

В.Р. Туманов

канд. геол.-мінерал. наук

БАТ «Космічні технології»

(Казань, РФ)

В.Д. Чебан

канд. геол. наук

Національна акціонерна

компанія «Нафтогаз України»

Застосування методу тепловізійної генералізації для оцінки умов накопичення вуглеводнів у Західній пустелі Єгипту

УДК 553.98:528.852 (620)

У статті розглянуто результати застосування інноваційної технології – методу тепловізійної генералізації для оцінки обстановок, сприятливих для накопичення вуглеводнів в умовах Західної пустелі Єгипту. Метод уперше було використано в умовах акумулятивної пустелі в новій модифікації, яка застосовує не тільки поле теплового випромінювання, але й показник відносної водонасиченості. Це дало змогу підтвердити та уточнити вже відкриті контури нафтогазоносних покладів та за аналогією з ними виявити нові, що прогнозуються вперше.

В статье рассмотрены результаты применения инновационной технологии – метода тепловизионной генерализации для оценки обстановок, благоприятных для накопления углеводородов в условиях Западной пустыни Египта. Метод впервые был применен в условиях аккумулятивной пустыни в новой модификации, которая использует не только поле теплового излучения, но и показатель относительной водонасыщенности. Это позволило подтвердить и уточнить уже открытые контуры нефтегазоносных залежей и по аналогии с ними выявить новые, прогнозируемые впервые.

The article presents results of an innovative technologies application – the thermal imaging generalization method for environments assessing that make possible the accumulation of hydrocarbon in the Western Desert of Egypt. This method was first applied in the cumulative desert in new modification, which applies not only the field of thermal radiation, but also an indicator of relative water saturation. It gives an opportunity to confirm and specify the discovered contours of oil and gas deposits and similar to them to discover some new, which are predicted for the first time.

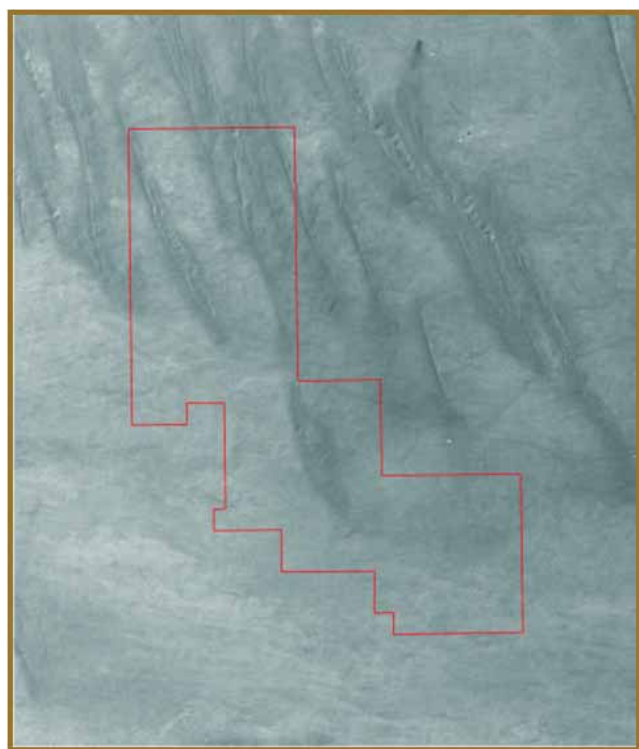
За останні декілька років для оцінки нафтогазоносності певних площ і територій все більшого застосування набуває інноваційна технологія – метод тепловізійної генералізації, в основі якого лежить спосіб цифрової алгоритмічної трансформації вихідних тепловізійних зображень у цифрову об'ємну модель поля теплового випромінювання. Він більше відомий за публікаціями [1–4] як метод відеотепловізійної генералізації, або метод відеотепловізійної генералізації Мухамедярова (МВТГМ) – за прізвищем одного із основних його розробників Р.Д. Мухамедярова, д-ра техн. наук, професора, генерального директора і головного конструктора ЗАО «Институт аэрокосмического приборостроения» [5]. Критерії пошуків вуглеводневої сировини цим методом розробив В.Р. Туманов [3]. У нашій статті використано термін «метод тепловізійної генералізації» (ТВГ), оскільки саме під такою назвою його застосовували під час виконання робіт у межах ліцензійного блока Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» Alam El-Shawish East у Західній пустелі Арабської Республіки Єгипет.

