

УДК 528.85:552.578(476)

КАРТИРОВАНИЕ ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ СТРУКТУР РАЗГРУЗКИ ГЛУБИННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО ДАННЫМ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

В. Н. ГУБИН¹⁾

¹⁾Белорусский государственный университет, пр. Независимости, 4, 220030, г. Минск, Беларусь

Аннотация. В инновационном развитии нефтегазовой геологии осадочных бассейнов древних платформ актуальность приобретает комплексный анализ данных дистанционного зондирования Земли из космоса и сейсмогеологической информации при поисках глубинной нефти с позиций абиогенно-мантийного генезиса углеводородов. В целях повышения эффективности геолого-разведочных работ на нефть особое внимание уделяется установлению связи нефтегазоносности с мантийными очагами генерации углеводородных флюидов и зонами их локализованной разгрузки в земной коре. В результате структурно-тектонической интерпретации космической информации и данных сейсморазведки достигается возможность картирования геофлюидодинамических структур разгрузки глубинных углеводородов в осадочном чехле, что позволяет в пределах отдельных площадей нефтегазоносных бассейнов выявить нефтеперспективные участки и тем самым способствует проведению поисковых работ на нефть.

Ключевые слова: дистанционное зондирование Земли; данные сейсморазведки; геофлюидодинамические структуры; глубинные разломы; кольцевые структуры; новейшая геодинамика; вертикальная миграция углеводородных флюидов; нефтеперспективные структуры; зоны нефтегазонакопления; залежи нефти.

Образец цитирования:

Губин В.Н. Картирование геофлюидодинамических структур разгрузки глубинных углеводородов по данным дистанционного зондирования Земли и сейсморазведки. *Журнал Белорусского государственного университета. География. Геология.* 2024;1:141–155.
EDN: XSPSJW

For citation:

Gubin VN. Mapping of geofluidodynamic structures of unloading of deep hydrocarbons according to remote sensing and seismic data. *Journal of the Belarusian State University. Geography and Geology.* 2024;1:141–155. Russian.
EDN: XSPSJW

Автор:

Валерий Николаевич Губин – доктор географических наук, профессор; профессор кафедры региональной геологии факультета географии и геоинформатики.

Author:

Valery N. Gubin, doctor of science (geography), full professor; professor at the department regional geology, faculty of geography and geoinformatics.
vngubin@mail.ru

Благодарность. Статья выполнена в рамках научно-технической программы Союзного государства «Разработка базовых элементов орбитальных и наземных средств в интересах создания многоспутниковых группировок малоразмерных космических аппаратов наблюдения земной поверхности и околоземного космического пространства» («Комплекс-СГ») на 2023–2026 гг. (задание «Разработать технологию геодинимического мониторинга территории при прогнозировании и освоении месторождений нефти на основе данных дистанционного зондирования Земли») (№ гос. регистрации 20230708; договор от 27 марта 2023 г. № А57/65).

MAPPING OF GEOFLUIDODYNAMIC STRUCTURES OF UNLOADING OF DEEP HYDROCARBONS ACCORDING TO REMOTE SENSING AND SEISMIC DATA

V. N. GUBIN^a

^aBelarusian State University, 4 Niezaliezhnasci Avenue, Minsk 220030, Belarus

Abstract. In the innovative development of oil and gas geology of sedimentary basins of ancient platforms, a complex analysis of Earth remote sensing data from space and geological and geophysical information in the search for deep oil from the standpoint of the abiogenic-mantle genesis of hydrocarbons is of particular relevance. In order to increase the efficiency of geological exploration for oil, special attention is paid to identifying the relationship of oil and gas content with mantle foci of generation of hydrocarbon fluids and zones of their localised discharge in the Earth's crust. As a result of structural and tectonic interpretation of space information and seismic data, it is possible to map the geofluidodynamic structures of unloading deep hydrocarbons in the sedimentary cover. This makes it possible to identify oil-promising areas within certain areas of oil and gas basins and thereby contributes to the conduct of oil prospecting.

Keywords: remote sensing of the Earth; seismic data; geofluidodynamic structures; deep faults; ring structures; the latest geodynamics; vertical migration of hydrocarbon fluids; oil-prospective structures; oil and gas accumulation zones; oil deposits.

Acknowledgements. The article was carried out within the framework of the scientific and technical programme of the Union State «Development of basic elements of orbital and ground-based facilities in the interests of creating multi-satellite constellations of small-sized spacecraft for observing the Earth's surface and near-Earth space» («Complex-SG») for 2023–2026 (task «Develop a technology for geodynamic monitoring of the territory when forecasting and developing oil fields based on Earth remote sensing data») (state registration No. 20230708; agreement dated 27 March 2023 No. А57/65).

Введение

В нефтегазовой геологии осадочных бассейнов особое внимание уделяется созданию новых методов и технологий прогнозирования нефтегазоносности недр с позиций абиогенно-мантийного генезиса углеводородов (УВ) в целях повышения эффективности геолого-разведочных работ на нефть [1–6]. При этом важное значение имеют научно обоснованные выводы Н. А. Кудрявцева [4] о мантийно-дегазационном генезисе нефти и роли глубинных разломов в вертикальной миграции УВ-флюидов в осадочный чехол и образовании нефтегазовых месторождений. С точки зрения глубинного генезиса УВ прогноз нефтеперспективных объектов следует выполнять в зонах разломов мантийного заложения и прилегающих к ним кольцевых структурах земной коры.

При оценке перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов по данным дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) из космоса и сейсморазведки осуществляется картирование геофлюидодинамических структур, определяющих восходящую миграцию мантийных УВ. Геофлюидодинамические структуры представляют собой активные на неотектоническом этапе (от позднего олигоцена, около 30 млн лет назад, до настоящего времени) глубинные разломы и кольцевые структуры, образующие пронизываемые каналы для вертикальной миграции УВ-флюидов из верхней мантии в осадочную толщу земной коры.

Сегодня важную роль играет картирование геофлюидодинамических структур на основе комплексной интерпретации космоструктурной и сейсмогеологической информации в Припятском нефтегазовом бассейне (НГБ), где открыто 93 месторождения нефти. Годовая добыча УВ составляет порядка 1,8 млн т. Промышленные месторождения нефти связаны с подсолевыми терригенным и карбонатным, межсолевым и верхним солевым нефтеносными комплексами девонской толщи осадочного чехла. Зонами нефтегазонакопления служат приразломные поднятия, а ловушками в их пределах – блоковые, пликативно-блоковые и пликативные структуры. В отложениях вендской системы верхнего

протерозоя открыты залежи нефти на Речицкой и Тишковской площадях Речицко-Вишанской зоны нефтегазоаккумуляции.

Выявленные в Припятском НГБ залежи нефти располагаются в зонах мантийных разломов [1–3; 7; 8]. В результате сейсмогеологической интерпретации космоструктурных данных достигается возможность картирования геофлюидодинамических структур и прогнозирования нефтегазоносных участков с размещением нефтеперспективных объектов. Космоструктурное картирование играет важную роль в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности Припятского НГБ и обоснованием дальнейших нефтепоисковых работ.

Методика исследования

Картирование глубинных разломов и кольцевых структур разгрузки мантийных УВ выполнялось на основе космической информации и данных сейсморазведки [2; 3]. При этом особое внимание уделялось прогрессивным технологиям ДЗЗ для оптимизации геолого-разведочных работ на нефть¹ [9; 10]. Выраженные в осадочном чехле листрические разломы мантийного заложения и зоны повышенной трещиноватости породных массивов проявляются на земной поверхности и космических снимках (КС) в виде линеаментов. Системы дугообразных линеаментов на КС выступают геоиндикаторами кольцевых структур, отражающих изометричные в плане структурно-вещественные неоднородности земной коры различного генезиса [11]. Активные в позднеолигоцен-четвертичное время разломы мантийного заложения и кольцевые структуры создают благоприятные условия для восходящей миграции УВ-флюидов из верхней мантии в осадочный чехол и контролируют размещение зон нефтегазоаккумуляции и месторождений нефти [3; 6; 12].

Космоструктурное картирование в Припятском НГБ выполнялось на основе структурного дешифрирования КС со спутников «Канопус-В», «Ресурс-П», «Sentinel-2В», «Landsat-8», «Spot-6» и «Spot-7» с пространственным разрешением от 30 м до нескольких метров. При прогнозировании нефтеперспективных объектов использовались также КС с Белорусского космического аппарата, оптико-электронная съемочная система которого в панхроматическом режиме позволяет получать КС в зоне электромагнитного спектра 0,54–0,86 мкм с разрешением объектов на земной поверхности 2,1 м, а в мультиспектральном режиме – в зонах электромагнитного спектра 0,46–0,52; 0,52–0,60; 0,63–0,69 и 0,75–0,84 мкм (четыре канала) с пространственным разрешением 10,5 м.

