



**ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА
И РАЗРАБОТКА
НЕФТЕЙНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

2.2010

МОСКВА • ВНИИОЭНГ

Открытое акционерное общество
"Всероссийский
научно-исследовательский
институт организации,
управления и экономики
нефтегазовой промышленности"
(ОАО "ВНИИОЭНГ")



ЛАУРЕАТ
ЗОЛОТОЙ МЕДАЛИ SPI
ПАРИЖ ФРАНЦИЯ

НАГРАЖДЕН ПАМЯТНЫМ ЗНАКОМ
"ЗОЛОТОЙ ИМПЕРИАЛ"
ЗА АКТИВНОЕ УЧАСТИЕ
В МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЫСТАВКАХ
И ЯРМАРКАХ

**ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА
И РАЗРАБОТКА
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

• • • • • • • • • • • • • • • • • • •

2 ◆ 2010 Москва ◆ ВНИИОЭНГ



ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЕЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ежемесячный научно-технический журнал

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

А.Н. Дмитриевский – главный редактор

Г.Н. Гогоненков (зам. главного редактора),
А.Н. Астахова, А.М. Брехунцов, А.И. Вар-
ламов, Е.Б. Грунис, Е.Ю. Дарищева,
Е.В. Захаров, М.М. Иванова, Б.В. Сенин,
В.С. Старосельцев, О.И. Супруненко,
В.А. Холодилов

Журнал по решению ВАК Министерства образования и науки РФ включен в "Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых могут быть опубликованы основные научные результаты докторских диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора наук".

Журнал включен в Российской индекс научного цитирования.

Индекс журнала:
58500 – по каталогу Агентства "Роспечать"
10329 – по объединенному каталогу
10330 "Пресса России"

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ № 77-12330 от 10 апреля 2002 г.

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и всех заинтересованных лиц.

СОДЕРЖАНИЕ

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

<i>Хоштариев В.Н.</i> Стратегия и тактика проведения поисково-оценочных работ на девонские отложения в транзитной зоне северо-восточной части Хорейверской впадины	4
<i>Каримов К.М., Онегов В.Л., Кокутин С.Н., Назырова Р.Р., Соколов В.Н., Каримова Л.К., Васев В.Ф.</i> Космическое тепловизионное зондирование континентального шельфа морей	8
<i>Нугманов А.Х.</i> Условия накопления и особенности строения юрской карбонатной толщи Амударьинской синеклизы.....	15

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

<i>Бочкарев В.А.</i> Геологическое моделирование сложно построенных органогенных построек Нижнего Поволжья.....	18
<i>Ивашико С.В.</i> Моделирование и анализ структурной поверхности фундамента Тимано-Печорской провинции с её северной акватарией.....	25

КОСМИЧЕСКОЕ ТЕПЛОВИЗИОННОЕ ЗОНДИРОВАНИЕ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА МОРЁЙ

К.М. Каримов, В.Л. Онегов, С.Н. Кокутин, Р.Р. Назырова, В.Н. Соколов, Л.К. Каримова, В.Ф. Васев
(ООО "ТРАНС-СЕРВИС")

1. Введение

Рассматривается технология дистанционного тепловизионного зондирования Земли (ДТЗЗ), основанная на анализе разновременных космических снимков в дальней инфракрасной (ИК) области электромагнитного спектра, которая позволяет рассчитать объёмные модели плотности потока теплового излучения среды и блоково-разломных структур для решения геологических (изучение глубинного строения Земли, поиск нефти, газа и подземных вод), техногенных и экологических задач. Новизна метода состоит в получении качественно новой информации распределения тепловых характеристик поля по космическим и авиационным снимкам [1], являющихся полноценным источником информации для проведения анализа и построения моделей, принятия решения при изучении природных ресурсов Земли. Используя данные дистанционного зондирования предварительно неизученной территории можно оперативно дать прогноз наличия потенциальных ресурсов углеводородов (УВ) или других полезных ископаемых [2]. Способ выявления залежей УВ апробирован в Прикаспийском, Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазоносных регионах.

В последние годы, в условиях постепенного истощения запасов углеводородов на многих традиционных месторождениях суши, становится перспективным освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа морей. При поисках морских месторождений нефти и газа применяют традиционный комплекс геофизических методов, который не всегда является экономически целесообразным. Используя в этих условиях новую методику ДТЗЗ, можно существенно повысить эффективность разведочных работ.

Ниже демонстрируются результаты обработки с различным пространственным разрешением тепловизионных космических снимков участков континентального шельфа крупных нефтегазоносных провинций мира, в частности шельфа Южного Вьетнама и бассейна Персидского залива, а также складчатых зон Черного моря. Нами проведен сравнительный анализ геофизического строения ряда наиболее изученных структурных зон и обосновывается возможность поисков месторождений нефти и газа в пределах шельфа морей на основе дистанционного тепловизионного зондирования.

Методика изучения геологической среды заключалась в подборе и анализе космических снимков

"Landsat-7", "Landsat-5", "Тегга", "Aqua", содержащих тепловизионное изображение исследуемой территории и определяющих ранг изучаемых геологических объектов. Выполнялись обработка тепловизионного снимка, расчет и построение объёмных моделей плотности потока теплового излучения геологической среды и блоково-разломных структур, горизонтальных и латеральных срезов, вертикальных разрезов потока теплового излучения и их дифференциальных трансформаций. При этом расчет поля проводился раздельно для морских и континентальных участков. В связи с этим к исходному тепловизионному изображению предъявлялся ряд требований. В частности, оно не должно содержать высококонтрастных объектов и сильных шумовых помех. Области снимка, имеющие значения плотности потока теплового излучения среды, близкие к границам цифрового диапазона, не должны занимать более 10 % от общей площади. Изображение должно иметь максимально возможное число градаций цифрового диапазона, а тепловизионная информация – заполнять всю площадь обрабатываемого снимка.

Поэтому, как правило, проводилось преобразование космических снимков, включающее в себя удаление высококонтрастных объектов, подавление помех путём применения адаптивных шумовых фильтров и контрастирование изображения для получения на нем максимально возможного числа градаций цифрового диапазона. Если не удавалось привести тепловизионное изображение в соответствие с поставленными требованиями, оно отбраковывалось и не принималось к дальнейшей обработке.

