

Состояние и пути совершенствования спутниковой технологии прогнозирования залежей нефти и газа

**В. М. Перерва, А. И. Архипов, Г. Ф. Бусел,
Е. И. Левчик, Е. А. Рыбак, Т. В. Осканьян**

Центр аэрокосмических исследований Земли Института геологических наук НАН Украины, Киев

Разработка прогрессивных методов и технологий для нужд различных отраслей производства является наряду с фундаментальными исследованиями одним из приоритетных направлений современной науки. Особо важное значение в сложившейся в Украине экономической ситуации имеет оперативное внедрение в практику геологоразведочных работ новейших методов поиска, разведки и разработки месторождений, базирующихся на последних достижениях науки и техники. К таким методам относятся, в частности, космоаэрометоды. Опыт мировой и отечественной практики показал, что применение космоаэрометодов существенно повышает эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ. Основными геологическими задачами, решаемыми до недавнего времени в производственном режиме, являлись изучение разрывных нарушений, блоковых полей и оценка их неотектонической активности, выявление локальных неотектонических аномалий, с которыми связаны нефтегазопромысловые объекты различных морфогенетических типов, а также некоторые другие задачи [1].

На протяжении более десяти лет в Центре аэрокосмических исследований Земли Института геологических наук НАН Украины развивается новое научное направление для решения нефтегазопромысловых задач в различных ландшафтных и геологических условиях. В настоящее время данные исследования доведены до стадии практической реализации — создана оригинальная, не имеющая мировых аналогов спутниковая технология поиска залежей нефти и газа на суше. Технология является результатом совместных усилий профессиональных геологов-нефтяников, физиков-оптиков, биологов, геоморфологов, математиков и других специалистов. На расширенном заседании Президиума НАН Украины 07.07.99 г. с участием представителей Министерств и предприятий ТЭК Украины спутниковая технология получила высокую оценку

и включена в перечень завершенных НТР «НАН Украины — топливно-энергетическому комплексу» за 1999 год. Технология прошла апробацию в условиях Западно-Сибирской и Волго-Уральской НГП. С 1994 г. работы проводятся в условиях Днепровско-Донецкой впадины (Украина).

Научные исследования по созданию спутниковой технологии прогнозирования залежей УВ на суше по инициативе и под научным руководством В. М. Перервы были начаты сотрудниками Киевского отдела Института геологии и разработки горючих ископаемых (ныне ЦАКИЗ) Н. А. Тепляковым и Г. Ф. Буселом в конце 1980-х годов. Впоследствии активное участие в разработке основ технологии приняли сотрудники отдела аэрокосмических исследований в геологии А. И. Архипов, Е. И. Левчик, З. М. Товстюк, А. В. Гонтаренко, А. Н. Иванисов, А. В. Перекрест, Е. А. Рыбак, Т. В. Осканьян. Результаты исследований опубликованы более чем в 20 научных работах, а также в отчетах.

В основе предлагаемой технологии лежат методы получения, обработки и анализа оптических характеристик растительного покрова (РП) по результатам дистанционных и наземных фотометрирований с целью решения различных нефтегазопромысловых задач. Выбор РП как носителя информации о наличии залежи УВ обусловлен тем, что 2/3 поверхности суши покрыто растительностью: 42 % занимают леса, 24 % — районы лугов и пастбищ, 21 % — кустарники пустынь и травянистый покров полузасушливых земель. Поскольку освоенные районы разведаны более тщательно, следует полагать, что большая часть неразведанных месторождений мира, рентабельных с экономической точки зрения, вероятно, находится на территориях, покрытых растительностью [2].

