

УДК(553.98:550.812):551.439](477)

**ОБОСНОВАНИЕ НОВОЙ ПОИСКОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ
И ЕЕ АДАПТАЦИЯ НА ТРАДИЦИОННЫХ И НЕТРАДИЦИОННЫХ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТАХ ИМПАКТНЫХ СТРУКТУР УКРАИНЫ**

И.Д. Багрий

(Рекомендовано акад. НАН Украины П.Ф. Гожиком)

Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина, E-mail: bagrid@ukr.net

Доктор геологических наук, заведующий отделом.

Рассмотрена возможность повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в результате внедрения научно-обоснованных теоретических представлений и новых технологий изучения нетрадиционных нефтегазоносных объектов – импактных структур. Приведен краткий обзор научных исследований и производственных работ по оценке перспектив нефтегазоносности импактных структур кристаллического фундамента как за рубежом, так и на территории Украины. На основе многократного анализа имеющихся данных сделан вывод о диффузионной природе прямопоисковых газогеохимических аномалий над нефтяными и газовыми месторождениями. Это позволило эффективно использовать при оценке нетрадиционных объектов, в том числе импактных структур, комплекс геолого-структурно-термо-атмогеохимических исследований (СТАГИ). В качестве примера приведены картографические результаты изучения этим методом Оболонской импактной структуры. Выполнен также анализ аэрокосмических съемок по Сильянской импактной структуре и предложены некоторые рекомендации по дальнейшему изучению ее нефтегазоносности. Внедрение методических подготовок и технологий автора может привести не только к открытию новых промышленных залежей нефти и газа, но и к проведению целенаправленных поисков потенциально нефтегазоносных импактных структур на Украинском щите, в Днепровско-Донецкой впадине и других регионах.

Ключевые слова: импактные структуры, кристаллический фундамент, прямопоисковые газогеохимические методы, нефтегазовые объекты.

**JUSTIFICATION OF THE NEW EXPLORATORY TECHNOLOGY AND ITS
ADAPTATION TO THE CONVENTIONAL AND UNCONVENTIONAL OIL
AND GAS FACILITIES OF IMPACT STRUCTURES OF UKRAINE**

I.D. Bagriy

(Recommended by academician NAS of Ukraine P.F. Gozhik)

Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kiev, Ukraine, E-mail: bagrid@ukr.net

Doctor of geological sciences, chief department.

The possibility of increasing the efficiency of exploration for oil and gas as a result of the implementation of evidence-based theoretical concepts and new technologies of studying unconventional oil and gas facilities - impact structures is analyzed. There is a brief review of the research and production activities to assess oil and gas potential of impact structures of the crystalline basement abroad and in Ukraine. On the basis of repeated analysis of available data it is concluded

that the direct exploratory geochemical anomalies above oil and gas deposits have the diffusion nature. This effectively allowed using in the assessment of unconventional sites, including the impact structures, the geological-structural-thermal-atmogeochemical research (STAGR). As an example, there are the mapping results of the study of Obolonskaya impact structure by this method. The satellite survey analysis of Silyanskaya impact structure is also performed and some recommendations for further study of its oil and gas potential are offered. Implementation of author methodical preparations and technologies can not only lead to the discovery of new industrial oil and gas deposits, but also to conduct targeted searches of oil and gas bearing impact structures on the Ukrainian shield, in the Dnieper-Donets Basin and other regions.

Key words: impact structures, the crystalline basement, direct exploratory gas-geochemical methods, oil and gas facilities.

ОБГРУНТУВАННЯ НОВОЇ ПОШУКОВОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ЇЇ АДАПТАЦІЯ НА ТРАДИЦІЙНИХ І НЕТРАДИЦІЙНИХ НАФТОГАЗОНОСНИХ ОБ'ЄКТАХ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР УКРАЇНИ

І.Д. Багрій

(Рекомендовано акад. НАН України П.Ф. Гожиком)

Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: bagrid@ukr.net

Доктор геологічних наук, завідувач відділом.

Розглянуто можливість підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в результаті впровадження науково-обгрунтованих теоретичних уявлень і нових технологій вивчення нетрадиційних нафтогазоносних об'єктів – імпактних структур. Наведено короткий огляд наукових досліджень і виробничих робіт з оцінки перспектив нафтогазоносності імпактних структур кристалічного фундаменту як за кордоном, так і на території України. На основі багаторазового аналізу наявних даних зроблено висновок про дифузійну природу прямопошукових газогеохімічних аномалій над нафтовими і газовими родовищами. Це дозволило ефективно використовувати при оцінці нетрадиційних об'єктів, у тому числі імпактних структур, комплекс геолого-структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД). Як приклад наведено картографічні результати вивчення цим методом Оболонської імпактної структури. Виконано також аналіз аерокосмічних зйомок по Сильянській імпактній структурі і запропоновано деякі рекомендації щодо подальшого вивчення її нафтогазоносності. Впровадження методичних підготовок і технологій автора може привести не тільки до відкриття нових промислових покладів нафти і газу, але і до проведення цілеспрямованих пошуків потенційно нафтогазоносних імпактних структур на Українському щиті, в Дніпровсько-Донецькій западині та інших регіонах.

Ключові слова: імпактні структури, кристалічний фундамент, прямопошукові газогеохімічні методи, нафтогазові об'єкти.

В последнее время состояние сырьевой базы в известных районах нефтяной и газовой промышленности характеризуется многолетним стабильным снижением добычи как вследствие многолетнего исчерпания задействованных в промышленную разработку месторождений нефти и газа, так и практически 100%-ным введением в эксплуатацию новых месторождений, обоснованных только осадочно-миграционной теорией происхождения углеводородов (УВ).

Решить эту проблему за счет концентрации сил и средств при освоении традиционных нефтегазоносных объектов, к сожалению, в Украине невозможно из-за их сложного строения, небольших размеров и значительных глубин.

Учитывая изложенное, выход из такого кризисного состояния можно искать на основе новых технологических приемов технически доступными и экономически обоснованными подходами, модифициро-

ванными методиками промышленного освоения нетрадиционных поисковых объектов, в данном случае – импактных структур.

Начиная с 60-х годов XX ст. перспективами поисков нефти и газа в кристаллических породах и импактных структурах Украины по инициативе В.Б. Порфирьева, В.А. Краюшкина, В.П. Клочко, А.Е. Лукина предпринимаются первые попытки исследования на основе их природы и особенностей строения нефтегазоносности астроблем и возможных условий аккумуляции нефти и газа в над- и подкратерных трещинных зонах импактных структур.

Опыт Академии наук Америки в освоении нефтегазоносности астроблем свидетельствует о том, что только с 1980 г. правительство США выделило на научные исследования 10 млн долларов, в частности на разработку перспектив в кристаллических породах, а также 4 млн долларов на бурение скважин глубиной до 5 км, что привело к значительным открытиям промышленной нефтегазоносности астроблем [Гожик и др., 2010].

Анализируя результаты открытия промышленных месторождений нефти и газа в импактных структурах бассейна Уиллистон, где проведен большой объем бурения, приходим к выводу, что коэффициент успешности приближается к 1. Все введенные на нефть и газ импактные структуры оказались промышленными месторождениями (Вьюфилд, Чел Батт, Ньюпорт и Ред Уинг Крик).

Статистика поисковой успешности на нефть и газ в зонах развития импактных структур свидетельствует не о 100%-ных результатах на всех пробуренных скважинах, а о самом главном выводе – все импактные структуры оказались нефтегазопродуктивными. Следовательно, создание новой прямопоисковой технологии поможет значительно увеличить коэффициент успешности.

Согласно проведенному нами предварительному анализу результатов исследований нефтегазоносности импактных структур Украины, можно утверждать, что если непосредственно в рамках каждой рассматриваемой структуры достичь коэффициента успешности 0,25 или даже 0,1, то и тогда предусмотренные нефтегазовые

ресурсы Украины превысят начальные разведочные суммарные запасы осадочной толщи Украины (В.А. Краюшкин, 1994).

Поэтому сегодня, как никогда, актуальными являются вопросы повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ, так как настоящее плачевное состояние эффективности традиционных поисковых работ, особенно на нетрадиционные УВ, выражается в катастрофически малой эффективности поискового бурения.

Значительное удорожание работ практически без научно-теоретического обоснования на подготовку запасов нефти и газа, а также отсутствие прямопоисковых революционных технических и технологических решений в этой области привело к свертыванию и стагнации поисково-разведочных работ в большинстве нефтегазоносных регионов Украины, а тем более новых площадей нетрадиционных УВ.

Научно-методические разработки технологии являются всего лишь инструментом в руках геолога, и такой старательский подход привел многих ученых и производственников к выводу: «прямых» теоретических и технических методов поисков залежей нефти и газа в настоящее время не существует. Низкий коэффициент подтверждает результаты поисковых работ на сегодняшний день свидетельствует о недостаточном уровне развития эффективного методико-технического решения проблемы и необходимости подхода к прогнозированию нефтегазоносности недр на новой генетической основе. В настоящее время сейсморазведка как основной метод подготовки объектов для поисково-разведочного бурения, даже в трехмерном исполнении и с максимально высоким разрешением, не позволяет выявлять залежи нефти. Она лишь с большей степенью достоверности и детальности картирует структуры, которые при определенных благоприятных условиях могут содержать залежи УВ, а могут их и не содержать. Снять эту неопределенность может только «долото». Вопрос лишь, какой ценой [Тимурзиев, 1989].

Успешность поисков как была в пределах 10-30% в «низкотехнологическом» прошлом и «высокотехнологическом» сегодня США, так и держится в этих пределах и будет держаться до тех пор, пока нефтяникам не

предложат новые обоснованные поисковые технологии. Смысл повышения эффективности этих исследований в предлагаемой нами прямопоисковой технологии состоит в обосновании достаточного комплекса отраженных сигналов, а также универсальных причинно-следственных связей, на единой генетической основе модельного отражения комплекса пространственно-стратиграфической локализации залежей нефти и газа в недрах земной коры. Знание этих связей, а также физико-химических, геолого-структурных условий, термодинамических процессов формирования залежей и их отраженных сигналов нефтегазоносности дает возможность выполнить прогнозное картирование на дневной поверхности. Критериями нефтегазоносности, основанными на закономерностях локализации (объемной концентрации) выявленных запасов УВ, обусловлен набор научно-обоснованного комплекса соответствующих признаков отраженных косвенных и прямопоисковых сигналов.

Прямые показатели отличаются от косвенных не по степени их надежности, а по характеру связи с месторождением (залежью). Под прямыми следует понимать поиски месторождений, которые ведутся на основе фиксируемых на земной поверхности (а также в приповерхностных отложениях, почвах и неглубоко залегающих водоносных горизонтах) только геохимических аномалий по УВ, обусловленных залежью, а не ловушкой.

Случаи полного соответствия в практике геологоразведочных работ на нефть и газ достаточно редки и отмечены лишь для некоторых сравнительно неглубоко залегающих в специфических геологических условиях месторождений.

