



DOI: 10.36023/ujrs.2020.26.180

УДК 551.24(528.88)(477)

Ареалы нефтегазонакопления в Припятско-Днепроовско-Донецкой нефтегазоносной провинции и возможности их изучения дистанционными методами

А. И. Воробьев¹, С. И. Голубов^{1*}, В. С. Куриленко²¹ ГУ “Научный центр аэрокосмических исследований Земли ИГН НАН Украины”, ул. Олеся Гончара 55-Б, Киев 01054, Украина,² Институт геологических наук Национальной академии наук Украины, ул. Олеся Гончара 55-Б, Киев 01054, Украина,

В связи с необходимостью увеличения энергетических ресурсов Украины, существенное значение приобретает расширение областей и глубин поисков, а также совершенствование методологии и технологии нефтегазописковых работ. Наиболее перспективной областью для поисков новых месторождений нефти и газа в Украине остается Припятско-Днепроовско-Донецкая нефтегазоносная провинция. Увеличение глубинности новых источников энергетических ресурсов из-за повышения стоимости поисков, разведки и глубокого бурения требует более точных и эффективных прогнозов, которые должны базироваться на более строгом научном обосновании новых направлений работ и применении новых эффективных технологий. В статье развивается концепция глубинной дегазации Земли, имеющая большое значение для развития современных представлений об образовании и геологической истории Припятско-Днепроовско-Донецкой нефтегазоносной провинции. Авторами рассмотрены природа ареалов нефтегазонакопления и их связь с “трубами” глубинной дегазации Земли, а также возможности структурно-тектонических, литолого-геохимических и дистанционных методов при выявлении новых месторождений нефти и газа в Припятско-Днепроовско-Донецкой нефтегазоносной провинции и признаки их связи с “трубами” углеводородной глубинной дегазации Земли. Для реализации новых методологий и технологий поисков, разведки месторождений нефти и газа в статье предлагается шире использовать современные возможности спутниковых методов, которые позволяют оперативно покрывать многократными съемками значительные площади, увеличить эффективность решения геологических задач, а также существенно снизить стоимость нефтегазописковых работ.

Ключевые слова: ареал нефтегазонакопления, глубинная дегазация Земли, сквозьформационная флюидопроводящая система, Припятско-Днепроовско-Донецкая нефтегазоносная провинция, вегетационный индекс, адаптивный индекс

© А. И. Воробьев, С. И. Голубов, В. С. Куриленко. 2020

1. Вступление

Припятско-Днепроовско-Донецкая нефтегазоносная провинция (ПДДНП) является основным источником углеводородов (УВ) в Европе. Большинство значимых по запасам месторождений провинции уже выработано на 50% и более, а поддержание уровня добычи на рентабельном уровне требует глубокого переосмысления накопленной геолого-геофизической информации и разработки более совершенных методов прогнозирования ресурсов углеводородов. В данной работе рассмотрены природа ареалов нефтегазонакопления и их связь с “трубами” глубинной дегазации Земли (ГДЗ), а также возможности структурно-тектонических, литолого-геохимических и дистанционных методов при выявлении новых месторождений нефти и газа.

Доминирующее положение осадочно-миграционной теории наложило определённые ограничения на глубины поисково-разведочных работ. Вместе с тем накапливаются фак-

ты о нефтегазоносности сверхбольших глубин, открыты промышленные скопления УВ в толщах метаморфизованных и магматических пород. Оценке влияния “труб” глубинной дегазации Земли (ГДЗ) на свойства нефтегазоносных пород в последние десятилетия стали уделять больше внимания. Трудными ряда учёных-геологов сложились представления о мантийных плюмах, “трубах дегазации” и их влиянии на нефтегазоносность геологического разреза, происходит смена парадигмы в представлениях о происхождении УВ и их потенциальных ресурсах.

2. Становление и развитие концепции глубинной дегазации Земли

Представления о дегазации Земли как о глобальном процессе её самоорганизации развивались В. И. Вернадским в период 1912–1924 гг., хотя представления о геологической роли глубинных флюидов высказывались крупными учёными и ранее, с конца XIX ст. В течение XX века эта концепция оказывала влияние на геологическое научное мировоззрение. Трудными многих учёных-геологов сложились представления о мантийных плюмах, о “трубах дегазации” и их влиянии на

* E-mail: asdfielddspec3@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0003-3711-598X>

структурно-тектонические особенности осадочных бассейнов, на физико-химические свойства и продуктивность нефтегазоносных пород.

В настоящее время происходит смена парадигмы о природе УВ и их потенциальных ресурсах. Не умаляя заслуг других учёных в её развитии, отметим особый вклад П. Н. Кропоткина и Б. М. Валяева — инициаторов проведения исследований по данной проблеме как самостоятельной научной дисциплины в семействе наук о Земле, организаторов конференций “Дегазация Земли и геотектоника”, проводившихся с 1976 по 2013 гг. Проявилась тенденция разделения этих исследований на два направления — “горячее” (рудно-магматическое) и “холодное” (нефтегазовое), которые, по мнению А. Е. Лукина, корректнее разделять на первичную восстановленную ГДЗ (при ведущей физико-геохимической роли водорода и УВ) и вторичную окисленную (водно-углекислую) (Шестопалов и др., 2018).

Ярким подтверждением существования каналов вертикальной миграции служат открытые сейсморазведочными работами “газовые трубы” (Гатаулин и др., 2006) на севере Западной Сибири — погребённые цилиндрические структуры с прогибанием отражающих горизонтов, деструктивным изменением осадочных толщ разрывными нарушениями и зашумлением сейсмического волнового поля. Их поперечные размеры составляют от 4 до 16 км, а достигнутая глубина изучения — 16 км. Большинство таких структур осложняет своды куполовидных поднятий, с которыми связаны крупнейшие нефтегазоконденсатные месторождения: Северо-Уренгойское, Ямбургское, Юрхаровское и др. Природа образования подобных структур пока не установлена и ни одна из них не вскрыта бурением. Предполагается, что эти “газовые трубы” образовались в результате постюрской грязевулканической деятельности (Гатаулин и др., 2006).

Общие закономерности “холодной” дегазации, характер взаимодействия различных по газовому составу типов “дыхания” Земли, особенности их влияния на седиментационные и литогенетические процессы, а также их вклад в нефтегазонакопление пока слабо изучен. Предстоит разработать надёжные (однозначные) критерии выявления и картирования ареалов ГДЗ для использования их в практике геолого-разведочных работ.

Развитие концепции глубинной дегазации имеет важное значение для выявления новых направлений поисков месторождений нефти и газа в ПДДНП и должно основываться на современных представлениях об образовании данного региона.

3. Представления о развитии Припятско-Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции

Данная провинция приурочена к погребённому внутриконтинентальному палеорифту, выделяемому как Сарматско-Туранский линеймент (Айзберг и др., 2007; Арсирий и др., 1984; Кабышев и др., 1989). Этот линеймент выражен Припятским прогибом, Днепровско-Донецкой впадиной (ДДВ) и Донецким кряжем, которым по фундаменту и позднепалеозойскому структурному этажу соответствуют одноименные грабены (Айзберг и др., 2007; Арсирий и др., 1984; Гавриш, 1974).

Зарождение палеорифта связано с байкальской эпохой тектогенеза (неопротерозойская эра), когда на месте современного Донбасса в результате общей деструкции Восточно-Европейской платформы возник “рифейский” грабен субширотного простирания (Гавриш, 1974; Кабышев и др., 1989; Милановский, 1983). В процессе варисского

рифтогенеза в позднедевонскую и раннекаменноугольную эпохи образовался авлакоген — протяжённая субширотная полоса нарушений сдвиг-сбросового типа, что сопровождалось бурным вулканизмом и накоплением мощных молассоидных (в т. ч. соляных) и флишоидных толщ с растяжением, проседанием и опрокидыванием блоков фундамента и осадочного чехла, листрическими скалываниями и обширными оползнями. В результате сформировался Z-образный в плане рисунок Припятско-Днепровско-Донецкого сегмента Сарматско-Туранского линеймента и кулисообразное сочленение его звеньев (Айзберг и др., 2007; Арсирий и др., 1984; Рослый 2006).

