

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ СТРУКТУР В ПРИПЯТСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ БАССЕЙНЕ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДОВ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

В.Н. Губин

Белорусский государственный университет, Минск, Республика Беларусь
e-mail: vngubin@mail.ru

Введение

В рациональном комплексе инновационных технологий региональной оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов с позиций глубинного генезиса углеводородов (УВ) важную роль играют методы дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) из космоса. На основе данных ДЗЗ и геолого-геофизической информации осуществляется прогноз геофлюидодинамических структур, определяющих восходящую миграцию мантийных УВ в платформенный чехол. Согласно вертикально-миграционному закону Н.А. Кудрявцева [1, 2], поток УВ-флюидов, поступающий из высокотемпературных зон Земли, устремляется по разломам, трещинным зонам и другим нарушениям вверх, достигая осадочной толщи и образуя многопластовые нефтегазовые месторождения.

Придерживаясь актуальной в настоящее время научной концепции о связи нефтегазоносности с глубинными разломами, поиски залежей УВ в осадочных бассейнах весьма перспективно вести в зонах мантийных разломов и прилегающих к ним кольцевых структурах. Структурное дешифрирование космических снимков (КС) и геолого-геофизическая интерпретация полученных данных выполняются для выявления геофлюидодинамических структур, к которым относятся активные на неотектоническом этапе флюидопроводящие глубинные разломы и кольцевые структуры земной коры, а также связанные с ними зоны нефтегазонакопления и залежи нефти [3–5].

Комплексный анализ дистанционных и геолого-геофизических данных приобретает особую актуальность при прогнозировании геофлюидодинамических структур в Припятском нефтегазоносном бассейне (НГБ), расположенном в пределах одноименного палеорифта на западе Восточно-Европейской платформы. Припятский палеорифт сформировался на герцинском этапе и является зоной листрического раскалывания, образованной под воздействием процессов рифтогенеза [6–8]. К настоящему времени здесь открыто 87 месторождений нефти. Годовая добыча УВ составляет порядка 1,7 млн т. Практически все выявленные в Припятском НГБ залежи нефти тяготеют к зонам

листрических разломов мантийного заложения [3, 7–9]. Глубинные разломы, являясь ведущими геофлюидодинамическими структурами с высокой степенью проницаемости для флюидопотоков из верхней мантии в земную кору, определяют формирование в осадочном чехле зон нефтегазонакопления.

Составленные на основе структурного дешифрирования КС и геолого-геофизических материалов космоструктурные карты отдельных площадей Припятского НГБ позволяют выявить закономерности пространственного распределения активных на неотектоническом этапе геофлюидодинамических структур и определить перспективные объекты для проведения поисковых работ на нефть.

Методика прогноза геофлюидодинамических структур

При региональной оценке нефтегазоносности осадочных бассейнов и обосновании дальнейших поисковых геофизических и буровых работ на нефть важную роль играет космоструктурное картирование [3, 10–12]. Его объекты – активные на неотектоническом этапе, от позднего олигоцена (около 30 млн лет назад) до настоящего времени, глубинные разломы и кольцевые структуры земной коры, являющиеся проводящими каналами для миграции УВ-флюидов из верхней мантии в осадочную толщу. Разломы мантийного заложения, прослеживаемые в платформенном чехле дизъюнктивными смещениями стратифицированных горных пород и зонами трещиноватости, отражаются на КС в виде линеаментов. Кольцевые структуры представляют собой изометричные в плане структурно-вещественные неоднородности земной коры различного генезиса [13], на КС они подчеркиваются системами дугообразных линеаментов. К активным в позднеолигоцен-четвертичное время мантийным разломам и кольцевым структурам земной коры тяготеют зоны нефтегазонакопления и залежи УВ, поэтому их картирование на основе комплексного анализа данных ДЗЗ и геолого-геофизических материалов приобретает особую актуальность при оценке перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов [3–5].

При космоструктурном картировании геофлюидодинамических структур в Припятском НГБ использовались КС с пространственным разрешением от 30 до нескольких метров, полученные в различные периоды времени со спутников Landsat, ALOS и IKONOS, а также с Белорусского космического аппарата (БКА), выведенного на орбиту 22 июля 2012 г. вместе с российским спутником «Канопус-В». Инновации в картировании геофлюидодинамических структур с помощью методов ДЗЗ тесно связаны с

БКА, оптико-электронная съемочная система которого позволяет в панхроматическом режиме получать КС с разрешением объектов на земной поверхности 2,1 м, а в мультиспектральном режиме – с пространственным разрешением 10,5 м. Для обработки и структурного дешифрирования КС использовались модули ПО QGIS-GRASS. Методика первичной обработки КС заключалась в классификации изображений на области, близкие друг к другу по параметрам яркости, получаемые в различных спектральных каналах сенсора БКА. 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 наземной информации и проводилась их классификация по типам земной поверхности. Конечный итог обработки – векторная карта выделенных на местности классов с возможностью пространственного совмещения с цифровой моделью рельефа и геолого-геофизической информацией. Получаемые векторные карты информативны для выделения линеаментных индикаторов проявлений глубинных разломов и кольцевых структур в Припятском НГБ.

Основными критериями прогноза геофлюидодинамических структур в Припятском НГБ, установленными в результате комплексной интерпретации космической и геолого-геофизической информации, являются:

1) отражение проницаемых каналов миграции глубинных УВ в новейшем структурном плане и на КС в виде зон линеаментов и отдельных сегментов кольцевых структур;

2) 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;

3) повышение плотности (густоты) линеаментов в зонах мантийных разломов, выявленных методами ГСЗ-МОГТ;

4) прослеживание в линеаментных зонах линейно вытянутых полос градиентных ступеней гравитационного и магнитного полей;

5) приуроченность к кольцевым структурам изометричных в плане гравитационных и магнитных аномалий;

6) высокая степень вертикальной тектонической и петрографической расслоенности платформенного чехла и консолидированной части земной коры в

пределах кольцевых структур;

7) проявление в пределах зон линеаментов и отдельных сегментов кольцевых структур участков с пониженной плотностью горных пород, уменьшенной скоростью сейсмических волн и контрастными аномалиями потенциальных геофизических полей;

8) увеличение теплового потока и градиента температур в зонах линеаментов и в пределах кольцевых структур;

9) приуроченность к линеаментным зонам и кольцевым структурам максимальных амплитуд неотектонических деформаций и высоких значений современных вертикальных движений земной коры;

10) выраженность зон линеаментов и кольцевых структур в сейсмических горизонтах, соответствующих структурным формам в нефтеносных комплексах платформенного чехла.

