

**Выявление малоразмерных залежей нефти и газа
в Паннонском бассейне по данным сейсморазведки**

С. Р. Бембель^{1*}, Е. С. Милей², А. С. Грицюк³, Р. М. Бембель¹

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ООО «НТЦ НИС-Нафтакс», Нови-Сад, Республика Сербия

³ООО «НИС-Нафтакс», Нови-Сад, Республика Сербия

*bembel_gsr@mail.ru

Аннотация. В статье приведены результаты практического применения комплексного подхода исследования малоразмерных залежей нефти и газа в интервале терригенных отложений нижнего понта юго-восточной части Паннонского бассейна на территории Республики Сербии с использованием материалов 3D-сейсморазведки. Показаны некоторые геоморфологические особенности строения донегенового основания изучаемой площади Паннонского бассейна, проанализирована связь положения локальных выступов фундамента и локализации новых залежей нефти и газа в вышележащих горизонтах.

На основании проведенных работ выделен ряд признаков и особенностей сейсмического материала, благодаря которым обосновано местоположение перспективных структур и приуроченных к ним залежей углеводородов (УВ), предложены координаты для бурения новых скважин. Последующая реализация выполненных рекомендаций по бурению подтверждена результатами опробования и открытиями новых залежей нефти на месторождении Кикинда Северо-Запад.

Открытые залежи нефти и газа на месторождении Кикинда Северо-Запад связаны с «корневыми» структурами фундамента, участками сквозных разрывных нарушений и субвертикальных локальных сейсмических аномалий. Представленные результаты свидетельствуют о необходимости дальнейшего комплексного анализа материалов 3D-сейсморазведки, данных бурения, исследований керна, геофизических исследований скважин, результатов опробования скважин с целью поиска и открытия новых залежей УВ на основании выявленных закономерностей и подходов.

Ключевые слова: Паннонский бассейн, верхний миоцен, залежи углеводородов, 3D-сейсморазведка, субвертикальные зоны деструкции, локальные выступы фундамента, тектонические нарушения

Для цитирования: Выявление малоразмерных залежей нефти и газа в Паннонском бассейне по данным сейсморазведки / С. Р. Бембель, Е. С. Милей, А. С. Грицюк, Р. М. Бембель. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-9-24 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 9–24.

**Identification of small-sized oil and gas deposits
in the Pannonian Basin according to seismic data**

**Sergey R. Bembel^{1*}, Evgeniia S. Milei², Andrey S. Gritciuk³,
Robert M. Bembel¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²STC NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia

³NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia

*bembel_gsr@mail.ru

Abstract. The article presents the results of the practical application of an integrated approach to the study of small-sized oil and gas deposits in the interval of terrigenous deposits of the lower Pontus of the southeastern part of the Pannonian Basin using 3D seismic survey. Some geomorphological features of the structure of the pre-Neogene basement of the studied area of the Pannonian Basin of the Republic of Serbia are shown, the relationship between the position of local basement ledges and the localization of new oil and gas deposits in the overlying horizons is analyzed.

Based on the work carried out, a number of signs and features of the seismic material were identified, thanks to which the location of promising structures and associated hydrocarbon deposits was substantiated and coordinates for drilling new wells were proposed. The subsequent implementation of the completed drilling recommendations was confirmed by the results of testing and discoveries of new oil deposits at the Kikinda North-West field.

The discovered deposits of oil and gas at the Kikinda North-West field are associated with the "root" structures of the basement, areas of through faults and subvertical local seismic anomalies. The presented results indicate the need for further comprehensive analysis of 3D seismic survey, drilling data, core studies, well logging, well testing results in order to search for and discover new hydrocarbon deposits based on the identified patterns and approaches.

Keywords: Pannonian Basin, Upper Miocene, hydrocarbon deposits, 3D seismic survey, subvertical destruction zones, local basement ledges, tectonic faults

For citation: Bembel, S. R., Milei, E. S., Gritciuk, A. S., & Bembel, R. M. (2022). Identification of small-sized oil and gas deposits in the Pannonian Basin according to seismic data. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 9-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-9-24

Введение

В последние годы в практике геологов-нефтяников преобладают исследования залежей нефти и газа, строение которых выходит за рамки классических представлений об их генезисе. Применение новых технологических и методологических решений позволяет получать информацию по глубоким горизонтам и исследовать объекты, которые ранее не были доступны для детального анализа. В связи с этим в последнее десятилетие более важное практическое значение при открытии скоплений нефти, газа и конденсата приобретает детальное изучение структуры фундамента.

Накопленный многолетний практический опыт детальных геолого-геофизических исследований территории Западной Сибири и практические исследования ряда геологов и геофизиков показывают, что скопления углеводородов (УВ) контролируются системами глубинных разломов, уходящих корнями в мантию и характеризующихся тектонической активностью, которая проявляется в современных движениях земной поверхности и изменчивости во времени геофизических полей [1–3].

Узкие субвертикальные столбообразные аномалии в волновом поле на материалах сейсморазведки, характеризующиеся резким падением амплитуд отражений и локальными малоразмерными положительными структурами верхнеюрских отложений, были установлены при детальном анализе сейсморазведочных материалов Западно-Сибирского бассейна [1].

Эти столбообразные геологические объекты были названы субвертикальными зонами деструкции (СЗД) горных пород [1, 3].

Подобные аномалии сейсмического волнового поля на основе комплексирования с результатами глубокого бурения названы И. С. Гулиевым [4] как «субвертикальные геологические тела»; они были выявлены на шельфе Южного Каспия, с ними связаны месторождения-гиганты в Каспийском, Охотском, Баренцевом и Черном морях.