Важным достоинством предлагаемой технологии является ориентация на количественную оценку изменения оптических характеристик растительно-

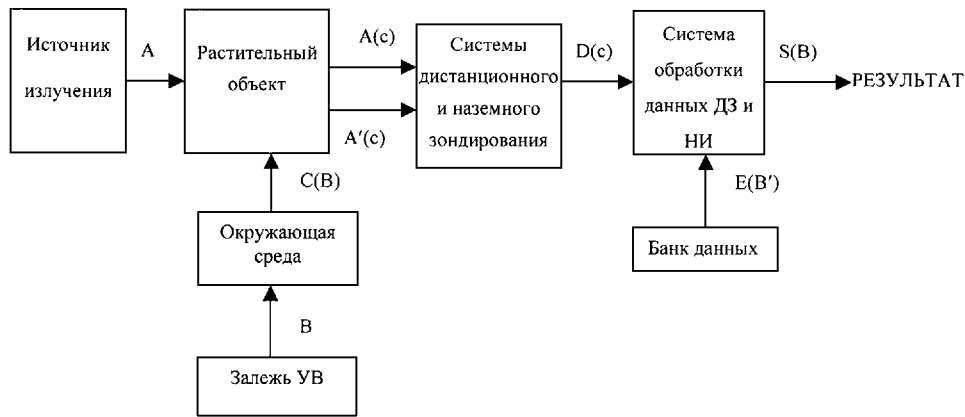


Рис. 1. Модель регистрации оптической аномалии, обусловленной залежью УВ

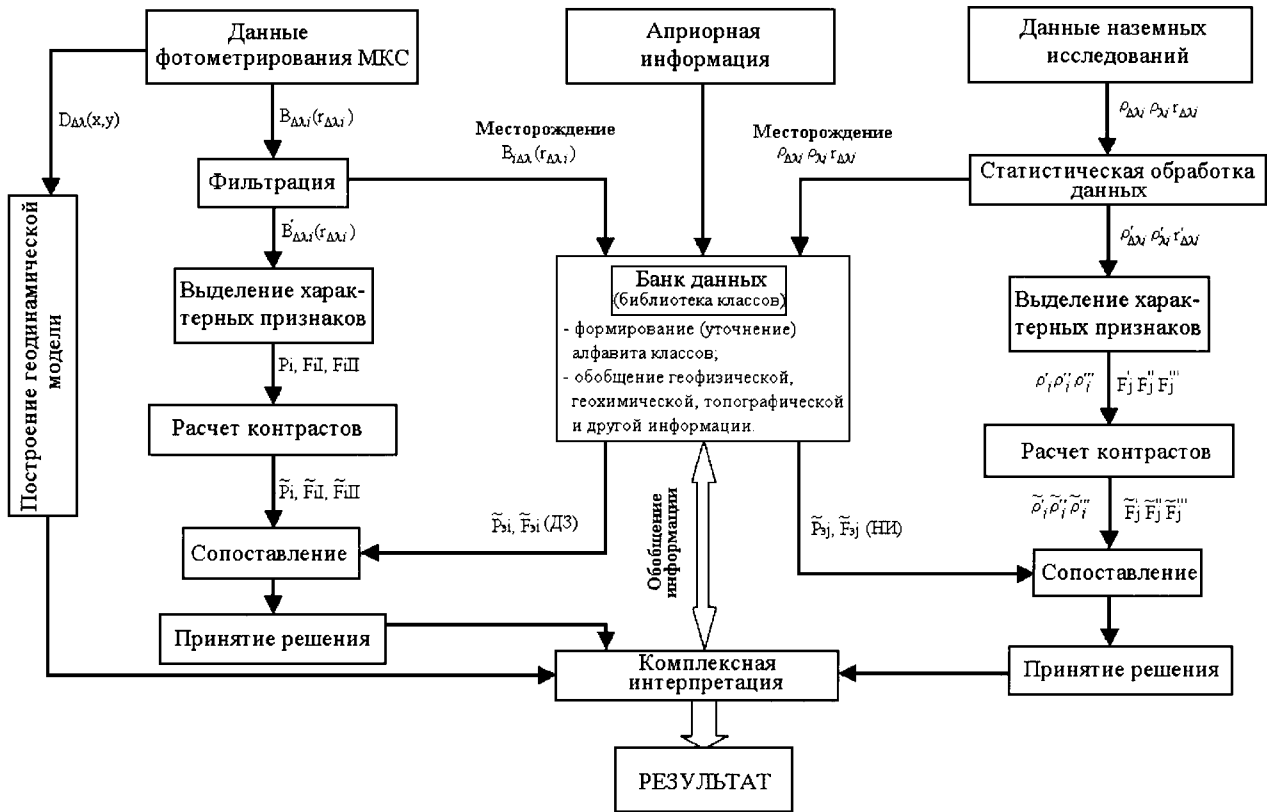


Рис. 2. Технология обработки результатов дистанционных и наземных фотометрирований с целью выявления оптических аномалий

сти над залежами УВ, что в значительной степени позволяет исключить субъективный фактор на различных этапах исследований, а также использовать возможности компьютерных технологий и современного математического аппарата.

