

**СПОСОБ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЛОЩАДЕЙ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ ДЛЯ  
ПОИСКА И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

*Турсунов Алишер Тулкунович*

*Ташкентский фармацевтический институт*

*Старший преподаватель*

[Tursunov\\_077@mail.ru](mailto:Tursunov_077@mail.ru)

*Турсунова Азиза Асроровна*

*Ташкентский государственный технический университет*

*Ассистент*

[aziza.tursunova.tdtu@gmail.com](mailto:aziza.tursunova.tdtu@gmail.com)

Мақолада «Углеводород қидириш ва разведка қилиш учун истиқболли бўлган майдонларни аниқлашнинг усули» номли янги ихтиронинг мазмуни ва моҳияти очиб берилган ва ушбу ихтиро асосига қўйилган нефть ва газнинг табиатда ҳосил бўлишининг микстгенетик назарияси ҳақида фикр юритилиб, ихтирога асосланиб дала шароитида истиқболли локал нефть газ объектларни хариталашда термогеохимик методни қўллаш систематикаси баён қилинган.

В статье раскрываются сущность и значение нового изобретения «Способ выявления площадей, перспективных для поиска и разведки месторождений углеводородов» и излагая содержание, положенной в основу изобретения, микстгенетической теории генезиса нефти и газа приводится систематика применения полевой термогеохимической съемки для картирования локальных нефтегазоперспективных объектов.

In article is uncovered the essence of new invention of “Method the detection of squares perspective for search and the research prospecting of deposits hydrocarbon” and is enounced contents put in the basis of invention

mixedgenetic the theory of the genesis of oil and gas, is presented methodology the applyings of field thermogeochemical survey for mapping local oil and gas perspective objects.

Геологоразведочная отрасль любой страны в последние годы редко радуется крупными открытиями новых скоплений нефти и газа. Классические подходы к проблеме поисков месторождений углеводородного сырья в значительной степени исчерпали свои возможности. В современных условиях успех может принести лишь свежий, неординарный взгляд на многие привычные явления и связи через призму системных исследований [3, 4].

В настоящее время геодинамика, как новая теоретическая основа для прогнозных построений, получила признание у подавляющего большинства геологов [1, 2, 4, 6, 7, 8, 10, 16 и др.].

На рубеже XX и XXI веков на основе системного подхода к физико-химическим явлениям, происходящим не только в осадочной оболочке, но и в целом в земной коре и верхней мантии, а также исходя из современной методологии нефтегазогеологической науки, учитывающей принципы геодинамики, под руководством профессора А.А.Абидова была разработана микстгенетическая концепция природного синтеза УВ. Она подтверждается обширным фактическим материалом, полученным в процессе геодинамических исследований нефтегазоносных областей и провинций, в том числе результатами полевой съемки и лабораторно-экспериментальных опытов [11, 13, 14, 15].