Взаимосвязь залежей и месторождений нефти и газа с глубинными горизонтами земной коры не вызывает сомнений. Поэтому поиск, разведку и открытие новых залежей и локальных месторождений УВ напрямую можно связать с изучением особенностей строения структур фундамента. Исходя из мирового опыта геологоразведочных работ, можно с уверенностью заявлять о множестве пропущенных малоразмерных залежей и месторождений нефти и газа на первых этапах поиска и разведки.

Для решения проблем уточнения геологического строения залежей УВ сербской части Паннонского бассейна [5–7] авторами были переосмыслены основополагающие принципы изучения малоразмерных залежей сложнопостроенных месторождений, сформулированные в работах [2, 3]. С учетом геосолитонного механизма формирования ловушек УВ [1] на ряде площадей было зафиксировано наличие локальных выступов фундамента и разломов глубинного заложения [8, 9]. По итогу проведения ряда экспериментов по моделированию формирования структур авторы связывают присутствие многопластовых залежей нефти и газа в терригенных отложениях с наличием субвертикальных зон деструкций горных пород.

Основной целью данной статьи является предоставление положительных результатов интерпретации материалов 3D-сейсморазведочных работ, выделения особенностей строения фундамента в связи с возможностью прогноза и открытия новых высокопродуктивных интервалов терригенных пород на фактических геолого-геофизических материалах [2, 3]. Обнаружение наличия СЗД горных пород по материалам сейсмических исследований и доказанная нефтеносность вышележащих залежей вдохновило нас на дальнейший анализ территории. Благодаря комплексному детальному анализу строения многопластового нефтегазового месторождения Кикинда удалось установить новые области скопления УВ с доказанной высокой продуктивностью. В 2020 году глубоким бурением было открыто многопластовое малоразмерное месторождение Кикинда Северо-Запад, рассмотрению которого посвящена данная статья.

Геологическая характеристика района исследований

Территория площади исследований приурочена к району многопластового нефтегазового месторождения Кикинда (Республика Сербия) и сопредельным областям. Основное месторождение Кикинда открыто

в 1959 году, до настоящего времени ведется эксплуатация залежей нефти и газа в терригенных комплексах верхнего миоцена. В разрезе месторождения открыто более 60 залежей, начиная с палеозойского фундамента до отложений плиоценового возраста. На сегодняшний день на месторождении насчитывается шесть крупных объектов разработки в отложениях верхнего миоцена (понт). Большинство залежей осложнено наличием разрывных нарушений, характеризуется линзовидным строением и гетерогенностью фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов [5, 6, 10–12].

По данным геофизического департамента Венгрии [10], главными особенностями исследуемого осадочного Паннонского бассейна являются высокий уровень тепловых потоков ($50\text{--}60\text{ мВт/м}^2$); умеренная тектоническая активность; уменьшенная мощность литосферы и наличие нормальных разломов в основании неогеновых отложений.

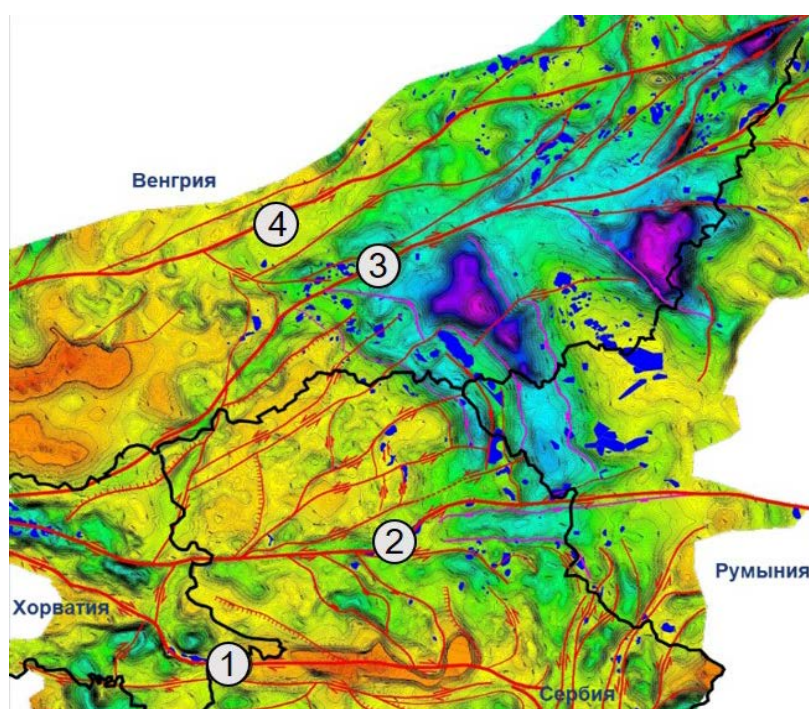


Рис. 1. Фрагмент региональной структурной карты по кровле фундамента с нанесением положения дизъюнктивных нарушений в основании бассейна (по материалам отчета «НТЦ НИС-Нафtagас», 2016¹): региональные разломы: 1 — Фрушкогорски; 2 — Бачки; 3 — Батина-Бекеш; 4 — Загреб-Деречке

Тектоническая активность контролируется ротационным движением Адриатической микроплиты против часовой стрелки. Средняя мощность отложений

¹ Дулич И. Геология и перспективы нефтегазоносности территории Сербии, Черногории и Боснии и Герцеговины. Внутренняя документация НИС НТЦ. – Нови Сад, 2015. – 189 с.

неогеновой и четвертичной систем Паннонского бассейна составляет 2–3 км, в наиболее погруженных областях их мощность достигает 7–8 км [13, 14].

На рисунке 1 приведен фрагмент структурной карты по донеогеновому основанию, на котором можно увидеть, что сербская часть Паннонского бассейна была подвержена интенсивным сдвигово-ротационным деформациям. В результате этого были сформированы многочисленные тектонические блоки верхней части фундамента, отличающиеся как по их размерам, так и по простираанию, а также инициирован процесс распределения осадочного материала, который определил особенности отложений нижней части осадочного чехла [6].