При построении космоструктурных карт выполнялись обработка и структурное дешифрирование КС на основе геоинформационного и специального программного обеспечения с использованием модулей *QGIS-GRASS*. Методические приемы обработки КС заключались в распределении изображений по близким друг к другу с точки зрения параметров яркости областям, получаемым в различных спектральных каналах [3]. Автоматически выделялись границы областей, т. е. выполнялась сегментация растровых изображений с переводом их в векторный формат с полной геодезической привязкой.

Области изображений дешифрировались на основе наземных данных, и проводилась их классификация по типам земной поверхности. При этом программой были рассчитаны сигнатуры с учетом спектральной яркости пикселей и выполнена сегментация изображений с их последующей классификацией. Такие КС отличаются значительным количеством однородных областей, занятых одним классом, они обладают достаточной информативностью для выделения линеаментных индикаторов проявлений дизъюнктивных и пликтивных дислокаций в осадочном чехле и их пространственного совмещения с сейсмическими данными.

Конечный итог обработки – получение векторной карты выделенных на местности классов с возможностью ее пространственного совмещения с цифровой моделью рельефа и сейсмогеологической информацией. Эти векторные карты использовались при картировании в пределах нефтегазоносных участков Припятского НГБ неотектонически активных глубинных разломов и кольцевых структур, определяющих восходящую миграцию мантийных УВ в осадочную толщу.

Геофлюидодинамическая интерпретация дешифрируемых на КС систем разломов и кольцевых структур в связи с прогнозом нефтеперспективных объектов выполнялась на основе данных сейсморазведки. Геологическая интерпретация сейсморазведочных материалов заключалась в привязке сейсмических границ к конкретным стратиграфическим горизонтам по скважинным данным и оценке вещественного (литологического) состава слоев по скоростной характеристике разреза и форме сейсмических сигналов. При этом осуществлялось построение сейсмогеологических разрезов по профилям, а по ним составлялись структурные карты, карты мощностей, а также выполнялись характеристика литологического расчленения разреза и прогноз нефтеперспективных объектов.

¹Межеловский Н. В. Научно-методические основы прогрессивных технологий региональных геологических исследований : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. М., 1990. 40 с.

Результаты структурного дешифрирования КС сопоставлялись с временными сейсмическими разрезами, что позволило установить связь выраженных на КС линеаментов с региональными и локальными разломами, проявляющимися в смещениях волновой картины в зависимости от амплитуды нарушений. Дешифрируемые на КС кольцевые объекты, отражающие блоковые, пликативно-блоковые и пликативные структуры в верхнедевонской осадочной толще, также прослеживаются в изменениях волновой картины на сейсмических разрезах.

В Припятском НГБ при построении космоструктурных карт нефтегазоносных участков с размещением нефтесперспективных объектов в зонах мантийных разломов анализировались составленные на основе данных сейморазведки временные сейсмические разрезы, отражающие сейсмогоризонты, и структурные карты. Выполнялся комплексный анализ существующего фактологического сейсмического материала по поверхности подсолевых терригенных отложений (отражающий горизонт IV^a), поверхности и подошве межсолевых отложений (отражающие горизонты III и III^a), поверхностям верхнесоленосной толщи и ее галитовой подтолщи (отражающие горизонты I и II).

В результате комплексной интерпретации космической и сейсмогеологической информации установлены ведущие критерии прогноза геофлюидодинамических структур в Припятском НГБ: отражение проницаемых каналов миграции глубинных УВ в новейшем структурном плане и на КС в виде зон линеаментов и отдельных сегментов кольцевых структур; связь линеаментных зон и кольцевых структур с литрическими разломами мантийного заложения, определяющими восходящую вертикальную миграцию глубинных флюидопотоков и формирование в осадочной толще земной коры зон нефтегазонакопления; повышение плотности (густоты) линеаментов в зонах мантийных разломов, выявленных методом глубинного сейсмического зондирования и методом общей глубинной точки; проявление в границах зон линеаментов и отдельных сегментов кольцевых структур участков с пониженной плотностью горных пород, уменьшенной скоростью сейсмических волн и контрастными аномалиями потенциальных геофизических полей; выраженность зон линеаментов и кольцевых структур в сейсмических горизонтах, соответствующих структурным формам в нефтеносных комплексах осадочного чехла.

Результаты и их обсуждение

С позиций тектонического районирования Припятский НГБ расположен в пределах одноименного прогиба. Здесь выделяются Северный, Центральный и Южный структурные ареалы (районы), представляющие собой тектоническую основу при обособлении зон нефтегазонакопления. При космоструктурном картировании в границах структурных ареалов Припятского прогиба установлены закономерности пространственного распределения флюидопроводящих глубинных разломов и непосредственно примыкающих к ним кольцевых структур земной коры, связанных с зонами нефтегазонакопления, месторождениями нефти и потенциальными нефтегазоносными объектами.

На различных этапах геологического развития Припятского палеорифтового бассейна разломы мантийного заложения и кольцевые структуры, являясь каналами вертикальных перетоков УВ-флюидов и их латеральной миграции, создавали благоприятную обстановку для формирования залежей нефти. В нефтегазоносных регионах в результате неотектонических движений и изменения термобарических условий очаговых зон при миграции глубинных УВ-флюидов в верхнюю часть земной коры происходят их закономерное пространственно-стратиграфическое распределение и естественная фазовая сепарация с разделением легкоподвижной газовой и жидкой фаз УВ [6]. Придерживаясь этой научной концепции, при картировании геофлюидодинамических структур в Припятском НГБ особое внимание необходимо уделять их новейшей активизации.

В размещении зон нефтегазонакопления и залежей нефти в Припятском НГБ ведущую роль играют литрические разломы мантийного заложения, имеющие значительную протяженность (до первых сотен километров). Они раскалывают земную кору и проникают в верхний слой мантии на глубину 50–60 км и более [8]. Глубинные разломы отличаются повышенными значениями распределения поля температур, обусловленными подтоком глубинного тепла, которое поступает из высокотемпературных очагов верхней мантии и влияет на тепловой режим палеорифтового бассейна.

Флюидально-газовая активизация в зонах глубинных разломов Припятского НГБ способствовала формированию залежей нефти в осадочном чехле [1; 3]. Разломы мантийного заложения создавали также геодинамические барьеры на пути миграции УВ, локализуя их в пределах структурных и неструктурных ловушек конкретных зон и участков нефтегазонакопления [7].

В позднеолигоцен-четвертичное время, как и на предшествующих этапах развития Припятского НГБ, высокой тектонической активностью отличались Северо-Припятский и Южно-Припятский глубинные суперрегиональные разломы, ограничивающие палеорифтовый бассейн, а также региональные глубинные разломы мантийного заложения (Речицко-Вишанский, Червонослободско-Малодушинский, Лоевский, Микашевичский, Малыньско-Туровский, Пержанско-Симоновичский и Первомайско-Заозерный

разломы), выраженные на КС в виде линеаментов. Мантийные разломы и приуроченные к ним кольцевые структуры определили геофлюидодинамические условия нефтегазообразования в Припятском НГБ.

В пределах Речицко-Вишанского разлома суммарные амплитуды неотектонических деформаций достигают порядка 120 м. Зоны линейных приразломных поднятий отличаются высокими градиентами современных вертикальных движений земной коры. По данным повторного высокоточного нивелирования, амплитуды деформаций здесь достигают 25–30 мм в год, что на порядок выше региональных вертикальных перемещений земной поверхности на территории Припятского НГБ в целом.

Новейшая активизация Речицко-Вишанского разлома отражается в геотермическом поле осадочного чехла. Зона разлома отличается повышенными значениями распределения поля температур, обусловленных подтоком глубинного тепла, которое поступает из высокотемпературных очагов верхней мантии и влияет на тепловой режим Припятского НГБ.

С Речицко-Вишанским разломом, испытывающим активизацию в позднеолигоцен-четвертичное время, сопряжена одноименная зона нефтегазоаккумуляции, включающая Речицкое, Осташковичское, Тишковское, Вишанское промышленные месторождения нефти и др.

Благоприятные геофлюидодинамические условия для восходящей циркуляции глубинных УВ и формирования залежей нефти создают узлы пересечения разрывных дислокаций, или кентрогенные структуры [13]. Такие участки земной коры характеризуются повышенной трещиноватостью платформенного чехла и кристаллического фундамента, а также контрастностью проявления новейших тектонических движений. В пределах кентрогенных структур возникают максимальные напряжения в литосферном пространстве и происходит интенсивная вертикальная миграция УВ-флюидов из верхней мантии в консолидируемую часть земной коры и осадочную толщу. В Припятском НГБ нефтепоисковое значение приобретают узлы пересечения разрывных дислокаций в зонах новейшей активизации Микашевичского, Мальинско-Туровского, Пержанско-Симоновичского и Первомайско-Заозерного разломов (рис. 1 и 2).