Структуры глубинной флюидомиграции в Припятском нефтегазоносном бассейне

В результате космоструктурного картирования в Припятском НГБ 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. Листрические мантийные разломы и кольцевые структуры, являясь каналами вертикальных перетоков УВ-флюидов и их латеральной миграции, создавали благоприятные условия для формирования залежей нефти в палеорифтовом бассейне на различных этапах его геологического развития. При картировании геофлюидодинамических структур в Припятском НГБ особое внимание уделено их новейшей активизации. В нефтегазоносных регионах в результате неотектонических движений и изменения термобарических условий очаговых зон при миграции глубинных УВ-флюидов в верхнюю часть земной коры происходит их закономерное пространственно-стратиграфическое распределение и естественная фазовая сепарация с разделением легкоподвижной газовой фазы и жидких УВ [5].

Ведущую роль в размещении зон нефтегазонакопления и залежей нефти в Припятском НГБ играют глубинные разломы, имеющие значительную протяженность (до первых сотен километров). Они раскалывают земную кору и проникают в верхний слой мантии до глубины 50–60 км и глубже [8]. Разломы мантийного заложения отличаются повышенными значениями распределения поля температур, обусловленными подтоком

глубинного тепла, поступающего из высокотемпературных очагов верхней мантии и оказывающего влияние на тепловой режим палеорифтового бассейна.

Флюидально-газовая активизация в зонах глубинных разломов Припятского НГБ являлась определяющим фактором формирования залежей нефти в осадочном чехле. 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 Припятском НГБ к активным на неотектоническом этапе глубинным разломам и зонам нефтегазонакопления тяготеют локальные кольцевые структуры тектоногенной природы диаметром от 2–3 до 15 км. Они обнаруживают связь с блоковыми, блоково-пликативными и пликативными структурными формами нефтеносных комплексов в верхнедевонских отложениях платформенного чехла. Кольцевые объекты нередко осложнены системами линеаментов с высокой плотностью их распределения по площади, что свидетельствует о повышенной трещиноватости отдельных участков нефтеносных структур, прилегающих к мантийным разломам. Оперяющие глубинные разломы трещинные зоны способствуют локализованной разгрузке мантийных флюидопотоков в земной коре и образованию залежей нефти в осадочной толще [1, 5].

В позднеолигоцен-четвертичное время, как и на предшествующих этапах развития Припятского НГБ, высокой тектонической активностью отличались глубинные Северо- и Южно-Припятский суперрегиональные разломы, ограничивающие палеорифтовый бассейн, а также региональные разломы мантийного заложения: Речицко-Вишанский, Червонослободско-Малодушинский, Микашевичский, Лоевский и др., – выраженные на КС в виде линеаментов (рис. 1, 2). Мантийные разломы и приуроченные к ним кольцевые структуры определили геофлюидодинамические условия нефтегазообразования в Припятском НГБ.

При космоструктурном картировании в пределах Судовицко-Березинской зоны нефтегазонакопления, примыкающей к Северо-Припятскому и Глуско-Березинскому глубинным разломам, выявлены локальные кольцевые структуры, контролируемые тектонически и литологически экранированные залежи УВ. На площади Геологического месторождения нефти оконтурена кольцевая структура, отражающаяся на земной поверхности в виде изометрично ориентированных мезо- и микроформ рельефа долины реки Березины, образующих на КС системы дугообразных линеаментов (рис. 3).