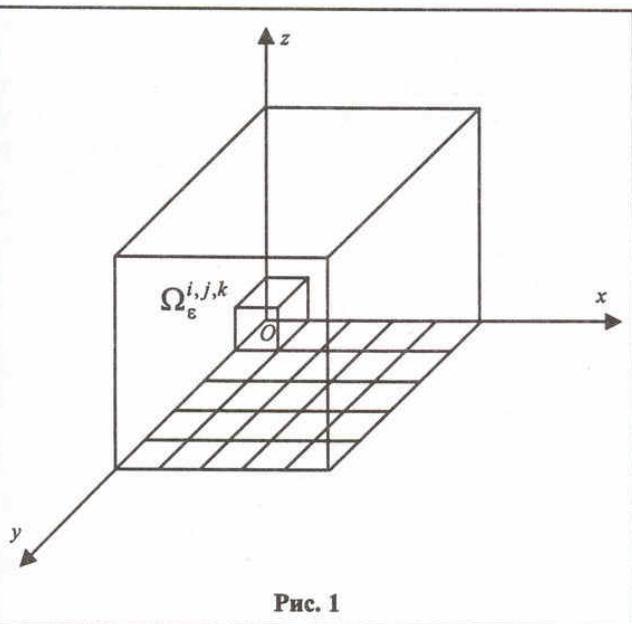
2. Математическая модель для расчета эндогенного теплового поля Земли

Формирование теплового излучения в различных геологических условиях можно описать посредством распространения электромагнитных волн в анизотропных средах. Пусть геологическая среда представлена геометрическим образом в виде прямоугольного параллелепипеда Ω (рис. 1):

$$\Omega = \left\{ (x, y, z) \mid \underline{x} \leq x \leq \bar{x}, \underline{y} \leq y \leq \bar{y}, \underline{z} \leq z \leq \bar{z} \right\}.$$

Для расчета теплового поля разобъем его по каждой оси координат на достаточно малое n число кубиков $\Omega_{\epsilon}^{i,j,k}$:

$$\Omega_{\epsilon}^{i,j,k} = \left\{ (x, y, z) \mid \begin{array}{l} x \in [\underline{x}_i, \bar{x}_{i+1}], y \in [\underline{y}_j, \bar{y}_{j+1}], z \in [\underline{z}_k, \bar{z}_{k+1}], x_{i+1} = x_i + \epsilon, y_{j+1} = y_j + \epsilon, z_{k+1} = z_k + \epsilon, \\ x_0 = \underline{x}, x_{N_x} = \bar{x}, y_0 = \underline{y}, y_{N_y} = \bar{y}, z_0 = \underline{z}, z_{N_z} = \bar{z} \end{array} \right\},$$



где $i = 0, 1, \dots, N_x$, $j = 0, 1, \dots, N_y$, $k = 0, 1, \dots, N_k$,
 ϵ – некоторое малое число, выбираемое таким образом, чтобы тепловой поток $I(x, y, z)$ внутри куба $\Omega_\epsilon^{i,j,k}$ по оси OZ оставался неизменным с практической точки зрения.

В соответствии с известными представлениями о тепловых процессах отдельный элемент $\Omega_\epsilon^{i,j,k}$ может быть представлен как источник, сток или проводник тепловой энергии. В общем случае в пределах объема $\Omega_\epsilon^{i,j,k}$ возможно существование нескольких источников или стоков. Но для упрощения расчета модели принимается, что куб $\Omega_\epsilon^{i,j,k}$ содержит не более одного источника или стока $\Omega_\epsilon^{i,j,k} = \{(x, y, z) | x_i \leq x \leq x_{i+1}, y_j \leq y \leq y_{j+1}, z \in [z_k, z_{k+1}]\}$ с геометрическим центром тепловой энергии в точке (x^*, y^*, z) , где $x^* = \frac{x_i + x_{i+1}}{2}$, $y^* = \frac{y_j + y_{j+1}}{2}$.

С точки зрения известных геометрических образов процесс распространения тепловых потоков корректно представить гауссианом с симметричным ядром [3]

$$G(x, y) = \frac{1}{2\pi\sigma^2} e^{-\frac{x^2+y^2}{2\sigma^2}}$$

где $G(x, y)$ – среднеквадратичное отклонение.

Тогда расчет значения теплового потока в любой точке (x^*, y^*, z^k) реализуется по формуле

$$I(x^*, y^*, z^k) = \iint_{S(x^*, y^*, z^k)} I(x, y, z^0) \phi(x, y) dx dy, \quad (1)$$

где $S(x^*, y^*)$ – круг радиуса R^* , $I(x, y)$ – значение теплового потока в точке (x, y) , $\phi(x, y)$ – плотность распределения значений функции $I(x, y, z^0)$.

Принимается, что плотность, определяемая в виде

$$\phi(x, y) = \frac{1}{2\pi\sigma^2} e^{-\frac{x^2+y^2}{2\sigma^2}}, \text{ удовлетворяет условиям}$$

$$\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} dx = 1 \text{ и } \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{y^2}{2\sigma^2}} dy = 1.$$

Кроме того, функция $I(x^*, y^*, z^k)$ имеет не более чем точки разрыва первого рода. Отсюда следует, что интеграл (1) существует. Расчет значения функции в произвольной точке (x^*, y^*, z^0) реализуем с помощью многочлена $I(x^*, y^*, z^0) = Ax_0 + Bx_1 + Cy_0 + D$, где параметры A, B, C, D являются решением системы уравнений:

$$Ax_0 + Bx_1 + Cy_0 + D = I_0,$$

$$Ax_1 + Bx_0 + Cy_1 + D = I_1,$$

$$Ax_2 + Bx_2 + Cy_2 + D = I_2,$$

$$Ax_3 + Bx_3 + Cy_3 + D = I_3.$$

Таким образом, расчет значения теплового потока $I(x^*, y^*, z^k)$ в точке имеет вид

