

Поисковые критерии локальных скоплений нефти и газа с позиции микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов

А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, У.Н. Рахматов
(ОАО «ИГИРНИГМ», ИГ и ГАН РУз)

Многие нефтегазоносные провинции мира (Мидконтинентская в США, Западно-Сибирская, Волго-Уральская, Тимано-Печорская в России, Туранская в Средней Азии, Восточно-Аравийская в Саудовской Аравии и Кувейте и др.), которые являются основными центрами нефтегазодобычи, сталкиваются с кризисом прироста запасов углеводородного сырья. Это связано с естественным рассредоточением небольших по размерам локальных объектов на значительных территориях и в различных литолого-стратиграфических комплексах. В подобной ситуации даже применение высокоразрешающей сейсморазведки 3-D малоэффективно несмотря на то, что эти регионы характеризуются высокой степенью геолого-геофизической изученности.

В связи со сказанным актуальной задачей становится научно обоснованное размещение объемов поисково-разведочных работ с учетом современных достижений нефтегазогеологической науки в целях повышения эффективности геологоразведки на нефть и газ.

Предлагается новая методика локального прогноза нефтегазоносности на основе некоторых теоретических результатов, полученных в ходе разработки микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов [2]. Суть ее заключается в ремобилизации геологоразведочных работ на отдельных высокоперспективных участках, расположенных в зонах активного воздействия каналов глубинного тепломассопереноса (ГТМП), с последующим научно обоснованным размещением поисково-детализационных объемов сейсморазведки в модификации 3-D.

Данная методика включает решение следующих задач:

1) крупномасштабное картирование каналов ГТМП в пределах конкретной зоны нефтегазонакопления;

2) то же ареалов их глубинных эманаций (CO_2 , N_2 , H_2 , H_2O , CO , CH_4 , He , Ar и др.), связанных с этими каналами;

3) ранжирование закартированных аномальных термобарогеохимических зон по энергетическим характеристикам, полученным на основе термодинамических моделей каналов ГТМП;

4) выделение и ранжирование перспективных локальных структур в пространстве высокоэнер-

гетических аномальных термобарогеохимических зон на основе комплексной переинтерпретации имеющихся геолого-геофизических данных;

5) проведение поисково-детализационных сейсморазведочных работ 3-D на наиболее перспективных локальных структурах;

6) заложение поисковых скважин на вновь подготовленных локальных объектах.

Рассмотрим на примере Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона ход реализации методики локального прогноза с использованием основных положений микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов с целью постановки сейсморазведки 3-D. Для этого разработаны соответствующие этапы геологоразведочных работ с конкретизацией задач, объектов исследования, методов изучения и ожидаемых результатов (таблица).

Крупномасштабное картирование каналов ГТМП в пределах зоны нефтегазонакопления. Решение данной задачи включает составление уточненной региональной карты плотности теплового потока в масштабе 1:500000 и проведение детализационной полевой геотермической съемки (ПГС) 1:50000 в отдельной нефтегазоперспективной зоне.

Карта разработана в ходе многолетних геотермических исследований авторов на территории Бухаро-Хивинского региона с целью картирования интенсивных изометричных аномалий, связанных с каналами ГТМП. При этом использовались данные измерения температур в стволах глубоких скважин и результаты пересчета 98 значений пластовых температур залежей нефти и газа, замеренных на 40 месторождениях.

Каналы ГТМП картировались по интенсивным изометричным аномалиям плотности теплового потока с амплитудами 90-120 мВт/м² при фоновых значениях геотермического поля не более 60 мВт/м². Выделено около 10 аномалий, соответствующих указанным признакам. Применительно к закартированным объектам выполнена пространственная корреляция с зонами АВПД, гидрогеологическими и геохимическими аномалиями, крупными скоплениями нефти и газа (рисунок).