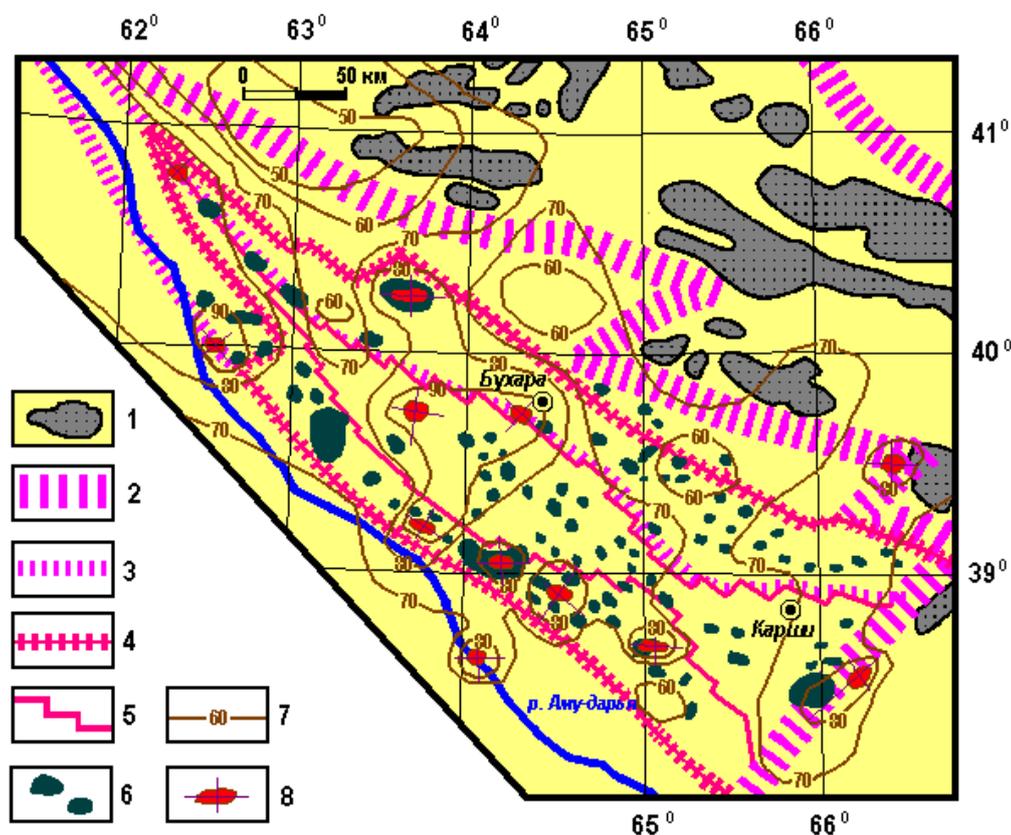
Прикладное значение микстгенетической теории природного синтеза углеводородов, которая основана на результатах теоретических, полевых и лабораторно-экспериментальных исследований, заключается в разработке методики локального прогноза нефтегазоносности недр на поисковом и разведочном этапах геологоразведочного процесса.

Данная методика локального прогноза нефтегазоносности недр зарегистрирована в Государственном патентном ведомстве Республики Узбекистан с выдачей патента № IAP 2007 0210 на изобретение «Способ выявления площадей перспективных для поиска и разведки месторождений углеводородов» (авторский коллектив: А.А.Абидов, Т.Л.Бабаджанов, А.Б.Бигараев, И.И.Дивеев, Ф.Г.Долгополов, А.А.Поликарпов, И.Х.Халисматов, У.Н.Рахматов) [17].

Этот способ выявления перспективных на нефть и газ площадей основан на проведении комплекса недорогостоящих и быстро выполняемых полевых исследований по изучению теплового потока и геохимических особенностей недр по эманациям ювенильных газов. Комплексирование этих двух известных методов производится впервые и оно направлено для решения принципиально новой единой задачи – картирования каналов ГТМП.

Таким образом, на основе разработанных принципов микстгенетической теории природного синтеза УВ сформулирована новая методика локального прогноза нефтегазоносности недр, которая авторами изобретения названа термогеохимическим методом поисков скоплений нефти и газа.

Термогеохимический метод разработан на основе лабораторных исследований и полевых работ, проведенных в пределах конкретных нефтегазоносных областей платформенных и складчатых территорий Центральной Азии и направленных на установление диагностических критериев картирования каналов ГТМП, обуславливающих формирование крупных концентраций запасов нефти и газа. Доказано, что известные крупные месторождения нефти и газа расположены именно над каналами ГТМП (рис. 1).



**Рис. 1. Пространственная связь каналов глубинного**

**теплопереноса и локальных скоплений нефти и газа**

(составили А.А.Абидов, Ф.Г.Долгополов, А.А.Поликарпов, 2002 г.)

