

**ГУЛИЕВ И.С., ЛЕВИН Л.Э., ФЕДОРОВ Д.Л.**

**УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ  
КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА**

*(Системный анализ)*

**Москва – Баку, 2003**

**Центр региональных геофизических и геоэкологических исследований им. В.В.Федынского МПР РФ**

---

**Институт Геологии Национальной Академии наук Азербайджана**

**Гулиев И.С., Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Углеводородный потенциал Каспийского региона (системный анализ), Баку, "Nafta-Press", 2003, 127 ст.**

---

Каспийский регион характеризуется развитием в его пределах двух нефтегазоносных бассейнов (Южно-Каспийского и Среднекаспийского) и части площади еще двух бассейнов (Северо-Устюртского и Северо-Каспийского). Общая перспективная для нефтегазопоисковых работ площадь порядка 760 тыс. км<sup>2</sup>. Осадочный чехол бассейнов дифференцируется на шесть нефтегазоносных систем, которые неравномерно распространены по площади региона: плиоцен-четвертичную; олигоцен-миоценовую; мел-эоценовую; юрскую; верхнепермско-триасовую; девон-нижнепермскую.

Анализ основан на обширном фактическом материале данных бурения и морских сейсмических работ, гравиметрической съемки. Оценка распределения плотности начальных потенциальных ресурсов углеводородов была выполнена по оригинальной методике, которая учитывала для каждой системы соотношения между плотностью разведанных запасов углеводородов на эталонных участках (известных зонах нефтегазонакопления) и рядом параметров нефтегазоносности: мощностью, скоростью и палеогеографической обстановкой седиментации, термическим режимом, типом и степенью метаморфизма органического вещества, физическими свойствами пород-коллекторов. Суммарная плотность потенциальных ресурсов имеет 10 градаций и изменяется от более 720 до 10 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. Общее значение ресурсов превышает 90 млрд. т.у.т.

Печатается по решению ученых советов  
Центра региональных геофизических и геоэкологических  
исследований им. В.В.Федынского МПР РФ и  
Института Геологии Национальной Академии наук Азербайджана

Г  $\frac{1903010000}{071(2003)}$  – 3 Грифное изд.

© Издательство «Nafta-Press», 2003

# 1. Введение

Каспийский регион является ныне предметом интересов многих национальных и международных компаний. Эти компании осуществляют не только добычу нефти и газа, но и проводят поисковые работы. Постоянно обсуждаются важные проблемы. Сможет ли Каспийский регион дать то, что было обещано мировому рынку в конце второго тысячелетия? Промышленная нефтегазоносность его несомненна. Но насколько реальны высокие оценки его потенциала, как скажется повышенная сейсмичность его центральной и южной частей на объекты нефтегазовой индустрии (буровые платформы, нефтегазопроводы и т.д.).

Обсуждению и анализу указанных проблем и посвящен данный обзор. При анализе учитывается, что в пределах региона располагаются всей площадью два крупных нефтегазоносных бассейна: позднемезозойско-кайнозойский Южно-Каспийский; преимущественно мезозойский – раннекайнозойский Среднекаспийский. Еще два бассейна: мезозойский Северо-Устюртский и палеозойско-мезозойский Северо-Каспийский находятся в регионе соответственно западной и южной своими частями. Осадочный чехол всех четырех бассейнов включает шесть нефтегазоносных систем: девон-нижнепермскую; верхнепермско-триасовую; юрскую; мел-эоценовую; олигоцен-миоценовую и плиоцен-четвертичную.

Крупные морские месторождения углеводородов обнаружены в последние 2-3 года на шельфе трех бассейнов. В Северо-Каспийском (сектор Казахстана) первыми двумя скважинами на подсолевом поднятии Кашаган открыто, по-видимому, уникальное месторождение с запасами, возможно, аналогичными месторождениям Астраханское и Тенгиз. В Среднекаспийском бассейне промышленная нефтегазоносность установлена на трех структурах в секторе России, где начато поисковое бурение (Хвалынской, Широкой, Ракушечной). Для Южно-Каспийского бассейна новые открытия достигнуты на западе и востоке. В секторе Азербайджана это поднятие Шах-Дениз и «Мегаструктура». В секторе Туркмении завершено бурение первой скважины глубиной 3700 м на месторождении «Джейтун» (блок «ЛАМ»). Притоки нефти и газа были получены в интервале 2248-2860 м. Одновременно, при бурении на ряде поднятий в секторе Азербайджана (Карабах, Абшерон, Ленкорань) залежи нефти или газа не были обнаружены.

Следует отметить и особое направление поисков – районы глубоководных котловин Южного и Среднего Каспия. Это направление определяют развитие работ на длительный период и является актуальным, поскольку ныне имеются технические средства для разведки и разработки залежей при больших (до 3 км) глубинах моря. В такой обстановке уже открыты месторождения в 25 районах Мирового океана.

Сложность развития поисковых работ вызвана также тектонической позицией Каспийского моря в области взаимодействия Аравийской и Евразийской литосферных плит. Это отражено в геодинамических процессах – повышенной сейсмичности и изменениях уровня моря. Последнее во втором тысячелетии имело тенденции повышения и понижения, что было особенно значительным в Южном Каспии.

В данном экспертном обзоре для всей площади Каспийского региона впервые систематизированы результаты всей имеющейся геолого-геофизической ин-

формации. Это выполнено в процессе многолетних совместных исследований Центра ГЕОН им. В.В.Федынского и Института Геологии Национальной Академии Наук Азербайджана. В подготовке настоящей монографии активное участие приняли Ю.А.Висковский (вычисления и подготовка табличных данных), М.И.Лоджевский (раздел 2.3). Картографический материал был подготовлен группой ученых: Л.Э.Левин (редактор), Г.А.Алиев, Ш.А.Бабаев, Н.А.Еременко, Д.Л.Федоров, И.С.Гулиев, Ф.А.Кадиров, Н.В.Кондорская, С.Н.Кулаков, М.И.Лоджевский, А.В.Разваляев, В.Н.Сенин, Ю.А.Висковский.

Авторы выражают благодарность директору Института Геологии НАН Азербайджана А.А.Ализаде и Генеральному Директору Центра ГЕОН Л.Н.Солодилову за постоянную поддержку работы в Азербайджане и России в течении многих лет. Авторы также благодарны сотрудникам Д.Баскаковой за помощь в подготовке текста, О.Васильевой за перевод текста на английский язык, Е.Кузнецовой за вычерчивание карт и Т.Рашидову за корректировку текста.

Обзор состоит из шести основных разделов: первый раздел – это данное введение, второй раздел посвящен описанию геолого-геофизической изученности.

Третий и четвертый разделы содержат обоснование распределения плотности потенциальных ресурсов в каждой из шести нефтегазоносных систем осадочного чехла и суммарных ресурсов.

Пятый раздел – это оценка сейсмического риска для сооружений нефтегазовой индустрии (морских буровых платформ, нефтегазопроводов, наливных терминалов) и его соотношения с распределением суммарных плотностей начальных потенциальных ресурсов углеводородов.

Шестой раздел представляет прогнозный сценарий развития нефтегазовой индустрии в зависимости от плотности ресурсов и риска природных катастроф.

В итоге выполненной систематизации достигнуто обоснование размещения поясов повышенных плотностей потенциальных ресурсов углеводородов. Оно свидетельствует о важном энергетическом и стратегическом значении Каспийского региона. Инвестиции в развитие нефтегазовой индустрии региона являются правомерными и будут продолжаться еще длительный период.



## 2. МЕТОДИКА СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА И ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

### 2.1 Системный анализ

Методика оценки потенциальных ресурсов была разработана ранее в процессе многолетних исследований по изучению геологии и нефтегазоносности Мирового океана (Геология и..., 1993; Левин, 1984, 2001). Применительно к осадочным бассейнам в Каспийском регионе модификация этой методики основана на ряде принципов и теоретических предпосылок. Эти предпосылки, прежде всего, включают выделение нефтегазоносных бассейнов с определением их геодинамических типов и далее дифференциацию осадочного чехла бассейнов на крупные нефтегазоносные системы. Регион характеризуется развитием полностью или частично четырех бассейнов разных геодинамических типов (Хаин, Левин, 2001):

- а) Южно-Каспийского, относящегося к специфическому Черноморско-Каспийскому подтипу поясов бассейнов современных активных окраин;
- б) Среднекаспийского и Северо-Каспийского бассейнов типа древних пассивных окраин;
- в) Северо-Устюртского бассейна эпирифтового подтипа внутриплатформенных бассейнов.

В осадочном чехле этих бассейнов развиты шесть нефтегазоносных систем. Две верхних системы: плиоцен-четвертичная и олигоцен-миоценовая представляют большую часть разреза в Южно-Каспийском и частично в Среднекаспийском бассейне. Три промежуточные системы: мел-эоценовая, юрская и верхнепермско-триасовая присущи преимущественно Среднекаспийскому и Северо-Устюртскому бассейнам. Самая нижняя, девон-нижнепермская, система является промышленно нефтегазоносной на юге Северо-Каспийского бассейна. Эта же система, как следует из строения Эльбурса и данных геофизики, развита на больших глубинах в районе сопряжения Южно-Каспийского бассейна с сооружением Эльбурса. Однако, здесь её нефтегазоносность хотя и возможна, но представляется пока крайне гипотетичной.

К основным принципам определения плотности ресурсов относятся:

- анализ их распределения для плиоцен-четвертичной и олигоцен-миоценовой систем по всей площади распространения без учета глубины моря, поскольку ныне имеются технические средства поисков и разработки залежей при его глубине до 3 км;
- определение соотношения между геодинамическим типом осадочного бассейна, скоростью седиментации и плотностью потенциальных ресурсов (Еременко, Левин, 1978; Геология и ..., 1993);
- выяснение термического режима каждой из систем на основе решения стандартного уравнения связи тепловой поток – температура на любой глубине осадочного чехла, земной коры и верхней мантии с использованием специально разработанного алгоритма (Левин, 1999; Levin, Viskovsky, 1998);
- анализ соотношения между термическим режимом, скоростью и палеогеографической обстановкой седиментации, плотностью потенциальных ресурсов на эталонных участках, которые отвечают известным зонам нефтегазонакопления;

- определение районов аналогичных по указанному соотношению эталонным участкам и распространение на эти участки значения плотности ресурсов с одновременным вводом понижающих коэффициентов для остальной площади распространения систем;

- оценка потенциальных ресурсов до глубин 7 км залегания кровли системы, т.е. в районах, где залежи углеводородов могут быть разведаны и разрабатываться в перспективе до 2010-2020 годов.

В соответствии с отмеченными предпосылками и принципами для каждой из систем был составлен комплект карт М 1:2 500 000: структуры подошвы, распределения мощности; палеогеографической обстановки седиментации; скорости седиментации; термического режима; распределения плотности начальных потенциальных ресурсов углеводородов. Суммированием карт плотностей всех систем была составлена итоговая карта распределения потенциальных ресурсов М 1:1 000 000.

Еще две особенности методики должны быть отмечены. Для плиоцен-четвертичной и олигоцен-миоценовой системы теоретические предпосылки нефтегазоносности были дополнены по материалам переинтерпретации сейсмических исследований методом преломленных волн (Гулиев и др., 1987). Из этих материалов следует, что горизонты разуплотнения в указанных системах, отвечающие зонам инверсии скорости, имеют региональное распространение в Южном Каспии. Верхний из них находится в интервале 7-10 км, т.е. отвечает низам разреза плиоцен-четвертичной (продуктивная толща) и самым верхам разреза олигоцен-миоценовой системы. Нижний интервал приурочен, по-видимому, к олигоцен-миоценовой системе, поскольку устанавливается в диапазоне глубин от 12 до 14 км.

Термический режим верхнего интервала 150-250<sup>0</sup>С, а нижнего примерно более 300<sup>0</sup>С. Подобный термический режим отвечает зонам апокатагенеза, обеспечивающим генерацию углеводородов из рассеянного органического вещества. Пористость этих интервалов оценивается до 10%, свидетельствуя о возможности обнаружения новых крупных залежей углеводородов и на больших глубинах в отложениях плиоценовой и, добавим, олигоцен-миоценовой систем. Все это и послужило основанием для распространения подсчета потенциальных ресурсов в плиоцен-четвертичной системе на всю площадь Южно-Каспийского бассейна, включая глубоководную котловину. Однако, для олигоцен-миоценовой системы значительная часть площади котловины была всё же исключена из подсчета в связи с невозможностью разведки залежей в обозримом будущем на глубинах осадочного чехла более 7 км.

## **2.2 Геолого-геофизическая изученность**

Состояние изученности Каспийского региона представлено на двух картах и двух региональных геологических разрезах (рис. 1, 2, 3.1, 3.2). Обобщение этих материалов было основой для составления серии карт, характеризующих обстановку миграции и аккумуляции углеводородов совместно с распределением плотности начальных потенциальных ресурсов углеводородов.

Карта региональной геолого-геофизической изученности (рис. 1) отображает размещение профиля ГСЗ – КМПВ и МОГТ совместно с разрезами основных

скважин разведочного и параметрического бурения. Сейсмические профили были выполнены в пределах Каспийского моря до условной границы с сектором Ирана. Профили образуют взаимопересекающиеся системы в направлениях к северо-востоку и северо-западу. Они направлены вкрест простирания всех крупных структурных элементов. Вдоль линий наиболее информативных сейсмических профилей были составлены региональные геологические разрезы E – E и F – F, где показано строение Среднего и Южного Каспия (рис. 3.1 и 3.2).

В пределах Северо-Каспийского и Среднекаспийского бассейнов скважины находятся преимущественно на обрамлении Каспийского моря. Для Южно-Каспийского и севера Среднекаспийского бассейнов использованы и отдельные морские скважины. Разрезы скважин совместно с данными сейсмических исследований дают возможность для выяснения строения осадочного чехла по всей площади нефтегазоносных бассейнов.

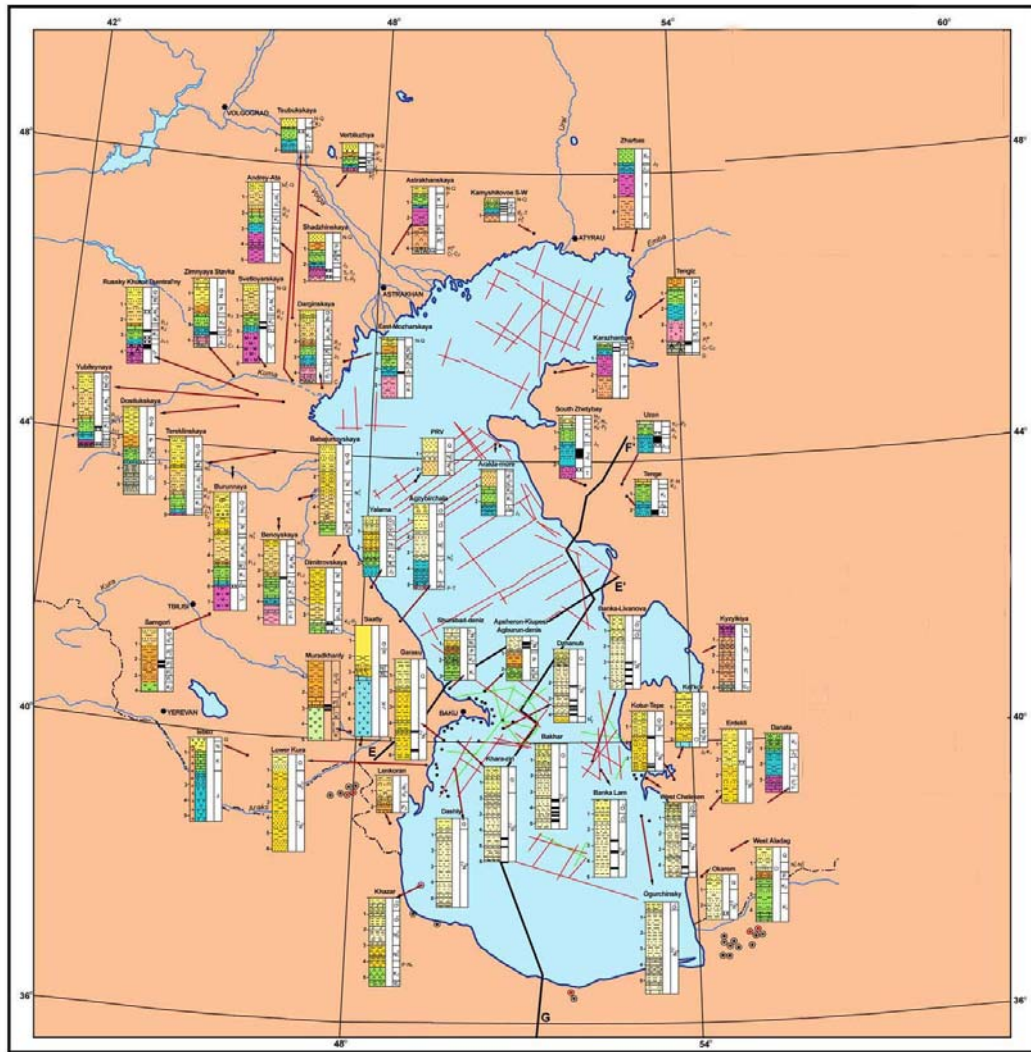
Строение чехла на юге Северо-Каспийского бассейна характеризуют разрезы, вскрытые на западе (скважины Шарджинская, Верблюжья, Астраханская) и на востоке (скважины Жарбас, Камышитовое, Тенгиз). Осадочный чехол представлен отложениями девон-четвертичного возраста общей мощностью более 10 км. На Астраханском поднятии породы девон-каменноугольного возраста включают органогенные известняки башкирского яруса, а на поднятии Тенгиз в целом представлены рифовой формацией. С органогенными известняками (древний атолл) и рифовой формацией связаны крупные залежи углеводородов. Бурением в шельфовой части Северо-Каспийского бассейна было подтверждено региональное распространение этой формации (барьерный риф) и обнаружено еще одно крупное месторождение углеводородов (Восточный и Западный Кашаган).

Породы каменноугольного возраста перекрыты терригенно-эвапоритовой формацией сакмарско-артинского и ассельского ярусов, а затем соленосной формацией кунгурского яруса нижней перми, которая образует соляные купола и мульды. Её мощность изменяется соответственно от 5.0 до 1.0 км. Верхнепермско-триасовые отложения представлены терригенной и терригенно-карбонатной формациями. В триасе обнаружен ряд залежей нефти (месторождения Шарджинское, Бугринское, Верблюжье и др.). Суммарная их мощность от 2.5 км в межкупольных мульдах до 0.1 км в сводах соляных куполов.

Юрские и меловые отложения слагает преимущественно терригенная формация с подчиненными горизонтами известняков. Её мощность от 1.5 до 2.5 км. Глубина залегания подошвы юры от 2.5 – 3.0 км в межкупольных мульдах до 0.2 км в сводах соляных куполов. На ряде куполов с юрско-меловыми отложениями связаны небольшие по запасам многопластовые месторождения (скв. Верблюжья, Камышитовое).

Отложения кайнозойского возраста представлены терригенной формацией континентального генезиса. Её мощность 0.5 – 0.8 км.

Строение чехла на западе Северо-Устюртского бассейна определяется развитием толщи терригенной формации пермо-триаса мощностью более 2.5 км и опять-таки терригенной формации юрско-мелового возраста. Мощность последней порядка 1 км и она содержит залежи нефти и газа (скв. Каражанбас).



LEGEND



**Рис. 1. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН:  
КАРТА РЕГИОНАЛЬНОЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ.**

**Условные обозначение:** а) скважины а - на территории России и СНГ; б - скважины на территории Ирана; в) скважины с проявлениями нефти и газа на территории Ирана; с) сейсмические профили и разрезы (см. карту сейсмических данных); д) глины и аргиллиты; е) песчаники; ф) брекчия; г) кальцит; h) известковые глины; i) глинистые известняки; j) известняки; к) рифогенные известняки; l) олистростромы (верхний мел-эоцен); m) вулканогенно-осадочные породы; n) граниты; o) кислые вулканиты; p) андезито-базальты; q) риолиты и их туфы; г) кварц-порфириты; t) метаморфические породы; u) нефтяные месторождения; v) газовые и газоконденсатные месторождения; w) естественные выходы углеводородов.

**Стратиграфический разрез :** а) четвертичные (Q); б) неоген-четвертичные; с) верхне- плиоценовые (N<sup>2</sup><sub>2</sub>); д) миоцен- нижний плиоцен (N<sub>1</sub>-N<sup>1</sup><sub>2</sub>) е) олигоцен-нижний миоцен (P<sub>2</sub>-N<sup>1</sup><sub>1</sub>); ф) палеоцен-эоцен (P<sub>1</sub>-P<sub>2</sub>); г) верхний мел-эоцен (K<sub>2</sub>-P<sub>2</sub>); h) мел (K); i) юра-мел (J-K); j) юра (J); к) триас (T); l) пермь-триас (P-T); m) пермь (P); n) девон-карбон (D-C)

Особенности строения осадочного чехла в Среднекаспийском бассейне намечаются по группам скважин, расположенных в разных его структурных элементах. На севере, в зоне вала Карпинского и Прикумского вала скважины (Цубук, Восточно-Можарская, Зимняя Ставка, Достлюкская, Русский Хутор, Светлоярская, Юбилейная, Андрей-Ата, Даргинская), в Среднем Каспии скважина ПРВ, в Предмангышлакском прогибе скважины Аралда-море и Тенге. На юге этого бассейна – это скважины на платформенном борту Терско-Каспийского прогиба (Бурунная, Тереклинская, Бабаюртовская) и на его складчатом борту – Бенойская и Дмитровская. Разрез Кусаро-Дивичинского синклинория представлен скважинами Ялама и Агзыбирчала, Северо-Абшеронского прогиба скважинами Шурабад-Дениз и Абшерон-Кюпеси.

Осадочный чехол бассейна представлен отложениями широкого стратиграфического диапазона – от пермо-триаса до плейстоцена. Породы каменноугольного возраста вскрыты в Манычском прогибе (Зимняя Ставка, Даргинская) и на складчатом борту Терско-Каспийского прогиба (скважины Юбилейная, Достлюкская). Для Предкавказья в целом они обнаружены в более чем 200 скважинах. В их составе участвуют рифовая и терригенно-карбонатная обломочной формации мощностью более 1.5 км, испытавшими низкую степень метаморфизма. Однако, несмотря на ряд предпосылок, положительная оценка нефтегазоносности их отложений все же признана крайне дискуссионной (Ярошенко и др., 2001).

Пермо-триасовый комплекс установлен в скважинах на южном склоне вала Карпинского (Андрей-Ата, Шарджинская), Манычском прогибе (Русский Хутор, Зимняя Ставка, Светлоярская, Восточно-Можарская и др.), складчатом борту Терско-Каспийского прогиба (Юбилейная, Бурунная, Бенойская), а также Кусаро-Дивичинском синклинории (Агзыбирчала). Комплекс образован различными типами формаций: вулканогенной (кислые вулканиты), вулканогенно-осадочной, рифовой (преимущественно Манычский прогиб и Прикумский вал), терригенно-карбонатной и терригенной. Его мощность изменяется от 0.3 до более 2.0 км. Кровля комплекса испытывает погружение с севера на юг от 2.5 км на южном склоне вала Карпинского до 3.3 – 4.5 км в Манычском прогибе и 5.0 – 6.0 км на платформенном борту Терско-Каспийского прогиба. На востоке Среднекаспийского бассейна в Предмангышлакском прогибе рассматриваемая кровля залегает на глубинах 2.5 – 3.0 км (скв. Южный Жетыбай). Мощность комплекса составляет здесь 1.5 км. В его составе участвуют терригенно-карбонатная и терригенная формации.

Триасовые отложения в составе комплекса являются промышленно нефтегазоносными. Наиболее крупные залежи в Манычском прогибе связаны с породами рифовой формации. В Предмангышлакском прогибе залежи обнаружены в терригенной формации триасового возраста (скв. Южный Жетыбай). На юго-восточном обрамлении бассейна каменноугольные и пермтриасовые отложения образуют складчато-надвиговое сооружение Туаркыра. Здесь они представлены вулканогенно-осадочной и терригенно-карбонатной формациями каменноугольного возраста, карбонатно-терригенной грубообломочной формацией перми – раннего триаса с горизонтами вулканогенно-осадочных пород в отложениях раннетриасового возраста (скв. Туаркыр).

Юрский комплекс характеризуется значительным изменением мощности, стратиграфического объема и формационного состава. В Кусаро-Дивичинском

синклинории его мощность более 1.5 км (скважины Ялама, Агзыбирчала), а в Терско-Каспийском прогибе (скважины Бенойская, Тереклинская, Бурунная) от 2-3 до 0.3 – 0.5 км. На севере, в пределах вала Карпинского и Прикумского вала диапазон изменения мощности от 0.8 (скв. Цубук) до 0.5 – 0.2 км (скв. Восточно-Можарская, Зимняя Ставка, Русский Хутор, Андрей-Ата и другие). В Манычском прогибе и на востоке Среднекаспийского бассейна, в Предмангышлакском прогибе, мощность возрастает до более 0.8 – 1.0 км (скв. Аралда-море, Тенге, Узень).

На юге бассейна изменения стратиграфического диапазона комплекса намечаются от Кусаро-Дивичинского синклинория к Терско-Каспийскому прогибу и затем к Манычскому прогибу совместно с валом Карпинского. В первом из этих структурных элементов отсутствуют отложения поздней юры, на платформенном борту второго, напротив, ранней и средней юры (скв. Бурунная). Однако, на крайнем западе этого борта в большинстве блоков комплекс представлен в полном стратиграфическом объеме. Манычский прогиб и вал Карпинского характеризуются аналогичной ситуацией. Здесь наличие всех трех отделов юрской системы устанавливается только в отдельных блоках (скв. Даргинская, Русский Хутор, Андрей-Ата). Другие блоки отличаются присутствием отложений ранней и поздней юры (скв. Восточно-Можарская), только средней юры (скв. Светлоярская, Зимняя Ставка). На востоке, в Предмангышлакском прогибе, развиты отложения средней и поздней юры (скв. Аралда-море, Тенге) или ранней-средней юры (скв. Узень).

Кровля комплекса испытывает погружение с запада на восток и с севера на юг от 1.5 до 3.0 – 3.5 км (восток вала Карпинского, Кусаро-Дивичинский синклинорий). В Терско-Каспийском прогибе её залегание устанавливается на глубинах до 5.0 км. Предмангышлакский прогиб отличается залеганием кровли на глубинах порядка 1.6 – 2.1 км (скв. Тенге, Аралда-море), а также 1.0 км. Во втором случае комплекс содержит крупную залежь углеводородов (скв. Узень).

По составу комплекс представлен терригенной формацией ранне-среднеюрского возраста и терригенно-карбонатной формацией поздней юры. Последняя в Терско-Каспийском прогибе включает также эвапоритовую формацию титонского возраста (скв. Бенойская, Бурунная). Комплекс почти повсеместно содержит залежи углеводородов: на южном склоне вала Карпинского (Каспийское, Восточно-Можарское); Прикумском валу (Русский Хутор, Юбилейное); Терско-Каспийском прогибе (Махачкала-Тарки, Харбиженское). Предмангышлакский прогиб отличается связью с комплексом уникальных залежей на месторождениях Жетыбай и Узень, крупных залежей на месторождениях Тенге, Южный Жетыбай. Из новых открытий следует упомянуть залежи на месторождениях Хвалынское и им. Ю. Корчагина, расположенных в шельфовой зоне Среднекаспийского прогиба.