Полученные результаты позволили выделить в качестве новой нефтегазоперспективной зоны северо-западную часть Бухаро-Хивинского региона, характеризующуюся некоторым количеством неоп-

Этап	Задача	Объект исследования	Метод исследования	Ожидаемые результаты
1	Крупномасштабное картирование каналов ГТМП в пределах отдельной зоны нефтегазонакопления	Каналы ГТМП и окружающее их пространство	Региональные геотермические исследования в масштабе 1:500000 Полевая геотермическая съемка в масштабе 1:50000	Параметры интенсивных изометричных аномалий плотности теплового потока, связанных с каналами ГТМП
2	Крупномасштабное картирование ареалов глубинных эманаций, связанных с каналами ГТМП	Интенсивные изометричные аномалии плотности теплового потока, связанные с каналами ГТМП	Полевая газовая съемка в масштабе 1:50000 Химико-аналитические определения продуктов глубинных эманаций	Геохимические параметры интенсивных изометричных аномалий плотности теплового потока, связанных с каналами ГТМП
3	Ранжирование закартированных аномальных термобарогеохимических зон по энергетическим характеристикам	Аномальные термобарогеохимические зоны, связанные с каналами ГТМП	Разработка термодинамических моделей каналов ГТМП	Выделение и рейтинг аномальных термобарогеохимических зон на основе их энергетических характеристик
4	Выделение и ранжирование перспективных локальных структур в пространстве аномальных термобарогеохимических зон	Локальные объекты в пределах аномальных термобарогеохимических зон каналов ГТМП	Комплексная переинтерпретация имеющихся геологогеофизических данных Выделение объектов типа «АТЗ»	Выделение и рейтинг локальных перспективных объектов
5	Проведение поисково-детализационных сейсморазведочных работ 3-D	Локальные объекты с высоким рейтингом в пределах аномальных термобарогеохимических зон	Полевые наблюдения Обработка данных полевых наблюдений Геологическая интерпретация полученных данных	Подготовка локальных перспективных структур
6	Заложение поисковых скважин	Подготовленные локальные структуры	Анализ данных трехмерной сейсморазведки и др. геолого-геофизической информации	Заложение поисковой скважины для оценки нефтегазоносности локальных объектов