Теоретические предпосылки исследований базируются на таких положениях:

— физиологическое состояние растений и их оптические характеристики определяются совокупностью факторов окружающей среды [2, 3]. Такими факторами являются аномальные геологические, геофизические, геохимические и биохимические поля над залежами УВ [4];

— изменение оптических характеристик расте-

ний может быть зарегистрировано аэрокосмически и наземными методами [2, 3].

Растения и РП в целом в системе дистанционной индикации выступают в роли чувствительных элементов и одновременно биоусилителей, так как они могут реагировать на незначительное влияние разных факторов среды благодаря кумулятивному эффекту [3]. Процесс регистрации полезного сигнала, обусловленного наличием залежи УВ представляется схемой на рис. 1.

Известно, что поток излучения [А], достигая ландшафта (РП), частично поглощается, а частично отражается А(С) зеркально и диффузно. Кроме того, часть поглощенной энергии (до 6 %) переизлучается А'(С') — явление флуоресценции. Таким образом, потоки излучения на входе системы дистанционного зондирования А(С), А'(С') оказываются модулированными. Модулятором является РП, физиологическое состояние которого, а следовательно, и его оптические параметры, определяется совокупностью факторов внешней среды [С(В)]. Над залежью УВ доминирующими факторами являются аномальные поля, формирование которых индуцирует сама залежь УВ. (Здесь не рассматриваются теоретические аспекты, связанные с влиянием атмосферы на падающий и отраженный потоки излучения, физические закономерности взаимодействия электромагнитного излучения с РП, а также конкретные изменения физиологических характеристик растений над залежами УВ). В процессе дистанционного и наземного зондирования осуществляется фотометрирование РП или его элементов в видимом и ближнем инфракрасном диапазонах. Результатом замеров является совокупность числовых значений, характеризующих состояние РП и его элементов в каждой точке фотометрирования D(С).

Необходимо подчеркнуть, что при многозональной съемке появляется дополнительный опознавательный признак исследуемых объектов — распределение их яркости. Чем уже зоны спектра и, соответственно, чем большее число их используется при съемке, тем более тонкая спектральная структура наблюдаемого поля яркости регистрируется многозональной камерой и тем большее число объектов или их состояний можно отличить друг от друга по спектральному признаку [5]. Известно, что наиболее часто основная информация об объекте заключена не в отдельных признаках, а в их различных сочетаниях [6].

Заключительным этапом решения нефтегазоперспективных задач является обработка данных фотометрирования D(С) с широким использованием материалов, накопленных за время исследований в банке данных по эталонным объектам, которые изучались в различных геологических и ландшафт-

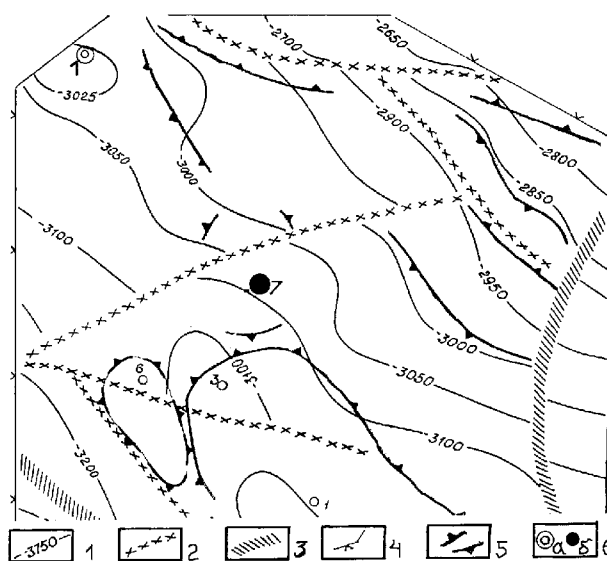


Рис. 3. Результаты апробации спутниковой технологии прогноза залежей нефти на площади Митяевской. Условные обозначения: 1 — изогипсы по отражающему горизонту V_{B2-p} ($C_1 V_2$); 2 — локальные разрывные нарушения; 3 — разломы; 4 — контур района проведения исследований; 5 — оптическая аномалия; 6 — скважины, пробуренные после выявления аномалий: а — № 1 за пределами аномалии, давшая приток пластовой воды; б — № 7 в контуре аномалии, давшая приток нефти

ных условиях E(В'). Технологию обработки см. на рис. 2.

