская впадина, расположенная в Волго-Уральской провинции на территории Саратовской, Самарской и Оренбургской областей. В ее пределах при значительном этаже нефтегазоносности, особо важное значение в качестве приоритетного объекта разработки занимают девонские отложения, залегающие на глубинах порядка 4 км. Однако ранее проведенные исследования выявили неоднозначность интерпретации характера влияния геофлюидодинамических условий на процессы нефтегазонакопления, в том числе и девонской части геологического разреза. Потому цель настоящей работы состоит в уточнении прогноза в пределах нижнедевонско-нижнефранских подсолевых отложений ранее невыявленных зон нефтегазонакопления с учетом геофлюидодинамической обстановки. Достижение этой цели возможно благодаря развитию современных технологий бассейнового моделирования.

## Методика и материалы исследований

Бассейновое моделирование – это компьютерная технология реконструкции геологической истории осадочного бассейна для прогноза его нефтегазоносности. В рамках детализации ранее разработанной модели [Бондарева, Попова, 2024], проведена ее калибровка с использованием данных из скважин, пробуренных в юго-западной (наиболее глубокой) части впадины. Метод калибровки модели дает возможность повысить достоверность модели путем минимизации разницы между реальными и их модельными значениями. Результат достигается тщательной настройкой модели на входные параметры, описывающие свойства горных пород, литологию, палеотемпературы, палеоглубины исследуемого объекта, тепловые потоки и т.д. [Alipour et al., 2021; He et al., 2021]. Так, для калибровки модели привлечены скважинные данные по пластовым давлениям эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса Южно-Первомайско-Западно-Степного участка [Орешкин и др., 2015; Пятаев, 2016], в частности по скважинам Западно-Степная 4, Южно-Первомайская 13, 15, 18.

## Обсуждение результатов

В пределах Бузулукской впадины осадочный чехол представлен преимущественно терригенно-карбонатными и сульфатно-галогенными толщами. Кунгурский комплекс, сложенный ангидритами и солями, функционирует как литологический барьер, разделяет разрез осадочного чехла на два региональных геофлюидодинамических этажа [Глянцев, 2010; Карцев и др., 1992].

В составе нижнего геофлюидодинамического этажа наиболее значимые перспективы нефтегазоносности связаны с эмско-нижнефранским нефтегазоносным комплексом. В его составе выделяются три подкомплекса: нижнедевонский (такатинско-койвенский), эйфельский (бийско-афонинский) и живетско-тиманский [Афанасьева, 2011; Пятаев, 2016; Фортунатова и др., 2022]. С севера на юг мощность эмско-ниж-

нефранского нефтегазоносного комплекса закономерно возрастает, изменяясь от 150–170 м до 500–590 м [Афанасьева, 2011].

В раннем девоне условия для накопления глубоководных осадков были наиболее благоприятны в южной части впадины, которая в настоящее время выделяется как Перелюбско-Рубежинский прогиб. Отложения нижнедевонского подкомплекса, имеют глинисто-песчаный состав [Фортулатова и др., 2022]. В центральных и северных частях впадины отложения нижнедевонского подкомплекса встречаются редко или вовсе отсутствуют. Эмские отложения нижнедевонского подкомплекса, включающие аргиллиты (мощностью до 38 м) [Афанасьева, 2011] и другие глубоководные породы, могут выполнять функцию литологического барьера.

В эйфельское время в южной части впадины существовали условия, способствующие накоплению глубоководных пород – алевролитов, глинистых алевролитов, аргиллитов с прослоями известняков глубокого шельфа.

Глубоководная часть разреза живетско-тиманского подкомплекса эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса представлена глинисто-кремнисто-карбонатными отложениями [Афанасьева, 2011; Фортулатова и др., 2022], которые способны выполнять функции литологического барьера. Глинистая пачка живетско-тиманского подкомплекса состоит из аргиллитов, а также слоев алевритов и известняков. В целом, эта глинистая пачка отличается высоким содержанием гидрослюд в глинах, однородной структурой и минимальной долей терригенной примеси, а также равномерным распределением микрозернистого кальцита, что указывает на её хорошие флюидоупорные свойства. Отложения живетско-тиманского подкомплекса ограничены по площади и встречаются в юго-западной и северо-западной частях Бузулукской впадины [Афанасьева, 2011; Фортулатова и др., 2022].