В ходе изучения локальных залежей, приуроченных к терригенным отложениям нижнего понта (верхний миоцен неогеновой системы кайнозойской эратемы) на территории Республики Сербии (точнее, район Северного Баната), ранее было отмечено, что отложения осадочного чехла формировались при быстром погружении бассейна и под воздействием глубинных пульсаций тектонического характера. На перечисленные особенности рассматриваемых терригенных отложений указывают результаты выполненного седиментологического анализа керна из пробуренных скважин [15, 16], характер кривых геофизических исследований скважин (ГИС), а также локальные поднятия фундамента, выраженные на сейсмических временных разрезах.

На основании анализа геолого-геофизической информации об открытых залежах нефти и газа на площади исследований (временные сейсмические разрезы, структурные карты по кровле отражающих горизонтов, материалы керновых исследований, данные ГИС и опробования поисково-разведочных и эксплуатационных скважин) авторами были установлены критерии поиска малоразмерных залежей УВ, характерные для северного района Республики Сербии (территория Северный Банат): наличие разлома глубокого заложения и близость к нему целевого объекта; локальный выступ фундамента, наличие субвертикальной зоны деструкции; устойчивое прослеживание отражающего горизонта, контролирующего целевые отложения; наличие сохранных пород-покрышек.

На предыдущем этапе были сформулированы рекомендации по доразведке изучаемой площади на основании выявленного блока фундамента, сформированного в результате ротационных движений. Продуктивность отложений в пределах выделенного тектонического блока доказана бурением скважин и полученного притока УВ из целевых отложений [15].

Экспериментальные данные

При дальнейшей детализации геологического строения разреза и сопоставления особенностей характера сейсмической записи центральной и северной части территории исследований авторами было установлено, что в районе крупного структурного поднятия, к которому приурочено основное нефтегазовое месторождение Кикинда, на временных сейсмических разрезах наблюдаются аномалии по типу «газовых труб», в терминологии П. Н. Кропоткина «трубы дегазации» [17]. На рисунке 2 представлен фраг-

мент временного разреза, отражающий волновую картину, характерную для данных аномалий.

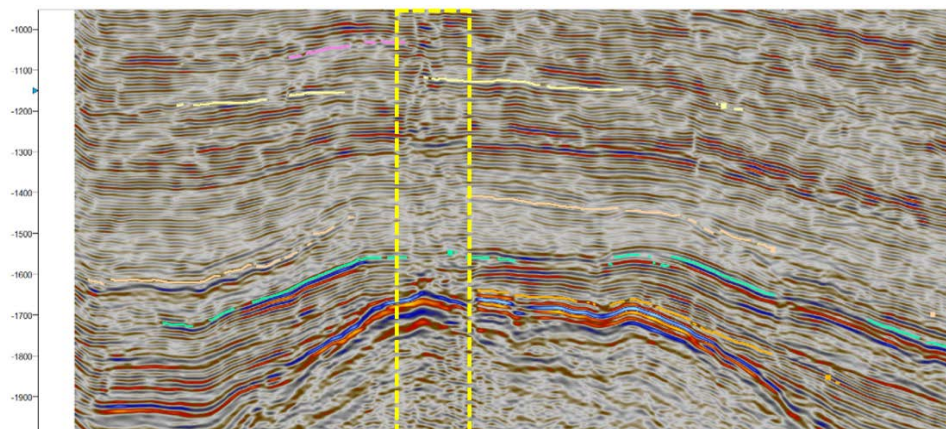


Рис. 2. Характер проявления «газовых труб» на временном сейсмическом разрезе месторождения Кикинда

Ранее подобные аномалии для месторождений УВ Западной Сибири были описаны следующим образом: «...осевая диапировая часть волнового поля уверенно выделяется во всем интервале осадочного комплекса и менее уверенно прослеживается в интервале доюрского фундамента» [2]. Как видно из приведенного фрагмента сейсмического временного разреза, данное описание полностью соответствует фактическим данным нефтегазового месторождения Кикинда.

Далее, после обнаружения и прослеживания на временных разрезах нескольких подобных аномалий волнового поля, были проведены комплексирование и сопоставление результатов электрофациального анализа каротажных диаграмм, седиментологического анализа керна, сейсмостратиграфического и линеamentного анализа. В итоге на основании использования тектоно-седиментационного подхода [18] на площади месторождения Кикинда были локализованы и закартированы аномалии «газовых труб» и зоны субвертикальных деструкций горных пород. Исходя из имеющегося опыта анализа особенностей геологического строения месторождений Западной Сибири, необходимой предпосылкой для образования «газовых труб» является существование вблизи активного геодинамического очага следствия его проявления — зоны деструкции [2, 3]. По нашему мнению, характер сейсмической записи, представленной на рисунках 2 и 3, в интервале пород фундамента соответствует особенностям и характеру волновой картины при наличии дизъюнктивного нарушения — разлома глубокого заложения.

На рисунке 3 приведен фрагмент временного разреза, на котором установлены признаки последствий действия активной геодинамики, представленные снижением амплитуды отражающих горизонтов и потерей их

корреляции. Подобная размытость отражающих границ обусловлена мелкой раздробленностью этого интервала геологического разреза.