В киммерийскую эпоху тектогенеза произошло разделение центрального грабена на две части, в западной его части продолжилось погружение и сформировалась Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ), а восточная подверглась инверсии и образовалось Донецкое складчатое сооружение (Арсирий и др., 1984; Кабышев и др., 1989).

4. Роль Днепровско-Донецкого мантийного диапира в контроле нефтегазоносности

Основной причиной геодинамического развития Припятско-Днепровско-Донецкого палеорифта (ПДДП), как предполагает А. Е. Лукин, является функционирование Днепровско-Донецкого мантийного плюма. С мантийным диапиризмом связано изменение параметров нефтегазоносности провинции вдоль её простирания, что предопределило разделение на четыре самостоятельных нефтидоносных бассейна: Припятский, Деснянский, Днепровский и Донецкий (Рис. 1). Наиболее богатым углеводородами является Днепровский бассейн, в котором чётко выделяются два крупных ареала нефтегазонакопления (Харьковский и Сребненско-Ждановский). В Припятском прогибе выделен один ареал — Северо-Припятский.

5. Харьковский ареал нефтегазонакопления

В Харьковском сегменте ДДВ развиты гигантские соляные диапиры, своими ядрами дислоцирующие и прорывающие надсолевые отложения. Эти гигантские диапиры тесно связаны с газоконденсатными месторождениями Украины — гигантскими Шебелинским (с начальными извлекаемыми запасами 658.3 млн т н. э. (нефтяного эквивалента) и Западно-Крестиченским (348.4 млн т н. э.), а также крупнейшим Ефремовским (112.6 млн т н. э.) (Иванюта и др., 1998). Здесь сосредоточено 50 месторождений УВ, в том числе крупные Мелеховское, Медведевское, Кобзевское и Берёзовское (Арсирий и др., 1984; Иванюта и др., 1998; Кабышев и др., 1989). Очевидно, в пределах данного сегмента расположен “газовый полюс Украины” (по выражению А. Е. Лукина), генетически связанный с “трубой” глубинной водородно-углеводородной дегазации Земли. Основанием для такого утверждения служат: эксплозивные брекчии с широким диапазоном минерально-вещественного и элементного состава, не свойственным вмещающим отложениям; гидротермальная полиминерализация с проявлениями разнообразного металлического оруденения в приштоковых зонах; газообразные УВ, негорючие газы и пары ртути в соляных диапирах; инъекции темноокрашенного пелитоморфного полиминерального вещества в стилолитизированных трещинах естественного гидроразрыва пластов и находки в них сферул — свидетельниц внедрения сверхглубинных флюидов; своеобразный генетический тип карбонатных коллекторов на ряде месторождений —

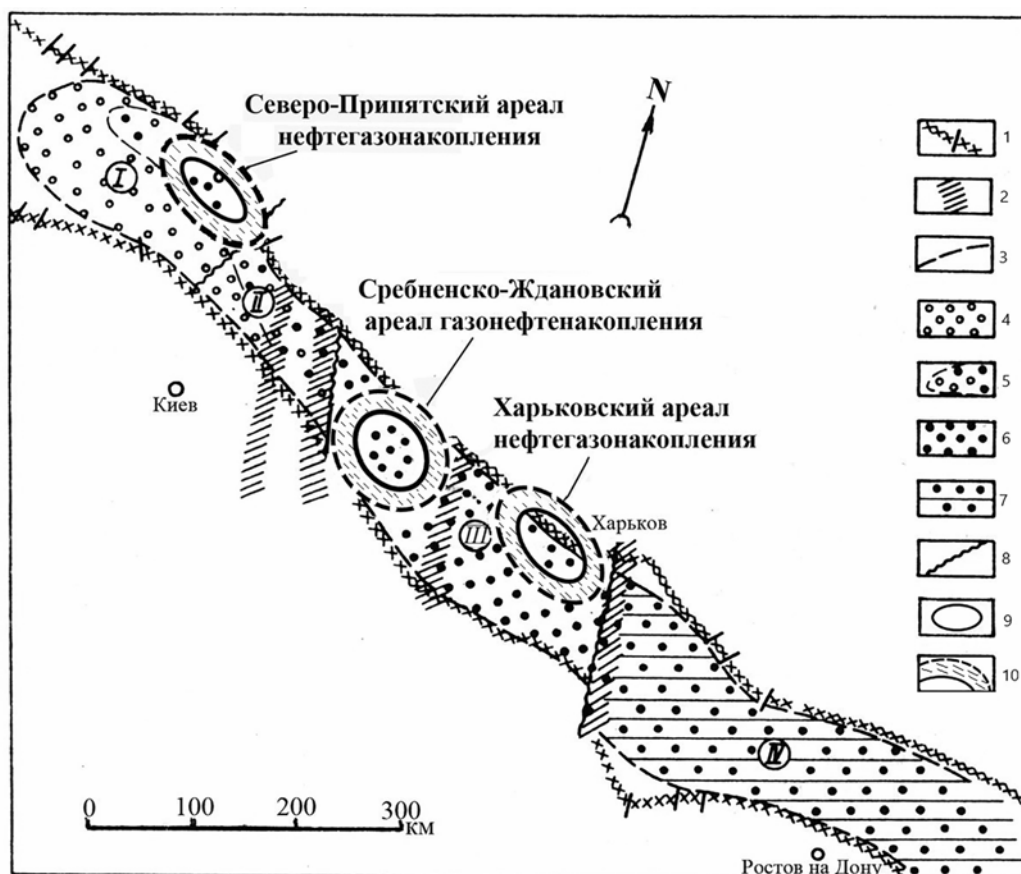


Рис. 1. Схема Припятско-Днипровско-Донецкой нефтегазоносной провинции, латеральной зональности мантийного диапира и дифференциации авлакогена на самостоятельные нефтидоносные бассейны и ареалы нефтегазонакопления (по А. Е. Лукину, 1997 с дополнениями).

1 — краевые рифтообразующие глубинные разломы; 2 — субмеридиональных глубинные разломы додевонского заложения; 3 — границы мантийного диапира; 4 — область геодинамической и геотермодинамической деградации мантийного диапира; 5 — то же, с признаками неоген-четвертинной активизации; 6 — область высокой геодинамической и геотермодинамической активности диапира; 7 — то же, но с увеличением глубины залегания раздела Мохоровичича; 8 — границы между бассейнами (I — Припятский, II — Деснянский, III — Днепроовский, IV — Донецкий); 9 — контуры каналов вертикальной миграции глубинных флюидов ("газовых труб"); 10 — зоны влияния каналов вертикальной миграции (зоны нефтегазонакопления)

травертиновий, для якого характерні аномально тяжільний ізотопний склад вуглецю та кисню, надзвичайно високе вміст ртуті та бору (Лукин, 1997; Шестопалов і др., 2018). Характерною особливістю масивних літологічних заляжок Новоукраїнського, Чутівського та інших родовищ є їх своєрідна форма з відношенням розмірів висоти та ширини ~ 1:2, і складається з двох частин: верхньої — клиноформно-пластової (з консидиментационним заміщенням травертинів нижньопермськими соленосними породами) та нижньої — дайкообразної (секущої вміщующею відкладення по типу інтрузій) (Іванюта і др., 1998; Шестопалов і др., 2018).