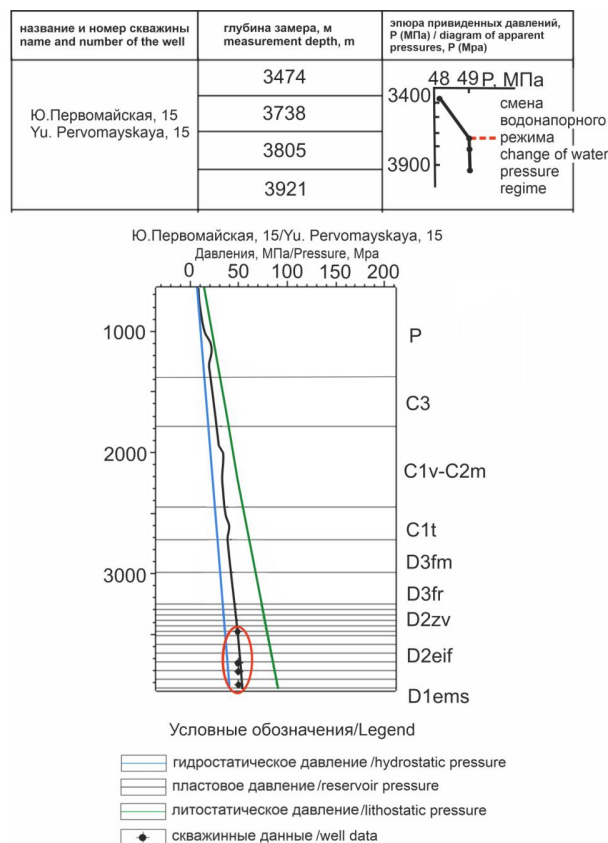
С геофлюидодинамических позиций высокая степень глинизации эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса может явиться основной причиной перехода компрессионного водонапорного режима в стагнационный. Этот процесс скорее всего носит локальный характер и имеет место только в южной части впадины.

Особого внимания заслуживает тот факт, что в юго-восточной части Бузулукской впадины (скважина Клинцовская 2) темп роста пластового давления с глубиной оказался значительно ниже гидростатического [Орешкин и др., 2015; Пятаев, 2016]. Это указывает на возможное существование гидродинамической ловушки для нефти [Орешкин и др., 2015].

На основе фактических данных [Орешкин и др., 2015; Пятаев, 2016], обобщенных в виде типовых эпюр распределения приведенных давлений эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса, можно предполагать различия в гидродинамических обстановках, характерных для данного района. По-видимому, здесь имеют место проявления гравитационно-конвекционного режима барогенерации (например, скв. 2 Клинцовская), а также отмечено проявление компрессионного режима (на Западно-Степной площади) [Орешкин и др., 2015]. В скважинах 13, 15, 18 Южно-Первомайских на больших глубинах возможен переход компрессионного водонапорного режима в стагнационный.

На рисунке 1 изображены результаты калибровки по скважине Южно-Первомайская 15.

Геологическая обстановка, характеризующаяся некомпенсированным прогибанием, сыграла значительную роль в становлении гидродинамического режима Бузулукской впадины. Прогибание шло с непостоянной скоростью и перерывами, накладываясь на общую тенденцию моноклиналиного погружения пород в южном направлении.



*Рис. 1. Результаты калибровки модели по скв. Южно-Первомайская 15. Представленные на рисунке табличные данные по работам [Орешкин и др., 2015; Пятаев, 2016] с дополнениями / Fig. 1. Results of model calibration for the Yuzhno-Pervomayskaya. The table data presented in the figure are from works [Oreshkin et al., 2015; Pyataev, 2016] with additions*

По эпюрам давлений и литолого-стратиграфическим колонкам скв. Южно-Первомайская 15 [Пятаев, 2016], можно предполагать, что на глубине от 3400 до 3700 м залегает флюидоупор, способный эффективным образом, разобщать два комплекса с разными водонапорными режимами. Положение флюидоупора изменчиво, и в скважине Южно-Первомайская 18 он расположен выше 3300 м.

Важно отметить, что на большом фактографическом материале по нефтегазоносным бассейнам мира показано, что если углеводородные системы формируются в условиях развития гравитационного или компрессионного водонапорных режимов на сравнительно небольших глубинах (порядка 2–4 км), то они обладают свойствами проточных (квазиоткрытых) систем с пространственно развитой дренажной сетью, что обеспечивает отвод продуктов катагенной флюидогенерации из очагов нефтегазообразования в зоны нефтегазоаккумуляции [Абукова и др., 2020; Попков, Попков, 2023; Toth, 2009].

В глубоких нефтегазоносных бассейнах в нижних геофлюидодинамических этапах, расположенных под регионально выдержанными соленосными толщами, на больших глубинах осадочного чехла возникают условия формирования стагнационного водонапорного режима [Jiang et al., 2011; Pang et al., 2022]. Такая гидродинамическая обстановка способствует тому, что проточные углеводородные системы трансформируются в гидродинамически закрытые (автоклавные). Им присущи: (1) пространственное совмещение процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции; (2) повышенная роль катагенетических преобразований собственного органического вещества; (3) постоянство гидродинамического потенциала во всей углеводо-

родной системе; (4) равенство поровых и пластовых давлений. В пределах таких систем скорость катагенетических процессов резко снижается, соответственно зона катагенетического превращения керогена в углеводороды нефтяного ряда смещается в область больших глубин, за счет чего здесь могут формироваться крупные и уникальные месторождения УВ, в том числе и в синклиналичных условиях [Li et al., 2021; Hua et al., 2025].

