

<https://doi.org/10.15407/gpimo2019.02.091>

А.В. Хижняк, О.В. Седлерова, О.Д. Федоровський

Науковий центр аерокосмічних досліджень Землі
Інституту геологічних наук НАН України, м. Київ

ГІДРОФІЗИЧНІ І ГЕОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ, МЕТОДИ І МОДЕЛЬ АЕРОКОСМІЧНОГО МОНІТОРИНГУ З МЕТОЮ ПОШУКУ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ НА МОРСЬКОМУ ШЕЛЬФІ

У статті виконано аналіз гідрофізичних і геологічних особливостей виявлення температурних і оптичних аномалій над покладами вуглеводнів та запропоновані методи і модель для аерокосмічного моніторингу морського шельфу з метою пошуку покладів вуглеводнів. Встановлено, що під дією вуглеводневих флюїдів у водному середовищі створюються бульбашки і внутрішні хвилі, які відображаються на морській поверхні появою температурних аномалій. Мережева модель міждисциплінарного оцінювання ділянок на нафтогазоперспективність з урахуванням залежності між рівнями і зворотними зв'язками дає можливість більш об'єктивно і достовірно приймати рішення.

Ключові слова: гідрофізика, геологія, аерокосмічний моніторинг, вуглеводні, шельф.

Використання аерокосмічного моніторингу для пошуку покладів вуглеводнів (ВВ) в зоні морського шельфу обумовлено гідрофізичними особливостями водної поверхні, які дозволяють дистанційно робити висновки про процеси, що відбуваються у товщі води і придонній області за температурними аномаліями, які формуються над покладами ВВ на морській поверхні [5].

Мета роботи: обґрунтувати можливість використання аерокосмічного моніторингу для оцінювання нафтогазоперспективності ділянок морського шельфу для подальших пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.

Перші дослідження процесів, що відбуваються на межі моря і атмосфери, та просторового розподілу температури морської поверхні були обумовлені інтересом до їхньої ролі в механізмі енергомасообміну між атмосферою і океаном, вивчення якого необхідно при моделюванні великомасштабних процесів в моделях клімату, що істотно для прогнозування погоди і оцінок довгострокових кліматичних змін.

Проведені Мак Алістером за допомогою радіометра дистанційні дослідження [18] експериментально встановили, що у поверх-

© А.В. ХИЖНЯК, О.В. СЕДЛЕРОВА, О.Д. ФЕДОРОВСЬКИЙ, 2019

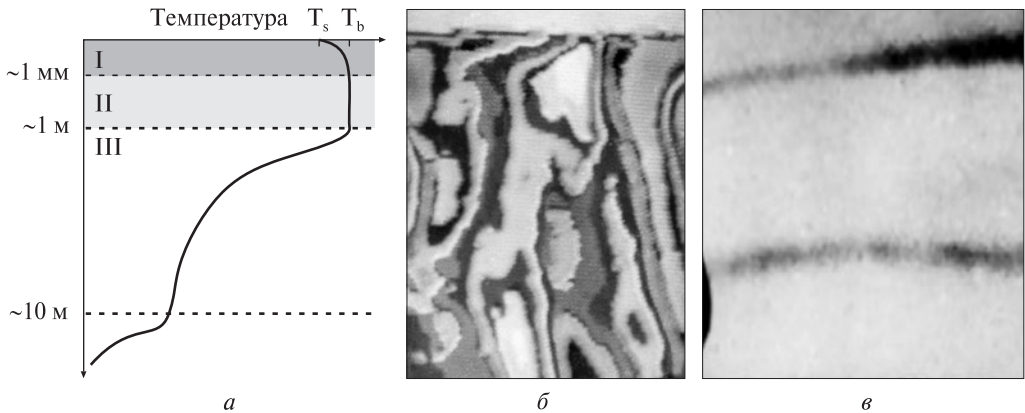


Рис. 1. Гідрологічні та гідрофізичні особливості морського середовища: *a* — ідеалізований профіль температури приповерхневого шару води; *б* — тіньова фотографія термічної структури скін-шару; *в* — тіньова фотографія розвитку мікроконвекції в приповерхневому шарі морської поверхні

невій товщі формується специфічний приграничний прошарок розміром в декілька міліметрів і градієнтом температури в кілька градусів. Це гідрофізичне утворення отримало назву скін-шару. Товщина і різниця температур між його межами головним чином залежать від локальних умов, що визначають потік тепла через границю вода — атмосфера і характеристики турбулентності у верхньому шарі моря.

