

**МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР**

**Всесоюзный нефтяной научно-исследовательский  
геологоразведочный институт (ВНИГРИ)**

На правах рукописи  
Для служебного пользования  
Уч. № 39. Экз. № 100

**ТИМУРЗИЕВ АХМЕТ ИССАКОВИЧ**

УДК 551.248.2+553.98.044(574.14)

**НЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ И МЕТОДЫ  
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ (НА ПРИМЕРЕ  
ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА)**

Специальность 04.00.17 – Геология, поиски и разведка  
нефтяных и газовых месторождений

**А В Т О Р Е Ф Е Р А Т**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Ленинград  
1986

Работа выполнена в Мангышлакской геологоразведочной тематической партии (МГРТП) объединения «Мангышлакнефть» и Всесоюзном нефтяном научно-исследовательском геологоразведочном институте (ВНИГРИ).

Научный руководитель – доктор геолого-минералогических наук  
**Л.Н.Розанов**

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук  
***А.Н.Ласточкин,***  
кандидат геолого-минералогических наук  
***А.А.Ференс-Сороцкий***

Ведущее предприятие – Институт Геологии и Разработки  
Горючих Ископаемых (ИГиРГИ)

Защита диссертации состоится: «25» апреля 1986 года

на заседании специализированного Совета Д.071.02.01. при  
Всесоюзном нефтяном научно-исследовательском геологоразведочном  
институте (ВНИГРИ)

Адрес: 192104, Ленинград, Д-104, Литейный проспект, 39

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ВНИГРИ  
Автореферат разослан «25» марта 1986 г.

Ученый секретарь специализированного Совета  
кандидат геолого-минералогических наук –  
***Г.Б.Аристова***

# **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

## **Актуальность работы**

Поддержание достигнутого в последние годы высокого уровня добычи нефти и газа требует неуклонного и опережающего роста разведанных запасов углеводородного сырья.

В этих условиях, поставленные ЦК КПСС и Советом Министров СССР и, закрепленные в «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986-1990 годы и на период до 2000 года» задачи по усилению разведочных работ на нефть и газ в Казахстане, следует рассматривать как составное звено общегосударственной программы перспективного развития топливно-энергетической базы страны.

Решение этих задач и безусловное выполнение государственных планов по приросту разведанных запасов нефти и газа требует значительного повышения экономической эффективности освоения потенциальных ресурсов УВ и невозможно без знания закономерностей размещения и особенностей формирования скоплений УВ.

В свою очередь познание геологических факторов, контролирующих условия формирования и закономерности размещения скоплений УВ служит основой для выработки методов оценки перспектив нефтегазоносности территорий и рациональной методики поисков и разведки.

Ведущая роль тектонических критериев в общем комплексе факторов, определяющих условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления, признается всеми исследователями.

Большое место в ряду этих факторов отводится деформациям новейшего тектонического этапа.

Отсутствие до настоящего времени целенаправленных детальных исследований влияния деформаций новейшего этапа на формирование и закономерности размещения скоплений УВ Мангышлака, определило в целом недооценку роли неотектогенеза на нефтегазоносность региона.

В связи с этим возникла необходимость комплексного изучения новейшей тектоники Мангышлака с целью установления связей ее с глубинным строением и нефтегазоносностью, а также выработки критериев неотектонического контроля и методов прогноза нефтегазоносности.

## **Цель работы**

1. Обоснование неотектонических критериев нефтегазоносности Мангышлака и оценка их роли в общем комплексе критериев нефтегазоносности;

2. Разработка количественных методов сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности (для целей зонального и локального прогноза) и выбор направлений поисково-разведочных работ.

**Основные задачи исследований** сводились к:

- 1) изучению количественных характеристик неотектогенеза и неотектоническому районированию региона;
- 2) выявлению связей между новейшим структурным планом и глубинным строением территории;
- 3) выяснению роли неотектогенеза в формировании структуры Южно-Мангышлакского прогиба и осложняющих его локальных поднятий;
- 4) исследованию новейшей разломной (трещинной) тектоники для прогнозирования трещинных коллекторов нефти и газа;
- 5) изучению тесноты связей между неотектоническими факторами и нефтегазоносностью;
- 6) разработке методики зонального прогноза нефтегазоносности и выбору основных направлений поисково-разведочных работ.

**Научная новизна.** 1. Детальное изучение новейшей структуры позволило количественно оценить важнейшие составляющие деформаций новейшего времени (амплитуду и дифференцированность движений, новейшую раздробленность осадочного чехла и др.) и составить принципиальную схему неотектонического районирования Мангышлака.

2. Обоснованы неотектонические критерии нефтегазоносности Мангышлака.

3. Установлены закономерности стратиграфической приуроченности залежей УВ, подчиняющиеся изменению активности неотектонических движений и характеризующиеся строгими количественными связями:

Стратиграфическая приуроченность залежей УВ	нижний предел нефтегазоносности	PZ, T	T+J	J	J+K	K	верхний предел нефтегазоносности
Градиент амплитуд среднемиоцен - четвертичных движений, м/км	< 4-6	6-10	10-12	12-14	14-16	16-18	> 18
Амплитуда среднемиоцен - четвертичных движений, м	< (-50)	(-50)-0 (-200)-(-100)	0-50	50-150	150-200	200-250	> 250
Амплитуда среднеплиоцен - четвертичных движений, м	< 50	50-100	100-150	150-200	200-250	250-300	> 300
Густота линейamentов, км/км <sup>2</sup> (R <sub>оср</sub> = 5 км)	< 500	500-1000	750-1250	1000-1250	1250-1750	1500-2000	> 2000

4. Впервые для исследуемого района обоснованы геоморфологический метод прогнозирования тектонической трещиноватости и поисковые критерии трещинных коллекторов нефти и газа.

5. Разработаны количественные методы сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности (для целей зонального и локального прогноза).

**Практическая данность.** 1. Обоснованные в работе неотектонические критерии позволяют разрешить принципиальные вопросы пространственно-стратиграфического распределения нефтегазоносности в недрах Мангышлака и повысить тем самым достоверность прогноза.

2. Количественные методы сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности на неотектонической основе решают практические задачи:

а) обоснования направлений поисков и разведки отдельно по литолого-стратиграфическим (нефтегазоносным) комплексам;

б) дифференциации фонда локальных структур и выбора первоочередных объектов для проведения поисково-разведочных работ.

3. Геоморфологический метод прогнозирования тектонической трещиноватости в комплексе с сейсморазведкой МОГТ служит основой прогнозирования коллекторов трещинной группы в низкопроницаемом разрезе доюрских отложений Мангышлака.

**Реализация результатов исследований.** Выводы и рекомендации автора используются при планировании и проведении поисково-разведочных работ на Южном Мангышлаке с 1983 г.

Конкретные рекомендации автора использованы при утверждении планов поисково-разведочного бурения по площадям Оймаша, Северо-Западный Жетыбай, Жантанат, Жиланды, Тенге-Линейное, Ащисор, Песчаномысская, Северное Карагие.