Прилегаючі з сходу-сходу ділянки моноклінального схилу Вороніжського кристалічного масиву, пов'язані з північним бортом ДДВ, також відрізняються підвищеною нафтогазоносністю. Тут відкриті промислові збирання УВ в Юльєвському, Скворцовському, Гашиновському та інших родовищах, приурочених до розпушених кристалічних порід докембрійського фундаменту та його кори вивітрювання (Арсирій і др., 1984; Іванюта і др., 1998). Очевидно, ареал інтенсивного газонакоплення "захопив" з сходу-сходу частину бортової зони; він як би "не помічає" рифтообразуючий трансрегіональний Барановичсько-Астраханський розлом з вертикальною ампліту-

дой 2–5 км. Цей факт також свідчить про можливе існуванні нижче кристалічного фундаменту глибинного джерела газу, пов'язаного з функціонуючою "трубою" дегазації (Шестопалов і др., 2018).

6. Сребненсько-Ждановський ареал нафтогазонакоплення

Сребненсько-Ждановський ареал нафтогазонакоплення займає центральну частину ДДВ та характеризується широким стратиграфічним, формаціонним, гідрогеологічним та термобаричним діапазоном продуктивності, великим фазовим та геохімічним різноманітністю промислових збирань УВ. Тут зосереджено більше 100 родовищ, в тому числі найбільші нафтогазоконденсатні родовища Яблунівське (117,6 млн т н. в.) та Глинсько-Розбишівське (112,3 млн т н. в.), а з числа великих — Андрієвське, Леяківське, Гнединцевське та Тимофєєвське (Арсирій і др., 1984; Іванюта і др., 1998; Кабішев і др., 1989). Описуваний ареал відповідає апікальній частині Дніпровсько-Донецького плюма, контролюючого тут основні закономірності тектогенезу та нафтидогенезу (Лукин, 1997).

Для Сребненсько-Ждановського ареалу, як і для більшої частини Дніпровського басейну, характерно існування

дренирующих осадочный чехол сквозь формационных флюидопроводящих систем (СФС), связанных с процессами дегазации Земли. Они играют ведущую роль в локализации наложенных вторичных процессов, в рудообразовании и нефтегазоаккумуляции. Особенно активны быстро протекающие неравновесные процессы в местах существенных различий между флюидными и породно-каркасными параметрами, в том числе проявления гидрогеологической инверсии, вызванные внедрением газонасыщенных перегретых глубинных вод с низкой минерализацией в литокатагенетические рассолы, что вызывает термобарические аномалии и интенсивные геохимические процессы. С глубиной роль СФС в формировании глубокозалегающих нефтегазоносных резервуаров возрастает, появляются новые типы скоплений УВ в породах кристаллического фундамента и вулканитах, в гипогенно-доломитизированных и травертиновых карбонатных телах (Лукин, 1997).

7. Северо-Припятский ареал нефтенакпления.

Припятский прогиб характеризуется асимметричным строением по всем геодинамическим, термобарическим, геоморфологическим и литологическим показателям, что вызвано смещением “деградирующего” коромантийного диапира на север (Айзберг и др., 2007; Лукин, 1997). Наиболее активным является Северный нефтегазоносный район, пассивными – считающиеся перспективными Центральный и Южный районы. В Северном районе открыто около 70 месторождений, в том числе такие значимые как: Речицкое, Тишковское, Вишанское и Осташковичское. Нефтяные месторождения образуют цепочку длиной 110 км над и вдоль Речицко-Вишанского горста. Залежи УВ содержатся в основном в подсолевых карбонатных (50%) и межсолевых (36%) комплексах пород.

Предполагаемый ареал нефтенакпления расположен в пределах Северного нефтегазоносного района между Северной прибортовой зоной и Червонослободско-Малодушинским горстом. Эндогенный режим по степени проявления глубинных факторов здесь значительно слабее, чем в Днепровском грабене, но и здесь установлены признаки современной геофлюидодинамической активности: относительный подъём Северного района, повышенные градиенты вертикальных движений на некоторых площадях, вариации гравитационного поля и геодинамических напряжений в литосфере, связанные с современными деформациями земной коры и миграцией глубинных флюидов (Айзберг и др., 2007; Лукин, 1997).

8. Роль глубинных разломов в контроле ареалов нефтегазоаккумуляции

Анализ тектонической карты ДДВ (Рис. 2) (Воробьев и др., 2016) позволяет оценить роль глубинных разломов в контроле нефтегазоносности этого региона.

Можно сделать вывод, что в строении впадины важную роль играют не только продольные разломы, но и поперечные (трансформные) разломы. Они разбивают впадину на несколько региональных структур: понижения и повышения рельефа кристаллического фундамента. Это Лохвицкая и Карловская депрессии, Удайская и Пселско-Ворсклянская седловины. Особенно высокая концентрация месторождений УВ наблюдается в юго-восточном секторе Лохвицкой седловины между Ингулецко-Борянской и Болтышско-Оболонской зонами разломов.

В пределах двух зон межблоковых глубинных разломов (Болтышско-Оболонской и Ореховско-Харьковской) дорифтового (архейско-протерозойского) возраста, показанных зе-

ленным цветом в условных обозначениях прямоугольником 3, также отмечается высокая концентрация месторождений УВ. Создается впечатление, что концентрация месторождений наблюдается в пределах древних зон разломов, которые связаны с большими глубинами земной коры и мантии. Гигантское Шебелинское месторождение газа находится в области отсутствия других месторождений. Очевидно, что геологическое строение разреза и структура месторождения наиболее благоприятны для накопления огромного количества природного газа. Следует отметить, что в условных обозначениях прямоугольником 4 обозначены зоны неясного генезиса и проблемного выделения, идентифицируемые по ряду косвенных признаков. Обоснование этих разломных зон или зон разуплотнения требует дополнительного исследования.

Геодинамическая активность Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена подтверждается региональными аномалиями облачности, повторяющимися во времени и пространстве, которые выявляются методами дистанционного зондирования, например, анализом снимков, зарегистрированных сенсором MODIS. Линейные аномалии облачности, наблюдаемые на космических снимках (КС), связаны с повышением сейсмической активности в регионе. На Рис. 3 приведен снимок ДДВ, полученный сенсором MODIS 6 мая 2010 года (за 8 дней до землетрясения 14 мая 2010 года), с нанесенными на него глубинными разломами и другими тектоническими элементами региона (по данным Арсирия и др., 1984; Гордиенко, 2011). На КС четко прослеживаются отрезки линий (на Рис. 3 они указаны красными стрелками), соответствующие направлению русел рек, имеющие преимущественно поперечное к ДДВ простирание, зависящее от положения глубинных разломов.

Особого внимания заслуживают две локальные аномалии на КС, имеющие вид половины кольца, которые соответствуют центральной части Баштанно-Белгородского глубинного разлома. Эпицентр землетрясения 14 мая 2010 года (на Рис. 3 показан красным кружком) находился восточнее меридиана 35° восточной широты, т. е. восточнее Баштанно-Белгородского глубинного разлома. В региональном плане юго-восточная часть ДДВ проявляется на снимке MODIS в виде поля мелких аномалий (рябь), на Рис. 3 эта область обведена тонкой желтой линией.

9. Контроль миграции УВ глубинными разломами

В последние десятилетия по мере накопления геологических данных, пересмотрены теоретические основы происхождения нефти и газа, была осознана важная роль разломов в процессах нефтегазоаккумуляции. Одной из важных задач является изучение влияния разломной тектоники на условия генерации, миграции, накопления и сохранения промышленных скоплений УВ в зависимости от режима развития разломов.