Результаты исследований представляются в виде карто-схем масштаба 1:25000 или 1:10000, на которые нанесены аномальные участки (при наличии таковых) в исследуемом районе (рис. 3).

В процессе апробации данной технологии в различных нефтегазоперспективных регионах бывшего Советского Союза (Западная Сибирь, Пермское Прикамье, Привятский район Татарстана, Украина) выполнен анализ пригодности ряда серийных технических средств аэрокосмической съемки. Основным требованием к средствам многозонального дистанционного зондирования при решении нефтегазоперспективных задач являются: пространственное разрешение R на местности — не ниже 20—30 м, фотометрическая точность индикации в каждом из зональных каналов — не ниже 1 %, а их ширина для зеленой, красной и ближней инфракрасной зон — не более 60—80 нм. Таким требованиям в разной мере отвечают фотографические камеры МК-4, МКФ-6М, МСК-4 (все Россия), а также сканерные системы: МСУ-Э (Россия), «Landsat-5, -7» (США), «Spot-1, -2, -4, -5» (Франция), IRS-2 (-3, -4, -5) (Индия). Необходимо отметить, что по сравнению со сканерами фотографические системы имеют более высокое пространственное и фотомет-

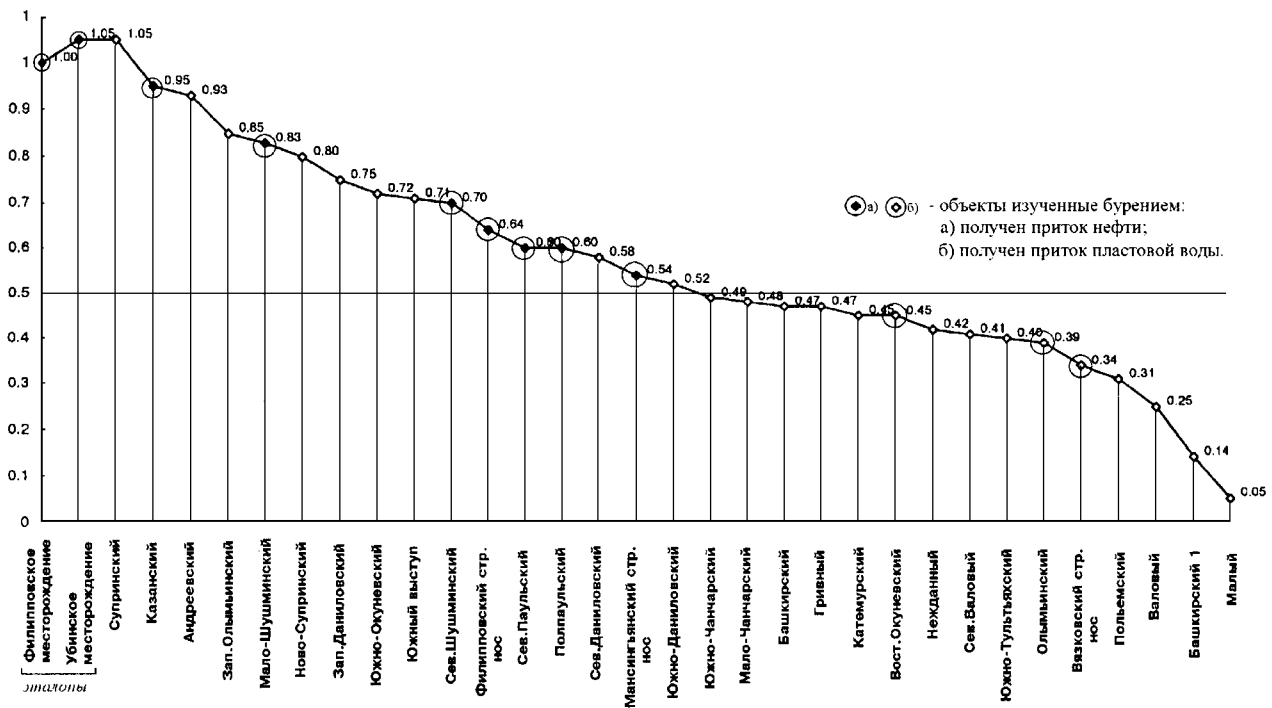


Рис. 4. Ранжирный ряд нефтеперспективных объектов. Западная Сибирь. 1991—1995 гг.

рическое разрешение, более узкую ширину спектральных каналов. Преимуществом сканерной съемки является то, что ее результаты могут быть получены непосредственно в цифровой форме, практически в реальном масштабе времени. Далее исходя из характеристик используемой аппаратуры и вида съемки (космической или аэро-) определяется тип фаций растительности, которые могут быть использованы для решения поставленных задач. При космической съемке ($R \leq 30$ м) объектами фотометрирования являются крупные поля, занятые сельхозкультурами и лесные массивы. При аэрофотосъемке ($R = 2...5$ м) можно использовать узкие полосы растительности: поймы рек, луга, широкие полосы лесопосадок.