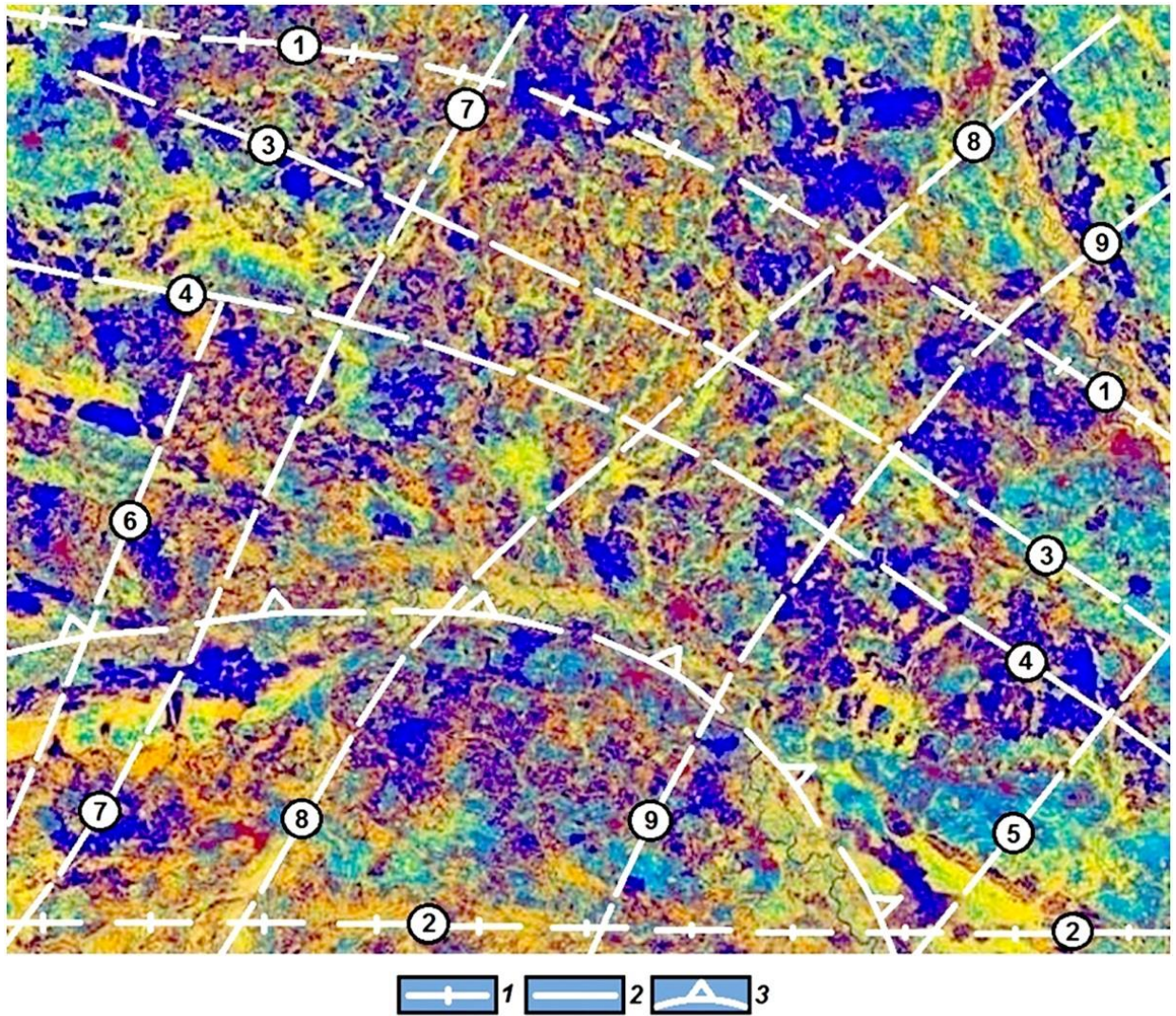


Рис. 1. Космоструктурная схема Припятского нефтегазоносного бассейна:
 1–2 – суперрегиональные (1) и региональные (2) линеаменты, отражающие неотектонически активные разломы; 3 – северный сегмент Полесской кольцевой структуры; разломы (цифры в кружках): 1 – Северо-Припятский; 2 – Южно-Припятский; 3 – Речицко-Вишанский; 4 – Червонослободско-Малодушинский; 5 – Лоевский; 6 – Микашевичский; 7 – Малыньско-Туровский; 8 – Пержанско-Симоновичский; 9 – Первомайско-Заозерный

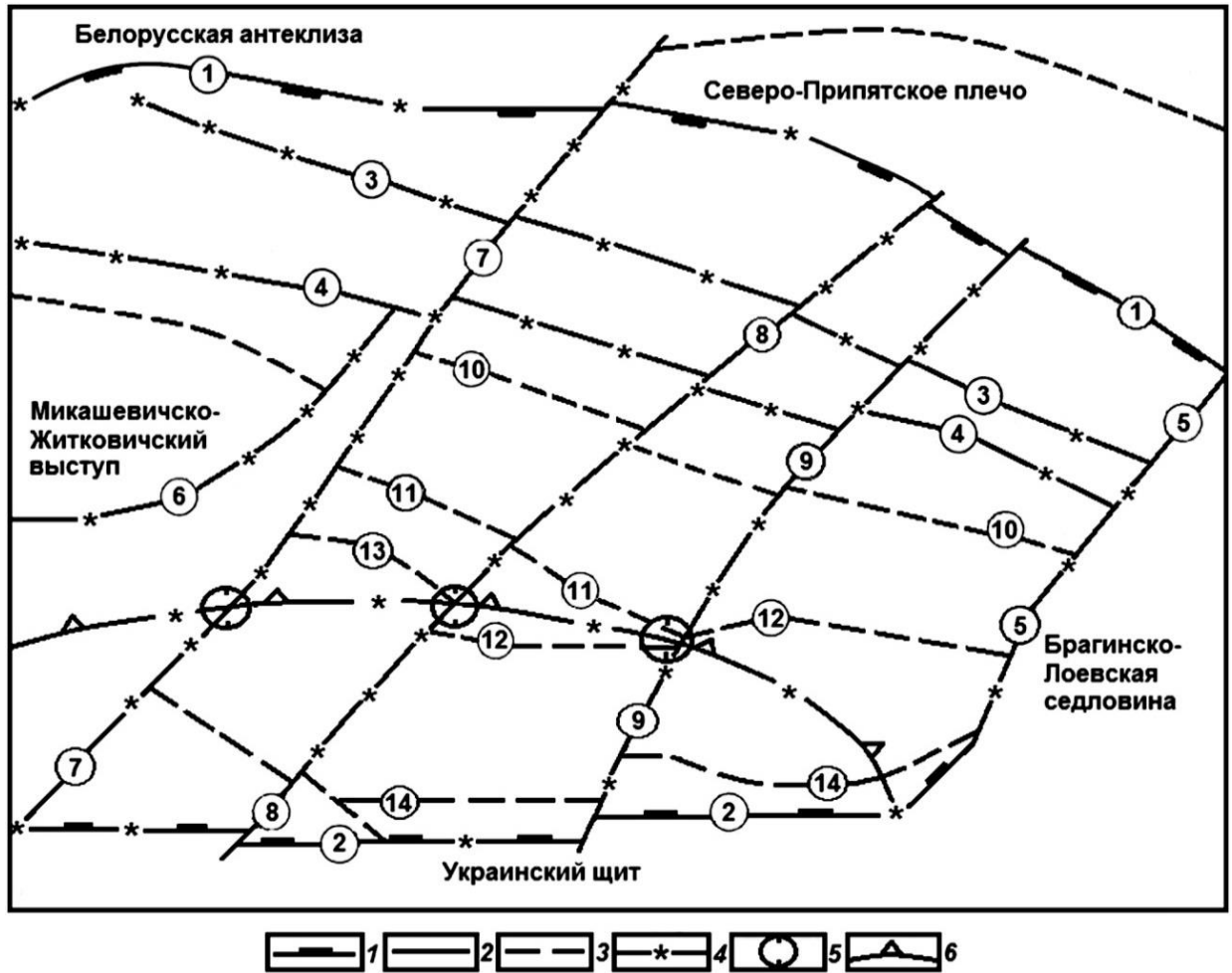


Рис. 2. Активные на неотектоническом этапе глубинные разломы в Припятском нефтегазоносном бассейне:

1–3 – литрические разломы [7, 8]: мантийные суперрегиональные (1) и региональные (2), коровые (3); 4 – неотектонически активные разломы; 5 – кентрогенные структуры; 6 – северный сегмент Полесской кольцевой структуры; разломы (цифры в кружках): 1 – Северо-Припятский; 2 – Южно-Припятский; 3 – Речицко-Вишанский; 4 – Червонослободско-Малодушинский; 5 – Лоевский; 6 – Микашевичский; 7 – Мальнско-Туровский; 8 – Пержанско-Симоновичский; 9 – Первомайско-Заозерный; 10 – Азерецко-Великоборский; 11 – Шестовичско-Гостовский; 12 – Буйновичско-Наровлянский; 13 – Сколодинский; 14 – Выступовичский

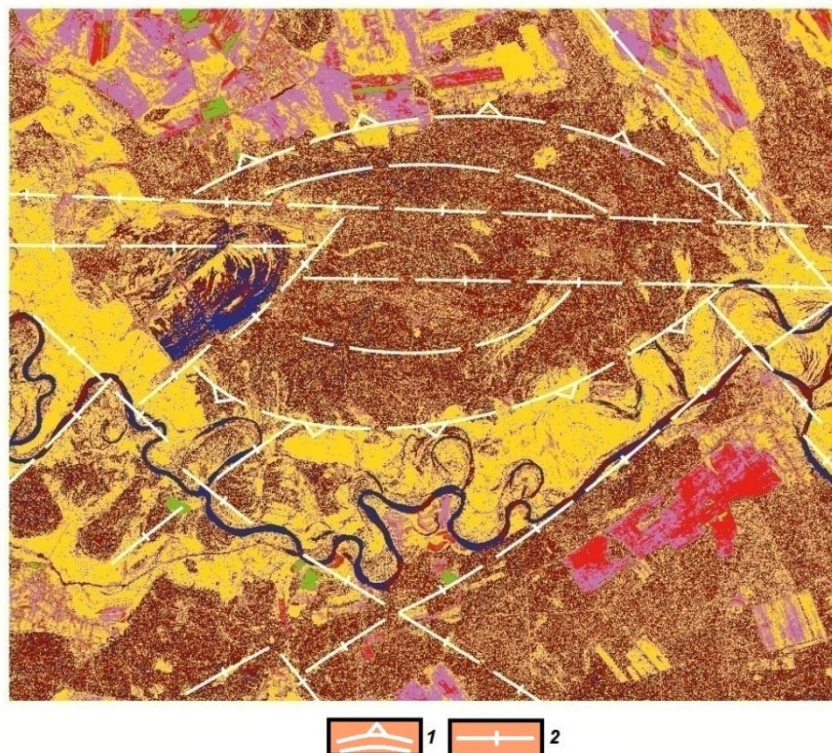


Рис. 3. Кольцевая структура, расположенная на площади Геологического месторождения нефти:
 1 – дугообразные линеаменты кольцевой структуры; 2 – линеаменты, отражающие дизъюнктивные дислокации

По данным сейсмического зондирования и бурения скважин плановое расположение локальной кольцевой структуры согласуется с Центральным блоком Геологического месторождения нефти, динамически выраженным в сейсмогоризонтах по кровле и подошве межсолевого комплекса (2D и 2Dп) верхнедевонских отложений (рис. 4). Кольцевая структура отчетливо прослеживается по поверхности верхнесоленосной глинисто-галитовой толщи верхнего девона (сейсмогоризонт I), имеющей пликативный характер. В пределах Центрального блока промышленная нефтеносность межсолевого комплекса доказана по материалам разведочного бурения. Тектонически экранированная нефтяная залежь выявлена в петриковском горизонте межсолевого комплекса верхнедевонских отложений.

В пределах Речицко-Вишанского глубинного 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/год, что на порядок выше региональных

вертикальных перемещений земной поверхности на территории Припятского НГБ в целом.

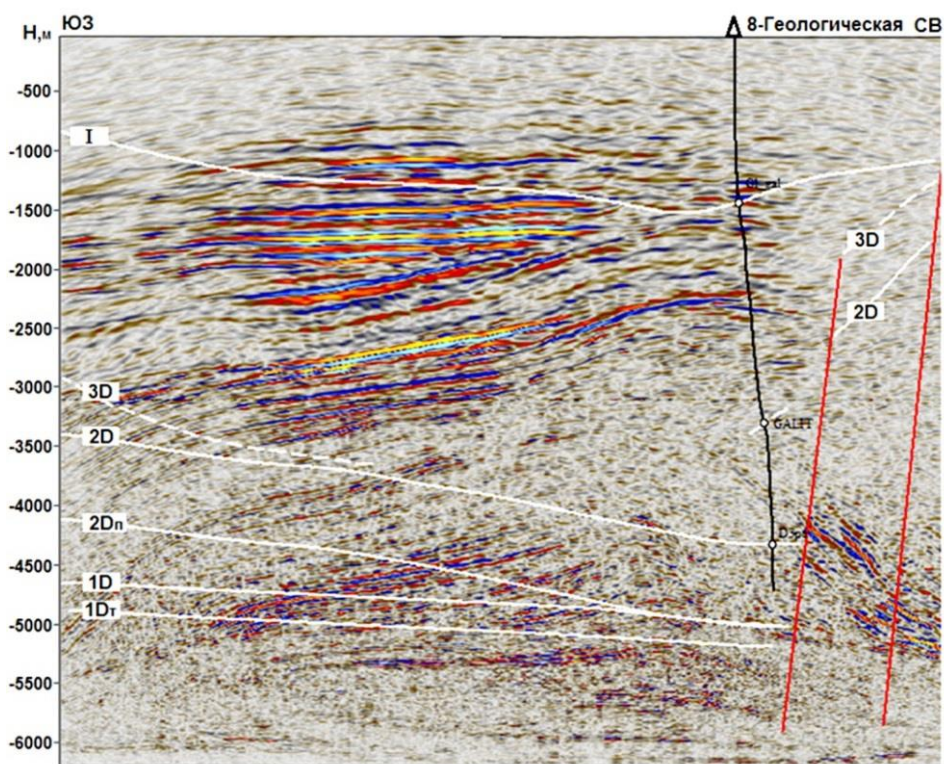


Рис. 4. Геологическое месторождение нефти. Глубинный динамический разрез по данным сейсмического зондирования