С точки зрения неорганической концепции происхождения УВ глубинные разломы являются каналами, подводящими нефтегазовые флюиды из больших глубин в осадочные слои земной коры. Об этом свидетельствует пространственная связь скоплений нефти и газа с разломами земной коры; открытия залежей нефти и газа в магматических и метаморфических породах, кимберлитовых трубках и вулканических выделениях; образование огромных по запасам скоплений битумов, тяжелой нефти.

Этапы развития разломов в осадочных толщах коррелируют с периодами роста антиклинальных ловушек. Часто в зоне разлома в 4–5 раз увеличивается площадь и амплитуда антиклиналей, увеличиваются емкости коллекторов в при-

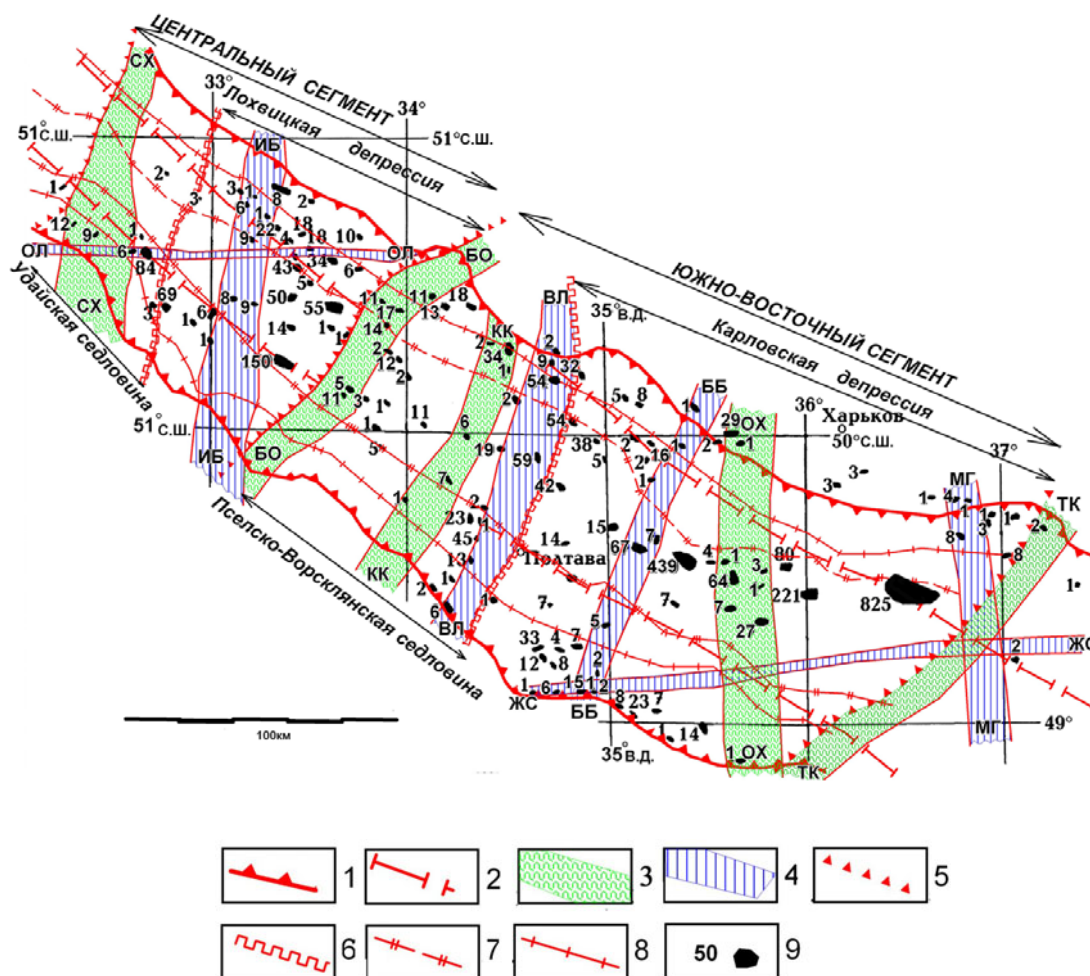


Рис. 2. Тектоническая схема ДДВ в пределах центрального и юго-восточного нефтегазоносных сегментов (по данным Арсиря и др., 1984): 1 — краевые разломы ДДВ по верхнедевонским и каменноугольным отложениям; 2 — краевые разломы (рифейского грабена); 3 — дорифтовые (архейско-протерозойские) межблоковые глубинные разломы (СХ, БО, КК, ОХ, ТК); 4 — глубинные разломы неясного генезиса и проблемного выделения (ОЛ, ИБ, ВЛ, ББ, ЖС, МГ); 5 — границы между сегментами Днепровско-Донецкой впадины; 6 — границы между седловинами и депрессиями внутри сегментов; 7 — границы осевой зоны ДДВ; 8 — границы между приосевыми и прибортовыми зонами ДДВ; 9 — месторождения нефти и газа с начальными извлекаемыми запасами в нефтяном эквиваленте (по данным Гордиенко, 2011). Разломы: СХ — Смеловско-Холмский, БО — Болтышко-Оболонский, КК — Криворожско-Комаричский, ОХ — Орехово-Харьковский, ТК — Томаковско-Купянский, ОЛ — Овручско-Лебединский, ИБ — Ингулецко-Борянский, ВЛ — Верховско-Львовский, ББ — Баштанно-Белгородский, ЖС — Жмеринско-Старобельский, МГ — Мангусько-Губкинский, БА — Барановичско-Астраханский (северный краевой разлом), ПМ — Припятско-Манычский (южный краевой разлом)

разломных структурах. Вдоль региональных разломов образуются протяженные зоны повышенной трещиноватости шириной в несколько километров. Региональные разломы приводят к возникновению систем микро- и макротрещин, не только в плотных карбонатных и сульфатных породах, но и в песчано-глинистых отложениях.

Ширина зоны влияния разлома зависит от масштаба тектонического нарушения: для локальных нарушений она обычно не превышает 60–70 м, а для региональных разломов может достигать 1.5 км и более. Образование трещин в зоне разломов происходит, если в регионе наблюдаются интенсивные движения. При этом даже пластичные глины в зонах разломов за счет многочисленных трещин могут терять свои экранирующие свойства и пропускать флюиды.

При движении воды вверх по зонам разломов за счет снижения давления и температуры происходит выделение растворенных в воде углеводородов в жидкую или газообразную фазу. Перетекая в зоне разлома в верхние комплексы

осадочных пород флюиды нефти и газа, постепенно приближаются к поверхности земли и удаляются от зоны разломов. В первую очередь из подземных вод в свободную фазу выделяется нефть, поэтому ее залежи часто накапливаются вблизи зоны разлома. Более подвижный газ мигрирует по выше-залегающим комплексам, образуя залежи на некотором расстоянии от зоны разлома.

Существующая технология нефтегазопроисловых работ в ДДВ основана на выявлении структурных ловушек УВ по результатам сейсморазведки. При этом далеко не всегда учитываются геофлюидодинамические процессы, которые включают процессы генерации и миграции углеводородов. В то же время учет законов формирования давлений и направленной пространственной миграции УВ в осадочной толще позволяет прогнозировать ловушки, которые заполнялись нефтью и газом.