В Припятском НГБ выявлены локальные кольцевые структуры тектоногенной природы диаметром от 2–3 до 15 км. Они прилегают к неотектонически активным глубинным разломам и зонам нефтегазоаккумуляции и отражают блоковые, блоково-пликативные и пликативные структурные формы нефтеносных комплексов в верхнедевонских отложениях осадочного чехла. Кольцевые объекты нередко осложнены системами линеаментов с высокой плотностью их распределения по площади, что свидетельствует о повышенной трещиноватости отдельных участков нефтеносных структур. Оперяющие глубинные разломы трещинные зоны в пределах кольцевых структур способствуют локализованной разгрузке мантийных флюидопотоков в земной коре и образованию залежей нефти в осадочной толще [3; 5; 6]. К Речицко-Вишанскому разлому прилегают локальные кольцевые структуры, располагающиеся над нефтяными залежами в подсолевом и межсолевом комплексах верхнедевонских отложений.

Важнейшей задачей космоструктурного картирования в Припятском НГБ является выяснение геологической природы и нефтепоискового значения локальных кольцевых структур, примыкающих к промышленным месторождениям нефти или расположенных вблизи них [3]. Следует отметить, что такие участки перспективны для проведения поисковых работ на нефть, о чем говорит, например, открытие в Речицко-Вишанской зоне приразломных поднятий нефтяной залежи в районе уже действующих месторождений – Южно-Осташковичского и Южно-Тишковского.

Формирование новых залежей УВ вблизи разрабатываемых месторождений нефти, возможно, связано с подтоком глубинных УВ-флюидов в зонах региональных мантийных разломов и прилегающих к ним кольцевых структур. В пределах приподнятых и опущенных крыльев разломов залежи нефти способны образовываться в блоковых и блоково-пликативных структурных формах, испытывающих активизацию в позднеолигоцен-четвертичное время и выраженных на КС в виде локальных кольцевых объектов.

При космоструктурном картировании Припятского НГБ уделено внимание выяснению особенностей геофлюидодинамики северного сегмента Полесской кольцевой мегаструктуры (см. рис. 1 и 2), который охватывает Центральный и Южный структурные ареалы Припятского прогиба. Картирование нефтеперспективных объектов в пределах северного сегмента Полесской кольцевой мегаструктуры земной коры базируется на флюидодинамической концепции формирования залежей УВ. Этот факт позволяет предположить, что кольцевые линеаменты мегаструктуры мантийного заложения контролируют вертикальную миграцию флюидных потоков и распределение нефтеперспективных зон.

Полесская кольцевая мегаструктура представляет собой мантийно-коровую кольцевую систему, формирование которой происходило в течение длительного периода геологической истории под воздействием взаимообусловленных процессов магматизма, метаморфизма и тектогенеза. Возникновение кольцевой мегаструктуры связано с нуклеарной стадией развития Земли и началом образования ее коры (около 4 млрд лет назад). Активно проявилась Полесская кольцевая мегаструктура на платформенном этапе эволюции земной коры [2; 3]. В позднем девоне в эпоху герцинской складчатости в ее северном сегменте формировался Припятский палеорифтовый бассейн широтного простирания.

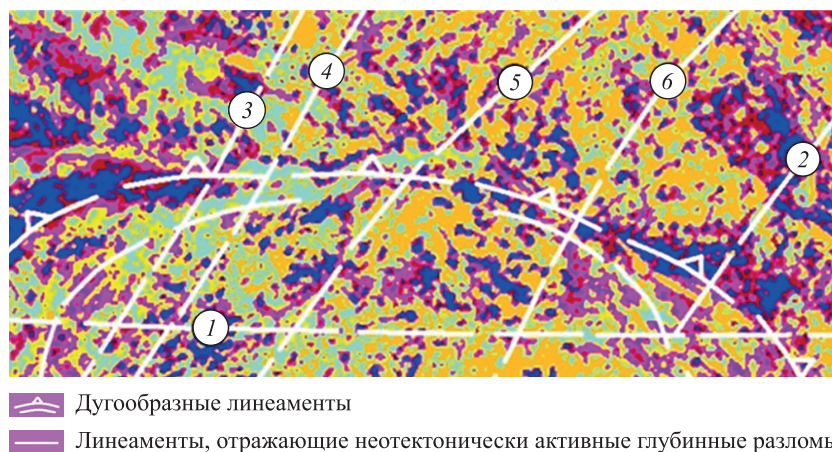


Рис. 1. Космоструктурная карта северного сегмента Полесской кольцевой мегаструктуры. Неотектонически активные глубинные разломы: 1 – Южно-Припятский; 2 – Лоевский; 3 – Микашевичский; 4 – Малыньско-Туровский; 5 – Пержанско-Симоновичский; 6 – Первомайско-Заозерный (составлено по данным публикации [3])

Fig. 1. Cosmostructural map of the northern segment of Poleskaya ring megastructure. Neotectonically active deep faults: 1 – South-Pripyatsky; 2 – Loevsky; 3 – Mikashevichsky; 4 – Malynsko-Turovsky; 5 – Perzhansko-Simonovichsky; 6 – Pervomaisko-Zaozerny (compiled according to publication [3])

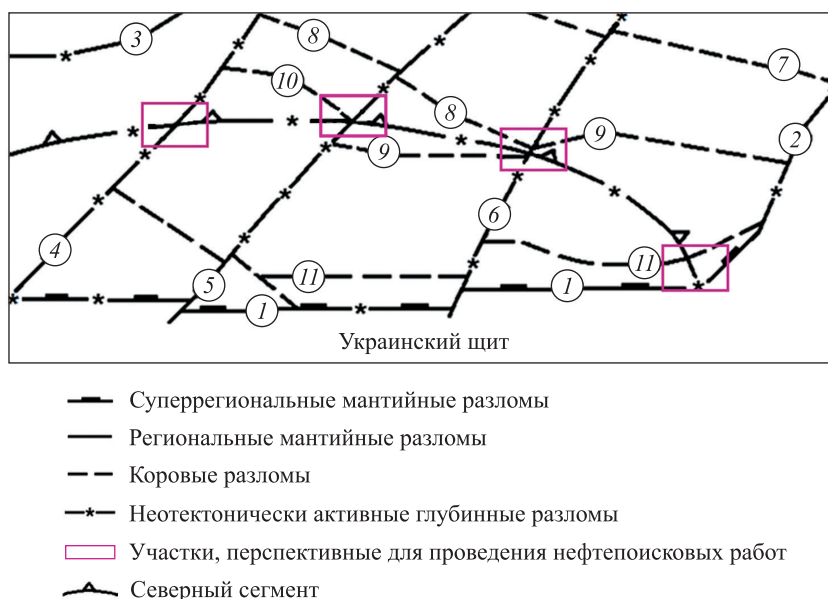


Рис. 2. Карта оценки перспектив нефтегазоносности северного сегмента Полесской кольцевой мегаструктуры [7; 8].

Неотектонически активные глубинные разломы: 1 – Южно-Припятский; 2 – Лоевский; 3 – Микашевичский; 4 – Малыньско-Туровский; 5 – Пержанско-Симоновичский; 6 – Первомайско-Заозерный; 7 – Азерецко-Великоборский; 8 – Шестовичско-Гостовский; 9 – Буйновичско-Наровлянский; 10 – Сколодинский; 11 – Выступовичский. Источник: [3]

Fig. 2. Map for assessing the oil and gas potential of the northern segment Poleskaya ring megastructure [7; 8].

Неотектонически активные глубинные разломы: 1 – South-Pripyatsky; 2 – Loevsky; 3 – Mikashevichsky; 4 – Malynsko-Turovsky; 5 – Perzhansko-Simonovichsky; 6 – Pervomaisko-Zaozerny; 7 – Azeretsko-Velikoborsky; 8 – Shestovichsko-Gostovsky; 9 – Buinovichsko-Narovlyansky; 10 – Skolodinsky; 11 – Vystupovichsky. Source: [3]

В позднеолигоцен-четвертичное время в пределах северного сегмента Полесской кольцевой мегаструктуры преобладали восходящие неотектонические движения суммарной амплитудой 100–150 м и более. Современные вертикальные движения земной коры на территории кольцевой мегаструктуры характеризуются в основном положительными значениями и составляют 1–3 мм в год. Однако подобные деформации в зонах новейшей активизации глубинных разломов, пересекающих кольцевую структуру, достигают до 25–30 мм в год.