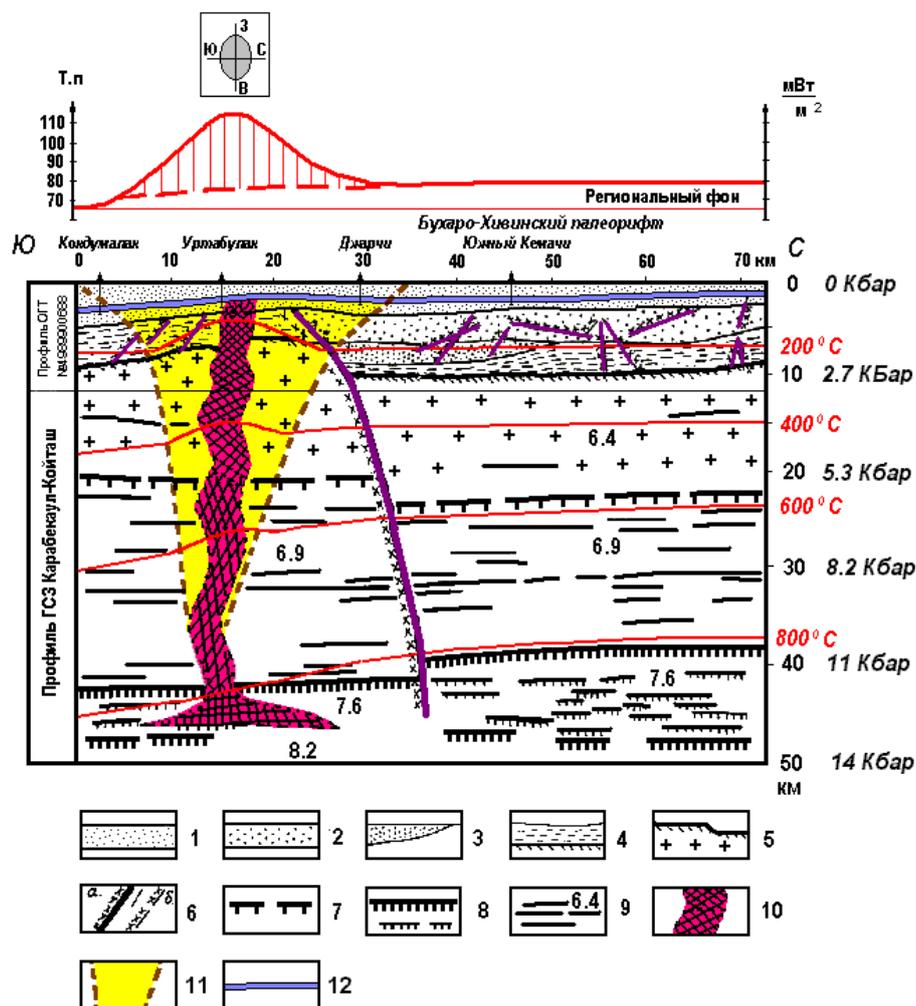
1 – выходы на дневную поверхность палеозойских образований; 2 – границы литосферных плит; 3 – границы тектонических ступеней; 4 – контуры погребенной палеорифтовой системы; 5 – границы центрального грабена; 6 – скопления углеводородов; 7 – изолинии плотности теплового потока в мВт/м<sup>2</sup>; 8 –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

Следовательно, по результатам термогеохимического метода установлена прямая причинно-следственная связь: каналы ГТМП – месторождения нефти и газа (рис. 2).

Результаты полевой термогеохимической съемки, после проведения геохимических, термодинамических, гидрогеологических, петролого-

минералогических лабораторных исследований в комплексе с компьютерным численным моделированием позволяют выделить наиболее нефтегазоперспективные локальные участки для концентрации сейморазведочных работ, в том числе в современной модификации 3-D, или же бурения глубоких скважин на нефть и газ.

Термогеохимический метод поисков нефти и газа уже внедрен в производство и по результатам проведенных работ выявлены нефтегазоперспективные объекты для постановки дальнейших геологоразведочных работ.