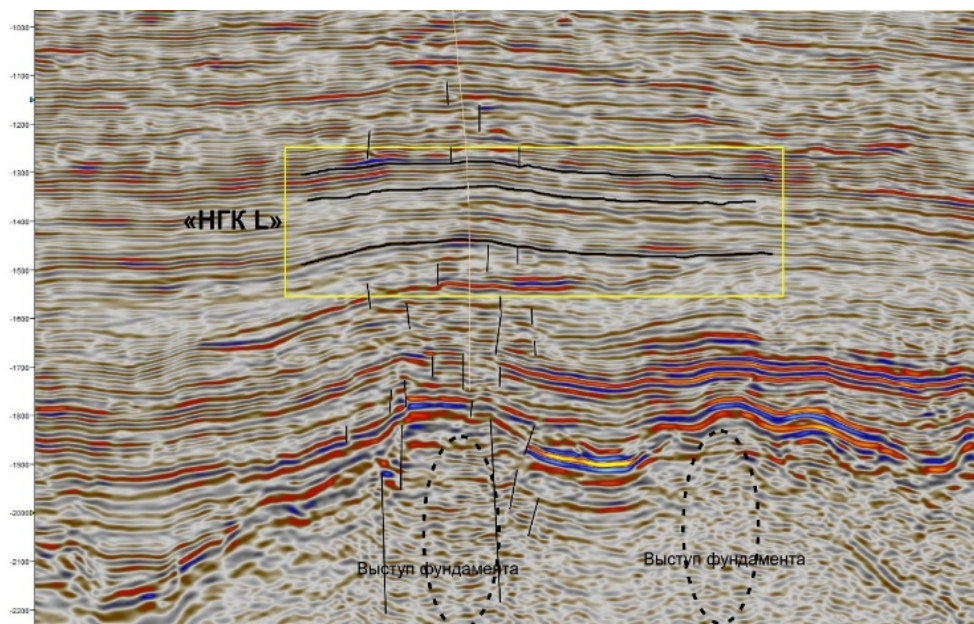


Рис. 3. Фрагмент временного разреза с местоположением локальных выступов фундамента, дизъюнктивных нарушений и кровли верхнемиоценового нефтегазоносного комплекса L

Рассмотренные структуры удалены от открытого ранее месторождения Кикинда на 500 метров в северо-западном направлении, поэтому впоследствии совокупность открытых в 2021 году залежей нефти и газа получила название нового месторождения — Кикинда Северо-Запад.

Показана авторская интерпретация положения локальных выступов фундамента, которые совпадают с локализацией СЗД горных пород и положением локальных дизъюнктивных нарушений в вышележащих терригенных отложениях верхнего миоцена, связанных с данными выступами. По нашему мнению, указанные характерные формы сейсмической записи с «размытыми боковыми границами» могут являться признаком наличия очагов активной нефтегазогенерации на исследуемом участке. При импульсном газо- и флюидодинамическом воздействии в таких очагах в вышележащих горизонтах образуются породы с такими коллекторскими свойствами, которые будут достаточны для удержания внутри себя УВ при последующей активизации СЗД [1, 3].

Дизъюнктивные нарушения, отмеченные на временном разрезе, имеют дискретный характер, что согласуется с идеей о стадийной активизации очагов деструкции горных пород: каждый отдельный «толчок» приводит к растрескиванию близлежащих пород, и, как следствие, возникает тектоническое нарушение сплошности пород — разлом.

Исходя из перечисленных характеристик изучаемого участка предполагается, что геометрия продуктивных залежей характеризуется высокой локальной неоднородностью и латеральной малоразмерностью, а близлежащие зоны при наличии таких геолого-геофизических особенностей также могут оказаться продуктивными. На временных разрезах в интервале отложений комплекса L, отмеченного на сейсмическом временном разрезе, очевидные дизъюнктивные нарушения отсутствуют. Хотя более молодые и более старые отложения характеризуются наличием разломов, выделенных по разрывам осей синфазности отражающих горизонтов. Данная особенность привлекла внимание, и был проведен линеаментный анализ строения на основании структурной карты по кровле рассматриваемого комплекса.

На рисунке 4 представлена структурная карта по кровле комплекса L без сглаживания локальных выступов для выявления азимутальной ориентации малоразмерных структур. В первую очередь следует обратить внимание на то, что представленная территория «разбита» на несколько малоразмерных структур с размерами 1 000 × 400 м (центральная структура, вскрытая бурением), 800 × 300 м (западная структура).