В пределах северного сегмента Полесской кольцевой мегаструктуры по данным глубинного сейсмического зондирования установлено уменьшение мощности земной коры до 35–40 км, и по поверхности Мохоровичича здесь выделяются изометричные поднятия. Анализ глубинного строения других нефтегазоносных областей свидетельствует о приуроченности месторождений нефти к склонам поднятий верхней мантии.

Полесская кольцевая мегаструктура отличается высокой степенью вертикальной тектонической и петрографической расслоенности земной коры и мантии [3]. По-видимому, северный сегмент кольцевой мегаструктуры отражает контур литосферного пространства со значительным объемом разуплотненной разогретой подкоровой мантии, способной перемещаться вверх, приподнимая при этом поверхность Мохоровичича, как это отмечается под Припятским палеорифтовым бассейном. Существующие в пределах северного сегмента Полесской кольцевой мегаструктуры зоны разуплотнения по аналогии с мантийными разломами, возможно, насыщены УВ-флюидами. Новейшая активизация подобных геодинамических зон способствует вертикальной миграции глубинной нефти. Этот факт позволяет предположить, что кольцевые линеаменты мегаструктуры контролируют размещение нефтеперспективных зон.

Следует отметить, что в нефтегазоносных бассейнах сходные по размерам и геологической природе подобного типа кольцевые мегаструктуры создают благоприятные условия для миграции глубинных УВ-флюидов в верхнюю часть земной коры и формирования залежей нефти. Так, в северном регионе Западно-Сибирской плиты крупнейшие газовые месторождения Медвежье и Ямбургское, а также залежи нефти и газоконденсата размещаются в пределах внешнего кольцевого сегмента Уренгойской мегаструктуры [12]. Данные сведения подтверждают возможность открытия нефтяных залежей в пределах Полесской кольцевой мегаструктуры. В связи с этим особую актуальность приобретает оценка перспектив нефтегазоносности северного сегмента Полесской кольцевой мегаструктуры с позиций абиогенного генезиса УВ.

Потенциально перспективными в нефтегазоносном отношении являются участки, расположенные в зонах пересечения северного сегмента Полесской кольцевой мегаструктуры Малыньско-Туровским, Пержанско-Симоновичским, Первомайско-Заозерным, Лоевским, Сколодинским, Буйновичско-Наровляньским и Выступовичским разломами (см. рис. 1 и 2). Такие кентрогенные структуры отличаются повышенной флюидално-газовой активизацией.

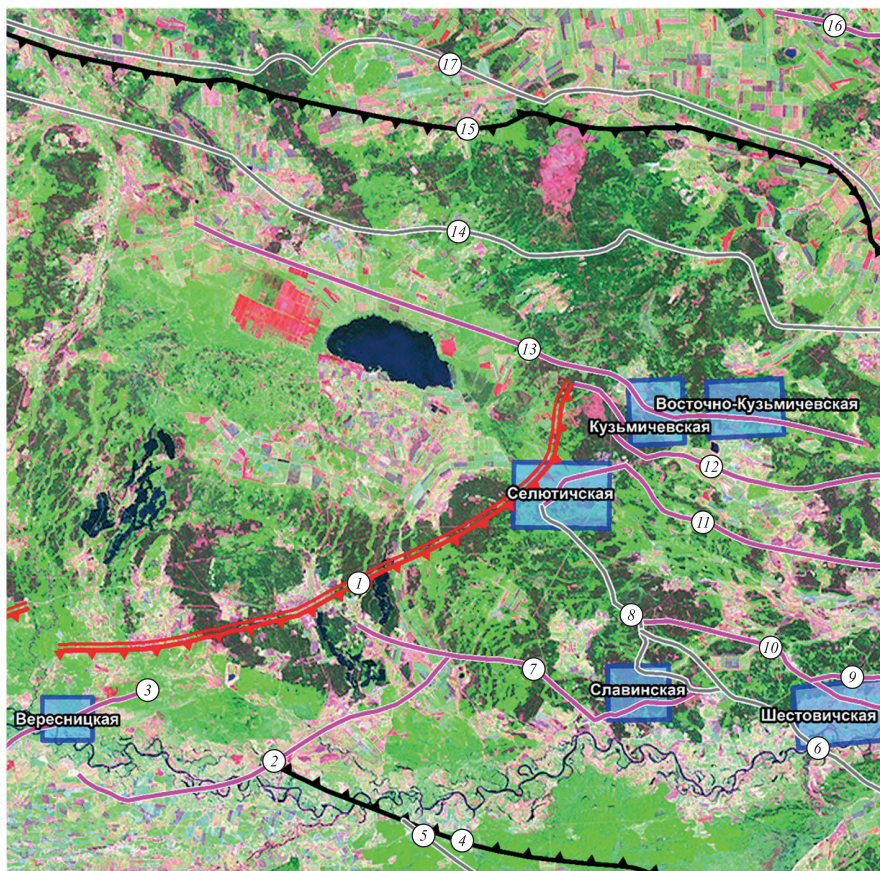
С северным сегментом Полесской кольцевой мегаструктуры сопряжены Буйновичско-Наровляньская и Выступовичская зоны потенциального нефтегазонакопления, которые контролируются одноименными региональными разломами (см. рис. 2). Они включают криптодиapiroвые поднятия по поверхности верхнесоленосных отложений девонской толщи, образованные процессами галокинеза в позднедевонское время. В подсолевых верхнедевонских отложениях данные зоны выражаются серией блоков, представляющих интерес в нефтеносном отношении. Соляные купола отличаются активизацией в позднеолигоцен-четвертичное время и на КС проявляются в виде локальных кольцевых структур диаметром около 3–4 км. В верхней соленосной толще Буйновичско-Наровляньской зоны потенциального нефтегазонакопления выделяются Кустовницкое и Наровляньское криптодиapiroвые поднятия. В галитовой субформации и брекчии кепрока соляных куполов можно ожидать наличие залежей нефти.

Прогноз нефтеперспективных локальных объектов выполнялся в пределах запада Припятского прогиба, примыкающего к Микашевичско-Житковичскому выступу. Рассматриваемая территория располагается в Центральном и Южном структурных ареалах Припятского прогиба. Западную часть Припятского прогиба от Микашевичско-Житковичского выступа ограничивает Микашевичский разлом мантийного заложения (рис. 3). Он погружается на глубину 60 км и более в верхнюю мантию [1]. В зоне разлома установлены повышенные значения распределения поля температур в осадочном чехле, обусловленные подтоком глубинного тепла и подтверждающиеся геотермическими данными.

В позднеолигоцен-четвертичное время, как и на предшествующих этапах развития Припятского НГБ, Микашевичский разлом отличался высокой тектонической активностью. Суммарные амплитуды неотектонических деформаций в зоне разлома достигают порядка 120 м. О новейшей активизации разлома свидетельствует также его проявление на земной поверхности в виде регионального линеамента, фиксируемого по данным ДЗЗ из космоса.

К Микашевичскому разлому прилегают нефтегазоносные участки с размещением нефтеперспективных структур – Вересницкой, Селютичской, Кузьмичевской и Восточно-Кузьмичевской (см. рис. 3). С помощью данных сейсморазведки на нефтегазоносных участках изучалось строение геологического разреза нефтепродуктивных толщ осадочного чехла на разных глубинах.

Вересницкая нефтеперспективная структура расположена в западной части Южного структурного ареала Припятского прогиба (рис. 4). Она представляет собой полуантиклиналь северо-восточного простирания, примыкающую к Вересницкому разлому (рис. 5). Разлом амплитудой 300–400 м разделяет площадь на приподнятый Вересницкий блок и Примикашевичскую зону опусканий шириной 4–10 км, примыкающую к Микашевичскому разлому.



- Микашевичский региональный разлом мантийного заложения
- Региональные разломы, ограничивающие структурные ареалы
- Региональные разломы, ограничивающие тектонические ступени
- Субрегиональные разломы, ограничивающие полиблоки
- Нефтегазоносные участки с размещением нефтеперспективных структур

Рис. 3. Нефтегазоносные участки с размещением нефтеперспективных структур в пределах Центрального и Южного структурных ареалов Припятского прогиба.