Определение пространственного расположения закрытой (автоклавной) УВС требует последовательного выполнения следующих задач: (1) выделение в разрезе регионального (доминантного) флюидопора, обеспечивающего гидродинамическую изоляцию нижнего геофлюидодинамического этажа, ниже которого развиты компрессионный и стагнационный водонапорные режимы; (2) установление характера распределения по площади и пространству пластовых давлений, локализация зон проявления пониженных значений гидродинамического потенциала, рассматриваемых как потенциальные зоны нефтегазоаккумуляции [Абукова и др., 2020; Попков, Попков, 2023]. Учет этого механизма является методологической основой поиска залежей углеводородов на больших глубинах в нижних этажах нефтегазоносных бассейнов. Он и был реконструирован инструментами бассейнового моделирования применительно к Бузулукской впадине.

В результате выявления положений УВС по результатам моделирования, установлено, что степень трансформации (выработанности керогена) органического вещества эмских нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) на юге впадины составила 80–100% (3200–6500 м глубина залегания) (рис. 2). Остаточный генерационный потенциал равен 20 %. Основной очаг генерации углеводородных (УВ) газов (3600–6500 м) расположен на юге Бузулукской впадины, нефтегенерации – на севере впадины (2900–3600 м) [Бондарева, Попова, 2024; Мухин, 2011].

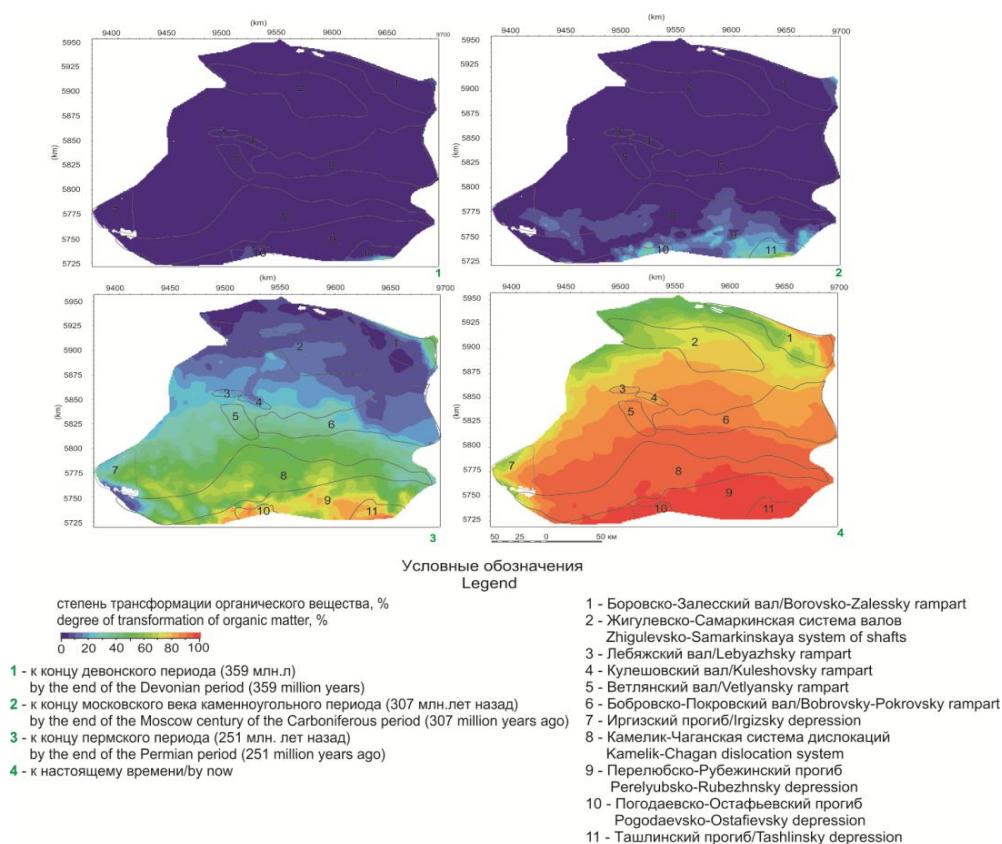


Рис. 2. Эволюция степени трансформации органического вещества эмских НГМТ /  
Fig. 2. Evolution of the degree of transformation of organic matter of the Emskian oil  
and gas source strata

В пространственном отношении в пределах нижнего геотектонодинамического этажа были выделены две предполагаемые зоны развития стагнационного режима, в их пределах прогнозируется развитие автоклавных УВС. Также на основе палеотектонического анализа можно предположить, ранее эти отдельные блоки были больше по площади и составляли единый очаг нефтегазообразования в пределах единой автоклавной углеводородной системы.