**Рис. 2. Термодинамическая модель канала глубинного  
теплопереноса в районе нефтяного месторождения Уртабулак  
(составили А.А.Абидов, Ф.Г.Долгополов, А.А.Поликарпов, 2003 г.)**

1 – мезозойско-кайнозойский чехол, 2 – верхний рифтовый комплекс, 3 – нижний рифтовый комплекс, 4 – дорифтовое основание, 5 – кристаллический фундамент, 6 – разрывные нарушения: а) сквозькоровые, б) верхнекоровые, 7 – граница Конрада, 8 – граница Мохоровичича, 9 – отражающие площадки и скорости упругих волн, 10 – канал глубинного тепломассопереноса, 11 – аномальная термобарическая зона, 12 – региональный водоупор

Внедрение в производство термогеохимического метода поисков нефти и газа в современных условиях рыночной экономики особо актуально для нефтяных компаний - инвесторов, получивших лицензионные блоки для проведения геологоразведочных работ на нефть и газ, так как они часто сталкиваются с проблемой по выбору конкретных локальных нефтегазоперспективных объектов для постановки поисковых работ с целью открытия в кратчайшие сроки и с наименьшими затратами новых месторождений углеводородов.

Этот ресурсосберегающий термогеохимический метод даст возможность нефтяным компаниям - инвесторам сократить сроки открытия новых скоплений УВ в пределах выбранных инвестиционных блоков путем определения конкретных локальных нефтегазоперспективных участков для обнаружения залежей нефти и газа, что в конечном итоге значительно сэкономит средства, направляемые на геологоразведочные работы, повышая их результативность.

Таким образом, суть этой новой методики заключается в ремобилизации геологоразведочных работ на отдельных высокоперспективных участках, расположенных в зонах активного воздействия каналов глубинного тепломассопереноса, с последующим научно-обоснованным размещением там объемов поисково-детализационных сейсмразведочных работ, в том числе в модификации 3-D.

Данная методика включает решение следующих задач с установлением поисковых признаков локального прогноза скоплений нефти и газа:

1. Крупномасштабное картирование каналов ГТМП в пределах конкретной зоны нефтегазонакопления.
2. Крупномасштабное картирование ареалов глубинных эманаций ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{He}$ ,  $\text{Ar}$  и др.), связанных с каналами ГТМП.
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 высокоэнергетических аномальных термобарогеохимических зон на основе комплексной переинтерпретации имеющихся геолого-геофизических данных.
5. Проведение поисково-детализационных сейсморазведочных работ, в том числе в модификации 3-D на наиболее перспективных локальных структурах.
6. Заложение поисковых скважин на вновь подготовленных локальных объектах.

Ниже, на примере Бухарской и Чарджоуской нефтегазоносных областей (НГО) Туранской нефтегазоносной провинции (НГП), излагается ход реализации вышеизложенной методики локального прогноза нефтегазоносности с применением термогеохимического метода, основанного на основных положениях микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов, с целью постановки детальных сейсморазведочных работ.

В рамках термогеохимического метода разработаны соответствующие стадии и виды проведения геологоразведочных работ с конкретизацией задач, объектов исследования, методов изучения и ожидаемых результатов

(табл. 1). Эти стадии и виды будут выполняться в рамках поискового этапа, следующего за региональным этапом геологоразведочного процесса и возможно с переходом на начальную фазу разведочного этапа.