С Речицко-Вишанским разломом мантийного заложения, испытывающим активизацию в позднеолигоцен-четвертичное время, сопряжена одноименная зона нефтегазонакопления, включающая Речицкое, Осташковичское, Тишковское, Вишанское и другие промышленные месторождения нефти. К северному приподнятому крылу разлома прилегают локальные кольцевые структуры, располагающиеся над нефтяными залежами в подсолевом и межсолевом комплексах верхнедевонских отложений.

Перспективы нефтегазоносности Припятского НГБ связаны с неотектонически активным Микашевичским глубинным разломом. Его мантийное заложение выявлено по данным глубинного сейсмического зондирования. Региональный разлом полого погружается к югу от Микашевичско-Житковичского выступа до глубины порядка 60 км. В зоне мантийного разлома суммарные амплитуды неотектонических движений составляют 100–120 м. Прослеживающийся на КС региональный линейament (рис. 5) свидетельствует о его новейшей активизации.

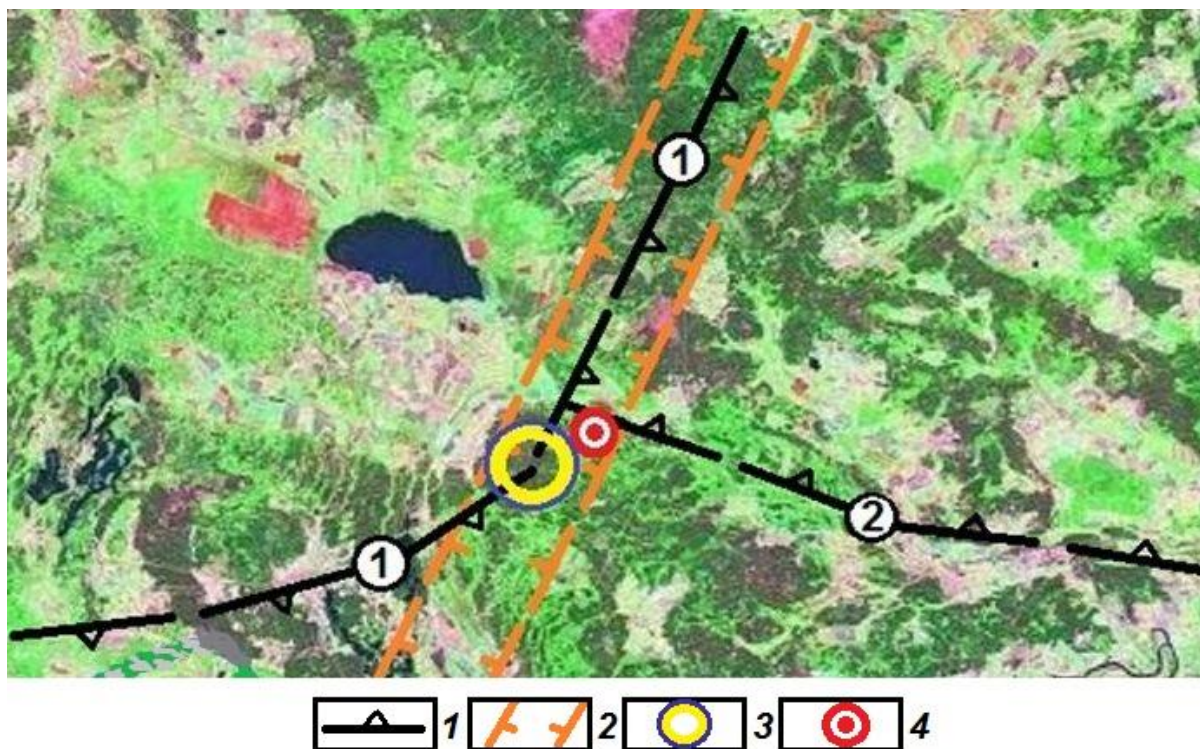


Рис. 5. Космоструктурная схема зоны новейшей активизации
Микашевичского глубинного разлома:

1 – разломы (цифры в кружках): 1 – Микашевичский, 2 – Шестовичско-Гостовский; 2 – региональный линеймент в зоне Микашевичского разлома; 3 – центрогенная структура; 4 – Селютичская нефтеперспективная структура

К Микашевичскому глубинному разлому с востока примыкает Селютичская нефтеперспективная структура, выделенная в осадочном чехле в подсолевом комплексе верхнего девона по данным сейсморазведки и отражающаяся на КС в виде локального кольцевого объекта (рис. 6). Положение структуры контролируется также западным фрагментом Шестовичско-Гостовского разлома.

Селютичская структура выражена в виде полуантиклинального поднятия, ограниченного разрывными нарушениями (рис 7). В результате бурения скважин в пределах нефтеперспективной структуры в разрезе подсолевых карбонатных отложений (семилукский горизонт) установлены породы-коллекторы, представленные трещиновато-кавернозными доломитами с нефтепроявлениями. С целью выявления залежей УВ в подсолевом комплексе Селютичской структуры необходимо, с учетом комплексного анализа результатов космоструктурного картирования и данных сейсмического зондирования, заложить поисковую скважину с проектной глубиной 2,3 км до вскрытия пород кристаллического фундамента.