В ряде скважин, местоположение которых определялось в пределах трещинно-разрывных зон новейшей активизации, либо согласуется с данными автора, получены положительные результаты (Оймаша-16, 25; Северное Карагие-2; Пионерское-2; Северо-Западный Жетыбай-10 и др.).

Результаты неотектонических исследований автора использованы при составлении «Программы опытно-методических работ по поискам залежей нефти во вторичных коллекторах в доюрском разрезе на площади Оймаша», утвержденной Миннефтепромом в 1984 г.

На основе разработок автора подготовлена коллективная работа «Рекомендация по повышению эффективности поисково-разведочных работ в доюрском комплексе Мангышлака», удостоенная первого места по итогам 1982 г. на Республиканском конкурсе НТО нефтяной и газовой промышленности.

Автором подготовлены коллективная заявка на изобретение «Способ

поисков и разведки залежей нефти и газа в низкопроницаемых породах» (регистрационный номер 3570962/25) и авторская заявка «Способ поисков залежей нефти и газа» (регистрационный номер 3733291/25), находящиеся на экспертизе во ВНИИГПЭ.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты исследований диссертационной работы докладывались на научно-технических конференциях молодых ученых и специалистов КазНИПИнефть (г. Шевченко, 1980-83 г.г.), на Республиканских научно-практических конференциях (Шевченко, 1981-1983, 1985 г.г.). на IV научно-технической конференции молодых ученых ВНИГРИ (г. Ленинград, 1983 г.), на Всесоюзном совещании «Нефтегазогеологическое районирование Южно-Каспийской впадины» (г. Баку, 1982), на IX отраслевой конференции молодых ученых и специалистов Миннефтепрома (г. Тюмень, 1984 г.), на производственных совещаниях ПО «Мангышлакнефть» (г. Шевченко, 1983-84 г. г.).

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 22 работы.

**Объем работы.** Диссертация состоит из введения, 5 глав и заключения, общим объемом 147 страниц, включая 29 рисунков, 10 таблиц. Список литературы включает 134 наименований опубликованных и фондовых работ.

**Использованный материал.** В основу исследований положены результаты глубокого, структурно-поискового и структурно-геохимического бурения, (более 1000 скважин) материалы Государственной геологической съемки (ВАТГ), гидрогеологической съемки, геофизических методов исследований и геолого-промысловых наблюдений, данные производственных и научно-исследовательских организаций: треста «Мангышлакнефтегеофизика» (МНГФ), объединения 2Мангышлакнефть», КазНИПИнефть, ИГиРГИ, ВНИГРИ, МИНХ и ГП и др.

При морфоструктурных построениях отработано более 500 листов топопланшетов. В работе использовались материалы геоморфологической съемки, дистанционных исследований, полевых и аэровизуальных наблюдений.

Диссертационная работа выполнена в отделе поисковой и разведочной геологии КазНИПИнефть (1979-82 гг.), отделе комплексной обработки геолого-геофизических материалов МГРТП (с 1982 г.) и во ВНИГРИ, где автор состоял аспирантом до декабря 1985 года.

Выводы автора базируются на материалах собственных исследований и данных большого круга специалистов, занимающихся изучением геологии и нефтегазоносности Западного Казахстана: В.Е.Аронсона, В.А.Бененсона, И.С.Вольвовского, В.П.Гаврилова, Р.Г.Гарецкого, В.И.Гохштейна,

В.В.Грибкова, А.И.Димакова, Л.П.Дмитриева, Ю.М.Клейнер, В.С.Князева, В.И.Кордус, Н.А.Крылова, П.Н.Куприна, Н.Я.Кунина, А.И.Летавина, В.А.Лобачева, М.Ф.Мирчинка, Д.С.Оруджевой, М.В.Проничевой, А.А.Рабиновича, А.С.Столярова, П.Ф.Флоренского, С.Е.Чакабаева, А.Е.Шлезингера, А.Л.Яншина и многих других.

В процессе работы над диссертацией автор пользовался помощью, советами и консультациями сотрудников КазНИПИнефть: В.П.Паламаря, В.И.Попкова, А.А.Рабиновича, М.Н.Коростышевского; МГРТП: К.А.Махутова, К.К.Карамурзиева, В.И.Кузовенкова; работников производственных организаций: Л.П.Дмитриева, И.У.Муратова, В.В.Козмодемьянского, Я.Д.Нугманова; сотрудников научно-исследовательских институтов: К.И.Багринцевой, Л.П.Полкановой, М.В.Проничевой (ВНИГНИ); А.Д.Везировой, В.П.Крымова, В.А.Сидорова (ИГиРГИ) и др. Успешной работе над диссертацией способствовало обучение автора в аспирантуре ВНИГРИ и обсуждение результатов исследований с сотрудниками института: Г.Б.Аристовой, М.Х.Булач, Л.Г.Белоновской, В.В.Грибковым, А.Е.Гуревичем, А.И.Димаковым, Т.В.Дорофеевой, Э.А.Енгальчевым, М.С.Крайчиком, Л.Д.Кнорингом, В.С.Лазаревым, А.Н.Ласточкиным, А.В.Лобачевым, И.В.Рейниным и др. В оформлении диссертации помогали: Л.Д.Аманбаева, В.А.Борискина, Т.К.Дацковская, Н.А.Иванченко, Е.В.Никитенко, З.И.Сарбуфина, В.А.Сладкова, М.Д.Таргинова, Ф.Толстикова, А.М.Углова и др.

Автор считает своим приятным долгом выразить благодарность всем указанным товарищам за оказанную помощь.

*Появлению работы автор во многом обязан своему научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук Л.Н.Розанову, светлой памяти которого он посвящает этот труд.*

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

### Глава I. Методика неотектонических исследований

Изучение новейших тектонических движений осуществлялось на основе комплексного анализа структуры и мощностей среднемиоцен-четвертичных отложений, а также рельефа дневной поверхности.

Комплекс включал:

1. Структурные построения и анализ мощностей;
2. Структурно-геоморфологические исследования (СГИ) – ограничены, главным образом, морфометрическими построениями, (карты морфоизогипс, расчлененности рельефа, линеаментов, количественного распределения (густоты) линеаментов по локальным поднятиям, структурным элементам 2-го порядка и Южному Мангышлаку в целом), дополненными на отдельных участках аэровизуальными и полевыми наблюдениями.

Построение структурных карт и карт мощностей осуществлялось по тектоническим элементам второго порядка в масштабе 1:100 000.

Карты мощностей внутринеогеновых горизонтов строились по методу схождения. Выводы об амплитудах тектонических движений среднемиоцен-четвертичного времени основаны на анализе высотного положения подошвы среднего миоцена и внутринеогеновых горизонтов.

Для количественной оценки дифференцированности неотектонических движений строились карты градиента регионального наклона (горизонтальный градиент амплитуд) и расчлененности (сумма длин горизонталей) подошвы среднемиоцен-четвертичного комплекса.

Для восстановления тектонического рельефа использовалась усовершенствованная методика построения карт морфоизогипс, основанная на установленной корреляционной зависимости между отметками рельефа и подошвой среднего миоцена.