**Крупномасштабное картирование каналов ГТМП  
в пределах зоны нефтегазонакопления**

Решение данной задачи включает составление уточненной региональной карты плотности теплового потока в масштабе 1 : 500 000 и проведение

**Таблица 1**

**Стадии и виды работ по выявлению локальных  
нефтегазоперспективных объектов**

**для постановки детализационных поисковых и разведочных работ на  
основе термогеохимической съемки**

Стадии и виды работ	Задачи	Объекты исследования	Методы исследования	Ожидаемые результаты
1	2	3	4	5
Первая стадия термогеохимической съемки	Крупномасштабное картирование каналов ГТМП в пределах отдельной зоны нефтегазонакопления	Каналы ГТМП и окружающее их пространство	Региональные геотермические исследования в масштабе 1:500 000. Полевая геотермическая съемка в масштабе 1:50 000	Параметры интенсивных изометричных аномалий плотности теплового потока, связанных с каналами ГТМП
Вторая стадия термогеохимической съемки	Крупномасштабное картирование ареалов, глубинных эманаций связанных с каналами ГТМП	Интенсивные изометричные аномалии плотности теплового потока, связанные с каналами ГТМП	Полевая газовая съемка в масштабе 1:50 000. Химико-аналитические определения продуктов глубинных эманаций	Геохимические параметры интенсивных изометричных аномалий плотности теплового потока, связанных с каналами ГТМП
Комплексирование результатов первой и второй стадий	Ранжирование закартированных аномальных	Аномальные термобарогеохимические	Разработка термодинамических	Выделение и рейтинг аномальных термобарогеохимических

термогеохимической съемок	термобарогеохимических зон по энергетическим характеристикам.	зоны, связанные с каналами ГТМП	моделей каналов ГТМП	зон на основе их энергетических характеристик
---------------------------	---	---------------------------------	----------------------	---

**Продолжение табл. 1**

Стадии и виды Работ	Задачи	Объекты исследования	Методы исследования	Ожидаемые результаты
1	2	3	4	5
Комплексирование результатов термогеохимической съемки и имеющихся геолого-геофизических данных	Выделение и ранжирование перспективных локальных структур в пространстве аномальных термобарогеохимических зон	Локальные объекты в пределах аномальных термобарогеохимических зон каналов ГТМП	Комплексная переинтерпретация имеющихся геолого-геофизических данных Выделение объектов типа «АТЗ»	Выделение и рейтинг локальных перспективных объектов
Подготовка конкретной рекомендации по сосредоточению сейсморазведочных работ, в т. ч. 3 D	Проведение поисково-детализационных сейсморазведочных работ	Локальные объекты с высоким рейтингом в пределах аномальных термобарогеохимических зон	Полевые работы. Обработка данных полевых наблюдений. Геологическая интерпретация полученных данных	Подготовка локальных перспективных структур
Комплексирование результатов термогеохимической съемки и сейсморазведочных работ	Заложение поисковой скважины	Подготовленные локальные структуры	Анализ данных трехмерной сейсморазведки и др. геолого-геофизических материалов, в т.ч. термогеохимической съемки	Заложение поисковой скважины для оценки нефтегазоносности локальных объектов

детализационной полевой геотермической съемки (ПГС) в масштабе

1 : 50 000 в пределах отдельной нефтегазоперспективной зоны.

Региональная карта плотности теплового потока была разработана в ходе многолетних геотермических исследований на территориях Бухарской и Чарджоуской НГО с целью картирования интенсивных

изометричных аномалий, связанных с каналами ГТМП (см. рис. 1). При ее составлении использовались данные измерения температур в стволах глубоких скважин и результаты пересчета 98 значений пластовых температур залежей нефти и газа, замеренных на 40 местоскоплениях.

Картирование каналов ГТМП осуществлялось по интенсивным изометричным аномалиям плотности теплового потока с амплитудами 90-120 мВт/м<sup>2</sup> при фоновых значениях геотермического поля не более 65 мВт/м<sup>2</sup>. В результате было выделено около 10 аномалий соответствующих вышеуказанным признакам. Применительно к закартированным объектам была выполнена пространственная корреляция с зонами АВПД, гидрогеологическими и геохимическими аномалиями, крупными скоплениями нефти и газа (см. рис. 1).