Неотектонически активные глубинные разломы:

- 1 – Микашевичский; 2 – Туровский; 3 – Вересницкий;
- 4 – Буйновичско-Наровлянский; 5 – Буйновичско-Наровлянский гребневой;
- 6 – Шестовичско-Гостовский; 7 – Найдовский; 8 – Шестовичско-Гостовский гребневой;
- 9 – Северо-Скрыгаловско-Слободской; 10 – Скрыгаловско-Слободской; 11 – Северо-Шестовичский;
- 12 – Южно-Копаткевичский; 13 – Копаткевичский; 14 – Азерецко-Хобнинский гребневой;
- 15 – Червонослободско-Малодушинский; 16 – Северо-Калиновский;
- 17 – Червонослободско-Малодушинский гребневой

Fig. 3. Oil and gas bearing areas with the placement of oil-promising structures within the Central and Southern structural areas of the Prip'yatsky trough.

Neotectonically active deep faults:

- 1 – Mikashevichsky; 2 – Turovsky; 3 – Veresnitsky;
- 4 – Buinovichsko-Narovlyansky; 5 – Buinovichsko-Narovlyansky ridge; 6 – Shestovichsko-Gostovsky;
- 7 – Naidovsky; 8 – Shestovichsko-Gostovsky ridge; 9 – North-Skrygalovsko-Slobodsky;
- 10 – Skrygalovsko-Slobodsky; 11 – North-Shestovichsky; 12 – South-Kopatkevichsky;
- 13 – Kopatkevichsky; 14 – Azeretsko-Khobninsky ridge; 15 – Chervonoslobodsko-Malodushinsky;
- 16 – North-Kalinovsky; 17 – Chervonoslobodsko-Malodushinsky ridge



Рис. 4. Космоструктурная карта Вересницкой нефтеперспективной структуры

Fig. 4. Cosmostructural map of the Veresnitskaya oil-promising structure

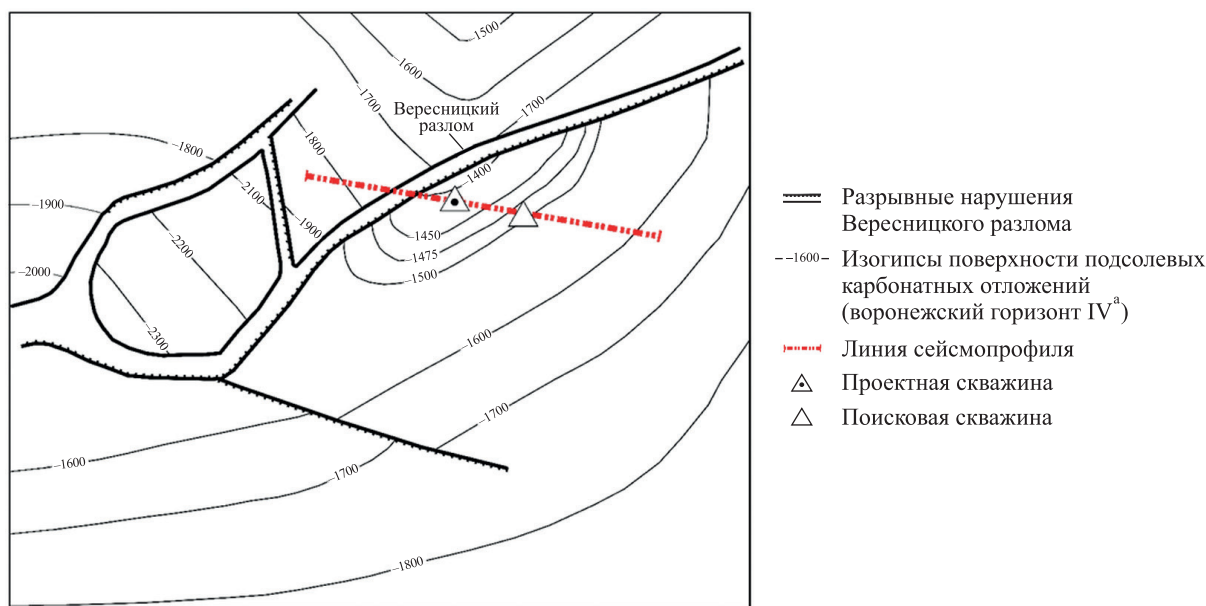


Рис. 5. Структурная карта Вересницкой нефтеперспективной структуры по поверхности подсолевых карбонатных отложений

Fig. 5. Structural map of the Veresnitskaya oil-promising structure on the surface of subsalt carbonate deposits

В пределах Вересницкой нефтеперспективной структуры по результатам поискового бурения в разрезе осадочного чехла выявлены подсолевой терригенный, карбонатный, нижесоленосный, межсолевой, верхнесоленосный и надсолевой комплексы. В воронежско-семилукских отложениях подсолевого карбонатного комплекса установлены признаки нефти.

Вересницкая нефтеперспективная структура подготовлена сейсморазведочными работами методом общей глубинной точки по поверхности подсолевого карбонатного комплекса (воронежский и семилукский горизонты IV^a) под поисковое бурение на нефть. Размер структуры по изогипсе -1500 м составляет $2,1 \times 0,5$ км, амплитуда достигает 40 м (см. рис. 5). Перспективная площадь ловушки нефти оконтуривается изогипсой -1475 м и равняется 583 тыс. м².

В восточной части структуры пробурена поисковая скважина глубиной 2402 м со вскрытием пород кристаллического фундамента (см. рис. 5). Скважиной перспективные воронежско-семилукские отложения установлены на отметке -1491 м, условный водонефтяной контакт прогнозируется на отметке -1475 м.

Перспективные воронежско-семилуцкие отложения надежно экранируются с севера елецкими или задонско-елецкими отложениями, представленными в этой части разреза низкоемкими глинисто-мергельными породами. Перспективы нефтеносности Вересницкой нефтеперспективной структуры можно положительно оценивать по результатам установления нефтепроявлений в евлановских отложениях.

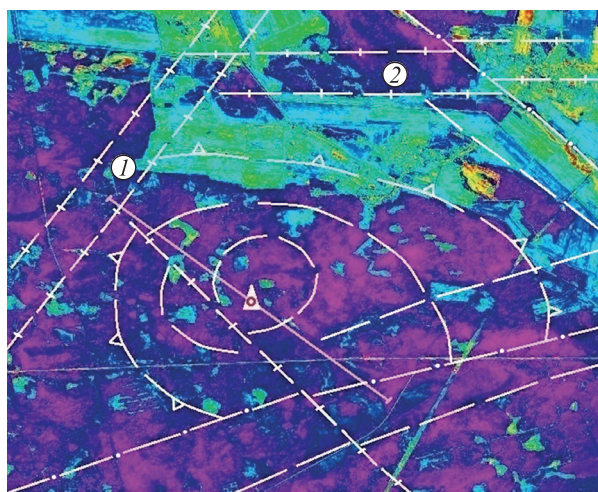
В пределах Вересницкой нефтеперспективной структуры прогнозируемые геологические ресурсы нефти оцениваются в количестве 275 тыс. т, а извлекаемые – в объеме 55 тыс. т. По итогам выполненных измерений отмечено, что поиски залежи нефти на глубинах Вересницкой площади 1600 м рентабельны. По комплексу геолого-геофизических показателей подсолевые горизонты верхнедевонских отложений характеризуются как весьма высокоперспективные для поисков нефти.

При космоструктурном картировании в западной части Центрального структурного ареала Припятского прогиба в зоне новейшей активизации Микашевичского разлома установлена Селютичская нефтеперспективная структура, уверенно прослеживаемая на КС в виде дугообразных линейментов (рис. 6) и на временном сейсмическом разрезе в изменении волновой картины отражающего горизонта IV^a по поверхности подсолевых терригенных отложений (рис. 7).

В подсолевом нефтеносном комплексе верхнедевонских отложений Селютичская нефтеперспективная структура представлена в виде полуантиклинального поднятия, примыкающего с востока к Микашевичскому разлому и ограниченного с юго-юго-запада разрывным нарушением, которое имеет амплитуду от 150 м на западе и затухает на востоке. Поверхность подсолевых отложений и пород фундамента погружается в северном направлении под наклоном 15–20°. Сводовая часть подсолевой структуры осложнена малоамплитудным (до 50 м) разрывным нарушением юго-восточного простирания.

Перспективы нефтеносности Селютичской нефтеперспективной структуры определяются в первую очередь подсолевыми отложениями, в которых на прилегающей с востока Шестовичской площади установлены признаки нефти в керне. В пределах сводовой части структуры рекомендуется заложение поисковой скважины.

Бурение скважины обосновывается следующими данными. Имеющийся к настоящему времени фактологический материал свидетельствует о том, что нефтеперспективные семилуцкие отложения подсолевого комплекса, представленные доломитами пористостью 9–15 %, с запада в зоне Микашевичского разлома экранируются породами кристаллического фундамента, а на юге – по разрывному нарушению амплитудой до 150 м отложениями нижней соленосной толщи опущенного блока. По этим данным предполагается наличие пластовой, тектонически экранированной залежи нефти в подсолевых карбонатных отложениях (семилуцкий горизонт) Селютичской нефтеперспективной структуры.