В ходе переформирования структурного плана, сформировалась Камелиг-Чаганская система дислокаций, что привело к обособлению Перелюбско-Рубежинского и Иргизского прогибов (рис. 3), области размыва флюидопоров стали потенциальными зонами разгрузки избыточных давлений.

Для более точного прогноза условий формирования автоклавной углеводородной системы в пределах рассматриваемой территории необходимо обосновать более детальные палеогеографические модели, требующие большого объема исходной информации.

Уточнение времени формирования автоклавных систем и денудационно-эрозионных процессов является также ключевой задачей исследований. На сегодня можно указать на то, что в Бузулукской впадине эрозионные процессы происходили перманентно: в девонское время (локально), в визее проявляли себя региональные размывы, и в современное время фиксируется денудация. Как можно судить по ряду примеров, смена геодинамических режимов нередко приводит к смене типов водонапорных систем, классическим примером чего является геотектонодинамическая эволюция бассейна Сунляо [Chen et al., 2025; Hua et al., 2025].

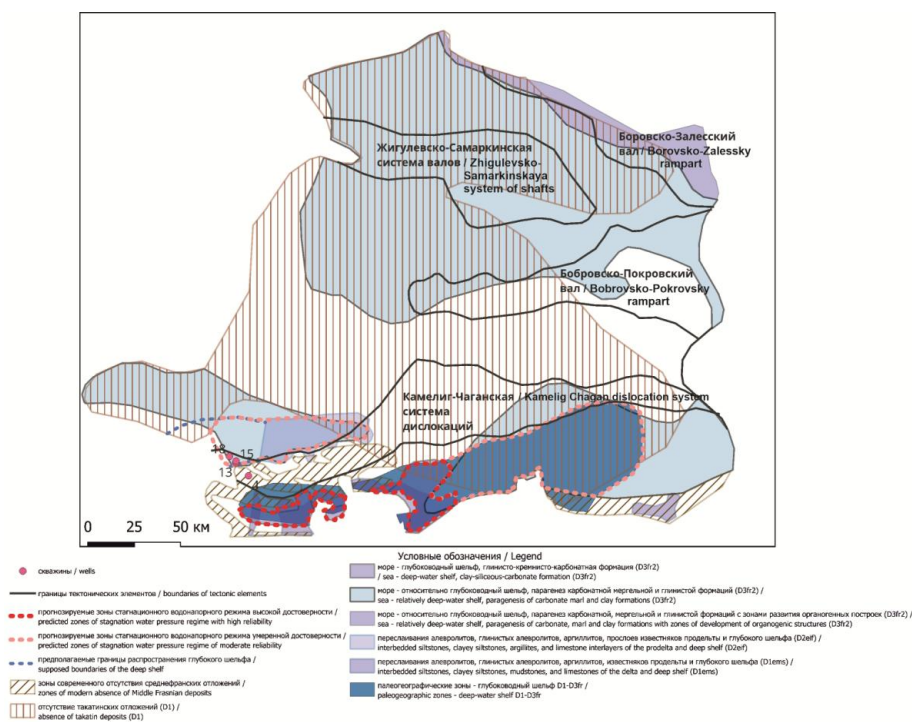


Рис. 3. Схема зон распространения прогнозных УВС автоклавного типа, по которым есть признаки формирования стагнационного водонапорного режима в пределах Бузулукской впадины /  
Fig. 3. Diagram of the distribution zones of predicted autoclave-type hydrocarbon systems, which show signs of the formation of a stagnation water-pressure regime within the Buzuluk Depression

На основании актуализации модели были уточнены зоны распространения глубоководных отложений эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса (рис. 4).

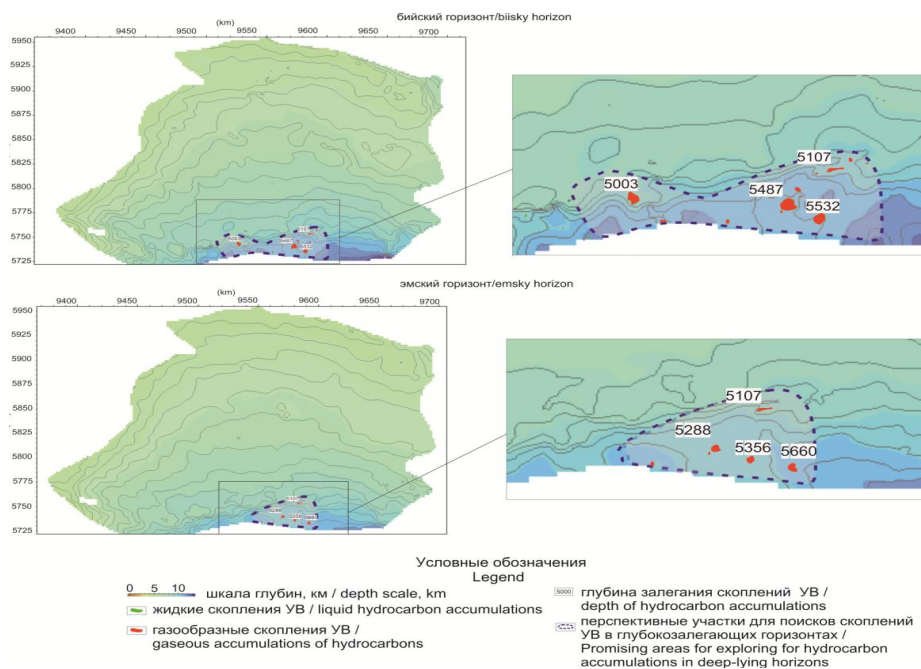


Рис. 4. Схема перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов Бузулукской впадины /