Важно также определение элементов геологического разреза, которые могут перекрывать миграцию УВ. Изучение

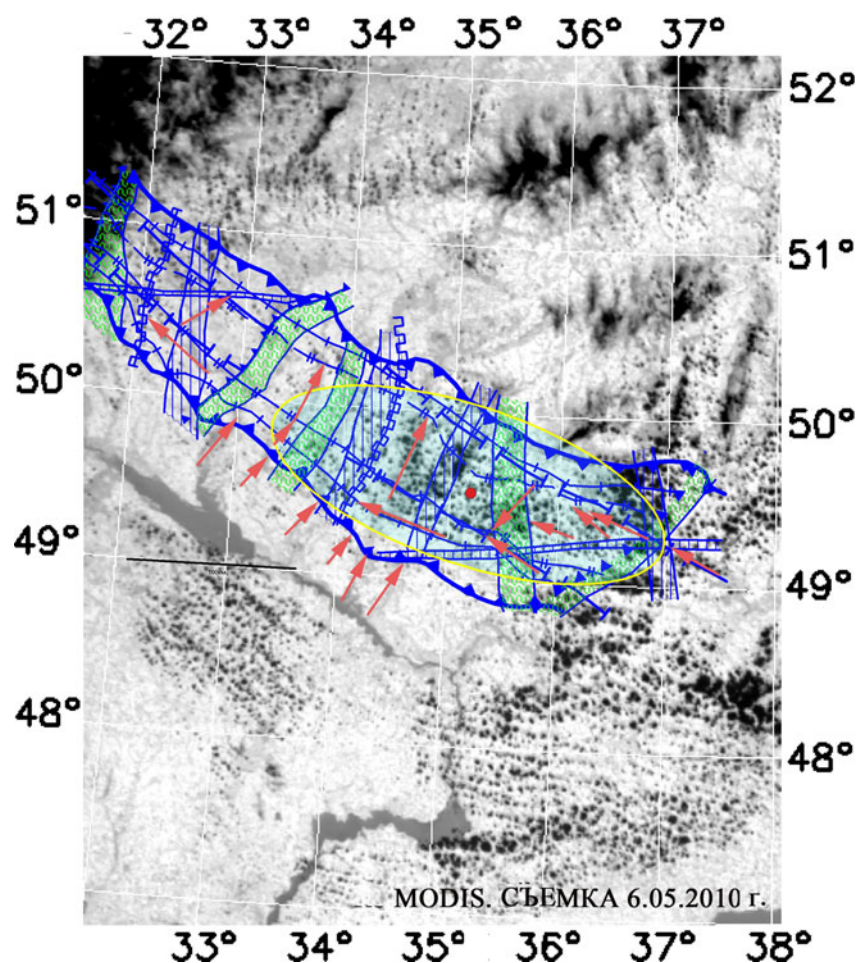


Рис. 3. Космический снимок ДДВ, зарегистрированный сенсором MODIS перед землетрясением 14 мая 2010 (съемка 6.05.2010 г.) с вынесенными глубинными разломами и другими тектоническими структурами региона (условные обозначения см. Рис. 2). Эпицентр землетрясения показан кружком красного цвета. Красные стрелки указывают на преимущественно поперечное к простиранию ДДВ направление русел рек, отражающих особенности тектоники региона. Тонкая желтая линия — эллипсовидная аномалия облачности, сопоставимая с юго-восточной частью Днепровско-Донецкой впадины

геофлюидодинамических процессов в глубинных разломах и в их окрестности, является основой для создания новых способов и методик прогноза месторождений нефти и газа. Процессы генерации углеводородов происходят в глубинных слоях осадочной толщи или даже глубже подошвы земной коры — в мантии. Под давлением вышележащих пород и в связи с малым удельным весом, УВ мигрируют по вертикали. При этом более высокую проницаемость для вертикальной миграции УВ представляют глубинные разломы и системы трещиноватости.

Глубинные разломы, образующиеся в результате тектонических движений, на всех этапах развития Земли обуславливают рельеф её поверхности, от которого зависят направления сноса терригенного материала с суши в море, заложение и направление течения рек. Таким образом, глубинные разломы контролируют направление, литологию и объемы осадконакопления, в частности, образование слоев коллекторов, вдоль которых происходит латеральная миграция, образование покровов, которые сдерживают вертикальную миграцию нефти и газа.

Это свидетельствует о необходимости детального изучения процессов образования глубинных разломов и связанных с ними систем трещиноватости, а также геофлюидодинамических процессов, которые происходят в них.

10. Возможности дистанционных методов при изучении зон глубинной дегазации Земли

Анализ карт глубинных разломов ДДВ (Гавриш, 1974) подтверждает, что положение ареалов нефтегазоаккумуляции (см. Рис. 1) зависит от направлений глубинных разломов. Учитывая роль вулканических структур, “трубы” дегазации и, связанные с ними, ареалы нефтегазоаккумуляции проявляются в виде крупных кольцевых аномалий в геохимических и геофизических полях.

Каналы глубинной дегазации активизируют процессы генерации УВ в осадочных отложениях и подпитывают различные направления латеральной и вертикальной миграции УВ, что при благоприятных условиях приводит к образованию скоплений нефти и газа над каналами глубинной дегазации и вокруг них. Кроме того, глубинная дегазация переносит повышенный тепловой поток, который интенсифицирует процессы генерации и миграции углеводородных флюидов по латерали и по вертикали. Изучение временных рядов теплового канала снимков спутника Landsat позволяет выделить тепловые аномалии над глубинными разломами, установленными сейсморазведочными работами, а также положительные температурные аномалии над нефтяными месторождениями.

Зоны глубинной дегазации углеводородов из мантии вдоль сквозных мантийных и коровых глубинных разломов могут проявляться в виде линейных и кольцевых областей понижения высоты рельефа, которые могут выявляться по данным спутниковых съёмок в радиоволновом диапазоне.

Учитывая ослабление эффектов за счет толщи осадков при вертикальной миграции УВ из залежей, благоприятным фактором для выявления слабо выраженных аномалий является возможность осреднения их на большой площади. При этом спутниковые методы имеют определенные преимущества за счет использования снимков разных уровней генерализации, спектральных диапазонов съёмок, осреднения данных многократных съёмок и использования эффекта изменения значений коэффициентов отражения в каждом пикселе при различных погодных условиях.

11. Возможности спутниковых методов при выделении ареалов нефтегазонакопления в областях лесной растительности и сельскохозяйственных угодий

Для оконтуривания ареалов нефтегазонакопления в исследуемом регионе важное значение имеет повышение эффективности спутниковых методов в районах, покрытых густой растительностью, в том числе и лесами. Существующая технология оптического дистанционного зондирования не может быть применена к площадям, покрытым густой растительностью, потому что изображение, как правило, выражает спектры коэффициента отражения растительности, а не пород и почвы ниже ее.

Ранее было уже описано использование адаптивных и хлорофильных индексов для выявления спектральных аномалий над месторождениями нефти и газа в ДДВ (Golubov, Lubskyi, 2020). В публикации описаны результаты, полученные при оценке аномалий с использованием адаптивного индекса ASI и хлорофильных индексов MTCI и NAVI.

В работе (Hede et al., 2017) приведены результаты исследований по разработке и применению технологии дистанционного оптического зондирования в сложных геологических условиях и густой растительности (в том числе и леса) для выявления рудных месторождений. С этой целью предложен более совершенный вегетационный индекс, который может быть использован и при выделении ареалов нефтегазонакопления.

Для наших исследований были выбраны изображения Landsat ETM+ за июль 2016 г., август 2017 г., август 2018 г., с облачностью 0%. В процессе исследований спутниковые изображения Landsat были предварительно обработаны с целью коррекции за влияние атмосферы, используя анализ атмосферы (FLAASH) с помощью модуля ENVI 5.2, а для топографической поправки использовался метод C-коррекции (Civco, 1989; Riaño et al., 2003). Коэффициент отражения в каждом пикселе получен по предварительно обработанным спутниковым изображениям Landsat и использовался для вычисления двух изображений вегетационных индексов VIGS и NDVI. Формула для расчета VIGS имеет следующий вид (Hede et al., 2007):

$$VIGS = w_1(G-R)/(G+R) + w_2(N-R)/(N+R) + w_3(N-S1)/(N+S1) + w_4(N-S2)/(N+S2), \quad (1)$$

где G, R, N, S1 и S2 обозначают коэффициент отражения поверхности в видимом зеленом и красном, ближнем инфракрасном (NIR) и двух коротковолновых инфракрасных (SWIR1 и SWIR2) диапазонах длин волн, соответственно. Для KC Landsat ETM+ G, R, N, S1 и S2 соответствуют каналам 2, 3, 4, 5 и 7. А коэффициенты w_1 , w_2 , w_3 , и w_4 являются весовыми, полученные эмпирическим путем и равняются соот-

ветственно: $w_1=1.0$, $w_2=0.5$, $w_3=1.5$, и $w_4=1.5$. Такие же коэффициенты были получены на основе результатов исследований, приведенных в работе (Hede et al., 2015).