Мел-эоценовый комплекс отсутствует в разрезе лишь отдельных поднятий, осложняющих строение Кусаро-Дивичинского синклинория (скв. Агзыбирчала). На всей остальной площади бассейна диапазон изменения мощности составляет от 1.0 до 1.5 км. Обстановка залегания достаточно сложная. В своде вала Карпинского глубины кровли 0.5 км (скв. Цубук) и возрастают до 1.0 (скв. Можарская) и 1.8 – 2.2 км в Манычском прогибе (скв. Андрей-Ата, Светлоярская, Русский Хутор). Терско-Каспийский прогиб отличается залеганием кровли на глубинах от 2.2 – 3.5 км (скв. Бенойская, Тереклинская) до 5.0 км (скв. Бабаюртовская). На юго-западном борту Северо-Абшеронского прогиба рассматриваемая кровля испытывает воздымание до глубин 1.2 км (скв. Шурабад-дениз, Абшерон-Кюпеси). Еще

большие глубины кровли, до 5.2 – 5.5 км, установлены на отдельных месторождениях с залежами в поднадвиговых горизонтах в районе складчатого борта Терско-Каспийского прогиба (Северо-Брагунское, Северо-Минеральное, Андреевское и другие). Предмангышлакский прогиб характеризуется залеганием рассматриваемой кровли от 0.5 (скв. Тенге) до 1.2 км (скв. Аралда-море).

Состав комплекса представлен двумя типами формаций: терригенной раннемелового и терригенно-карбонатной позднемелового-эоценового возраста. В Северо-Абшеронском прогибе из указанных формаций развита только карбонатно-терригенная (скв. Шурабад-дениз, Абшерон-Кюпеси). Примером положения в разрезе залежей могут быть месторождения на валу Карпинского, в Манычском прогибе и на Прикумском валу (скв. Цубук, Русский Хутор, Светлоярское, Юбилейное) и Терско-Каспийском прогибе (скв. Бенойское, Дмитриевское, Юбилейное). В Предмангышлакском прогибе в отложениях нижнего мела известны многопластовые газовые залежи на месторождениях Узень и Дунга, нефтяные на месторождении Тюбеджик (скв. Узень).

Олигоцен-миоценовый комплекс подразделяется на две основные толщи. Нижняя, известная под названием майкопской серии, отличается мощностью от 1.0 до 1.7 км. Минимальные значения присущи районам Северного Предкавказья (Манычскому прогибу, Прикумскому валу, скв. Восточно-Можарская, Зимняя Ставка, Андрей-Ата), а максимальные Терско-Каспийскому прогибу (скв. Бурунная, Бабаюртовская, Бенойская). Кусаро-Дивичинский синклиний отличается как сокращением мощности до 1.0 км (скв. Ялама), так и отсутствием отложений майкопской серии в разрезе (скв. Агзыбирчала). На крайнем юго-западе Среднекаспийского бассейна майкопская серия участвует в строении Северо-Абшеронского грабена, где её предполагаемая мощность порядка 1.0 км. Предмангышлакский прогиб характеризуется мощностью от 1.0 км (скв. Аралда-море) до 0.15 – 0.2 км (скв. Тенге).

Верхняя толща представлена горизонтами среднего миоцена и нерасчлененными отложениями верхнего миоцена – нижнего плиоцена. В своде вала Карпинского эта толща отсутствует, а в Манычском прогибе её мощность достигает первых сотен метров (скв. Достлюкская). На шельфе Каспия в обстановке палеорула Волги мощность возрастает до 1.5 км (скв. ПРВ). Максимальные значения мощности устанавливаются только в осевой зоне Терско-Каспийского прогиба, где они достигают 2.0 км (скв. Бурунная, Тереклинская, Бабаюртовская и др.). Предмангышлакский прогиб характеризуется сложным распространением верхней толщи – от отсутствия в разрезе до мощности в 0.2 – 0.4 км.

В составе толщи участвуют терригенная формация среднего миоцена и карбонатно-терригенная формация позднего миоцена – раннего плиоцена. Промышленные залежи углеводородов обнаружены на складчатом борту Терско-Каспийского прогиба в отложениях майкопской серии (месторождения Старогрозненское, Беной, Шамхал-Булак) и в верхней толще (слои чокракского – караганского ярусов). Во втором случае – это 18 многопластовых месторождений, включая Инчхе-море на шельфе Дагестана (Мирзоев, Пирбудагов, 2001).

Южно-Каспийский бассейн наиболее изучен для отложений в возрастном диапазоне от юры до плейстоцена суммарной мощностью до 25-30 км. Наиболее древний юрско-меловой комплекс обнаружен в разрезе скважин на западе бассейна (скв. Самгори, Истису, Мурадханлы, Саатлы), на западном шельфе Южного

Каспия (скв. Хазар), а также на востоке бассейна (скв. Западный Аладаг, Келькор). Строение комплекса может быть также намечено по данным скв. Даната, расположенной вблизи Копет-Дага). Его состав испытывает значительные изменения вкрест простирания бассейна от вулканогенных образований до типично осадочных отложений. Вулканиты присущи преимущественно структурным элементам Куринской и Нижнекуринской впадин. Они представлены андезитобазальтами верхнего мела (скв. Самгори, Мурадханлы), кварцевыми порфирами и гранитоидами (скв. Истису), кислыми породами андезитового состава. Максимальная вскрытая мощность андезитов юрско-мелового возраста известна в области Талыш-Вандамского гравитационного максимума, где составляет более 4.0 км (скв. Саатлы).

На юго-западном шельфе обнаружена терригенная грубообломочная формация мелового возраста мощностью до 1.0 км (скв. Хазар). На востоке бассейна, в Западно-Туркменской впадине, упомянутая формация замещается опять-таки терригенной, но тонкоотсортированной формацией в сочетании с карбонатной формацией средней - поздней юры. Суммарная мощность этих формаций юрско-мелового возраста достигает 2.8 км (скв. Западный Аладаг, Даната).

Для оценки нефтегазоносности комплекса существенно, что вулканиты на ряде поднятий в Куринской впадине содержат значительные по запасам залежи нефти (поднятия Мурадханлы, Советабад и др.).

Палеоцен-эоценовый и олигоцен-миоценовый комплексы подобно нижележащему изучены бурением в краевых частях Южно-Каспийского бассейна. На западе, в Куринской впадине, они представлены терригенной и терригенно-карбонатной формациями, а также туфовой формацией эоценового возраста мощностью 0.4 – 0.5 км. Суммарная мощность комплексов составляет здесь до 2.8 – 3.0 км. Важная их особенность – это наличие крупных залежей нефти в вулканогенно-осадочных коллекторах (скв. Самгори, Мурадханлы).

На юго-западе бассейна комплексы представлены вулканогенными формациями – туфовой и кислых вулканитов мощностью до 1 км. Эти формации имеют сокращенный до миоцена стратиграфический диапазон и залегают с резким стратиграфическим несогласием на карбонатной формации мелового возраста (район Истису). Одновозрастные горизонты кислых вулканитов в сочетании с терригенной формацией олигоцен-миоцена установлены также в Нижнекуринской впадине (скв. Саатлы, Ленкорань). На западном шельфе Южного Каспия состав комплексов представлен грубообломочной терригенной формацией мощностью 1.2 км (скв. Хазар). На востоке, в Западно-Туркменской впадине, комплексы представлены терригенной формацией переслаивания песчаников и глин мощностью до 1.0 км. Они характеризуются также наличием ряда внутриформационных перерывов в седиментации, а также залеганием со значительным стратиграфическим перерывом на карбонатной формации мелового возраста (скв. Западный Аладаг, Келькор).

Плиоцен-четвертичный комплекс эквивалентен одноименной нефтегазоносной системе, которая включает продуктивную и красноцветную толщи в Южно-Каспийском бассейне. Примером его строения могут быть разрезы большого числа скважин как на северо-западе (скв. Гарасу, Дашлы, Хара-Зири, Джануб, Бахар), так и на востоке данного бассейна (Банка Лам, Котур-Тепе, Западный Челекен, Келькор, Эрдкли, Окарем, Западный Аладаг). По данным сейсмических исследований его мощность 8-9 км и разрез изучен бурением до глубин более 6.0 км. Зна-



чительная его часть (более 4-5 км) принадлежит отложениям ранне-среднеплиоценового возраста. Вышележащие позднеплиоцен-плейстоценовые слои имеют мощность от 0.7 до 1.7 км. На крайнем западе (скв. Самгори, Мурадханлы) и востоке (скв. Даната) комплекс отсутствует в составе осадочного чехла, а на северо-востоке (скв. Келькор) его мощность сокращена до 1.8 км.

Состав комплекса представлен терригенной песчано-глинистой формацией дельтового и мелководно-морского генезиса на западе и преимущественно дельтового и континентального (красноцветная толща) в Западно-Туркменской впадине и её шельфовом продолжении. Зона перехода к красноцветным отложениям не установлена и может только предполагаться где-то вблизи скважин Банка Ливанова и Банка Лам. Нефтегазоносность комплекса связана с пластами песчаников на глубинах от нескольких метров (Бакинский район) до более 6.0 км. Месторождения многопластовые с тектонически и литологически экранированными залежами. На глубинах более 2.0 км развиты аномально высокие пластовые давления.

Данные о результатах поискового бурения на юге и юго-западе Южно-Каспийского бассейна, в пределах территории и шельфа Ирана, весьма ограничены. По состоянию на 1993 год было известно о бурении четырех групп скважин, расположенных в следующих структурных элементах: Горганском и Мазандранском (Предэльбурском) прогибах; на шельфе Рештского прогиба и Муганском прогибе (прил. 1).

Скважины в Горганском прогибе глубиной до 5832 м вскрыли отложения мелового и ранне-среднеюрского возраста и обнаружили газовую залежь в отложениях плиоцен-четвертичного комплекса с запасами около 50 млрд. м<sup>3</sup>. Скважины в Мазандранском имели глубину до 1388 м и также вскрыли отложения мелового возраста. В процессе бурения были отмечены нефтегазопроявления из отложений акчагыльского и абшеронского яруса. На шельфе Рештского прогиба была пробурена скв. Khazar – 1 глубиной 5570 м, которая вскрыла отложения ранне-позднемелового возраста суммарной мощностью до 1100 м. Газопроявления были отмечены из отложений верхнего мела и палеоцен-миоцена. Скважины в Муганском прогибе, являющемся частью более крупной Куринской впадины, имели глубину до 4460 м. Они вскрыли отложения эоценового возраста и обнаружили нефтепроявления из горизонтов в олигоцен-миоценовом комплексе.

Крайний юг бассейна на сопряжении со складчато-надвиговым сооружением Эльбурса, где мощность чехла по данным сейсмической томографии 25.0 – 30.0 км (Якобсон, 2000) содержит, вероятно, в его составе мощные толщи платформенных отложений палеозоя и триаса (см. раздел 2.3).

## 2.3 Характеристика гравитационного поля

Гравитационное поле Каспийского региона анализируется на основе составления карты М 1:2 500 000. При составлении использована Гравиметрическая карта СССР II издания (1991 г) в редукции Буге с плотностью промежуточного слоя  $\sigma = 2,67 \text{ г/см}^3$ , масштаба 1:2 500 000. Исходными данными для её уточнения являлись: морские гравиметрические съемки масштабов 1:1 000 000 и крупнее с сечением изоаномал через 2 мГал; изданные ранее листы гравиметрических карт мас-

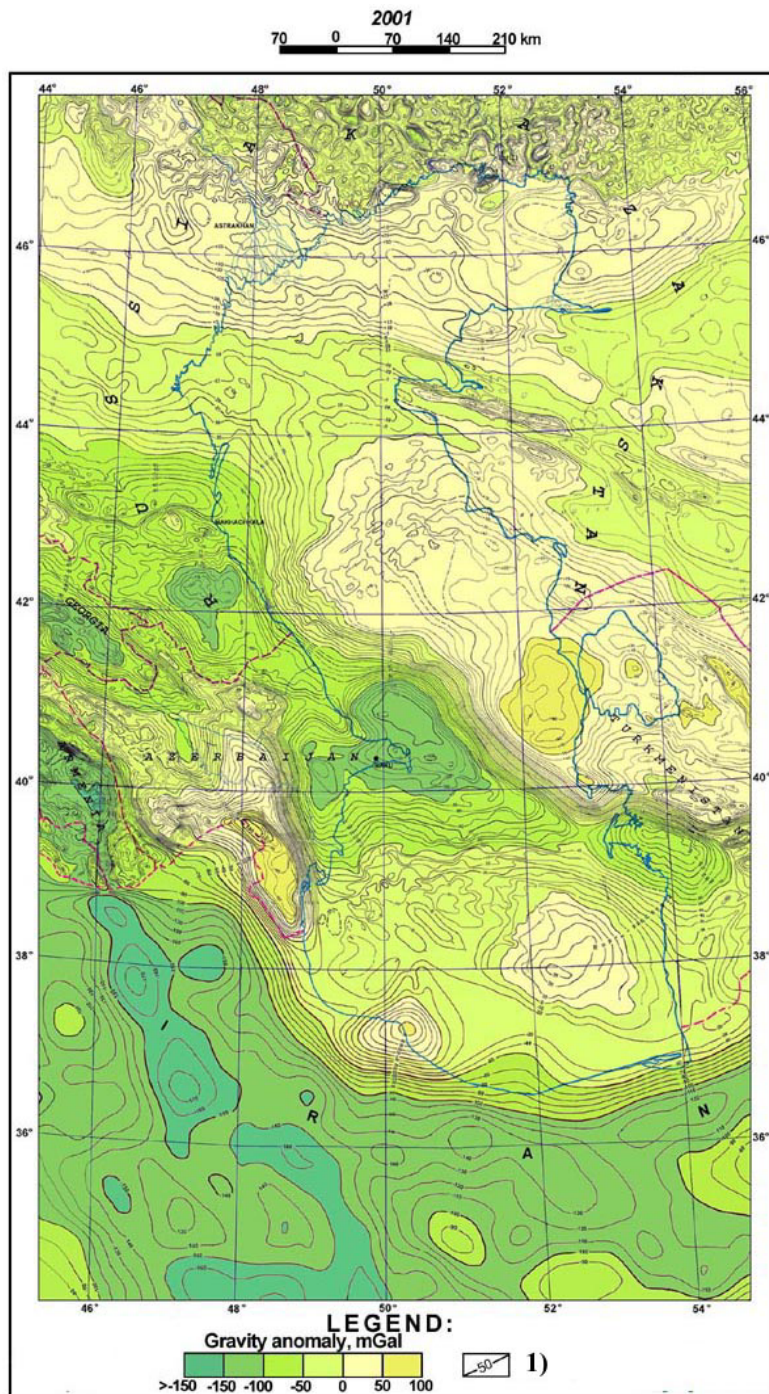
штаба 1:200 000 и результаты гравиметрических съемок масштаба 1:200 000 и крупнее. Для сектора Ирана учтены опубликованные результаты гравиметрических работ, выполненных в 1977-1978 гг. Геофизической службой Ирана совместно с Университетами Гамбурга и Тегерана. Полученная густота сети, точность гравиметрических наблюдений и топографо-геодезических измерений соответствует, масштабу 1:2 500 000. Сопоставление данных распределения гравиметрических аномалий для южной части Каспийского моря, полученных по результатам спутниковой съемки и морских гравиметрических измерений, показали удовлетворительное соответствие низкочастотных составляющих поля силы тяжести по разным методам. В этой связи для этого района использованы и данные спутниковой альтиметрии.

Представленная карта гравитационного поля в редукции Буге м-ба 1:2 500 000 (рис. 2) охватывает полностью площадь Каспийского моря и прибрежные районы в диапазоне 200-300 км от береговой линии. Изоаномалы для территории Ирана и южной части Каспийского моря, где использованы данные спутниковой альтиметрии, имеют сечение в 10 мГал.

Распределение и интенсивность аномалий гравитационного поля являются существенно разными в пределах каждого из четырех осадочных бассейнов, получающих развитие всей площадью или частично в Каспийском регионе (Северо-Каспийского, Северо-Устюртского, Среднекаспийского и Южно-Каспийского). Соответственно, для каждого из этих бассейнов может быть условно выделена самостоятельная гравитационная область.

**Северокаспийская гравитационная область** отвечает самой южной части Северо-Каспийского бассейна. Южной её границей является зона повышенного градиента поля силы тяжести. Сгущение изолиний в плане имеет дугообразную форму, выпуклую к югу, причём в пределах Каспийского моря изолинии имеют широтную ориентировку. Далее на севере вышеуказанная градиентная зона плавно замещается зоной повышенных значений поля силы тяжести, представленную Южно-Эмбенским, Северо-Каспийским и Астрахано-Полдневским максимумами, слабо мозаичного характера с амплитудой до 40 мГал. В области солянокупольной тектоники Прикаспийской синеклизы развиты интенсивные отрицательные и положительные сильно локализованные аномалии специфического рисунка. Амплитуда этих аномалий составляет от -50 мГал до +20 мГал.

**Западно-Устюртская область** отвечает одноименной части Северо-Устюртского бассейна. Она частично охватывает Каспийское море и в основном относится к району п-ва Бузачи. Область представлена слабо положительной до +15-20 мГал гравитационной аномалией (Бузачинской) с осью, ориентированной к северо-западу, а затем в Каспийском море субширотно. На востоке аномалия преобразуется в две ветви. Северная ветвь отвечает простиранию Южно-Эмбенского гравитационного максимума, а южная имеет юго-восточную ориентировку и как бы сопровождает прогребенное продолжение Мангышлака. Между этими ветвями находится область низкоградиентных аномалий со значениями от -5 до -20 мГал.



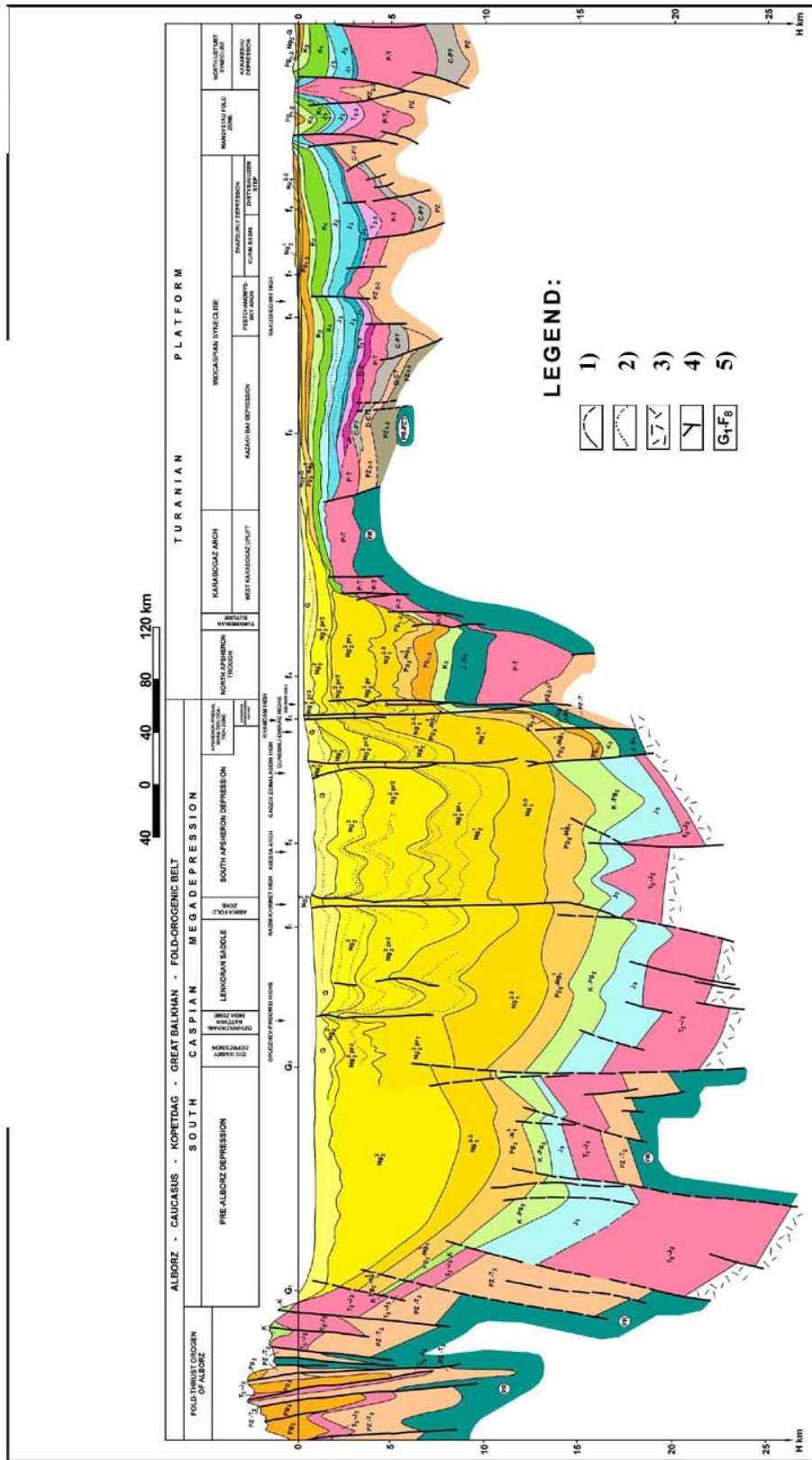
**Рис. 2. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ГРАВИТАЦИОННЫХ АНОМАЛИЙ (БУГЕ).**  
 М.И.Лоджевский, Ф.А.Кадиров, 2001 г. Составлена на основе данных: Гравиметрическая карта СССР (масштаб 1:1000000 и 1: 2 500 000), данные спутниковых замеров, карта гравитационных аномалий Ирана (масштаб 1:2 500 000).

**Условные обозначение:** 1) изолинии, mGal

К северо-востоку аномалия меняет ориентировку на согласную направлению Южно-Эмбенского гравитационного максимума и затем увеличивает поперечные размеры в восточном направлении.

**Среднекаспийская гравитационная область** на юге характеризуется участками аномально низких величин поля силы тяжести, которые охватывают в направлении с северо-запада на юго-восток Абшеронский полуостров, Абшероно-Балханский порог, Нижне-Куринскую впадину, Бакинский архипелаг и полуостров Челекен. Минимальные значения поля здесь (участок к северо-востоку от Абшеронского полуострова) достигают величины  $-125$  мГал. Северная граница минимумов совпадает с уникальной по напряжённости поля Махачкала-Красноводской гравитационной ступенью, отделяющая указанные минимумы от максимума Среднего Каспия. Максимум своей северо-западной частью охватывает также Дербентскую глубоководную котловину. В целом этот обширный Дербентский максимум амплитудой до  $+60$  мГал занимает большую часть Средне-Каспийского бассейна, его основная ось имеет субкавказское простираие. Максимум, в свою очередь, состоит из ряда разноориентированных положительных и отрицательных осложнений поля более высокого порядка. На юго-востоке он граничит с максимумом силы тяжести Кара-Богаз-Гола, имеющим несколько меньшую амплитуду (до  $+50$  мГал). В пределах моря северо-западная часть Дербентского максимума имеет сложную дугообразную форму с вогнутой стороной, обращенной к западной береговой линии. Соответственно, сложной конфигурацией отличается и Махачкала-Красноводская гравитационная ступень. На востоке ступень имеет аномально высокие значения напряжённости поля до  $50-100$  мГал, и изоаномалы следуют субкавказскому направлению. Далее на запад напряжённость поля понижается, изоаномалы принимают широтное направление вдоль Терско-Каспийского прогиба. В районе г. Махачкалы напряжённость поля минимальна, направление изоаномал – меридиональное. Гравитационное поле западной части Средне-Каспийской зоны характеризуется обширным слабоамплитудным (до  $20$  мГал) Дагестанским минимумом силы тяжести, совпадающим с осью Северо-Абшеронского прогиба.

**Южно-Каспийская область** на западе включает Талыш-Вандамский максимум субмеридиональной ориентировки со значениями до  $90$  мГал. Этот максимум имеет два «апофиза» в виде более узких относительных максимумов (до  $+50$  мГал). Один из них прослеживается на север и замещается Алазанской зоной минимумов, а второй направлен к северо-западу до восточного погружения Малого Кавказа. На востоке Талыш-Вандамский максимум резкоградиентной зоной отделен от обширного слабо интенсивного гравитационного минимума в западном секторе Южного Каспия. Этот сектор характеризуется чередованием малоамплитудных локальных положительных и отрицательных аномалий различной ориентации. На юге Талыш-Вандамский максимум включает ороген Решта на территории Ирана. Здесь его значения до  $+70$  мГал. Восточный сектор Южного Каспия представлен изометричным максимумом силы тяжести, соответствующим поднятию Година. Максимум на востоке плавно замещается областью отрицательных гравитационных аномалий Западно-Туркменской впадины. Для южной части области характерна зона сложно-построенных повышенных градиентов между Эльбурсом и глубоководной котловиной.



**Рис. 3-1. РЕГИОНАЛЬНЫЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ПО ЛИНИИ G-F (ЮЖНЫЙ КАСПИЙ – Н.УСТЮРТ).**  
 Б.В. Сеннин, А.Е. Левин, Ю.А. Висковский, 2001

**Условные обозначение:** 1) Стратиграфические границы; 2) Сейсмические отраженные горизонты; 3) Субконтинентальная / субоканнская земная кора; 4) Разломы; 5) Места изменения направления линии профиля.



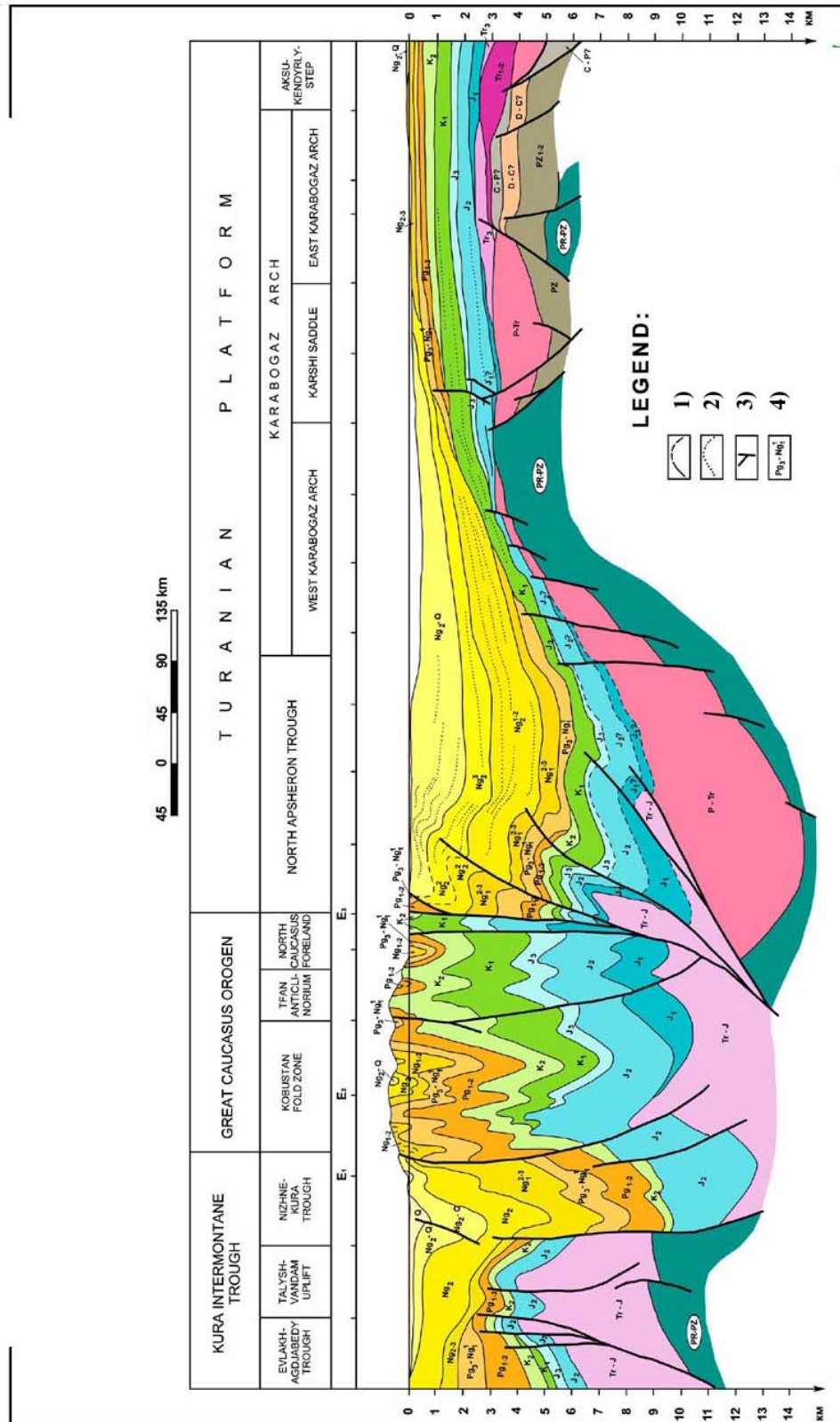


Рис. 3-2. РЕГИОНАЛЬНЫЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ПО ЛИНИИ Е-Е' (КУРИНСКИЙ ПРОГИБ - МАНГЫШЛАК).  
 Б.В. Сенни, 2001  
 Условные обозначение: 1) Стратиграфические границы; 2) Сейсмические отраженные горизонты; 3) Разломы; 4) Места изменения направления профиля.