Оценка расчлененности рельефа на больших площадях осуществлялась по методике И.И.Спасской, И.Г.Авенариус, 1968 (построение карт сумм длин горизонталей).

Количественная оценка расчлененности рельефа локальных поднятий Мангышлака выполнена путем определения относительных превышений в пределах контура по замыкающей изогипсе.

Карты густоты линеаментов строились на основе масштаба топокарт 1:25 000 по методике ВНИГРИ. Региональные карты масштаба 1:500 000 получены методом многоступенчатого осреднения.

## **Глава 2. Основные черты новейшей структуры Мангышлака**

Показаны особенности структурной дифференциации региона на неотектоническом этапе.

С учетом выполненных структурных построений по Южно-Мангышлакскому прогибу размах амплитуды новейших тектонических движений на Мангышлаке оценивается в 800 м, а с учетом величины среднеплиоценового денудационного среза приближается к 1000 м.

Амплитуда большинства структурных элементов 2-го порядка наполовину (Тюб-Караганский вал, Чакырганский прогиб, Беке-Башкудукский вал, Жетыбай-Узеньская ступень) и более (Каратауская мегантиклиналь, Кокумбайская ступень, Песчаномысско-Ракушечный свод, Аксу-Кендырлинская ступень) набрана за отрезок времени олигоцен – ныне.

Последнее свидетельствует о значительном влиянии позднекайнозойских тектонических движений на формирование структурного плана Южно-Мангышлакского прогиба. Прирост амплитуд локальных структур юрско-нижнемиоценового комплекса за среднемиоцен-четвертичное время составляет от 20-80% (Узень, Карамандыбас, Тенге и др.) до 50-100% (Дунга, Тамды и др.). Установлена закономерность,



согласно которой прирост амплитуд за это время испытали только новообразованные по юрским отложениям поднятия Южно-Мангышлакского прогиба.

По характеру дифференцированности неотектонических движений на Мангышлаке выделены региональные линейные максимумы активности (Карабогазская, Песчаномысско-Ракушечная, Тасбулат-Тенгинская, Беке-Башкудукская и Каратауская), разделенные глубокими минимумами.

Чередование линий максимумов и минимумов активности неотектонических движений связывается с проявлением региональных зон растяжения и сжатия новейшего времени, тяготеющих к антиклинальным (сводовым) поднятиям и синклинальным прогибам доновейшего заложения.

Установлено закономерное изменение абсолютной величины максимумов активности по зонам:

$$A_{max} = a + (n - 1) \times b,$$

где  $A_{max}$  – максимальное значение величины активности по зонам;  $a$  и  $b$  – постоянные:  $a$  – 8 км/км<sup>2</sup> и 10 м/км,  $b$  – 6 км/км<sup>2</sup> и 5 м/км для показателя расчлененности и градиента регионального наклона соответственно;  $n$  – порядковый номер зоны максимумов (с юга на север).

Экстраполируя эту закономерность в область Центрально-Мангышлакских дислокаций получили величину  $A_{max}$  для региона (38 x 0,05 км/км<sup>2</sup> – расчлененность и 35 м/км – градиент регионального наклона подошвы среднемиоцен-четвертичного комплекса).

Для большей части района (северный борт Южно-Мангышлакского прогиба), характеризующейся восходящими движениями в новейшее время, отмечаются прямые соотношения между гипсометрией поверхности современного и предъюрского рельефа.

С учетом установленных прямых связей – между гипсометрией рельефа и подошвой среднего миоцена, описываемой зависимостью  $H_p = 0,535 H_{NI}^2 + 123$ ; подошвой среднего миоцена и Ю-I горизонта средней юры, описываемой зависимостью  $H_{NI}^2 = 0,175 H_{Ю-I} + 350$ , обосновывается вывод об унаследованном развитии Южно-Мангышлакского прогиба на протяжении платформенного и новейшего этапов развития.

Особенности расчленения рельефа Южно-Мангышлакского плато, при общности физико-географических условий и литологических свойств бронирующих пород, контролируются структурно-тектоническим планом и новейшей активностью недр. Региональные черты расчленения рельефа выражены в крупной полосовой зональности, являющейся геоморфологическим выражением неоднородности тектонически напряженного состояния земной коры. Установлена прямая зависимость

региональной (и локальной) изменчивости рельефа (увеличение глубины и густоты расчленения) от интенсивности (амплитуды и дифференцированности) неотектонических движений и корреляция между интенсивностью расчленения современного, предмелового и предъюрского рельефа, а также, поверхности фундамента.

По результатам анализа количественного распределения линеаментов выполнено районирование Южного Мангышлака.

По характеру новейшей раздробленности земной коры выделено три типа структур, контролирующих повышенную трещиноватость пород чехла и фундамента: а) краевые региональные зоны дробления по периферии крупных блоков фундамента над глубинными разломами земной коры; б) внутриблоковые линейные зоны трещиноватости, контролируемые региональными разломами; в) локальные зоны и поля повышенной трещиноватости в пределах антиклинальных структур.

Интерпретация карты густоты линеаментов основана на следующих положениях:

- 1) карта рассматривается как поле трещиноватости;
- 2) значения густоты линеаментов служат мерой величины неотектонических напряжений, вызвавших деформацию пород;
- 3) мозаика поля густоты линеаментов характеризует площадную неоднородность тектонических напряжений новейшего времени;
- 4) принцип унаследованности развития позволяет связывать аномалии густоты линеаментов с активизированными структурами (пликативными и дизъюнктивными) осадочного чехла и фундамента.

Изучение количественного распределения линеаментов показало их крайне неравномерное распределение по площади. В региональном плане изменение величины густоты линеаментов подчиняется общей зональности в дифференциации неотектонических движений, что позволяет использовать ее для количественной оценки новейшей раздробленности и общей проницаемости земной коры.

### **Глава 3. Анализ и оценка влияния геологических факторов на нефтегазоносность Мангышлака**

Анализ заключался в качественно-количественном изучении тесноты связей (оценка информативности) геологических факторов, контролирующих нефтегазонакопление, с фактическими условиями распределения нефтегазоносности. Задача состояла в установлении группы показателей-факторов, оказывающих решающее влияние на нефтегазоносность.

1. **Геохимический фактор**. В работе обосновывается ведущая роль доюрского осадочного комплекса в генерации УВ Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области (НГО). В качестве дополнительного источника УВ

рассматривается эпигенетическая битуминозность юрских и триас-палеозойских отложений, без признания существенной доли которой, невозможны балансовые расчеты.

Показано, что характер распределения РОВ и ХБ по площади и несопоставимость их объемов разведанным запасам УВ, не позволяют использовать геохимические данные для целей зонального прогноза нефтегазоносности. Представляется целесообразным, в силу высокой миграционной способности УВ, рассматривать генерационный потенциал отдельного осадочного бассейна (на всю его мощность и площадь) общим для всех осложняющих его тектонических структур, а наблюдаемую неравномерность распределения УВ объяснять причинами другого характера.