Сопоставление результатов космо- и аэросъемки проводилось по 14 нефтеперспективным объектам Татарстана. При этом были использованы материалы многозональной аэрофотосъемки (МСК-4, 1:50000) и космической фотосъемки (МК-4 в масштабе 1:800000) в зеленой, красной и ближней инфракрасной зонах спектра. В обоих случаях результаты практически совпадали.

При апробации предлагаемой спутниковой технологии в процессе наземных подспутниковых работ широко исследовалась реакция разных видов растений на влияние залежей УВ, определялись оптимальные сроки фотометрирования с целью опреде-

ления условий и сроков проведения аэрокосмической съемки. Полученные результаты внесены в банк данных и служат априорной информацией.

Результаты апробации доказали принципиальную возможность регистрации оптических аномалий растительного покрова существующими дистанционными и наземными средствами, а также возможность определения характера данных аномалий, обусловленных: залежью углеводородов (УВ) [7—9]; природными и антропогенными факторами [10]; приуроченностью к флюидопроводящим зонам литосферы [9, 11].

Апробация показала, что при помощи спутниковой технологии могут быть решены следующие типы нефтегазопроисковых задач:

I — ранжирование нефтегазопроисковых объектов, подготовленных при помощи различных геологических и геофизических методов по критерию продуктивности (Западная Сибирь, Татарстан, Пермь, Прикамье);

II — уточнение внешнего контура нефтегазоносности, в особенности для залежей УВ, характеризующихся гетерогенным строением природных резервуаров (тектонические блоки, литофациальные изменения и др. (ДДВ);

III — оперативная оценка нефтегазоносности поисковых площадей на этапе, предшествующем их вводу в поисковое бурение.

Результаты апробации спутниковой технологии поиска залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине по состоянию на 01.01.2002