Полученные результаты позволили выделить в качестве новой нефтегазоперспективной зоны северо-западную часть Чарджоуской нефтегазоносной области. Указанная территория характеризуется некоторым количеством непоискованных объектов в мезозойско-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. Они включали полевые электроразведочные наблюдения методом МТЗ с аппаратурой «V5 System 2000» канадской компании «Phoenix Geophysics Limited» [12], высокоточную гравиметрию, магнитометрию и полевую геотермическую съемку (ПГС).

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

В результате проведения ПГС были подтверждены ранее известные аномалии плотности теплового потока (Тегермен и Гужайли) и выявлен ряд новых тепловых аномалий (Западный Бештепе, Атбакар, Западный Кокчи, Кувачи и Ташкудук), связанные с каналами ГТМП. Они расположены в центральной, северной, юго-восточной и северо-западной частях исследуемого района, имеют интенсивность на 50-75 мВт/м<sup>2</sup> выше регионального фона и характеризуются латеральными размерами порядка 10-20 км.

Оперативные малозатратные термогеохимические полевые работы по определению локальных нефтегазоперспективных площадей в пределах лицензионных блоков могут быть выполнены на стадии обобщения ранее проведенных геолого-геофизических исследований для разработки инвесторами бизнес-планов по постановке поисково-разведочных работ на открытие новых месторождений нефти и газа.

#### **Литература**

1. 3. Бакиров А.А. Некоторые методологические вопросы нефтегазовой геологии. // В кн.: Теоретические и методологические вопросы геологии нефти и газа. Новосибирск, Наука, 1981.
2. 4. Бакиров А.А., Бакиров Э.А. Некоторые методические аспекты прогнозирования нефтегазоносности в свете учения академика И.М.Губкина. // В кн.: Прогнозирования нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1982.
3. 5. Гаврилов В.П. Возможная модель образования и накопления нефти в фундаменте. // В Трудах Российско-Китайского семинара по нефтегазовой геологии. Пекин: «Нефтяная промышленность», 2004.
4. Геодинамические основы прогноза и поисков нефти и газа и их внедрение в практику геологоразведочных работ. // Авт.: К.А.Клещев, В.С.Шейн, В.Е.Хаин, А.А.Ковалев, С.А.Ушаков, Б.А.Соколов, Е.В.Кучерук, В.П.Гаврилов, Л.П.Зоненшайн, О.Г.Сорохтин. М.: ВИЭМС, 1990.
5. Клещев К.А., Петров А.И., Шейн В.С. Геодинамика и новые типы

- природных резервуаров нефти и газа. М.: Недра, 1995.
6. Хаин В.Е. Глобальные закономерности нефтегазонакопления: современное состояние проблемы. // В.кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. М.: Наука, 1985.
7. Абидов А.А., Поликарпов А.А. Численное термодинамическое моделирование процессов глубинного тепломассопереноса. // Узбекский журнал нефти и газа, 2000. №2. С.11-16.
8. Абидов А.А. Классическая геология на современном этапе развития. // Узбекский журнал нефти и газа, 2002, № 4.
9. Abidov A.A. Hydrocarbon Natural Syntesis Mixed-Genetic Scheme and its Importance for the Forecast of Oil and Gas Regional Geodynamical Structures. // 6<sup>th</sup> International oil and gas conference “The geodynamic condition of oil and gas deposits and field formations in Uzbekistan’s subsoil”. London, 2002.
10. 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.
11. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г. Принципиальная модель микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов. // Доклады Российской Академии наук. 2004. Т.396. №3.
12. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г., Поликарпов А.А., Рахматов У.Н. Поисковые критерии локальных скоплений нефти и газа с позиции микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов. // Узбекский журнал нефти и газа. 2004. №3.
13. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г., Тилябаев З. Микстгенетическая модель образования нефти и газа в земной коре. // В материалах Второй Международной конференции «Геодинамика нефтегазоносных бассейнов» (Москва, 19-21 октября 2004). М.: 2005.