$$I(x^*, y^*, z^k) = AI_A + BI_B + CI_C + DI_D, \text{ где}$$

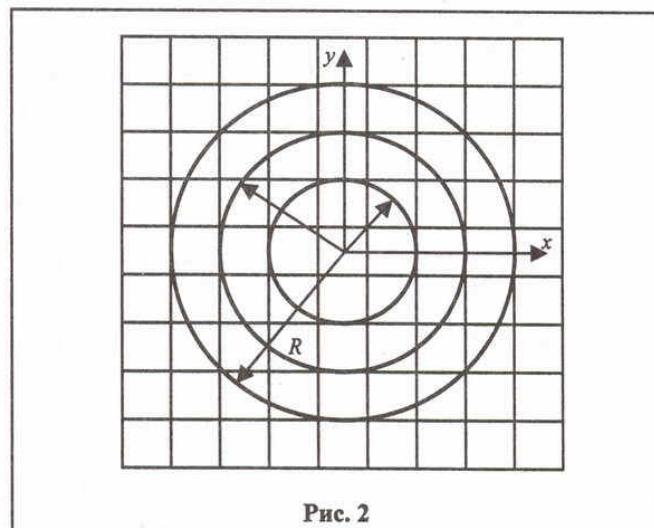
$$I_A = \iint_{S(x^*, y^*, z^0)} xy\phi(x, y) dx dy,$$

$$I_B = \iint_{S(x^*, y^*, z^0)} x\phi(x, y) dx dy,$$

$$I_C = \iint_{S(x^*, y^*, z^0)} y\phi(x, y) dx dy,$$

$$I_D = \iint_{S(x^*, y^*, z^0)} \phi(x, y) dx dy.$$

Расчет интегралов проводится для различных видов ячеек, попадающих в окружность радиуса R (рис. 2). В этом случае возможны условия, когда ячейка полностью входит в окружность, одна из сторон ячейки является касательной к окружности, три из четырех углов ячейки принадлежат окружности, два из четырех углов ячейки принадлежат окружности (кроме второго случая), один из четырех углов ячейки принадлежит окружности. Основным преимуществом ис-



пользуемого подхода является повышенная точность вычисления теплового потока для различных геологических сред.

Формализация решения задачи по расчету теплового потока проведена на языке программирования C++, в виде пакета программного обеспечения ThermalImageProcessing v2.0.

3. Нефтяные месторождения шельфа Южного Вьетнама

Проиллюстрируем результаты обработки фрагмента космического снимка со спутника "Landsat-7" для акватории Южного Вьетнама, входящей в состав Индокитайско-Зондской переходной континентальной коры [4–6]. Изображение занимает большую часть Кыулонгской впадины, где располагаются крупные месторождения УВ (рис. 3). Поверхность фундамента впадины находится на глубине 6,0...6,5 км, а в наиболее приподнятых участках Центрального поднятия – на отметках 2,5...3,5 км. Характерной чертой геологического строения зоны является наличие крупных, протяженностью несколько десятков километров и амплитудой до 1,6 км, конседиментационных сбросов и многочисленных более мелких нарушений. Сбросы северо-восточного простираия обусловили образование высокоамплитудной горстовой структуры и одноименного нефтяного месторождения Белый Тигр. Именно в трещиноватых и разломных структурах гранитоидного фундамента находится основной нефтегазоносный комплекс, дающий свыше 90 % общей добычи в пределах Кыулонгской впадины.

Ранее установлено, что кора региона испытывает активную гидротермальную деятельность и интенсивные тектонические движения литосферы. При этом мощные флюидные системы обеспечивают пе-

ренос и формирование большого количества углеводородов в среде, что наглядно показано в ряде работ А.Н. Дмитриевского. Рассматривая доминирующую роль тектонических движений, в частности разрывной тектоники, в формировании участков и зон разуплотнения целостности кристаллических пород фундамента, характеризующихся высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами, необходимо отметить, что следствием её деятельности является образование мощных региональных и локальных трещинных систем, отчетливо проявляющихся в структуре теплового поля (рис. 4, а). Повышение теплового поля обрисовывает асимметричный выступ фундамента, который контролируется региональными зонами разломов северо-восточного простираия в краевых частях разреза, где пространственно располагаются крупнейшие морские нефтяные месторождения Белый Тигр и Дракон.

По интегральной характеристике блоково-разломных структур рассчитаны дифференциальные параметры разрезов, иллюстрирующие их значительную изменчивость (рис. 4, б). Это позволило проследить границы крупных структурных зон и получить наиболее полный объем информации о типе литологической неоднородности разреза. Встречаемая форма расслоенности и блоковости верхней части коры, как правило, обусловлена тепловой гетерогенностью в строении. Например, ближе к центру модели выступа кристаллического фундамента имеется одна из таких структур, представляющая собой слабо различаемую вертикальную зону градиента плотности пород. Ее распространение по глубине ограничено, но гетерогенная зона толщиной до 3 км направлена в сторону месторождения Белый Тигр. Она видна на рис. 5, а, который построен для горизонта, расположенного ниже уровня продуктивных нефтяных слоев. На фоне блоков плотных пород кристаллического фундамента можно наблюдать изометричные разуплотнения, которые близки по форме к холодным геотермическим штокам. Следует предположить, что они представляют собой локальные каналы, по которым происходит разгрузка (миграция) глубинных флюидно-газовых эманаций земной коры, усиливая в этих местах структурную пустотность. В этом случае глубинные источники энергии, воздействующие на среду при формировании УВ, очевидно, являются разными для месторождений Белый Тигр, Дракон, Ранг Донг, Рубин и находятся на удалении от их контуров. В то же время, на уровне залежей появляются устойчивые линейные зоны тектонического нарушения среды, отчетливо контролирующие местоположение многих месторождений бассейна Кыулонг (рис. 5, б). Следует ли считать данный признак поисковым, покажут дальнейшие исследования.