| Исследованный поисково-разведочный объект (район скваж.) | Название оптической аномалии (год) | Изучены бурением № скваж. (год) | Коэффициент подтверждаемости | Подтверждение прогнозов | |
|--|------------------------------------|---------------------------------|------------------------------|-------------------------|-------|
| | | | | × да | ○ нет |
| Южно-Качановский | Аномалия отсутствует (1994) | 237 (1995) | 1.0 | × | |
| ЧЕРНЕТЧИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ | | | | | |
| Северо-Западный | Северо-Западная (1994) | 7 (1995) | 1.0 | × | |
| Северо-Восточный | Аномалия отсутствует (1994) | 4 (1995) | 1.0 | × | |
| Северо-Восточный | Северо-Восточная II (1994) | 22, 23, 25, 24 (1996) | 0.75 | × | × |
| ЗАПАДНО-РЫБАЛЬСКАЯ ПЛОЩАДЬ | | | | | |
| Юго-Западный (св. 190, 1-Сух.) | Юго-Западная I (1995) | *1-Сух. (1997) | 1.0 | × | |
| Северо-Восточный (св. 192) | Малоинтенсивная аномалия (1996) | 192 (1999) | 1.0 | × | |
| Западно-Рыбальский | Центральная (1995) | 193 (2001) | 1.0 | × | |
| СЕРЕДНЯКОВСКАЯ ПЛОЩАДЬ | | | | | |
| Середняковский | Середняковская (1996) | 2 (1997), 5 (1999) | 0.5 | × | ○ |
| ВОСТОЧНО-РОГИНЦЕВСКАЯ ПЛОЩАДЬ | | | | | |
| Восточная периклиналь | Западная I (1995) | 51 (1996) | 1.0 | × | |
| Западная периклиналь | Западная II (1996) | 50, 61 (1997) | 1.0 | × | × |
| МИТЯЕВСКАЯ ПЛОЩАДЬ | | | | | |
| Овиновский | Аномалия отсутствует (1996) | 1 (1998) | 1.0 | × | |
| БИЛИЧЕВСКАЯ ПЛОЩАДЬ | | | | | |
| Биличевский | Восточная (1997) | *3-Голот. (1998) | 1.0 | × | |
| КОЗИЕВСКАЯ ПЛОЩАДЬ | | | | | |
| Западно-Козиевский | Западно-Козиевская (1996) | 63 (2000) | 0.0 | | ○ |
| Козиевский | Козиевская (1996) | 24 (1997) | 1.0 | × | |
| КАЧАЛОВСКАЯ ПЛОЩАДЬ | | | | | |
| Качаловский | Качаловская | 10 (1998) | 1.0 | × | |
| ВОСТОЧНО-РЕШЕТНЯКОВСКАЯ ПЛОЩАДЬ | | | | | |
| Восточно-Решетняковский | участок I (1999) | 101 | 0.0 | | ○ |
| ЮЖНО-ГНЕДИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ | | | | | |
| Южно-Гнединский | Северная (1997) | 1Ю.-Гнед. (2001) | 1.0 | × | |
| ИВАНОВСКАЯ ПЛОЩАДЬ | | | | | |
| Ивановский | Ивановская | 1-Ив (2000) | 0.0 | | ○ |

В процессе апробации спутниковой технологии положительные результаты получены на объектах, залегающих на глубинах от 1500 до 5000 м. Изучена реакция более 30 видов травянистых и древесных растений. Установлено, что практически все растения в той или иной степени индицируют наличие залежи УВ.

В настоящее время наиболее разработанной является методика ранжирования нефтегазопосковок объектов по критерию продуктивности и определения очередности ввода их в поисковое бурение. В производственном режиме в Шаимском нефтеносном районе Западной Сибири в течение 1991—1995 гг. исследован 31 объект, 10 проверено бурением. Прогноз подтвердился на 100 % (рис. 4).

На нефтеперспективных территориях Пермской области и Татарстана проранжировано 28 объектов. На шести из них проведено поисковое бурение, прогноз подтвердился на 67 %.

В ландшафтно-геологических условиях Днепровско-Донецкой впадины (Украина) исследовательско-методические работы проводятся с 1994 г. Всего

по состоянию на 01.01.2002 г. исследовано — 48 объектов (таблица). Проверено бурением — 18. Коэффициент подтверждения результатов исследований — 0.85. Перспективы развития спутниковой технологии и пути ее совершенствования представляются следующими:

— доработка спутниковой технологии прогноза залежей УВ с учетом не подтвердившихся поисковым бурением аномалий, анализ и внесение корректив в технологию;

— доработка методики исследования разломов, зон трещиноватости и оценка их флюидопроводимости;

— доработка методики изучения внутренней структуры поля нефтегазоносности, выделение перспективных тектонических блоков, зон литологического и стратиграфического выклинивания продуктивных горизонтов;

— введение данной технологии в комплекс обязательных геологоразведочных работ на нефть и газ. Для малоизученных районов экономически выгодно оценку их перспективности проводить дан-

ним методом на стадії, предшествуючій постановке детальних сейсморозведочних работ;

— дальнєйшеє повнєшенє ролє аєрокосмічєскої інформациї в рєшеннєї нефтєгазопосікових задач. Это позволит значитєльно сократитє сроки исследований (с 12 до 2—3 месяцев).