Роботи з оцінки умов накопичення вуглеводнів за допомогою методу ТВГ в межах ліцензійного блока Alam El-Shawish East було вирішено провести на завершальному етапі геологорозвідувальних робіт. Як правило, такі роботи проводяться на регіональному етапі. Вартість робіт методом ТВГ одного погонного кілометра профілю чи одного квадратного кілометра площі більше ніж у 10–20 разів нижча від вартості сейсморозвідувальних дослі-

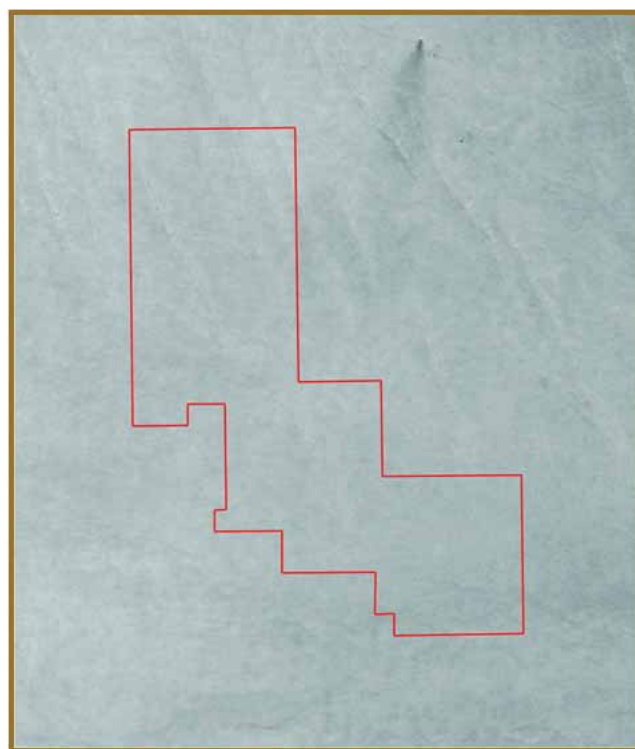
джень відповідно 2D і 3D. Тому роботи методом ТВГ доцільно проводити до постановки сейсморозвідувальних робіт для того, щоб зосередити останні саме на виявлених ним об'єктах зі сприятливими умовами для накопичення вуглеводневої сировини і завдяки цьому здешевити вартість геологорозвідувальних робіт. На момент прийняття рішення щодо застосування методу ТВГ на території блока Alam El-Shawish East на 80 % його площі (північна та південна частини) було проведено сейсморозвідувальні роботи 3D та пробурено всього близько 20 пошуково-розвідувальних свердловин. Виняток становила тільки південно-східна частина площі (близько 200 км²), на яку на той час із незалежних від Компанії причин не було отримано дозволу на проведення в її межах сейсморозвідувальних досліджень 3D та буріння нафтогазопошукових свердловин. Виходячи з цього, постановка робіт методом ТВГ на всій території блока Alam El-Shawish мала на меті вирішення таких завдань:

по-перше, отримати прогноз нафтогазоносності для північної та південної частин ліцензійного блока для подальшого використання під час визначення місцеположення та послідовності закладання і буріння пошукових та розвідувальних свердловин, а також для визначення границь гірничих відводів;

по-друге, у ході вирішення попереднього завдання оцінити ефективність і достовірність методу на основі зіставлення його результатів, отриманих на основі мінімальної вихідної інформації, з результатами сейсморозвідувальних



а



б

Рис. 1. Вихідні зображення на основі оцифрованих космознімків із супутника Landsat 7: а – середнє геометричне значення літніх і зимових значень в інфрачервоному діапазоні; б – візуалізоване співвідношення літніх значень до зимових. Інтенсивність тону відображає відносну водонасиченість у поверхневому шарі

досліджень 3D та буріння нафтогазопошукових і розвідувальних свердловин;

по-третє, одержати прогноз нафтогазоносності для південно-східної частини площі блока Alam El-Shawish East, ґрунтуючись на оцінених ефективності та достовірності методу за результатами його застосування у північній та південній частинах.

Важливо відзначити також те, що для оцінки умов накопичення вуглеводнів за допомогою методу ТВГ у межах ліцензійного блока Alam El-Shawish East застосовано розроблену В.Р. Тумановим нову модифікацію, яка використовує не тільки поле теплового випромінювання, але й показник відносної водонасиченості.

Суть методу тепловізійної генералізації полягає в послідовному осередненні оцифрованого інфрачервоного зображення, що дає змогу крок за кроком простежувати теплові неоднорідності та границі між ними від поверхні Землі на глибину. Тобто в процесі реалізації методу здійснюється формалізований відбір, згладжування або фільтрація зображення відповідно до заданих алгоритмів і формальних критеріїв, що за визначенням і є генералізацією.

Тепловізійні космічні знімки відображають радіаційну температуру, зв'язану з термодинамічною температурою залежністю [6]:

$$T_p = \sqrt[4]{\varepsilon} \cdot T_r, \quad (1)$$

де T_p – радіаційна температура; ε – випромінювальна здатність поверхні; T_r – термодинамічна температура.

Випромінювальна здатність для кожної конкретної речовини є функцією довжини хвилі і температури, вона дорівнює одиниці для «абсолютно чорного» тіла і може бути безкінечно малою для «абсолютно білого» тіла. Якщо ε дорівнює 1, то молекулярна і радіаційна температури рівні. Значення ε для гірських порід оцінюють величинами близько 0,95–0,65. Тому карта радіаційних температур завжди буде відрізнятися від карти молекулярних температур через неоднорідну випромінювальну здатність речовин, навіть якщо молекулярна температура поверхневого шару однорідна.

Обчислені шляхом пошарової генералізації об'ємні моделі поля теплового випромінювання в надрах є жорстко узгодженими з багатозональним зображенням поверхні Землі, задовольняють уявлення про дисипативні структури в неврівноважених відкритих енергетичних системах та добре ув'язуються з моделями, отриманими за допомогою інших геофізичних і геологічних методів.