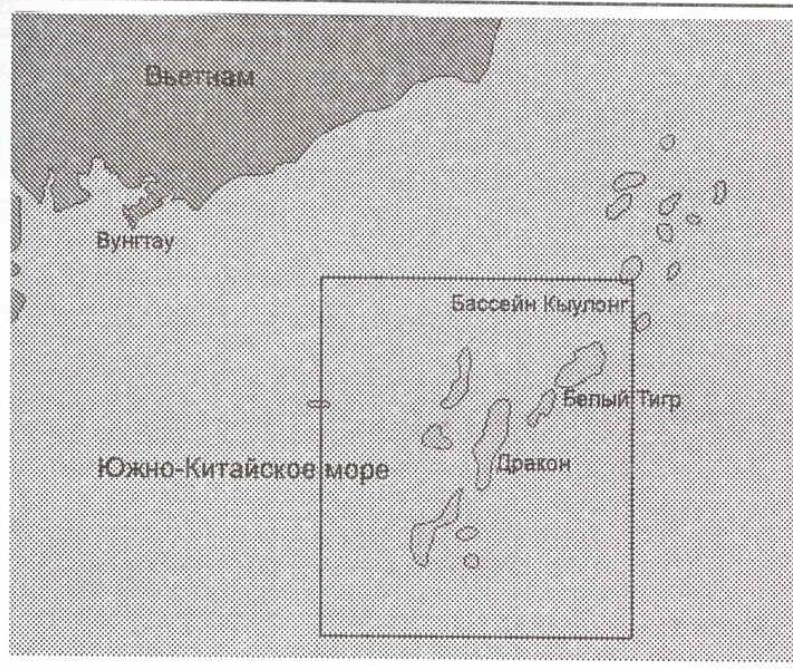


Рис. 3. Схема расположения нефтегазовых месторождений бассейна Кыулонг с контуром обработанного фрагмента космического снимка

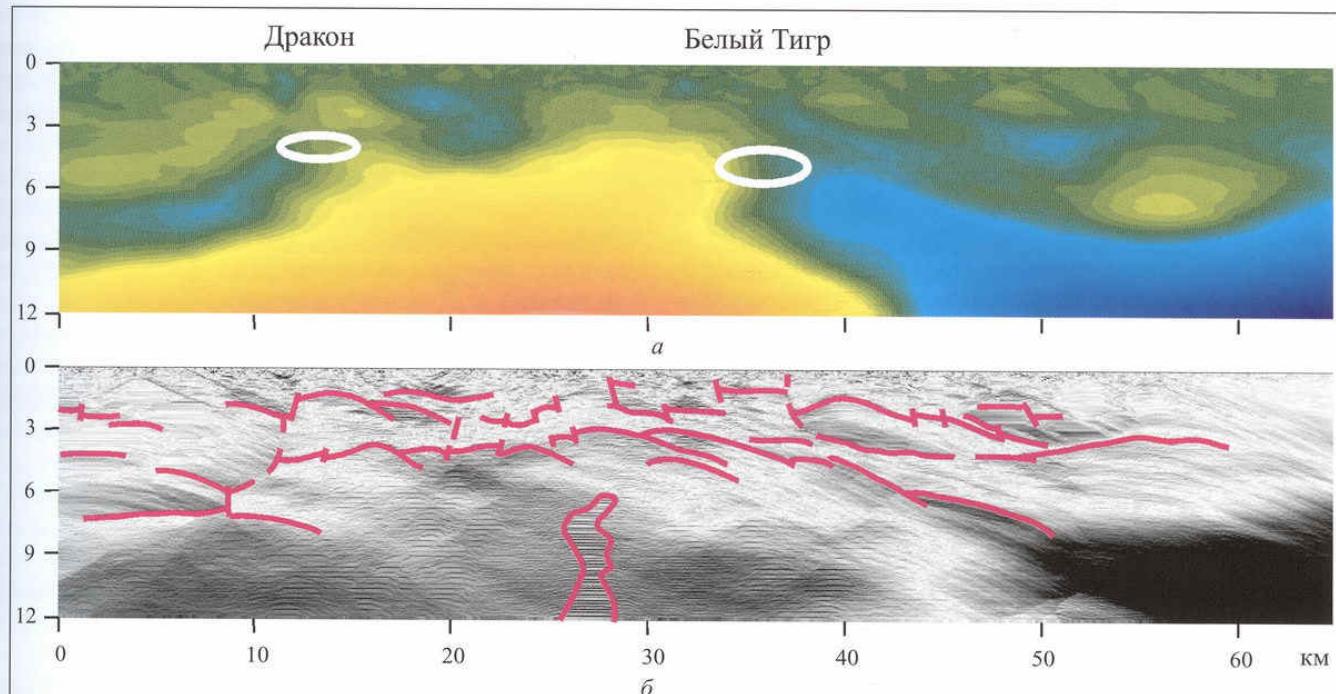


Рис. 4. Модель блоково-разломных структур шельфа Южного Вьетнама в интегральном (а) и дифференциальном (б) виде

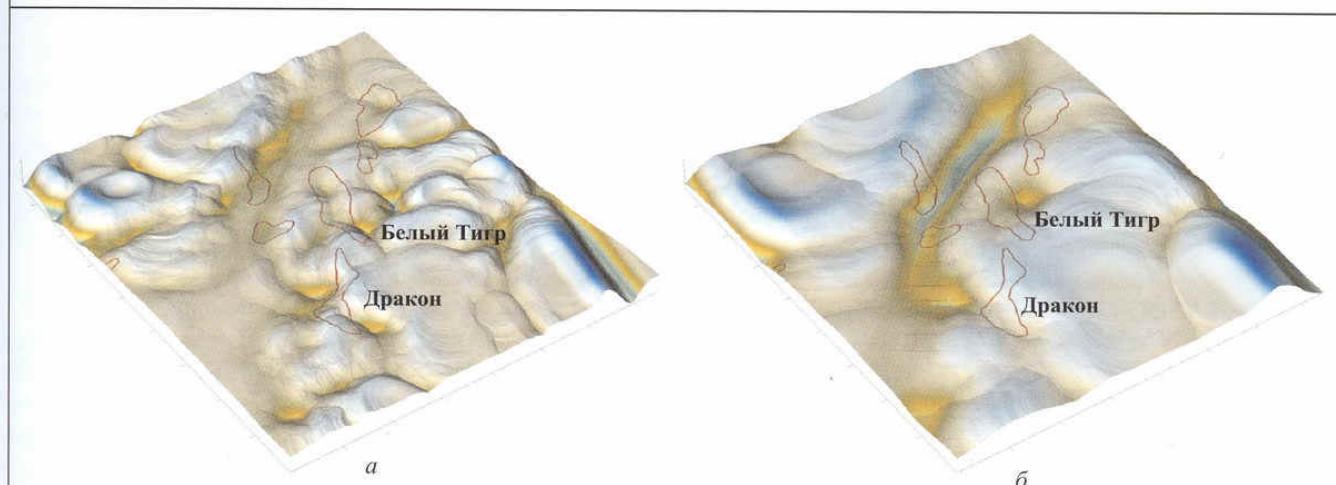


Рис. 5. Карты-срезы 2,5D блоково-разломных структур шельфа Южного Вьетнама на глубинах:
а – 4 км; б – 8 км