-  Дугообразные линейменты локальной кольцевой структуры
-  Линейменты в зонах новейшей активизации региональных мантийных разломов
-  Линейменты, отражающие локальные разломы
-  Линейменты, отражающие зоны повышенной трещиноватости осадочного чехла
-  Линия геологического разреза по данным сейсмического зондирования
-  Проектная скважина

Рис. 6. Космоструктурная карта
Селютичской нефтеперспективной структуры:
1 – Микашевичский разлом; 2 – Шестовичско-Гостовский разлом.
Источник: [3]

Fig. 6. Cosmostructural map
of the Selyutichskaya oil-promising structure:
1 – Mikashevichsky fault; 2 – Shestovichsko-Gostovsky fault.
Source: [3]

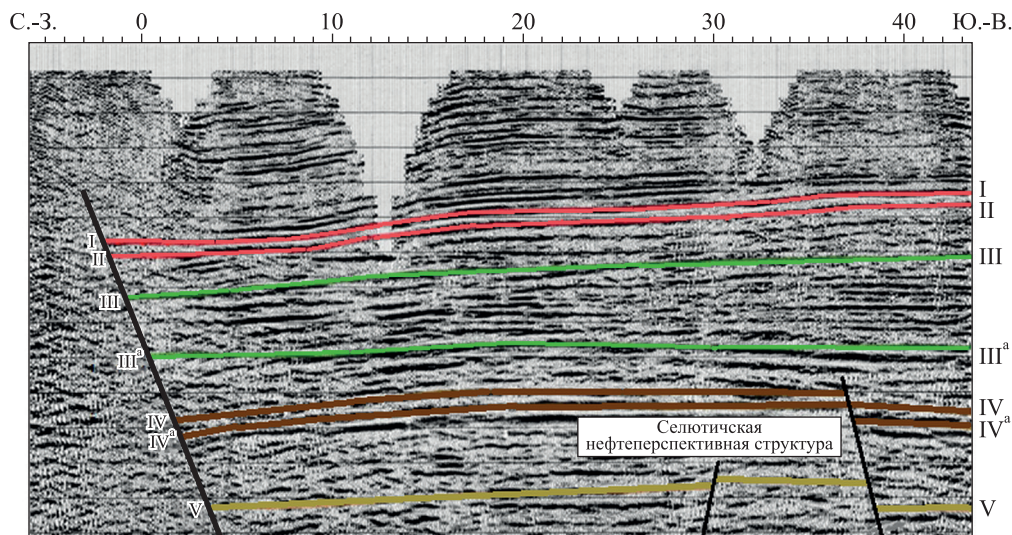


Рис. 7. Временной сейсмический разрез в пределах Селютичской нефтеперспективной структуры.
Отражающие горизонты:

- I – поверхность верхней соли; II – поверхность галитовой подтолщи;
- III – поверхность межсолевых отложений; III^a – подошва межсолевых отложений;
- IV – поверхность подсолевого карбонатного комплекса;
- IV^a – поверхность подсолевого терригенного комплекса;
- V – поверхность кристаллического фундамента

Fig. 7. Time seismic section within the Selyutichskaya oil-promising structure.

Reflecting horizons:

- I – surface of the upper salt; II – surface of the halite substratum;
- III – surface of the intersalt deposits; III^a – base of the intersalt deposits;
- IV – surface of the subsalt carbonate complex; IV^a – surface of the subsalt terrigenous complex;
- V – surface of the crystalline basement

По степени изученности Селютичская нефтеперспективная структура является подготовленной к глубокому поисковому бурению по данным сейсморазведки. В целях выявления залежей нефти в ее подсолевых отложениях необходимо с учетом комплексного анализа результатов космоструктурного картирования и материалов сейсмического зондирования заложить поисковую скважину с проектной глубиной 2250 м до вскрытия пород кристаллического фундамента (см. рис. 6 и 7; рис. 8).

В западной части Центрального структурного ареала Припятского прогиба на основе космоструктурных и сейсмических данных выявлены Кузьмичевская и Восточно-Кузьмичевская нефтеперспективные структуры по подсолевым и межсолевым отложениям верхнедевонской толщи осадочного чехла (рис. 9 и 10).

Кузьмичевская нефтеперспективная структура установлена в результате сейсморазведочных работ методом отраженных волн, методом общей глубинной точки и корреляционным методом преломленных волн. Анализ временных сейсмических разрезов с акцентом на отражающий горизонт IV^a позволил выявить особенности тектоники нефтеперспективной структуры.

По сейсмическим данным, Кузьмичевская нефтеперспективная структура представляет собой тектонический блок, ограниченный Азерецко-Великоборским и Копаткевичским разломами. Поверхность подсолевых терригенных отложений изменяется в интервале абсолютных глубин от –1500 до 2150 м и погружается в северо-восточном направлении. Выраженность Кузьмичевской нефтеперспективной структуры в рельефе земной поверхности и на КС в виде локального кольцевого объекта (см. рис. 9) подчеркивает ее новейшую активизацию.

В центральной приподнятой части Кузьмичевской нефтеперспективной структуры поверхность подсолевых терригенных отложений верхнедевонской толщи залегает в виде полусвода, ограниченного с северо-востока изогипсой –1600 м. Полусвод осложнен малоамплитудным субширотным разломом, разделяющим структуру на два блока – северный и южный.

В северном блоке пробурена скважина, вскрывшая породы кристаллического фундамента. Следует отметить, что в керне скважины, поднятом из интервала 1875,5–1898,4 м, в песчаниках полоцкого горизонта наблюдались незначительные выпоты светло-коричневой нефти, при испытании в процессе бурения получены притоки фильтрата бурового раствора с нефтью. Возможная ловушка нефти в пределах блока скважины приурочена к песчаникам в низах полоцких отложений. Она экранируется в верхней толще непроницаемыми отложениями нарвовского горизонта.

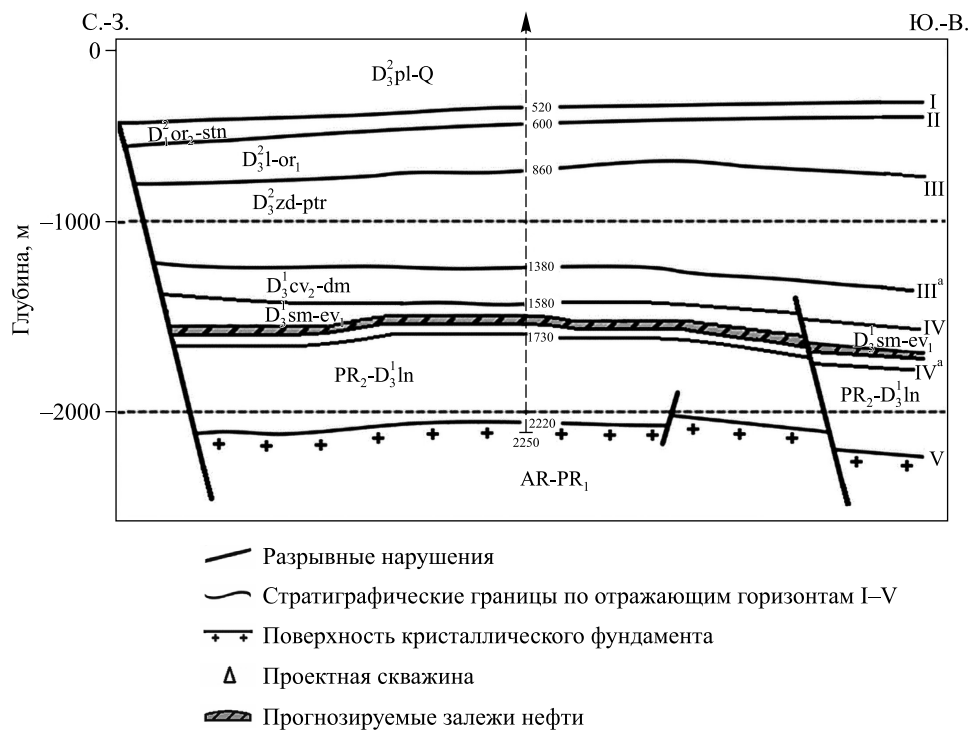
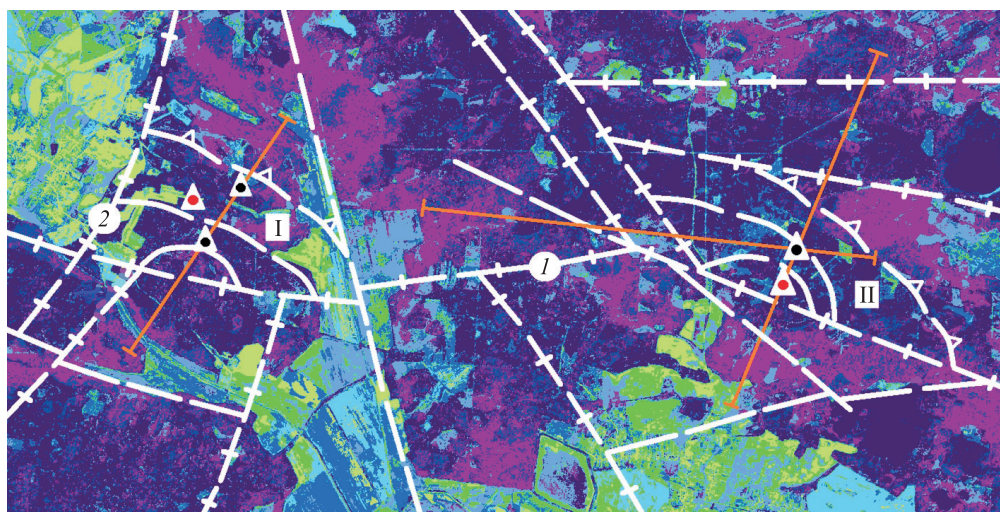