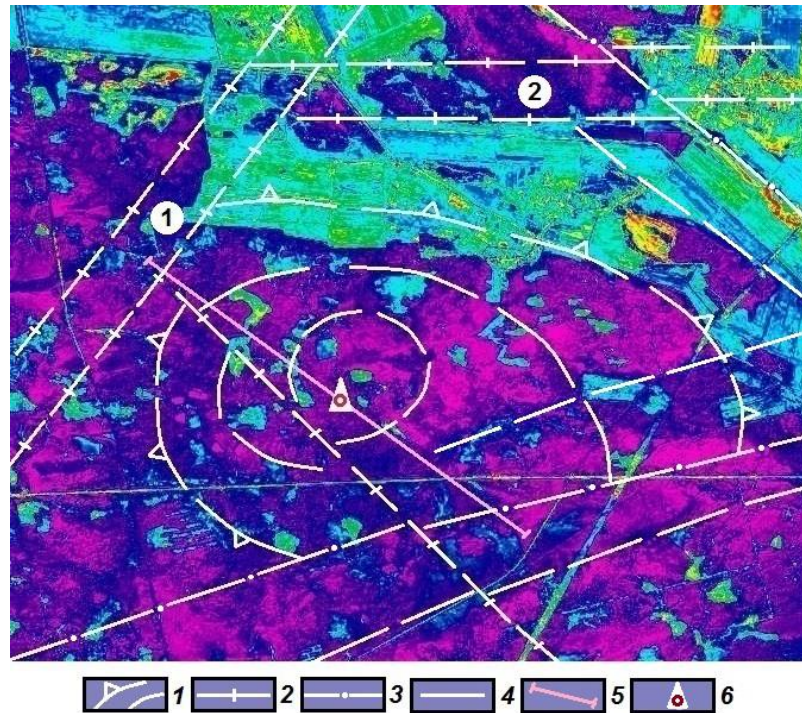


Рис. 6. Космоструктурная схема Селютичской нефтеперспективной структуры: 1 – дугообразные линейменты локальной кольцевой структуры; 2 – линейменты в зонах новейшей активизации региональных разломов (цифры в кружках): 1 – Микашевичского; 2 – Шестовичско-Гостовского; 3, 4 – линейменты, отражающие локальные разломы (3) и зоны повышенной трещиноватости платформенного чехла (4); 5 – линия геологического разреза по данным сейсмического зондирования; 6 – проектная скважина

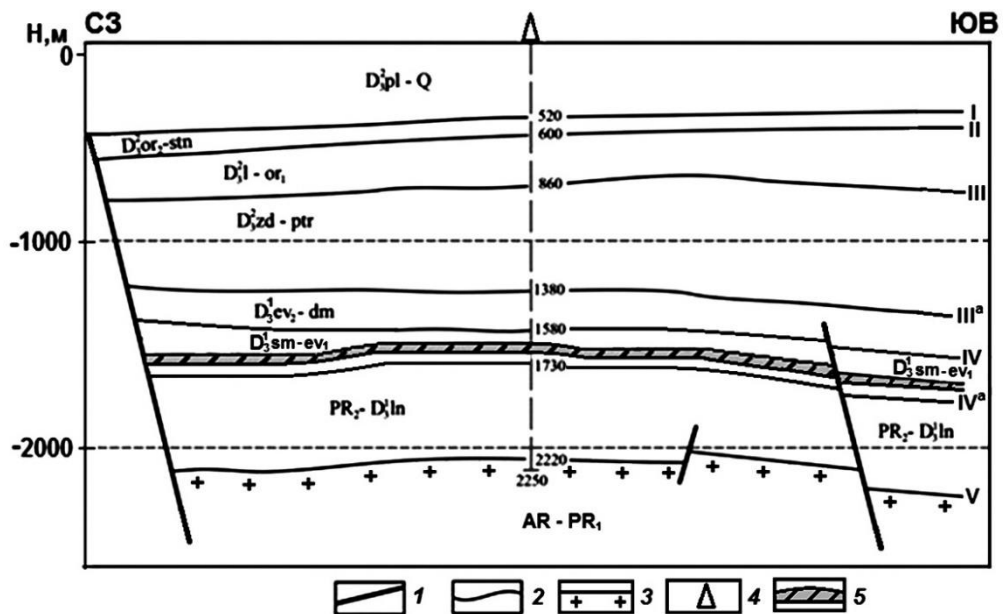


Рис. 7. Селютичская нефтеперспективная структура. Геологический разрез по данным сейсмического зондирования: 1 – разрывные нарушения; 2 – стратиграфические границы по отражающим горизонтам I–V; 3 – поверхность кристаллического фундамента; 4 – проектная скважина; 5 – прогнозируемые залежи нефти

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. Следует отметить, что такие участки перспективны для проведения поисковых работ на нефть. Об этом свидетельствует, 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 УВ могут 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 важное нефтепоисковое значение приобретает выяснение геофлюидодинамических особенностей Полесской кольцевой структуры земной коры (рис. 8), северный сегмент которой охватывает Южный нефтегазоперспективный район. Диаметр кольцевой мегаструктуры по длинной оси – около 260 км. Сходные по размерам и геологической природе подобного типа кольцевые мегаструктуры относят к нефтеперспективным объектам, что подтверждают результаты их изучения по дистанционным и геолого-геофизическим данным в пределах нефтегазоносных платформенных регионов. К таким объектам относится, например, Уренгойская кольцевая структура диаметром порядка 350 км, расположенная в северной части Западно-Сибирской плиты [4]. С внешним кольцевым сегментом Уренгойской мегаструктуры связаны крупнейшие Медвежье и Ямбургское газовые месторождения, а также залежи нефти и газоконденсата. Эти сведения подтверждают возможность открытия нефтяных залежей в пределах северного сегмента Полесской кольцевой структуры.

Полесская мегаструктура представляет собой мантийно-коровую кольцевую систему, формирование которой происходило в течение длительного периода геологической истории под воздействием взаимообусловленных процессов магматизма, метаморфизма и тектогенеза. В позднем девоне в эпоху герцинской складчатости в ее северном сегменте формировался Припятский палеорифт широтного простирания.