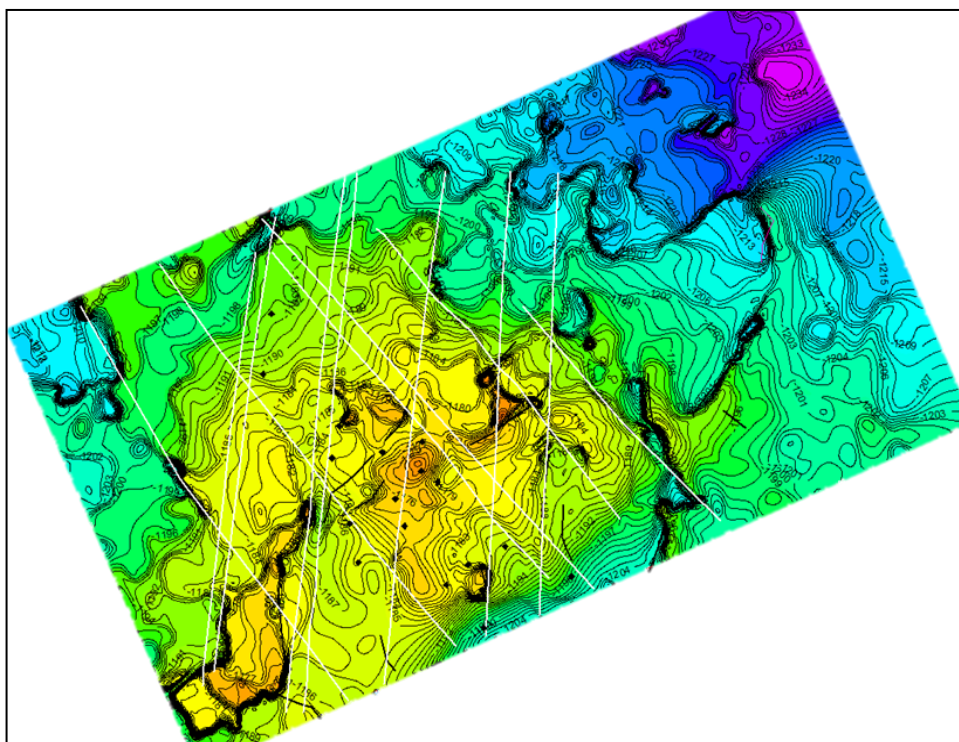
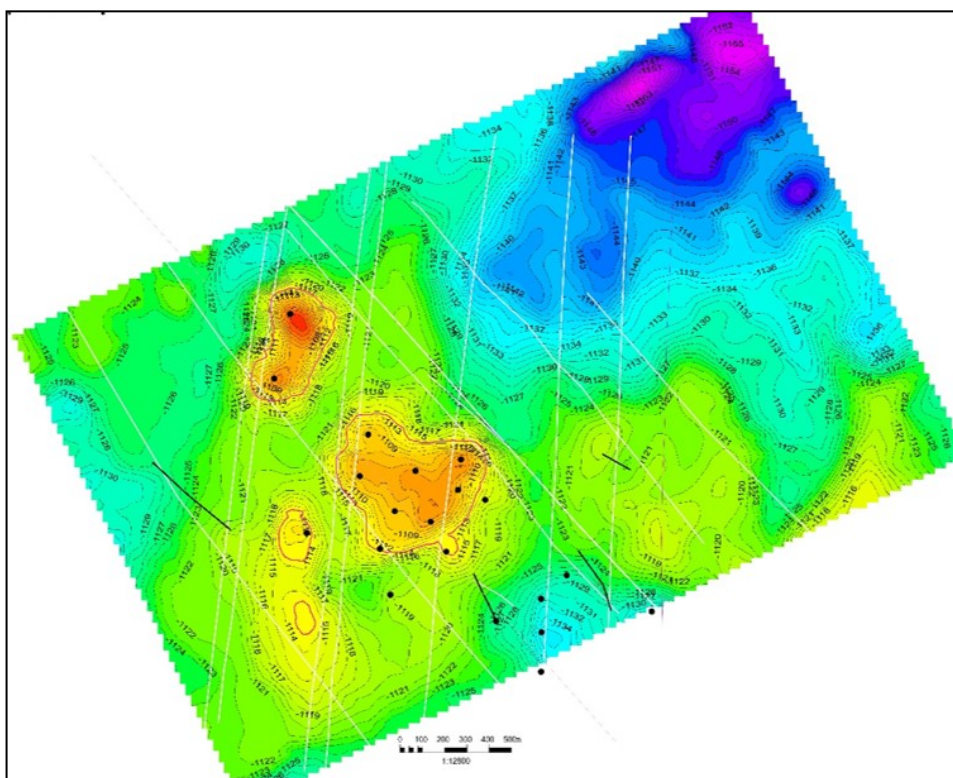


Рис. 4. Структурная карта по кровле нефтегазоносного комплекса L с указанием линеаментов

С целью разработки гипотезы формирования данных локальных структур с учетом сгущения изогипс кровли комплекса L были проведены

линии, обозначающие предположительное положение линеаментов. На приведенной карте видно, что азимутальное направление центральной структуры отличается от западной, а между ними наблюдается прогиб. Было предположено, что рассматриваемые малоразмерные структуры были сформированы под действием тектонических сил различного направления. Ранее нами было показано [8, 15], что данный район был подвержен сдвигово-ротационным процессам.

Анализ структурного плана по одному из перспективных объектов терригенного комплекса F по результатам сейсморазведки и с учетом данных нового бурения (рис. 5) показал высокую степень изменчивости морфологии пласта F3. На основании выполненных структурных построений можно констатировать как минимум три локальных малоразмерных поднятия.



**Рис. 5. Структурная карта по кровле пласта F3
месторождения Кикинда Северо-Запад**

При сопоставлении структурных карт на рисунках 5 и 6 видно наличие структур в центральной части как по пласту комплекса L, так и вышележащего комплекса F. Подобные зоны локализованы на территории северной части Западно-Сибирского бассейна и описаны П. А. Горбуновым как «зоны сквозной тектонической дислоцированности» [19], которые

имеют похожий генезис с рассмотренными участками и являются наиболее благоприятными для скопления УВ.

Результаты

В материалах статьи [8] авторами приведены сведения о серии экспериментов на нефтегазовом месторождении Кикинда по терригенному комплексу Х, приуроченному к отложениям нижнего понта (верхний миоцен), на абсолютных отметках –1 500–1 600 м. На основании ряда признаков было обосновано местоположение структур, перспективных на открытие в них залежей УВ, предложены координаты для бурения новых скважин. Рекомендованные к доразведке участки были вскрыты бурением 15 скважин в 2020–2021 годах, которые подтвердили нефтеносность месторождения Кикинда Северо-Запад. Разрез из геологической модели залежей нефти терригенного комплекса F данного месторождения, построенной по результатам бурения новых скважин, отражает его линзовидное строение (рис. 6).

Линзовидный характер отложений пластов комплекса F (верхний миоцен), вскрытых бурением новых скважин, аналогичен пластам основного нефтегазового месторождения Кикинда, генезис которого установлен на основании изучения керновых данных. Представленная модель отвечает сложному геологическому строению объекта, обусловленному вертикальной гетерогенностью пластов, сформированной при периодических региональных трансгрессиях и регрессиях моря-озера и эпизодической тектонической активизацией глубинных структур.

В результате бурения дополнительных скважин получены промышленные притоки нефти и газа из верхнемиоценового комплекса пластов F. По скважинам северной структуры, указанной на рисунке 6, получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 18 т/сут на штуцере 3,4 мм. Из интервала нижележащих терригенных отложений комплекса Х, имеющего линзовидное строение, дебит нефти составил 9–15 т/сут. Приведенные значения дебита в 3–4 раза превышают ожидаемые притоки, так, средний входной дебит для новых скважин основного месторождения Кикинда составляет 5 т/сут.