Невысокую информативность прямопоисковых углеводородно-геохимических методов из-за отсутствия положительных прогнозов объясняли техническим несовершенством той или иной методики, пробоборников и низкой чувствительностью газоанализаторов. По-видимому, это было связано с другими более глубокими причинами и прежде всего с недостаточной изученностью и обоснованностью трактовки закономерностей формирования нефтяных и газовых залежей и их отраженных на по-

верхности ореолов рассеянных УВ как единственного прямопоискового показателя. В частности, до сих пор при теоретическом обосновании диффузионного механизма формирования ореолов рассеянных УВ над месторождениями не учитываются такие основополагающие факторы, как соотношение масштабов латеральной и вертикальной миграции УВ при образовании залежей и их отраженных сигналов на поверхности. Как показывает наш многолетний опыт картирования прогнозных участков нефтегазоносных комплексов, а также закономерностей отражения нефтяных и газовых залежей в виде «гало» или «шапки» (В.А. Соколов, 1971), реальные месторождения, в зависимости от их возраста и конкретных геолого-структурных условий залегания, могут коренным образом отличаться друг от друга отраженными сигналами по масштабам ореолов УВ и их проявления в приповерхностных отложениях.

Кроме того, в процессе исследования и картирования разломных зон различной проницаемости у исследователей возникают вопросы их роли в процессе миграции и накопления УВ, наличии многовекторности разрозненных методических подходов и отсутствии единой обоснованной технологии.

Все это и является главной причиной низкой эффективности углеводородно-геохимических прямопоисковых методов, равно как и различных косвенных показателей, используемых при картировании прогнозных площадей нефтяных и газовых месторождений. Последнее относится не только к геохимическим, но и к геолого-структурным, гидролого-гидрогеологическим, термодинамическим условиям, а также к вопросам миграции, фильтрации, литостратиграфии, гидрогеохимии.

Все изложенное свидетельствует о единстве комплекса процессов формирования углеводородной залежи и ее диффузионных и геотемпературных условий. Установленные закономерности на основе многократного анализа диффузионной природы прямопоисковых углеводородно-геохимических аномалий над нефтяными и газовыми месторождениями, согласно разработанной и применяемой нами технологии (структурно-термо-атмогеохимические исследо-

вания – СТАГИ) [Патент..., 2010; Свідоцтво..., 2009], позволяют существенно детализировать и уточнить прогнозно-перспективные контуры искомым продуктивных объектов на единой основе обработки математико-статистической методики данных технологической схемы опробования и структурно-геологической информации.

Согласно предлагаемой прямопоисковой технологии СТАГИ, задача сводится к формализации комплексных критериев нефтегазоносности недр, сопоставлению и описанию закономерностей нефтегазоносности изучаемой территории количественными параметрами этих критериев, выявлению их корреляционных зависимостей и поиску новых залежей с использованием математических статистических методов. Резонный вопрос: если решения так просты, почему они до сих пор не стали достоянием геологической общественности и не используются в практике поисковых работ? Ответ простой и одновременно жесткий. Без «освобождения» нефтегазовой геологии от устаревших догм отрицания той или иной (биогенной, абиогенной) гипотезы происхождения месторождений УВ, в соответствии со здравым смыслом, геологическими условиями залегания УВ в земной коре и физическими законами, интерпретации массива данных отраженных сигналов на фундаменте геолого-структурных результатов исследований, принятие правильных решений в этой сфере невозможно.

На одном из совещаний выдающийся украинский геолог В.Б. Порфирьев отметил: «Мы, геологи, можем делать прогнозы перспектив только в очень широком плане, только в масштабе целых регионов. Направлять поиски и разведку в конкретных районах на основе теоретических представлений об условиях образования нефти и принципов ее миграции еще не можем. Попытки же отдельных товарищей утверждать, что промышленная нефтеносность того или иного региона была открыта на основе указаний той или иной теории происхождения, или наивны, или недобросовестны.

Нет, мы не сомневаемся в принципах, на которых построена наша абиогенная геохимическая схема высокотемпературного образования нефти из гомогенных и высокообводненных скоплений органического

вещества и нам совершенно ясно, что если где-нибудь и когда-нибудь создаются требуемые этой схемой условия, то ничего другого, кроме нефти, из этого скопления органического вещества не получится.

Поэтому представленной нами совокупности фактов не были противопоставлены факты противоположного значения» [Проблема..., 1959, с. 20].

Усилия же энтузиастов, как показал многолетний опыт, не в состоянии решить проблему в ее системно-прикладном аспекте. Таким образом, несмотря на большое количество разрозненных теоретических и опытно-методических разработок, эффективная технология прямых поисков нефти и газа, особенно нетрадиционных месторождений в кристаллических породах, отсутствовала. Связано это, в частности, с тем, что решением данной проблемы занимались преимущественно химики и микробиологи, геохимики и геофизики. Их основные усилия были сосредоточены на решении задачи прямых поисков на основе той или иной парадигмы происхождения УВ, разработки различных методов геохимических и геофизических исследований, принципов их интерпретации, на конструировании различного рода приборов и устройств, концентрируясь в определенных направлениях геохимии, сейсмологии, электроразведки, геотермии и т.п. При этом каждый из этих исследователей был ярким «патриотом» не только своего метода, но и концепции происхождения УВ и на этой основе ее модификации. Между представителями биогенной и абиогенной гипотезы, геохимиками и геофизиками, даже в рамках одного направления (газовая и микробиологическая съемки, сейсморазведка, геотермия и т.п.), нередко возникали непримиримые противоречия [Лукин, 2004].

В процессе наших исследований, как было указано ранее, при создании прямопоисковой технологии мы опирались на фундаментальные основы двух парадигм происхождения УВ на основе комплексного подхода широкого спектра поисковых критериев.

Однако путь повышения эффективности прямых поисков нефти и газа, как показал наш опыт разработки и внедрения результатов СТАГИ, связан с новой предлагаемой

технологией на основе системного подхода к интерпретации ее результатов. Поэтому в основу комплексной методики СТАГИ положены научно-методические авторские разработки существующих достижений в области прямопоисковых и косвенных методик, а также авторские усовершенствования и внедрения в практику геологоразведочных работ прогнозирования и поисков залежей УВ по комплексу экспресс-методов исследований (структурно-тектонического, газогеохимического, термометрического, атмогеохимического, аэрокосмического, формационного, сейсмометрического) (рис. 1) [Патент..., 2010; Свідoctво..., 2002].

В отличие от большинства ранее проведенных на территории Украины исследований нефтегазоносности астроблем, которые выполнены в основном в профильном варианте или с определением только отдельных показателей разного значения, генезиса и информативности, исследования СТАГИ осуществлены в площадном варианте, с достаточной степенью детальности на обоснованных поисково-прогнозных объектах, по четко определенной сети пунктов исследований, которые имели точную географическую привязку. Комплекс термометрических, эманационных и газогеохимических исследований выполнялся в

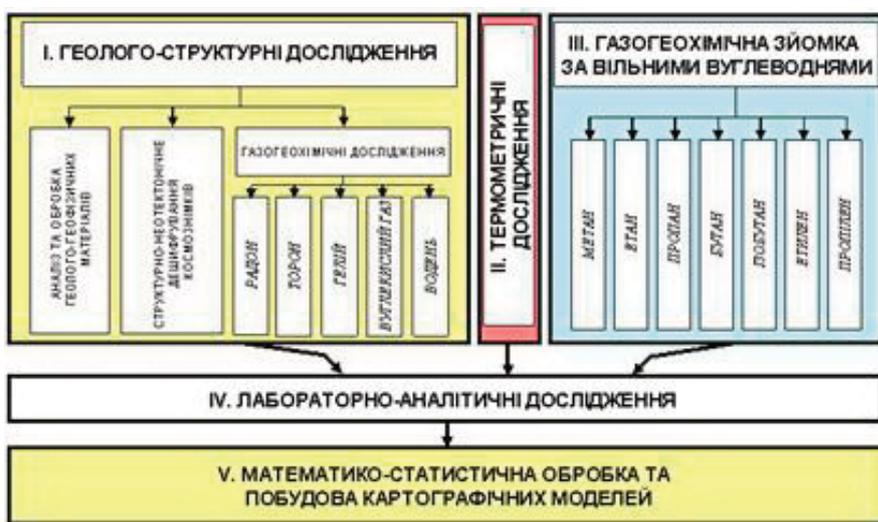


Рис. 1. Принципіальна схема геолого-структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГІ)

Fig. 1. Schematic diagram of the geological-structural-thermal-atmochemical research (STAGR)

Положительные результаты использования предложенной технологии, полученные на многих объектах Украины, включая кристаллические породы, были достигнуты на основании внедрения фундаментальных исследований И.М. Губкина, В.А. Соколова, П.Н. Кропоткина, В.Б. Порфирьева, А.Е. Лукина. Созданная прямопоисковая технология была испытана и адаптирована при промышленном освоении как традиционных, так и нетрадиционных нефтегазоносных объектов, в том числе таких, как импактные структуры, или астроблемы.

Кроме того, нами при проведении приповерхностных термометрических и атмогеохимических исследований были разработаны и внедрены специальные аппаратные комплексы [Патент..., 2004; Патент..., 2009] необходимой чувствительности и экспрессности.

одном и том же пункте наблюдений. Такие особенности методики проведения СТАГИ обеспечивали необходимую комплексную, максимально полную информативность данных и результатов исследований, обоснованное прогнозное районирование территории работ и, соответственно, выделение локальных участков разной перспективности на поиски УВ, уточнение контуров продуктивных структур для постановки поисковых работ.

Разработанная технология СТАГИ позволяет более аргументированно определять позицию и прогнозную значимость блоков и структур, благоприятных для формирования ловушек УВ и приуроченных к ним нефтегазовых залежей. Результаты проведенных исследований приводим на примере изучения Оболонской импактной структуры (рис. 2-4).

Первый этап – сбор, систематизация и интерпретация материалов для построения геологической модели полигона. Включает следующее: подробную стратификацию, особенности структурно-тектонического строения и нефтегазоносности полигона или отдельных участков исследований, создание компьютерных фактографических и картографических баз данных, дешифрирование материалов космических съемок,

уточнение геодинамики, местных и региональных стратиграфических схем, построение соответствующих карт – структурных, разломно-блоковой тектоники, разномасштабных сейсмопрофилей и т.п. (рис. 2-4).

Эти материалы являются геолого-структурной основой для определения дальнейших направлений исследований, сети пунктов термо-атмогеохимического опробования и объемов работы.