Уравнение для NDVI имеет следующий вид:

$$NDVI = (N-R)/(N+R), \quad (2)$$

где N — ближний инфракрасный, R — красный диапазон длин волн.

Индекс VIGS является комплексным и состоит из трех ранее нормализованных спектральных индексов разности: нормализованного индекса разности на основе зеленого и красного каналов (NDVI) и нормализованного индекса разности на основе коротковолновых инфракрасных каналов. Первые два индекса применяются для выявления состояния хлорофилла в зависимости от сезона. Третий индекс чувствителен к недостатку воды в растительности, а также может изменяться в зависимости от стресса, вызванного металлом (Hede et al., 2015), а также углеводородами.

Три изображения индексов NDVI и VIGS (Рис. 4), рассчитанные по снимкам Landsat, зарегистрированных в разное время, показывают четкие сезонные изменения в активности растительности. Установлено (Bruce, Hornsby, 1987), что весна, конец лета и осень являются лучшими сезонами для определения физиологической реакции растений на окружающую среду, поэтому были отобраны снимки (без облачности) за июль и август, и по ним подсчитаны вегетационные индексы.

На Рис. 4 видно, что различия в изображениях значений вегетационных индексов между лесами и сельскохозяйственными угодьями более очевидны на индексе VIGS, чем на NDVI. Индекс VIGS демонстрирует высокую чувствительность к изменениям в спектрах коэффициента отражения растительности.

Приведенные выше результаты (Рис. 5) свидетельствуют о более высокой эффективности нового вегетационного индекса, что позволяет рекомендовать его применение при прогнозировании нефтегазоперспективных объектов в Украине.

12. Заключение

На основе анализа геолого-геофизических данных и нефтегазонаосности Припятско-Днепровско-Донецкой нефтегазонаосной провинции выделены три ареала нефтегазонакопления с признаками их связи с “трубами” глубинной дегазации.

В развитии концепции глубинной дегазации Земли большое внимание уделяется глубинным разломам, которые обеспечивают перенос тепла и углеводородных флюидов и магматических растворов из мантии в осадочную толщу и активизируют в ней процессы генерации углеводородов.

Проведенный детальный анализ тектонического строения Днепровско-Донецкой впадины позволил оценить роль глубинных разломов в контроле распределения месторождений нефти и газа в регионе. При этом особое значение имеют поперечные (трансформные) зоны разломов.

Приведенные в статье примеры успешного применения спутниковых методов для выделения глубинных разломов и прогнозирования месторождений нефти и газа свидетельствуют об их геологической эффективности. Приведены результаты применения индекса VIGS для выделения аномалий спектральных яркостей в нефтегазоперспективных районах для подтверждения эффективности использования вегетационных индексов для прогнозирования нефтегазоперспективных объектов. В дальнейшем будет проведена верификация полученных результатов на конкретных месторождениях в разных геологических условиях Днепровско-Донецкой впадины.

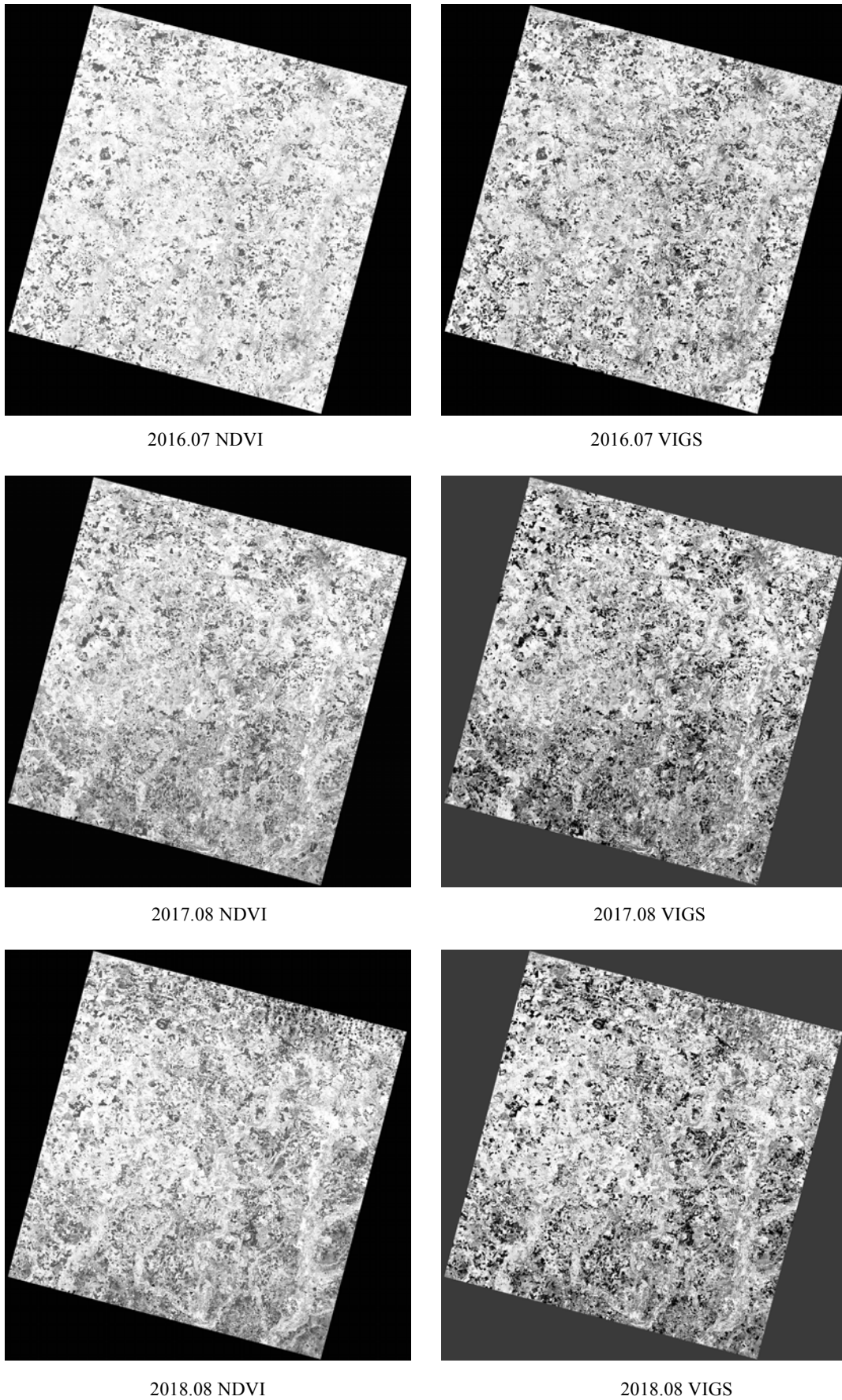


Рис. 4. Временные изменения вегетационных индексов, подсчитанные для центральной части Днепроовско-Донецкой впадины. Сравнение NDVI и VIGS на трёх изображениях Landsat ETM+