**2. Палеотектонический фактор.** Анализ палеотектонических построений показывает, что современная асимметрия бортов Южно-Мангышлакского прогиба возникла в результате предсреднемиоценовых деформаций и в преднеогеновое время имел место противоположный уклон с превышением южного борта над северным в 300-400 м.

Промышленные скопления УВ содержат структурные элементы, занявшие относительно высокое гипсометрическое положение в неоген-четвертичное время.

С учетом выводов о решающей роли позднекайнозойских тектонических движений в формировании современного структурного плана Мангышлака, значение палеотектонического фактора, как критерия нефтегазоносности, может рассматриваться только в объеме неоген-четвертичного времени.

**3. Неотектонический фактор.** Амплитуда, знак и дифференцированность движений характеризуют важнейшие составные тектогенеза. Учет их составлял основу неотектонического районирования Мангышлака.

По знаку и амплитуде новейших движений выделены области:

1) интенсивного прогибания в среднемиоцен-нижнеплиоценовое и умеренного поднятия в среднеплиоцен-четвертичное время (осевая зона и южный борт Южно-Мангышлакского прогиба, северо-западный склон Кара-Богазского свода, западная периклиналь Беке-Башкудукского вала и южное крыло Тюб-Караганского вала с суммарными амплитудами среднемиоцен-четвертичных движений от минус 250 до 0 м);

2) умеренного прогибания в среднемиоцен-нижнеплиоценовое и интенсивного поднятия в среднеплиоцен-четвертичное время (северный борт Южно-Мангышлакского прогиба, западная периклиналь Беке-Башкудукского вала и Тюб-Караганский вал с суммарными амплитудами среднемиоцен-четвертичных движений от 0 до 250 м);

3) ограниченного прогибания в среднемиоцен-нижнеплиоценовое

и максимального поднятия в среднеплиоцен-четвертичное время (свод и восточная периклиналь Беке-Башкудукского вала, Каратауская мегантиклиналь с суммарными амплитудами среднемиоцен-четвертичных движений от 250 до 500 м и более).

С учетом выполненного районирования, подавляющее большинство месторождений и запасов УВ Мангышлака концентрируется в пределах зоны, переходной между областью интенсивного прогибания и максимального поднятия в среднемиоцен-четвертичное время.

На кумулятивных графиках распределения 70% месторождений и более 95% запасов УВ сосредоточены в диапазоне амплитуд от 0 до 150 м, составляющего менее 15% от размаха суммарных амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений.

К узкому интервалу значений амплитуд от 100 до 150 м приурочено 71% суммарных запасов УВ Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области (НГО). В интервале значений амплитуд от минус 250 до 0 м выявлено менее 5% запасов УВ, а в интервале от 150 до 500 м и более месторождения УВ не встречаются или являются полностью разрушенными.

Изменение фазового состава и физико-химических свойств УВ подчиняется следующей закономерности: область интенсивного новейшего прогибания характеризуется преимущественным газонакоплением, переходная область – преимущественным нефтенакоплением и область максимального новейшего поднятия – битумонакоплением.

По групповому углеводородному составу нефти Южного Мангышлака (первая и вторая области) относятся к типу метановых, Тюб-Карагана (вторая область) – нафтенно-ароматических, в пределах Беке-Башкудукского вала (третья область) выделены битумы, асфальты, керы.

Общее утяжеление УВ с увеличением амплитуд новейших поднятий отражает одну из основных закономерностей нефтегазоносности Мангышлака и связано с дегазацией и разрушением залежей УВ в условиях ослабления экранирующих свойств регионального флюидоупора.

Закономерности стратиграфической приуроченности залежей УВ в зависимости от гипсометрического положения структур, установленные ранее (Ю.К.Юферов и др., 1973), объясняются особенностями новейшего структурообразования, определившими современную асимметрию бортов Южно-Мангышлакского прогиба и высотные уровни локализации нефтегазовых резервуаров.

На примере месторождений Жетыбай-Узенской ступени показана прямая связь высотного положения пластовых резервуаров юрской продуктивной толщи (ЮПТ) и контролируемых ими залежей УВ от амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений. В соответствии с этой закономерностью расширение стратиграфического диапазона

нефтегазоносности и снижение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов месторождений Мангышлака связывается с уменьшением амплитуд неотектонических движений.

Основные закономерности пространственно-стратиграфического распределения нефтегазовых скоплений Мангышлака находят свое количественное обоснование на картах активности неотектонических движений.

Главной закономерностью пространственного распределения скоплений УВ является их приуроченность к линейным зонам максимумов активности неотектонических движений.

На Мангышлаке, на долю месторождений со значениями активности в интервале от 8 до 18, составляющего 21% диапазона изменения величины активности неотектонических движений (от 0 до 38), приходится 98% суммарных запасов УВ Мангышлака. Ниже 6 и выше 18 значений активности промышленные скопления УВ на Мангышлаке не обнаружены.

Стратиграфическая приуроченность залежей УВ подчиняется изменению активности неотектонических движений и характеризуется строгими количественными связями.

В интервале значений 6-10 выявлены скопления УВ в доюрском комплексе (Северо-Ракушечное, Жиланды, Северное Карагие, Баканд, Пионерское и др.). При значениях активности от 10 до 12 диапазон нефтегазоносности расширяется за счет ЮПТ (Южный Жетыбай, Тасбулат и др.). В интервале значений активности от 12 до 14 установлена нефтегазоносность ЮПТ (Тенге, Карамандыбас, Асар и др.). При значениях активности 14-16, стратиграфический диапазон нефтегазоносности расширяется за счет меловых отложений (Узень, Дунга, Эспелисай). Залежи УВ мелового комплекса характеризуются активностью выше 16 (Тюбеджик, Жангурши).

В целом, без учета мелких залежей южного борта Южно-Мангышлакского прогиба (Тамды, Южный Аламурын, Кендырли, Оймаша), с долей запасов не более 0,2% от суммарных запасов УВ Мангышлака, установленная связь стратиграфического распределения залежей УВ от активности неотектонических движений может рассматриваться в качестве закономерной и служить оценочным критерием перспектив нефтегазоносности и стратиграфической локализации залежей УВ.

В комплексе неотектонических факторов анализировались закономерности распределения нефтегазоносности в зависимости от гипсометрии тектонического рельефа (амплитуда среднеплиоцен-четвертичных поднятий), расчлененности рельефа (дифференцированность рельефообразующих движений) и густоты линеаментов (новейшая раздробленность осадочного чехла).

Проведенный анализ показал общий характер связей параметров

пликативной (амплитуда, гипсометрия) и разрывной (градиент движений, раздробленность чехла) составляющих неотектогенеза с закономерностями пространственно-стратиграфического распределения зон нефтегазонакопления и единичных скоплений УВ.

Закономерное изменение всех охарактеризованных параметров неотектогенеза, а также наличие высокоградиентной зоны, совпадающей в плане по всем построениям с линией Тюб-Караган – Беке-Башкудукский вал (западная периклиналь, свод) – Жетыбай-Узеньская ступень, предопределило как высотные уровни локализации залежей УВ и изменение фазового состава и физико-химических свойств УВ, так и преимущественную концентрацию основных запасов УВ в пределах отмеченной зоны.