У геологічному аспекті перед методом ТВГ стояло завдання: виявити структуру неоднорідностей поля теплового випромінювання та класифікувати ці неоднорідності за формою, співвідношенням зі структурними поверхнями – докембрійською основою, палеозойським, юрським, трьома крейдовими (беріас-нижньоаптським, верхньоаптським-ко-

някським, сантон-маастрихтським), двома кайнозойськими (палеоцен-средньоеоценовим та міоценовим), а також і гідрогеологічними поверхнями, за напрямками векторів теплового випромінювання та за ймовірними механізмами тепломасопереносу (кондуктивного або конвективного).

Вихідними даними для виконання робіт методом ТВГ були космічні знімки земної поверхні (зимові та літні) в інфрачервоному діапазоні хвиль 8–12 мкм та у видимому діапазоні. Підбір космознімків здійснювали з урахуванням таких вимог:

максимальна роздільна спроможність;

приблизно один і той же час доби різночасових зйомок, бажано близький до ранкової зорі;

максимально контрастні пори року: одна сцена – у розпалі літа, інша – в максимально холодний час зими.

На початковому етапі як вихідні дані для інтерпретації використовували тільки зведений стратиграфічний розріз та чотири навчаючі часові сейсмічні профілі. У подальшому до них також долучили зведення про результати випробувань на завершених буріннях свердловинах на той час. На основі цих зведень із 21 свердловини було складено таблицю кореляції за покрівлями формацій та їх потужностями, яку використовували для прив'язки теплових неоднорідностей і границь між ними, що виділялися в ході робіт.

Використання контрасту літніх теплових потоків по відношенню до зимових стало результатом тривалого пошуку більш чутливого параметра для методу ТВГ. Гостро ця проблема постала також у зв'язку з тим, що на початковому етапі робіт інтерпретація пробних вертикальних