На рис. 1, *a* представлена схема профіля температури приповерхневого шару морської поверхні, яка включає: скін-шар, верхній квазіоднорідний шар (ВКШ) і денний термоклин [1]. На рис. 1, *б* представлена тіньова фотографія термічної структури скін-шару [12]. Водна поверхня віддає тепло в атмосферу шляхом променевої і турбулентної теплопередачі. Для виконання умови балансу тепла необхідна наявність компенсуючого ці втрати потоку до поверхні з нижчих шарів води. В результаті в поверхневому шарі виникає нестійка стратифікація, яка може призводити до конвективних рухів; верхні шари води провалюються углиб рідини, утворюючи холодні терміки [12]. Процес утворення таких терміків носить періодичний характер (рис. 1, *в*).

Газові джерела на морському дні обумовлені значним розуцільненням морських пластових і глибинних, як газоподібних, так і рідких флюїдів, і обумовлюють на морській поверхні теплові аномалії [7]. На рис. 2, *a* наведено фрагмент карти дна північно-західного шельфу Чорного моря з газовими факелами, а на рис. 2, *б* діаграма високочастотної гідролокації газових «смолоскипів» (за даними Є.Ф. Шнюкова). Параметри газових «смолоскипів» залежать від будови геофлюїдодинамічної структури, тиску, обсягу і складу мігруючих газів. Висока щільність газових джерел характерна для більшої частини Чорного моря, що можна розглядати як наслідок активної дегазації надр регіону за рахунок розтягнення літосфери у результаті мантійного діпіризму і процесів розширення планети на сучасному етапі [16]. Потік вуглеводневих флюїдів з дна моря викликає створення бульбашок газу, які спливають до поверхні моря. В процесі спливання бульбашок відбувається підйом до поверхні моря холодних придонних вод (процес газліфтингу), що призводить до пониження температури поверхневого шару моря у теплий сезон року [4]. За наявності в стра-

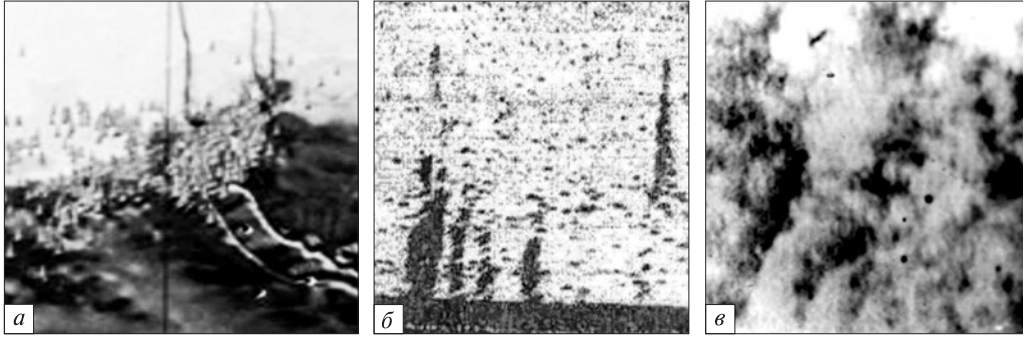


Рис. 2. Флюїодинамічні процеси та їх взаємодія з морським середовищем: *а* — фрагмент карти дна північно-західного шельфу Чорного моря з газовими факелами на глибині до 500 м; *б* — діаграма високочастотної гідролокації газових «смолоскипів»; *в* — тіньове зображення стратифікованого стану морського середовища на глибині 150 м

тифікованій водній товщі градієнтів щільності (рис. 2, *в*) потік газу викликає коливання щільності і утворює внутрішні хвилі, які поширюються з області збурення до вільної водної поверхні. Ці хвилі взаємодіють з водною поверхнею і викликають зміни гідрофізичних характеристик приповерхневого шару води, що призводить до формування переважно теплих температурних аномалій [13].