Результаты исследований свидетельствуют о формировании и размещении зон нефтегазонакопления в переходных, промежуточных между максимальными и минимальными амплитудами, между положительным и отрицательным знаком движений, зонах повышенных градиентов неотектонических движений.

В морфоструктурном плане им соответствует переходная между положительной (Центральный Мангышлак) и отрицательной (Южный Мангышлак) морфоструктурами первого порядка морфофлексура со средними значениями морфометрических аномалий расчлененности рельефа и густоты линеаментов.

В пределах зон нефтегазонакопления месторождения нефти и газа приурочены к положительным морфоструктурам с максимальными значениями амплитуд, градиентов и скоростей неотектонических движений.

Рассматривая неотектонический фактор в комплексе критериев нефтегазоносности, подчеркнем его преимущественное влияние на условия и масштабы вертикальной миграции УВ и сопутствующих флюидов в разрезе осадочного чехла.

Новейшая активность структур, независимо от их типа и истории геологического развития, непосредственно определяет гипсометрический уровень локализации залежей УВ и служит, таким образом, в сочетании с экранирующими свойствами региональных флюидоупоров, фактором стратиграфического распределения УВ в земной коре.

**4. Современный структурный план.** Региональные и зональные условия нефтегазоносности на Мангышлаке проявляется в преимущественном тяготении зон нефтегазонакопления к гипсометрически приподнятым бортам прогибов, периклинальным и крыльевым погружениям сводовых и складчатых поднятий. Связь зон нефтегазонакопления с современным структурным планом проявляется в концентрическом распределении их относительно глыбово-складчатой зоны Мангышлакских дислокаций.

В региональном плане зоны нефтегазонакопления образуют пояса

стратиграфически одновысотного группирования скоплений УВ. Стратиграфическая приуроченность запасов УВ концентрических дуг (поясов) снижается с увеличением их радиуса.

По результатам статистического анализа связей между запасами УВ месторождений Южного Мангышлака и объемами ловушек установлен логарифмический закон распределения ( $\lg Q = a + b \times \lg V$ ), позволяющий считать объем ловушек (при прочих благоприятных условиях, обеспечивающих формирование залежей) главным фактором, контролирующим масштабы нефтегазонакопления.

Таким образом, учет структурного фактора (объема ловушек) является необходимым условием любой прогнозной модели распределения УВ в недрах земной коры.

Тот факт, что 2/3 структур, опосредованных по Западному Казахстану и по стране в целом, являются «пустыми» свидетельствует о недостаточности этого фактора для нефтегазоносности.

**5. Разломная тектоника.** Показано, что на региональном уровне связь нефтегазоносности с разломами проявляется опосредованно через их структуроформирующую роль, на локальном уровне – через формирование каналов миграции и коллекторов для аккумуляции УВ.

Для залежей в низкопроницаемых породах доюрского комплекса установлена, подчеркнута выраженная независимость емкостно-фильтрационных и эксплуатационных характеристик по скважинам от положения их относительно высокоамплитудных, структуроформирующих разломов.

Отсутствие количественной меры тесноты, а также избирательный характер связей нефтегазоносности с активностью разломов на платформенном этапе, не позволяют рассматривать эти связи в качестве оценочного критерия нефтегазоносности территорий и локальных структур.

**6. Литолого-стратиграфические факторы.** Влияние этих факторов на нефтегазоносность недр проявляется, главным образом, через емкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов в плотности запасов УВ и через экранирующие свойства пород-покрышек в стратиграфической локализации и фазовом составе скоплений УВ.

Последние не являются достаточными сами по себе.

Результаты анализа свидетельствуют о том, что ни один из рассмотренных факторов не может служить самостоятельным и достаточным критерием нефтегазоносности. Поскольку формирование и размещение залежей УВ контролируется сочетанием комплекса природных условий, предопределяющих генерацию, миграцию, аккумуляцию и сохранность УВ, прогнозные модели необходимо строить на основе совместного учета показателей – факторов, имеющих решающее влияние на нефтегазоносность.

Выполненный анализ геологических критериев нефтегазоносности для обоснования их информативности, основан на изучении физической стороны процессов, определяющих продуктивность недр, в связи с чем, прогноз может получить количественную оценку.

#### **Глава 4. Количественные методы сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности**

Основная практическая цель всех исследований в нефтяной и газовой геологии сводится к разработке и совершенствованию критериев и методов количественной оценки нефтегазоносности природных объектов (Г.И.Амурский, М.Д.Белонин и др., 1980), определяющих практическую ценность любых схем формирования залежей УВ.

**Методика зонального прогноза** нефтегазоносности основана на количественном учете факторов миграции, аккумуляции и сохранности УВ и предусматривает дифференцированную оценку перспектив нефтегазоносности территорий по литолого-стратиграфическим комплексам.

Задача состояла в выработке методики, основанной на учете минимально необходимого и достаточного объема данных, характеризующих ранние этапы освоения территорий.

Необходимость использования дополнительной геологической информации, поступающей по мере изученности объектов прогноза, может учитываться с помощью введения дополнительных коэффициентов, уточняющих значения исходных показателей, оцененных количественно по наиболее коррелируемому с нефтегазоносностью (запасы) признаку.

Методика демонстрируется на примере ЮПТ Южного Мангышлака.

Для количественной характеристики миграционных, аккумуляционных и консервационных возможностей объектов прогноза введено понятие потенциалов.

1. Миграционный потенциал – характеризует интенсивность вертикального перетока УВ из доюрского нефтегазоносного комплекса в ЮПТ и оценивается количественными параметрами активности неотектонических движений (градиент амплитуд).

Активность новейших деформаций земной коры является комплексным показателем, объемлющим как тектонические, так и сопутствующие (и обусловленные) им факторы процесса миграции УВ (формирование уклонов структурных поверхностей и комплексов, общая трещиноватость и проницаемость осадочного чехла, прирост амплитуд структур, прогретость недр, гидрохимическая зональность и гидродинамический режим пластовых вод).

С учетом результатов анализа и оценки неотектонических условий нефтегазоносности Мангышлака вывод о новейшем времени проявления



последних фаз миграции и перераспределения УВ получил количественное обоснование и рассматривается составным элементом модели формирования нефтегазовых скоплений и оценочным критерием нефтегазоносности.

2. Аккумуляционный потенциал – характеризует суммарный объем замкнутых ловушек УВ и оценивается как сумма произведений площадей структур на мощность потенциального резервуара ЮПТ.

При наличии соответствующих данных по площади могут вводиться дополнительные коэффициенты, учитывающие изменение мощности потенциального резервуара, пористости, эффективной мощности и т.д.

3. Консервационный потенциал – характеризует изолированность нефтегазовых скоплений от вышележащих комплексов и определяется экранирующими свойствами регионального флюидоупора.

Экранирующие свойства оценивались мощностью верхнеюрской глинисто-карбонатной покрышки. Достаточность этого условия обосновывается экспоненциальной зависимостью газонасыщенности нефти по месторождениям Жетыбай-Узеньской ступени от мощности верхнеюрской покрышки. Отмеченная связь проявляется на фоне недонасыщенности нефтей газом по всем месторождениям ЮПТ.