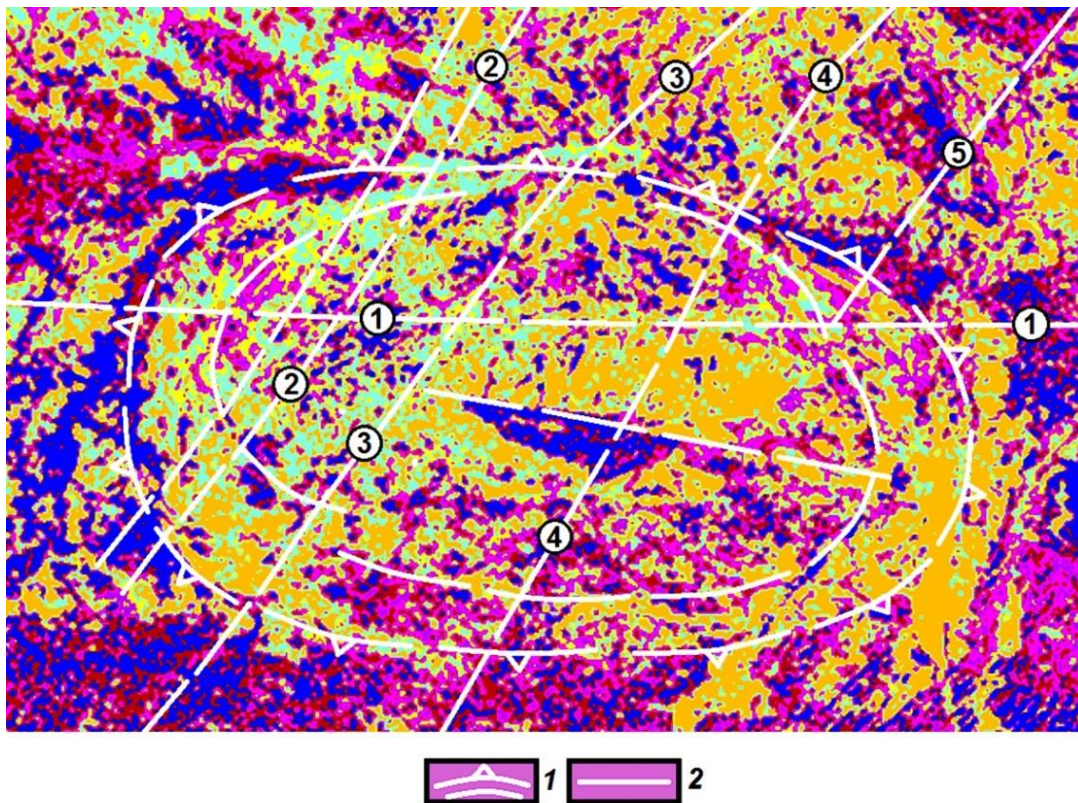


Рис. 8. Космоструктурная схема Полесской кольцевой структуры:
 1 – дугообразные линеаменты Полесской кольцевой структуры; 2 – линеаменты, отражающие неотектонически активные разломы (цифры в кружках): 1 – Южно-Припятский; 2 – Мальнско-Туровский; 3 – Пержанско-Симоновичский; 4 – Первомайско-Заозерный; 5 – Лоевский

В пределах северного сегмента Полесской кольцевой структуры по данным глубинного сейсмического зондирования отмечается уменьшение мощности земной коры до 35–40 км, и по поверхности Мохоровичича (Мохо) здесь выделяются изометричные поднятия. Результаты исследований глубинного строения других нефтегазоносных областей свидетельствуют о приуроченности месторождений нефти к склонам поднятий верхней мантии.

Полесская кольцевая структура отличается высокой степенью вертикальной тектонической и петрографической расслоенности земной коры и мантии. По-видимому, северный сегмент кольцевой мегаструктуры отражает контур литосферного пространства со значительным объемом разуплотненной разогретой подкоровой мантии, способной перемещаться вверх, приподнимая при этом поверхность Мохо, как это отмечается под Припятским палеорифтом. Существующие в пределах северного сегмента Полесской кольцевой структуры зоны разуплотнения, по аналогии с мантийными разломами, возможно, насыщены УВ-флюидами. Это позволяет предположить, что дешифрируемые

на КС дугообразные линеаменты мегаструктуры контролируют размещение нефтеперспективных зон.

Потенциально перспективными в нефтегазоносном отношении являются участки, расположенные в зонах пересечения северного сегмента Полесской кольцевой структуры Малыньско-Туровским, Пержанско-Симоновичским, Первомайско-Заозерным, Буйновичско-Наровлянским и Выступовичским разломами (рис. 9). Приуроченные к центрогенным структурам [14] нефтеперспективные участки, возможно, отличаются повышенной флюидально-газовой активизацией. В связи со слабой геолого-геофизической изученностью рассматриваемых участков важно оценить перспективы их нефтеносности на основе комплексного анализа результатов космоструктурного картирования и данных сейсморазведки.