## 2.4 Геолого-геофизические разрезы

Региональные геолого-геофизические разрезы F – F' и E – E' (Рис. 3.1 и 3.2) составлены по данным сейсмических и сейсмотомографических исследований, результатам бурения. Они характеризуют обстановку залегания разновозрастных комплексов осадочного чехла и верхних горизонтов земной коры в Южно-Каспийском и Среднекаспийском бассейнах.

Для Южно-Каспийского бассейна принципиально новая модель строения отвечает зоне сочленения юга котловины Южного Каспия (Предэльбурский прогиб) с орогеном Эльбурса. Здесь докембрийский фундамент упомянутого орогена испытывает ступенчатое опускание до глубин порядка 20-21 км, осложненное направленными к северу надвигами. Далее он, по-видимому, замещается субокеанским комплексом основных пород с кровлей на глубине более 26 км. Последнее значение и природа фундамента прогнозируются по аномалиям гравитационного поля и сейсмотомографическим исследованиям (Якобсон, 2000). На основании сопоставления с Эльбурсом (Штёклин, 1974/1977) намечаются два типа строения осадочного чехла. Первый отвечает блокам с предполагаемым докембрийским фундаментом. Он включает толщи платформенных формаций следующих возрастных генераций: палеозой – среднего триаса мощностью от 3.5 до 9.0 км; позднего триаса – средней юры мощностью 1-2 км; позднего мела – эоцена мощностью 0.5 км; олигоцена – раннего миоцена (аналог майкопской серии) мощностью 1.5 км и плиоцен – четвертичной (аналог продуктивной серии Азербайджана), мощностью до 5.0 км.

Второй тип строения чехла предполагается для блоков с субокеанским типом коры. Здесь на породах основания залегает, по-видимому, толща триаса – средней юры, накопившаяся в океанской обстановке Тетиса. Её мощность до 7.5 км. Выше залегают следующие горизонты: поздней юры (возможно, вулканогенные), мощностью 2.0 – 3.0 км; мел – эоцена мощностью 1-2 км; олигоцена – раннего миоцена мощностью 1.5-2.0 км и плиоцен – четвертичные мощностью до 10 км.

На блоковых поднятиях (Сефидрудском, Горганском и др.), осложняющих строение котловины Южного Каспия, развит, вероятно, первый из указанных типов, который отделяет разрезы чехла субокеанской коры друг от друга. Существенно также, что дислокации осадочного чехла, выявленные сейсмическими исследованиями, оказываются согласными между собой по всему разрезу плиоцен – четвертичных отложений.

Вблизи системы разломов Абшероно-Балханского порога поверхность субокеанской коры находится на глубине порядка 18 км. Мощность продуктивной (плиоцен – четвертичной) серии сокращена до 7.0 км отложений среднего – верхнего миоцена возрастает до 2-5 км. Досреднемиоценовые горизонты, подобно продуктивной серии, испытывают сокращение мощности на 1-2 км.

Среднекаспийский бассейн представлен на юге Северо-Абшеронским грабеном, сформировавшимся на сопряжении с Абшероно-Балханским порогом. Подошва чехла находится в грабене на глубине от 12 до 15 км, а природа фундамента остается невыясненной. Модель строения чехла включает горизонты от пермо-триаса до четвертичного, что коррелирует данным бурения. Мощность пермо-триаса до 4 км, горизонтов юры, мела и эоцена от 1 до 2 км, олигоцена – нижнего миоцена

порядка 2.0 км и плиоцен – четвертичных до 4.0 км. В направлении на северо-восток от Северо-Абшеронского грабена складчато-метаморфические комплексы палеозойского фундамента Скифской и Туранской плит испытывают воздымание от 1.4 до 3.0 км. В основании чехла залегает толща пермо-триаса, которая обладает значительным изменением мощности: 1.5 км на Западно-Карабогазском своде, менее 1.0 км во впадине Казахского залива, менее 0.5 км на Песчаномысском своде и до 2.0 км в Жазгурлинском прогибе вблизи Мангышлака.

Вышележащие горизонты юры и мела, наиболее продуктивные в Среднекаспийском бассейне, образуют преимущественно пликативные складки в диапазоне глубин от 1.0 до 3.5 км. Мощность этих горизонтов здесь от 0.3 до 1.0 км. Отложения палеоген – четвертичного возраста являются крайне маломощными (максимум до 0.4 – 0.5 км) и отсутствуют в отдельных блоках.

Глубинное строение Куринской межгорной впадины на западе Южно-Каспийского бассейна характеризуется залеганием позднемелового – кайнозойского осадочно-вулканогенного чехла на складчато-надвиговых комплексах более древнего возраста (прил. 2а).

Чехол рассматриваемой впадины смят в крупные изоклиналильные складки до 5 км в поперечнике. Подошва чехла находится на глубине от 3.5 км в области Талыш-Вандамского поднятия до более 9 км в Нижнекуринском прогибе. Мощность верхнего мела – эоцена до 2 км; олигоцена – нижнего миоцена порядка 1.5 км; среднего миоцена – плиоцена до 7.0 км.

Сопредельная складчатая зона Кобыстана характеризуется более напряженной складчатостью и сокращением мощности почти в два раза всех основных комплексов вулканогенно-осадочного чехла. Далее в Тифанском антиклинории Большого Кавказа получают развитие преимущественно складчатые комплексы юры и мела, которые надвинуты на западный борт Северо-Абшеронской впадины.

В указанной впадине складки в чехле также осложнены надвигами и наклонены к северо-востоку. Предполагается, что подошва отложений нижней юры залегает в диапазоне глубин от 7.0 до 11.0 км на образованиях триасового возраста. Не исключено, что последние могут быть представлены осадками Тетиса. Мощность юрского комплекса составляет 1 – 3 км; мелового 0.8 – 2.0 км; палеоцена – эоцена менее 0.5 км; олигоцена – нижнего миоцена (майкопской серии) от 0.3 – 0.5 до 0.8 – 1.0 км; среднего миоцена – плиоцена совместно с плейстоценом до 6.0 км. В направлении к Карабогазскому своду подошва чехла испытывает воздымание до глубин порядка 3 км. Мощность юрского комплекса сокращается до 0.2 – 1.0 км; мелового комплекса составляет в среднем 0.5 – 0.8 км; плиоцен – плейстоцена порядка 2.0 км.

Восток Карабогазского свода и Кендерлинская ступень отличаются, прежде всего, раздробленностью фундамента на относительно небольшие в поперечнике блоки. Их кровля почти повсеместно находится на глубинах от 2.5 до 4.5 км. В основании чехла залегает пермо-триасовый или только позднетриасовый комплекс, имеющий мощность от 2.5 до 0.8 км. Мезозойско-кайнозойские комплексы залегают почти горизонтально и образуют малоамплитудные пликативные складки. Мощность юрского комплекса 1.0 – 1.2 км; мелового порядка 1.0 км; палеоцен - эоценового менее 0.3 км; олигоцен – нижнемиоценового до 0.2 км и средне – верхнемиоценового 0.1 – 0.2 км.



Анализ двух региональных геолого-геофизических профилей способствует пониманию глубинного строения Южно-Каспийского и Среднекаспийского бассейнов с соответствующими моделями строения чехла в пределах разных структурных элементов. Эти модели были использованы при составлении структурных карт каждой нефтегазоносной системы и оценке распределения их мощности совместно со скоростью седиментации.

## 2.5 Сейсмичность

Сейсмичность Каспийского региона характеризуется весьма неравномерным распределением по площади (рис.4). Она нарастает в двух направлениях: с севера на юг и с северо-востока на юго-запад. Граница между асейсмичными и высокосейсмичными областями пересекает Каспийское море в направлении от г. Махачкала к южному обрамлению залива Кара-Богаз-Гол.

Периодичность разрушительных землетрясений с магнитудой более  $M=5.0$  составляет 4-5 лет. Только в 1998 – 2000 годах имели место 5 разрушительных землетрясений в Предкавказье (Дагестан), 2 в море к северо-востоку от г. Баку, 1 на востоке вблизи г. Небит-Даг и 1 на территории Ирана у г. Астара. Эпицентры землетрясений с магнитудой  $M \geq 5.0$  приурочены как к межразломным блокам, так и устанавливаются вдоль разломов. Существенную опасность представляют и глубокофокусные (глубины гипоцентров 50-100 км) землетрясения, которые имеют магнитуду более 5.5 и зафиксированы на обширной площади от Предкавказья до восточного берега Каспийского моря. Расстояния между эпицентрами этих землетрясений от 50 до 125 км и они сокращаются между очагами гипоцентров. По заключению Н.В. Кондорской (уст. сообщение) размер очагов при магнитуде  $M=5.5$  составляет 5-8 км, а при магнитуде  $M=7.0$  достигает 40-65 км. Имеются данные и об историческом землетрясении к югу от Форта Шевченко, которое состоялось в 1273 году и имело крайне высокую интенсивность с магнитудой  $M=7.2$ .

На фоне низкой региональной сейсмичности с магнитудами  $3.0 \geq M \geq 5.0$  повышенная сейсмичность условно распределяется по трем поясам: Эльбурса – Решта – Малого Кавказа с магнитудой  $M \geq 7.5 - 8$ ; Большого Кавказа – Копет Дага с  $M \geq 7.0$ ; Терско-Каспийского прогиба – Большого Балхана с  $M \geq 6.0 - 6.5$ . Второй и третий пояса повышенной сейсмичности включают значительную площадь шельфа Южного и Среднего Каспия, представляя опасность для сооружений нефтегазовой индустрии.

Центральная часть котловины Южного Каспия, а также север Скифской и Туранской плиты совместно с югом Прикаспийской впадины являются практически асейсмичными.

## 3. Нефтегазоносные системы

Осадочный чехол Каспийского региона представляет гетерогенное образование, которое состоит из ряда крупных литолого-стратиграфических комплексов с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Эти комплексы имеют разное распространение по площади и являются относительно самостоятельными нефтегазоносными системами.

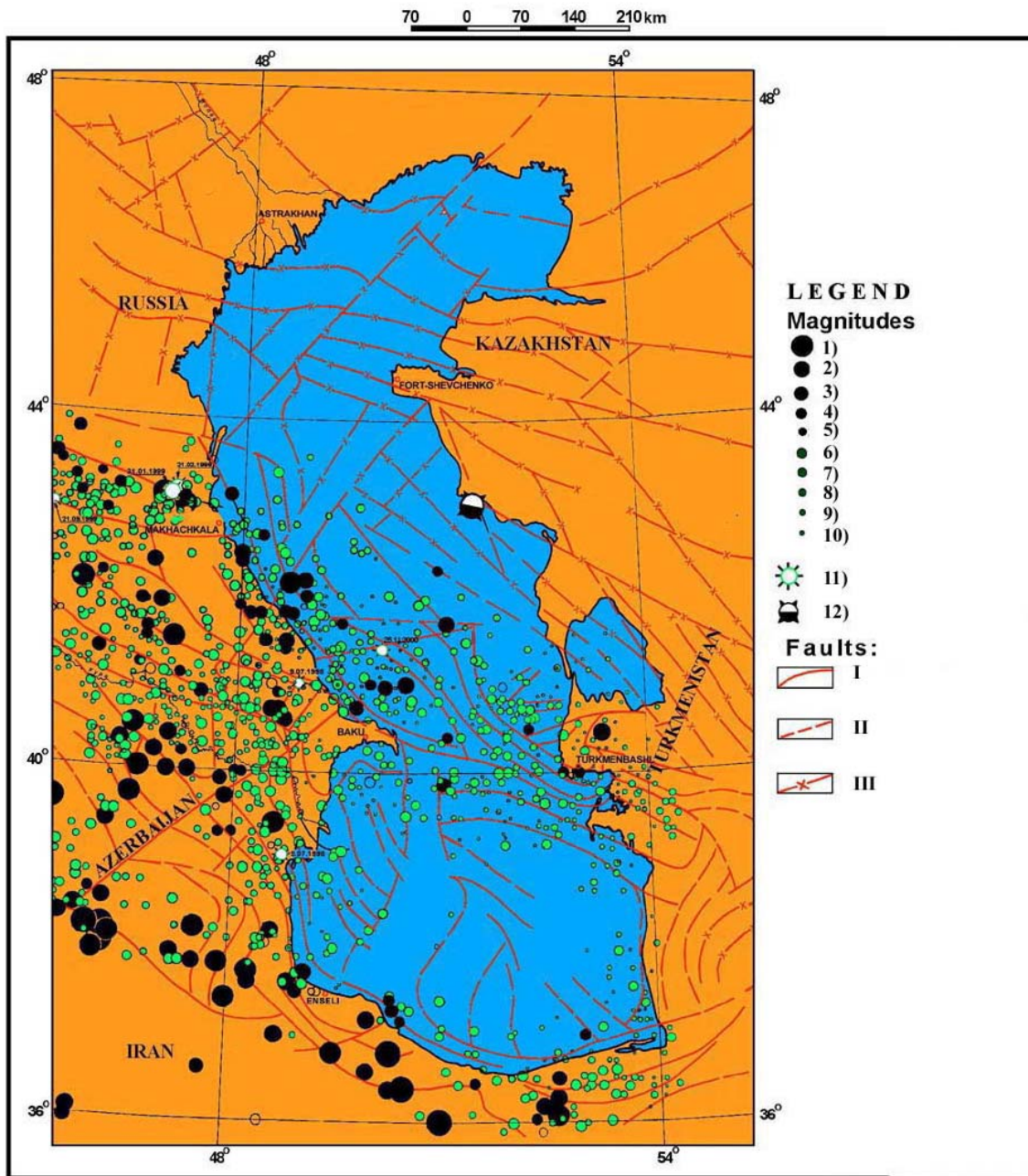


Рис. 4. СЕЙСМИЧНОСТЬ И РАЗЛОМЫ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА.

Условные обозначение:

Магнитуды: 1) >7,5; 2) 7,0-6,5; 3) 6,0-6,5; 4) 5,5-6,0; 5) 5,0-5,5; 6) 4,5-5,0; 7) 4,0-4,5; 8) 3,5-4,0; 9) 3,0-3,5; 10) <3; 11) землетрясения 1998-2000 г.г.; землетрясение 1273 г., M=7,2

Разломы:

I) сейсмически активные; II) - сейсмически активные, предполагаемые; III) - не активные.

Направленность геодинамической эволюции региона контролирует индивидуальность строения и распределения плотностей начальных потенциальных ресурсов углеводородов каждой из систем. Особенно различными оказываются эти особенности между доолигоценовыми и олигоцен-четвертичными системами.

Две верхних, плиоцен-четвертичная и олигоцен-миоценовая, системы представляют большую часть разреза Южно-Каспийского и частично Среднекаспийского бассейнов. Три нижних системы: мел-эоценовая, юрская и верхнепермско-триасовая присущи преимущественно Среднекаспийскому и западу Северо-Устюртского бассейнов. Эти же системы развиты на юге Северо-Каспийского бассейна. Однако, основной потенциал нефтегазоносности юга Северо-Каспийского бассейна связан с наиболее древней, девон-нижнепермской, системой.

Анализ потенциала нефтегазоносности каждой из систем включает не только традиционные показатели концентрации ресурсов, но и такие параметры как термический режим, скорость седиментации, распределение скорости сейсмических волн по разрезу, плотность разведанных запасов углеводородов на эталонных участках. В итоге для каждой системы устанавливается распределение плотности начальных потенциальных ресурсов углеводородов по площади бассейнов и далее соотношение суммарных ресурсов между нефтегазоносными бассейнами, континентом и морскими районами, включая глубоководные котловины.

Строение указанных систем было предметом длительного изучения глубоким бурением на территории России, Казахстана, Туркмении и Азербайджана. Ныне первые сведения о строении этих систем в морской части региона получены глубоким бурением на локальных поднятиях Хвалынского, Широкого (месторождение им. Ю. Корчагина) и Восточный Кашаган. Особенности их залегания изучались методами морской геофизики, где ведущее значение принадлежит МОВ ОГТ. Результаты этих работ для отдельных частей региона в море и на континенте неоднократно публиковались (Алиев и др., 1989; Гаджиев, Попков, 1988; Гаджиев, Алиев, 1990; Гулиев и др., 1987; Мамедов, 1989; Нариманов, 1988, 1989; Юнов, Мартиросян, 1990; Varzegar, 1994).

Указанные публикации, наряду с данными МОВ ОГТ, были учтены при составлении карт структуры, мощностей и скоростей седиментации. В работе были также учтены новые результаты переинтерпретации широтного профиля МОГТ через Южный Каспий (Мамедов, 1991) и новые данные о строении чехла, опубликованные в 1997-2000 гг. (Исмагилов и др., 1999; Хортов и др., 1998, 1999; Alieva, 2000; Bayramov, 1999; Feyzullaev et al., 2000; Khalifa-Zade, 1998; Lebedev et al., 1999; Lerche et al., 1997; Mamedov, Hasanov, 1998; Murtuzaev, 1999; Sobornov et al., 1999; Temirzhanov et al., 1999).

### **3.1 Плиоцен-четвертичная**

Строение данной системы характеризуется сочетанием эрозионных и структурных форм, существенным влиянием на распределение мощности выноса обломочного материала вдоль дельт палео-Волги и других рек с образованием т.н. фанов, отличающихся повышенным потенциалом нефтегазоносности во многих районах переходных зон континент-океан.

### 3.1.1 Структура

Структура подошвы системы на фоне регионального погружения от  $-0.5$  км на севере до более  $-10$  км на юге характеризуется существенно различной обстановкой залегания в каждом их нефтегазоносных бассейнов (рис.5).

Для Северо-Каспийского бассейна оно отличается залеганием на отметках от 0 до  $-0.5$  км. В Среднекаспийском бассейне аналогичные глубины присущи почти всей восточной части площади Среднего Каспия. На западе этого бассейна погружение подошвы до  $-2.0$  км отмечается в пределах Терско-Каспийского прогиба.

Общим элементом строения системы в Северо- и Среднекаспийском бассейнах является досреднеплиоценовая эрозионная долина палео-Волги.

Эрозионное русло палео-Волги было прослежено от Жигулевско-Пугачевского свода до широты Волгограда. Глубина вреза превысила 600 м и из низов плиоценовых отложений были получены многочисленные газопроявления. Все это дало основания для прогноза вероятности обнаружения в отложениях палео-Волги литологических залежей типа «шнурковых» (Левин, Лихолатников, 1963).

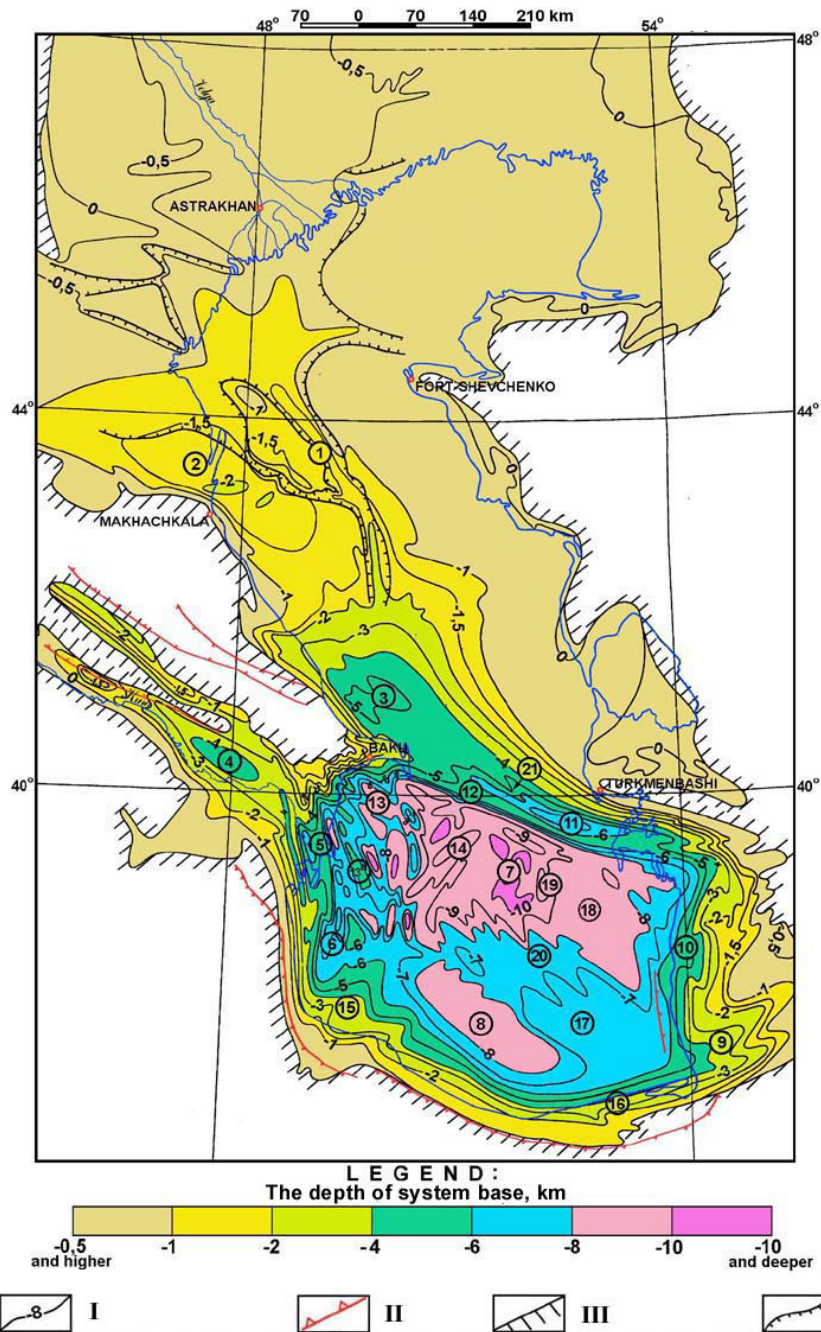
Подтверждение наличия палеодолины было достигнуто по материалам МОВ ОГТ в Среднем Каспии. Здесь она находится на западе, прижатая к западному склону Карабогазского свода. Долина имеет западные притоки и глубина её вреза превышает 2 км. От широты Волгограда до широты Мангышлака положение палеодолины не установлено и решение этого вопроса должно быть одним из направлений дальнейших исследований.

Важность данного направления определяется связью с русловыми и дельтовыми отложениями многих месторождений нефти и газа, что установлено в ряде районов Мира и, прежде всего, на Абшероно-Балханском пороге. Детальное изучение продуктивной толщи выявило, что обломочный материал в Южный Каспий транспортируется преимущественно вдоль русел палео-Волги, Аму-Дарьи и Куры. При этом, были установлены две генерации дельтовых фаций: ранняя, отвечающая позднемиоценовому времени и развитая на обрамлении Север Абшеронского прогиба; поздняя, соответствующая периоду накопления продуктивной толщи с распространением преимущественно на западе Абшероно-Балханского порога (Керимов и др., 1991; Reynolds et al., 1998).

Далее по периметру Южного Каспия строение плиоцен-четвертичной системы различно. На западе, в Рештском прогибе, она представлена красноцветной толщей аргиллитов и глин с прослоями гравийных конгломератов общей мощностью 4.4 км.

На юге, на обрамлении Эльбурса и в Горганской впадине, в разрезе нижне-го-среднего плиоцена преобладают грубообломочные породы с подчиненными горизонтами песчаников и глин, т.н. формация коричневых глин по терминологии геологов Ирана.

В Горганском прогибе (скв. Кызыл-Тепе, Иран) в основании разреза выделяется мощная (1.6 км) толща континентальных глин, песчаников и конгломератов, залегающая с глубоким размывом на палеоцене. Эта толща перекрыта породами позднеплиоцен-четвертичного возраста мощностью 1.2 км, которые представлены переслаиванием известняков, песчаников и алевролитов.



**Рис. 5. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ПОДОШВЕ ПЛИОЦЕН-ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

**Условные обозначения:** 1) Изогипсы по подошве отложений, км; II) надвиги; III) контуры зоны отсутствия отложений; IV) долины палео-Волги и ее притоков.

**Главные структурные элементы:** 1) эрозионные срезы палео-Волги и ее притоков; 2) Терско-Каспийская впадина; 3) Северо-Абшеронская впадина; 4) Куриная низменность; 5) Нижне-Куриная впадина; 6) Рештская впадина; 7) Центрально-Южно-Каспийская зона; 8) Пред-Эльбурская впадина; 9) Горганская впадина; 10) Западно-Туркменская депрессия; 11) Восточно-Абшеронский грабен; 12) Абшероно-Прибалханская складчатая зона; 13) Юго-Западная зона линейных дислокаций, включая Нефтечала-Кюрдашинскую антиклинальную зону; 14) Центрально-Южно-Каспийская зона линейных дислокаций; 15) Сефидрузкое поднятие; 16) Фарахабад-Некское; 17) Горганский прогиб; 18) Подняtie Година; 19) Вал Абиха; 20) Южная зона грязевых диапиров и линейных дислокаций; 21) Северная зона линейных дислокаций.



На восточном обрамлении Южно-Каспийского бассейна (Западно-Туркменская впадина) в континентальных условиях происходило накопление осадков красноцветной челекенской свиты мощностью более 2-3 км. Свита представлена переслаиванием известковистых глин с горизонтами песчаников и алевролитов.

Данные по обрамлению Южного Каспия свидетельствуют, что вдоль периметра континентального склона должны быть развиты преимущественно дельтовые отложения, а в собственно котловине – глубоководные терригенные.

Смена эрозионной обстановки на тектоническую происходит на юго-западе Среднекаспийского бассейна в Северо-Абшеронском прогибе, где подошва системы испытывает погружение к юго-востоку от –3.0 до –5.0 км. На крайнем юго-востоке прогиб осложнен Абшеронским грабеном, где подошва залегает на глубине – 7.0 км. Вдоль северного борта грабена находится т.н. зона линейных дислокаций, где подошва плиоцена находится на глубине 5-6 км (Lawrence, Babaev, 2000).

В осадочном выполнении упомянутого грабена выделяют шесть сейсмокомплексов с разной обстановкой залегания (Хортов, Шлезингер, 1999), Три верхних из них включает отложения рассматриваемой системы: СК-4 среднего плиоцена, СК-5 верхнего плиоцена и СК-6 плейстоцена. Осевая зона грабена имеет узкую (до 60 км) клиновидную форму, которая выполнена отложениями олигоцена – нижнего миоцена. По данным сейсмостратиграфии борта грабена и Северо-Абшеронского прогиба в целом интерпретируются как разновозрастные, доолигоценовые и среднеплиоценовые палеосклоны, где слои плиоцена выполняют на отдельных участках эрозионные врезы.