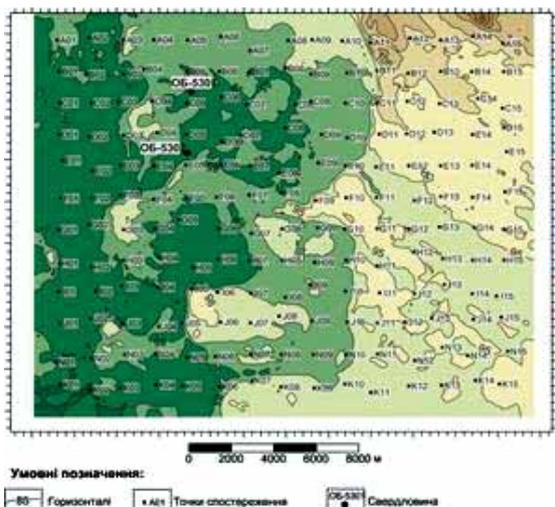


Рис. 2. Схема размещения пунктов СТАГИ в пределах Оболонской импактной структуры

Fig. 2. Scheme of points of STAGR within Obolonskaya impact structure

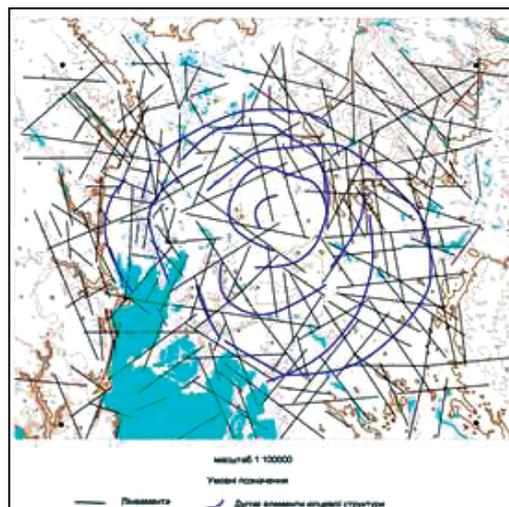


Рис. 3. Детальная схема дешифрирования космоснимков Оболонской структуры

Fig. 3. The detailed scheme of satellite images deciphering of Obolonskaya structure

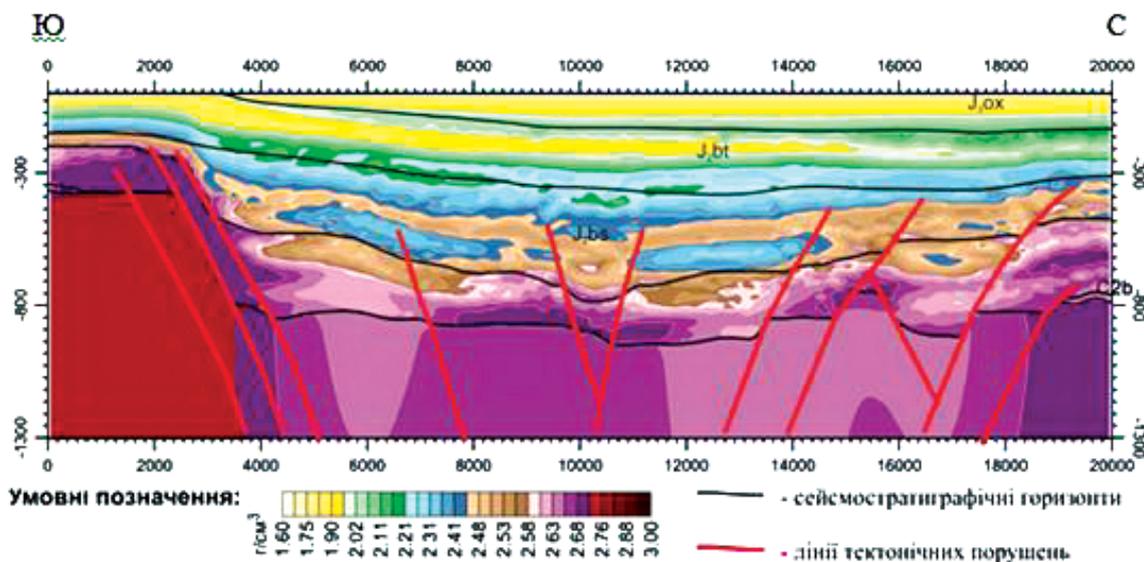


Рис. 4. Геоплотностной разрез вдоль кросслайна 285 до глубины 1300 м

Fig. 4. Geodensity structure along the crossline 285 to a depth of 1300 m

Второй этап – экспедиционные полигонные или профильные исследования:

– Эманационная съемка (определение активности радона и торона) (рис. 5). Определяются разломные зоны различной проницаемости, приразломные территории.

– Отбор проб для определения содержания в подпочвенном слое гелия, водорода, углекислого газа, отражающие зоны миграции, а также зоны трещенатовости и зоны растяжения и накопления как пути миграции и приуроченные к ним участки скопления УВ (рис. 5).

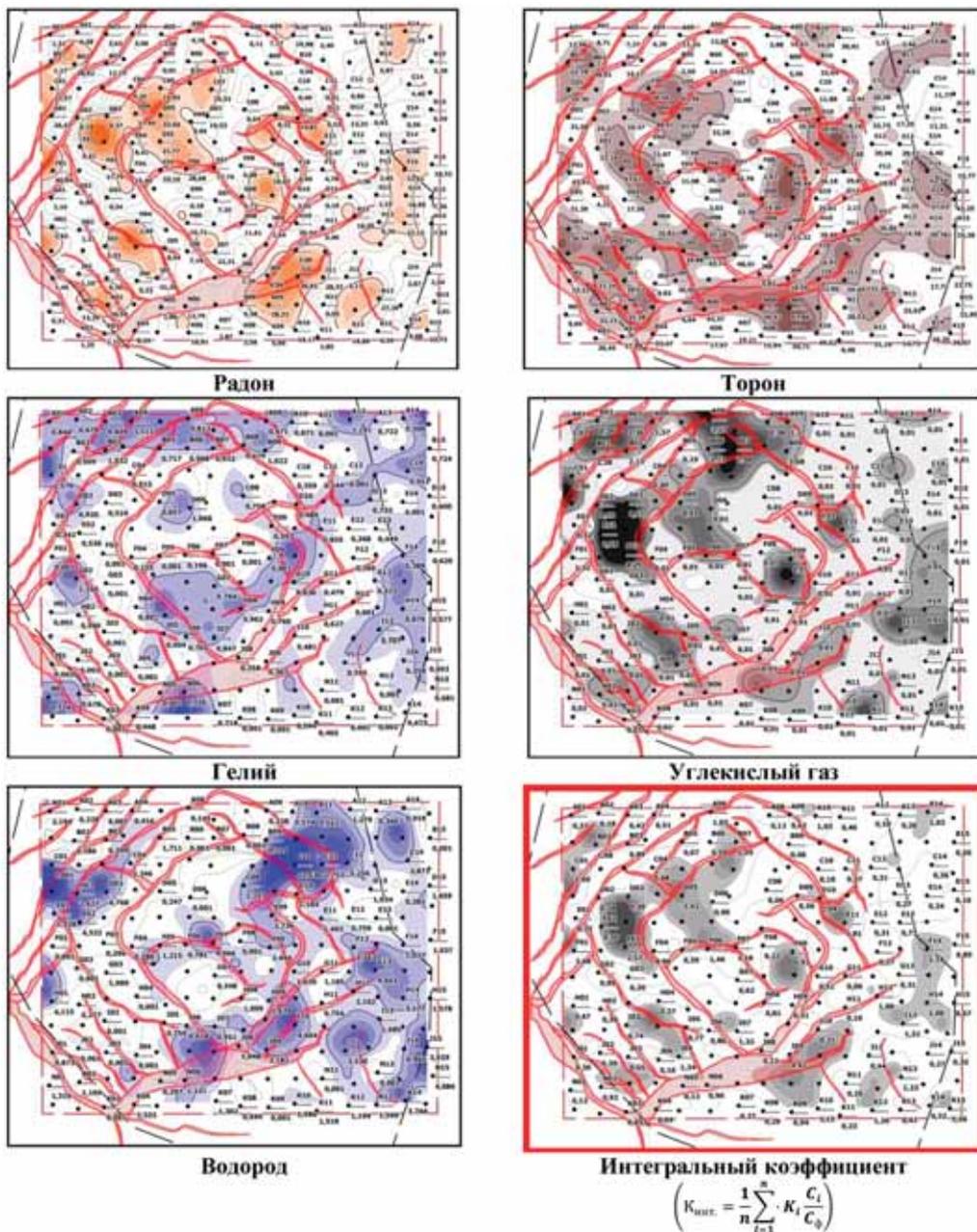


Рис. 5. Схемы распределения содержания радона, торона, гелия, углекислого газа, водорода в подпочвенном воздухе и значений интегрального коэффициента на территории Оболонской импактной структуры (на основе структурной карты кристаллического фундамента по результатам 3D)

Fig. 5. The distribution schemes of radon, thoron, helium, carbon dioxide, hydrogen content in the subsoil air and integral coefficient in the territory of Obolonskaya impact structure (based on the structure map of the crystalline basement according to the 3D results)

– Термометрические исследования подпочвенного слоя пород. Многие исследователи указывают, что в разных нефтегазоносных провинциях мира установлена связь локальных геотермических аномалий с залежами нефти и газа, отраженными в осадочном чехле (Е.Б. Чекалюк, 1974).

Локальные геотермические аномалии, согласно законам термодинамики, имеют направленность тепловой энергии в соот-

ветствии с обобщающей тенденцией к выравниванию энергетических потенциалов системы и спонтанно эволюционируют в вертикальном направлении энергетического равновесия, при котором тепло может переходить от нагретого тела к холодному, а не наоборот. В данном случае – от залежи в сторону поверхности, где и формируются тепловые аномалии, что указывает на залежи УВ (рис. 6).

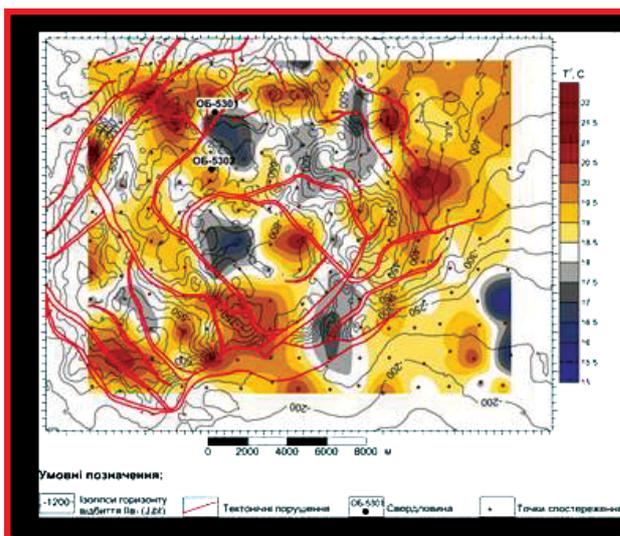


Рис. 6. Схема распределения температурных показателей (Т, °С) подпочвенного слоя Оболонской структуры (на основе структурной карты кристаллического фундамента по результатам 3D)

Fig. 6. The distribution scheme of temperature indicators (T, °C) of subsoil layer of Obolonskaya structure (based on the structural map of the crystalline basement according to the 3D results)

Третий этап – лабораторно-аналитические исследования газовых проб (определение объемного содержания углекислого

газа, гелия, водорода, метана, этана, пропана, бутана, изобутана, пентана, изо-пентана, гексана, этилена, пропилена) (рис. 7).