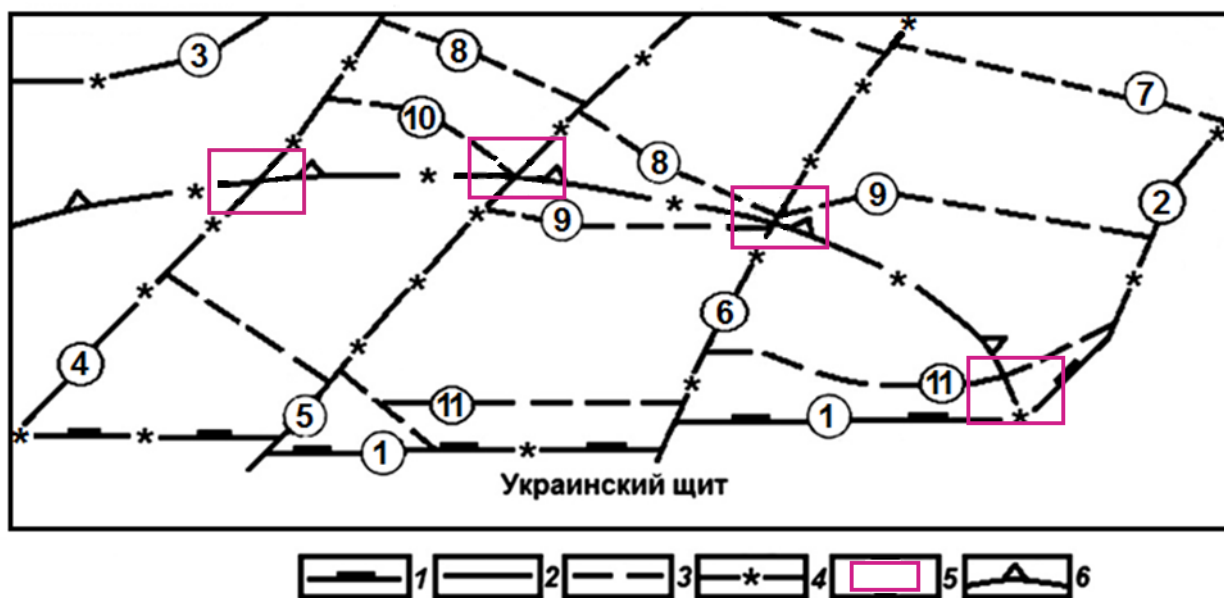


Рис. 9. Схема оценки перспектив нефтеносности в пределах северного сегмента Полесской Кольцевой структуры:

1–3 – литрические разломы [2, 4]: мантийные суперрегиональные (1) и региональные (2), коровые (3); 4 – неотектонически активные разломы; 5 – участки, перспективные для проведения нефтепоисковых работ; 6 – северный сегмент Полесской кольцевой структуры; разломы (цифры в кружках): 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

С северным сегментом Полесской кольцевой структуры сопряжены Буйновичско-Наровлянская и Выступовичская зоны потенциального нефтегазонакопления, которые контролируются одноименными региональными разломами (рис. 9). Они включают серию

блоков в подсолевых верхнедевонских отложениях, представляющих интерес в нефтеносном отношении. В верхней соленосной толще Буйновичско-Наровлянской зоны выделяются Кустовницкое и Наровлянское криптодиапировые поднятия, выраженные на КС в виде локальных кольцевых структур. В галитовой субформации и брекчии кепрока соляных куполов можно ожидать наличие залежей нефти.

Заключение

В Припятском НГБ на основе комплексной интерпретации данных ДЗЗ из космоса и геолого-геофизической информации установлены пространственные закономерности размещения геофлюидодинамических структур. Они представляют собой активные на неотектоническом этапе развития земной коры глубинные разломы и кольцевые объекты ее тектонической и петрографической расслоенности, являющиеся проводящими каналами для миграции УВ-флюидов из верхней мантии в платформенный чехол.

Разломы мантийного заложения и кольцевые структуры земной коры отличались повышенной тектонической и флюидально-газовой активизацией как на ранних этапах развития Припятского палеорифтового бассейна, так и в позднеолигоцен-четвертичное время. В зонах глубинных разломов и прилегающих к ним кольцевых структурах создавались благоприятные палеогеодинамические условия для восходящей миграции мантийных УВ в осадочную толщу, образования зон нефтегазонакопления и залежей нефти. Перспективными в нефтегазонаосном отношении являются локальные кольцевые объекты, непосредственно примыкающие к разломам мантийного заложения, и участки пересечения северного сегмента Полесской кольцевой структуры глубинными разломами.

Космоструктурное картирование флюидопроводящих мантийных разломов и кольцевых структур земной коры позволяет в пределах отдельных площадей Припятского НГБ выявлять нефтеперспективные участки и тем самым способствует проведению дальнейших поисковых работ на нефть.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кудрявцев Н.А.* Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Л.: Гостоптехиздат, 1963. 220 с.
2. *Кудрявцев Н.А.* Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 216 с.
3. *Губин В.Н.* Новейшая активность и флюидодинамика глубинных разломов Припятского прогиба // Вестн. БГУ. Сер. 2. 2016. № 3. С. 113–117.

4. *Смирнова М.Н.* Нефтегазоносные кольцевые структуры и научно-методические аспекты их изучения // Геология нефти и газа. 1997. № 9. С. 51–55.
5. *Тимурзиев А.И., Шумейкин С.А., Шумейкин А.С.* Методы и технологии оценки перспектив нефтегазоносности территорий на основе комплексного анализа потенциальных полей, данных сейсморазведки, топогеодезической и космической съемки: // Глубин. нефть. 2014. Т. 2, № 3. С. 307–340.
6. *Айзберг Р.Е., Губин В.Н., Климович И.В., Старчик Т.А.* Палеогеодинамические реконструкции платформенных бассейнов: метод. аспекты. Минск: БелНИГРИ, 1991. 182 с.
7. *Айзберг Р.Е., Старчик Т.А.* Синрифтовая геодинамика Припятского прогиба. Минск: Беларус. навука, 2013. 146 с.
8. *Гарецкий Р.Г., Клушин С.В.* Листрические разломы в Припятском палеорифте // Геотектоника. 1989. № 1. С. 48–60.
9. *Грибик Я.Г.* Связь нефтеносности Припятского прогиба с глубинным геологическим строением // Докл. НАН Беларуси. 2004. Т. 8, № 5. С. 87–69.
10. *Гридин В.И., Дмитриевский А.Н.* Системно-аэрокосмическое изучение нефтегазоносных территорий. М.: Наука, 1994. 287 с.
11. *Межеловский Н.В.* Научно-методические основы прогрессивных технологий региональных геологических исследований: автореф. дис. ... докт. геол.-минер. наук. М., 1990. 40 с.
12. *Трофимов Д.М., Шуваева М.К., Тавризов В.Е.* Применение инновационных технологий дистанционного зондирования для оптимизации геологоразведочных работ на нефть и газ // Геология нефти и газа. 2012. № 1. С. 71–73.
13. *Буш В.А.* Проблема кольцевых структур Земли. М.: ВИНТИ, 1986. 116 с. (Итоги науки и техники ВИНТИ. Сер. Общ. геология; т. 22).
14. *Трофимов Д.М.* Об узлах пересечения разрывных дислокаций и их роли в строении земной коры // Методы дистанционных исследований для решения природоведческих задач. Новосибирск, 1986. С. 9–12.