В пределах Абшероно-Балханской зоны линейных дислокаций, являющейся разделом между Среднекаспийским и Южно-Каспийским бассейнами, подошва системы находится на глубинах от –5.0 до –6.0 км. Вдоль южного склона этой протяженной зоны поднятий градиент глубин рассматриваемой подошвы достигает 4-5 км на расстоянии всего лишь 7-8 км.

В собственно Южно-Каспийском бассейне строение системы характеризуется различными структурными дислокациями на всей его площади, включая глубоководную котловину.

На крайнем западе бассейна подошва системы испытывает погружение от 1.5 до 3-4 км и затем более 6 км в Нижнекуруинской впадине. К береговой линии моря структура подошвы образует веерообразную систему антиклинальных зон с простиранием от юго-восточного до субмеридионального. Зоны пересекают область шельфа и континентального склона и имеют продолжение в глубоководной котловине. Их протяженность достигает 125-150 км, а амплитуда подошвы плиоцена по отношению к разделяющим прогибам (грабенам) достигает 2-4 км. В нефтегазоносном плане это одна из важнейших структурных зон после Абшероно-Балханского порога.

Южнее Нижнекуруинской впадины располагается Рештский прогиб, отличающийся субмеридиональной ориентировкой. Подошва плиоцена здесь погружается с запада на восток от 1-2 до 6-7 км. Осевая зона прогиба отвечает подножию континентального склона. Вдоль бортов прослеживаются локальные поднятия с амплитудой 1-1.5 км. На крайнем юге Рештский прогиб торцеобразно контактирует с Сефидрудским поднятием северо-восточного простирания от зоны шельфа во внутреннюю часть впадины. Подошва плиоцена залегает в контурах этого поднятия на отметках от –3 до – 6 км. Связующим звеном между Нижнеку-

ринскими, Рештскими и Сефидрудскими дислокациями является Центрально-Южнокаспийская зона линейных дислокаций, подошва плиоцена в контурах которой находится на отметке около –9 км.

Южное обрамление Каспийского моря отвечает Предэльбурсскому прогибу широтной ориентировки с отметками подошвы плиоцена –8 км. Прогиб слабо изучен и сведений о локальных дислокациях практически нет. На крайнем юго-востоке намечается Фарахабад-Некское поднятие, центроклинально замыкающееся в Горганском прогибе. Погружение подошвы плиоцена в этом прогибе теперь уже с востока на запад составляет от 1 до 5 км.

К северо-западу от Горганской впадины намечается развитие крупного Горганского выступа, который оконтуривается изогипсой подошвы плиоцена – 7 км. Выступ ориентирован к западу и совместно с продолжением антиклинальных зон Куринской впадины является разделом между структурными элементами северной и южной частей Южно-Каспийского бассейна в котловине. Не исключено, что Горганский выступ совместно с Сефидрудским поднятием и Предэльбурсским прогибом являются элементами единого «Южного» массива, выделенного по геофизическим данным (Бабаев, Гаджиев, 1998).

Восток Южно-Каспийского бассейна образован Западно-Туркменской впадиной, где подошва плиоцена испытывает погружение к шельфу до отметок 6 км и на юге её строение осложнено субмеридиональной зоной надвигов. Погружение, в свою очередь, представлено системой линейных антиклинальных зон субмеридиональной и северо-восточной ориентировок. В целом, структурная ступень с отметками подошвы плиоцена от –4 до –6 км, характерная и для Абшероно-Балханской зоны линейных дислокаций, образует кольцевую систему, отделяющую внешнюю область Южно-Каспийского бассейна от внутренней его области. Эта ступень наложена на различные морфологические элементы – от окраины шельфа до подножия континентального склона и только на отдельных участках Западно-Туркменской и Куринской (включая Нижне-Куриинскую) впадин проникает в пределы континента.

Моноклинальное погружение подошвы плиоцена от Западно-Туркменской впадины охватывает и область поднятия Година, где её отметки составляют –8 км. Это поднятие, выявленное по поверхности фундамента, в строении подошвы плиоцена отражения не получает (Хортов, Шлезингер, Юров, 1998). Моноклинал к западу от поднятия Година осложнена поднятием Абиха с отметками подошвы плиоцена порядка –9 км. Между моноклиналю в пределах поднятия Година и Горганским выступом находится т.н. Южная зона глиняных диапиров и линейных дислокаций, имеющая северо-западное простирание (Lawrence, Babaev, 2000). Упомянутая зона имеет торцевое сочленение как со структурами Западно-Туркменской впадины, так и Центрально-Южно-Каспийской зоны линейных дислокаций. Подошва плиоцена залегает в зоне Южной на глубинах от 7 до 9 км.

Между поднятием Абиха на востоке и Центрально-Южно-Каспийской зоной линейных дислокаций на западе находится осевая, наиболее погруженная, область Южно-Каспийского бассейна. Она имеет субмеридиональное простирание и осложнена Центрально-Южно-Каспийской зоной грабенов, где отметки подошвы плиоцена превышают –10 км.

Особенностью строения районов наибольшего погружения подошвы плиоцена является проявление глиняного диапиризма и грязевого вулканизма. С диа-

пирами и вулканами зачастую связаны экранированные ловушки для углеводородов. Почти повсеместно, на востоке Куринской и Нижнекуруинской впадин, Западно-Туркменской и Горганской впадинах, диапиры и вулканы сопряжены с приразломными антиклиналями. В Горганской впадине (Иран) намечается развитие трех субширотных зон антиклинальных поднятий, осложненных действующими грязевыми вулканами и глиняными диапирами.

Распределение мощности системы корреспондирует в Южно-Каспийском бассейне с его блоковым строением, а в Средне и Северо-Каспийском бассейнах контролируется в большей степени положением русла палео-Волги.

Максимальные мощности до 8-9 километров устанавливаются в четырех крупных блоках: глубоководной котловины, где седиментация была связана с выносом обломочного материала палео-Волгой и палео-дельтами других рек; вдоль подножий западного и южного континентальных склонов Южного Каспия; к востоку от поднятия Година на восточном шельфе. В этом распределении максимальной мощности намечается аналогия со строением ряда других краевых морей (Левин, 1984).

Все эти четыре депоцентра максимальной мощности обрамлены и отделены друг от друга поясом сокращенной до 7.0 км мощности плиоцен-четвертичных отложений. Далее, к Абшероно-Балханскому порогу, Куринской, Рештской и Западно-Туркменской впадинам, а также южному шельфу мощность сокращается от 6 до 2 км. Минимальная мощность 2.0 – 0.5 км соответствует непосредственному обрамлению горных сооружений и положению русла палео-Волги в Среднем и Северном Каспии.

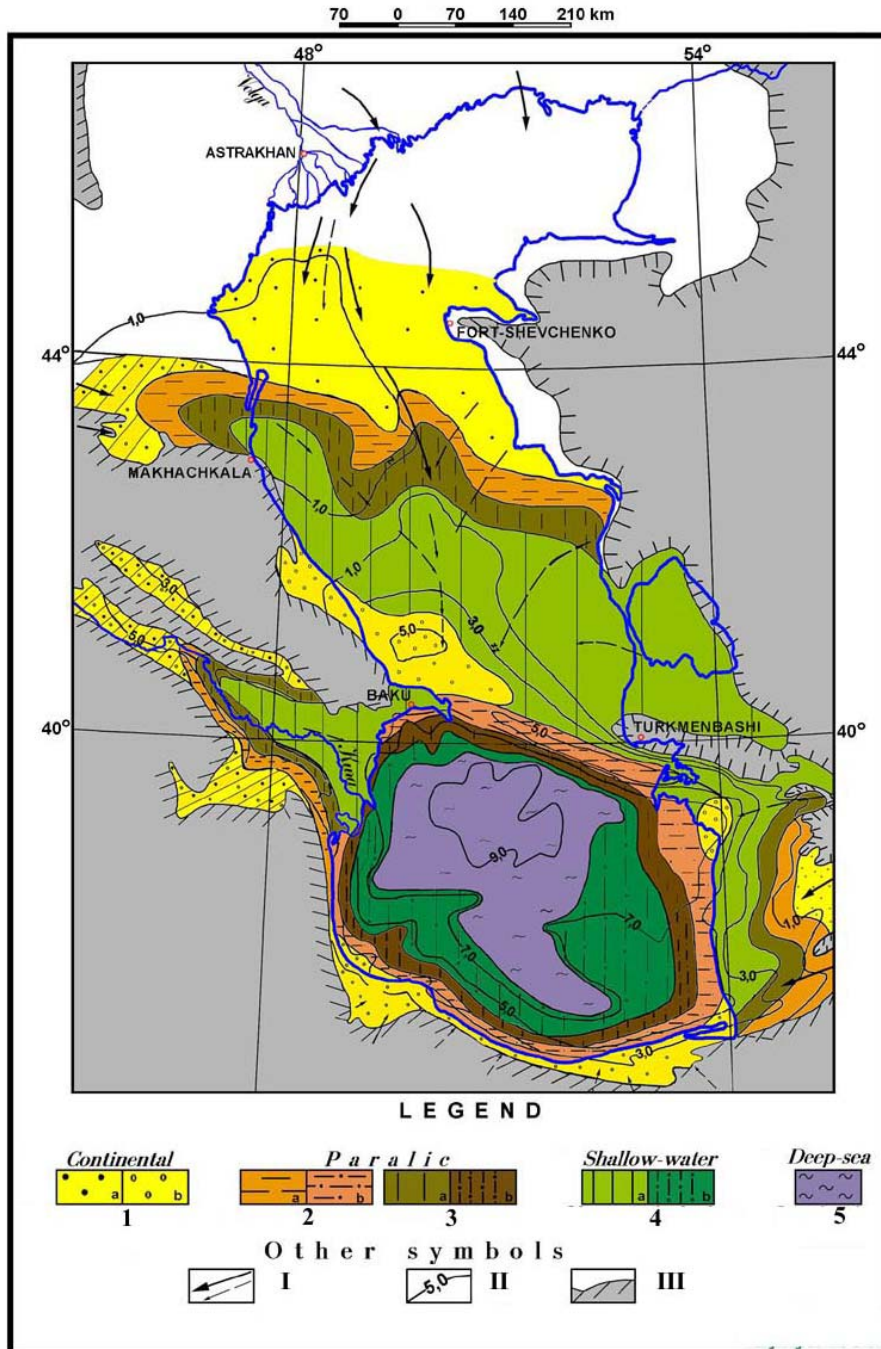
Все зоны сокращения мощности, отвечающие поднятиям и руслам палеорек, должны рассматриваться в качестве перспективных объектов для поисков месторождений нефти и газа. Среди поднятий отметим такие как: Година, Абиha, а также на шельфе Ирана – Сефидрудское и Фарахабад-Некское.

### **3.1.2 Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации**

Особенности палеогеографической обстановки (рис.6) определяются направленностью геодинамических событий в плиоцен-четвертичное время: резким погружением центральной части Южного Каспия, которое началось ещё в поздне-меловое или раннепалеогеновое время (Хаин, 1984); дифференцированными нисходящими движениями крупных блоков на обрамлении котловины.

Нисходящие движения охватили юг Среднего Каспия и Южный Каспий. Эти движения были прерывистыми во времени, что вызвало формирование двух фронтов накопления дельтовых отложений – верхнего и нижнего, пересекающих Средний Каспий в широтном направлении (Reynolds et al., 1998). К северу, примерно от широты Махачкалы, палеогеографическая обстановка была континентальной. Далее, к югу, вплоть до Абшероно-Балханского порога, за исключением района северо-восточного обрамления Кавказа, преобладала мелководно-морская обстановка. Она же имела место на части площадей Куринской и Западно-Туркменской впадин. Вдоль Абшероно-Балханского порога и далее по всему периметру шельфа Южно-Каспийской котловины вновь намечается развитие нижнего фронта дельты. Нижний фронт сменяется мелководно-морской, а затем – глубоководной обстановкой седиментации. Последняя охватывает почти всю площадь котловины.





**Рис. 6. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ПЛИОЦЕН-ЧЕТВЕРТИЧНОЕ ВРЕМЯ.**

**Условные обозначения: палеогеографическая обстановка и фации (а – ранняя, в - поздняя):**  
 Континентальная: 1) - флювиальные русла палеорек; Паралические: 2) - верхняя дельта; 3) - нижняя дельта; Мелководная: 4) - глинисто-песчаные фации; Глубоководная: 5) - песчано-глинистые.

**Другие обозначение:** I) - направление сноса осадконакопления; II) - изопахиты; III) - площади денудации.

Отложения продуктивной толщи и красноцветной серии в Южно-Каспийском бассейне имеют наибольшую мощность (до 4500-5000 м) по сравнению с другими, более древними, нефтегазоносными системами Каспийского региона. Разрез представлен осадками песчано-глинистой фации с последовательным ростом снизу вверх грубообломочного материала, при этом разрез красноцветной серии на востоке бассейна более песчанистый и неоднородный, чем продуктивной толщи на западе. Накопление осадков в это время было интенсивным, максимальная их мощность характерна для Центрально-Южнокаспийской зоны грабен (до 10 км). Отсюда морской режим осадконакопления распространялся в сопредельные межгорные прогибы. Как следствие, происходило продвижение снизу вверх контуров распространения главных нефтегазоносных горизонтов в составе системы в пределы Куринской и Западно-Туркменской впадин. Постепенно, однако, одновременно контуры морского бассейна приблизились к современным, усилилась и амплитуда размыва сводов, формирующихся локальных складок.

В плейстоценовое время геологическая история Каспия насыщена чередованием регрессий и трансгрессий (бакинская в раннем плейстоцене и другие). В современных размерах бассейн Каспийского моря установился в голоценовое время, то есть начиная с 7-8 тыс. лет тому назад. К этому времени Южно-Каспийский бассейн уже приобрёл определенные черты межгорной впадины (между горными системами Б. и М. Кавказа, Эльбурса, Копет-Дага и Абшероно-Балханского порога) с осадочной тощей колоссальной суммарной мощности, не менее 25 км (Керимов, Рахманов, 2001; Леонов и др., 1998).

Особенности распределения скоростей седиментации повсеместно контролируются соотношением между амплитудой нисходящих и восходящих движений, пространственным положением областей сноса (рис.7). Скорости седиментации на преобладающей части площади Северного и Среднего Каспия низкие от менее 0.1 до 0.25 – 0.5 км/млн. лет. Они возрастают до 0.75 – 1.0 км/млн. лет только в котловине Среднего Каспия. Шельфовая область Южного Каспия, включая Абшероно-Балханский порог, представляет относительно узкую (12 – 25 км) зону резких градиентов скорости седиментации от 0.75 до 1.25 км/млн. лет. В Южном Каспии намечаются три депоцентра, где скорость седиментации достигает уникального значения в 1.5 – 1.75 км/млн. лет. Эти депоцентры связаны с прогибами в области континентального склона и собственно глубоководной котловиной. В направлении к горным сооружениям обрамления Южно-каспийского бассейна скорость седиментации снижается до 0.25 – 0.1 км/млн. лет.

### **3.1.3 Термический режим и катагенез органического вещества**

Термический режим находится в зависимости от интенсивности теплового потока и распределения мощности, являющейся функцией скорости седиментации (рис.8).

Наименее интенсивным этот режим оказывается в Северном и Среднем Каспии, где температуры в подошве плиоцена не превышают 50-100<sup>0</sup>С, что подтверждается результатами измерений температур в скважинах, пробуренных на юге Прикаспийской синеклизы и в Предкавказье. Только на небольшой площади кот-

ловины Среднего Каспия значения температур возрастают до 250-300<sup>0</sup>С. Южный Каспий характеризуется рассредоточенным термическим режимом с преобладающими значениями от 100 до 150<sup>0</sup>С. На этом фоне устанавливаются три изолированных друг от друга ареала крайне напряженного термического режима со значениями более 300<sup>0</sup>С: два на северо-западе к югу от Абшеронского п-ва и один непосредственно к западу от Челекена. Вдоль южного склона Абшероно-Балханского порога развита зона резких градиентов термического режима с температурами по подошве плиоцена от 100 до 150<sup>0</sup>С.

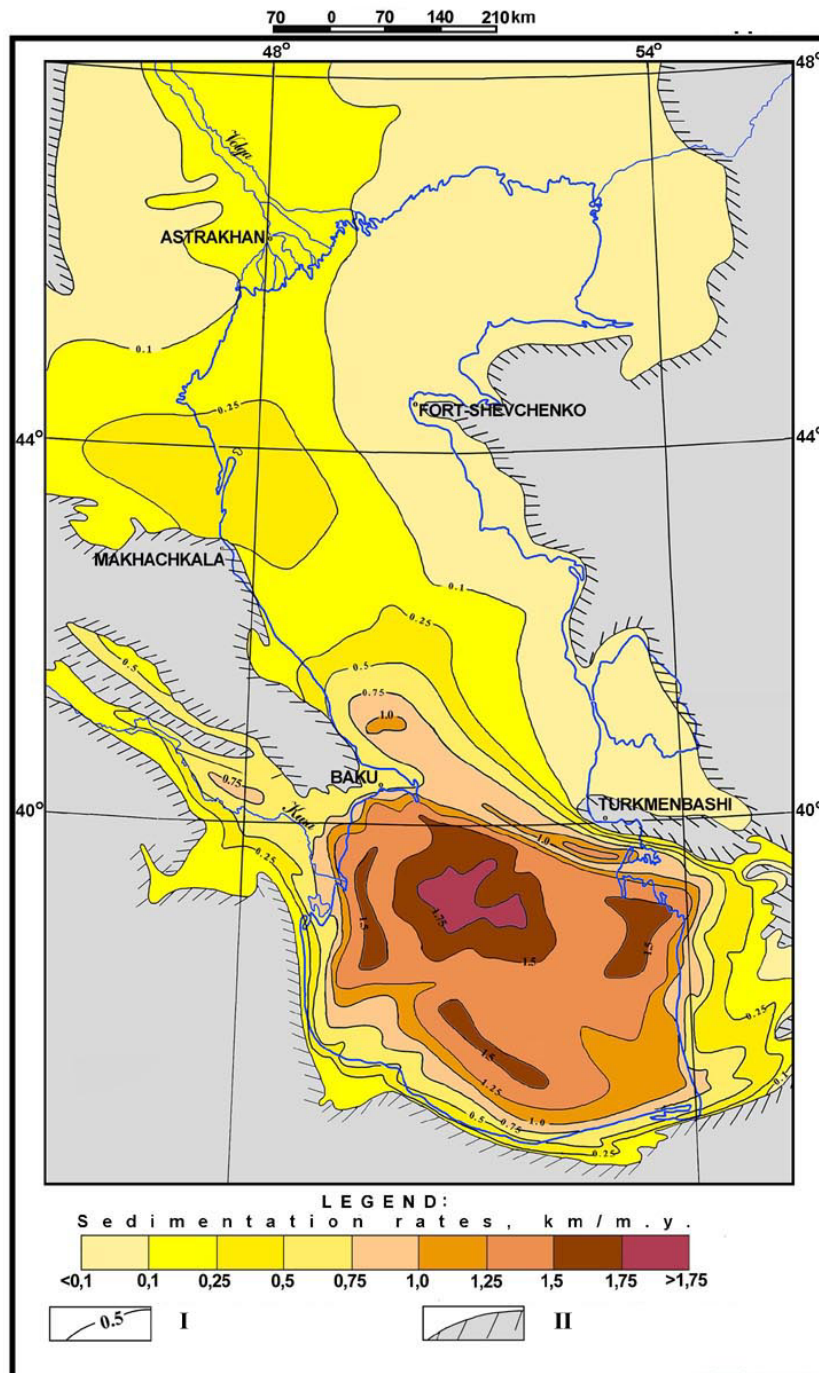
Данные по термическому режиму и скорости седиментации дают основание для прогнозирования катагенеза органического вещества в отложениях плиоцен-четвертичной системы. Это вещество представлено керогеном 2/3 типов и образовано преотложённой древесной органикой. Его концентрация низкая от 0.02 до 2.71% (Feyzullaev et al., 2001).

Лавинная скорость седиментации, имевшая место в течение 5 млн. лет, определила краткую длительность его преобразования. В подобных условиях для достижения уровня катагенеза, соответствующего главной зоне нефтегазообразования, вмещающие отложения должны находиться при температурах от 110-120<sup>0</sup>С и выше.

Такие температуры могут быть намечены на основании расчета глубин температуры 100<sup>0</sup>С. Эти глубины оказываются весьма изменчивыми по площади Южно-Каспийского и Среднекаспийского бассейнов. Минимальные глубины в 1-2.5 км устанавливаются в ареалах крайне напряженного термического режима, которые были намечены в котловине Среднего Каспия, к северу от Абшеронского п-ва, в отдельных блоках центральной части котловины Южного Каспия, к западу от Челекена и на востоке Западно-Туркменской впадины. На остальной площади запада Среднекаспийского и Южно-Каспийского бассейнов глубины температуры 100<sup>0</sup>С от 5 до 7.5-10 км. Из распределения этих глубин намечаются три уровня развития главной зоны нефтегазообразования — в верхней части разреза плиоцен-четвертичной системы; в нижней части её разреза и ниже её подошвы, т.е. в отложениях олигоцен-миоценовой системы.

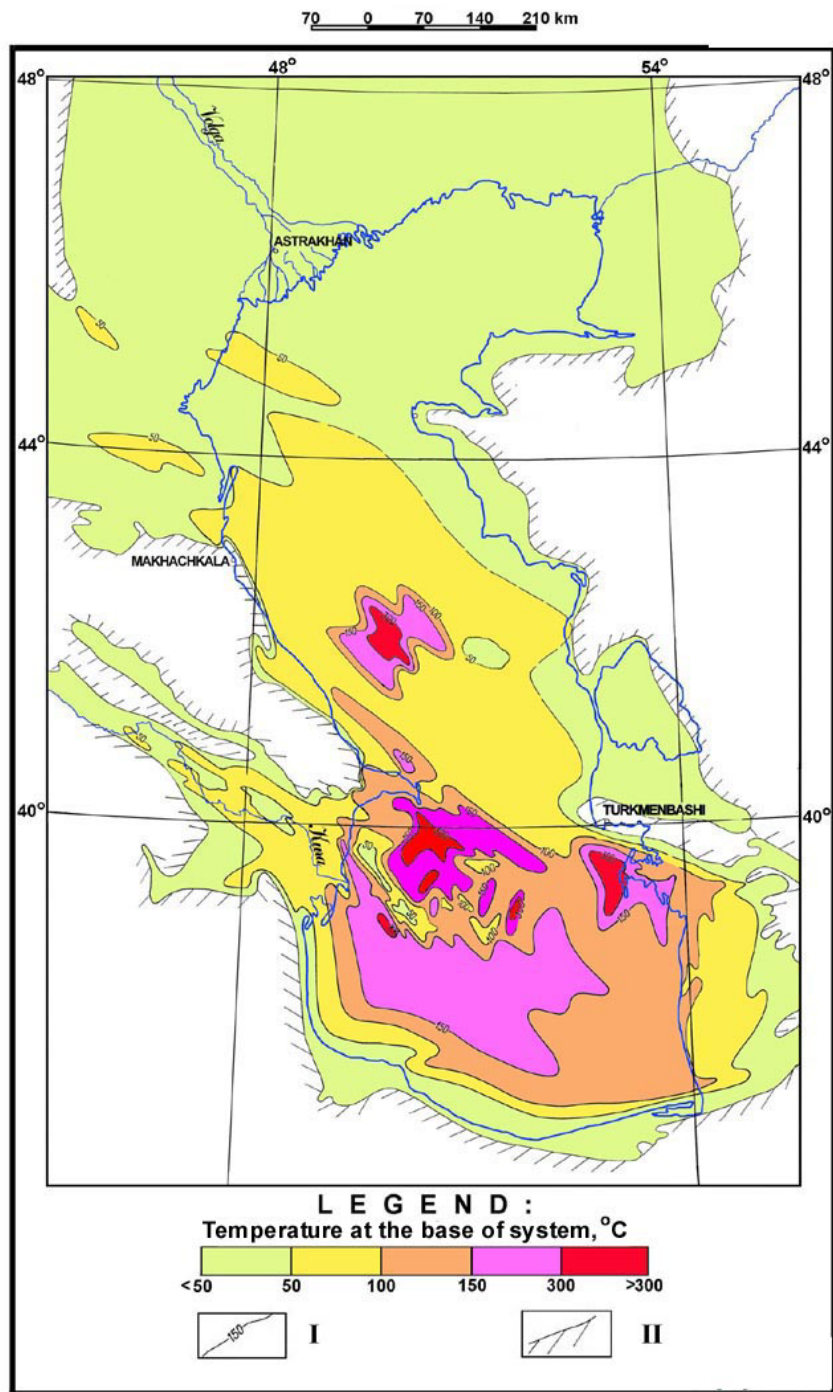
Оценка уровней катагенеза коррелирует данным по отражательной способности витринита, которая должна достигнуть 0.65R<sup>0</sup> в верхах главной зоны нефтегазообразования. Такие значения отражательной способности витринита были отмечены для юга Западно-Туркменской впадины на глубине порядка 2400 м (Польстер и др., 1984) и на глубине свыше 4 км в Куринской впадине (Гулиев и др., 1991). Отсюда следует, что в блоках с глубиной температуры 100<sup>0</sup>С менее 2.5-5 км и температурами в подошве рассматриваемой системы в 200-300<sup>0</sup>С, органическое вещество в нижней части её разреза полностью находилось в главной зоне нефтеобразования и ныне достигло условий позднекатагенетической зоны газообразования.

Иная обстановка намечается в блоках, где температура 100<sup>0</sup>С устанавливается на глубинах более 7.5-10.0 км. Подобные блоки небольшой площади имеют место на западе котловины Южного Каспия, в Западно-Туркменской, Горганской и Куринской впадинах. В этих блоках органическое вещество в отложениях плиоцен-четвертичной системы находится на ранней стадии катагенеза и не достигло условий главной зоны нефтеобразования.



**Рис. 7. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА СКОРОСТЕЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ПЛИОЦЕН-ЧЕТВЕРТИЧНОЕ ВРЕМЯ.**

**Условные обозначения:** I) - Изолинии скоростей осадконакопления, км./ млн.лет; II) - Площади отсутствия осадконакопления в плиоцен-четвертичное время.



**Рис. 8. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ПЛИОЦЕН-ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ:**

**Условные обозначения:** I) - Изолинии температур, установленные и предполагаемые,  $^{\circ}\text{C}$ ; II) - Площади отсутствия плиоцен-четвертичных осадков.

Третья категория блоков, где глубины температуры 100<sup>0</sup>С находятся ниже подошвы плиоцен-четвертичной системы, развиты преимущественно в структурных элементах краевых частей Южно-Каспийского бассейна, и катагенез органического вещества обеспечивается только в отложениях нижележащей олигоцен-миоценовой системы. Это подтверждается данными об органическом веществе и изотопном составе нефтей (Feyzullaev et al., 2001; Guliev et al., 2001).

Таким образом, формирование залежей углеводородов в плиоцен-четвертичной системе обеспечивается сложным процессом горизонтальной и вертикальной миграции, включая вертикальную миграцию из отложений олигоцен-миоценовой системы. Котловина Южного Каспия будет характеризоваться преобладанием нефтяных залежей в верхах разреза плиоцен-четвертичной системы и газоконденсатных в нижней части её разреза.

### **3.1.4 Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов**

Распределение начальных потенциальных ресурсов определяется различиями в параметрах нефтегазообразования и нефтегазонакопления (строение комплекса, палеогеография, скорость седиментации, термический режим). Применительно к Южно-Каспийскому бассейну наиболее важным является не общая оценка ресурсов, которая может быть повышена или понижена по мере накопления новых данных, а варианты решения двух основных проблем:

- распределения плотностей ресурсов по площади, поскольку оно свидетельствует о первоочередных направлениях поисковых работ;
- вероятностной оценки плотности ресурсов в области глубоководной котловины Южного Каспия.