Fig. 4. Scheme of oil and gas potential prospects of deep-lying horizons of the Buzuluk Depression

По материалам разнородного геолого-геофизического материала и актуализации бассейновой модели были выделены нижеперечисленные предпосылки нефтегазоносности юга Бузулукской впадины.

Таблица 1 / Table 1

**Предпосылки нефтегазоносности эмско-нижнефранского НГК Бузулукской впадины / Prerequisites for the oil and gas potential of the Emsian-Lower Frasnian oil and gas field of the Buzuluk depression**

Стратиграфия продуктивных толщ/ Stratigraphy of productive strata	Эмский ярус / Emsian Stage	Эйфельский и живетский ярусы / Eifel and Givetian Stages
Характеристика НГМТ/ Characteristics of NGMT	Наличие богатых НГМТ с II типом керогена. Стадия катагенеза МК4–МК5 [Бондарева, Попова, 2024]. The presence of rich NGMT with type II kerogen. Catagenesis stage МК4–МК5 [Bondareva, Popova, 2024].	Наличие богатых НГМТ с II типом керогена. Стадия катагенеза МК4–МК5 [Бондарева, Попова, 2024]. / The presence of rich NGMT with type II kerogen. Catagenesis stage МК4–МК5 [Bondareva, Popova, 2024].
Литологическая характеристика коллекторов / Lithological characteristics of reservoirs	Осадочные породы койвенского и бийского горизонтов терригенного происхождения (песчаники) и карбонатные породы со вторичной пористостью и трещиноватостью. / Sedimentary rocks Kouyvensky and Biysk horizons of terrigenous origin (sandstones) and carbonate rocks with secondary porosity and fracturing.	Высокопроницаемые и емкие песчаники воробьевского, ардатовского и муллинского горизонтов (эйфель, живет). Карбонатные породы афонинского горизонта со вторичной пористостью и трещиноватостью. / Highly permeable and capacious sandstones of the Vorobyovsky, Ardatovsky, and Mullinsky horizons (Eifelian, Givetian). Carbonate rocks of the Afoninsky horizon with secondary porosity and fracturing.

<p>Характеристика флюидоупоров / Characteristics of fluid seals</p>	<p>«Удовлетворительные» флюидоупоры (небольшая площадь распространения, плохая сортировка обломочного материала глинистых толщ), локально однако глинистые толщи имеют монокластический состав, что обуславливает возможность их уплотнения [Афанасьева, 2011; Бондарева, Попова, 2024]. / “Satisfactory” fluid seals (small area of distribution, poor sorting of clastic material of clay strata); however, locally the clay strata have a monoclastic composition, which makes it possible to compact them [Afanasyeva, 2011; Bondareva, Popova, 2024].</p>	<p>Аргиллитовые пачки и глинисто-карбонатные толщи франского яруса [Афанасьева, 2011; Бондарева, Попова, 2024]. / Argillite packs and thick clay-carbonate strata of the Frasnian stage [Afanasyeva, 2011; Bondareva, Popova, 2024].</p>
<p>Характеристика ловушек / Characteristics of traps</p>	<p>Структурно-литологического, тектонически-экранированного и стратиграфического классов [Бондарева, Осипов, 2023; Бондарева, Попова, 2024]. / Structural-lithological, tectonic-screened and stratigraphic classes [Bondareva, Osipov, 2023; Bondareva, Popova, 2024].</p>	<p>Структурно-литологического и стратиграфического классов [Бондарева, Осипов, 2023; Бондарева, Попова, 2024]. / Structural-lithological and stratigraphic classes [Bondareva, Osipov, 2023; Bondareva, Popova, 2024].</p>
<p>Гидрогеология / Hydrogeology</p>	<p>Гидрогеологическая закрытость как фактор сохранности. Авторы предполагают распространение зон стагнационного режима под мощными толщами вышележащего девона. / Hydrogeological closure as a preservation factor. The authors suggest the distribution of stagnation zones beneath thick strata of the overlying Devonian.</p>	<p>Авторы предполагают формирование «автоклавных» систем: В условиях гидродинамической стагнации формируется особый автоклавный тип углеводородных систем. / The authors suggest the formation of “autoclave” systems: Under conditions of hydrodynamic stagnation, a special autoclave type of hydrocarbon systems is formed.</p>
<p>Нефтегазоносность / Oil and gas potential</p>	<p>Признаки нефтегазоносности в эмских отложениях на смежных территориях Оренбургской области, где в керне отмечены трещины, заполненные битумом, встречаются интервалы с выпотами нефти. / Signs of oil and gas potential have been noted in the Emsian deposits in adjacent territories of the Orenburg region, where cracks filled with bitumen have been noted in the core, and intervals with oil effusions are found.</p>	<p>Промышленные нефтеносные горизонты на Западно-Вишневской площади, Куцебовском, Зайкинско-Зоринском, Сахаровском, Гаршинском, Росташинском, Конновском, Северо-Флеровском и др. месторождениях. / Industrial oil-bearing horizons in the Zapadno-Vishnevskaya area, Kutsebovskoye, Zaikinsko-Zorinskoye, Sakharovskoye, Garshinskoye, Rostashinskoye, Konnovskoye, Severo-Flerovskoye and other fields.</p>