Для сравнительной оценки отдельных значений внутри каждого показателя (фактора), абсолютные значения показателей миграции, аккумуляции и сохранности переводились в безразмерные величины и обозначались коэффициентами  $K_m$ ,  $K_a$ ,  $K_c$ :

$$K_m = A_i / A_{max}; \quad K_a = V_i / V_{кв}; \quad K_c = H_i / H_{max},$$

где коэффициенты миграции ( $K_m$ ) и сохранности ( $K_c$ ) определяются через отношения фиксированных значений показателя по квадратам равномерной сети (10×10 км для масштаба построений 1:200 000), к их максимальным значениям в пределах региона.

Коэффициент аккумуляции ( $K_a$ ) определяется как отношение суммарного объема замкнутых ловушек к объему потенциального резервуара в пределах расчетной площади. Нефтегазоносность ( $K_{нг}$ ) рассматривается как функция:  $K_{нг} = (K_m, K_a, K_c)$  с пределами изменения от  $K_{нг}^{min} = 0$  до  $K_{нг}^{max} = 1$ .

Для определения аналитического выражения функции совместим коэффициенты  $K_m$ ,  $K_a$  и  $K_c$  с осями координат X, Y, Z. В таком представлении коэффициент  $K_{нг}$  (функция) изменяется от нуля до величины объема мнимого куба, образуемого осями  $K_m$  (x),  $K_a$  (y) и  $K_c$  (z) с предельными значениями соответствующих параметров (аргументов). Таким образом, аналитическое выражение функции  $K_{нг} = (K_m, K_a, K_c)$  сводится к формуле объема прямоугольного параллелепипеда ( $V = a \times b \times c$ ),

образуемого ребрами со значениями  $K_m$ ,  $K_a$  и  $K_c$ :

$$K_{нз} = K_m \times K_a \times K_c.$$

Для оценки корреляционной связи коэффициента  $K_{нз}$  с нефтегазоносностью по месторождениям ЮПТ Южного Мангышлака построен график зависимости  $K_{нз}$  от величины запасов УВ. Установленная эмпирическая зависимость аппроксимируется степенной функцией вида:

$$\lg Q = 4,685 + 1,57 \times \lg K_{нз}$$

Логарифм запасов ( $\lg Q$ ) образует с  $\lg K_{нз}$  прямую связь, подтверждая правильность выбранной аппроксимации. В свою очередь, полученная зависимость, позволяет перейти к прямому прогнозу нефтегазоносности в абсолютных значениях запасов. Таким образом, коэффициент  $K_{нз}$  непосредственно характеризует нефтегазоносность и, что самое главное, изменение по площади абсолютных масштабов нефтегазонакопления.

Процесс расчета коэффициента  $K_{нз}$  сводится к следующему. По квадратам единой сети (выбор размеров квадрата и радиуса осреднения определяется масштабом построений) вычисляются коэффициенты миграции, аккумуляции, сохранности и результирующая величина коэффициента нефтегазоносности. Полученные значения  $K_{нз}$  относятся к центрам квадратов и интерполируются. Результирующая карта отражает изменение по площади коэффициента  $K_{нз}$  и характеризует относительные перспективы нефтегазоносности данного литолого-стратиграфического комплекса. Интерпретация карты сводится к следующему:

- 1) зоны нефтегазонакопления прогнозируют по максимальным значениям  $K_{нз}$ ;
- 2) перспективы нефтегазоносности данного комплекса или группы смежных комплексов тем выше, что выше  $K_{нз}$  (по площади или разрезу).

Относительный характер принятых коэффициентов предполагает создание унифицированной оценочной шкалы градации земель по категориям перспектив. Преимущество предлагаемой методики заключается в возможности ее практической реализации на ранних этапах освоения территорий и сравнительного количественного сопоставления перспектив нефтегазоносности земель как внутри отдельных областей и районов, так и между ними. Результаты оценки перспектив нефтегазоносности ЮПТ Мангышлака с учетом разведанности потенциальных ресурсов УВ этого комплекса близкой к 100% хорошо сопоставляются с фактической концентрацией УВ по площади.

**Методика локального прогноза** основана на количественном учете (по трехбалльной системе) характеристик структур, наиболее коррелируемых с нефтегазоносностью (структурные особенности – амплитуда, степень неотектонической активности – расчлененность рельефа и подошвы

среднемиоцен-четвертичного комплекса, литологический фактор – доля карбонатов в разрезе триаса и экранирующие свойства разреза – суммарная мощность триаса).

На примере Песчаномысско-Ракушечной зоны нефтегазонакопления демонстрируются возможности дифференциации фонда подготовленных поднятий по категориям перспектив и очередности ввода в бурение.

В работе обосновывается геоморфологический метод прогнозирования тектонической трещиноватости, оснований на использовании результатов анализа линеаментов в комплексе с морфоструктурными построениями.

В основе применения метода – положение (Смехов, 1961, 1974 и др.) о наличии тесной связи между макротрещиноватостью поверхностных пород и микротрещиноватостью, развитой на глубине, как по признаку преобладающей ориентировки основных систем трещин, так и по их густоте.

Анализ состоял в установлении плановых и азимутальных связей между геометрией трещинно-каверновых резервуаров продуктивных пластов и емкостно-фильтрационными параметрами коллекторов (эффективная мощность, пористость, проницаемость), эксплуатационными характеристиками залежей (дебиты скважин, накопленная добыча, темп снижения добычи и др.) и физическими свойствами пород (удельное электрическое сопротивление, плотность) с одной стороны, и новейшим структурным планом (в особенности дизъюнктивной составляющей) триасовых месторождений Южного Мангышлака – с другой.

Результаты исследований сводятся к выводу о генетической связи вторичных коллекторов, резервуаров и залежей УВ доюрского нефтегазонаосного комплекса с пространственным положением и интенсивностью проявления новейших разрывов растяжения.

В соответствии с этим выводом обосновывается необходимость использования методов неотектонических исследований (включая СГИ) в комплексе поисково-разведочных работ на нефть и газ.

В качестве формы демонстрации данных о тектонической трещиноватости для прогнозных целей предложен вариант карты, включающий следующие данные:

- 1) основные направления и количественные взаимоотношения между системами трещин в виде роз (или круговых сферических) диаграмм трещиноватости;
- 2) количественное выражение густоты трещиноватости в изолиниях суммарно для всех систем и по избранным простираниям;
- 3) соотношения генетических типов трещин скола и отрыва на основе реконструкций осей напряжений в виде эллипсоида деформаций. Карта позволяет прогнозировать фильтрационную неоднородность (анизотропию проницаемости) трещинного коллектора, густоту трещиноватости пласта и

относительную раскрытость трещин различных систем. Определяющая роль раскрытия трещин на величину трещинной проницаемости и на закон фильтрация флюидов в трещинной среде в целом вытекает из формулы трещинной проницаемости (Е.С.Ромм, 1962):

$$K_m = A \times b^3 \times l / S$$

В соответствии с этим, совершенствование работ по прогнозированию зон развития вторичных коллекторов и методов поисков залежей УВ в низкопроницаемых комплексах должно сводиться к дифференциации трещиноватости на генетические типы (сколы, сжатия и отрыва) и определению геометрии зон растяжения (простираение, ширина) в пределах структур. Попытка практической реализации такого подхода демонстрировалась нами (А.И.Тимурзиев, 1985).