Методика оценки плотности ресурсов включает:

- определение соотношения между установленными значениями разведанных запасов на севере («Золотой пояс Каспия») и востоке (Западно-Туркменская впадина) Южно-Каспийского бассейна с плотностью потенциальных ресурсов;
- сравнительный анализ рассмотренных выше параметров нефтегазоносности для эталонных зон («Золотой пояс» и Западно-Туркменская впадина) с тектоническими элементами, где данные бурения пока отсутствуют;
- поиск соотношения между геодинамическим типом бассейна, скоростью седиментации и плотностью ресурсов в осадочных бассейнах окраинных и внутренних морей.

Оценка распределения ресурсов в Южно-Каспийской глубоководной котловине является принципиально необходимой, поскольку ныне уже имеются технические средства для разведки и разработки месторождений при глубинах моря до 3 км.

Наличие горизонтов разуплотнения в осадочном чехле этой котловины на глубинах 7-10 м 12-14 км, выявленное по инверсии скоростей сейсмических волн (Гулиев и др., 1987), свидетельствует о возможности обнаружения залежей и на больших глубинах. Это подтверждается разработкой залежи нефти в Азербайджане на глубине 6200 м и залежи газа на глубине 6700 м (Алиев и др., 1985).



Все залежи в данной системе связаны с продуктивной толщей плиоценового возраста на западе Абшероно-Балханской зоны дислокаций и в Нижнекуринской впадине, а также с её аналогом красноцветной толщей на востоке упомянутой зоны и в Западно-Туркменской впадине. Граница замещения отложений продуктивной толщи на красноцветную не установлена и подлежит дальнейшему выяснению.

Продуктивная толща представлена чередованием песчаных коллекторов и глинистых покрышек общей мощностью более 6 км. Коллектора обладают высокими физическими свойствами: пористость 13-28%, проницаемость 5-15 мдарси. Залежи находятся в широком диапазоне глубин – от 80 м до 6.7 тыс. метров. Запасы нефти на отдельных месторождениях от 86 до 340 млн. т, газа от 6.5 до 100 млрд. м<sup>3</sup>.

Красноцветная толща представлена чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород общей мощностью от 0.8 – 1 до более 3-4 км. Физические свойства коллекторов весьма изменчивы: пористость от 15-20 до 14-29%, проницаемость от 6-46 до 2000 мдарси. Диапазон глубин залежей 950-4450 м. Извлекаемые запасы нефти на отдельных месторождениях 91-209 млн. т, газа 4-57 млрд. м<sup>3</sup>

Всё это явилось основанием для распространения оценки плотности ресурсов применительно к плиоцен-четвертичному комплексу и на районы котловины (Федоров, Левин, 1999).

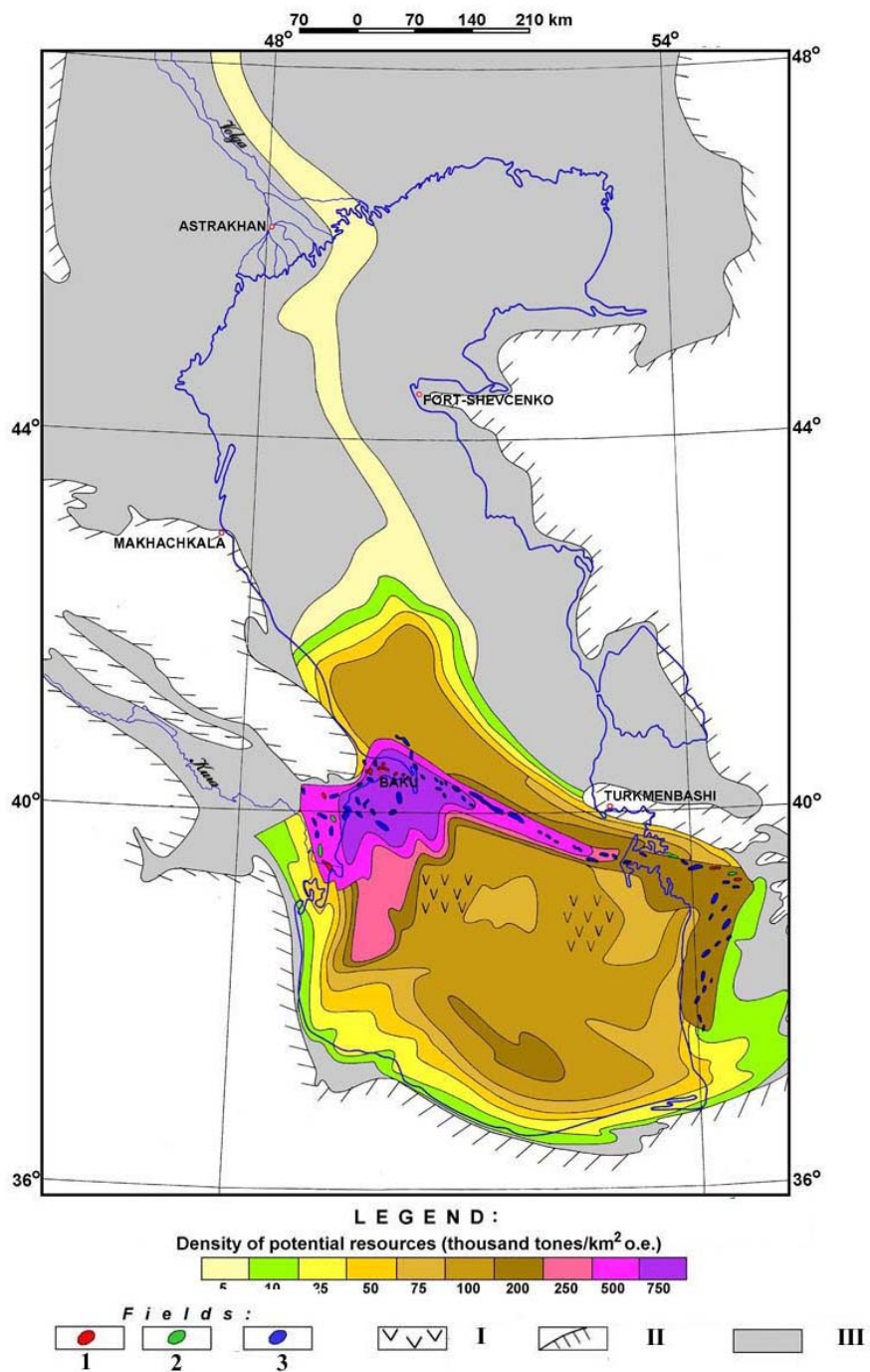
Максимальная плотность ресурсов углеводородов может быть намечена по данным о разведанных извлекаемых запасах на эталонном участке «Золотого пояса». Эти запасы составляют 1.644 млрд. т. нефти и 1.23 трлн. м<sup>3</sup> газа (Reynolds et al., 1998). В сумме это эквивалентно 2.9 млрд. т. условного топлива при плотности в 170 тыс. т/км<sup>2</sup> н.э. на площади эталонного участка 16.3 тыс. км<sup>2</sup>. Значение извлекаемых запасов может быть увеличено на 0.9 млрд. т за счет еще не разведанных локальных поднятий и залежей в интервалах глубин 5-8 км в контурах «Золотого пояса». В этом случае максимальная плотность извлекаемых запасов условного топлива возрастает до 240 тыс. т/км<sup>2</sup> н.э.

Для определения минимального значения плотности потенциальных ресурсов используются результаты более раннего глобального анализа (Геология и минерагения..., 1993). Они свидетельствуют, что для концентрации ресурсов в 5 – 10 тыс. т/км<sup>2</sup> значения скорости седиментации должны составлять от 0.3 до 1.5 км/млн. лет. В крайних зонах Южно-Каспийского бассейна минимальные значения скорости седиментации 0.25 км/млн. лет. В связи с приведенными данными распределение плотности потенциальных ресурсов принимается крайне дифференцированным (рис. 9, табл. 1):

- зона с плотностями ресурсов в 720 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> выделяется в блоках, характеризующихся близкими к эталонному участку параметрами плиоцен-четвертичного комплекса;

- зоны с плотностью ресурсов 500 и 250 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> выделяются в контурах изолиний скорости седиментации больше 1.5 км/млн. лет и от 1.25 до 1.5 км/млн. лет с повышенным термическим режимом; эти зоны включают и предполагаемые поля распространения газогидратов, выделяемые в ареалах низкого термического режима;

- зоны с плотностью ресурсов 100 и 75 тыс.т.н.э./км<sup>2</sup> совпадают по положению примерно с верхней частью континентального склона, где скорость седиментации от 1.0 до 1.25 км/млн. лет – эти зоны получают развитие и в юго-западной части Среднекаспийского бассейна;



**Рис. 9. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЛИОЦЕН-ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ:**

**Условные обозначения:** Месторождения: 1) нефти; 2) газа; 3) нефтегазовые; 4) газоконденсатные.

I – области интенсивной газогидратной генерации, предполагаемые; II – контуры распространения плиоцен-четвертичных отложений; III – области маломощных отложений, не перспективные для поиска углеводородов.



- зоны с плотностью ресурсов 50 и 25 тыс.т.н.э./км<sup>2</sup> выделяются в пределах шельфа и его континентального обрамления, где диапазон скорости седиментации от 0.25 до 1.0 км/млн. лет и термический режим относительно пониженный – эти зоны как бы полукольцом охватывают внутреннюю область Южно-Каспийского бассейна и юго-запад Среднекаспийского бассейна;

- зона с плотностью ресурсов 10 и 5 тыс.т.н.э./км<sup>2</sup> соответствует скорости седиментации 0.25 км/млн. лет и менее: они выделяются только на обрамлении двух предыдущих зон, а минимальное значение плотности отвечает долине палео-Волги в Северном и Среднем Каспии.

На юге (сектор Ирана) выделяется 6 зон с разной плотностью ресурсов от 100 до 10 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>.

Суммарные геологические ресурсы углеводородов в плиоцен-четвертичном комплексе на площади 239.6 тыс. км<sup>2</sup> составляют до 33.4 млрд. т.н.э. или примерно от 8.2 до 11.0 млрд. т извлекаемых ресурсов, которые включают 2.9 млрд. т извлекаемых запасов всех месторождений в пределах Абшероно-Балханского порога.

Для выбора направлений работ важное значение имеет дифференциация ресурсов в плиоцен-четвертичном комплексе между морской и континентальной частями изучаемого региона. Для государств Каспийского региона в их условных морских границах это распределение следующее (табл. 2): Азербайджан – 15.24 и 5.82; Туркменистан – 5.27 и 3.54; Иран – 3.18 и 0.15 млрд. т соответственно для морской и континентальной частей. В целом, в морской части Южно- и Среднекаспийского бассейнов содержится 23.86 и континентальной 9.56 млрд. т потенциальных ресурсов в нефтяном эквиваленте. Россия и Казахстан отличаются крайне низкими ресурсами в плиоцен-четвертичной системе.

Подобное распределение обнаруживает, что основные ресурсы углеводородов в плиоцен-четвертичном комплексе сосредоточены в морской части Каспийского региона. Только на территориях Азербайджана и Туркмении поисково-разведочные работы могут быть продолжены и на континентальном обрамлении Каспийского моря.

### Распределение потенциальных ресурсов углеводородов в плиоцен-четвертичной системе

**Таблица 1**

Государственные сектора	Плотность ресурсов, тыс.т.н.э./км <sup>2</sup>										
	720	500	250	200	100	75	50	25	10	5	ИТОГО
Азербайджана	<u>8.85*</u> 12.3	<u>3.65</u> 7.3	<u>2.93</u> 11.7	<u>1.90</u> 9.5	<u>3.03</u> 30.3	<u>0.34</u> 4.5	<u>0.20</u> 4.0	<u>0.13</u> 5.2	<u>0.03</u> 2.9	-	<u>21.06</u> 87.7
Туркменистана	-	<u>0.90</u> 1.8	<u>0.15</u> 0.6	<u>3.90</u> 19.5	<u>2.35</u> 23.5	<u>1.29</u> 17.0	<u>0.10</u> 1.9	<u>0.06</u> 2.3	<u>0.06</u> 6.2	-	<u>8.81</u> 72.8
Ирана	-	-	-	<u>1.64</u> 8.2	<u>0.48</u> 8.0	<u>0.48</u> 6.4	<u>0.38</u> 7.5	<u>0.26</u> 10.2	<u>0.09</u> 8.1	-	<u>3.33</u> 45.2
Казахстана	-	-	-	-	-	-	<u>0.02</u> 0.5	<u>0.04</u> 1.8	<u>0.01</u> 1.5	<u>0.06</u> 13.0	<u>0.13</u> 16.8
России	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<u>0.09</u> 18.0	<u>0.09</u> 18.0
ВСЕГО:	<u>8.85</u> 12.3	<u>4.55</u> 9.1	<u>3.08</u> 12.3	<u>7.64</u> 37.2	<u>5.86</u> 58.6	<u>2.11</u> 27.9	<u>0.70</u> 13.9	<u>0.49</u> 19.5	<u>0.19</u> 18.7	<u>0.15</u> 31.0	<u>33.42</u> 240.5

\* В числителе – млрд. т.н.э., в знаменателе – площадь, тыс. км<sup>2</sup>

**Распределение потенциальных ресурсов углеводородов  
в плиоцен-четвертичной системе между нефтегазоносными бассейнами и  
государственными секторами, континентом и морем**

**Таблица 2**

Государственные сектора	Континент	Море	ИТОГО
<b>Южно-Каспийский бассейн</b>			
Азербайджана	<u>5.77<sup>x</sup></u> 14.8	<u>13.55</u> 51.4	<u>19.32</u> 66.2
Туркменистана	<u>3.54</u> 24.3	<u>5.14</u> 45.2	<u>8.68</u> 69.5
Ирана	<u>0.15</u> 9.0	<u>3.18</u> 35.3	<u>3.33</u> 44.3
Итого по бассейну	<u>9.46</u> 48.1	<u>21.87</u> 131.9	<u>31.33</u> 180.0
<b>Среднекаспийский бассейн</b>			
Азербайджана	<u>0.05</u> 1.3	<u>1.69</u> 20.2	<u>1.74</u> 21.5
Туркменистана	—	<u>0.13</u> 3.3	<u>0.13</u> 3.3
России	—	<u>0.04</u> 8.5	<u>0.04</u> 8.5
Казахстана	—	<u>0.13</u> 16.8	<u>0.13</u> 16.8
Итого по бассейну	<u>0.05</u> 1.3	<u>1.99</u> 48.8	<u>2.04</u> 50.1
<b>Северо-Каспийский бассейн</b>			
России	<u>0.02</u> 3.5	<u>0.03</u> 6.0	<u>0.05</u> 9.5
Казахстана	—	—	—
Итого по бассейну	<u>0.02</u> 3.5	<u>0.03</u> 6.0	<u>0.05</u> 9.5
<b>Итого по государственным секторам</b>			
Азербайджана	<u>5.82</u> 16.1	<u>15.24</u> 71.6	<u>21.06</u> 87.7
Туркменистана	<u>3.54</u> 24.3	<u>5.27</u> 48.5	<u>8.81</u> 72.8
России	<u>0.02</u> 3.5	<u>0.07</u> 14.5	<u>0.09</u> 18.0
Казахстана	—	<u>0.13</u> 16.8	<u>0.13</u> 16.8
Ирана	<u>0.15</u> 9.0	<u>3.18</u> 35.3	<u>3.33</u> 44.3
<b>ВСЕГО</b>	<u>9.53</u> 52.9	<u>23.89</u> 186.7	<u>33.42</u> 239.6

<sup>x</sup> В числителе – ресурсы, млрд. т.н.э., в знаменателе – площадь, тыс. км<sup>2</sup>.

### 3.2. Олигоцен-миоценовая

Структура этой системы при совпадении общего погружения с севера на юг с вышележащей характеризуется индивидуальными особенностями в каждом из нефтегазоносных бассейнов Каспийского региона. Погружение происходит от глубин менее –0.5 до более –16 км (рис.10).

Особенности её формирования определяются переходом от континентальной обстановки седиментации в относительно узкой зоне обрамления горных сооружений к мелководно-морской на большей части площади Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна, а затем глубоководной в пределах современной котловины. При этом, от доолигоценового к доплиоценовому времени намечается миграция палеосклонов котловины в направлении от её северной части в пределах Куринской и Западно-Туркменской впадин к шельфу, а также к современному южному континентальному склону (Хортов и др., 1998).

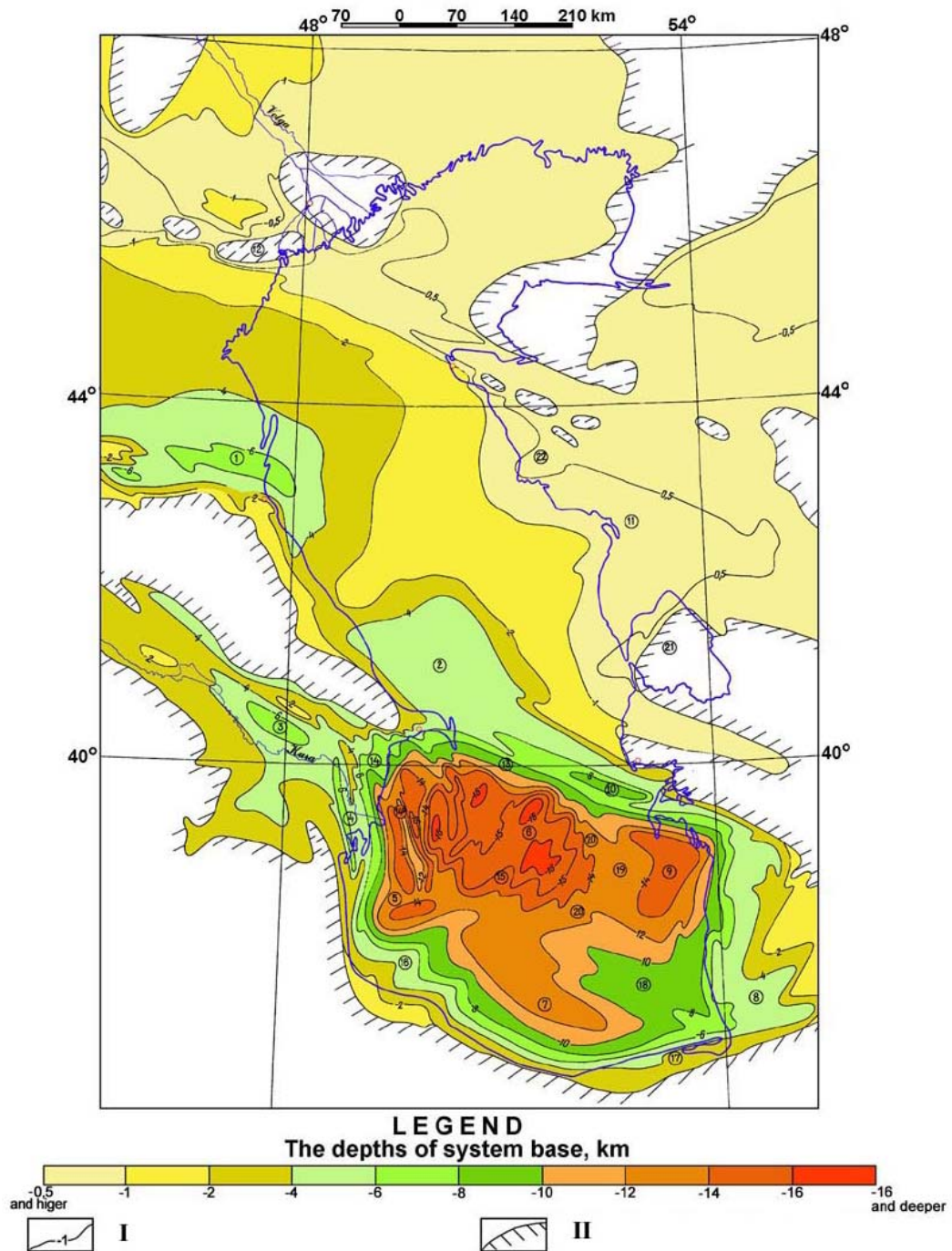
В области мелководно-морской обстановки, охватывающей и значительную часть площади современной котловины, система представлена известной майкопской серией олигоцен-раннемиоценового возраста. Литологически это глинистые и песчано-глинистые породы, содержащие в Предкавказье и Куринской впадине залежи нефти и газа.

Состав майкопской серии испытывает изменения в разных районах. В Куринской впадине развита битуминозная глинистая формация, в Западно-Туркменской впадине это песчано-глинистая формация, Горганском прогибе это карбонатно-терригенная формация. На шельфе эти формации, скорее всего, замещаются преимущественно глинистой формацией, а затем в котловине глубоководной турбидитовой формацией.

В Муганском прогибе (Иран), являющимся южным ответвлением Куринской впадины, майкопская серия представлена мелководно-морскими и континентальными осадками – грубыми песчаниками, гравелитами и конгломератами с прослоями песчанистых глин. На обрамлении Тальш-Вандамского поднятия майкопская серия сложена песчано-глинистыми осадками с прослоями мергелей.

На шельфе Рештского прогиба возрастной аналог майкопской серии вскрыт скв. Хазар (сектор Ирана). Он представлен гравийным конгломератом и песчаниками с прослоями известняков смешанного генезиса. В Горганском прогибе отложения комплекса либо отсутствуют в разрезе, либо распространены спорадически. Это следует из выявленного залегания на карбонатно-терригенных отложениях палеоценового возраста со стратиграфическим и угловым несогласием опять-таки терригенных отложений нижнего плиоцена (скв. Кызыл-Тепе). Не исключено, однако, что скв. Кызыл-Тепе расположена в ядре антиклинали с максимальной глубиной предплиоценового размыва.

Верхи олигоцен-миоценовой системы включают надмайкопские отложения среднего-верхнего миоцена. Повсеместно они представлены переслаиванием горизонтов известняков, доломитов, мергелей, песчаников и конгломератов. На распределение фаций континентального генезиса позднего миоцена оказывало влияние существование палеоречных долин, расположенных преимущественно на севере региона.



**Рис. 10. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ПО ПОДОШВЕ ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.**

**Условные обозначения:** I – Изогипсы основания системы, км; II – Границы отсутствия осадков олигоцена – миоцена.  
**Основные структурные элементы:** 1 – Терско-Каспийский прогиб; 2 – Северо-Абшеронский прогиб; 3 – Куринская впадина; 4 – Терско - Восточно-Тальшский прогиб, 5 – Рештский прогиб; 6 – Центрально – Южно-Каспийская зона прогибов; 7 – Пред-Эльбурский прогиб; 8 – Горганский прогиб; 9 – Западно-Туркменская впадина, 10 – Восточно-Абшеронский грабен, 11 – впадина Казахстанский Залив; 12 – свод Карпинского; 13 – Абшероно-Балханская зона линейных дислокаций; 14 – Западно-Каспийская зона линейных дислокаций, включая антиклинальные зоны; 14а – Нефтечала-Кюрдаши; 15 - Центрально – Южно-Каспийская зона линейных дислокаций; 16 – Сефидрудской поднятие; 17 – поднятие Фарахабад – Некское, 18 – Горганское поднятие; 19 – поднятие Година; 20 – вал Абиха; 21 – Карабогазская дуга; 22 – Песчаномыское поднятие.

### 3.2.1. Структура

На юге Северо-Каспийского и западе Северо-Устьюртского бассейнов система залегает субгоризонтально с глубинами подошвы от 0.5 до 1 км. Далее к югу в Среднекаспийском бассейне её залегание асимметрично с погружением подошвы с востока на запад от Туранской к Скифской плите. На востоке подошва залегает субгоризонтально на глубинах порядка 0.5 км. В Среднем Каспии преобладают глубины от 0.5 до 1 км. На западе, в Терско-Каспийском прогибе, глубина залегания подошвы возрастает до 4-6 км.

Указанный прогиб отделен структурной седловиной с глубиной подошвы не более 1 км от следующего к югу Северо-Абшеронского прогиба (рис.10).

Этот прогиб имеет юго-восточную ориентировку и непосредственно сочленен с Абшероно-Балханской зоной дислокаций. Глубина подошвы рассматриваемой системы в данном прогибе превышает 4 км. Она достигает наибольших значений до 6-8 км на востоке в относительно узком (25-30 км) Абшеронском грабене.

Подошве олигоцена в этом грабене по данным сейсмостратиграфического анализа соответствует горизонт СК-5 (Хортов, Шлезингер, 1999). По особенностям его залегания авторами установлено, что северо-восточная бортовая зона грабена состоит из внешней пологой и внутренней более крутой части. Внутренняя часть борта погребена под отложениями олигоцен-миоценовой системы мощностью до 5 км, которые прислонены к поверхности доолигоценного несогласия. Осевая зона Абшеронского грабена имеет клиновидную форму, выполненную отложениями данной системы.

Южно-Каспийский бассейн характеризуется наиболее сложным залеганием системы. На крайнем западе она получает развитие в Кахетинском грабене и Куринской впадине, где преобладающие глубины её подошвы порядка 4 км. Эти впадины разделены протяженной (до 17.5 км) линейной зоной поднятий Кахетинского хребта, где подошва системы находится на глубинах 2-3 км. Наибольшее погружение подошвы устанавливается в Средне-Куринской впадине, где она погружена до более 6 км. К югу, в Муганской впадине, на территории Ирана глубина залегания оценивается от 3 до 4 км.

Далее к юго-востоку система принимает участие в сложной веерообразной системе линейных дислокаций, которая развита от Восточно-Талышского прогиба на континенте до Западно-Каспийской зоны линейных дислокаций в котловине. Восточно-Талышский прогиб имеет субмеридиональную ориентировку и подошва олигоцена залегает в этом прогибе на отметке -6 км. Прогиб отделен от Западно-Каспийской зоны дислокаций линейным поднятием с глубиной подошвы олигоцена менее 4 км. Это поднятие отделяет Восточно-Талышский прогиб от следующего к востоку Рештского прогиба.

Рештский прогиб отвечает узкой зоне от континента до подножия континентального склона и состоит из двух грабенов субмеридиональной и субширотной ориентировок, разделенных структурной седловиной. Подошва олигоцена залегает в грабенах на отметках более 14 км.

Собственно Западно-Каспийская зона линейных дислокаций в структуре подошвы олигоцена представляет систему их трех линейных антиклинальных зон субмеридиональной ориентировки протяженностью до 100-125 км.

В крайней западной антиклинальной зоне Нефтечала-Кюрдаши подошва олигоцена находится на отметках –11-12 км, следующей к востоку –13-14 км и самой восточной на отметках порядка –15 км. Антиклинальные зоны разделены грабенами, где подошва олигоцена погружена до отметок от –14 до –16 км. Вся эта система линейных дислокаций отвечает ступенчатому погружению западного борта Южно-Каспийского бассейна в пределы глубоководной котловины.

На юге рассмотренная выше система торцеобразно сочленена с Сефидрудским поднятием северо-восточной ориентировки, где подошва олигоцена испытывает моноклиальное погружение от отметок на континенте –2 до –12 км в котловине. К востоку от этого поднятия опять-таки намечается моноклиальное погружение подошвы с юга на север от отметок –2 до 10 км. Эта моноклиаль, осложненная структурно слабо выраженными поднятиями типа Фарахабад-Некского, сменяется на востоке субширотным Горганским прогибом с глубинами подошвы порядка 4-6 км.

К северо-западу от указанного прогиба находится крупное Горганское поднятие, размерами 125 на 50 км. Подошва системы залегает здесь на отметках от –8 до –10 км. Сефидрудское и Горганское поднятия совместно образуют структурную седловину, отделяющую в котловине осевую зону Предэльбурского прогиба от структурных элементов центральной области Южно-Каспийского бассейна. Возможно, эти поднятия принадлежат массиву «Южному».