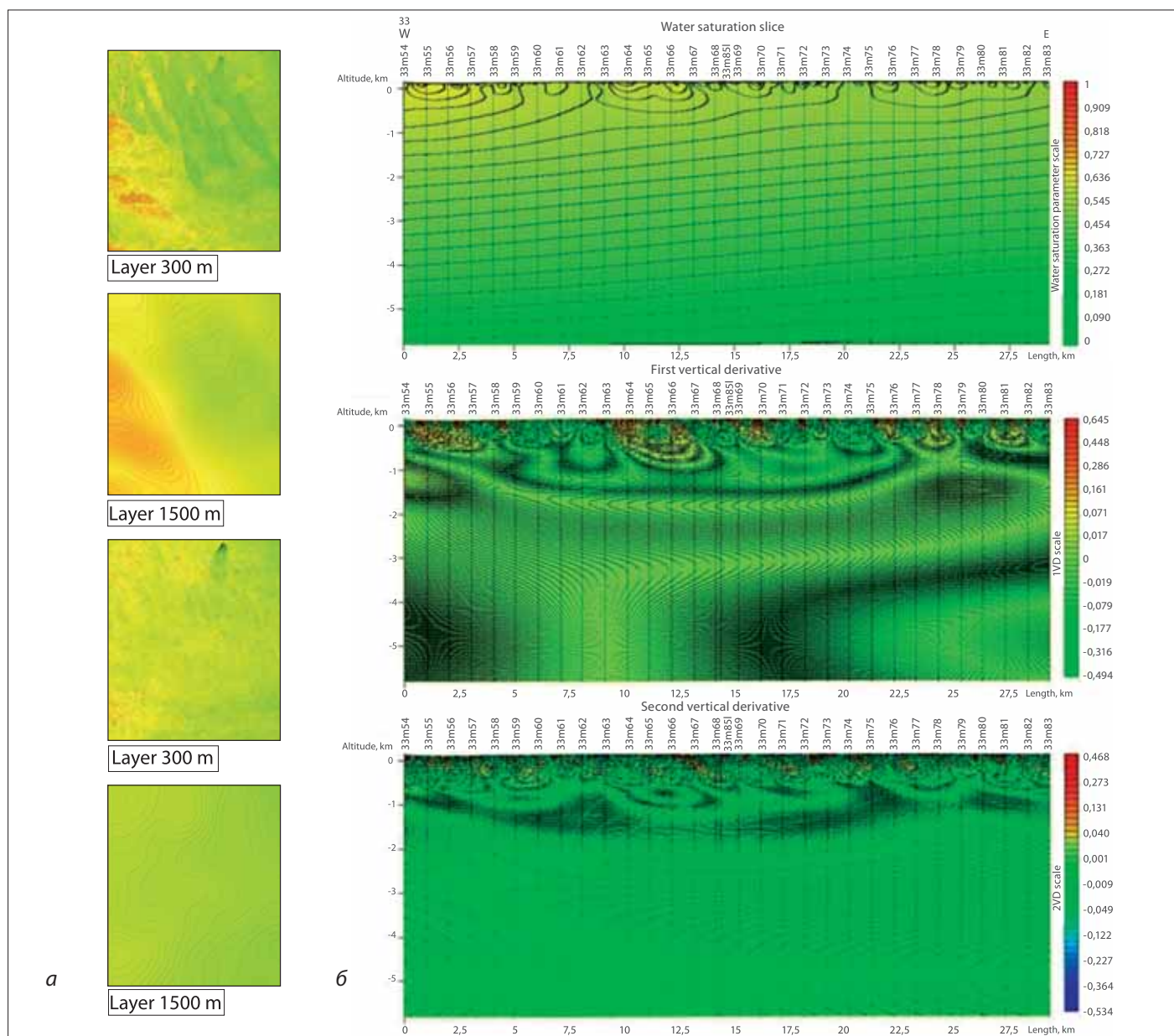


Рис. 2. Щільності потоку теплового випромінювання (а – верхні два фрагменти) та показник відносної водонасиченості (а – нижні два фрагменти) для глибин 300 і 1500 м. Вертикальні розрізи показника відносної водонасиченості (б) та відповідно зверху вниз його перша і друга похідні

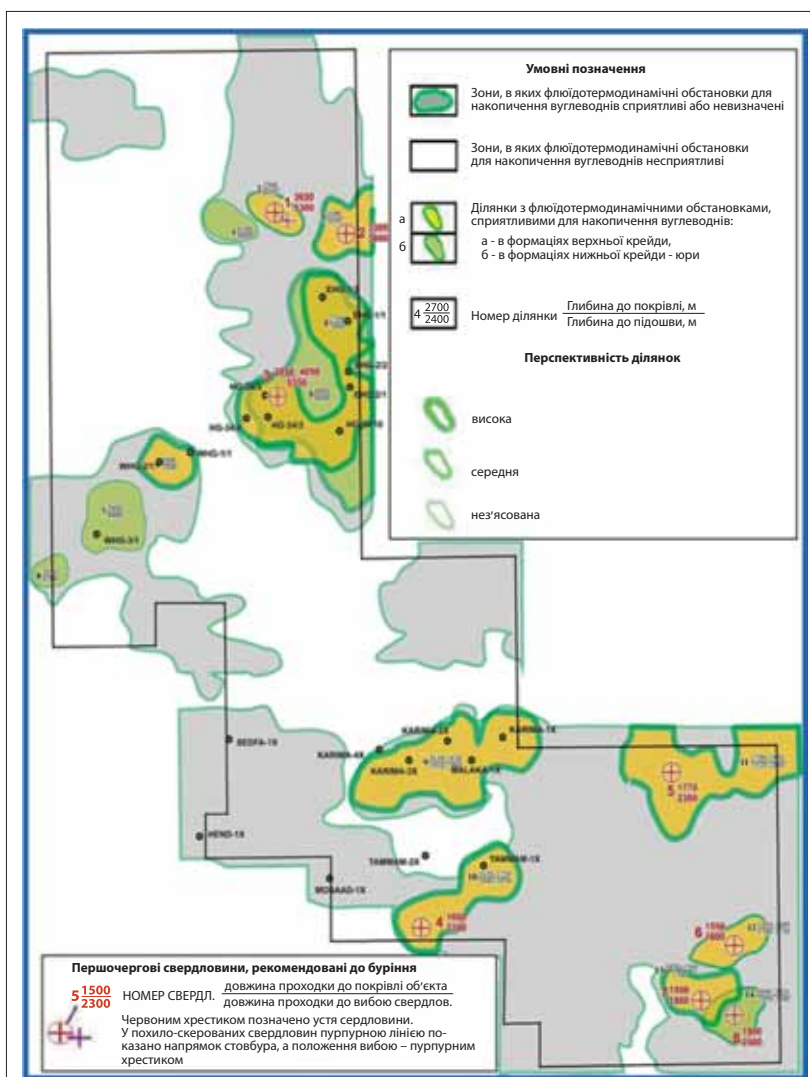


Рис. 3. Карта прогнозів і рекомендацій

розрізів поля теплового випромінювання по 4-х сейсмічних профілях в блоці Alam El-Shawish East показала незадовільні результати, хоч до цього часу у ході робіт в інших кліматичних зонах таких труднощів не виникало. Через велику однорідність поверхні залежна від потоку поля теплового випромінювання картина на глибинах порядку 3 км і глибше, які представляють інтерес, виявилася позбавленою деталей, неінформативною.

Згідно з формулою (1) радіаційний температурний потік залежить від випромінювальної здатності поверхні об'єктів та від термодинамічної температури. Випромінювальна здатність поверхні ґрунтів влітку і взимку в умовах Західної пустелі Єгипту практично однакова (через відсутність снігу взимку). Це дає змогу вважати, що контраст літньо-зимових емісійних теплових потоків та контраст літніх температур до зимових чисельно рівні. Завдяки цьому фактор випромінювальної здатності поверхні об'єктів із подальшого розгляду виключаємо як величину постійну.