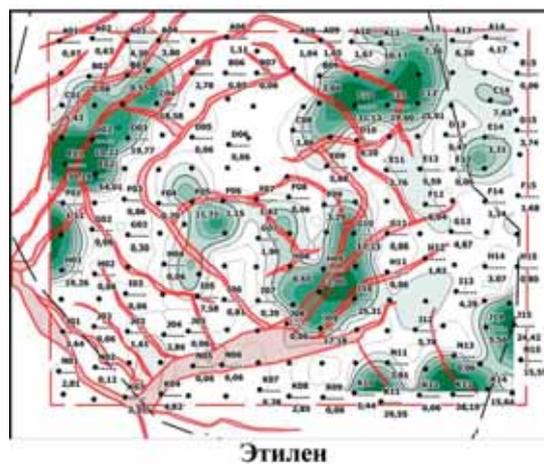
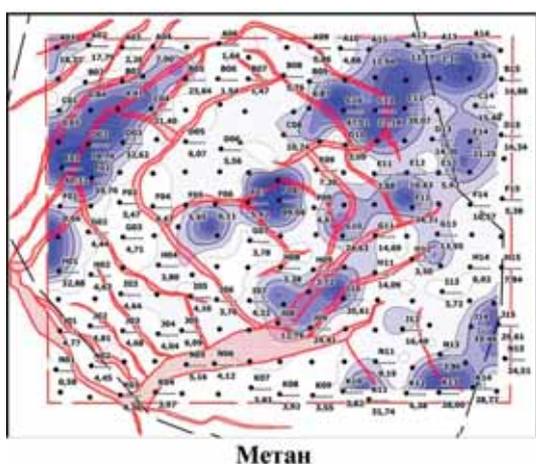
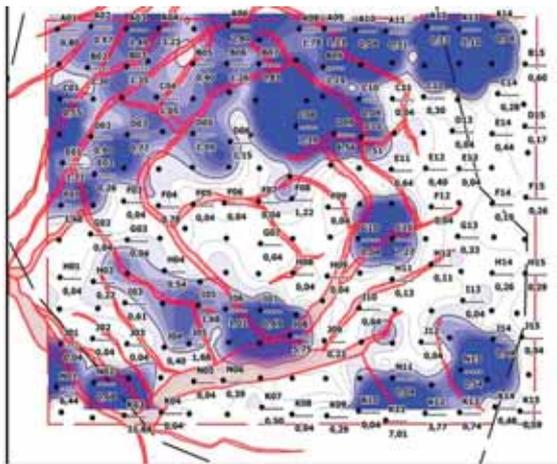
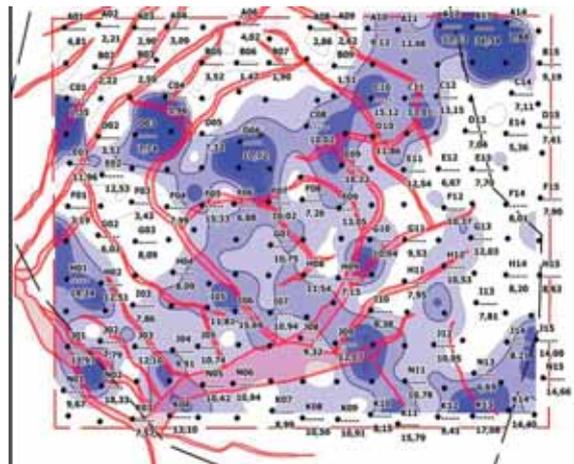


Рис. 7 (начало). Схемы распределения показателей содержания УВ и их суммы в подпочвенном воздухе Оболонской структуры (на основе структурной карты кристаллического фундамента по результатам 3D). Продолжение и окончание см. на с. 114, 115

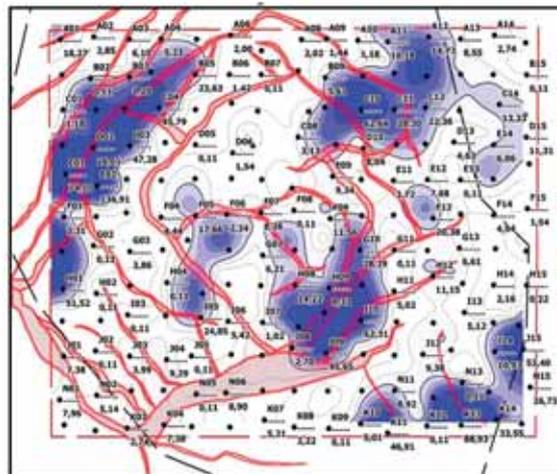
Fig. 7 (beginning). Schemes of hydrocarbon content indicators and the amount in the subsoil air of Obolonskaya structure (based on the structural map of the crystalline basement according to the 3D results). Continuing and ending see p. 114, 115



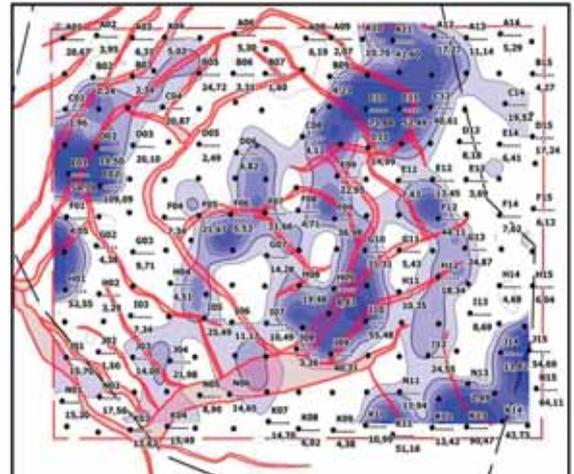
Изобутан



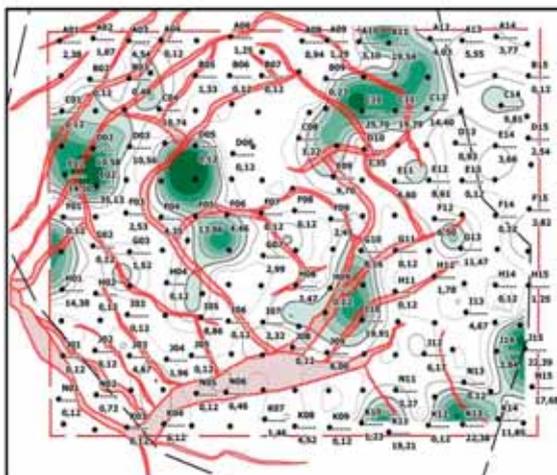
Этан



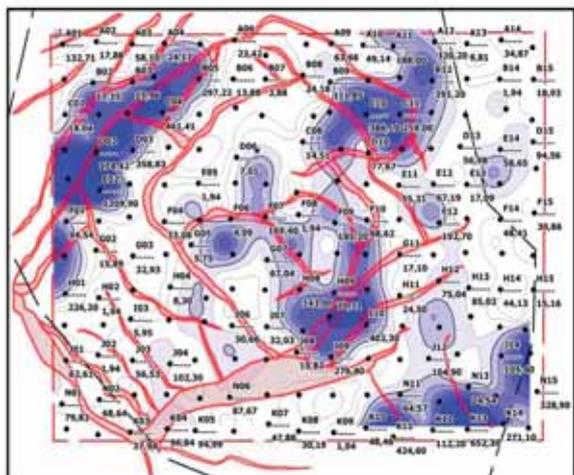
Бутан



Пропан



Пропилен



Изопентан

Рис. 7. Продолжение

Fig. 7. Continuing

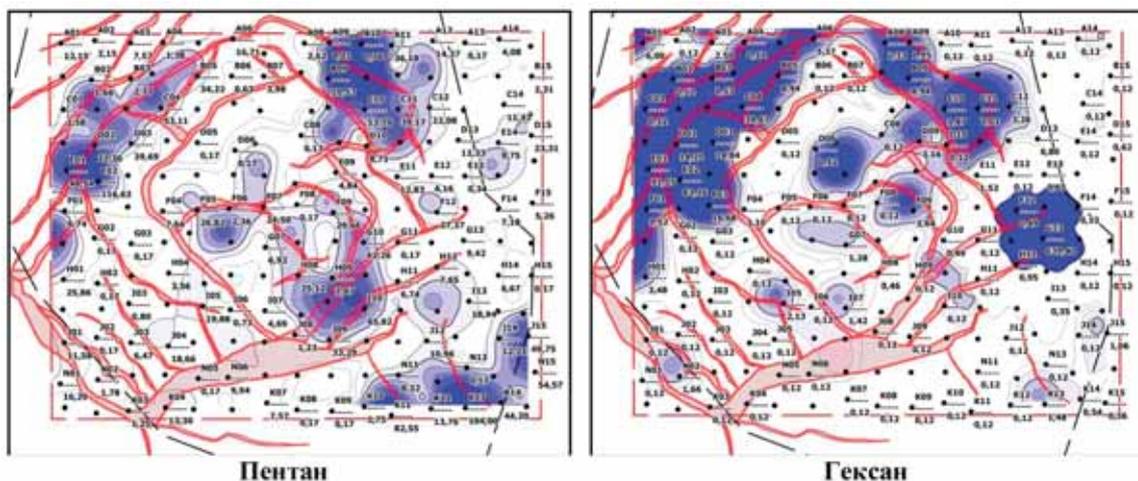


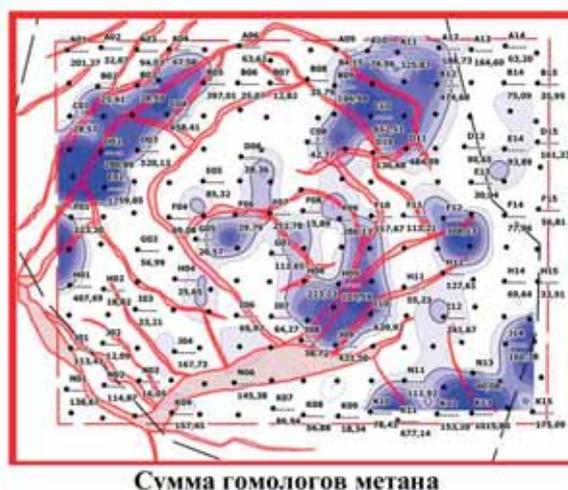
Рис. 7. Окончание
Fig. 7. Ending

Четвертый этап – математико-статистическая обработка и анализ полученных данных (с учетом информации, собранной и систематизированной на первом этапе), построение компьютерных картографических моделей (как специализированных, по отдельным показателям, так и обобщенных, прогностических) с применением ГИС-технологий.