Восточный борт бассейна, подобно западному борту, характеризуется моноклиальным погружением подошвы олигоцена от 2-6 км на континенте до 12-14 км в котловине. Здесь, в отличие от плиоцен-четвертичной системы, поднятие Година получает отражение в залегании нижних горизонтов олигоцен-неогена. Глубины его подошвы на поднятии Година составляют порядка 12 км (Хортов и др., 1999). С востока это поднятие обрамлено наиболее погруженным элементом Западно-Туркменской впадины, а с запада субмеридиональной Центрально-Южно-Каспийской зоной прогибов. В первом случае подошва олигоцена погружена до отметок –14, а во втором до –16 км. Вдоль западного склона поднятия Година развита структурная ступень поднятия Абиха, отраженная отметками подошвы олигоцена от –12 до –14 км.

Центральная область Южно-Каспийского бассейна, приуроченная к котловине, представлена пологими субмеридиональными впадинами и поднятиями, где отметки подошвы олигоцена изменяются от –15 до –16 км. С севера эта область обрамлена субширотной Абшероно-Балханской зоной дислокаций, где подошва олигоцена находится в своде на отметках от –6 до –8 км. По отношению к котловине амплитуда подъема подошвы достигает 8 км.

В целом, подобно плиоцен-четвертичной системе, центральная область Южно-Каспийского бассейна обрамлена ступенчатым погружением подошвы олигоцена с отметками от –6 до –8 км.

### 3.2.2 Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации

Основные депоцентры олигоцен-миоценового времени находились в областях Южно- и Среднекаспийской глубоководных котловин, вдоль восточного и западного континентальных склонов Южного Каспия, в Терско-Каспийском краевом прогибе. Мощность рассматриваемой системы составляет в этих депоцентрах от 2 – 3 до 6 – 8 км.

Эти депоцентры разделены резкими зонами градиентов мощности, с которыми могут быть связаны литологические ловушки для углеводородов. Такие зоны особенно характерны для Южно-Каспийского бассейна. Так, на южном склоне Абшероно-Балханского порога и вдоль западного континентального склона Южного Каспия мощность системы изменяется от 1 – 2 до 6 – 8 км. На южном складчатом борту Терско-Каспийского прогиба и поднятий на шельфе Ирана градиент мощности не превышает, вероятно, 1 – 2 км. Аналогичный градиент мощности характерен, по-видимому, и для склонов поднятий Година и Абиха.

Во внутренних районах впадин на обрамлении Южного и запада Среднего Каспия мощность олигоцен-миоценовой системы порядка 1 – 2 км. Она сокращается до 0.5 и менее километра в направлении к восточному обрамлению Среднего Каспия и Северному Каспию.

Палеогеографическая обстановка отличалась развитием узких зон континентальной и паралической седиментации на обрамлении Южного Каспия, обширной областью мелководно-морской седиментации на преобладающей части площади региона и вероятной глубоководной обстановкой в пределах Средне- и Южно-Каспийской глубоководных котловин (рис.11)

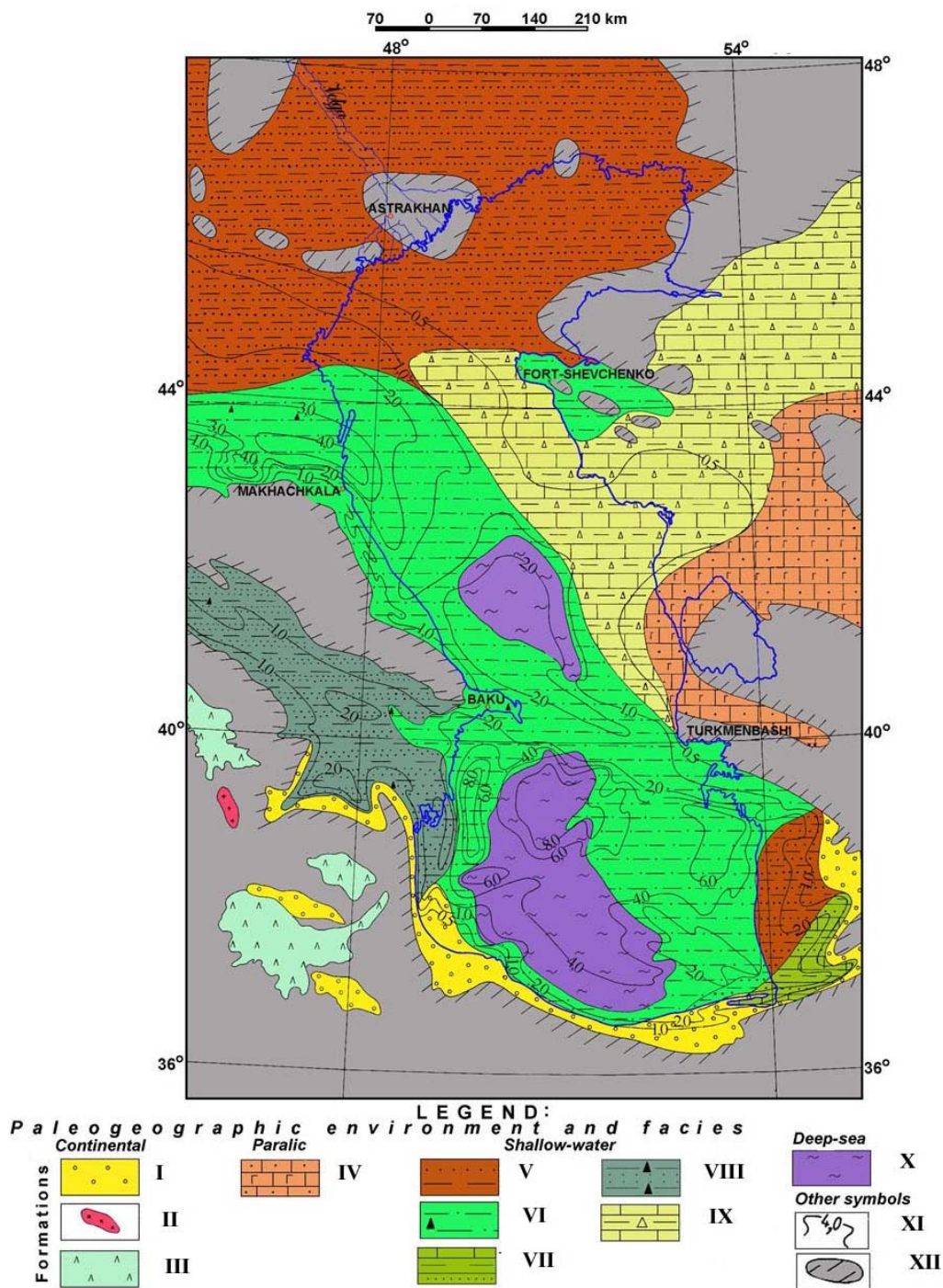
На фоне преобладающего распространения терригенных типов формаций, присущих всем указанным обстановкам, их состав оказывается особенно различным для мелководно-морской обстановки. Он включает следующие формации: песчано-глинистую; битуминозную глинистую; битуминозную глинисто-песчаниковую; карбонатную и кремнисто-глинистую; карбонатно-терригенную.

В направлении с юго-запада на северо-восток терригенные типы формаций замещаются на терригенно-карбонатную, которая пользуется преимущественным распространением на востоке Среднего Каспия и в пределах Туранской плиты. Основная часть разреза терригенных формаций представлена известной майкопской серией, относящейся по возрасту к олигоцену –раннему миоцену. Для этой серии характерно переслаивание битуминозных глин с горизонтами песчаников, содержащих залежи нефти в Терско-Каспийском прогибе и Куринской впадине.

Верхи олигоцен-миоценовой системы образованы надмайкопскими отложениями среднего-верхнего миоцена. При преобладающем глинистом составе они включают горизонты известняков, доломитов, мергелей, песчаников и конгломератов. На распределение континентальных фаций позднего миоцена оказывало влияние и наличие палеоречных долин (палео-Волги и др.), развитых в Северном и на обрамлении Южного Каспия.

Скорости седиментации за интервал в 20 млн. лет, отвечающий олигоцен-миоцену, имеют небольшой диапазон изменения по площади от 0.025 до 0.4/млн. лет (рис.12). Однако, эти скорости в отдельных блоках оказываются все же выше порогового значения лавинной скорости седиментации, установленного А.П. Лисицыным (1974, 1978) в 0.1 км/млн. лет.





**Рис. 11. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНЕ.**

**ФОРМАЦИИ:** **Континентальные:** I – флювиально-крупнообломочные, II – кислые интрузивы, III – субаэральные андезит-дациты; **Паралические:** IV – эвапорит-карбонат-терригенные; **Мелководные:** V – песчано-глинистые, VI – битуминозно-терригенные глины, VII – битуминозно-песчаные глины, VIII – карбонатные кремнистые глины, IX – карбонатно-терригенные; **Глубоководные:** X – глинистые; **Другие обозначения:** XI – изопакиты, км, XII – районы денудации

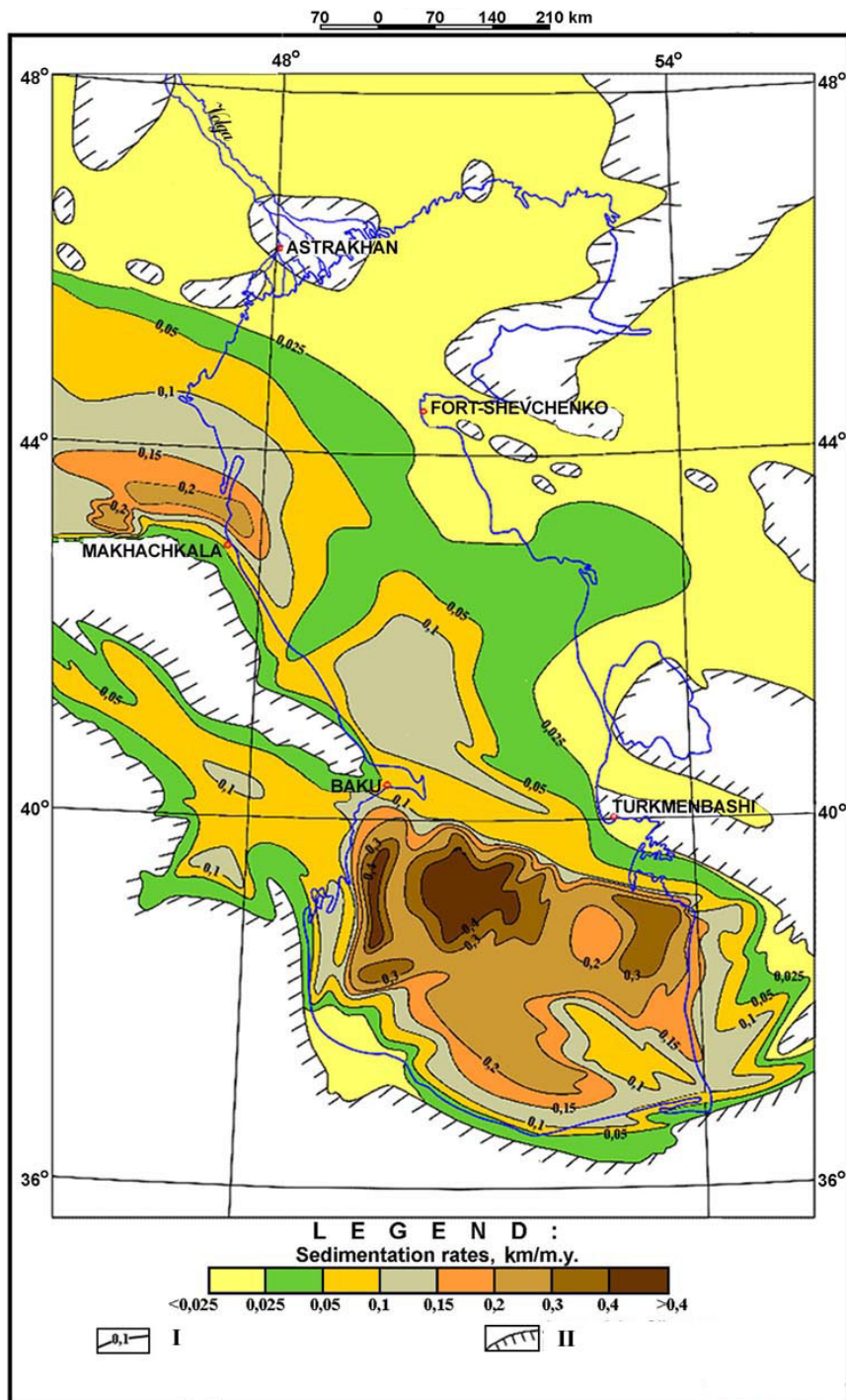


Рис. 12. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА СКОРОСТЕЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНЕ.

Условные обозначения: I – Изолинии скоростей осадконакопления, м / млн. лет, II – Области отсутствия миоцен-олигоценых осадков.

Максимальные значения рассматриваемой скорости в 0.3 – 0.4 км/млн. лет имеют место в пределах северо-запада глубоководной котловины Южного Каспия, а также двух других депоцентров: вдоль западного континентального склона и на северо-восточном шельфе, между поднятием Година и собственно Западно-Туркменской впадиной. К Абшероно-Балханскому порогу скорость снижается до 0.1 км/млн. лет или порогового значения скорости лавинной седиментации. К северу, в котловине Среднего Каспия скорость вновь возрастает до 0.15 км/млн. лет. Терско-Каспийский прогиб выделяется скоростью свыше 0.2 км/млн. лет. К северо-востоку от этого прогиба в пределах Среднего и Северного Каспия скорость седиментации постепенно снижается до 0.1 – 0.025 км/млн. лет. Перспективными для поисков залежей углеводородов в данной системе оказываются тектонические блоки со скоростью седиментации свыше 0.1 – 0.15 км/млн. лет.

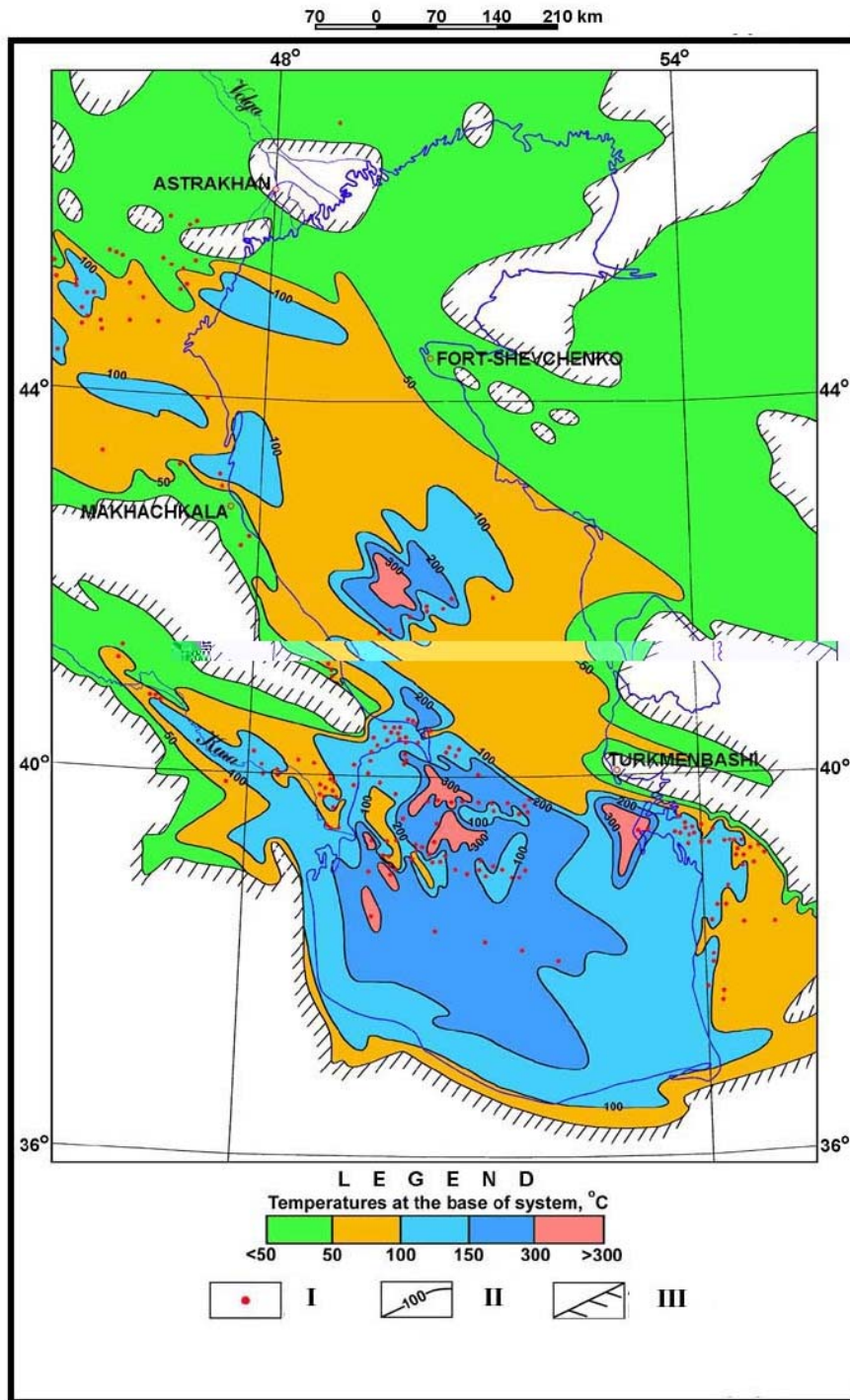
### 3.2.3 Термический режим и катагенез органического вещества

Термический режим по особенностям распределения сходен с режимом плиоцен-четвертичной системы, но отличается более высокими значениями температур (рис.13). Они достигают в отдельных блоках на северо-западе Южно-Каспийской котловины значения 400<sup>0</sup>С на глубине 16 – 17 км в подошве олигоцена и более 200<sup>0</sup>С в блоке Челекена. Аналогичный термический режим характеризует и Среднекаспийскую глубоководную котловину. Однако, преобладающие значения температур в Южном и Среднем Каспии, отвечающие районам с низким тепловым потоком, составляют от 50 до 100<sup>0</sup>С. Ареалы подобного термического режима с устойчивой северо-западной ориентировкой прослеживаются в пределы Предкавказья и Куринской впадины. Такой же термический режим устанавливается почти по всему периметру шельфа Южного Каспия.

Северо-восток и север рассматриваемого региона (Туранская плита и Прикаспийская синеклиза) характеризуются крайне низким термическим режимом олигоцен-миоценового комплекса со значениями температур в его подошве менее 50<sup>0</sup>С.

В краевых частях Южно-Каспийского бассейна отложения олигоцен-миоценовой системы залегают в диапазоне глубин от 3-6 (кровля) до 4-7 (подошва) километров. Для его центральной части, т.е. котловины Южного Каспия, аналогичные значения от 6-9 до 14-16 км. В указанном диапазоне глубин на большей части площади бассейна температуры свыше 100<sup>0</sup>С и достигают в подошве олигоцен-миоценовой системы от 200 до 400<sup>0</sup>С (см. выше). Отсюда следует, что органическое вещество находится в условиях главной зоны нефтеобразования достаточно длительный, более 6-10 млн. лет, интервал времени. Все это особенно характерно для отдельных структурных элементов Западно-Туркменской и Куринской впадин, всего шельфа и котловины Южного Каспия (Khuseynov, 2000). Низы разреза системы находятся в условиях среднекатагенетического газообразования, а при температурах более 200<sup>0</sup>С в обстановке апокатагенеза, где возможна генерация сухого газа.





**Рис. 13. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ТЕРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.**

**Условные обозначения:** I – Места замеров теплового потока и подсчета температуры; II – Изолинии температуры, установленной и предполагаемой; III - Области отсутствия олигоцен-миоценовых отложений.

Разрез отложений системы характеризуется высокой концентрацией органического вещества и изменчивостью его состава на разных стратиграфических уровнях. Для олигоцен-нижнего миоцена (майкопская серия) – это смешанный тип с высоким содержанием водорослевой органики. Содержание  $C_{орг}$  в отдельных горизонтах достигает 15.1% при среднем значении в 1.36%. В отложениях среднего – верхнего миоцена (диатомовая серия) содержание органического вещества от 0.09 до 7.8% с возрастанием его концентрации по погружению пластов. Кероген преимущественно II типа. Все это в обстановке отмеченного термического режима подтверждает вывод о высоком генерационном потенциале для формирования залежей как в данной, так и вышележащей плиоцен-четвертичной системе. Изучение изотопно-геохимического состава нефтей обнаружило также, что они образуют две группы: изотопно-утяжеленную и изотопно-легкую. Первая включает нефти, генерированные в майкопской, а вторая – в диатомовой серии. Нефти в залежах плиоцен-четвертичной системы являются нефтями смешанного состава, что обнаруживает их миграцию из подстилающих отложений (Feyzullaev et al., 2001; Guliev et al., 2001).

Среднекаспийский бассейн характеризуется асимметричным распределением потенциала нефтегазоносности рассматриваемой системы в поперечном сечении. Большая, восточная, часть его площади по обстановке её залегания и мощности является бесперспективной в отношении нефтегазоносности.

Запад бассейна отличается, прежде всего, различиями в распределении и типах органического вещества. В Терско-Каспийском и Манычском прогибах, а также Прикумском валу содержание органического вещества изменяется вниз по разрезу системы от 0.5 до 1.4%. Битумоид представлен масляным компонентом и в породах присутствуют гуминовые кислоты. Его концентрация возрастает аналогично органическому веществу от 0.007 до 0.5%. На складчатом борту, в Терско-Сунженской зоне, наиболее высокой битуминозностью обладают глины среднемиоценового возраста. Она составляет здесь от 0.005 до 0.04-0.05%.

Соотношения между глубиной температуры  $100^{\circ}\text{C}$  и положением подошвы данной системы отличается для разных структурных элементов. На крайнем западе Терско-Каспийского прогиба, где температура  $100^{\circ}\text{C}$  намечается в интервале от 2.5 до 5 км, подошва системы находится на глубине от 4 до 6 км. Здесь верхняя часть разреза с температурой до  $80-90^{\circ}\text{C}$  находится выше главной зоны нефтеобразования, а нижняя часть в обстановке этой зоны. Аналогичное заключение было достигнуто и ранее (Польстер и др., 1984; Фадеева, Баженова, 2000).

На юго-восточном продолжении Терско-Каспийского прогиба, преимущественно в Северо-Абшеронском прогибе, обстановка катагенеза меняется. Здесь на отдельных участках температура  $100^{\circ}\text{C}$  устанавливается на глубине менее 2.5 км при региональном положении подошвы системы на глубинах порядка 4 км. Аналогичная обстановка, по-видимому, имеет место и далее к востоку в Абшеронском грабене.

Таким образом, данные об органическом веществе, глубинах залегания подошвы олигоцен-миоценовой системы и температурах в её разрезе дают основание предполагать обстановку главной зоны нефтеобразования на значительной части площади Терско-Каспийского и Северо-Абшеронского прогибов совместно с Абшеронским грабеном. Не исключено, что на отдельных наиболее погруженных участках низы системы достигают главной зоны газообразования.

Для северо-запада Терско-Каспийского и Манычского прогибов следует предполагать, что обстановка главной зоны нефтеобразования достигла только нижняя часть разреза олигоцен-миоценовой системы. На всей остальной северной части площади Каспийского региона процессы нефтегазообразования в данной системе еще не имели места.

### 3.2.4 Распределение начальных потенциальных ресурсов

Распределение начальных потенциальных ресурсов коррелирует с геолого-геофизическими параметрами системы и качественной оценкой перспектив её нефтегазоносности (рис.14).

На западе Терско-Каспийского прогиба (Терско-Сунженская область) месторождения связаны с брахиантиклиналями, осложненными разломами. Они многопластовые и преимущественно нефтяные. Залежи связаны с песчаниками среднего миоцена на глубине от 500 до 2300 м. Физические свойства пород-коллекторов средние: пористость 1.5 – 29%, проницаемость от 10 до 3519 мдарси. Запасы нефти на отдельных месторождениях от 93 до 430 млн. т (Старогрозненское, Малгобек-Вознесенское).

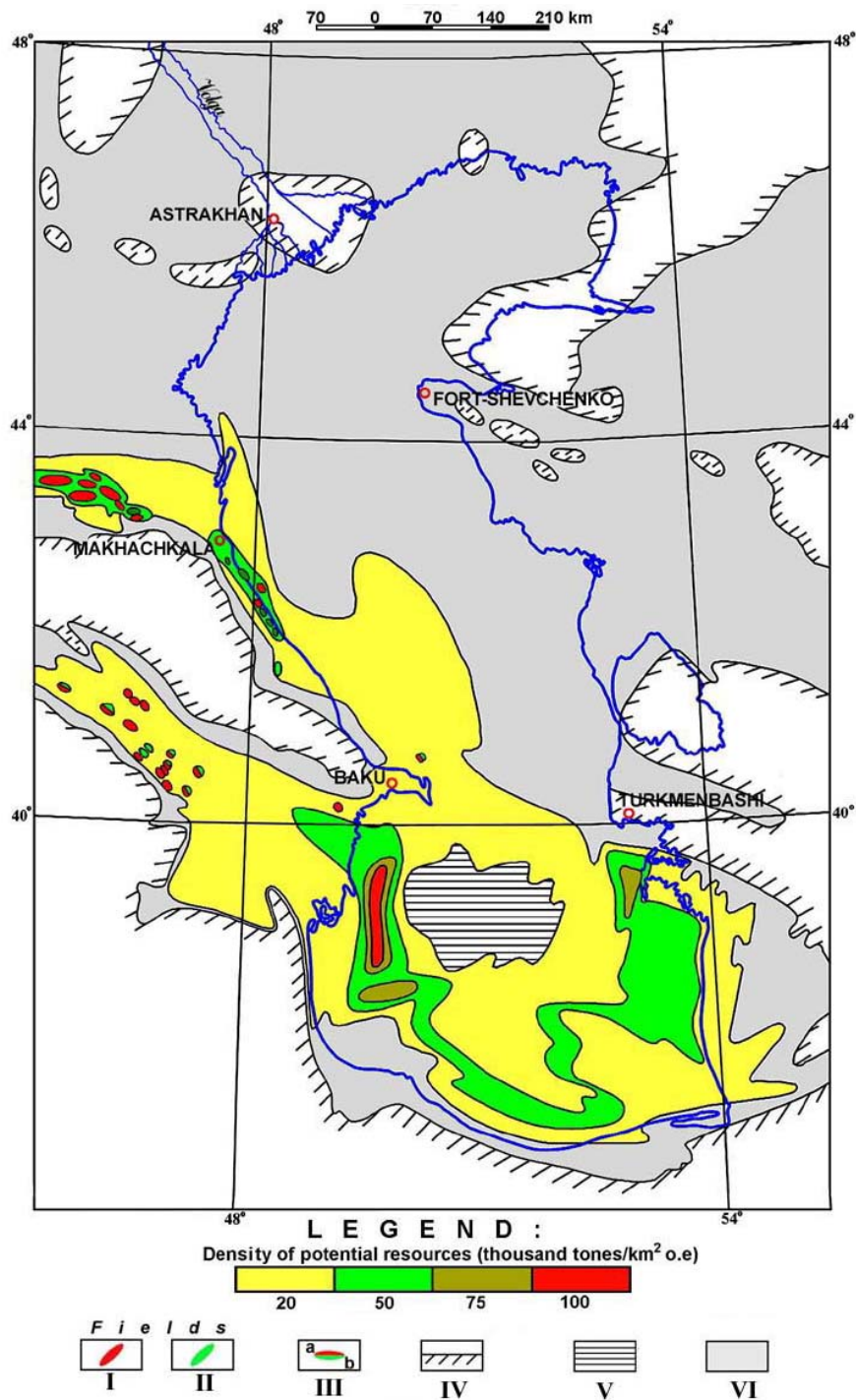
В Южно-Дагестанской области отдельные месторождения располагаются на шельфе Каспийского моря (Избербаш, Инчхе-море). Залежи пластового, сводового и массивного типов находятся на глубине 2300-2400 м. Запасы на месторождениях весьма небольшие – от 1 до 5.5 млн. т.