На основі узагальнення даних щодо теплопровідності пластових нафт, вод та гірських порід [7] було встанов-

лено, що чим більша їх теплоємність, тим менше вони нагріваються влітку й охолоджуються взимку. Подібний характер має залежність температурного контрасту від теплопровідності, температуропровідності, теплової інерції в умовах кондуктивного тепломасопереносу. При цьому аналіз взаємовпливів зазначених показників на температурний контраст показав, що в умовах, коли вирівнюється фактор теплопровідності і на перший план виходить фактор теплоємності, найбільш яскраво проявляється фактор водонасиченості.

Перші ж результати застосування параметра показника відносної водонасиченості показали цілком задовільний результат: на розрізах виразно проявилися нафтогазоносні інтервали та ряд тонких особливостей, що дає змогу оцінювати нафтогазоносність. Отже, нову модифікацію, яка використовує не тільки поле теплового випромінювання, але й показник відносної водонасиченості, вперше було застосовано в умовах Західної пустелі Єгипту. Як вихідні дані для нової модифікації методу ТВГ були середнє геометричне літніх і зимових значень в інфрачервоному діапазоні та візуалізоване співвідношення літніх значень до зимових, інтенсивність тону яких відображає відносну водонасиченість у поверхнево-му шарі (рис. 1).

У процесі реалізації ТВГ – послідовного цифрового алгоритмічного згладжування (фільтрації) оцифрованого інфрачервоного зображення поступово простежуються теплові неоднорідності та границі між ними від поверхні до глибин, на яких подальше згладжування недоцільне, що свідчить про досягнення граничної глибинності методу, яка в свою чергу визначається роздільною спроможністю вихідних знімків.

У ході програмно-математичної та тематичної обробки космознімків було реалізовано ряд таких логічних процедур (операцій).

1. Розрахунок щільності потоку теплового випромінювання та показника відносної водонасиченості. Обчислення цих параметрів виконують по зрізах із мінімальним початковим кроком по глибині 60 м та у разі необхідності з поступовим кратним його збільшенням із глибиною. Приклади таких розрахунків приведено на рис. 2, а.

2. Побудова системи вертикальних розрізів теплового випромінювання і цифрового поля показника відносної водонасиченості. Під час реалізації цієї операції визначають також першу та другу похідні зазначених параметрів по заданій сітці та додатково – через задані сейсмічні розрізи (рис. 2, б).

3. Обчислення глибинної теплової моделі щільності теплового потоку та формальна класифікація поля теплового випромінювання за такими елементами, як позитивні і негативні лінійні термопотоки, геотермічні штоки та апікальні частини позитивних геотермічних аномалій, геотермічні пагорби, тераси, сідловини, ями.

4. Інтерпретацію вертикальних розрізів поля теплового випромінювання і цифрового поля показника відносної

водонасиченості та першої і другої їх похідних проводять спочатку по кожному з таких розрізів, а потім її результати зводять у єдиний розріз.

5. Побудова багатшарових схем термодинаміки, які узагальнюють об'ємні дані за картами ізоліній щільності теплового випромінювання та горизонтальними його градієнтами, з елементами геологічної інтерпретації за серіями зрізів в інтервалах глибин із урахуванням положення основних структурно-геотермічних комплексів.

6. Виділення та аналіз ситуацій, які узгоджуються з моделями термо- та флюїдодинамічних обстановок, розробка геотермальних критеріїв прогнозування пасток вуглеводнів, а також додаткових ознак за показником відносної водонасиченості. Ранжування геотермальних критеріїв, що проводилося за їх важливістю згідно з [3], у статті детально не приводиться.

Критерії показника відносної водонасиченості аналізували в такій послідовності:

наявність навскісних висхідних струменів підвищеної водонасиченості в інтервалі декількох сотень метрів над передбачуваним або встановленим об'єктом зі сприятливими умовами для накопичення та збереження вуглеводневої сировини;

наявність глибокопроникних векторів сухості в латеральних обмеженнях об'єктів;

слабкі проявлення висхідних векторів сухості безпосередньо в об'єктах і над ними (на великих глибинах не розрізнявані).

7. Побудова карти прогнозів та рекомендацій із ранжуванням термо- та флюїдодинамічних ситуацій за нафтогазоперспективністю (приведена на рис. 3).

У процесі виконання робіт методом ТВГ було побудовано схему сучасної геодинаміки на основі дешифрування космічних знімків у видимому діапазоні та отримано тривимірні цифрові моделі щільності потоку теплового випромінювання та поля показника відносної водонасиченості. Ці моделі для наглядності та практичного застосування в комплексі з іншими геологічними і геофізичними даними трансформуються у досить широкий перелік результативних ілюстративних матеріалів: карт різних параметрів та їх вертикальних розрізів, схем термодинаміки та, власне, карту прогнозів і рекомендацій.