Відома комплексна методика прогнозування нафтогазоперспективних ділянок на шельфі, яка з урахуванням геологічних особливостей морського шельфу складається з чотирьох етапів [3]. На першому етапі виконується візуальне контрастно-аналогове дешифрування космічних зображень, яке базується на властивості дистанційних даних відображати глибинну геологічну структуру. На другому етапі проводяться структурно-геоморфологічні дослідження рельєфу дна на основі аналізу батиметричної і геоморфологічної карт та їх перетворень. Цей етап складається з численних методів аналізу сучасного рельєфу дна [15] з метою виділення аномалій в його будові, які є геоіндикаторами активних на новітньому тектонічному етапі глибинних розломів і блоків, та визначення відносної неотектонічної активності останніх [11]. Для оцінки відносної неотектонічної активності блоків проводяться морфометричні побудови (карти горизонтальної, вертикальної розчленованості, градієнтних зон), долучаються дані про сучасну геодинаміку навколишнього суходолу, аналіз сучасного осадконакопичення і гранулометричного складу донних відкладів. Порівняльно-тектонічний аналіз проводиться на третьому етапі. Основа аналізу полягає у візуальному співставленні отриманих аналітичних карт з апіорною геолого-геофізичною інформацією. Лінеamenti ідентифікуються з виявленими за геофізичними даними тектонічними розломами, порушеннями в осадочному чохла, проводиться класифікація лінеаментних зон на підтверджені і непідтверджені. Методом зіставлення проводиться аналіз співвідношення структурних планів мезо-кайнозою і виявляються структури з успадкованим розвитком. В автоматичному режимі методом інтегрування даних дистанційного зондування і геолого-геофізичних даних виконується аналіз успадкованості розвитку території [10]. На четвертому етапі проводиться оцінка нафтогазоперспективності ділянок морського шельфу на основі неотектонічних, структурно-геоморфологічних, структурно-геологічних критеріїв. По-

дальший аналіз складається з визначення рангу нафтогазоперспективних ділянок за основними характеристиками, одержаними при дешифруванні космічних знімків, неотектонічному і морфометричному аналізі та за структурно-тектонічними даними. Характеристика кожної зони складається з урахуванням рангу нафтогазоперспективних ділянок, рейтинг яких був визначений за комплексом критеріїв. Найвищий рейтинг структури або зони, до складу якої входять структури з найвищим рейтингом, дає підстави надати рекомендації щодо першочерговості подальших досліджень у межах цих ділянок, що в свою чергу є основою для визначення пріоритетних напрямків пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ [2].

Основні фактори, що впливають на утворення і перерозподіл нафтових і газових родовищ — геофлюїодинамічний і неотектонічний. Результат дії цих глибинних процесів проявляється в обрисах сучасного рельєфу і ландшафту в цілому. Таким чином, головним напрямом досліджень при виявленні зон, перспективних на нафту і газ на морському шельфі, є вивчення геофлюїодинамічних процесів і неотектонічних рухів. Геофлюїодинамічні процеси через вплив на ландшафти, водне середовище і морську поверхню досить чітко фіксуються на матеріалах дистанційного зондування як спектральні, температурні та радіометричні аномалії.

У відомому способі оцінювання нафтогазоперспективності ділянок на морському шельфі [6] в якості додаткової інформативної ознаки покладів ВВ використовуються зміни градієнта температури приповерхневого шару води під впливом вуглеводневих флюїдів шляхом обчислення за даними багатоспектральних космічних зйомок значень величини випромінювання в двох спектральних діапазонах (дальньому та ближньому інфрачервоному). Далі обчислюють ефективну глибину випромінювання для цих спектрів і на основі отриманих даних визначають градієнт випромінювання у приповерхневому шарі води, порівнюють результати обчислень з параметрами еталонних ділянок, роблять прогнозну оцінку присутності покладів газу.

Для підвищення імовірності прогнозування і ефективності пошуку ВВ додатковою інформативною ознакою наявності покладів ВВ є зміни структурно-текстурних параметрів під впливом вуглеводневих флюїдів, а саме «ентропії» [14, 17]. Новизна і фізична сутність цього способу полягає в тому, що структурно-текстурні ознаки температурних аномалій до-звояють обчислювати розмір, форму, орієнтацію взаємного розташування просторових складових зображень температурних аномалій. Підвищення ймовірності прогнозування і ефективності пошуку ВВ обумовлено тим, що структурно-текстурна ознака на морській поверхні є більш стійкою демаскуючою інформативною ознакою, яка, попри сезонну погодні мінливість, зберігає якісну і кількісну оцінку протягом усього часу пошуку ВВ. Для обґрунтування запропонованого способу у дослідному басейні було виконано моделювання утворення на водній поверхні температурних аномалій, які підтвердили інформативність ознаки «ентропія» для дешифрування на знімках водної поверхні оптичних аномалій.