Таким образом, выполненнєй цикл апробации спутниковой технологии прогноза залежей нефти и газа в производственном режиме на площадях Западно-Сибирской и Днепровско-Припятской нефтегазоносных провинций по состоянию на сегодняшний день показывает высокую степень подтвержденности результатов прогноза (не менее 0.8). Это свидетельствует об адекватности теоретических моделей нефтегазогеологических, неогеодинамических и флюидогеодинамических процессов, составляющих научную основу спутниковой технологии, реальным моделям, обоснованности методики проводимых исследований. Указанные факты дают основание утверждать, что разрабатываемая спутниковая технология прогноза залежей нефти и газа отвечает современным требованиям и позволяет оптимизировать нефтегазовый процесс, реализовать решение задачи развития собственной минерально-сырьевой базы Украины за счет ускорения и удешевления процесса выявления нефтегазовых месторождений.

1. Перерва В. М., Лялько В. И., Архипов А. И. и др. Прямой поиск залежей нефти и газа дистанционными методами (предварительный опыт, перспективы развития). — К.,

- 1995.—83 с.—(Препринт / НАНУ. ЦАКИЗ НАНУ).
2. Брукс Р. Р. Биологические методы поисков полезных ископаемых. — М.: Недра, 1986.—311 с.
 3. Мовчан Л. И., Каневский В. А., Семичаевский В. Д. и др. Фитоиндикация в дистанционных исследованиях. — К.: Наук. думка, 1993.—305 с.
 4. Зорькин Л. М., Карус Е. В., Кузнецов О. Л. и др. Явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биохимических полей в осадочном чехле земной коры // Открытие от 24.07.80, № 234.
 5. Ребрин Ю. К. Оптико-электронное разведывательное оборудование летательных аппаратов. — Киев: КВВАИУ, 1988.—449 с.
 6. Авлиани Г. В. Эвристические методы в распознавании образов. — Тбилиси, 1988.—77 с.
 7. Перерва В. М. та ін. Оптимізація процесів пошуку та розробки родовищ нафти і газу на основі супутникових технологій // Методичний посібник по тематичній інтерпретації матеріалів аєрокосмічних зйомок «Нові методи в космічному землезнавстві». — К., 1999.—С. 202—211.
 8. Архипов О. І., Перерва В. М., Левчик О. І. та ін. Оптичні аномалії рослинності як індикатор покладів вуглеводнів // «Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології та геофізики»: Доп. наук. конф. — К., 2000.—С. 52—57.
 9. Архипов А. И. и др. Аэрокосмические методы исследования геозекологической обстановки в районах нефтедобычи // Науч. тр. Нац. Горной академии Украины.—1999.—1, № 7.—С. 83—86.
 10. Товстюк З. М., Перерва В. М., Архипов О. І. и др. О возможности использования оптических характеристик растительности для картирования активных разломов // Науч. тр. Нац. Горной академии Украины.—2000.—1, № 9.—С. 70—72.
 11. Перерва В. М. Геодинамічні основи супутникових технологій пошуку промислових скупчень вуглеводнів // Нові методи в аєрокосмічному землезнавстві. — Київ: ЦАКДЗ ПН НАН України, 1999.—С. 165—194.

Геотермічний режим та оцінка перспектив нафтогазоносності північно-західної частини шельфу Чорного моря

В. Г. Осадчий, О. А. Приходько, І. І. Грицик

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України та НАК «Нафтогаз України», Львів

Одним з перспективних регіонів України з нарощування запасів вуглеводнів є український сектор акваторії Чорного моря. За даними геолого-геофізичних досліджень в межах північно-західної частини шельфу Чорного моря виділяються: Придобрудзький нафтогазоносний район з Алібейською та Зміною зонами; Каркінітський нафтогазоносний район з Бакальською, Голицинською, Михайлів-

ською і Гамбурцівсько-Тарханкутською зонами; Крайовий та Нижньодунайський перспективні райони [1].

В північно-західній частині відкрито більше десяти промислових та непромислових газових та газоконденсатних родовищ. Колекторами є пісковики, вапняки та мергелі верхньої крейди, палеоценеоцену та верхнього олігоцену—нижнього міоцену. Ро-