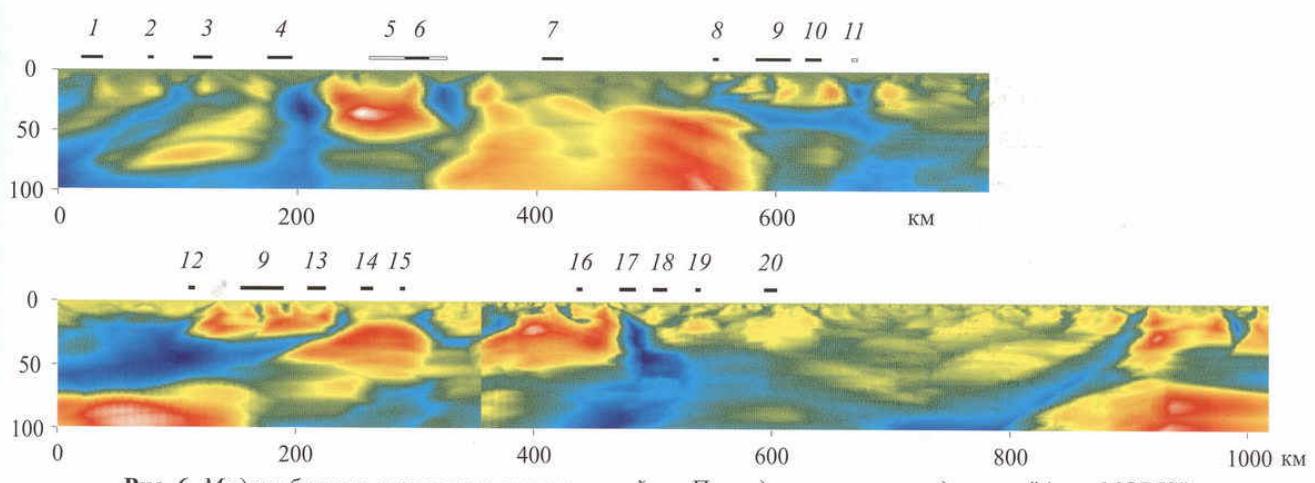


Рис. 6. Модели блоково-разломных структур района Персидского залива по данным "Aqua-MODIS":
месторождения УВ: 1 – Закум; 2 – Наср; 3 – Сассан; 4 – Аль-Халидж; 5 – Северное; 6 – Аль-Шахин; 7 – Фердоус;
8 – Хасбах; 9 – Ферейдун; 10 – Лулу; 11 – Дорра; 12 – Харкус; 13 – Эсфандиар; 14 – Ардешир; 15 – Новруз;
16 – Шадеган; 17 – Марун; 18 – Купаль; 19 – Нафте-Сафид; 20 – Лали

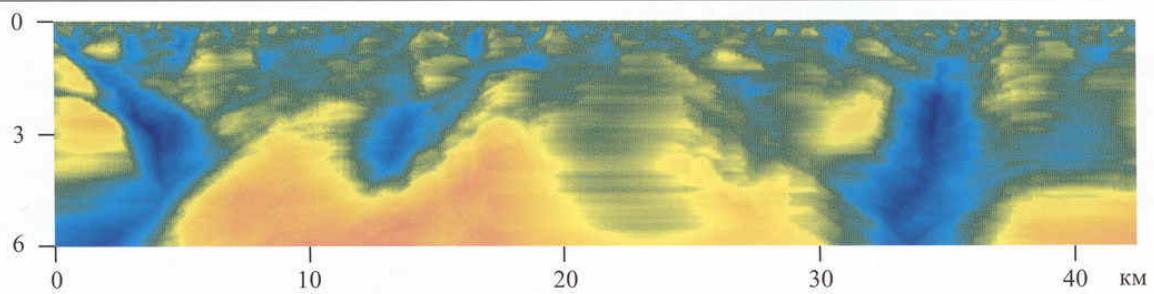


Рис. 7. Модель блоково-разломных структур месторождения Ферейдун в акватории Персидского залива по данным "Landsat"

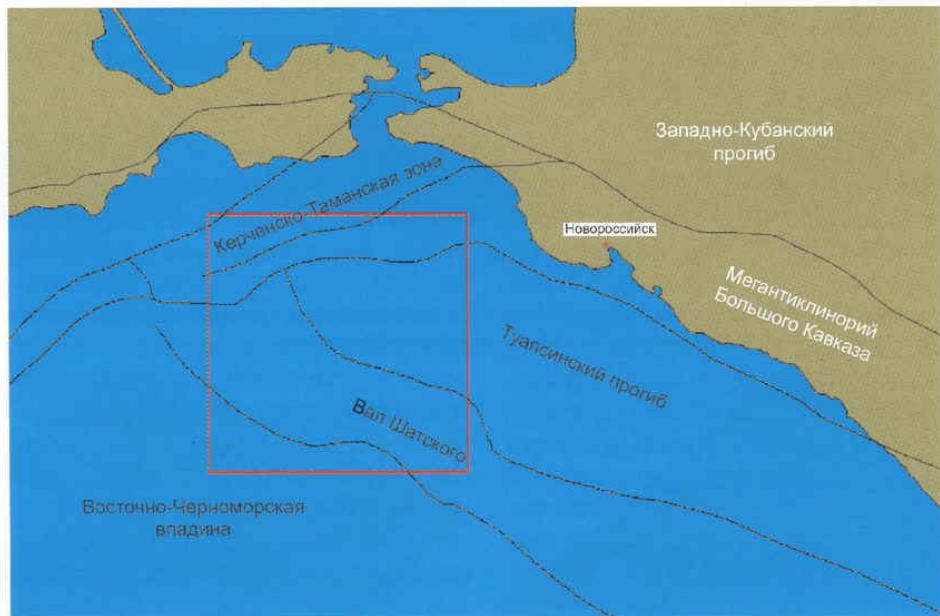


Рис. 8. Схема структурных зон северо-восточной части Черного моря с контуром обработанного фрагмента космического снимка