Для визначення найбільш нафтогазоперспективної ділянки застосовано математичне моделювання. В якості прикладу розглянемо модель (рис. 3), створену на основі методу аналітичних мереж (МАН) [8]. Вибір цього методу обумовлений тим, що МАН дозволяє обробляти більш різноманітні і складні

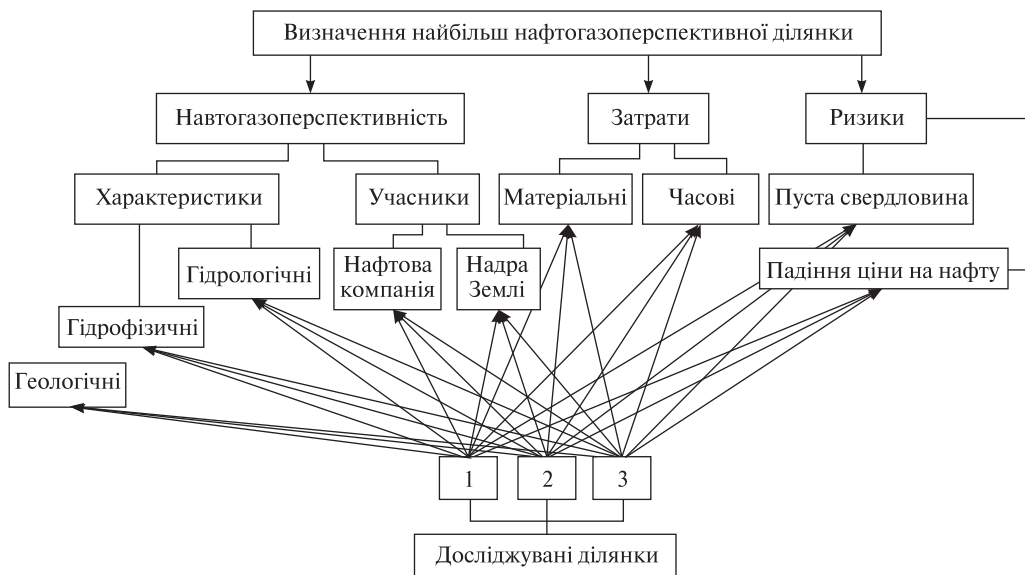


Рис. 3. Мережева модель взаємозв'язків між запропонованими альтернативами і узагальненими критеріями вибору для визначення найбільш нафтогазоперспективної ділянки

структури з урахуванням залежностей між рівнями і зворотними зв'язками між елементами рівня, тим самим досягаючи більшої об'єктивності і достовірності в прийнятті рішень. На основі МАМ проводиться структурування проблеми у вигляді мережевої моделі, на основі якої визначаються взаємозв'язки між запропонованими альтернативами і узагальненими критеріями вибору найбільш нафтогазоперспективної ділянки. Для цього було вибрано три пошукових ділянки (№ 1, № 2, № 3) Каспійського шельфу Туркменістану, які отримали на першому етапі за цільовою функцією найбільший бал [9].

Проведення розрахунків за створеною мережевою моделлю і інтерпретація результатів виконані на основі програмного продукту (ПП) Super Decision у три етапи:

1. Визначення експертами у предметній області пріоритетів, за якими буде оцінено кожна з трьох ділянок, виконано за шкалою інтенсивності від 1 до 9.

Далі в ПП Super Decision будуються взаємозв'язки між критеріями і альтернативами і по кожному вносяться експертні оцінки.

2. Розраховується суперматриця і гранична матриця елементів взаємозв'язків. Визначаються найбільш нафтогазоперспективні ділянки за окремими узагальненими критеріями («Нафтогазоперспективність», «Витрати», «Ризики»).