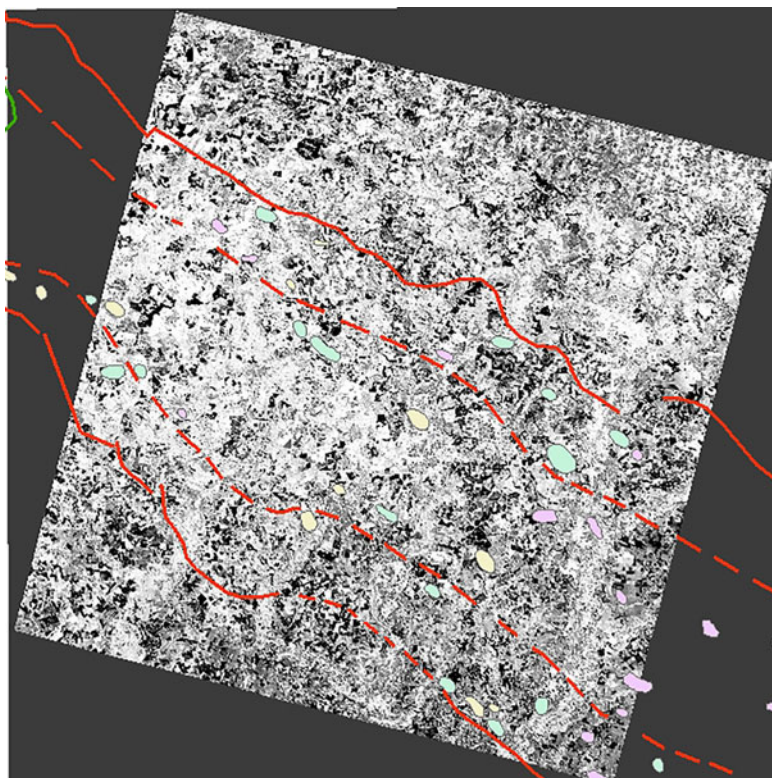


Рис. 5. Схема сопоставления изображения индекса VIGS (полученного обработкой КС Landsat ETM+ за август 2018 года) и карты месторождений Днепровско-Донецкой впадины (розовые — газовые, бирюзовые — газоконденсатные, бежевые — нефтяные). Красные линии — глубинные разломы по геофизическим данным.

Литература

- Айзберг Р. Е., Старчик Т. А. Многофакторная модель позднепалеозойской геодинамики Припятского палеорифта. *Литосфера*. 2007. № 2 (27). С. 25–35.
- Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. Ред. Арсирый Ю. А., Витенко В. А., Палий А. М. и др. Киев: УкрНИГРИ, 1984. 190 с.
- Атлас родовищ нафти і газу України. Східний нафтогазоносний регіон. Заг. ред. Іванюта М. М., Федішин В. О., Деніга Б. І. та ін. Львів: УНГА, 1998. 1424 с.
- Воробьев А. И., Лялько В. И., Куриленко В. С., Мельниченко Т. А. Спутниковые методы при изучении глубинных разломов и влияние последних на нефтегазоносность (на примере Днепровско-Донецкой впадины). *Український журнал дистанційного зондування Землі*. 2016. № 11. С. 22–29. URL: <https://ujrs.org.ua/ujrs/article/view/91/108> (дата обращения 01.07.2020).
- Гавриш В. К. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенов. Ин-т геол. наук. Киев: Наук. думка, 1974. 160 с.
- Гатаулин Р. М. Цилиндрические зоны коллапса — “газовые трубы” севера Западной Сибири. Генезис углеводородных флюидов и месторождений. “Генезис углеводородных флюидов и месторождений”. Отв. ред. ак. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев. М.: ГЕОС, 2006. С. 222–238.
- Гордиенко В. В. Активизация тектоносферы и месторождения углеводородов. Киев: Институт геофизики НАН Украины, 2011. 101 с.
- Кабышев Б. П., Шпак П. Ф., Билык О. Д. и др. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность. отв. ред. Шпак П.Ф.; АН УССР, Ин-т геол. наук. Киев: Наук. думка, 1989. 204 с.
- Лукин А. Е. Литогеодинимические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. Киев: Наукова думка. 1997. 224 с.
- Милановский Е.Е. Рифтогенез в истории Земли (рифтогенез на древних платформах). Москва: Недра, 1983. 280 с.
- Рослий І. С. Регіональний рифтогенез, геодинаміка і нафтогазоносність Дніпровсько-Донецького авлакогену. Київ: УкрДГРІ, 2006. 330 с.
- Шестопалов В. М., Лукин А. Е., Згонник В. А. и др.; отв. ред. Шестопалов В. М. Очерки дегазации Земли. НАН Украины. Научно-инж. центр радиогидрогеоэкол. полигон. исследований Киев: Ин-т геол. наук, 2018. 632 с.
- Bruce B., and J. K. Hornsby. A Canadian perspective on the application of satellite remote sensing to regional geobotany. *Geocarto Int.* 1987. 2 (3). P. 53–59. URL: <https://doi.org/10.1080/10106048709354108>.
- Civco D. Topographic Normalization of Landsat Thematic Mapper Imagery. *Photogrammetric Engineering & Remote Sensing*. 1989. V. 55, No. 9, P. 1303–1309.
- Golubov S. I., Lubskeyi M. S. Application of visible and long-wave infrared satellite data for hydrocarbon deposits prospecting. European Association of Geoscientists & Engineers. Conference Proceedings, Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects. 2020, May 2020, Volume 2020, p. 1–5. URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2020geo102>.
- Hede A. N. H.; Koike K., Kashiwaya K., Sakurai S., Yamada R., Singer, D.A. How can satellite imagery be used for mineral exploration in thick vegetation areas? *Geochem. Geophys. Geosyst.* 2017. V. 18. 584–596. URL: <https://doi.org/10.1002/2016gc006501>.
- Riaño David & Chuvieco, Emilio & Salas, Javier & Aguado, Inmaculada. Assessment of different topographic corrections in Landsat-TM data for mapping vegetation types. *Geoscience and Remote Sensing*. 2003. IEEE Transactions on. V. 41. P. 1056–1061. URL: <https://doi.org/10.1109/tgrs.2003.811693>.
- Satellite remote sensing for hydrocarbon exploration in new venture areas.

F. Frassy, P. Maianti, A. Marchesi, FR. Nodari, G. Dalla Via, R. De Paulis, 2015 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS). 2015. Italy. Milan. P. 2884–2887. URL: <https://doi.org/10.1109/igarss.2015.7326417>.