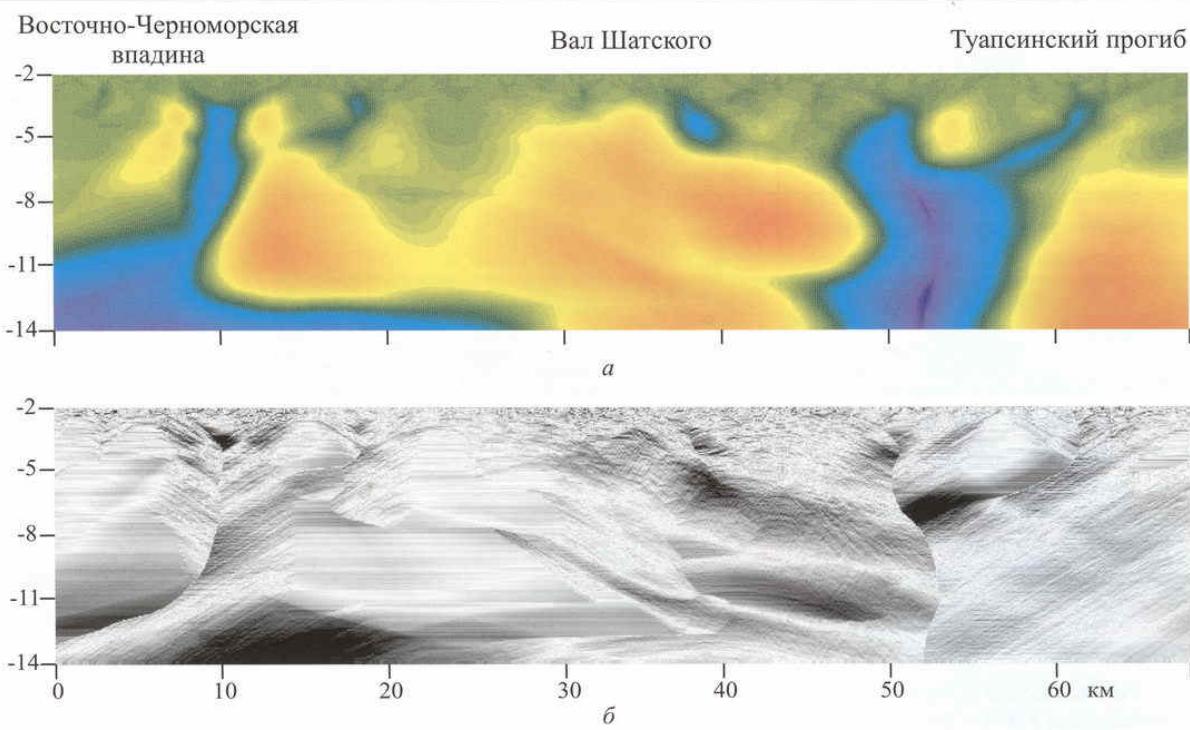


Рис. 9. Модель блоково-разломных структур северо-восточной части Черного моря в интегральном (а) и дифференциальном (б) виде

В геотермических разрезах (см. рис. 4, б) горизонтальная слоистость и определенный тренд залегания горизонтов представляют собой закономерное чередование контрастных площадок. Упорядоченность их в группы и частое изменение в вертикальной плоскости модели свойственны хорошей выдержанности слоев в одном направлении. Отсутствие или слабая выраженность площадок в исследуемом интервале глубин указывают на присутствие в разрезе однородных по тепловым свойствам блоков. При анализе интерпретатор восстанавливает элементы залегания неоднородности модели, как правило, очень сложной формы, со значительными изменениями толщин на крыльях и в замках складок. Они образуют горизонты, различающиеся по интенсивности теплового поля, отражая при этом литологические разности слоев. На практике построенные таким способом разрезы имеют высокую степень достоверности, и в этом случае появляется реальная возможность оценить геометрию геологических структур.

В рассмотренном примере совпадение локальных аномалий 2,5D геотермического поля и местоположения контуров известных месторождений неслучайно (см. рис. 4) и во многом подтверждает сложившиеся представления о физико-геологических признаках проявления УВ в континентальной части Земли по результатам обработки космических тепловизионных снимков [2].

4. Нефтегазоносный бассейн Персидского залива (район Ирана)

К югу от горно-складчатого сооружения Загрос находится Месопотамский предгорный прогиб с мощным осадочным чехлом, в котором сосредоточены основные нефтяные и нефтегазовые месторождения Ирана с очень высоким дебитом скважин [7]. Месторождения структурно выражены окружными или овальными в плане поднятиями, вытянутыми в северо-восточном направлении, с залежами в сводовых ловушках на глубинах 1,5...3,0 км. Другой особенностью проявления нефтяного поля Аравийского полуострова является отчетливая приуроченность месторождений к зонам крупных тектонических нарушений. По геофизическим данным положение разломов небеспорядочно, они создают своеобразную диагональную сетку. В узлах этой сетки располагаются самые крупные месторождения (Гечсаран, Марун, Ферейдун-Марджан и др.). Следовательно, устанавливая по данным тепловизионного зондирования среды пространственное положение разломов с выделением зон флюидонакопления и проводя ранжирование геоблоков по плотности, можно значительно приблизиться к решению нефтепоисковых задач.

Для этой цели нами проведена обработка синтезированных снимков "Landsat-7" и "Aqua-MODIS", с построением совмещенных геотермических разрезов литосферы разного пространственного разрешения, которые охватывают акваторию Персидского залива и

прилегающую территорию Предзагорского краевого прогиба. Направление интерпретационных профилей выбиралось в зависимости от расположения нефтегазовых месторождений-гигантов, что позволило по новому взглянуть на масштаб формирования тепловых неоднородностей земной коры по отношению к ранее выявленным месторождениям УВ на суше и море (рис. 6). Статистический анализ тепловизионных данных дал возможность установить некоторые закономерности: во-первых, месторождения располагаются в пределах крупных геотермических аномальных структур коры; во-вторых, их пространственное размещение контролируют листрические по форме разломы, подходящие с больших глубин; в-третьих, относительно "холодные" потоки теплового поля, по-видимому, связаны с зонами коллекторов и флюидоперетоков, которые экранируются плотными ("горячими") породами в местах появления нефтегазовых месторождений.