Ці ілюстративні матеріали можуть бути використані для аналізу геологічних передумов під час визначення місцеположення закладання та послідовності буріння пошукових і розвідувальних свердловин. Із наведеного переліку ілюстративних матеріалів найбільш вагомою і важливою є карта прогнозів і рекомендацій (рис. 3), яку, без перебільшення, можна вважати головним здобутком виконаних робіт. На карті прогнозів і рекомендацій виділено зони, що відповідають об'єктам із високими, середніми та нез'ясованими флюїдо- та термодинамічними обстановками, сприятливими для накопичення родовищ вуглеводнів. Під час зіставлення прогнозних ділянок із високим ступенем таких обстановок цієї карти з картою результатів робіт, побудованою в Компанії за комплексними даними сейсморозвідки 3D та буріння 28 свердловин (див. рис. 3), виявилось, що практично всі вони збігаються з відкритими

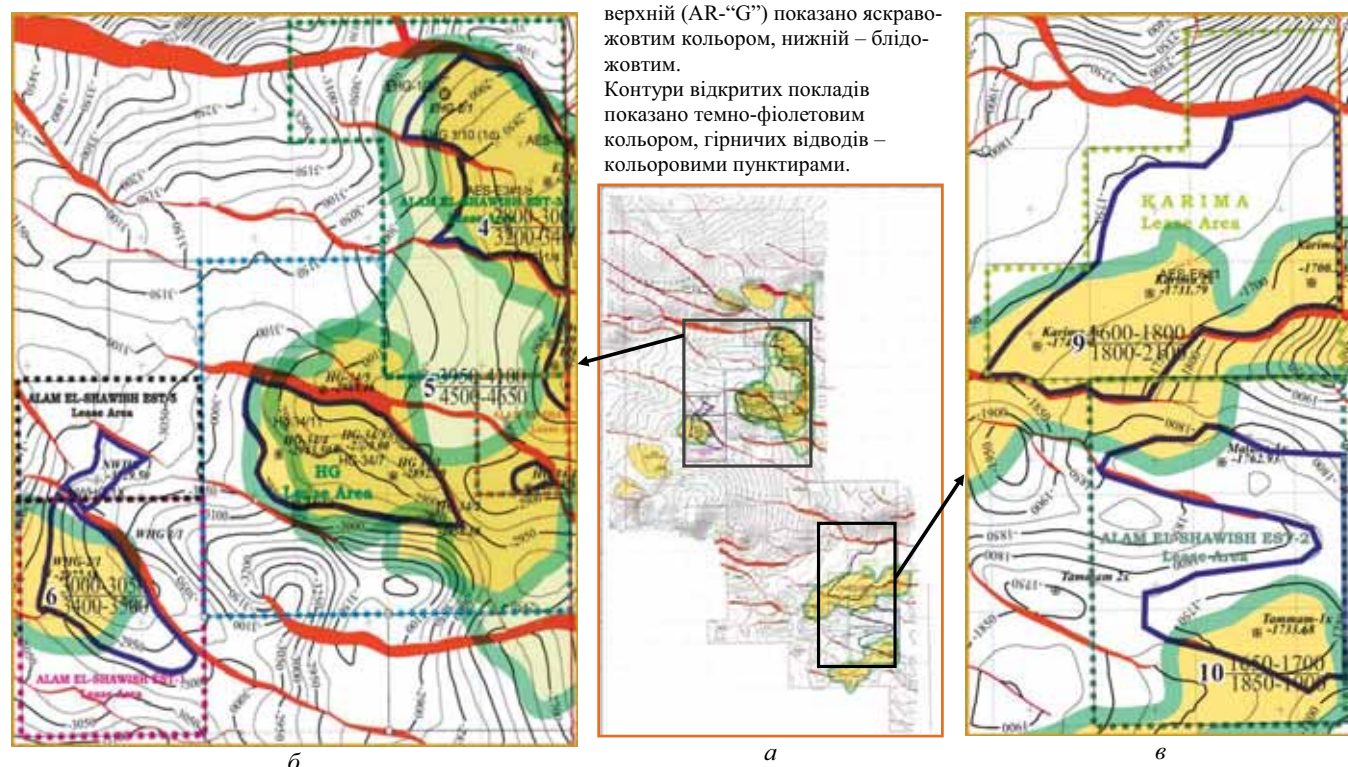


Рис. 4. Зіставлення фрагментів Карті відкритих родовищ (а) із контурами прогнозних об'єктів у межах північної (б) та південної (в) частин блока Alam El-Shawish East

родовищами в межах північної та південної частин блока Alam El-Shawish East. При цьому щодо перевірки підтверджуваності прогнозів, то тут потрібно зазначити таке:

за «сухими» свердловинами (9 од.) збіг прогнозів із результатами випробувань повний;

за продуктивними свердловинами (20 од.) – збіг за 19. Виняток становить тільки одна збіжність, пов'язана зі св. NWHg-1 із запасами нафти 0,07 млн т та площею покладу близько 1 км² на глибинах 3266,3–3279,5 м. Ці дані можна прийняти за поріг визначення нафтогазових об'єктів на глибинах понад 3 км (0,07 млн т, площа менша 1 км²);

у відношенні глибин залягання об'єктів, що прогножуються, підтверджуваність повна з урахуванням того, що точність прогнозів, зроблених за допомогою методу ТВГ, у просторі не може перевищувати 60 м, виходячи з розміру пікселя на космічному знімку.