Большие возможности в изучении морфологии и параметров зон растяжения представляет аппарат проективной и дифференциальной геометрии в комплексе с изучением деформационных свойств и напряженного состояния горных пород. В целом же для успешного освоения потенциальных ресурсов УВ глубокозалегающих горизонтов, характеризующихся низкой плотностью и рассредоточенностью запасов, обосновывается специфический комплекс исследований, включающий, помимо традиционных работ структурного обеспечения, изучение динамических процессов и явлений, связанных с деформациями пород (новейшие и современные движения, напряженное состояние земной коры); массо-теплопереноса (геохимические ареалы рассеяния, эманационный поток, геотермическое поле); флуктуаций электромагнитных и гравитационных полей и гамма излучения; с широким аэрокосмическим обеспечением и единой интерпретационной основой на базе вычислительного центра. Объединяющим началом упомянутого комплекса должны быть представления о новейшем времени формирования современного плана распределения нефтегазоносности в недрах Мангышлака и высоких динамических свойствах залежей УВ глубоких горизонтов.

## **Глава 5. Практические рекомендации по проведению поисково-разведочных работ на Мангышлаке.**

Перспективы нефтегазоносности юрского комплекса оцениваются в настоящее время невысоко. Подобные взгляды основаны главным образом, на отсутствии фонда подготовленных поднятий.

В этих условиях выявление и подготовка малоамплитудных структур на пределе возможностей сейсморазведки МОГТ (20-25 м), а также неструктурных ловушек является важнейшей задачей комплекса работ по приросту запасов УВ на Мангышлаке. Успешное решение этой задачи с

минимальными затратами средств и времени возможно при условии предварительной подготовки земель с высокой вероятностью обнаружения залежей УВ для постановки сейсморазведочных работ.

Этот подход и был заложен нами при выборе перспективных направлений поисков в ЮПТ.

В работе предложена и реализована методика зонального прогноза нефтегазоносности, позволяющая оконтурить зоны с благоприятными для нефтенакпления сочетаниями условий (коэффициентов) миграции и сохранности и ориентировать, тем самым, направления детальных (на неструктурные объекты) и поисковых (для структурного обеспечения) работ на нефть и газ.

Прогнозная карта получена перемножением коэффициентов миграции и сохранности по квадратам равномерной сети и последующей интерполяцией результирующего коэффициента.

По сочетанию условий миграции и сохранности, обеспечивающих разгрузку и консервацию УВ в ЮПТ, выделено четыре категории земель с соответствующими эмпирическими пределами изменения расчетного коэффициента:

1. высокоперспективные (0,15-0,20 и более);
2. перспективные (0,10-0,15);
3. малоперспективные (0,05-0,10);
4. бесперспективные (0-0,05);

Высокими перспективами обнаружения залежей, при выявлении ловушек для аккумуляции УВ, характеризуются: Беке-Башкудукский вал (западная и восточная периклинали), Жетыбай-Узеньская ступень (северная приразломная зона, включая западное замыкание).

Впервые в качестве самостоятельного направления поисково-разведочных работ по ЮПТ выделяется Большая Мангышлакская флексура (БМФ) – линейная зона (160 × 5-10 до 20 км) с максимальными в пределах региона значениями произведений коэффициентов миграции (активность – до 20,  $Ka > 0,5$ ) и сохранности (мощность верхнеюрской покрышки – до 650 м,  $Kc$  до 1,0),

Это обстоятельство выдвигает БМА в качестве первоочередного объекта для постановки детальных сейсморазведочных (включая работы по программе ПГР), палеогеоморфологических, дистанционных и структурно-геоморфологических исследований с целью прогнозирования ловушек для аккумуляции УВ.

Перспективные земли выделены в пределах: Жетыбай-Узеньской ступени, Беке-Башкудукского вала (западная периклинали), Сегендыкской депрессии и Песчаномысского свода, Кокумбайской ступени (северная и южная приразломные зоны). К категории мало- и бесперспективных земель

отнесены: Карагинская седловина, межструктурные зоны Жетыбай-Узенской и Кокумбайской ступени, большая часть Сегендыкской депрессии, Жазгурлинская впадина, Ракушечномысский и Токмакский своды, Аксу-Кендырлинская ступень и Северо-Западное Прикарабогазье.

Значительная обеспеченность фондом поднятий, а также доказанная нефтегазоносность различных структурных зон, выдвигает триас-палеозойский нефтегазоносный комплекс в качестве основного направления поисков и разведки.

В последнее время диапазон нефтегазоносности доюрского комплекса расширен за счет палеозойских метаморфических и магматических образований фундамента.

При обосновании перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса использован подход, позволивший графически реализовать высказанную в главе 3 мысль о необходимости обоснования универсального показателя количественной оценки новейших деформаций земной коры, основанного на совместном учете градиента, амплитуды и знака движений.

Цель достигнута совмещением на одной основе эмпирически установленных пространственно-стратиграфических закономерностей связи нефтегазоносности с амплитудой и градиентом амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений.

Выделено три категории земель (перспективные, малоперспективные и бесперспективные) с соответствующими количественными значениями активности (амплитуда и градиент) неотектонических движений.

По доюрскому комплексу выделено два главных направления поисков (перспективные земли), связанных с зонами нефтегазонакопления: Большая Мангышлакская флексура (по фундаменту соответствует зоне Жетыбай-Узенского глубинного разлома, включая ее Сегендыкский фрагмент) и Песчаномыско-Ракушечная зона с юго-западной частью Сегендыкской депрессии и перспективное направление поисков: Северо-Западное Карабогазье (по фундаменту).

В соответствии с выполненным районированием Жетыбай-Узенская и Кокумбайская ступени, Карагинская седловина, осевая часть и южный борт (Аксу-Кендырлинская ступень) Южно-Мангышлакского прогиба отнесены к категории мало- и бесперспективных земель.