Пятый этап – комплексная интерпретация полученных геохимических, геотермических, геологических данных. Определяются атмогеохимические аномалии, приуроченность повышенных концентраций углеводородных газов; прогнозируется нефтегазоперспективность изученных объектов; готовятся соответствующие рекомендации относительно дальнейших исследований (рис. 8).

На заключительном этапе картирования нефтегазоносных площадей для увеличения точности прогнозных решений очень важным является применение комплексных подходов, когда нефтегазоперспективный объект рассматривается как результат сложного взаимодействия различных факторов образования и изменений, как многомерная модель, которую теоретически и практически исследуют всеми возможными методами.

Большие массивы данных, полученных результатов необходимо корректно интер-



претировать и оценивать степень их информативности, что возможно только с привлечением математико-статистических методов расчета. Объединение таких методов в систему значительно упрощает процесс анализа данных и делает его логически и математически верным, чем существенно совершенствует поисковую методику. В то же время система математико-статистических методов должна максимально точно описывать реальные геологические условия, не внося ненужных обобщений, или, наоборот, не исключать необходимые данные.

Технологические и аналитические инновации при поиске месторождений УВ должны быть объединены с возрастающим технологическим потенциалом при их добыче. В таком случае поиск, освоение и разработка месторождений УВ выйдут на качественно новый уровень.

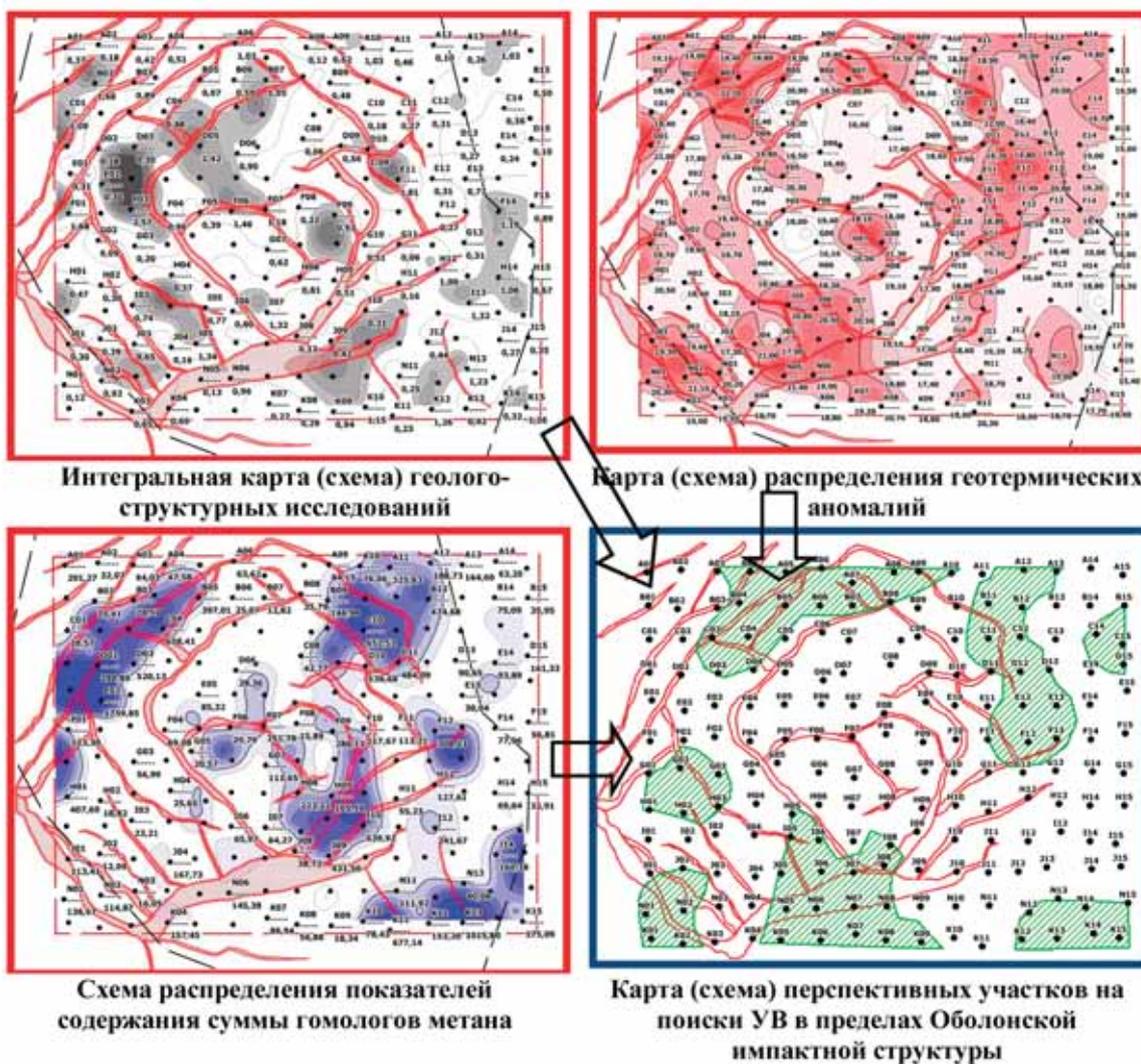


Рис. 8. Построение карт (схем) с выделением участков, перспективных на поиски УВ
Fig. 8. Mapping (schemes) with the highlighting of potentially hydrocarbons bearing sites

Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения точности прогнозных решений, которые бы опирались на систему математически-статистических расчетов при реализации технологии СТАГИ.

Мы разработали и опробовали методику математически-статистического анализа результатов СТАГИ и установили оптимальную схему ее реализации. Использование методики позволило уточнить прогнозируемые контуры в пределах изучаемых площадей как на суше, так и в морских акваториях.

Полученные нами результаты газохимической съемки по методике СТАГИ в большинстве случаев являются аналогичными

таковым на известных месторождениях с минимальными значениями на своде и максимальными на крыльях. Такое отображение залежи соответствует контуру непроницаемой ловушки (рис. 9). Минимальные газохимические показатели содержания УВ почти всегда совпадают с минимальными значениями радон-тороновых показателей, характеризующих проницаемые, а при фоновых и ниже значениях – непроницаемые зоны (зоны формирования ловушки).

Геометризация и прогнозирование трещинных зон и зон растяжения и их пространственное размещение – комплексная задача, решение которой невозможно без понимания совместного деформационного

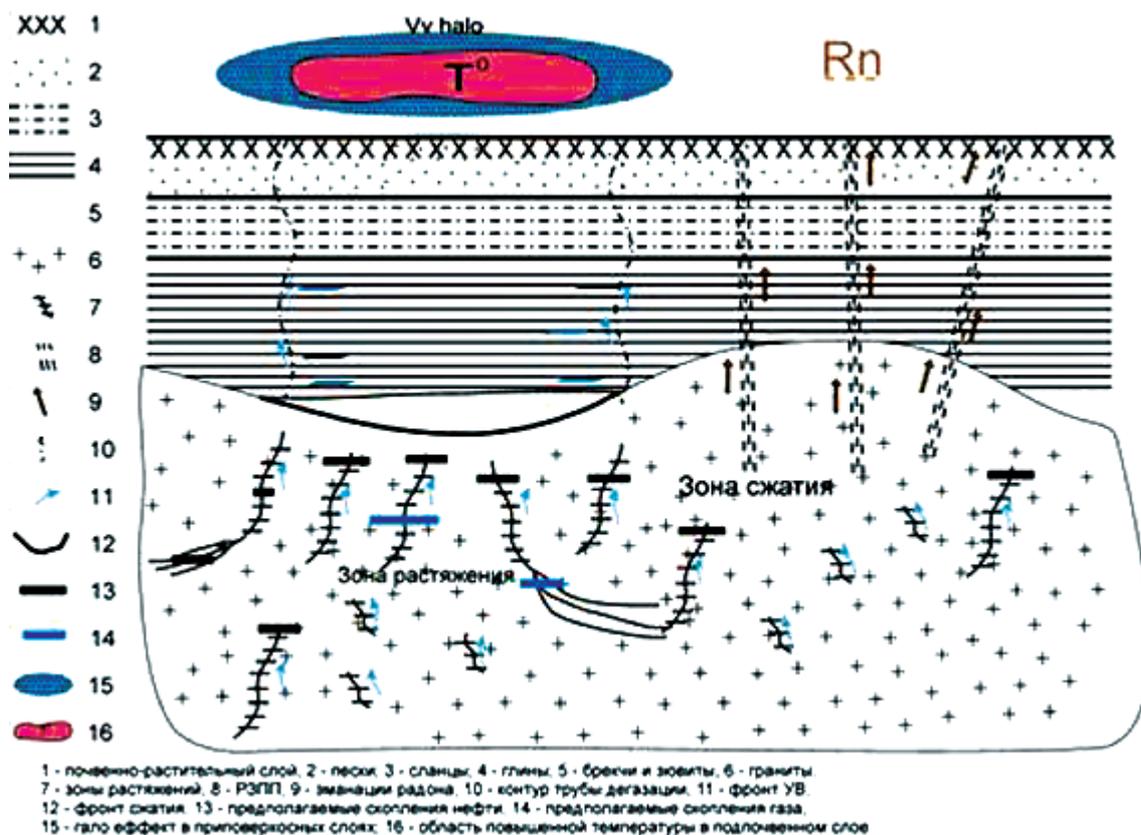


Рис. 9. Прогностическая схема нефтегазоносности импактных структур с применением СТАГИ

Fig. 9. The predictive scheme of oil and gas potential of impact structures using STAGR

и флюидодинамического механизма формирования коллекторов трещинных зон (зон растяжения). Решение этой задачи позволило вплотную подойти к реализации задач картирования перспективных зон развития коллекторов осадочного чехла и кристаллического фундамента (и связанных с ними залежей нефти и газа). Практическая значимость использования комплекса методов согласно предлагаемой технологии СТАГИ на единой генетической основе неопценима, поскольку, за редким исключением, бурение скважин в описанных толщах – это прямой риск потери резервуаров на поисково-разведочном этапе работ из-за неопределенности точной геометрии. Невозможность сплошного опробования толщ однородных карбонатных или гранитных пород, при неоднозначной интерпретации материалов ГИС, приводит на практике к повсеместному пропуску продуктивных площадей. И это лишь часть проблем, с ко-

торыми постоянно приходится сталкиваться нефтяникам в низкопроницаемых толщах с трещинными коллекторами.

Принятие двух парадигм онтогенеза нефти, а также полученный значительный положительный опыт применения СТАГИ при изучении на более чем 80 структурах привело автора к системной организации комплексной обработки данных. При освоении нижних горизонтов осадочных толщ и верхних горизонтов кристаллического фундамента с преобладанием вторичных порово-трещинных и кавернозно-трещинных коллекторов, резервуаров и связанных с ними залежей УВ большое значение имеет изучение импактных структур.