Більш детально зіставлення фрагментів Карти відкритих родовищ із контурами прогнозних об'єктів у межах північної та південної частин блока Alam El-Shawish East показано на рис. 4. Особливий інтерес становлять прогнозні об'єкти нафтогазоносності, виділені в границях гірничих відводів Alam El-Shawish East-3 Lease Area та HG Lease Area. Тут методом ТВГ прогнозують два рівні нафтогазоносності. Перший – це формації Bahariya – Abu Rawash «С». Цей об'єкт показано на фрагменті рис. 4, а яскраво-жовтим кольором і позначено цифрою 4, його покрівля знаходиться в інтервалі глибин 2800–3000 м, а підшва – 3200–3400 м. Є Нижче очікуються обводнені горизонти, що встановлені також за результатами буріння, а глибше прогнозується новий, ще не розкритий рівень нафтоносності. На фрагменті рис. 4, б його показано блідо-жовтим кольором і позначено цифрою 5 із покрівлею в інтервалі глибин 2950–4100 м та підшвою 4500–4650 м. Не виключено, що його продуктивність потрібно оцінювати навіть вище за отриману з формацій Bahariya – Abu Rawash «С», оскільки контури цього об'єкта в більшій своїй частині охоплюють контури об'єкта 4. У північній частині блока прогнози за глибиною збіглися з відкритими покладами в межах зазначеної точності. Різниця в ареалах прогнозних контурів та відкритих покладів пов'язана також із уже згаданою точністю методу, а також – з отриманням принципово нової додаткової інформації, яка розширює контур нафтоносності і тим самим може збільшити оцінені запаси відкритих покладів. Із іншого боку, оскільки розвідка відкритих покладів не завершена, контури їх нафтоносності не можуть вважатися остаточно встановленими. Це навіть більшою мірою стосується контурів покладів, що знаходяться у межах гірничих відводів Karima Lease Area та Alam El-Shawish East-2 Lease Area (див. рис. 4, в). Так, контур нафтоносності в північній частині покладу Karima побудований за даними сейсморозвідки і на сьогодні не підтверджений результатами буріння. Також на основі сейсмічних даних побудовано контури нафтогазоносності гірничого відводу Alam El-Shawish East-2 Lease Area, у межах якої зі св. Malaka-1х під час випробувань було отримано невеликий приплив газу, а св. Tammam-1х дала досить високі припливи як нафти, так і газу. Ділянку на південний схід та південь від св. Malaka-1х, як і ділянку, що знаходиться на північний захід від св.

Tammam-1х, за даними методу ТВГ відносять до зони з несприятливими для накопичення вуглеводнів флюїдотермодинамічними обстановками.

За результатами виконаних методом ТВГ робіт 40 % площі північної та південної частин ліцензійного блока Alam El-Shawish East відбраковано як безперспективну, що також було підтверджено «сухими» свердловинами. Крім того, Компанія сама відмовилася від 25 % площі в крайній південно-західній частині південної ділянки ліцензійного блока як безперспективної за результатами проведеного аналізу геологічної будови на основі виконаних в її межах досліджень 3D. Таким чином, загальна площа, що відбракована як безперспективна, становить майже 65 %. Маючи результати прогнозування умов накопичення вуглеводнів за допомогою методу ТВГ до проведення сейсмічних досліджень 3D, їх обсяг міг би становити 35–40 % від фактично виконаних. Це може свідчити про ефективність методу.

Зіставлення результатів прогнозування методом ТВГ нафтогазоперспективних об'єктів із даними буріння нафтогазоперспективних і розвідувальних свердловин у межах північної та південної частин ліцензійного блока Alam El-Shawish East наочно продемонструвало, що практично всі продуктивні свердловини знаходяться в межах прогнозних ділянок із високим ступенем обстановок, сприятливих для накопичення вуглеводнів. Такий висновок про підтверджуваність методу ТВГ дає можливість стверджувати, що він виявився достовірним та ефективним в умовах Східної пустелі Єгипту.

Згідно з отриманим за допомогою ТВГ прогнозом нафтогазоносності для південно-східної частини площі ліцензійного блока Alam El-Shawish East виділено дві високopersпективні для накопичення та збереження вуглеводнів ділянки, які знаходяться на північному та південному сході цієї частини блока. Ці ділянки за сумарною площею не перевищують третини зазначеної частини блока, а за місцезнаходженням збігаються з побудованими структурами за результатами сейсморозвідувальних досліджень 2D, виконаних у середині 80-х років минулого століття. Сам по собі цей факт вже є підтвердженням ефективності методу ТВГ. У межах цієї площі в минулому столітті було пробурено дві пошукові свердловини. Першу з них – св. Agnes-1, що розкрила на вибої відклади верхньої частини середньої юри, пробурено 1970 року. Проте вона знаходиться поза контуром південно-східного об'єкта і в результаті випробувань виявилася «сухою», що також свідчить на користь методу ТВГ. Інша свердловина – Hf-36/4, пробурена 1992 року до глибини 2106 м, зустріла на вибої відклади формації Bahariya. Свердловина розміщена на південному закінченні північно-східного об'єкта і в свій час не була випробувана, що потребує перегляду наявних даних цієї свердловини.

Отже, застосування в межах ліцензійного блока Alam El Shawish East нової модифікації методу ТВГ, що використовує не тільки поле теплового випромінювання, але й показник відносної водонасиченості, дало змогу в умовах акумулятивних пустель підтвердити та уточнити вже відкриті контури нафтогазоносних покладів та за аналогією з ними виявити нові, що прогнозуються уперше.