Таким образом, бурением доказано наличие локального тектонического блока со сложной геоморфологией поверхности фундамента, к которому приурочена многопластовая залежь нефти и газа в отложениях верхнего миоцена, имеющих линзовидное строение. Особо следует подчеркнуть высокую продуктивность вскрытых интервалов, что подтверждает описанные выше взаимосвязи аномалий «газовой трубы», субвертикальных зон деструкций и связанных с ними очагов нефтегазогенерации. Ранее очаги скопления УВ, образованные подобным образом, в пределах площади не были обнаружены, несмотря на высокую степень «разбуренности» месторождений Кикинда и Кикинда Варош, открытых в 60-е годы прошлого столетия.

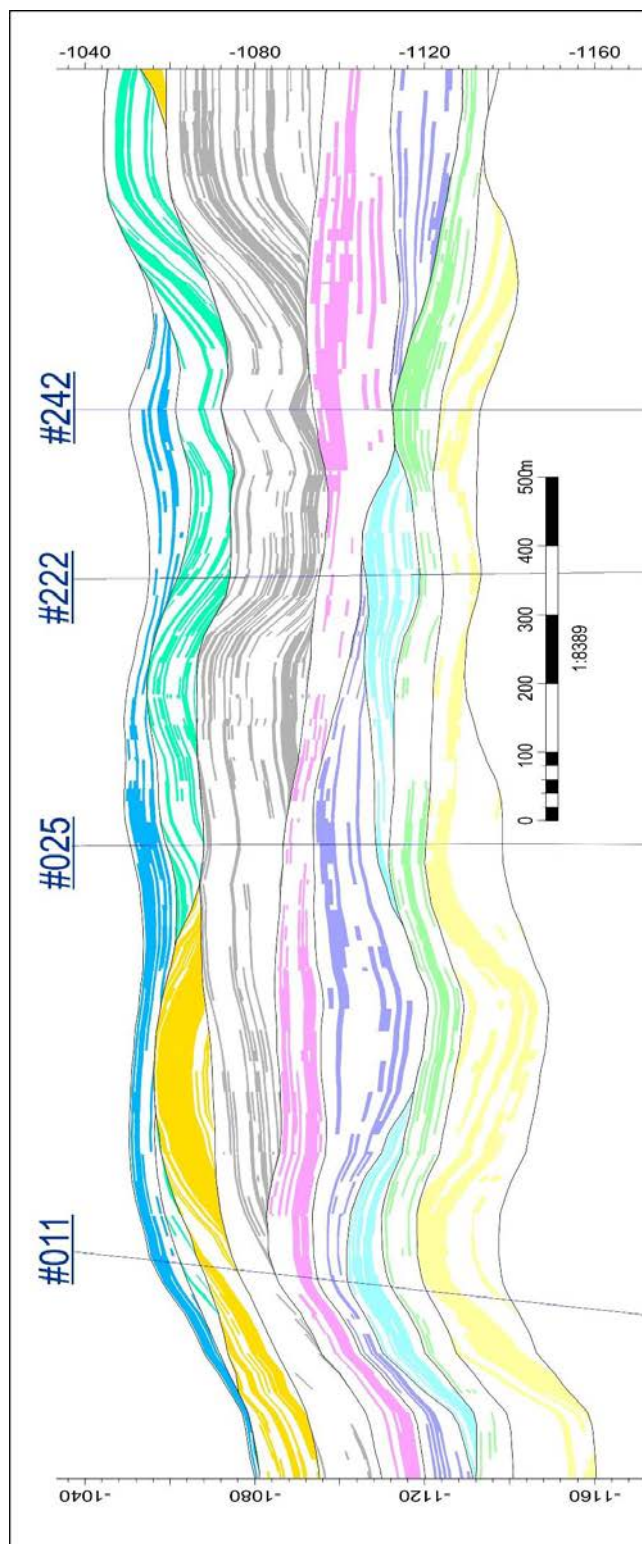


Рис. 6. Геологическая модель отложений верхнего миоцена комплекса F нового месторождения Кикинда Северо-Запад

Выводы

На основании накопленного опыта анализа геологического строения залежей нефти и газа месторождений Кикинда, нового месторождения Кикинда Северо-Запад, открытого на основании изложенных подходов, ряда других месторождений, описанных в статьях [8, 18], общий геодинамический механизм формирования малоразмерных залежей в пределах сербской части Паннонского бассейна можно описать следующими основными геологическими событиями:

- возникновение локального импульсного источника энергии, вызванного глубинными флюидодинамическими процессами;
- формирование субвертикальных зон деструкций осадочных пород;
- импульсные локальные толчки, вызванные периодической реактивацией очагов СЗД горных пород, которые, в свою очередь, создают неравновесную систему в вышележащих осадочных толщах (изменение рельефа); возникают локальные источники сноса осадочного материала и зоны дезинтеграции горных пород;
- вследствие частых локальных изменений глубины осадочного бассейна (озера) происходит локальное перераспределение осадочного материала, в данном случае формирование локальных и изолированных песчаных тел;
- при последующей активизации очагов нефтегазогенерации глубинный флюид мигрирует в вышележащие отложения по созданным зонам деструкции горных пород;
- при наличии непроницаемых флюидоупоров над породами с достаточными фильтрационно-емкостными свойствами формируется мало-размерная локальная залежь УВ с высокой продуктивностью.

Описанные геодинамические события сформулированы в соответствии с принципами «геосолитонной концепции» [1], а также согласуются с гипотезой о дегазации Земли П. Н. Кропоткина [18]. По нашему мнению, главная особенность Паннонского прибрежно-озерного седиментационного комплекса состоит в преобладании тектонических факторов над процессами осадконакопления (инициация и перераспределение осадочного материала) и гармонично встраивается в теорию геосолитонного механизма образования залежей.