В настоящее время выявлены два вида импактных кратеров – простые и сложные. Первые характеризуются чашеобразной депрессией и приподнятым над ней опрокинутым и перевернутым краевым кольцевым валом. Сложные же кратеры имеют

еще и центральное поднятие; если диаметр такого кратера больше 30 км, то оно может замещаться или сопровождаться несколькими концентрическими валами и желобами, придающими импактной структуре многокольцевую форму.

Важно знать, что и сам удар может одновременно с упомянутыми эффектами мгновенно превратить неколлекторскую породу в пористую и проницаемую и изменить структурные условия залегания горных пород мишени вне зависимости от региональной геологии. При ударах большой магнитуды все эти изменения имеют очень значительное распространение.

Внутреннее строение импактных структур характеризуется наличием таких структурно-литологических комплексов, как цокольный, коптогенный, заполняющий, перекрывающий и инъекционный. Последний слагает глубинные магматические породы, внедренные в породы цокольного и коптогенного комплексов, которые, в свою очередь, представлены соответственно осадочными, изверженными и метаморфическими кристаллическими породами мишени (места удара), где находится кратер, и аллогенной брекчией и импактатами, заполняющими после взрыва кратер, а также образующими насыпной вал и покровы взрывных выбросов. Заполняющий комплекс – это озерного или морского генезиса осадки, отложившиеся на коптогенном комплексе, тогда как перекрывающий комплекс – это вышележащая толща осадочных пород, одновременно залегающая на цокольном, коптогенном и заполняющем комплексах (рис. 9).

Возможности применения методико-технологической поисковой структуры СТАГИ при оценке перспективности импактных структур на УВ необходимо рассматривать в свете нефтегазоносности осадочного чехла и кристаллического фундамента (исходя из анализа строения и нефтегазоносности известных импактных структур – Авак, Еймс и др.).

Все эти нефтегазоносные признаки наблюдаются в толще цокольного и коптогенного комплексов по разрезу и по площади закономерно, т.е. чем больше расстояние на мишени от центра удара-взрыва, тем слабее ударный метаморфизм, а в породах

заполняющего комплекса – в зависимости от наличия и места стимуляции продуктов размыва или перемыва коптогенного и цокольного комплексов.

Большинство исследователей приходят к выводу, что трещины служат основными путями миграции УВ, которая происходит как в горизонтальном, так и вертикальном направлениях. Трещиноватость кристаллических пород и седиментационных отложений обуславливает возможность образования природных резервуаров нефти и газа в плотных беспористых породах фундамента, а также в породах, отличающихся повышенной сорбционной способностью. В последнее время накоплен большой фактический материал, позволяющий считать, что именно благодаря образованию интенсивной трещиноватости различного генезиса в породах образуются дополнительные полости и значительно повышаются фильтрационные свойства толщ, происходит связь между генерирующими и коллекторскими пластами, а это способствует формированию залежей в «нетипичных» условиях.

Образование трещин в осадочных толщах и кристаллических породах происходит в условиях всестороннего сжатия и растяжений напряженных состояний массива (рис. 9).

Согласно генетической классификации разрывных нарушений В.В. Белоусова (1964, 1975), нетектонические разрывы относятся к мгновенному процессу (взрывы, удары, падения метеоритов – астроблемы) и включают растяжение, сжатие, сдвиг, трещины, разрывные смещения, отрыв, скальвания.

Разнонаправленность и неоднозначность влияния указанных процессов обуславливает большое разнообразие трещин различного генезиса и их размерности, а также изменения их залегания, что, конечно, требует классификации разрывных нарушений и специальных приемов их картирования.

Предлагаемые нами технологические приемы СТАГИ дают возможность картировать разрывные нарушения и трещиноватость пород различной проницаемости, хотя есть немало примеров наличия повышенной плотности трещин в приразломных зонах и несомненна роль последних в процессах миграции и образования скоплений УВ. Наличие гидродинамически изолированных залежей нефти и газа в пределах одной

складки, осложненной нарушением, доказывает непроницаемость разломов. Часто, выступая в роли изолирующих экранов, они обуславливают образование тектонически экранированных залежей. Следовательно, можно говорить о двойном разнонаправленном влиянии разрывных нарушений в формировании коллекторов трещинного типа. С одной стороны, вблизи разломов наблюдаются зоны повышенной трещиноватости, которые способствуют улучшению фильтрационных характеристик пород, а с другой – при приближении к разрывам значительно интенсивнее происходит процесс вторичного минералообразования, благодаря чему трещины залечиваются и создаются непроницаемые зоны и приуроченные к ним скопления УВ (ловушки).

Одним из важных направлений наших исследований при картировании разломных зон повышенной проницаемости (РЗПП) было изучение и картирование интенсивности развития трещин, их проницаемости и география расположения в породах, находящихся в разных структурно-тектонических условиях.

Проведенные исследования показали, что структура зон трещиноватости влияет на распределение трещин отрыва (поднятие – центр контактной зоны, опускание – кольцевые прогибы). На круглом поднятии образуются радиальные трещины, на овальном в сводовой части – продольные трещины, ориентированные параллельно длинной оси поднятия, и соединяются между собой – поперечными. Удаленная часть купола или кратера (зона выброса) осложнена рядом радиальных трещин. Нередко в условиях поднятия и растяжения слоев образуются кольцевые трещины. Трещины отрыва не пересекаются, а только смыкаются между собой, кулисоподобно продолжая друг друга.

Анализ результатов структурных построений отраженных сигналов по данным аэрокосмических исследований и эманационной съемки позволяет сделать вывод о различном характере расположения и развития трещин. Особенность поля напряжений при поперечном изгибании способствует большому развитию трещин у выпуклых поверхностей слоев. В процессе формирования структур в своде образуются зоны растяжения, происходит разуплотнение пород,

создаются условия дегазации, сопровождающиеся радоновыми аномалиями. Для продольного прогибания отмечалось обратное соотношение – отсутствие трещинных зон на прогибах, что способствует формированию зон растяжения на крыльях складки, причем их поверхности становятся более пологими с приближением к верхней поверхности моделей (рис. 9).

В Украине известны семь импактных структур разного возраста и размера, но к нефтегазопроисковому бурению Институтом геологических наук НАН Украины совместно с НАК «Нафтогаз Украины» подготовлена пока только одна из них – Оболонская. Кроме того, нами с помощью СТАГИ изучены три структуры (табл. 1).

Практические результаты СТАГИ показали достаточно надежные характеристики в сопоставлении с полным комплексом 3D-съемки.

Исходя из приведенного материала, все импактные структуры Украины (табл. 1) представляют собой принципиально новые по своему газонефтяному потенциалу геологические объекты. С этой точки зрения целесообразно в качестве первоочередного, не терпящего отлагательств мероприятия реализовать бурение поисковой скважины на Оболонской астроблеме и вот почему.

Этот импактный кратер по геоструктурным данным имеет диаметр 15-18 км, а по данным аэрокосмических и геохимических исследований – более 30 км. Расположен на водоразделе рек Сула и Хорол в Полтавской области. Оболонская структура ближе всех других украинских импактных структур находится от нефтегазоносных и нефтегазодобывающих провинций Украины, обладающих мощной промышленной базой и большим многолетним опытом успешных работ по бурению и освоению многочисленных скважин. Оболонская структура находится, кроме того, в той части южного борта Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), которая достаточно изучена геофизикой и бурением.

Размещение кратера в приграничном районе с нефтегазоносной областью и наличие здесь мощной толщи платформенных отложений позволяют рассматривать его как возможную нефтегазоносную структуру. Сравнительное изучение Оболонской структуры и некоторых нефтегазоносных кратеров

Таблица 1. **Импактные структуры Украины**
Table 1. **Impact structures of Ukraine**

№ п/п	АстроBLEма	Местонахождение	Координаты, в градусах		Диаметр, км	Возраст, млн лет
			северная широта	восточная долгота		
1	Болтышская*	УЩ, Кировоградская область	48,8	32,2	>50	65±5
2	Зеленогайская*	То же	48,7	32,9	3	120±20
3	Ильинецкая*	УЩ, Винницкая область	49,1	29,2	3-7	445
4	Оболонская*	Южный борт ДДВ, Полтавская область	49,5	32,9	>30	160±30
5	Ротмистровская*	УЩ, Черкасская область	49,0	32,0	4	140±20
6	Терновская	УЩ, Кировоградская область	48,1	33,6	3,5	260±10
7	Западная	УЩ, Винницкая область	49,44	29,0	4,0	115±10

* Отработаны СТАГИ.

Северной Америки, а также данные СТАГИ показывают близость их строения и свидетельствуют о вероятности обнаружения в ней залежей УВ.

Изучение нефтегазоносности импактных структур интересовало автора как с точки зрения картировочных признаков осадочного чехла и кристаллического фундамента, расположения разломно-блоковой тектоники, трещинных зон, зон растяжения, так и в конечном счете относительно геохимических, геодинамических, термодинамических особенностей и сигналов приуроченности к ним прогнозных нефте- и газосносных участков.

Основными объектами поисков в импактных структурах, как было описано выше, являются над- и подкратерные трещинные палеозоны, которые возникли во время метеоритного удара, образуя сложную и запутанную сеть миграционных каналов и аккумулирующие емкости для УВ.

Для получения дополнительной информации об оценке перспектив Оболонской структуры, уточнения сети неотектонических активных разрывных нарушений и их флюидодинамических характеристик нами в 2011–2013 гг. дважды были выполнены комплексные приповерхностные исследования

и картирование РЗПП [Багрий, 2002]. Исследованиями подтверждены прогнозирование нефтегазоносности, места активизации современных геодинамических процессов и разуплотнения (трещиноватости) горных пород, определяющие места миграции в земной поверхности различных по составу флюидов, включая прямые индикаторы залежей УВ.

По результатам этих исследований автором проведен сравнительный анализ корреляционных расчетов и построений и составлены карты распределения температурных, газогеохимических и углеводородно-газовых аномалий. Это позволило максимально оконтурить площади с наиболее благоприятными условиями для локализации потенциальных залежей УВ и по этим признакам выделить перспективные участки для поиска залежей УВ. В пространственном размещении выделенные перспективные участки тяготеют к локальным блокам в пределах внешнего предполагаемого коренного вала. Менее уверенно выделяются перспективные участки в центральной части астроBLEмы.

С целью изучения особенностей глубинного строения и прогнозирования распространения зон развития коллекторов

различного типа на территории Оболонской площади совместно с НАК «Нафтогаз Украины» был проведен комплекс высокоточных детальней плоскостных грави- и магнитометрических исследований и в конечном счете выполнена комплексная интерпретация геолого-геофизических данных. Основными задачами исследования были:

- анализ, обобщение и переинтерпретация существующих геолого-геофизических материалов в пределах Оболонской площади;

- выполнение полевых высокоточных грави- и магнитометрических исследований масштаба 1:10 000;

- проведение полевых газогеохимических исследований масштаба 1:200 000 с использованием современных методов полевых и лабораторных геохимических исследований;

- определение первоочередных направлений дальнейших геологоразведочных работ на нефть и газ, в том числе местоположение первоочередных скважин.