Система перспективна для поисков залежей углеводородов почти на всей площади Южно-Каспийского бассейна, включая Муганский прогиб и Куринскую впадину, а также в западной части Среднекаспийского бассейна (в Предкавказье и частично на Скифской плите). На юго-западе (сектор Ирана) зона повышенных перспектив нефтегазоносности смещается к внешней части шельфа. Еще одна особенность заключается в залегании кровли данной системы на глубинах более 9 км в центральной части Южно-Каспийской котловины. Этот район исключен из подсчета ресурсов, поскольку в обозримом будущем технические средства для разведки и освоения залежей на подобных глубинах будут отсутствовать.

Рассматриваемая система при более интенсивном, в сравнении с плиоцен-четвертичной системой, термическом режиме (рис.8, 13) характеризуется значительно более низкими скоростями осадконакопления в диапазоне от менее 0.025 до 0.4 км/млн. лет. В соответствии с отмеченной методикой (раздел 2.1) для данной системы намечаются плотности ресурсов от 20 до 100 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> (табл. 3):

- для плотности ресурсов в 100 и 75 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> в Южно-Каспийском бассейне намечаются две зоны, где скорость седиментации выше 0.3 – 0.4 км/млн. лет – вдоль западного внешнего шельфа и континентального склона, на крайнем востоке Абшероно-Балханской зоны дислокации вблизи п-ва Челекен;

- для плотности ресурсов в 50 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> намечаются три изолированные друг от друга зоны: первая – полукольцом охватывает внутреннюю область Южно-Каспийского бассейна совместно с районом Абшеронского п-ва между изолиниями скорости седиментации 0.2 и 0.3 км/млн. лет, вторая находится на западе Среднекаспийского бассейна и соответствует Прикаспийско-Куринской нефтегазоносной области с морским месторождением Избербаш и рядом других месторождений в прибрежных районах, третья находится к северо-западу от второй в пределах Южно-Дагестанской нефтегазоносной области (по Серегину и др., 1977).



**Рис. 14. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ.**

**Условные обозначения:** I – нефть; II – газ; III – поднятия с установленным интенсивным притоком: a – нефти, b – газа; IV – контур распространения олигоцен-миоценовой системы; V – область залегания комплекса на глубине свыше 9 км, плотность потенциальных ресурсов не определена; VI – области маломощных отложений, не перспективные для поиска углеводородов.



- для плотности ресурсов порядка 20 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> устанавливаются две зоны – внешняя между изолиниями скорости седиментации 0.025 и 0.1 км/млн. лет, которая включает Куринскую впадину и Муганский прогиб, а также обширную область на юго-западе Среднекаспийского бассейна; внутренняя - за пределами изолинии скорости 0.25 км/млн. лет с обширным районом глубоководной котловины, где оценка ресурсов не выполнялась (см. выше).

Суммарные ресурсы углеводородов данной системы на площади 233.1 тыс. км<sup>2</sup> составляют 7.14 млрд.т.н.э. (табл. 3). Распределение этих ресурсов между государствами, нефтегазоносными бассейнами, континентом и морем в рамках составленной карты (рис.14) приведены в табл. 4.

На долю Южно-Каспийского бассейна приходится 5.79 и Среднекаспийского бассейна 1.35 млрд. т. Наибольшей концентрацией ресурсов в 3.54 млрд. т выделяется сектор Азербайджана и наименьшей 0.07 млрд. т сектор Туркменистана. Морские районы по ресурсам в 4.72 млрд. т почти в 2 раза превышают районы континента, где намечаются ресурсы всего лишь в 2.42 млрд. т.

Суммирование результатов подсчета потенциальных ресурсов углеводородов двух верхних систем осадочного чехла Каспийского региона обнаруживает, что они составляют порядка 40.56 млрд. т условного топлива. Основная часть этих ресурсов сосредоточена в условных государственных секторах Азербайджана (22.86 млрд. т) и Туркмении (10.62 млрд. т). В секторе Ирана находится значительно меньшая часть ресурсов (4.26 млрд. т). Сектора России и Казахстана, применительно к двум верхним системам, содержат лишь крайне незначительные ресурсы (соответственно 0.88 и 0.2 млрд. т).

### Распределение потенциальных ресурсов углеводородов в олигоцен-миоценовой системе

**Таблица 3**

Государственные сектора	Плотность ресурсов тыс. т.н.э./км <sup>2</sup>						
	100	75	50	20	Континент	Море	ИТОГО
Азербайджана	<u>0.22*</u> 2.2	<u>0.51</u> 7.8	<u>1.72</u> 34.4	<u>1.09</u> 53.7	<u>1.55</u> 38.3	<u>1.99</u> 59.8	<u>3.54</u> 98.1
Туркменистана	-	<u>0.08</u> 1.1	<u>0.85</u> 17.0	<u>0.88</u> 44.0	<u>0.35</u> 17.3	<u>1.46</u> 44.8	<u>1.81</u> 62.1
Ирана	-	-	<u>0.45</u> 9.0	<u>0.48</u> 24.0	<u>0.14</u> 6.9	<u>0.79</u> 26.1	<u>0.93</u> 33.0
России	-	-	<u>0.12</u> 2.5	<u>0.67</u> 33.7	<u>0.38</u> 15.6	<u>0.41</u> 20.6	<u>0.79</u> 36.2
Казахстан	-	-	-	<u>0.07</u> 3.7	-	<u>0.07</u> 3.7	<u>0.07</u> 3.7
ВСЕГО	<u>0.22</u> 2.2	<u>0.59</u> 8.9	<u>3.14</u> 62.9	<u>3.19</u> 159.1	<u>2.42</u> 78.1	<u>4.72</u> 155.0	<u>7.14</u> 233.1

\*В числителе ресурсы, млрд. т н.э.  
В знаменателе – площадь, тыс. км<sup>2</sup>

Развитие морских поисковых работ в этих двух секторах, нацеленное на вскрытие возможных залежей в олигоцен-четвертичных отложениях должно осуществляться лишь попутно с разведкой более глубоких горизонтов в мезозоо-раннем кайнозое.

**Распределение потенциальных ресурсов углеводородов в олигоцен-миоценовой системе между нефтегазоносными бассейнами и государственными секторами, между континентом и морем**

**Таблица 4**

Государственные Сектора	Континент	Море	ИТОГО
<b>Южно-Каспийский бассейн</b>			
Азербайджана	<u>1.51*</u> 36.5	<u>1.54</u> 37.3	<u>3.05</u> 73.8
Туркменистана	<u>0.35</u> 17.3	<u>1.46</u> 44.8	<u>1.81</u> 62.1
Ирана	<u>0.14</u> 6.9	<u>0.79</u> 26.1	<u>0.93</u> 33.0
Итого по бассейну	<u>2.0</u> 60.7	<u>3.79</u> 108.2	<u>5.79</u> 168.9
<b>Среднекаспийский бассейн</b>			
России	<u>0.38</u> 15.6	<u>0.41</u> 20.6	<u>0.79</u> 36.2
Казахстана	—	<u>0.07</u> 3.7	<u>0.07</u> 3.7
Азербайджана	<u>0.04</u> 1.8	<u>0.45</u> 22.5	<u>0.49</u> 24.3
Итого по бассейну	<u>0.42</u> 17.4	<u>0.93</u> 46.8	<u>1.35</u> 64.2
<b>Итого по государственным секторам</b>			
Азербайджана	<u>1.55</u> 38.3	<u>1.99</u> 59.8	<u>3.54</u> 98.1
Туркменистана	<u>0.35</u> 17.3	<u>1.46</u> 44.8	<u>1.81</u> 62.1
России	<u>0.38</u> 15.6	<u>0.41</u> 20.6	<u>0.79</u> 36.2
Казахстана	—	<u>0.07</u> 3.7	<u>0.07</u> 3.7
Ирана	<u>0.14</u> 6.9	<u>0.79</u> 26.1	<u>0.93</u> 33.0
<b>ВСЕГО</b>	<u>2.42</u> 78.1	<u>4.72</u> 155.0	<u>7.14</u> 233.1

\*В числителе ресурсы, млрд. т н.э.  
В знаменателе – площадь, тыс. км<sup>2</sup>

### 3.3 Мел-эоценовая

Строение мел-эоценовой и юрской систем характеризуются следующими особенностями:

- региональным погружением с севера на юг;
- несовпадением структурных планов с двумя вышележащими системами;
- элементами несовпадения структурных планов по подошве мела и юры в Южно-Каспийском бассейне.

#### 3.3.1 Структура

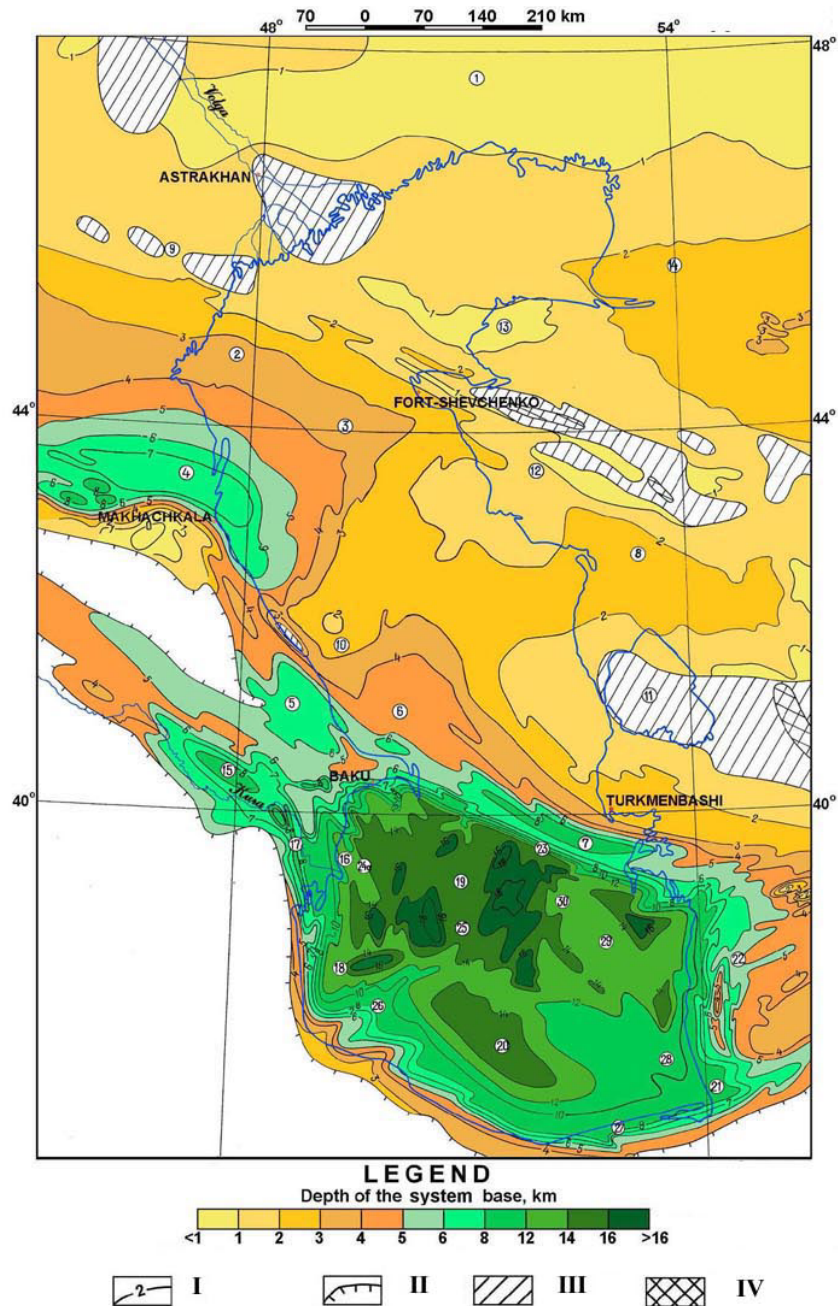
Структура мел-эоценовой системы на фоне регионального погружения подошвы от  $-1$  км на севере до более  $-16$  км на юге характеризуется существенно различной обстановкой в каждом из нефтегазоносных бассейнов (рис.15). Для юга Северо-Каспийского бассейна это залегание от менее  $-1$  до  $-1.5$  км. На западе Северо-Устюртского бассейна отмечается региональное погружение подошвы от  $-1$  км на Бузачинском поднятии до более  $-2$  км на шельфе Каспийского моря.

Следующее к югу региональное поднятие северо-западной ориентировки отвечает зоне морского продолжения сооружений вала Карпинского и Горного Мангышлака с подошвой системы на глубине от  $-1$  до более  $-2$  км.

Среднекаспийский бассейн характеризуется существенно более сложной обстановкой залегания этой подошвы. На востоке, в пределах Туранской плиты, оно определяется наличием двух крупных сводовых поднятий – Песчаномысского и Карабогазского, где подошва находится на глубинах менее 2 км. Северным обрамлением Песчаномысского поднятия являются сооружения Горного Мангышлака, где отложения системы подвергались частичной денудации. Аналогичная обстановка со значительным по площади продолжением к востоку имеет место и в пределах Карабогазского поднятия.

Между упомянутыми поднятиями располагается обширная и пологая впадина Казахского залива с глубинами подошвы системы более 2 км.

На западе, в пределах Скифской плиты, данная подошва испытывает погружение от  $-2$  км вблизи южного склона вала Карпинского до  $-7-8$  км на западе Терско-Каспийского прогиба. Южный борт этого прогиба ограничен локальным поднятием подошвы в Горном Дагестане, где она приподнята от менее  $-1$  км до нулевой поверхности уровня моря. В центральной части Среднекаспийского бассейна, т.е. непосредственно в Среднем Каспии, залегание этой подошвы определяется моноклиальным погружением от впадины Казахского залива к восточному борту Терско-Каспийского прогиба. На фоне этого погружения намечается развитие т.н. Среднекаспийского прогиба с глубиной подошвы мела порядка 3-4 км. В структурном отношении Среднекаспийский прогиб является продолжением к востоку Манычского прогиба. Восточное замыкание этих двух прогибов находится на Туранской плите, где является по сути дела осложнением Предмангышлакского прогиба.



**Рис. 15. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ПОДОШВЕ МЕЛ-ЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.**

**Условные обозначения:** I – Изогипса подошвы отложений, км; II – Контур складчато-надвиговых орогенов Альпийского пояса с неизвестной глубиной подошвы отложений; III – Области частичной или полной денудации осадков меловой системы с неизвестной глубиной их подошвы; IV – Области отсутствия меловых осадков.

**Основные структурные элементы:** 1 – Прикаспийская синеклиза. Скифская и Туранская плиты, включая: 2 – Маньчский прогиб; 3 – Средне-Каспийский прогиб; 4 – Терско-Каспийский прогиб; 5 – Кусаро-Дивичинский прогиб; 6 – Северо-Абшеронский прогиб; 7 – Абшеронский грабен; 8 – впадина Казахстанский Залив; 9 – свод Карпинского; 10 – Ялама-Самурское поднятие; 11 – Карабогазская дуга; 12 – Песчаномыское поднятие; 13 – поднятие Бузачи; 14 – зона Южной Эмбы. Южно-Каспийская мегавпадина, включая: 15 – Куринский прогиб; 16 – Нижне-Куринская впадина; 17 – Восточно-Тальшский прогиб; 18 – Раштский прогиб; 19 – Центрально – Южно-Каспийская зона прогибов; 20 – Пред-Эльбурский прогиб; 21 – Горганский прогиб; 22 – Западно-Туркменская впадина; 23 – Абшероно-Балханская зона линейных дислокаций; 24 – дислокаций; 24 – Западно-Каспийская зона линейных дислокаций, включая антиклинальные зоны; 24а – антиклинальная зона Нефтечала-Кюрдаши; 25 – Центрально – Южно-Каспийская зона дислокаций; 26 – Сефидрудской поднятие; 27 – поднятие Фарахабад – Некское; 28 – Горганское поднятие; 29 – поднятие Година; 30 – вал Абиха.

Осевая зона Терско-Каспийского прогиба испытывает изменения простира-ния от субширотного в Предкавказье до юго-восточного на юге Дагестана. Это изменение сопровождается виргацией залегания подошвы меловых отложений. Западная виргация представлена Кусаро-Дивичинским прогибом с глубинами подошвы до более 5 км. Обрамлением этого прогиба на северо-востоке является Ялама-Самурское поднятие, где в сводовой части отложения системы отсутствуют. Упомянутое поднятие, в свою очередь, сопряжено с Северо-Абшеронским прогибом юго-восточной ориентировки с глубинами подошвы системы 4-5 км. По А.В.Хортову, А.Е.Шлезингеру (1999) мел-эоценовым слоям отвечает сейсмический горизонт СК-5, который выделен на северо-западном борту этого прогиба. В его внутренней части этот горизонт не установлен и распространение здесь системы проблематично. С известной долей условности оценка глубины рассматриваемой подошвы на 1-1.5 км превышает глубину подошвы олигоцен-миоценовой системы. На восточном борту прогиба система участвует в строении Самурского свода размерами 75x87 км и глубинами её подошвы от 3 до 2 км.

На крайнем юго-востоке Среднекаспийского бассейна подошва системы испытывает погружение от менее 2 км на южном склоне Карабогазского свода до более 8 км в Абшеронском грабене. Этот грабен представляет юго-восточную виргацию общей системы Терско-Каспийского, Кусаро-Дивичинского, Северо-Абшеронского прогибов и, соответственно, входит в её состав. Мощность мел-эоценового комплекса невелика и глубины его подошвы близки к глубинам подошвы олигоцен-миоценового комплекса, т.е. порядка 8-8.5 км (прил. 15).

Южно-Каспийский бассейн выделяется крайне сложной обстановкой залегания рассматриваемой системы. Абшероно-Балханская зона линейных дислокаций (одноименный порог), являющаяся рубежом между Среднекаспийским и Южно-Каспийским бассейнами отличается залеганием подошвы мела на глубине порядка 8 км. Вдоль её южного склона устанавливается резкий градиент глубин рассматриваемой подошвы порядка 6 км на расстоянии 9-10 км.

На всей внутренней площади Южно-Каспийского бассейна, включая глубоко-водную котловину, строение мел-эоценовой системы характеризуется различными структурными дислокациями. На крайнем западе, в Куринской впадине, её подошва испытывает региональное погружение к востоку от 4 до 8 км и затем до более 12 км в шельфовой области Нижнекуринской впадины. По мере приближения к шельфу интенсивность дислокаций нарастает, и они образуют веерообразное сочетание антиклинальных зон с простираем от юго-восточного до субмеридионального. Эти зоны пересекают не только шельф, но и континентальный склон. Их протяженность до 100 км, амплитуда подошвы мела по отношению к разделяющим грабенам до 4 км. На западе указанная область сопряжена с Восточно-Тальшским прогибом, где подошва мела находится на глубине от 8 до 10 км. На северо-востоке область антиклинальных зон обрамлена обширной впадиной, расположенной к югу от Абшеронского полуострова, с глубинами подошвы мела свыше 14 км.

К югу от Куринской впадины преимущественно на территории Ирана располагается Рештский прогиб субмеридиональной ориентировки. Вдоль его западного борта подошва олигоцена испытывает погружения от 4 до 10 км, а подошва мела от 6 до 12 км. Для прогиба в целом намечается наличие несовпадения структурных планов олигоцен-миоценовой и мел-эоценовой систем, поскольку зона

наибольших глубин подошвы второй из них, порядка 16 км, смещена к востоку от залегания подошвы олигоцена на глубине 14 км.

Далее к югу сочетание антиклинальных зон и Рештского прогиба торцеобразно сочленено с Сефидрудским поднятием северо-восточной ориентировки, где подошва мела имеет моноклиальное погружение на северо-восток от отметок на континенте –3 км до –14 в котловине. При этом, Сефидрудское также характеризуется несовпадением структурного плана по подошве мела и олигоцена. К востоку от этого поднятия находится протяженная зона моноклиального погружения подошвы мела с юга на север от отметок –4 до –12 км. Эта моноклиаль, осложненная небольшим Фарахабад-Некским поднятием, сменяется на востоке субширотным Горганским прогибом с глубинами подошвы мела 6-7 км.

К северо-востоку от указанного прогиба находится крупный Горганский выступ, размерами по подошве мела 200x75 км, подошва залегает на отметках от –10 до –12 км. Сефидрудское поднятие и Горганский выступ совместно, как и по подошве олигоцена, образуют раздел между Предэльбурским прогибом и структурными элементами центральной области Южно-Каспийского бассейна. Эти поднятия, возможно, принадлежат упомянутому выше массиву «Южный». Восточный борт Южно-Каспийского бассейна, подобно западному, борту, характеризуется на континенте сочленением субширотных и субмеридиональных структурных элементов. Глубины подошвы системы на поднятиях составляют от 2-3 до 4 км и достигают 5-6 км в разделяющих прогибах.

В пределах восточного шельфа, намечается развитие протяженной субмеридиональной впадины, где подошва мела находится на глубине порядка 14 км. Эта глубина на своде поднятия Година сокращается до 13 км, а по подошве олигоцен-миоценового комплекса порядка 12 км (Хортов и др., 1999).

Поднятие Година с северо-востока и юго-запада обрамлено впадинами с глубинами подошвы мел-эоценовой системы свыше 14-16 км. Между сводом этого поднятия и центральной областью Южно-Каспийского бассейна располагается приразломная структурная ступень Аби́ха, где подошва мела находится на отметках от –14 до –16 км.

Собственно центральная область, подобно олигоцен-миоценовой системе, представлена сочетанием пологих субмеридиональных впадин и поднятий, где отметки подошвы мела изменяются от менее –14 до более –16 км. На севере указанное сочетание испытывает торцевое сочленение с Абшероно-Балханской зоной линейных дислокаций.

### **3.3.2 Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации**

Палеогеографическая обстановка седиментации к северу от Абшероно-Балханского порога повсеместно характеризовалась накоплением терригенной формации раннемелового возраста и карбонатной формации позднего мела с двумя субформациями – мергелисто-карбонатной на юго-западе (Скифская плита) и биогенных известняков в пределах Туранской плиты и Прикаспийской синеклизы (Польстер и др., 1972). К югу от указанного порога рассматриваемая обстановка была более сложной (рис. 16). В пределах южного склона Кавказа и, вероятно, на части котловины Южного Каспия в глубоководной обстановке формировалась толща отложений флишевой формации (Хаин, 1984). На западе Куринской впади-

ны седиментация сопровождалась вулканической активностью, что вызвало накопление пород вулканогенно-обломочной формации, содержащей коллекторские горизонты (месторождения Самгори, Мурадханлы).

В соответствии с палеогеографической обстановкой мощность системы невелика и составляет от 3 до 0.8 км. Она возрастает до 1-2 км во флишевом прогибе Кавказа. Увеличение мощности намечается также от широтной части Терско-Каспийского прогиба в направлении к западу Среднего Каспия. В соответствии с этими данными скорости седиментации оказываются низкими (рис. 17). Они изменяются от менее 2.5 до 40 м/млн. лет. Наиболее высокая скорость (>40 м/млн. лет) намечается только в меридиональной палеодепрессии на западе Среднего Каспия. Югу Северо-Каспийского и западу Северо-Устюртского бассейнов отвечают скорости седиментации от 5 до 10 м/млн. лет. Среднекаспийский бассейн характеризуется на большей части площади разобщенными друг от друга впадинами со скоростью седиментации порядка 20 м/млн. лет. Эти впадины, по-видимому, имеют продолжение и на шельфе Среднего Каспия.

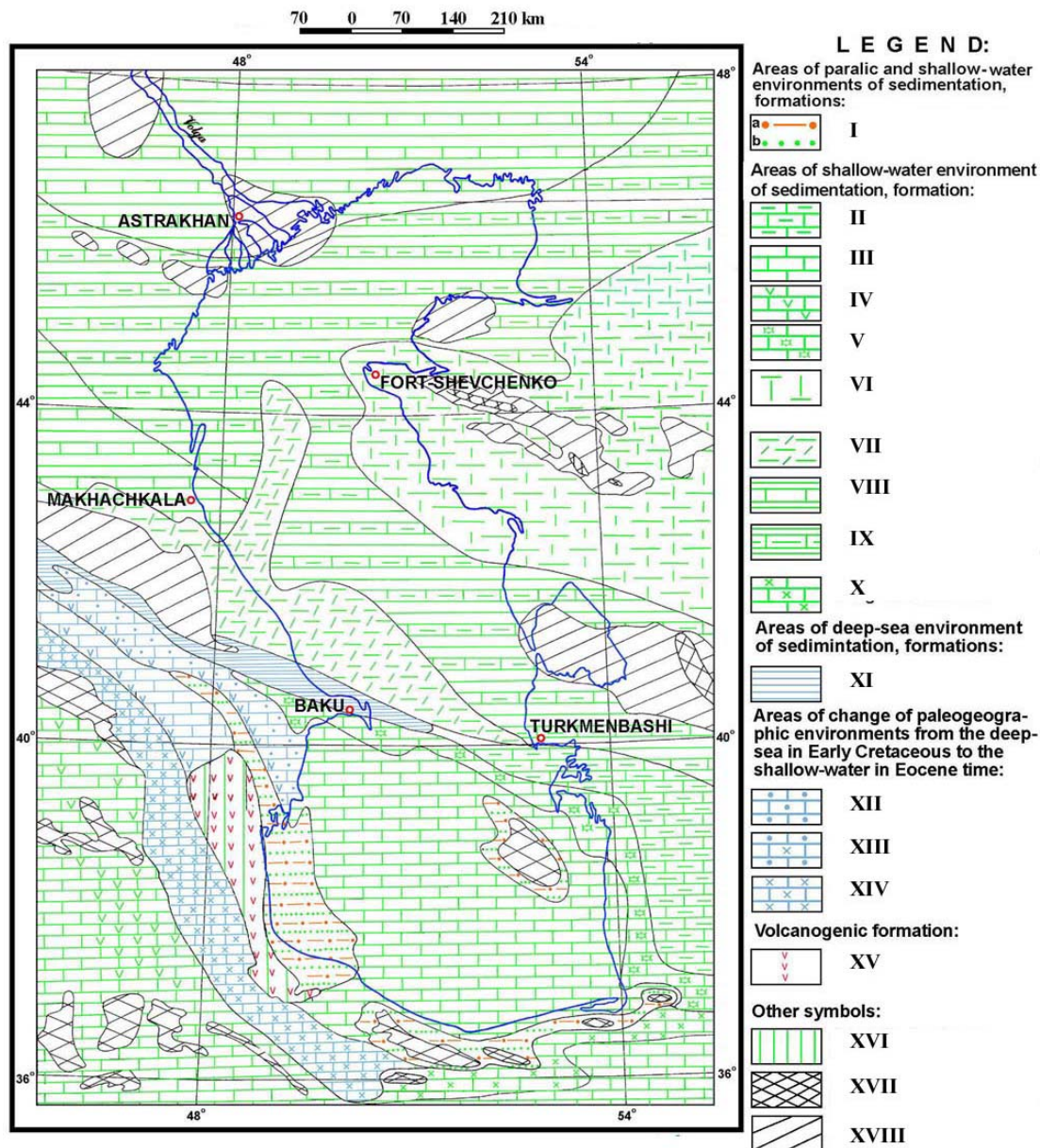
### **3.3.3 Термический режим и катагенез органического вещества**

Термический режим данной системы отличается значительным изменением по площади Каспийского региона (рис. 18). В пределах юга Северо-Каспийского и запада Северо-Устюртского бассейнов температуры в подошве меловых отложений менее 50<sup>0</sup>С. Для Среднекаспийского бассейна присущи преимущественно температуры от 50 до 100<sup>0</sup>С. На этом фоне в отдельных блоках Манычского и Терско-Каспийского прогибов температуры возрастают до 100 – 150<sup>0</sup>С, а в котловине Среднего Каспия до 250 – 300<sup>0</sup>С. Южно-Каспийский бассейн отличается преобладанием температур 150 – 250<sup>0</sup>С, которая снижается в его краевых частях до 50 – 100<sup>0</sup>С. Структурные элементы в котловине Южного Каспия и востоке Абшероно-Балханской зоны, напротив, характеризуются температурами до 300 – 450<sup>0</sup>С и в отдельных небольших по площади блоках более 450<sup>0</sup>С. Приведенные значения температур свидетельствуют о наличии в пределах Среднекаспийского и Южно-Каспийского бассейнов термической обстановки, отвечающей главной зоне нефтегазообразования в данной системе.