3. Залежно від поставленого завдання (в нашому випадку це оцінка нафтогазоносності перспективних ділянок), визначається формула, за якою буде проводитися кінцевий розрахунок з урахуванням узагальнених критеріїв і експертних оцінок за пріоритетами обраних критеріїв. У даному випадку була використана стандартна адитивна (імовірнісна) формула (additive (probabilistic)).

У результаті детального дослідження на основі МАМ і відповідно до даних остаточного ранжування отримано оцінки нафтогазоперспективності трьох ділянок Каспійського шельфу Туркменістану: № 1 — 0,31; № 2 — 0,39 і № 3 — 0,30.

Висновки

У процесі обґрунтування можливості використання аеро-космічного моніторингу для оцінювання нафтогазоперспективності ділянок морського шельфу до подальшої геофізичної розвідки встановлено:

1. Гідрофізичні процеси, що протікають в приповерхневому шарі води, обумовлені перш за все надходженням у водне середовище через розділ атмосфера-вода сонячного випромінювання і дією вуглеводневих флюїдів, які створюють бульбашки і внутрішні хвилі, що відображаються на морській поверхні появою температурних аномалій.

2. В умовах підводних ландшафтів у сталому вигляді зберігається багато різновеликих структур, що сприяє більш повному вираженню геодинамічних вузлів у сучасному рельєфі морського дна і дає більше можливостей для поглибленого їх вивчення аерокосмічними методами.

3. Спосіб прогнозування покладів ВВ на морському шельфі на основі визначення зміни у приповерхневому шарі води градієнта температури і параметрів Хараліка під впливом вуглеводневих флюїдів розширює пошукові можливості у виявленні аномалій над покладами ВВ на морській поверхні.

4. Мережева модель взаємозв'язків між запропонованими альтернативами і узагальненими критеріями вибору найбільш нафтогазоперспективної ділянки дає можливість міждисциплінарного оцінювання ділянок з урахуванням залежностей між рівнями і зворотними зв'язками, тим самим досягаючи більшої об'єктивності і достовірності в прийнятті рішень.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Акимов Е.А. Станичний С.В., Полонский А.Б. Использование данных сканера SEVIRI для оценки температуры поверхностного слоя Черного моря. *Мор. гидрофиз. журн.* 2014. № 6. С. 37–46.
2. Євдошук М.І., Галко Т.М., Седлорова О.В., Волкова О.В., Якубенко Г.М. Перспективи нафтогазоносності українського сектора Азовського моря за комплексною оцінкою даних аерокосмічних досліджень. *Нафтогазова галузь України.* 2013. № 1. С. 3–8.
3. Єфіменко Т.А., Седлорова О.В. Геоіндикаційні ознаки неотектонічних процесів Азово-Чорноморського регіону та можливості їх вивчення дистанційними методами. Проблеми геодинамики і нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона. Тез. докл. V Международ. конф. «Крым–2003», 8–13 сент. 2003 г. Гурзуф—Сімферополь, 2003. С. 269–272.
4. Колодій В.В., Колодій І.В. Флюїдодинаміка шельфової частини Північно-Причорноморського нафтогазоносного басейну. *Геолог України.* 2004. № 1. С. 41–44.
5. Лялько В.И., Федоровский А.Д., Попов М.А. Использование данных спутниковой съемки для изучения природоресурсных проблем. Космічні дослідження в Україні 2002–2004. Київ, 2004. С. 7–14.
6. ПАТЕНТ № 108696 від 25.05.2015 «Спосіб прогнозування покладів газу на морському шельфі» (В.І. Лялько, О.Д. Федоровський, В.Г. Якимчук, А.В. Соколовська, А.І. Вороб'єв). Заявл. 25.07.2012; опубл. 25.05.15, Бюл. № 16.
7. Перерва В.М. Костина Т.И. Геофлюїдодинамические структуры литосферы и диапиризм. *Доп. НАН України.* 2002. № 2. С. 131–136.
8. Саати Т. Принятие решений при зависимостях и обратных связях: аналитические сети. М.: ЛИБРОКОМ, 2009. 360 с.
9. Соколовская А.В., Федоровский А.Д. Методические основы дистанционных аэрокосмических исследований в природопользовании, как мульти-междисциплинарное научное направление (на примере оценки нефтегазоперспективности участков Каспийского шельфа Туркменистана) *Український журнал дистанційного зондування Землі.* 2015. № 4. С. 10–25. URL: <https://ujrs.org.ua/ujrs/article/view/39/60>.