При проведении комплексного анализа геолого-геофизических и геохимических критериев, типичных для продуктивных объектов и, таким образом, характеризующих нефтегазоперспективность площадей, были использованы критерии нефтегазонасности, приведенные в табл. 2.

По результатам совместных выполненных исследований были закартированы перспективные площади (рис. 8).

В целом, сейчас промышленной нефтегазонасностью в мировой практике характеризуются уже 14 астроблем, которые находятся в восьми осадочных бассейнах – Анадаркском, Алпалачском, Бофортоморском, Мичиганском, Паудер-Риверском,

Таблица 2. Критерии определения наиболее перспективных нефтегазонасных участков
Table 2. Criteria for the identification of the most promising oil and gas areas

№ п/п	Параметр (характеристика), который анализируется	Показатели информативного параметра, которые принимались как положительный признак повышенной вероятности наличия залежей УВ	Поисковые геологические, геофизические, геохимические признаки
1	Плотность	Минимальные (для легких УВ)	Понижение значений плотности на участках, улучшение коллекторских свойств разреза и его нефтегазонасыщенности
2	Температура	Минимальные значения	Повышение температурных показателей над залежами УВ и тектонически стабильными зонами
3	Сумма свободных УВ	(Халло-эффект)	Приуроченность максимальных значений параметра к тектонически активным зонам и участкам разрушения залежей УВ
4	Коэффициент корреляции алканов и алкенов	Отсутствие аномалий (минимальные значения)	Приуроченность участков корреляции аномальных зон к участкам термического разрушения УВ и их миграции
5	Интегральный коэффициент содержания радона и углекислого газа	Минимальные значения	Приуроченность максимальных значений параметра к тектонически активным зонам
6	Содержание гелия	Наличие аномалии в пределах нефтеперспективной зоны	Наличие кольцевых аномалий гелия вокруг залежей
7	Локальные градиентные максимумы магнитного поля	Наличие максимумов соответствующей формы и интенсивности, которые характерны для интрузий основного и ультраосновного состава	Наличие интрузивных тел, к краевым частям которых могут быть приурочены пути глубинной миграции флюидов

Пермском, Ратонском и Уиллистонском, т.е. в недрах таких штатов США, как Аляска, Кентукки, Колорадо, Мичиган, Нью-Мексико, Оклахома, Северная Дакота, Техас и Уайоминг, а также таких провинций Канады, как Альберта, Онтарио и Саскачеван.

К этому перечню «сухопутных» астроблем следует, по-видимому, добавить и подводно-морскую импактную структуру Монтанье, поскольку нефтегазопоисковое бурение проводилось и на ней.

Правда, ни нефти, ни газа в результате бурения здесь и опробования вскрытого разреза не найдено, так что астроблема Монтанье – это первый в мире подводно-морской импактный кратер, ставший объектом нефтегазовой разведки и давший отрицательный результат. Но, быть может, все дело в том, что нельзя решать судьбу принципиально нового направления и крупного геологического объекта практически без достаточного научного обоснования бурением только одной скважины, а также без исследования по специальной технологии и специальных аппаратурных комплексов.

В штате Дакота, США, сразу же к югу от границы с Канадой и примерно в 24 км западнее г. Шервуда, в 1977 г. была установлена промышленная нефтегазоносность импактного кратера Ньюпорт (другое название – Де-Ляк). Пока это единственная в мире астроблема, где промышленные притоки нефти и газа получены из кристаллического фундамента (КФ) и его коры выветривания (КВФ) и где нет центрального поднятия, а скважины расположены в зоне прогиба, т.е. в зонах подкоровых растяжений, что и подтверждает нашу поисково-принципиальную схему (рис. 9). Эта астроблема имеет вид депрессии диаметром 3,2 км с концентрически окаймляющим ее кольцевым валом, сложенным кристаллическими сланцами докембрия, на которых развита КВФ («песчаник» Дедвуд кембро-ордовика).

Внимание многих ученых и производителей еще и сейчас обращено к Сильянскому Кольцу, к первым в мире сверхглубоким поисковым скважинам на нефть и газ в гранитах Сильянской палеозойской астроблемы. Согласно технологии СТАГИ мы предприняли попытку анализа аэрокосмических съемок на предмет возможных ошибок при заложении этих скважин. Первая скважина находится на Балтийском

щите в центральной Швеции, в 240 км северо-западнее Стокгольма. Астроблема имеет диаметр 42-52 км, состоит из центрального ядра и кольцевого желоба, частично занятого цепью озер, среди которых самым крупным является оз. Сильян, имеющее глубину 125 м. Центральное поднятие, или ядро Сильянской астроблемы, сложенное грубозернистыми гранитами докембрийского возраста, эродировано; удален не только коптогенный комплекс, но срезана эрозией и верхняя часть центрального поднятия, имевшая ранее диаметр 12-15 км. В этих гранитах выявлены конусы разрушения высотой до 0,5 м.

По-видимому, разработке научного обоснования для поиска нефти и газа в гранитах подкратерной трещинной зоны Сильянской астроблемы способствовало в известной мере и то, что здесь, на горе Осмунд у оз. Сильян, в заполненном нижнепалеозойскими породами кольцевом желобе-грабене, расположенном среди огромного поля изверженных и метаморфических кристаллических пород архея, в первой половине XVIII в. из многочисленных колодцев добывалась тяжелая нефть. Эта ее небольшая залежь в отложениях ордовика ограничивалась разломами, состояла из нефтяных битумов и озокерита. В нескольких местах на берегу оз. Сильян дегтеобразная нефть высачивается из трещин гранитов, которые слагают частично обнаженный цоколь горы Осмунд. Возле этих выходов нефти из гранита обнаружены аномально высокие концентрации радона, что уже на предварительном этапе должно было служить отрицательными признаками возможных ловушек.

В семи неглубоких поисковых скважинах на Сильянском Кольце уже выявлены очень слабые проявления метана и водорода, а в одной из них, пробуренной через осадочную толщу мощностью 133 м, метан в гранитах обнаружен на глубине более 458 м и в гораздо больших количествах, чем в любой из других, менее глубоких скважин. Метан в этой скважине находится в 275 м ниже кровли гранитов, т.е. в 275 м ниже любой гипотетически ближайшей газоматеринской осадочной породы. Многие исследователи такие проявления рассматривали в качестве весьма серьезного аргумента, что природный газ, содержащий радон, еще и сейчас продолжает мигрировать из глубинных гранитных

недр. Здесь проведены грави- и сейсмо-разведки, указывающие на наличие в подкратерной зоне «прослоев» со значительной пористостью в раздробленных, размельченных гранитах и «слоев», которые могут играть роль пород-покрышек также в гранитах.

Таких два критериальных признака согласно предлагаемой технологии и являются в данном случае отрицательными показателями с точки зрения положительных прогнозных характеристик, необходимых для заложения поисковых скважин. Зоны сжатия и приуроченные к ним коровые трещины, отраженные радоновыми аномалиями, не могут служить ловушками, а также покрышками, так как они находятся в проницаемых трещинах на выпуклых проекциях и в зонах сжатия центрального поднятия (рис. 9).

Поисковая скважина в северо-восточной части Сильянской структуры попала в выявленное специфическое «гало», создаваемое УВ. Упомянутое «гало» свидетельствует, что весь комплекс УВ выделялся здесь по контуру трубы дегазации в течение очень долгого времени и что где-то под Сильянским кратером должна быть залежь нефти или газа. Заложение скважины в северо-восточной части структуры в пределах «гало», согласно нашим научно-методическим и теоретическим разработкам, а также технологии СТАГИ, практически в большинстве случаев и приводит к отрицательному результату, так как повышенные значения отраженных углеводородных сигналов свидетельствуют о дегазационных процессах на контурах ловушек и могут служить замечательным поисковым фактором при площадных съемках (рис. 9).

Как видим, уже на самом начальном этапе обоснования прогнозных площадей были допущены две существенные ошибки, которые привели впоследствии к экономически катастрофическим отрицательным результатам как в материально-финансовом, так и в морально-научном плане.

Перед началом бурения скв. 1-Гравберг фирма «Ваттенфалл» организовала группу из пяти экспертов. Эксперты выезжали на Сильяную импактную структуру (астроблему), изучили там геологию, выходы нефти и газа и представили отчет, в котором, подтвердив астроблемную природу Сильянского Кольца, единодушно возражали против бурения здесь на газ. Эксперты указывали, что в пробу-

ренных ранее шести неглубоких скважинах горная порода недостаточно пориста для коллектора газа и недостаточно непроницаема для породы-покрышки, а интерпретация элементов глубинного строения, выявленных площадными геофизическими исследованиями в качестве, вероятно, запечатанных резервуаров, является умозрительной, а также слабым утешением объективных прогнозных процессов.

Отрицательный или положительный прогноз без аргументированных научных подходов выглядит достаточно неубедительно по результатам неглубоких скважин, расположенных только в зонах выклинивания УВ.

В условиях аномальных значений центрального коптогенного комплекса с максимальными значениями Rn-аномалий, опираясь на наш огромный опыт картирования разломных зон повышенной проницаемости, все зарегистрированные углеводородные газовые аномалии в виде кольцевого «гало» в процессе бурения были слабым утешением на прогнозно-фантастические скопления УВ, так как к таким зонам приурочены разломные проницаемые зоны, трассирующиеся от фундамента к дневной поверхности.

И как слабое утешение, исходя из нашего большого опыта, такие зоны газоземанационных дегазаций являются перспективными на трещинные воды с различными дебитами. Такие поисковые работы были проведены нами в условиях Украинского щита (УЩ) для нужд водоснабжения небольших городских агломераций, а также частного водоснабжения. Коэффициент успешности применяемой методики практически составил 1.

Когда скважина прошла по кристаллическим породам докембрия 6,6 км, в ней были выявлены и количественно охарактеризованы геохимическими исследованиями углеводороды C₁-C₅, H₂, CO₂, O₂, He, радон и азот, что и являлось подтверждением отрицательных прогнозных результатов. Выполнен и изотопный анализ УВ, гелия и водорода. Все эти полученные результаты в виде аномалий He, H₂ и Rn в комплексе также больше характеризуют проницаемые зоны, чем скопления УВ.

В результате проведенных буровых работ мнения многих исследователей разделились: Сильяанское Кольцо – одно из наилучших в мире мест для поиска абиогенных УВ,

а в другом варианте – одно из наилучших. По нашему мнению, без достаточного обоснования по всему комплексу предлагаемых исследований правомочность таких утверждений не соответствует действительности.

По данным промышленной нефтегазоносности импактных кратеров Канады и США, все крупные астроблемы вообще следует рассматривать не только как «трубы дегазации» верхней мантии Земли, но и как места потенциального промышленного нефтегазонакопления, возможные масштабы которого заслуживают изучения предлагаемой нами технологией не меньше, чем Сильянское Кольцо. Можно полагать, что богатый опыт нефтегазоносной истории северной части Западной Сибири и Татарского свода также внесли свою лепту отрицательных прогнозов при сверхглубоком бурении.