Рис. 8. Селютичская нефтеперспективная структура.

Источник: [3]

Fig. 8. Selyutichskaya oil-promising structure.

Source: [3]



- ▨ Локальные кольцевые структуры
- Линеаменты в зонах новейшей активизации разломов
- - Линеаменты, отражающие зоны повышенной трещиноватости осадочного чехла
- Линии геологических разрезов по данным сейсмического зондирования
- ▲ Поисковые скважины
- Проектные скважины

Рис. 9. Космоструктурная карта Кузьмичевской (I) и Восточно-Кузьмичевской (II) нефтеперспективных структур: 1 – Копаткевичский разлом; 2 – Азерецко-Великоборский разлом

Fig. 9. Cosmostructural map of Kuzmichevskaya (I) and East-Kuzmichevskaya (II) oil-promising structures: 1 – Kopatkevichsky fault; 2 – Azeretsko-Velikoborsky fault

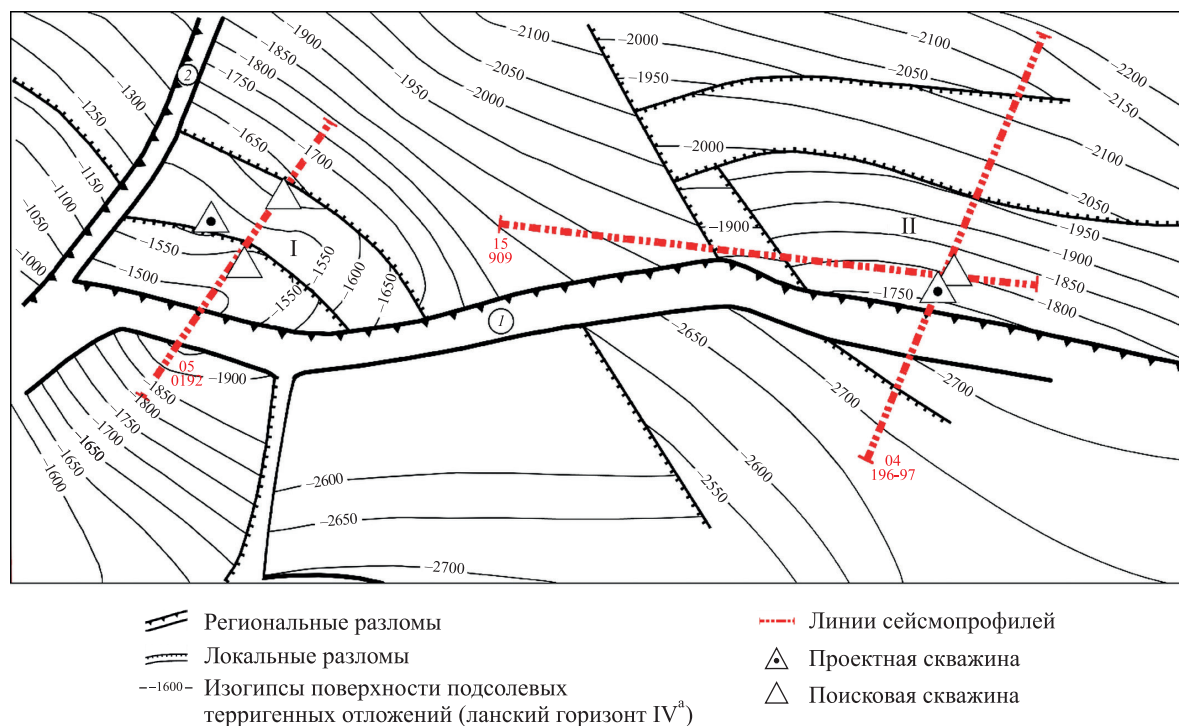


Рис. 10. Структурная карта Кузьмичевской (I) и Восточно-Кузьмичевской (II) нефтеперспективных структур по поверхности подсолевых терригенных отложений: 1 – Копаткевичский разлом; 2 – Азеретско-Великоборский разлом

Fig. 10. Structural map of Kuzmichevskaya (I) and East-Kuzmichevskaya (II) oil-promising structures on the surface of subsalt terrigenous deposits: 1 – Kopatkevichsky fault; 2 – Azeretsko-Velikoborsky fault

Южный блок нефтеперспективной структуры является тектонически экранированным с моноклинальным падением пород подсолевого комплекса, отделенного малоамплитудными разрывными нарушениями порядка 40–50 м, которые образуют узкий грабен северо-западного простирания. Для поисков залежи нефти в южном блоке пробурена скважина и обнаружены нефтепроявления в керне ланских отложений (нефтенасыщенный песчаник с запахом сероводорода) в интервале 1710–1718 м. В кровле столинских слоев выделена пачка глинисто-аргиллитовых пород мощностью 20 м, что может служить покрывкой для предполагаемого резервуара нефти.

Приведенная информация свидетельствует о перспективах нефтеносности подсолевых отложений верхнедевонской толщи в пределах Кузьмичевской нефтеперспективной структуры. Предполагаемая залежь нефти пластовая, тектонически экранированная в полоцких отложениях. По степени изученности нефтеперспективная структура является подготовленной к глубокому бурению в целях поисков нефти и газа в подсолевых терригенных отложениях.

К востоку от Кузьмичевской площади расположена Восточно-Кузьмичевская нефтеперспективная структура, выявленная по подсолевым и межсолевым отложениям верхнедевонской толщи (см. рис. 9 и 10). На КС она выражена в виде локального кольцевого объекта, ограниченного системами линеаментов, которые связаны с дизъюнктивными дислокациями и зонами трещиноватости осадочного чехла. По подсолевым терригенным отложениям (отражающий горизонт IV^а) структура представляет собой полу-свод, обособленный с запада разрывным нарушением амплитудой около 20 м, а с юга Копаткевичским разломом (см. рис. 10). С севера Восточно-Кузьмичевская нефтеперспективная структура ограничена изогипсой –1800 м, в контуре которой ее амплитуда составляет 60 м.

В пределах сводовой части Восточно-Кузьмичевской нефтеперспективной структуры возможно наличие залежей нефти в верхнепротерозойских и воронежских отложениях, так как по западному нарушению контакт воронежских отложений происходит с непроницаемыми отложениями евлановского горизонта соседнего блока, а контакт верхнепротерозойских отложений – с непроницаемыми отложениями наровского горизонта. По степени изученности Восточно-Кузьмичевская нефтеперспективная структура является подготовленной к глубокому поисковому бурению.

К северо-востоку от Восточно-Кузьмичевской нефтеперспективной структуры пробурена скважина. В керне, поднятом из отложений наровского надгоризонта (освейские слои) в интервале 2211–2216 м,

в доломитовой брекчии на отдельных сколах отмечены примазки темно-коричневого битума. При испытании полоцкого горизонта в интервале 2043–2047 м (морочские слои) по данным анализа пробы пластовой воды прогнозируется водонептяной контакт.

В результате космоструктурного картирования и геологической интерпретации данных сейсморазведки в западном регионе Припятского НГБ выявлены Вересницкая, Селютическая, Кузьмичевская и Восточно-Кузьмичевская нефтеперспективные структуры, прилегающие к Микашевичскому разлому. Комплексный анализ сейсмической информации и керн скважин свидетельствует о перспективах нефтеносности структур в подсоловых и межсоловых отложениях верхнедевонской толщи. Зона Микашевичского разлома создает благоприятные условия для восходящей вертикальной миграции УВ-флюидов в осадочный чехол Припятского НГБ.