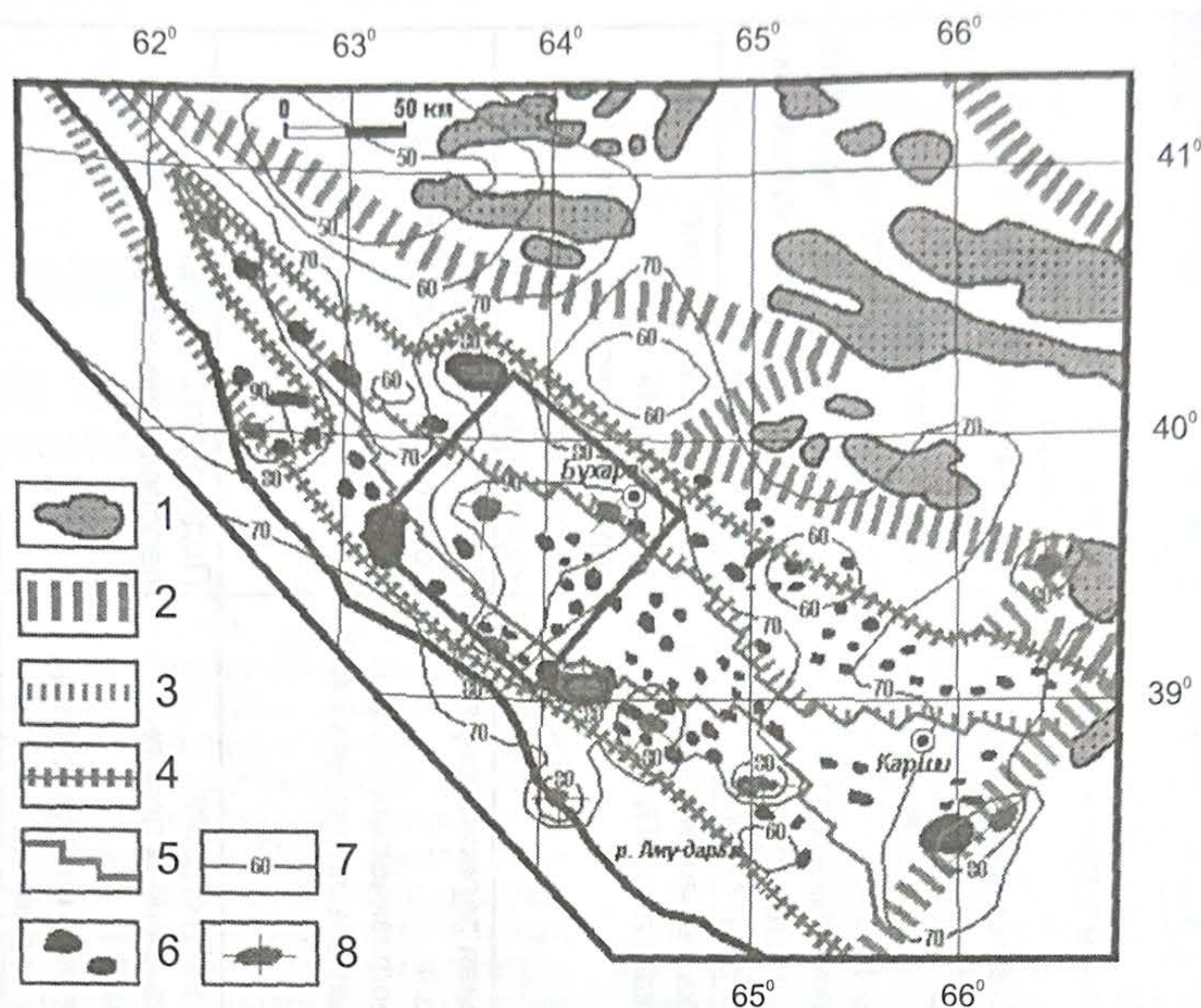


Рис.1. Пространственная связь каналов глубинного теплопереноса и локальных скопления нефти и газа (составили Абидов А.А., Долгополов Ф.Г., Поликарпов А.А.; 2002 г.):

1 - выходы на дневную поверхность палеозойских образований; 2 - границы литосферных плит; 3 - границы тектонических ступеней; 4 - контуры погребенной палеорифтовой системы; 5 - границы центрального грабена; 6 - скопления углеводородов; 7 - изолинии плотности теплового потока, мВт/м²; 8 - интенсивные изометричные аномалии над каналами глубинного теплопереноса

искованных объектов в мезозой-кайнозойском чехле. Под осадочным чехлом здесь обнаружен центральный грабен погребенной палеорифтовой системы позднепалеозойского возраста. В 2001 г. в пределах рассматриваемой территории были начаты целенаправленные геолого-геофизические исследования вдоль трех эталонных геотраверсов, включающие полевые электроразведочные наблюдения методом МТЗ с аппаратурой «V5 System 2000» канадской компании «Phoenix Geophysics Limited» [3], высокоточную гравиметрию, магнитометрию и полевую геотермическую съемку (ПГС).

Детализационная ПГС представляет собой высокотехнологичный метод определения плотности теплового потока на основе измерения температур в многочисленных неглубоких (2,0 м) скважинах. Использование специальных приемов позволяет исключить влияние сезонных вариаций температуры и других приповерхностных факторов.

В результате были подтверждены известные ранее Тегерменская и Гужайлийская аномалии плотности теплового потока и выявлен ряд новых: Западно-Бештепинская, Атбакарская, Западно-Кокчинская, Кувачинская и Ташкудукская, связанные с каналами ГТМП. Они расположены в центральной, северной, юго-восточной и северо-западной частях исследуемого района, имеют интенсивность на 50-75 мВт/м² выше регионального фона и характеризуются латеральными размерами порядка 10-20 км.

Крупномасштабное картирование ареалов глубинных эманаций, связанных с каналами ГТМП. Подобной постановке данная задача на территории Бухаро-Хивинского региона еще не решалась, хотя некоторый опыт проведения газовых съемок имеется. Комплексные полевые наблюдения, включающие температурную и эманационную съемку, проводились силами Кызылкумской экспедиции на одном из выходящих на дневную поверхность каналов ГТМП в районе месторождения Мурунтау (Центральный Кызылкум). В результате на площади 16 км² установлены глубинные проявления водорода, гелия, метана с аномальными концентрациями в рыхлых sedimentaх 10,0 и 0,035 мл/кг соответственно при фоновом значении менее 0,005.

В настоящее время сотрудниками ОА «ИГИРНИГМ» обнаружено повышенное содержание гелия в пробах газа месторождения Гаджак в Сурхандарьинском регионе, где в данных региональных геотермических исследованиях также фиксируется активно действующий канал ГТМП.

Задача крупномасштабного картирования ареалов глубинных эманаций, сосредоточенных вокруг каналов ГТМП, отличается от предыдущих работ как охватом более значительных территорий, так и количеством анализируемых компонентов. Вместе с тем аппаратура и методика отбора проб газов из неглубоких скважин (2,0 м) остается стандартной, а для полного их изучения

ИГИРНИГМ имеется современный газо-жидкостный анализатор «Кристалл».