### Заключение

Выполнено многовариантное бассейновое моделирование процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в эмско-нижнефранском комплексе Бузулукской впадины. На основе литолого-фациального и геофлюидодинамического анализа выделены 2 вертикальных геофлюидодинамических этажа: нижний – нижнедевонско-нижнефранский (стагнационный), верхний – нижнефранско-пермский (эллизионный). На основе анализа имеющегося геологического материала предложена гипотеза о формировании в пределах подсолевой части разреза стагнационного во-

донапорного режима, контролирующего распространение углеводородной системы автоклавного типа.

Научная значимость прогноза развития в Бузулукской впадине автоклавной УВС заключается в повышении достоверности механизмов формирования и сохранения залежей углеводородов на больших глубинах (нижний девон, эмский ярус). В условиях стагнационного режима возможно сохранение крупных нефтегазовых залежей, что имеет важное значение для эффективного освоения ресурсной углеводородной базы в старых нефтедобывающих регионах, к числу которых относится и Волго-Уральская провинция. Полученные в ходе данного исследования результаты служат основой для дополнительных научных изысканий, необходимых для подтверждения предложенной модели аккумуляции УВ в Бузулукской впадине на нескрытых бурением глубинах.

### Литература

1. Абукова Л.А., Селиверстова М.Е., Исаева Г.Ю. Роль водонапорных систем древних осадочных бассейнов в процессах нефтегазоаккумуляции. // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2020. – № 4(31). – С. 14–24. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art2.
2. Афанасьева М.А. Геологическое строение и перспективы открытия новых месторождений нефти и газа в девонских отложениях Бузулукской впадины: дисс. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Афанасьева Мария Александровна. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 173 с.
3. Бондарев Л.И., Осипов А.В. Формирование и размещение ловушек нефти и газа в пределах зоны сочленения Предуральского прогиба и Западно-Уральской внешней зоны складчатости. // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2023. – Т. 65. № 3. – С. 52–65. DOI: 10.32454/0016-7762-2023-65-3-52-65.
4. Бондарева Л.И., Попова М.К.А. Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Бузулукской впадины Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – № 12(396). – С. 17–22.
5. 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. DOI: 10.31857/S0016853X22050095.
6. Глянцев А.В. Водонапорная гидрогеологическая система и её трансформация при разработке месторождений нефти и газа: на примере Бузулукской впадины: дисс. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.07 / Глянцев Алексей Васильевич. – Пермь: ОНЦ УрО РАН, 2010. – 130 с.
7. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. М.: Недра, 1992. – 208 с.
8. Мударисова Р.А., Лукьянова Р.Г. Методика прогноза и поисков карбонатных резервуаров сверхвязкой нефти казанского яруса Мелекесской впадины. // Геология и Геофизика Юга России. – 2025. – Т. 15. № 4. – С. 137–149. DOI: 10.46698/h5492-0913-2863-p.
9. Мухин В.М. Связь нефтегазоносности и катагенеза пород Бузулукской впадины. // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 3(42). – С. 41–44.
10. Орешкин И.В., Постнова Е.В., Пятаев А.А. Качественная оценка фазового состояния углеводородных смесей и геотермобарические условия нефтегазоаккумуляции средне-верхнедевонского нефтегазового комплекса в юго-западной части Бузулукской впадины (Саратовская часть). // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Науки о Земле. – 2015. – Т. 15. – № 1. – С. 45–55.
11. Попков В.И., Попков И.В. О сохранении поровых коллекторов в нижней части разреза нефтегазоносных отложений триаса Скифско-Туранской платформы. // Геология и Геофизика Юга России. – 2023. – Т. 13. № 2. – С. 106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009.
12. Пятаев А.А. Прогноз нефтегазоносности и перспективы поисков залежей нефти и газа в девонских отложениях юго-западной части Бузулукской впадины: дисс. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Пятаев Александр Алексеевич. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. – 172 с.