10. Станкевич С.А., Седлерова О.В. Интеграция дистанционных та геолого-геофизических пространственных данных при поиску углеводородов на морском шельфе. *Геоинформатика*. 2007. № 3. С. 77—81.
11. Товстюк З.М., Єфіменко Т.А., Седлерова О.В., Лазаренко І.В., Головащук О.П. Виявлення прогнозних об'єктів, перспективних на поклади углеводнів, на північно-західному шельфі Чорного моря за даними космогеологічних досліджень. Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. Київ : Карбон-сервіс, 2009. С. 186—190.
12. Федоровский А.Д., Никифорович Е.И., Приходько Н.А. Процессы переноса в системах газ—жидкость. Київ : Наук. думка, 1988. 255 с.
13. Федоровский А.Д., Никифорович Е.И., Филимонов В.Ю. Термическая структура границы раздела воздух—вода и оптические методы ее исследования. Тр. Междунар. конф. «Гидродинамика и физические процессы в жидкостях и в дисперсных системах», 24—26 мая 1983 г., Прага. С. 317—320.
14. Федоровський О.Д., Філімонов В.Ю., Пестова І.А., Дугін С.С., Якимчук В.Г., Хижняк А.В., Суханов К.Ю. Результати моделювання температурних аномалій на водній поверхні дослідного басейну Інститута гідромеханіки НАН України. *Україн. журн. дистанційного зондування Землі*. 2018. № 19. С. 40—45. URL: <https://ujrs.org.ua/ujrs/article/view/39/60/>
15. Шнюков Е.Ф., Орловский Г.Н., Усенко В.П. и др. Геология Азовского моря К.: Наук. думка, 1974. 247 с.
16. Шнюков Е.Ф., Старостенко В.И., Коболев В.П., Корчагин И.Н., Кутас Р.И., Русаков О.М. Геолого-геофизические исследования в 59-ом рейсе НИС «Профессор Водяницкий» в Черном и Эгейском морях. *Геоф. Журн.* 2004. 26, № 4. С. 116—132.
17. Haralick R.M. Statistical and structural approaches to texture. *Proc. IEEE*. 1979. V. 67. № 5. P. 786.
18. McAlister E.D. Measurement of total heat flow from the sea surface. *Appl. Opt.* 1964. № 56. P. 188—201.

Стаття надійшла 10.04.2019

А.В. Хижняк, О.В. Седлерова, А.Д. Федоровский

ГИДРОФИЗИЧЕСКИЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ, МЕТОДЫ И МОДЕЛЬ АЭРОКОСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА С ЦЕЛЮ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ

В статье выполнен анализ гидрофизических и геологических особенностей выявления температурных и оптических аномалий над залежами углеводородов и предложены методы и модели для аэрокосмического мониторинга морского шельфа с целью поиска залежей углеводородов. Установлено, что под действием углеводородных флюидов в водной среде создаются пузырьки и внутренние волны, которые отражаются на морской поверхности появлением температурных аномалий. Сетевая модель междисциплинарной оценки участков на нефтегазоперспективность с учетом зависимости между уровнями и обратными связями, дает возможность более объективно и достоверно принимать решение.

Ключевые слова: гидрофизика, геология, аэрокосмический мониторинг, углеводороды, шельф.

A.V. Khyzhniak, O.V. Sedlerova, O.D. Fedorovsky

HYDROPHYSICAL AND GEOLOGICAL PECULIARITIES, METHODS AND MODEL OF AEROSPACE MONITORING FOR THE PURPOSE OF HYDROCARBON DEPOSITS PROSPECTING ON THE SEA SHELF

The article analyzes the hydrophysical and geological features of the detection of temperature and optical anomalies over the deposits of hydrocarbons, the proposed methods and model for aerospace monitoring of the sea shelf in order to find deposits of hydrocarbons. It is established that under the action of hydrocarbon fluids in the aqueous environment, bubbles and internal waves appear on the sea surface due to the appearance of temperature anomalies. The network model of interdisciplinary evaluation of sites for oil and gas prospects, taking into account the relationship between levels and feedback, makes it possible to make decisions more objectively and reliably.

Keywords: hydrophysics, geology, aerospace monitoring, hydrocarbons, sea shelf.