Из иллюстраций становится очевидным, что тектоническое строение региона определяется как индивидуальным характером распространения тепловых аномалий, так и существованием общих черт в динамике формирования структур коры, которые проявляются на разных континентах Земли. Особенности литосферы Персидского региона проявляются: в ярко выраженной структуре геотермического этажа "кора – мантия"; в изменении толщины коры, которая оценивается по инверсии тепловых аномалий геоблоков на уровне поверхности Мохоровичча; в наличии внутриструктурового низкотемпературного слоя на уровне границы Конрада, разбивающего модель на дополнительные этажи; в общей гетерогенности коры и относительном расслоении подстилающей верхней мантии.

Значительная часть месторождений Персидского залива и прилегающей суши имеет характерный глубинный разрез блоково-разломных структур и комплекс природных предпосылок, объединенных общностью строения. Модель месторождения, как правило, представлена крупным куполовидным поднятием с повышенным потоком теплового излучения, которое ограничено по краям разнообразными по форме субвертикальными низкотемпературными зонами. Одна из таких структур приурочена к крупнейшему в пределах акватории нефтяному месторождению Ферейдун (Fereydun) и представляет собой объект размером 24×24 км (рис. 7). Основным этажом нефтеносности является кровля структуры с глубинами 2,0...2,5 км, в большинстве своем разбитая многочисленными мелкими участками разуплотнения среди в интервале пикетов 6...30 км. Чередование в верхней части разреза горизонтальных холодных зон (сине-зеленого цвета), перекрытых плотными разностями пород (красно-желтого цвета), позволяет говорить о присутствии в среде многочисленных зон флюидонакопления. Они не повсеместно распространены в разрезе и представлены отдельными локальными участками, соединенными между собой узкими переходами. Штрихованность в рисунке поля показывает на изменение дис-

крайности среды по тепловым свойствам, формирование местоположения и основных черт нефтенакопления.

5. Глубинные структурные зоны Черного моря

Рассматриваемый регион является частью Восточно-Черноморского нефтегазоносного бассейна, геофизические исследования которого продолжаются на протяжении многих десятилетий. Черноморской впадине отвечают региональный гравитационный максимум и повышенный тепловой поток. Поэтому целью проведенных тепловизионных исследований акватории Черного моря является демонстрация возможности выделения по фрагменту космического синтезированного снимка со спутников "Landsat-7" и "Landsat-5" ряда современных структур: Туапсинского прогиба (ТП), вала Шатского (ВШ) и Восточно-Черноморской впадины (ВЧВ) (рис. 8). Основными поднятиями осадочного чехла, входящими в изучаемую площадь, являются Северо-Черноморское (СЧ), Палласа (П), Склоновое (С), информация о тектоническом строении которых получена из литературного обзора сейсмических данных [8].

Акватория современного Черного моря покрывает гетерогенную в тектоническом отношении область земной коры. По данным глубинных сейсмических разрезов отложения Туапсинского прогиба смыты в складки, которые осложнены отдельными надвигами. Величина этих деформаций нарастает в сторону

Большого Кавказа и сокращается в направлении вала Шатского. По-видимому, этим можно частично объяснить проявления эффекта латеральной и глубинной дифференциации теплового потока на моделях среды (рис. 9). Границы структурно-формационных зон отчетливо видны по изменению синего цвета на ярко красный и по первой вертикальной производной теплового поля в местах срыва горизонтальной корреляции отдельных геотермических этажей.

По данным тепловизионного зондирования акватории Черного моря можно представить, что вал Шатского развивался на месте рифтоподобной структуры, следы которой прослеживаются в интервале глубин 15...30 км. Активизация рифта сопровождалась процессу сжатия геоблоков земной коры и последующему формированию мощной горстовой структуры на месте современного вала, который отмечается повышенным потоком теплового поля. На периферии вала вырисовываются два крупных тектонических нарушения, объединенные в одну структурную зону в нижней части коры.

На картах среза теплового поля для разных глубин коры видно, как региональное поднятие Шатского переходит в систему отдельных локальных массивов, разделенных межструктурными депрессиями, которые, по-видимому, заполнены молодыми осадочными породами (рис. 10). Ширина массивов на 2,5D модели достигает 12...20 км, а между ними отчетливо вырисовываются переходные зоны. Исходя из рис. 10 бло-