13. Фортунатова Н.К., Канев А.С., Ермолова Т.Е., Бушуева М.А., Михеева А.И. и др. Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений прибортовой зоны сочленения Прикаспийской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций. // *Нефтегазовая геология. Теория и практика.* – 2022. – Т. 17. № 4. – 76 с. DOI: 10.17353/2070-5379/42\_2022.
14. Alipour M., Alizadeh B., Mirzaie S. et al. Basin and petroleum system analysis in the southeastern Persian Gulf basin: a 2D basin modeling approach. // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.* – 2021. – Vol. 11. – pp. 4201–4214. DOI: 10.1007/s13202-021-01310-2.
15. Chen H., Zhang F., Jiang Q., Liu H., Sun L., Liu G. Overpressure-generating mechanism and its evolution characteristics of Cretaceous Shahezi Formation in Xujiaweizi Fault Depression–Songliao Basin. // *Lithologic Reservoirs.* – 2025. – Vol. 37. Issue 1. – pp. 102–114. DOI: CN/10.12108/xyqc.20250109.
16. He Z.L., Ma Y.S., Zhu D.Y., Duan T.Z., Geng J.H., Zhang J.T. et al. Theoretical and technological progress and research direction of deep and ultra-deep carbonate reservoirs. // *Oil Gas Geology.* – 2021. – Vol. 42. No. 3. – pp. 533–546.
17. Hua S., Jia H., Guang Y., Liang Y., Mingli S., Kesi Y., Yunhe W. Accumulation characteristics and exploration potential of tight oil and gas in southern Songliao Basin. // *Acta Petrolei Sinica.* – 2025. – Vol. 46. Issue 1. – pp. 61–76. DOI: 10.7623/syxb202501005.
18. Jiang X.W., Wang X.S., Wan L., Ge S. An analytical study on stagnant points in nested flow systems in basins with depth-decaying hydraulic conductivity. // *Water Resources.* – 2011. – No. 47. DOI: 10.1029/2010WR00934P6.
19. Kuandykov B.M., Syngaevsky P., Hafizov S. H. Formation and preservation of reservoirs at great depth. // *Kazakhstan Journal for Oil and Gas Industry.* – 2022. – Vol. 4. Issue 2. – pp. 11–26. DOI: 10.54859/kjogi100605.
20. Li M.P., Chen Z.H., Yi S.W., Lin S.G., Gao Y., Huang F.X., She Y.Q., Qiao R.Z. Origin and accumulation mechanisms of deep paleozoic oil and gas: A case study of the central Tarim Basin, Western China. // *Journal of Petroleum Science and Engineering.* – 2022. – p. 208. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.10963.
21. Li W., Chen Z., Huang P., Yu Z., Min L., Lu X. Formation of overpressure system and its relationship with the distribution of large gas fields in typical foreland basins in central and western China. // *Petroleum Exploration and Development.* – 2021. – Issue 3. – pp. 625–640. DOI: 10.1016/S1876-3804(21)60050-2.
22. Pang X.Q., Hu T., Larter S., Jiang Z.X., Li M.W., Wu L.Y. et al. Hydrocarbon accumulation depth limit and implications for potential resources prediction. // *Gondwana Research.* – 2022. – Vol. 103. – pp. 389–400. DOI: 10.1016/j.gr.2021.10.018.
23. Toth J. *Gravitational systems of groundwater flow: theory, evaluation, utilization.* UK: Cambridge University Press, 2009. – pp. 311.

## References

1. Abukova L.A., Seliverstova M.E., Isaeva G.Yu. The role of aquifer systems of ancient sedimentary basins in oil and gas accumulation processes. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2020. No. 4(31). pp. 14–24. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art2. (In Russ.)
2. Afanasyeva M.A. Geological structure and prospects for the discovery of new oil and gas fields in the Devonian deposits of the Buzuluk Depression. Candidate dissertation 25.00.12. Moscow. 2011. 174 p. (In Russ.)
3. Bondareva L.I., Osipov A.V. Formation and placement of oil and gas traps within the junction zone of the Cis-Ural trough and the West Ural external folding zone. *News of Higher Educational Institutions. Geology and Exploration.* 2023. Vol. 65. No. 3. pp. 52–65. DOI: 10.32454/0016-7762-2023-65-3-52-65. (In Russ.)
4. Bondareva L.I., Popova M.K.A. Prospects for oil and gas potential of Paleozoic deposits of the Buzuluk depression of the Volga-Ural oil and gas province. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields.* 2024. No. 12(396). pp. 17–22. (In Russ.)
5. 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. pp. 586–606. (In Russ.)
6. Glyancev A.V. Water-pressure hydrogeological system and its transformation during the

development of oil and gas fields: on the example of the Buzuluk depression. Candidate dissertation 25.00.07. Perm. 2010. 130 p. (In Russ.)