Список літератури

1. **Мухамедяров Р.Д.** Метод видеотепловизионной генерализации его аэрокосмического аппаратного оснащение / Р.Д. Мухамедяров // Интервал. – 2002. – № 9 (44). – С. 59–62.
2. **Мухамедяров Р.Д.** «Око Земли» – аэрокосмическая система мониторинга / Р.Д. Мухамедяров // Аэрокосмический курьер. – 2006. – № 3 (45). – С. 44–45.
3. **Туманов В.Р.** Метод видеотепловизионной генерализации – одно из перспективных направлений исследований геологии углеводородов. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки природных битумов / В.Р. Туманов, Р.Д. Мухамедяров. – Казань: Изд-во «ФЕН», 2007. – С. 580–585.
4. **Дабаев А.И.** Метод видеотепловизионной генерализации и его геолого-геофизическое значение / А.И. Дабаев, Р. Д. Мухамедяров, В. Р. Туманов // Нефть и газ. – 2011. – № 2(62). – С. 39–50.
5. **Мухамедяров Р.Д.** Решение энергетических задач геоинтроскопии на основе технологии метода видеотепловизионной генерализации аэрокосмических и наземных снимков / Р.Д. Мухамедяров // Энергетика Татарстана. – 2011. – № 3(23). – С. 17–25.
6. **Таубкин И.И.** Предельная чувствительность и информативность тепловизоров и других оптико-электронных преобразователей изображения / И. И. Таубкин, М. А. Тришенков // Оптический журнал. – 1996. – № 6. – С. 18–41.
7. **Липаев А.А.** Тепловые свойства горных пород нефтяных месторождений Татарстана. Справочник / А.А. Липаев, В.М. Гуревич, С.А. Липаев. – Казань: КМО, 2001. – 205 с.

Автори статті

**Туманов Вадим Ромазанович**

Канд. геол.-мінерал. наук, начальник геологічного відділу ВАТ «Космічні технології». Закінчив геологічний факультет Казанського державного університету ім. В.І. Ульянова-Леніна, за спеціальністю інженер-геолог (геологічна зйомка і пошуки). Наукові інтереси пов'язані з інтерпретацією теплових і багатозональних космічних знімків із метою об'ємного геологічного картування, пошуків вуглеводневої сировини, підземних вод, рудних і розсипних корисних копалин.

Чебан Василь Дмитрович

Канд. геол. наук. Начальник відділу впровадження закордонних інвестиційних проектів управління закордонних інвестиційних проектів Департаменту міжнародного співробітництва та зовнішніх проектів Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». Закінчив геологічний факультет Івано-Франківського інституту нафти і газу. Наукові інтереси – застосування геофізичних методів для вивчення геологічної будови нафтогазоносних регіонів, впливу небезпечних геологічних та техногенних процесів на навколишнє середовище, надрокористування та економіка нафтогазової промисловості зарубіжних країн.



НОВИНИ

Щодо участі української делегації у І Польсько-українській газовій конференції

11 квітня 2013 року у м. Варшава (Польща) за ініціативи польсько-українського Клубу журналістів під патронатом голови Польсько-української господарчої палати Яцека Пехоти та Віце-прем'єр-міністра України Юрія Бойка проведено І Польсько-українську газову конференцію, у якій від Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» взяли участь заступник голови правління В.П. Чупрун, директор Департаменту з видобування газу та нафти О.Ю. Зейкан та заступник директора Департаменту з видобування газу та нафти В.В. Гладун.

Конференція складалася з трьох сесій: «Інтеграція українського газового сектору з ЄС», «Термінали для отримання скрапленого газу в Польщі та в Україні – диверсифікація напрямків, поставок і постачальників LNG», «Сланцевий газ: досвід Польщі та України».

У своєму виступі В.П.Чупрун висвітлив ряд питань щодо стану та перспектив розвитку нафтогазового комплексу України у контексті загальноєвропейської енергетичної безпеки. Зокрема:

щодо стратегічного значення для Європейського Союзу української газотранспортної системи, яка міцно пов'язана з газотранспортними системами сусідніх європейських країн й інтегрована в загальноєвропейську газову мережу;

ролі підземних сховищ газу України, які дають можливість створювати резерви природного газу як для України, так і для країн Західної та Центральної Європи;

модернізації газотранспортної системи України, що є важливим пріоритетом для Європейського Союзу, України та міжнародних фінансових організацій;

поточного стану реорганізації Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» у контексті приєднання України до Дозовору про заснування Енергетичного Співтовариства та необхідності адаптації законодавства України до законодавства ЄС у сфері енергетики;

диверсифікації джерел і маршрутів постачання газу в Україну.

Під час дискусії «Сланцевий газ: досвід Польщі та України» обговорювалися питання стосовно орієнтовних даних щодо покладів сланцевого газу у Польщі та Україні та результати проведених у цьому напрямку досліджень. З урахуванням обопільної зацікавленості сторони домовилися продовжувати обмін досвідом у сфері розвідки та освоєння родовищ сланцевого газу.