С учетом установленных взаимосвязей открытых залежей с «корневыми» структурами фундамента, участками сквозных разрывных нарушений и субвертикальных локальных сейсмических аномалий, связанных с зонами деструкции (дезинтеграции) горных пород, представлены результаты открытия новых залежей УВ на основании комплексного анализа материалов 3D-сейсморазведки, данных бурения, исследований керна, ГИС и результатов опробования скважин.

Приведенные в данной статье результаты исследования геолого-геофизических материалов и результатов нового бурения, по нашему мнению, дают основание придерживаться изложенных принципов для открытия новых залежей нефти и газа при детализации геологического строения других территорий Республики Сербии.

Список источников

1. Бембель, Р. М. Геосолитоны : функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Тюмень : Вектор Бук, 2004. – 308 с. – Текст : непосредственный.
2. Бембель, С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири : монография / С. Р. Бембель ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2016. – 214 с. – Текст : непосредственный.
3. Бембель, С. Р. О пространственных свойствах субвертикальных зон деструкции и характере распределения залежей углеводородов / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4. – С. 38–41.
4. Углеводородные системы субвертикальных зон дезинтеграций Южно-Каспийской впадины / И. С. Гулиев, Ак. А. Ализаде, А. Д. Исмаил-Заде, Д. А. Гусейнов. – Текст : электронный // Материалы конференции «2-е Кудрявцевские чтения — Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа» (Москва, 21–23 октября 2013 г.). – URL: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/2kr_theses/Guliyev-Alizadeh-Ismail-Zadeh-Guseinov_Theses.pdf.
5. Ćirić, B. M. Geologija Srbije, grada i razvoj Zemljine kore / B. M. Ćirić. – Beograd : Zavod zakartografiju GEOKARTA, 1996. – 273 p. – Direct text.
6. Formation and deformation of the Pannonian Basin : constraints from observational data / F. Horváth, G. Bada, P. Szafián [et al.]. – DOI 10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.11. – Text : electronic // Geological Society, London, Memoirs. – 2006. – Vol. 32, Issue 1. – P. 191–206. – URL: <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.11>.
7. Marvić, M. Geologija Jugoslavije / M. Marvić. – Beograd : Univerzitet u Beogradu, Rudarsko-Geološki fakultet, 2001. – 214 p. – Direct text.
8. Милей, Е. С. Тектоно-структурный анализ залежей в отложениях контакта осадочного чехла и кристаллического фундамента / Е. С. Милей, С. Р. Бембель. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-3-8-19. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 3. – С. 8–19.
9. Popovicki, D. Contribution of 3D seismic surveying to geological modelling and exploration of the Kikinda field / D. Popovicki. – Direct text // DIT – Časopis Društva inženjera i tehničara NIS-Naftagas. – 2004. – P. 13–25.
10. Geothermics of the Pannonian basin and its bearing on the neotectonics / L. Lenkey, G. Dovenyi, F. Horvath, S. A. P. L. Cloetingh. – Direct text // EGU Stephan Mueller Special Publication Series. – 2002. – Issue 3. – P. 29–40.
11. Progradation of the paleo-Danube shelf margin across the Pannonian Basin during the Late Miocene and Early Pliocene / I. Magyar, D. Radivojević, O. Sztanó [et al.]. – Text : electronic // Global and Planetary Change. – 2013. – Vol. 103. – P. 168–173. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2012.06.007>.
12. Matenco, L. On the formation and evolution of the Pannonian Basin : Constraints derived from the structure of the junction area between the Carpathians and Dinarides / L. Matenco, D. Radivojevic. – Text : electronic // Tectonics. – 2012. – Vol. 31, Issue 6. – P. [1–31]. – URL: <https://doi.org/10.1029/2012TC003206>.
13. Pigott, J. Seismic stratigraphy based chronostratigraphy (SSBC) of the Serbian Banat region of the Pannonian Basin / J. Pigott, D. Radivojevic. – Text : electronic // Open Geosciences. – 2010. – Vol. 2, Issue 4. – P. 481–500. – URL: <https://doi.org/10.2478/v10085-010-0027-2>.

14. Tari, G. Styles of extension in the Pannonian Basin / G. Tari, F. Horváth, J. Rumpler. – DOI 10.1016/0040-1951(92)90345-7. – Direct text // Tectonophysics. – 1992. – Issue 1–3. – P. 203–219.
15. Милей, Е. С. Тектоно-седиментационный подход как основа для изучения тонкослоистых коллекторов сложного геологического строения / Е. С. Милей, С. Р. Бембель. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-4-21-35. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4. – С. 21–35.
16. Новые перспективы месторождения Кикинда (Сербия) / Е. А. Жуковская, Е. С. Милей, Е. Ф. Цуканова [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-12-60-62. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 60–62.
17. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П. Н. Кропоткина) : [сборник докладов] / Отв. ред. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев ; Российская академия наук. – Москва : ГЕОС, 2012. – 514 с. – Текст : непосредственный.
18. Милей, Е. С. Прогноз нефтегазоносности залежей в Паннонском бассейне на основе тектоно-структурного подхода / Е. С. Милей, С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность – 2021 : материалы международной научно-практической конференции / Отв. ред. А. В. Ступакова ; МГУ имени М. В. Ломоносова. – Москва : Перо, 2021. – С. 357–360.
19. Горбунов, П. А. Особенности прогноза нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты на основе модели тектонической дислоцированности осадочного чехла / П. А. Горбунов, С. В. Воробьев, С. Р. Бембель. – Текст : электронный // Вестник Евразийской науки. – 2020. – Т. 12, № 1. – URL: <https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf>.