7. Kartsev A.A., Vagin S.B., Shugrin V.P. Oil and Gas Hydrogeology. Moscow. Nedra. 1992. 208 p. (In Russ.)

8. Mudarisova R.A., Lukyanova R.G. Searching and exploration methodology for carbonate reservoirs of the Kazanian Stage ultraviscous oil the Melekess Depression. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2025. Vol. 15. No. 4. pp. 137–149. DOI: 10.46698/h5492-0913-2863-p. (In Russ.)

9. Mukhin V.M. Relationship between oil and gas potential and catagenesis of rocks of the Buzuluk depression. *Geology, Geography and Global Energy*. 2011. No. 3(42). pp. 41–44. (In Russ.)

10. Oreshkin I.V., Postnova E.V., Pyataev A.A. Qualitative assessment of the phase state of hydrocarbon mixtures and geothermobaric conditions of oil and gas accumulation of the Middle-Upper Devonian oil and gas complex in the southwestern part of the Buzuluk depression (Saratov part). *Bulletin of the Saratov University. New Series. Earth Sciences Series*. 2015. Vol. 15. No. 1. pp. 45–55. (In Russ.)

11. Popkov V.I., Popkov I.V. On the preservation of pore reservoirs in the lower part of the section of oil and gas deposits of the Triassic Scythian-Turanian platform. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2023. Vol. 13. No. 2. pp. 106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009. (In Russ.)

12. Pyataev A.A. Forecast of oil and gas potential and prospects for oil and gas deposits in Devonian deposits of the southwestern part of the Buzuluk depression. Candidate dissertation 25.00.12. Moscow. 2016. 172 p. (In Russ.)

13. Fortunatova N.K., Kanev A.S., Ermolova T.E., Bushueva M.A., Mikheeva A.I. et al. Prospects for the oil and gas potential of Paleozoic sediments of the near-wall zone of the junction of the Caspian and Volga-Ural oil and gas provinces. *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*. 2022. Vol. 17. No. 4. 76 p. DOI: 10.17353/2070-5379/42\_2022. (In Russ.)

14. Alipour M., Alizadeh B., Mirzaie S. et al. Basin and petroleum system analysis in the southeastern Persian Gulf basin: a 2D basin modeling approach. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2021. Vol. 11. pp. 4201–4214. DOI: 10.1007/s13202-021-01310-2.

15. Chen H., Zngang F., Jiang Q., Liu H., Sun L., Liu G. Overpressure-generating mechanism and its evolution characteristics of Cretaceous Shahezi Formation in Xujiaweizi Fault Depression–Songliao Basin. *Lithologic Reservoirs*. 2025. Vol. 37. Issue 1. pp. 102–114. DOI: CN/10.12108/xyqc.20250109.

16. He Z.L., Ma Y.S., Zhu D.Y., Duan T.Z., Geng J.H., Zhang J.T. et al. Theoretical and technological progress and research direction of deep and ultra-deep carbonate reservoirs. *Oil Gas Geology*. 2021. Vol. 42. No. 3. pp. 533–546.

17. Hua S., Jia H., Guang Y., Liang Y., Mingli S., Kesi Y., Yunhe W. Accumulation characteristics and exploration potential of tight oil and gas in southern Songliao Basin. *Acta Petrolei Sinica*. 2025. Vol. 46. Issue 1. pp. 61–76. DOI: 10.7623/syxb202501005.

18. Jiang X.W., Wang X.S., Wan L., Ge S. An analytical study on stagnant points in nested flow systems in basins with depth-decaying hydraulic conductivity. *Water Resources*. 2011. No. 47. DOI: 10.1029/2010WR00934P6.

19. Kuandykov B.M., Syngaevsky P., Hafizov S. H. Formation and preservation of reservoirs at great depth. *Kazakhstan Journal for Oil and Gas Industry*. 2022. Vol. 4. Issue 2. pp. 11–26. DOI: 10.54859/kjogi100605.

20. Li M.P., Chen Z.H., Yi S.W., Lin S.G., Gao Y., Huang F.X., She Y.Q., Qiao R.Z. Origin and accumulation mechanisms of deep paleozoic oil and gas: A case study of the central Tarim Basin, Western China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. p. 208. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.10963.

21. Li W., Chen Z., Huang P., Yu Z., Min L., Lu X. Formation of overpressure system and its relationship with the distribution of large gas fields in typical foreland basins in central and western China. *Petroleum Exploration and Development*. 2021. Issue 3. pp. 625–640. DOI: 10.1016/S1876-3804(21)60050-2.

22. Pang X.Q., Hu T., Larter S., Jiang Z.X., Li M.W., Wu L.Y. et al. Hydrocarbon accumulation depth limit and implications for potential resources prediction. *Gondwana Research*. 2022. Vol. 103. pp. 389–400. DOI: 10.1016/j.gr.2021.10.018.

23. Toth J. Gravitational systems of groundwater flow: theory, evaluation, utilization. UK. Cambridge University Press. 2009. pp. 311.