References

- Aisberg, R. E., Starchik, T. A. (2007). Multivariate model of the Late Paleozoic geodynamics of the Pripyat paleorift. *Litosfera*. 2 (27), 25–35. (in Russian).
- Arsiry, Yu. A., Vitenko, V. A., Paly, A. M., Tsypko, A. K. (Eds.). (1984). Atlas geological structure and petroleum potential of the Dnieper-Donetsk depression. Kyiv: Ukrainian Research Geological prospecting Institute, Central thematic expedition of the Ministry of Geologie of the USSR. (In Russian).
- Bruce, B., and Hornsby, J. K. (1987). A Canadian perspective on the application of satellite remote sensing to regional geobotany, *Geocarto Int.* 2 (3), 53–59. <https://doi.org/10.1080/10106048709354108>.
- Civco, D. (1989). Topographic Normalization of Landsat Thematic Mapper Imagery. *Photogrammetric Engineering & Remote Sensing*. 55. 9, 1303–1309.
- Frassy, F., Maianti, P., Marchesi, A., Nodari, FR., Dalla Via, G., De Paulis, R. (2015). Satellite remote sensing for hydrocarbon exploration in new venture areas. IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS). Italy. Milan, 2884–2887. <https://doi.org/10.1109/igarss.2015.7326417>.
- Gavrish, V. K. (1974). Deep faults, geotectonic development and oil and gas potential of riftogens. Kiev: Naukova Dumka. (in Russian).
- Gataulin, R. M. (2006). The cylindrical collapse zones are “gas pipes” in the north of Western Siberia. Genesis of hydrocarbon fluids and deposits. *Genesis of hydrocarbon fluids and deposits*. M.: GEOS, 222–238. (in Russian).
- Golubov, S. I., Lubskey, M. S. (2020). Application of visible and long-wave infrared satellite data for hydrocarbon deposits prospecting. European Association of Geoscientists & Engineers. Conference Proceedings, Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects 2020, May 2020, Volume 2020, 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2020geo102>.
- Gordienko, V. V. (2011). Activation of tectonosphere and hydrocarbon deposits. Kiev: Institute of Geophysics, National Academy of Sciences of Ukraine. (in Russian).
- Hede, A. N. H., Koike, K., Kashiwaya, K., Sakurai, S., Yamada, R., Singer, D. A. (2017) How can satellite imagery be used for mineral exploration in thick vegetation areas? *Geochem. Geophys. Geosyst.* 18, 584–596. <https://doi.org/10.1002/2016gc006501>.
- Ivanjuta, M. M., Fedysyn, V. O., Arsirij, Ju. O., Babij, B. A., Bilyk, S. F., Bojko, Gh. Ju., Brazhyna, Gh. J., ... Jaremijchuk, R. S. (Eds.). (1998). Atlas of oil and gas fields of Ukraine. Eastern oil and gas region. Lviv: UNGA. (in Ukrainian).
- Kabyshev, B. P., Shpak, P. F. Bilyk, O. D. (Eds.). (1989). Geology and oil and gas potential of the Dnieper-Donets depression. USSR Academy of Sciences, Institute of Geol. sciences. Kiev: Naukova Dumka. (in Russian).
- Lukin, A. E. (1997). Lithogeodynamic factors of oil and gas accumulation in aulacogenic basins. Kiev: Naukova Dumka. (in Russian).
- Milanovsky, E. E. (1983). Riftogenesis in the history of the Earth (riftogenesis on ancient platforms). Moscow: Nedra. (in Russian).
- Riaño, David & Chuvieco, Emilio & Salas, Javier & Aguado, Inmaculada. (2003). Assessment of different topographic corrections in Landsat-TM data for mapping vegetation types (2003). *Geoscience and Remote Sensing*, IEEE Transactions on. 41. 1056–1061. 10.1109/TGRS.2003.811693. <https://doi.org/10.1109/tgrs.2003.811693>.
- Roslyi, I. S. (2006). Regional riftogenesis, geodynamics and oil and gas content of the Dnieper-Donetsk avlakogen. Kiev: UkrDGRI. (in Ukrainian).
- Shestopalov, V. M., Lukin, A. E., Zgonnik, V. A. (2018). Essays on the degassing of the Earth Scientific and Engineering center of radiohydroecol. polygon. Research, Institute of Geol. sciences. Kiev. (in Russian).
- Vorobiev, A. I., Lyalko, V. I., Kurylenko, V. S., Melnychenko, T. A. (2016). Satellite methods at study of the deep faults and influence of the last on oil and gas bearing capacity (on the example of the Dneprovsko-Donetsk depression). *Ukrainskyj zhurnal dystancijnogho zonduvannja Zemli*. 11, 22–29. Retrieved from: <https://ujrs.org.ua/ujrs/article/view/91/108>. (in Russian).

АРЕАЛИ НАФТОГАЗОНАКОПИЧЕННЯ В ПРИП'ЯТСЬКО-ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ НАФТОГАЗОНОСНІЙ ПРОВІНЦІЇ І МОЖЛИВОСТІ ЇХ ВИВЧЕННЯ ДИСТАНЦІЙНИМИ МЕТОДАМИ

А. І. Воробйов, С. І. Голубов, В. С. Куриленко

ДУ “Науковий центр аерокосмічних досліджень Землі ІГН НАН України”, вул. Олеса Гончара 55-Б, Київ 01054, Україна

Інститут геологічних наук НАН України, вул. Олеса Гончара 55-Б, Київ 01054, Україна

У зв'язку з необхідністю збільшення енергетичних ресурсів України, суттєве значення має розширення областей та глибин пошуків, а також удосконалення методології і технології нафтогазопошукових робіт.

Найбільш перспективною областю для пошуків нових родовищ нафти та газу в Україні залишається Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна провінція.

Збільшення глибинності нових джерел енергетичних ресурсів через підвищення вартості пошуків, розвідки і глибокого буріння вимагає більш точних і ефективних прогнозів, які повинні базуватись на більш точному науковому обґрунтуванні нових напрямків робіт і застосування нових ефективних технологій.

У статті розвивається концепція глибинної дегазації Землі, що має велике значення для розвитку сучасних уявлень про утворення і історію геологічного розвитку Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної провінції.

Автори розглянули природу ареалів нафтогазонакопичення і їхній зв'язок з “трубами” глибинної дегазації Землі, а також можливості структурно-тектонічних, літолого-геохімічних і дистанційних методів при виявленні нових родовищ нафти та газу у Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної провінції і ознаки їхнього зв'язку з “трубами” вуглеводневої глибинної дегазації Землі.

Для реалізації нових методологій і технологій пошуків, розвідки родовищ нафти та газу пропонується ширше використовувати сучасні можливості супутникових методів, які дозволяють оперативну і багаторазово покривати значні площі, збільшити ефективність вирішення геологічних задач, а також суттєво знизити вартість нафтогазопошукових робіт.

Ключові слова: ареал нафтогазонакопичення, глибинна дегація Землі, наскрізноформаційна флюїдопровідна система Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна провінція, вегетаційний індекс, адаптивний індекс

AREAS OF OIL AND GAS ACCUMULATION IN THE PRIPYAT-DNIEPER-DONETSK OIL AND GAS PROVINCE AND THE POSSIBILITY OF THEIR STUDY BY REMOTE METHODS

A. I. Vorobiev, S. I. Golubov, V. S. Kurylenko

Scientific Centre for Aerospace Research of the Earth of the Institute of Geology Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine. 55-B O. Gonchar st, 01054 Kyiv, Ukraine

Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine, 55-B O. Gonchar st, 01054 Kyiv, Ukraine

In connection with the need to increase the energy resources of Ukraine, it is essential to expand the areas and depths of prospecting, as well as to improve the methodology and technology of oil and gas exploration. The most promising area for the search for new oil and gas fields in Ukraine remains the Pripyat-Dneprovsko-Donetsk oil and gas province. Increasing the depth of new energy sources because of the increasing cost of exploration and deep drilling requires more accurate and efficient predictions, which should be based on a more rigorous scientific substantiation of new directions of work and the application of new efficient technologies. The article develops the concept of deep degassing of the Earth, which is of great importance for the development of modern ideas about the formation and geological history of the Pripyat-Dnieper-Donetsk oil and gas province. The authors considered the nature of oil and gas accumulation areas and their relationship with the “pipes” of deep degassing of the Earth, as well as the possibilities of structural-tectonic, lithological-geochemical and remote sensing methods in identifying new oil and gas fields in the Pripyat-Dnieper-Donetsk oil and gas province and signs of their connection with “pipes” hydrocarbon deep degassing of the Earth. To implement new methodology and technology of prospecting, exploration of oil and gas fields, the article proposes to make wider use of the modern capabilities of satellite methods, which make it possible to quickly cover large areas with multiple surveys, increase the efficiency of solving geological problems, and also significantly reduce the cost of oil and gas exploration.

Key words: area of oil and gas accumulation, deep degassing of the Earth, through the formation fluid conducting system, Pripyat-Dnieper-Donetsk oil and gas province, vegetation index, adaptive index

Рукопис статті отримано 02.07.2020