References

1. Bembel, R. M., Megerya, V. M., & Bembel, S. R. (2003). Geosolitonnyy funktsional'naya sistema Zemli, kontseptsiya razvedki i razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov. Tyumen, Vektor Buk Publ., 308 p. (In Russian).
2. Bembel, S. R. (2016). Geologiya i kartirovanie osobennostey stroeniya mestorozhdeniy nefiti i gaza Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 214 p. (In Russian).
3. Bembel, S. R. (2010). On the issue of spatial properties of destruction subvertical zones and the structure of hydrocarbons deposits distribution. Oil Industry, (4), pp. 38-41. (In Russian).
4. Guliev, I. S., Alizade, Ak. A., Ismail-Zade, A. D., & Guseynov, D. A. (2013). Uglevodorodnye sistemy subvertikal'nykh zon dezintegratsiy Yuzhno-Kaspiyskoy vpadiny. Materialy konferentsii "2-e Kudryavtsevskie chteniya - Vserossiyskaya konferentsiya po glubinnomu genezisu nefiti i gaza". Moscow, October, 21-23, 2013. (In Russian). Available at: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/2kr_theses/Guliyev-Alizadeh-Ismail-Zadeh-Guseinov_Theses.pdf
5. Ćirić, B. M. (1996). Geologija Srbije, građa i razvoj Zemljine kore. Beograd, Zavod zakartografiju GEOKARTA, 273 p. (In Serbian).

6. Horváth, F., Bada, G., Szafián, P., Tari, G., Ádám, A., & Cloetingh, S. (2006). Formation and deformation of the Pannonian Basin: constraints from observational data. *Geological Society, London, Memoirs*, 32(1), pp. 191-206. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.11>
7. Marvić, M. (2001). *Geologija Jugoslavije*, Beograd, Univerzitet u Beogradu Rudarsko-Geološki fakultet, 214 p. (In Serbian).
8. Milei, E. S., & Bembel, S. R. (2020). Tectonic-structural analysis of deposits in sediments of contact between sedimentary cover and basement. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 8-19. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-3-8-19
9. Popovicki, D. (2004). Contribution of 3D seismic surveying to geological modelling and exploration of the Kikinda field. *DIT - Časopis Društva inženjera i tehničara NIS-Naftagas*, pp. 13-25. (In Serbian).
10. Lenkey, L., Dovenyi, P., Horvath, F., & Cloetingh, S. A. P. L. (2002). Geothermics of the Pannonian basin and its bearing on the neotectonics. *EGU Stephan Mueller Special Publication Series*, (3), pp. 29-40. (In English).
11. Magyar, I., Radivojević, D., Sztanó, O., Synak, R., Ujszászi, K., & Pócsik, M. (2013). Progradation of the paleo-Danube shelf margin across the Pannonian Basin during the Late Miocene and Early Pliocene. *Global and Planetary Change*, 103, pp. 168-173. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2012.06.007>
12. Matenco, L., & Radivojevic, D. (2012). On the formation and evolution of the Pannonian Basin: Constraints derived from the structure of the junction area between the Carpathians and Dinarides. *Tectonics*, 31(6), pp. 1-31. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1029/2012TC003206>
13. Pigott, J., & Radivojevic, D. (2010). Seismic stratigraphy based chronostratigraphy (SSBC) of the Serbian Banat region of the Pannonian Basin. *Open Geosciences*, 2(4), pp. 481-500. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2478/v10085-010-0027-2>
14. Tari, G., Horváth, F., & Rumpel, J. (1992). Styles of extension in the Pannonian Basin. *Tectonophysics*, 208(1-3), pp. 203-219. (In English). Available at: [https://doi.org/10.1016/0040-1951\(92\)90345-7](https://doi.org/10.1016/0040-1951(92)90345-7)
15. Milei, E. S., & Bembel, S. R. (2020) Tectonic-sedimentary approach as a basis to study thinly bedded reservoirs with complex geological structure. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 21-35 (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-21-35
16. Zhukovskaya, E. A., Miley, E. S., Tsukanova, E. F., Ezhov, K. A., & Gogich, A. (2018). New perspectives of the Kikinda oil and gas field (Serbia). *Oil Industry*, (12), pp. 60-62. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-60-62
17. Dmitrievskiy, A. N., & Valyaev, B. M. (Eds.). (2012). *Degazatsiya Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdeniy (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya akademika P. N. Kropotkina)*. Moscow, GEOS Publ., 514 p. (In Russian).
18. Milei, E. S., & Bembel, S. R. (2021) Prognoz neftegazonosnosti zalezhey v Pannonskom bassejne na osnove tektono-strukturnogo podkhoda. *Novye idei v geologii nefti i gaza. Novaya real'nost' - 2021: materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Moscow, Pero Publ., pp. 357-360. (In Russian).
19. Gorbunov, P. A., Vorobyev, S. V., & Bembel, S. R. (2020). Features of the forecast of oil and gas potential in the northern part of the West Siberian Plate based on the tectonic dislocation model of the sedimentary cover. *The Eurasian Scientific Journal*, 12(1). (In Russian). Available at: <https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf>

Информация об авторах

Бембель Сергей Робертович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, bembel_gsr@mail.ru

Милей Евгения Сергеевна, руководитель группы по геологии, ООО «НТЦ НИС-Нафtagас», г. Нови-Сад, Республика Сербия

Грицюк Андрей Сергеевич, эксперт по геологическому сопровождению бурения, ООО «НИС-Нафtagас», г. Нови-Сад, Республика Сербия

Бембель Роберт Михайлович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Sergey R. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, bembel_gsr@mail.ru

Evgeniia S. Milei, Reservoir Geology Team Leader, STC NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia

Andrey S. Gritciuk, Expert in Geological Drilling Support, NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia

Robert M. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 11.05.2022; одобрена после рецензирования 17.05.2022; принята к публикации 20.05.2022.

The article was submitted 11.05.2022; approved after reviewing 17.05.2022; accepted for publication 20.05.2022.