Очевидно, что для эффективного картирования геохимических аномалий система полевых наблюдений должна состоять из региональной сети профилей и отдельных участков с повышенной плотностью в пределах установленных каналов ГТМП. Поэтому в настоящее время для успешного решения этой задачи не существует каких-либо препятствий технического или методического характера.

Ранжирование закартированных аномальных термобарогеохимических зон по энергетическим характеристикам. Выбор перспективных участков в данной постановке не проводился. Вместе с тем имеется некоторый положительный опыт расчета термодинамических моделей на некоторых эталонных объектах [4], в результате которого установлено, что амплитуда и размеры геотермических аномалий зависят от площади проницаемой зоны, вида теплоносителя и скорости движения флюидов, т. е. главных энергетических параметров каналов ГТМП. Ожидается, что данные крупномасштабной геохимической съемки позволят уточнить исходные данные термодинамических моделей исследуемых объектов для сравнения их энергетических характеристик.

Выделение и ранжирование перспективных локальных структур в пространстве аномальных термобарогеохимических зон. Согласно проведенным термодинамическим расчетам, пространство аномальных зон, окружающее канал ГТМП, представляет собой сужающееся вниз воронкообразное тело. Задача заключается в том, чтобы в пределах его верхней части, включающей фрагменты мезозой-кайнозойского осадочного чехла и подчехольного палеозойского комплекса, на основе интерпретации геолого-геофизических данных выделить и ранжировать новые локальные структуры. По эффективности решения ей больше всего соответствует успешно применяемый на практике в ОАО «Узбекгеофизика» син-

тетический метод картирования АТЗ (аномалии типа «залежь»).

В настоящее время в качестве подготовительных действий в Бухаро-Хивинском регионе ранжированы все имеющиеся здесь сейсмические профили по степени их информативности на различных глубинах, и на основе геодинамических построений составлена новая геологическая карта поверхности погребенного палеозойского комплекса.

Поисково-детализационные сейсморазведочные работы в модификации 3D. В 2001 г. в ОАО «Узбекгеофизика» поступили новая аппаратура и вычислительный комплекс. Опыт их применения на объектах Ферганского, Устюртского и Бухаро-Хивинского регионов показал высокую разрешающую способность, информативность и производительность.

В рамках разработанной методики впервые предлагается использовать сейсморазведку 3-D для детализации новых локальных объектов в пределах аномальных термобарогеохимических зон, связанных с каналами ГТМП. Они могут быть выделены по результатам комплексной переинтерпретации имеющихся геолого-геофизических данных (сейсморазведка 2-D, электроразведка, высокоточная, грави- и магниторазведка, метод АТЗ, ГИС и др.). Она может быть применена и для рекогносцировочных работ с разреженной сетью наблюдений в случае преобладания слабоизученных площадей, характеризующихся большой долей некондиционных материалов. Поэтому по мере выделения перспективных участков данный метод может служить для подготовки новых локальных объектов повышенной сложности.

Таким образом, на основе микстгенетической схемы природного синтеза УВ разработана новая комплексная программа по ремобилизации поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах северо-западной части Бухаро-Хивинского региона. Ее успешная реализация поможет обрести «второе дыхание» многим нефтегазоносным провинциям мира.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абидов А.А. Нефтегазоносность литосферных плит. Ташкент: Фан, 1994. 128 с.
2. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г. Микстгенетическая схема природного синтеза углеводородов. Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Научный мир, 2001 С. 260-264.
3. Abidov A.A., Fox L., Ingerov A.I., Dolgoplov F.G., Babadjanov T.L., Basov M.D. and other. Exploration for deep Paleozoic sediments in Uzbekistan using MT: Project "Paleorift". Published by the company "Phoenix Geophysics Limited" Canada. Toronto, 2002. P. 1-4.
4. Абидов А.А., Поликарпов А.А. Численное термодинамическое моделирование процессов глубинного теплообмена // Узбекский журнал нефти и газа, 2000, №2. С. 11-16.

Annotation

A new local forecasting methods of oil and gas potential are offered on the basis of some theoretical results received in the process of working - out mixed genetic scheme of natural hydrocarbons synthesis. It consists in remobilization of geologic and prospecting works at separate high prospective areas situated in zones of active influence of deep heat - mass transfer (DHMT) by following scientifically-grounded disposition there of prospecting - detailed volumes of works in 3-D modification. The way of these methods realization are stated on example of Bukhara - Khiva oil and gas bearing area.