Нами в процессе предварительного исследования на нефтегазоперспективность в пределах структуры Сильян (Швеция) было проведено детальное **структурно-неотектоническое дешифрирование космоснимков**.

По результатам дистанционных исследований закартировано ее сложное строение. Большое количество линеаментных зон свидетельствует о значительной современной неотектонической активности всей территории. Зоны линеаментов часто совпадают с фрагментами региональных тектонических нарушений [Спутниковые..., 2012].

Для составления детальной схемы дешифрирования были использованы космические снимки Landsat ETM+. Прежде всего это 8-й канал высокого разрешения, увеличенный до масштаба 1:50 000 (рис. 10).



Рис. 10. Отображение структуры Сильян на космоснимке Landsat ETM+

Fig. 10. Outline of Siljan structure on satellite image Landsat ETM+

Линеаменты и дуговые элементы кольцевой структуры наложены на современный рельеф и гидросеть. Основными структурными элементами, которые дешифрируются в пределах участка, являются локальные линеаменты и кольцевые структуры (рис. 11).



Рис. 11. Подробная схема дешифрирования космоснимков структуры Сильян

Fig. 11. The detailed deciphering scheme of satellite images of Siljan structure Landsat ETM+

По созданной детальной схеме дешифрирования был выполнен статистический анализ поля линеаментов с помощью программы «WinLessa». На основании анализа были построены роза линеаментов структуры Сильян (рис. 12) и карта плотности линеаментов (рис. 13).

Согласно розе линеаментов, в пределах структуры Сильян наиболее распространены линеаменты север–северо-западного (330°-340°) и широтного (270°) простираний, линеаменты меридионального направления выражены слабее.

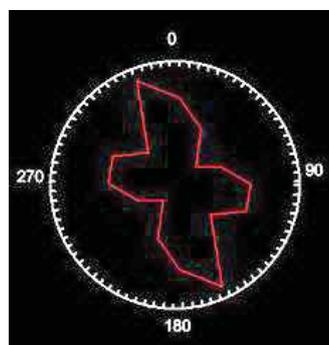


Рис. 12. Роза линеаментов в пределах структуры Сильян

Fig. 12. Lineaments within the Siljan structure

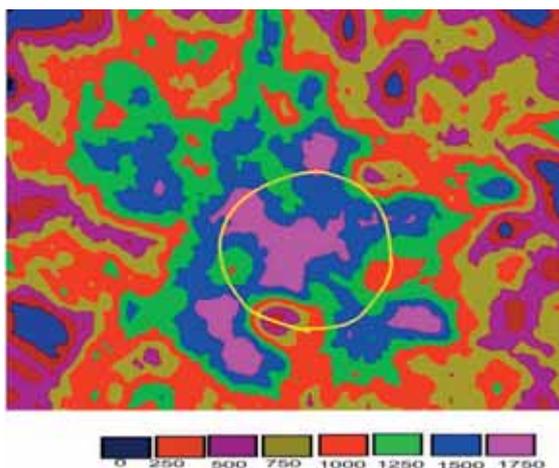


Рис. 13. Карта плотности линеаментов структуры Сильяна (пикс/см²)

Fig. 13. Lineament density map of Siljan structure (pixels/cm²)

На карте плотности линеаментов четко выделяется вся структура, характеризующаяся максимальными (1250-1750 пикс/см²) и высокими значениями плотности линеаментов (1000-1700 пикс/см²). В то же время периферийная часть структуры характеризуется сменой высоких и средних значений плотности линеаментов. Такое распределение является отраженной фазой линеаментов в пределах структуры.

Геоморфологический анализ структуры Сильяна, выполненный на карте с 3D рельефом, показал, что структура выражена в современном рельефе как округлая депрессия (рис. 14).

В пределах структуры Сильяна уже на предварительном этапе применения технологии СТАГИ можно выделить наиболее прогнозно перспективные площади, совпадающие с зонами прогибов, отражающихся на схеме средними и нижними значениями плотности линеаментов, а значит, соответственно, принадлежащих к непроницаемым зонам – покрышкам, которые могут рассматриваться как перспективные участки для постановки детальных исследований.

Центральное поднятие, относящееся к зонам максимальной плотности линеаментов, служит зоной дегазации УВ. Наши выводы подтверждают значительные радоновые аномалии, отражающие разломные зоны повышенной проницаемости, углеводородные газовые аномалии, а самое



Рис. 14. Выраженность кольцевой структуры Сильяна в 3D рельефе современной земной поверхности

Fig. 14. Intensity of the Siljan ring structure in 3D relief of modern earth's surface

главное – нефтепроявления в приповерхностных отложениях, что также свидетельствует об отсутствии флюидопроницаемых экранов.

Пробуренные непродуктивные скважины в пределах импактной структуры (астроблемы) попадают, согласно розе линеаментов, в зону значительных плотностей линеаментов, а скважина в северо-восточной части – в газовый халло-эффект, что также свидетельствует об отсутствии надежных покрышек, а значит, и возможных перспективных участков на УВ.

Площади зоны прогиба, согласно розе линеаментов, характеризуются более низкими значениями плотностей и являются перспективными на постановку прогнозных исследований.

Таким образом, на структуре Сильяна необходимо проведение детальных дополнительных приповерхностных исследований. Их состав и этапность выполнения могут быть определены в соответствии с нашими научно-методическими разработками, предлагаемыми технологиями и поисковыми моделями на основе созданного и внедренного на импактных структурах Украины комплекса СТАГИ.

Предложения и разработки автора по оценке нефтегазоносности импактных структур с применением новых технологий не претендуют на однозначность и окончательные выводы. Они могут быть обсуждены

в процессе дискуссий или рабочих встреч научных сотрудников и производственников, заинтересованных в наращивании минерально-сырьевой базы УВ, в том числе и за счет нетрадиционных источников.

Список литературы / References

1. Багрій І.Д., Гладун В.В., Довжок Т.Є. та ін. Досвід прогнозування розломних зон підвищеної проникності. *Нафтова і газова пром-сть*. 2002. № 3. С. 3-7.

Bagriy I.D., Gladun V.V. Dovzhok T.Ye. et al., 2002. Predicting experience of high permeability fault zones. *Naftova i gazova promyslovist*, № 3, p. 3-7 (in Ukrainian).

2. Гожик П.Ф., Багрій І.Д., Гладун В.В., Гуров Є.П. Прогнозування нафтогазоносності Оболонської імпактної структури комплексом приповерхневих методів. *Геол. журн.* 2010. № 3 (332). С. 7-16.

Gozhyk P.F., Bagriy I.D., Gladun V.V., Gurov E.P., 2010. Forecasting of oil and gas of Obolon impact structure by a complex surface methods. *Geologichnyy zhurnal*, № 3 (332), p. 7-16 (in Ukrainian).

3. Лукин А.Е. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности. *Геолог України*. 2004. № 3. С. 18-43.

Lukin A.E., 2004. Direct search for oil and gas: the causes of failures and ways to increase efficiency. *Geolog Ukrainy*, № 3, p. 18-43 (in Russian).

4. Патент України № 43086 на кор. модель МПК (2009) B01D 19/00. Акустичний дегазатор / Багрій І.Д., Кізлат А.М.; заявник і власник Ін-т геол. наук НАН України. u200905476; 29.05.2009; опубл. 27.07.2009, бюл. № 14, 2009 р.

Utility model patent № 43086, IPC (2009) B01D 19/00. Acoustic degasser / Bagriy I.D., Kizlat A.M.; applicant and owner Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine. u200905476; 29.05.2009; publ. 27.07.2009, Bul. № 14, 2009 (in Ukrainian).

5. Патент України № 47419 на кор. модель МПК (2009) G01V 9/00, G01V 11/00. Спосіб прогнозування родовищ корисних копалин / Багрій І.Д.; заявник і власник Ін-т геол. наук НАН України. u200913524; 25.12.2009; опубл. 25.01.2010, бюл. № 2, 2010 р.

Utility model patent № 47419, IPC (2009) G01V 9/00, G01V 11/00. The method of mineral deposits forecasting / Bagriy I.D.; applicant and owner Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine. u200913524; 25.12.2009; publ. 25.01.2010, Bul. № 2, 2010 (in Ukrainian).

6. Патент України № 2641 на кор. модель, МПК 7 CO2F1/20. B01D19/00. Портативний пробовідбірник-дегазатор / Багрій І.Д., Кізлат А.М.;

заявник і власник Багрій І.Д., Кізлат А.М. № 2003065643; 18.06.2003; опубл. 15.07.2004, бюл. № 7, 2004 р.

Utility model patent № 2641, IPC 7 CO2F1/20. B01D19/00. Portable sampler-degasser / Bagriy I.D., Kizlat A.M.; applicant and owner Bagriy I.D., Kizlat A.M. № 2003065643; 18.06.2003; publ. 15.07.2004, Bul. № 7, 2004 (in Ukrainian).

7. Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений: [Материалы Львовской дискуссии 8-12 мая 1957 г.] / АН УССР. Ин-т геологии полезных ископаемых; под ред. акад. В.Б. Порфирьева и проф. И.О. Брода. Москва: Гостоптехиздат, 1959. 423 с.

The problem of oil migration and formation of oil and gas accumulations: [Proceedings of Lviv discussions, 8-12 May, 1957] / USSR Academy of Sciences. Institute of Geology of Mineral Resources; ed. Acad. V.B. Porfiryev and prof. I.O. Brod. : Gostoptekhizdat, 1959, 423 p. (in Russian).

8. Свідчення України № 28176 авторського права на твір «Комплексна методика (структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД))» / І.Д. Багрій, П.Ф. Гожик; заявник і власник ІГН НАН України, реєстрація 31.03.2009.

Patent № 28176 «A comprehensive methodology (structural-thermal-atmogeochemical research (STAGR))» / Bagriy I.D., Hozhyk P.F., applicant and owner IGS NAS of Ukraine. 31.03.2009 (in Ukrainian).

8. Спутниковые методы поиска полезных ископаемых / под ред. акад. НАН Украины В.И. Лялько и д-ра техн. наук М.А. Попова. Киев: Карбон-Лтд, 2012. 436 с.

Satellite methods for exploration of mineral resources, 2012. (Ed. Acad. of NAS of Ukraine Lyalko V.I. and Dr. of technical sciences Popov M.A.). Kiev: Carbon-Ltd, 436 p. (in Russian).

9. Тимурзиев А.И. Обоснование структурно-геоморфологического метода прогноза локальных зон новейшего растяжения. *Сов. геология*. 1989. № 1. С. 69-79.

Timurziyev A.I., 1989. Justification of structural and geomorphological method to forecast local zones of the newest extension. *Sovetskaya geologiya*, № 1, p. 69-79 (in Russian).

Статья поступила
07.05.2015