Таким образом, дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности литолого-стратиграфических комплексов Мангышлака на неотектонической основе позволила обосновать основные направления поисков и, в комплексе с неотектоническими признаками активизации структур, обеспечивает концентрацию работ в пределах объектов с высокой вероятностью обнаружения залежей УВ. На основе выполненного

районирования рекомендуется проведение поисковых и детализационных работ сейсморазведки МОГТ с целью выявления и подготовки ловушек УВ на перспективных направлениях.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Основные результаты исследований сводятся к следующему:

1. Обобщен материал по новейшей тектонике региона. Изучены важнейшие количественные характеристики неотектогенеза. Усовершенствована методика восстановления первичного тектонического рельефа.
2. Выполнено неотектоническое районирование Мангышлака.
3. Установлены корреляционные связи между амплитудами и дифференцированностью движений среднемиocen-четвертичного и юрско-палеогенового времени.
4. Установлена закономерность, согласно которой прирост амплитуд в среднемиocen-четвертичное время испытали только новообразованные по юрским отложениям поднятия Южно-Мангышлакского прогиба.
5. Выполнено районирование территории Мангышлака по степени новейшей раздробленности земной коры на основе изучения количественного распределения линеаментов.
6. Выполнен анализ влияния геологических факторов на размещение залежей УВ, свидетельствующий о том, что ни один из рассмотренных факторов (геохимический, палеотектонический, неотектонический, современный структурный план, разломная тектоника, литолого-стратиграфические) не может рассматриваться самостоятельным и достаточным критерием нефтегазоносности.
7. Обоснованы неотектонические критерии нефтегазоносности Мангышлака. Установлены закономерности стратиграфической приуроченности залежей УВ, подчиняющиеся изменению активности неотектонических движений и характеризующиеся строгими количественными связями.
8. Обоснована группа количественных показателей-факторов имеющих решающее влияние на нефтегазоносность:
  - а) Объем ловушек – контролирует абсолютные масштабы нефтегазонакопления (запасы УВ);
  - б) активность неотектонических движений – определяет миграционную активность вертикального массопереноса, стратиграфический диапазон нефтегазоносности и гипсометрический уровень концентрации запасов УВ;

в) экранирующие свойства регионального флюидоупора – служат фактором стратиграфической локализации залежей УВ (в сочетании с активностью неотектонических движений), фазового состава и физико-химических свойств УВ.

9. Обоснован геоморфологический метод прогнозирования тектонической трещиноватости и выработаны поисковые критерии трещинных коллекторов нефти и газа.
10. Разработаны количественные методы сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности (для зонального и локального прогноза), позволившие количественно обосновать перспективы нефтегазоносности Мангышлака по литолого-стратиграфическим комплексам.

#### **Защищаемые положения:**

1. Неотектоническое районирование Мангышлака.
2. Неотектонические критерии нефтегазоносности.
3. Геоморфологический метод прогнозирования тектонической трещиноватости и поисковые критерии трещинных коллекторов нефти и газа.
4. Количественные методы сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности территорий и локальных структур.
5. Обоснование направлений поисково-разведочных работ по литолого-стратиграфическим комплексам.

#### **Опубликованные работы по теме диссертация:**

1. Возможности структурно-геоморфологических исследований в изучении тектоники и нефтегазоносности Мангышлака. – Тезисы докладов Республиканской научно-практической конференции, Алма-Ата-Шевченко, 1981, с.2-4.
2. К методике прогнозирования зон возможной аккумуляции нефти и газа в доюрских отложениях Мангышлака. – Там же, с.38-39 (в соавторстве с В.И.Попковым).
3. О возможности выявления разломов по материалам космической и геоморфологической съемок. – Труды КазНИПИнефть, Грозный, 1981, вып.8, с.15-18 (в соавторстве с А.В.Праздниковым).
4. Новейшая разломная тектоника Мангышлака. – ДАН СССР, 1981, Т.261, № 1, с.165-168 (в соавторстве с В.И.Попковым и А.В.Праздниковым)
5. Глубинное строение и нефтегазоносность Песчаномысско-Ракушечной зоны по результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов. – Тезисы докладов Республиканской научно-практической конференции, Шевченко, 1982, с.22-23 (в соавторстве с И.У.Муратовым, В.А. Воскобоем, К.А.Махутовым, Я.Д.Нугмановым).



6. О возможности выделения трещинно-разрывных зон по материалам сейсморазведки МОГТ и морфоструктурного анализа. – Там же, с.39-40 (в соавторстве с К.А.Махутовым и Я.Д.Нугмановым).

7. К методике поисков залежей УВ в доюрских отложениях Мангышлака. – Тезисы докладов Всесоюзного совещания, Баку, 1982, с.77-79 (в соавторстве с К.А.Махутовым и Я.Д.Нугмановым).

8. Депонирована. Роль новейшей тектоники в формировании и размещении зон нефтегазонакопления Мангышлака. – В сборнике: Актуальные вопросы геологии нефти и газа. Л., ВНИГРИ, 1983.

9. Отражение гранитных интрузий фундамента в рельефе п-ова Мангышлак. – Известия ВУЗов, геология и разведка, 1983, № 6, с. 142-145 (в соавторстве с В.И.Попковым).

10. Структурно-тектонический анализ мегатрещиноватости Песчаномысско-Ракушечной зоны сводовых поднятий (Мангышлак). – Известия ВУЗов, геология и разведка, 1983, № 7, с.133-137.

11. Прогнозирование перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса Мангышлака на основе представлений о закономерностях строения регматической сети разломов и новейших деформациях земной коры. – Тезисы докладов научно-технической конференции, Шевченко, 1984, с.6-8.

12. О связи нефтегазоносности Мангышлака с расчлененностью рельефа. – Тезисы докладов научно-технической конференции, Шевченко, 1984, с.18-20.

13. Опыт комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов для прогнозирования зон развития вторичных коллекторов в доюрском разрезе Мангышлака. – Геология нефти и газа, 1984, № 1, с.28-32 (в соавторстве с Л.П.Дмитриевым, И.Т.Муратовым, В.В.Козмодемьянским, К.А.Муратовым, Я.Д.Нугмановым).

14. Результаты применения анализа зон разломов Мангышлака (на примере Песчаномысско-Ракушечной зоны). – Известия АН Казахской ССР, серия геологическая, 1984, № 3, с.78-81.

15. Новейшая тектоника Песчаномысско-Ракушечной зоны. – Советская геология, 1984, № 6, с.64-71.

16. Строение коллекторов и залежей УВ в низкопроницаемых комплексах и пути совершенствования методики их прогнозирования. – Геология нефти и газа, 1984, № 11, с.49-54.

17. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа в низкопроницаемых коллекторах (на примере Южного Мангышлака). – Геология нефти и газа, 1985, № 1, с.9-16.

18. Структурно-геоморфологические предпосылки нефтегазоносности Северо-Ракушечного месторождения. – Нефтегазовая геология, геофизика и бурение, 1985, № 2, с.7-11 (в соавторстве с К.М.Ареновым).

19. Кольцевые морфоструктуры и их геологическая природа (на примере Южного Мангышлака). – Исследования Земли из космоса, 1985, № 2, с.48-52 (в соавторстве с Я.Д.Нугмановым).

20. Методика картирования трещинно-разрывных зон новейшей активизации – резервуаров нефти и газа в низкопроницаемых толщах (на примере Южного Мангышлака). – Известия АН СССР, серия геологическая, 1985, № 6, с. 113-117, (в соавторстве с Я.Д.Нугмановым, К.А.Махутовым).

21. Системы разрывных нарушений Мангышлака и их соотношение с планетарной трещиноватостью. – Известия АН СССР, серия геологическая, 1985, № 7, с.108-111 .

22. К методике сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности территорий (на примере юрской продуктивной толщи Южного Мангышлака). – Тезисы докладов Республиканской конференции, Шевченко, 1985, с.50-52.