Заключение

В Припятском НГБ глубинные разломы обнаруживают связь с каналами разгрузки мантийных флюидопотоков в осадочный чехол и размещением залежей нефти. На основе комплексного анализа данных ДЗЗ из космоса и материалов сейсморазведки достигается возможность прогноза нефтеперспективных структур, прилегающих к разломам мантийного заложения. Глубинные разломы и примыкающие к ним кольцевые структуры определяют восходящую вертикальную миграцию УВ-флюидов в верхние горизонты земной коры Припятского НГБ, располагающегося с точки зрения тектонического районирования в одноименном прогибе.

К разломам мантийного заложения и зонам нефтегазонакопления тяготеют кольцевые структуры тектоногенной природы, связанные с блоковыми, блоково-пликативными и пликративными структурными формами нефтеносных комплексов в верхнедевонских отложениях осадочного чехла. Прилегающие к глубинным разломам кольцевые структуры создают благоприятные условия для вертикальной миграции УВ-флюидов из верхней мантии в земную кору и контролируют формирование залежей нефти в осадочном чехле.

В пределах северного сегмента Полесской кольцевой мегаструктуры зоны разуплотнения по аналогии с мантийными разломами, возможно, насыщены УВ-флюидами. Новейшая активизация подобных геодинамических зон способствует вертикальной миграции глубинной нефти. Этот факт позволяет предположить, что кольцевые линейменты мегаструктуры мантийного заложения контролируют вертикальную миграцию флюидных потоков и распределение нефтеперспективных зон.

Актуальна также проблема прогноза нефтеперспективных структур, расположенных в районе промышленных месторождений нефти. Образование новых нефтяных залежей вблизи разрабатываемых месторождений, по-видимому, связано с дегазацией мантии и восходящей миграцией УВ-флюидов в осадочную толщу в зонах новейшей активизации глубинных разломов с их последующей генерацией в блоковых, пликративно-блоковых и пликративных структурах в верхнедевонских отложениях.

Картирование геофлюидодинамических структур разгрузки глубинных УВ в осадочном чехле и создание космоструктурных моделей нефтегазоносных участков на основе комплексной интерпретации данных ДЗЗ из космоса и сейсмогеологической информации позволяют в пределах отдельных площадей Припятского НГБ выявить нефтеперспективные структуры и тем самым способствуют проведению поисковых работ на нефть.

Библиографические ссылки

1. Грибик ЯГ. Связь нефтеносности Припятского прогиба с глубинным геологическим строением. *Доклады Национальной академии наук Беларуси*. 2004;48(5):86–91.
2. Губин ВН. Космоструктурное картирование при поисках глубинной нефти в Припятском нефтегазоносном бассейне [Интернет]. В: Центральная геофизическая экспедиция. *4-е Кудрявцевские чтения. Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа; 19–21 октября 2015 г.; Москва, Россия*. Москва: Центральная геофизическая экспедиция; 2015 [цитировано 20 ноября 2023 г.]. [6 с.]. Доступно по: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/4KR/theses/Gubin_Theses.pdf.
3. Губин ВН. Прогнозирование геофлюидодинамических структур в Припятском нефтегазоносном бассейне с помощью методов дистанционного зондирования. *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2018;3:[9 с.].
4. Кудрявцев НА. *Генезис нефти и газа*. Ленинград: Недра; 1973. 216 с.
5. Тимурзиев АИ. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью). Часть 10. *Глубинная нефть*. 2014;2(1):123–163.
6. Тимурзиев АИ, Шумейкин СА, Шумейкин АС. Методы и технологии оценки перспектив нефтегазоносности территорий на основе комплексного анализа потенциальных полей, данных сейсморазведки, топогеодезической и космической съемки. *Глубинная нефть*. 2014;2(3):307–340.
7. Айзберг РЕ, Старчик ТА. *Синрифтовая геодинамика Припятского прогиба*. Минск: Беларуская навука; 2013. 146 с.
8. Гарецкий РГ, Клушин СВ. Листрические разломы в Припятском палеорифте. *Геотектоника*. 1989;1:48–60.

9. Гридин ВИ, Дмитриевский АН. Системно-аэрокосмическое изучение нефтегазоносных территорий. Басниев КС, редактор. Москва: Наука; 1994. 287 с.
10. Трофимов ДМ, Шуваева МК, Тавризов ВЕ. Применение инновационных технологий дистанционного зондирования для оптимизации геолого-разведочных работ на нефть и газ. *Геология нефти и газа*. 2012;1:71–73. EDN: ORCUCJ.
11. Буш ВА. Проблема кольцевых структур Земли. Москва: Всесоюзный институт научной и технической информации; 1986. 116 с.
12. Смирнова МН. Нефтегазоносные кольцевые структуры и научно-методические аспекты их изучения. *Геология нефти и газа*. 1997;9:51–55.
13. Трофимов ДМ. Об узлах пересечения разрывных дислокаций и их роли в строении земной коры. В: Шарапов ВН, редактор. *Методы дистанционных исследований для решения природоведческих задач*. Новосибирск: Наука; 1986. с. 9–12.

References

1. Gribik YaG. [The connection of the oil content of the Pripyat trough with the deep geological structure]. *Doclady of the National Academy of Sciences of Belarus*. 2004;48(5):86–91. Russian.
2. Gubin VN. Cosmostructural mapping in the search for deep oil in the Pripyat oil and gas basin [Internet]. In: Central Geophysical Expedition. 4th Kudryavtsev readings. *Proceedings of the All-Russian conference on the deep genesis of oil and gas; 2015 October 19–21; Moscow, Russia*. Moscow: Central Geophysical Expedition; 2015 [cited 2023 November 20]. [6 p.]. Available from: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/4KR/theses/Gubin_Theses.pdf. Russian.
3. Gubin VN. Forecasting of geofluidodynamic structures in the Pripyat oil and gas basin by remote sensing methods. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018;3:[9 p.]. Russian.
4. Kudryavtsev NA. *Genesis нефти i gaza* [The genesis of oil and gas]. Leningrad: Nedra; 1973. 216 p. Russian.
5. Timurziev AI. The neotectonic shear tectonics of sedimentary basins: tectonophysical and fluid dynamics aspects (in connection with an oil-and-gas-bearing capacity). Part 10. *Glubinnaya nefi'*. 2014;2(1):123–163. Russian.
6. Timurziev AI, Shumeikin SA, Shumeikin AS. The methods and technologies of estimation of perspectives of an oil-and-gas-bearing capacity of territories on the basis of a complex analysis of the potential fields, seismic, topographic, geodetic and space surveys. *Glubinnaya nefi'*. 2014;2(3):307–340. Russian.
7. Aizberg RE, Starchik TA. *Sinriftovaya geodinamika Pripyatskogo progiba* [Synrift geodynamics of the Pripyat trough]. Minsk: Belaruskaja navuka; 2013. 146 p. Russian.
8. Garetskii RG, Klushin SV. [Lystric faults in the Pripyat paleorift]. *Geotektonika*. 1989;1:48–60. Russian.
9. Gridin VI, Dmitrievskii AN. *Sistemno-aerokosmicheskoe izuchenie neftegazonosnykh territorii* [System-aerospace study of oil and gas-bearing territories]. Basniev KS, editor. Moscow: Nauka; 1994. 287 p. Russian.
10. Trofimov DM, Shuvaeva MK, Tavrizov VE. Using of innovation technologies of remote sounding for optimization of oil and gas exploration activity. *Russian Oil and Gas Geology*. 2012;1:71–73. Russian. EDN: ORCUCJ.
11. Bush VA. *Problema kol'tsevykh struktur Zemli* [The problem of ring structures of the Earth]. Moscow: Vsesoyuznyi institut nauchnoi i tekhnicheskoi informatsii; 1986. 116 p. Russian.
12. Smirnova MN. [Oil and gas bearing ring structures and scientific and methodological aspects of their study]. *Russian Oil and Gas Geology*. 1997;9:51–55. Russian.
13. Trofimov DM. [On the nodes of intersection of discontinuous dislocations and their role in the structure of the Earth's crust]. In: Sharapov VN, editor. *Metody distantsionnykh issledovaniy dlya resheniya prirovedcheskikh zadach* [Methods of remote research for solving natural science problems]. Novosibirsk: Nauka; 1986. p. 9–12. Russian.

Получена 18.12.2023 / исправлена 05.03.2024 / принята 05.03.2024.
Received 18.12.2023 / revised 05.03.2024 / accepted 05.03.2024.