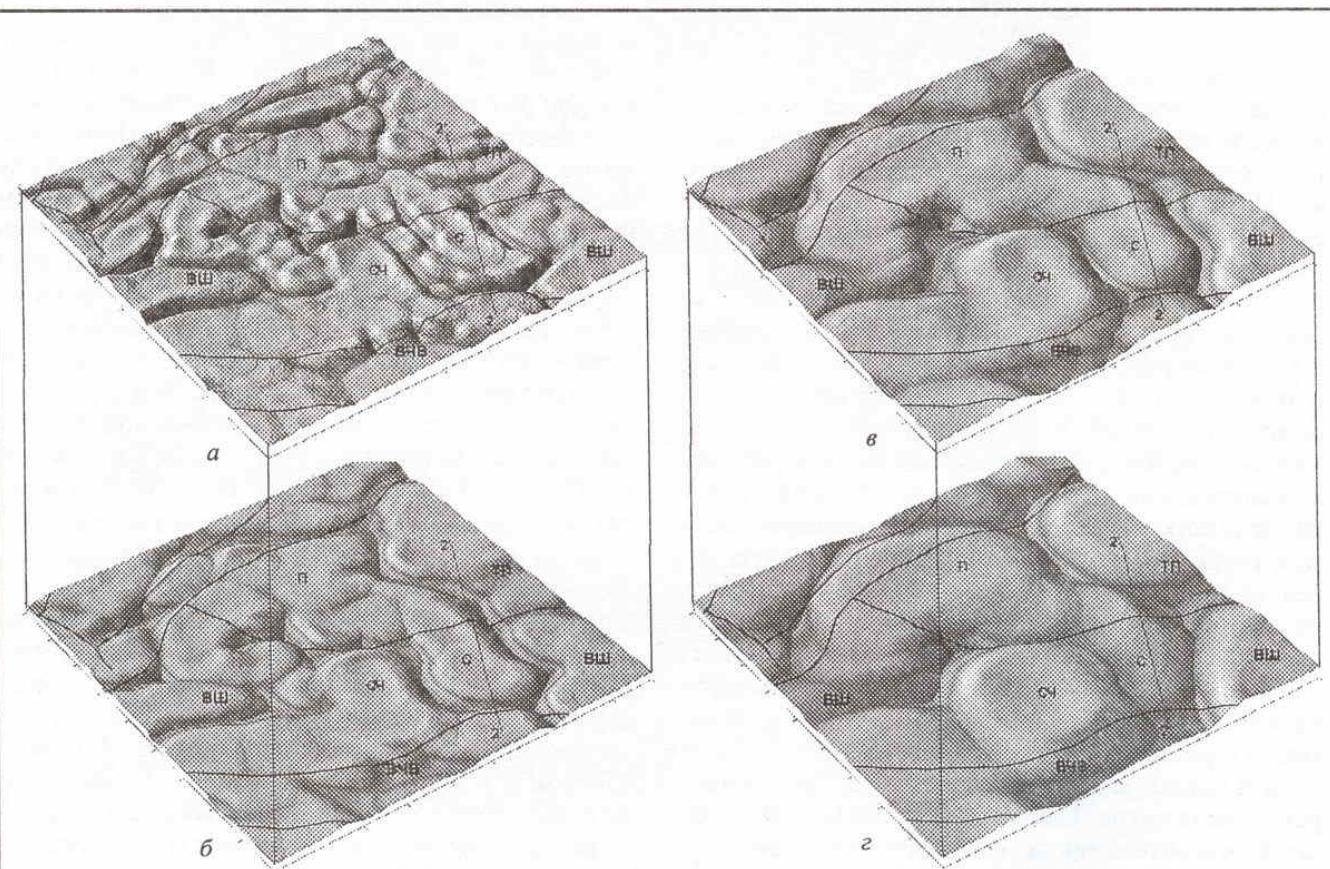


Рис. 10. Карты-срезы 2,5D блоково-разломных структур северо-восточной части Черного моря на глубинах, км: а – 5; б – 7; в – 10; г – 13

ково-разломных структур локальные массивы Северо-Черноморское, Палласа и Склоновое не единичны на площади и, судя по всему, можно дополнительно установить по ДТЗЗ ряд потенциально или возможно нефтеперспективных участков, которые в дальнейшем следует изучать сейсморазведкой.

Таким образом, особенности строения новейшего структурного плана коры Черного моря удается проследить по данным дистанционного тепловизионного зондирования, что позволяет надеяться в дальнейшем на получение новых результатов объемного тектонического строения региона и условий формирования залежей углеводородов в акватории, что представляет практический и научный интерес.

6. Заключение

На основе разработанного подхода к решению обратной задачи ДТЗЗ впервые получена по космическим тепловизионным снимкам геоинформационная продукция, характеризующая особенности объемного строения земной коры шельфа морей. Экспериментально обоснована возможность решения на основе ДТЗЗ данной геофизической задачи. Метод, обладающий рядом преимуществ (относительной дешевизной при анализе больших территорий, высокой производительностью и информативностью, независимостью от рельефа и условий местности, абсолютной экологической чистотой), может широко приме-

няться нефтяными компаниями на различных стадиях геолого-разведочных работ, что позволит получить экономические выгоды и значительно повысить информативность комплексных геофизических исследований лицензионных блоков шельфа морей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авиационное тепловизионное зондирование геологической среды / К.М. Каримов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – № 5. – С. 24–31.
2. Дистанционное тепловизионное зондирование Земли при решении геологических задач / К.М. Каримов [и др.] // Георесурсы. – Казань, 2009. – № 1(29). – С. 38–42.
3. Фихтенгольц Г.М. Курс дифференциального и интегрального исчисления: в 3 т. – М.: ФИЗМАТЛИ, 2001.
4. Методы компьютерной обработки изображений / под ред. В.А. Сойфера. – 2-е изд. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2003. – 784 с.
5. Форсайт Д., Понс Ж. Компьютерное зрение. Современный подход / пер. с англ. – М.: Вильямс, 2004. – 928 с.
6. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа / Е.Г. Арешев [и др.]. – М.: Нефть и газ, 1997. – 288 с.
7. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – М.: Недра, 1990. – 405 с.
8. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. – М.: Научный мир, 2007. – 172 с.

УДК 553.98(575.1):551.762

УСЛОВИЯ НАКОПЛЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ЮРСКОЙ КАРБОНАТНОЙ ТОЛЩИ АМУДАРЬИНСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

А.Х. Нугманов
(ОАО ИГИРНИИГМ)

Изучением строения осадочного разреза юрско-четвертичного возраста Амударгинского седиментационного бассейна (АСБ) нефтяники занимаются уже 50 лет. В их работах освещался широкий круг вопросов, касающихся строения осадочной толщи, истории развития бассейна, нефтегазоносности и многих других. Поскольку основным объектом поисков залежей УВ являлась карбонатная толща юрского возраста, то, естественно, она стала главным объектом исследований. Ее изучению посвящены работы большой группы геологов, геофизиков Узбекистана, Туркменистана, России, в их число входили Г.С. Абдуллаев, Л.А. Абукова, А.М. Акрамходжаев, А. Алланов, Г.И. Амурский, Т.Л. Бабаджанов, А.А. Бакиров, А.Г. Бабаев, О.В. Барташевич, Н.В. Безносов, Ш.Д. Давлятов, А.Н. Давыдов, Г.Х. Дикенштейн, А.Г. Ибрагимов, В.Д. Ильин, Л.Н. Киреева, А.В. Киршин, К.Н. Кравченко, Н.А. Крылов, В.А. Кудряков, В.В. Кушниров, В.Н. Мелихов, Х.Х. Миркамалов, Д.С. Оруджева,

Ч.М. Пайтыков, О.А. Рыжков, И.С. Старобинец, Б.Б. Таль-Вирский, Н.К. Фортунатова, В.С. Шеин. Этот перечень можно было бы продолжить. Их вклад в дело познания геологии и нефтегазоносности АСБ трудно переоценить. Однако и сегодня существуют спорные вопросы, касающиеся условий накопления и корреляции горизонтов карбонатной толщи юры, в основном по отложениям верхней ее части.

Статья посвящена изложению результатов исследований условий накопления и строения юрской карбонатной толщи АСБ. В основе выводов лежат материалы изучения более 2000 скважин, пробуренных на территории Узбекистана и Туркменистана, использованы также практически все разработки последних лет, касающиеся условий накопления этой толщи, определений возраста отложений и др. Эти данные подтвердили обоснованность границ ранее выделенных горизонтов (автор ими пользуется с 1976 г.). Касаясь строения толщи, отметим, что кугитангский комплекс