Сопоставление данных о глубинах подошвы мел-эоценовой системы с её термическим режимом и концентрацией органического вещества дает основание наметить уровни катагенеза в разных структурных элементах, осложняющих строение нефтегазоносных бассейнов.

Южно-Каспийский бассейн отличается небольшими глубинами подошвы системы в его краевых частях от 4-6 до 5-8 км, а в центральной (Абшероно-Балханская зона дислокаций, котловина Южного Каспия) от 10 до 14-16 км. Эти глубины почти повсеместно находятся ниже глубины температуры 100<sup>0</sup>С, которая изменяется от 2.5 до 10 км. Органическое вещество отложений системы (Преимущественно глины альбского возраста) относится к смеси сапропелево-гумусового и гумусового типов. Показатель отражательной способности витринита составляет на обрамлении бассейна  $R^0 = 45-52$ , а при больших глубинах подошвы системы достигает значений  $R^0 = 84-87$ . Для разреза Средне-Куриной впадины было установлено, что содержание сингенетических углеводородов составляет в среднем 70-73% в расчете на масла и от 16 до 25-30% в расчете на битум (Алиев и др., 1997).





**Рис. 16. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН:  
КАРТА ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ В МЕЛУ-ЭОЦЕНЕ.**

**Условные обозначения:**

**Области паралической и мелководной среды осадконакопления, формации:** I – грубообломочные, осадочно-аллювиальные, подтвержденные и предполагаемые (a); терригенные (b);

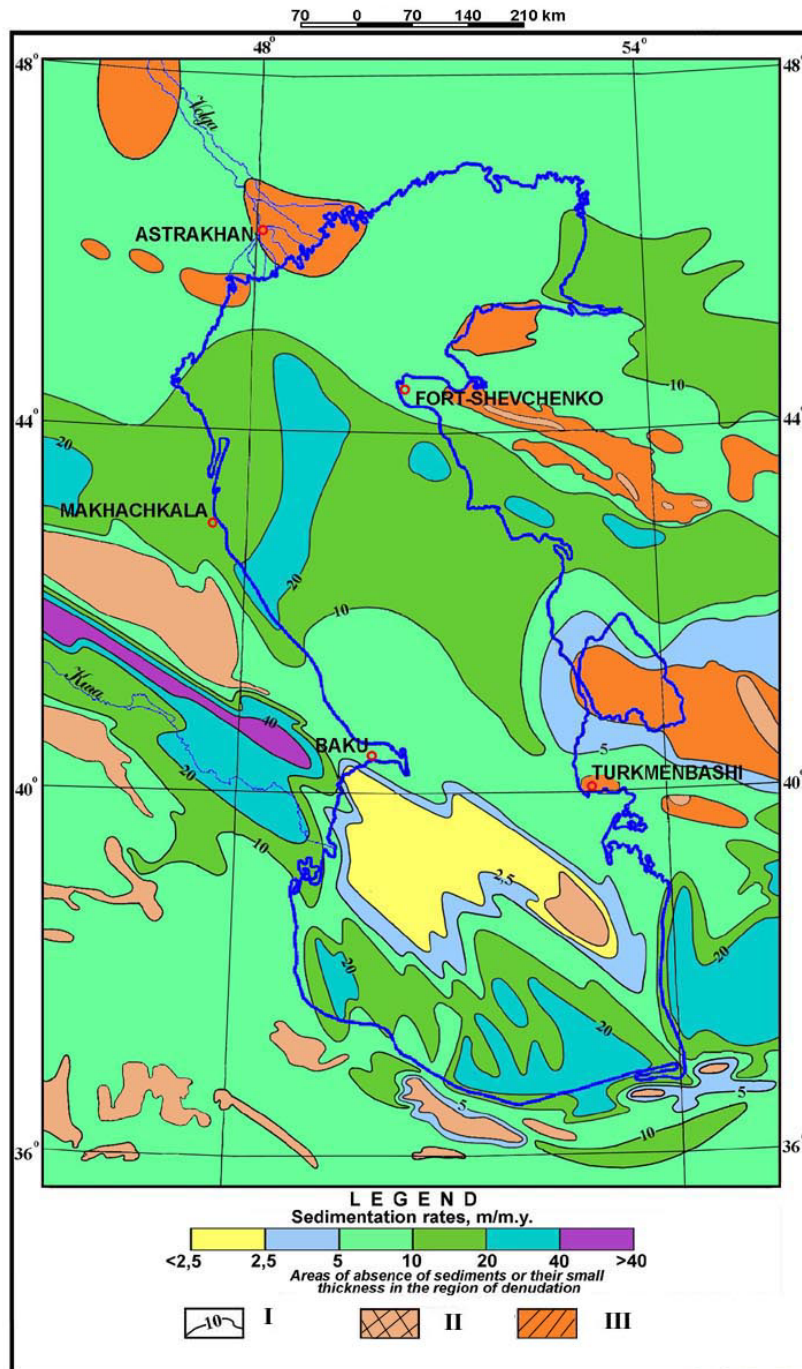
**Области мелководной среды осадконакопления, формации:** II – терригенно-карбонатные; III – карбонатные; IV – то же самое, с вулканитами; V – рифовые; VI – ранний мел – терригенные; поздний мел – эоцен – терригенно-карбонатные; VII – ранний мел – терригенно-карбонатные; поздний мел – эоцен – карбонатный; VIII – ранний мел – терригенные; поздний мел – эоцен – карбонатные; IX – ранний мел – терригенные; поздний мел; палеоцен-эоцен – терригенно-карбонатные; X – туфогенно-карбонатные;

**Области глубоководной среды осадконакопления, формации:** XI – карбонатно-терригенные, флиш;

**Области изменения палеогеографических сред от глубоководной в раннем мелу до мелководной в эоценовое время:** XII – кремнистый – карбонатный; XIII – то же самое, с вулканитами; XIV – туфогенно-карбонатный;

**Вулканогенные образования:** XV – андезит-риолит-дацит;

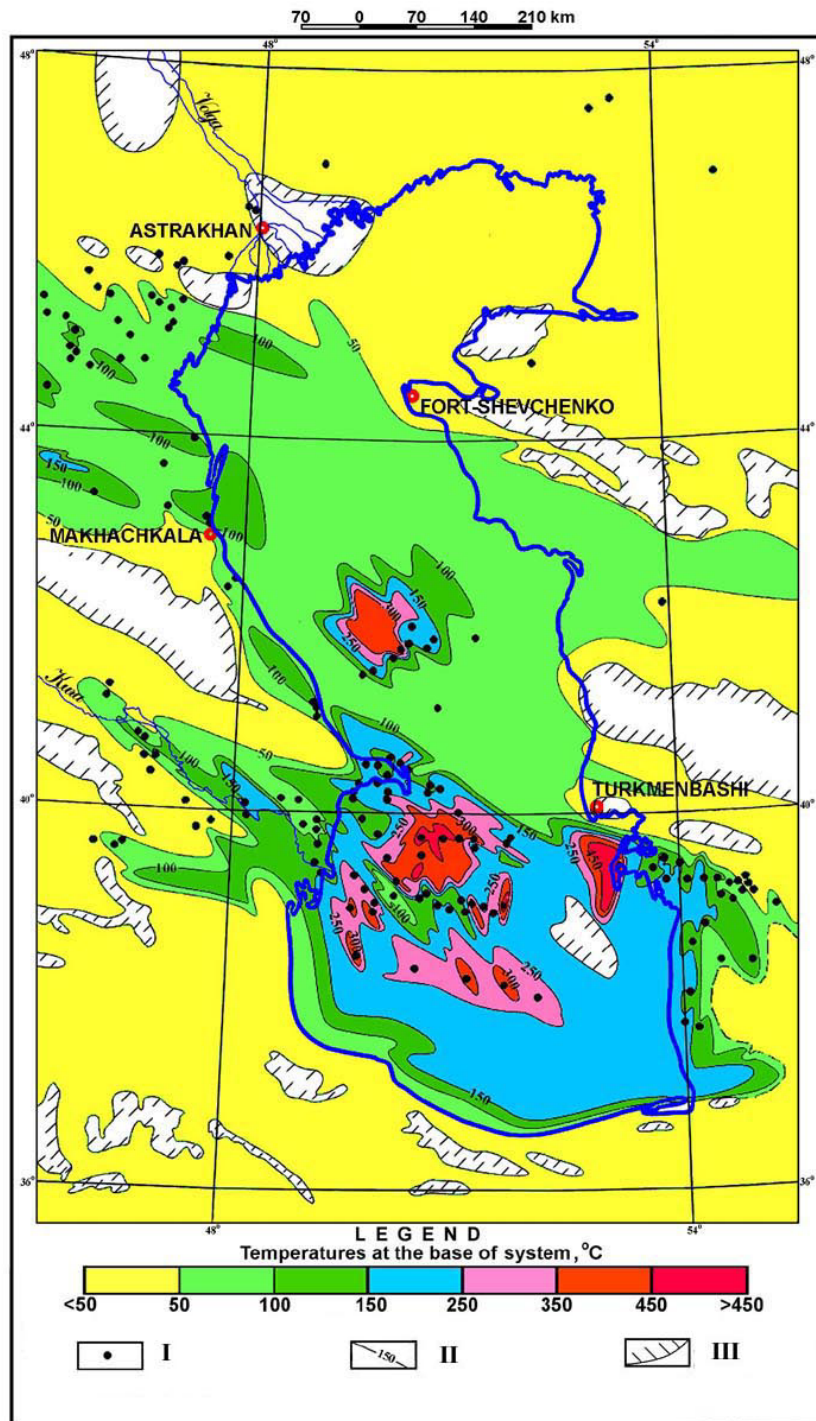
**Другие обозначения:** XVI – область вулканических дуг и междуговых прогибов; XVII – область преобладающей денудации, подтвержденной и предполагаемой; XVIII – то же самое, но преимущественно после эоцена.



**Рис. 17. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН:  
КАРТА СКОРОСТЕЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В МЕЛУ-ЭОЦЕНЕ.**

**Условные обозначения:** I – Изолинии скоростей осадконакопления, м / млн. лет; Области отсутствия осадков или их малой мощности в района денудации; II – Меловые и палеоцен-эоценовые осадки; III – Преобладающие палеоцен-эоценовые осадки.





**Рис. 18. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН:  
КАРТА ТЕРМАЛЬНОГО РЕЖИМА МЕЛ-ЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.**

**Условные обозначения:** I – Места замеров теплового потока и подсчета температуры; II – Изолинии температуры, установленной и предполагаемой; III - Области отсутствия мел-эоценовых отложений.

Отложения системы там, где глубины её подошвы до 8-10 км, находятся в обстановке главной зоны нефтеобразования. При глубинах более 10 км уровень катагенеза отвечает скорее всего главной зоне газообразования.

В Среднекаспийском бассейне, как отмечено выше (см. раздел 3.3.1), подошва системы залегает на глубинах от 3-4 (Среднекаспийский, Северо-Абшеронский и Предмангышлакский прогибы) до 7-8 км (Терско-Каспийский прогиб и Абшеронский грабен). Для первой группы указанных структурных элементов эти глубины совпадают с глубиной температуры 100<sup>0</sup>С. Для второй группы – превышают глубину температуры 100<sup>0</sup>С на величину от 0.5 до 4-5 км. Такое соотношение подтверждается оценкой температур в подошве системы от 100 до 150<sup>0</sup>С, а в котловине Среднего Каспия (восток Терско-Каспийского прогиба) до 250-300<sup>0</sup>С. Породы системы обогащены органическим веществом сапропелевого типа. Его содержание составляет от 0.5-0.7 до 1%, а битуминозность от 0.02 до 0.08%. В направлении к районам отсутствия отложений системы (Карабогазский свод и др.) концентрация органического вещества существенно снижается.

По соотношению глубин подошвы системы и температуры 100<sup>0</sup>С её отложения в первой группе структурных элементов (Среднекаспийский и Предмангышлакский прогибы) лишь самой нижней частью разреза находятся в обстановке главной зоны нефтеобразования.

Применительно ко второй группе структурных элементов намечается залегание отложений системы в интервале температур от 80-90 до 130-140<sup>0</sup>С, что отвечает главной зоне нефтеобразования. Нижняя часть разреза системы с температурами свыше 150<sup>0</sup>С залегает в обстановке главной зоны газообразования. Таким уровням катагенеза отвечают и намеченные ранее изменения битуминозности (Польстер и др., 1972): преобладание осмоленных битумоидов в отложениях готерив-барремского возраста; смеси осмоленных, маслянистых и смолистых в терригенных отложениях апт-альба.

На севере Каспийского региона (запад Северо-Устюртского и юг Северо-Каспийского бассейнов) глубины подошвы системы от 1 до 2 км и температуры 100<sup>0</sup>С порядка 4 км. Эта обстановка определяет низкий уровень катагенеза органического вещества. Только в межкупольных мульдах нижняя часть её разреза находится, вероятно, в обстановке главной зоны нефтеобразования.

### **3.3.4 Распределение плотностей начальных потенциальных ресурсов**

Распределение плотности начальных потенциальных ресурсов по площади Каспийского региона рассматривается на основе сопоставления геолого-геофизических параметров мел-эоценовой системы со значениями плотности разведанных запасов на эталонных участках (прил. 19, табл. 5).

Зоны нефтегазонакопления с залежами в отложениях системы известны для каждого нефтегазонаосного бассейна Каспийского региона. Однако, наиболее продуктивные зоны сосредоточены в Среднекаспийском бассейне. На северо-западе этого бассейна в своде вала Карпинского известны 4 месторождения: газовые Цубук и Промысловское, нефтегазовые – Тенгутинское и Олейниковское. К южному склону этого вала приурочены газоконденсатные и нефтегазовые место-

рождения (Ермолинское, Краснокамышанское и др.). В Манычском прогибе и на Прикумском валу выявлено свыше 30 месторождений с нефтяными залежами на глубинах до 3 км и газоконденсатными на глубинах свыше 3 км (Русский Хутор, Солончаковое, Майское).

Запад Терско-Каспийского прогиба отличается преимущественно нефтяными месторождениями (Карабулак – Ачалуки, Заманкул, Старогрозненское, Хаян-Корт и др.) К востоку возрастает газоносность разреза, и на глубинах 3-4 км развиты преимущественно газовые залежи (Махачкала – Тарки, Шамхал-Булак, Дмитровское).

На востоке Среднекаспийского бассейна в Предмангышлакском прогибе известно крупное газовое месторождение Узень (12 продуктивных горизонтов), газовое месторождение Дунга, нефтяное – Тюбеджик. На южном борту прогиба находятся газовые месторождения с небольшими запасами (Аксу-Кендырли, Актас, Тамды).

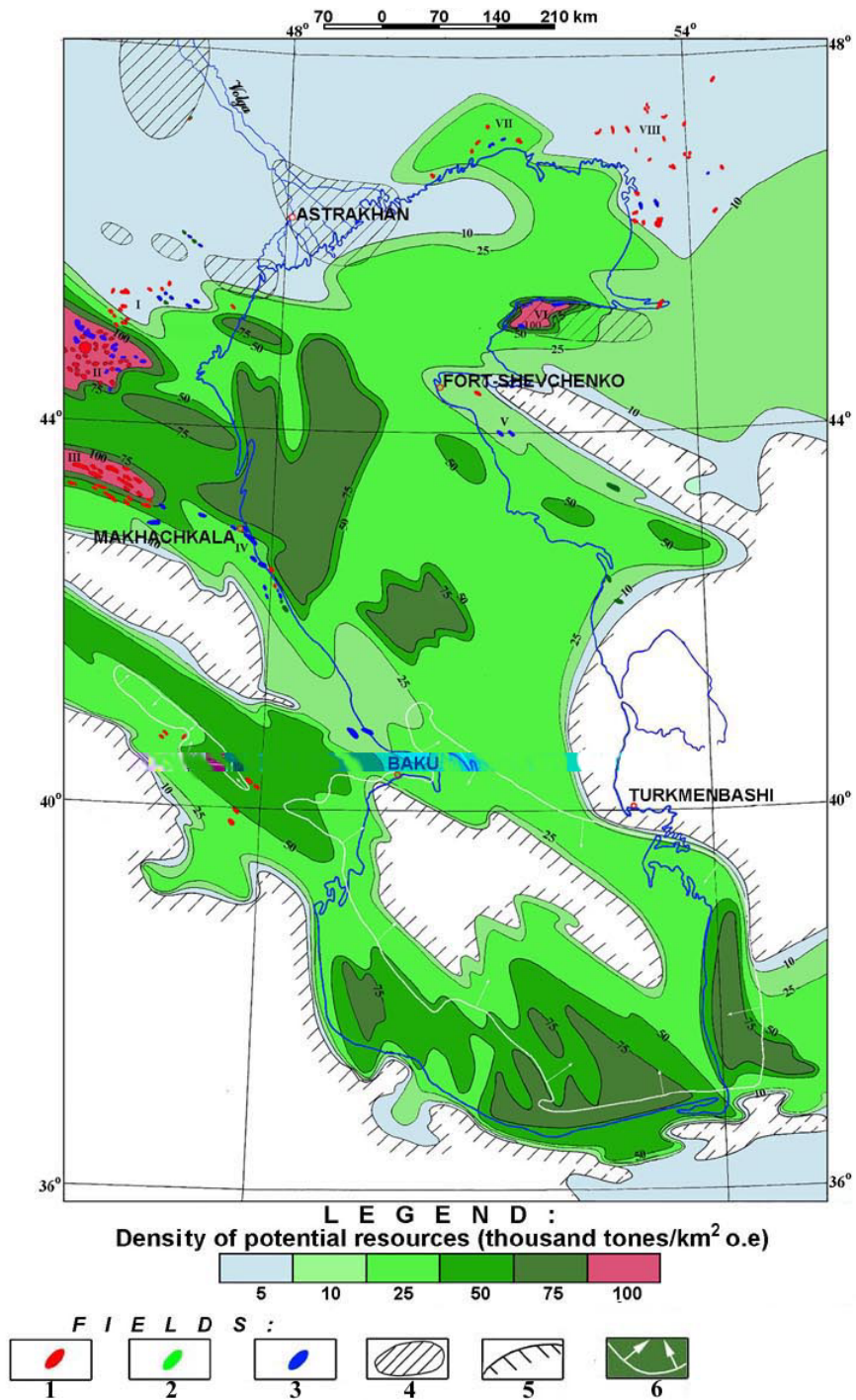
Терригенные коллектора в разрезе мел-эоценовой системы характеризуются пористостью 15-20% и проницаемостью 10-30 миллидарси. Только на месторождениях вала Карпинского пористость 25-35% и проницаемость до 1.2 дарси.

Карбонатные коллектора имеют пористость 5-12% и проницаемость от нулевой до 348 миллидарси. Продуктивность этих коллекторов больше связана со вторичной трещинной проницаемостью, чем с проницаемостью матрицы. Последняя составляет от 15 до 320 миллидарси. При развитии трещинной проницаемости притоки нефти достигают 2 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

В соответствии с размещением известных зон нефтегазонакопления выделяются 8 эталонных участков: 5 в Среднекаспийском бассейне, 1 – на западе Северо-Устьюртского бассейна и 2 на юге Северо-Каспийского бассейна (табл. 5).

На западе Среднекаспийского бассейна намечается последовательное уменьшение значений плотности начальных разведанных запасов с юга на север от 69.4 тыс. т/км<sup>2</sup> (участок передовых складок Кавказа) до 1.8 тыс. т/км<sup>2</sup> (участок южного склона вала Карпинского). На участке Восточный Дагестан плотность составляет 16.2 тыс. т/км<sup>2</sup>, но он находится в начальной стадии поисково-разведочных работ. Следует предполагать, что по мере развития работ в шельфовой зоне данного участка приведенное значение плотности разведанных запасов существенно возрастает. На востоке (участок Южно-Мангышлакского прогиба) плотность разведанных запасов порядка 5.1 тыс. т/км<sup>2</sup>. На западе Северо-Устьюртского бассейна устанавливается лишь один эталонный участок, приуроченный к поднятию п-ва Бузачи. Здесь в отложениях раннемелового возраста известны залежи нефти на глубинах 325-460 м (месторождения Каражанбас, Жалгизтюбе). На юге Северо-Каспийского бассейна находятся два участка с низкой плотностью разведанных запасов: Северо-Прикаспийский (12.7 тыс. т/км<sup>2</sup>) и Западно-Эмбинский (3тыс. т/км<sup>2</sup>).

Эти данные обнаруживают, что диапазон плотности потенциальных ресурсов на эталонных участках от 5.4 до 208.2 тыс. т/км<sup>2</sup> (участок передовых складок Кавказа). Для целей построения карты распределения потенциальных ресурсов и их количественной оценки к указанному максимальному значению плотности были введены понижающие коэффициенты от 0.9 до 2.0, определяемые по параметрам комплекса (см. выше) и степени их изученности. Значения плотности геологических потенциальных ресурсов были приняты в 5, 10, 25, 50 и 100 тыс. т/км<sup>2</sup>. При этом, зоны с плотностью ресурсов 100 тыс. т/км<sup>2</sup> выделяются только в пределах трех эталонных участков: Прикумского, Передовых складок Кавказа и Бузачинского (рис. 19).



**Рис. 19. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В МЕЛ-ЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ.**

**Условные обозначения:** 1 – нефть; 2 – газ; 3 – нефть-газ и газ-конденсат; 4 – внутренний район частичной денудации мел-эоценовых осадков; 5 – области, не перспективные для поиска углеводородов; 6 – контур области с кровлей залегания отложений на глубине свыше 7 км;

**Номер стандартной области для определения потенциальных ресурсов:** I – южный склон свода Карпинского; II – При-Кума; III – передовые складки Кавказа; IV – Восточный Дагестан; V – Южный Мангышлак; VI – Бузачи; VII – Северный Прикаспий VIII – Западная Эмба.

**Плотность потенциальных ресурсов углеводородов (тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>)  
на эталонных участках для мел-эоценовой системы**

**Таблица 5**

Эталонный участок		Разведанные извлекаемые запасы			Площадь участка, км <sup>2</sup>	Значения плотностей, тыс. т.н.э./км <sup>2</sup>		
Номер на карте	Название	Нефть, тыс. тонн	Газ, млн. м <sup>3</sup>	Суммарные, тыс. т.н.э.		Разведанных запасов	Потенциальных ресурсов	Принятые при подсчете
I	Южный склон вала Карпинского	5775	2411	8186	4700	1.8	5.4	5
II	Прикумский	128162	45468	173630	4700	36.9	110.7	75
III	Передовых складок Кавказа	229155	83086	312241	4500	69.4	208.2	100
IV	Восточный Дагестан	7410	60565	67976	4200	16.2	48.6	25
V	Южно-Мангышлакский	17919	6047	23966	4700	5.1	15.3	10
VI	Бузачинский	74899	24364	99263	2200	45.1	135.3	100
VII	Северо-Прикаспийский	20016	364	20380	1600	12.7	38.1	25
VIII	Западно-Эмбинский	74649	984	75663	25600	3.0	9.0	5

Юг Северо-Каспийского бассейна характеризуется преобладающей плотностью 5 тыс. т/км<sup>2</sup>. На шельфе и в пределах Северо-Прикаспийского эталонного участка плотности увеличиваются до 10 и 25 тыс. т/км<sup>2</sup>. Два последних значения характерны также для запада Северо-Устьюртского бассейна.

Среднекаспийский бассейн отличается общим снижением плотности от 50-15 до 25-10 тыс. т/км<sup>2</sup> в направлении с запада на восток. Высокие значения плотности соответствуют зонам повышенной скорости седиментации. Среди них наиболее важными для выбора направлений поисковых работ являются районы на западном шельфе Каспийского моря и котловины Среднего Каспия. Суммарные потенциальные ресурсы углеводородов на площади 685.9 тыс. км<sup>2</sup> составляют 15.4 млрд. т н.э. (табл. 6). В секторах России и Казахстана концентрируется большая часть ресурсов в данном комплексе – соответственно 6.21 и 4.8 млрд. т н.э., в секторах Азербайджана и Туркменистана значительно меньшая часть ресурсов 2.15 и 0.32 млрд. т н.э.

Между морскими и континентальными районами распределение ресурсов примерно равное – 7.96 и 7.45 млрд. т в пользу континентальной области. Применительно к нефтегазоносным бассейнам наибольшая часть ресурсов (8.81 млрд. т) содержится в Среднекаспийском бассейне. На западе Северо-Устьюртского бассейна находится 1.38 и юге Северо-Каспийского бассейна 1.68 млрд. т н.э. (таб. 7).



**Распределение потенциальных ресурсов углеводородов  
в мел-эоценовой системе  
(до глубины залегания кровли 7 км)**

**Таблица 6**

Государственные сектора	Плотность ресурсов, тыс. т.н.э./км <sup>2</sup>						Итого
	100	75	50	25	10	5	
России	<u>0.44</u> <sup>1</sup> 4.4	<u>2.79</u> 37.3	<u>1.27</u> 25.4	<u>1.15</u> 46.2	<u>0.1</u> 9.7	<u>0.46</u> 95.0	<u>6.21</u> 218.0
Казахстана	<u>0.13</u> 1.3	<u>0.28</u> 3.7	<u>0.38</u> 7.6	<u>2.56</u> 102.5	<u>0.87</u> 87.2	<u>0.58</u> 117.6	<u>4.8</u> 319.9
Азербайджана	—	<u>0.21</u> 2.8	<u>0.97</u> 19.6	<u>0.78</u> 31.6	<u>0.16</u> 14.9	<u>0.03</u> 5.6	<u>2.15</u> 74.5
Туркменистана	—	<u>0.01</u> 0.1	<u>0.01</u> 0.3	<u>0.19</u> 7.8	<u>0.06</u> 5.0	<u>0.05</u> 2.8	<u>0.32</u> 16.0
Ирана	—	<u>0.41</u> 5.5	<u>0.91</u> 18.4	<u>0.25</u> 10.2	<u>0.07</u> 7.5	<u>0.05</u> 10.0	<u>1.69</u> 51.6
Грузии	—	—	<u>0.21</u> 4.3	<u>0.04</u> 1.6	—	—	<u>0.25</u> 5.9
Всего	<u>0.57</u> 5.7	<u>3.7</u> 49.4	<u>3.75</u> 75.6	<u>4.97</u> 199.9	<u>1.26</u> 124.3	<u>1.17</u> 231.0	<u>15.42</u> 685.9

<sup>1</sup> В числителе – ресурсы, млрд. т.н.э., в знаменателе – площадь, тыс. км<sup>2</sup>

**Распределение потенциальных ресурсов углеводородов в мел-эоценовой системе (до глубины залегания кровли 7 км) между нефтегазоносными бассейнами и государственными секторами, континентом и морем**

**Таблица 7**

Государственные сектора	Континент	Море	Итого
<b>Южно-Каспийский бассейн</b>			
Азербайджана	<u>1.22*</u> 39.9	<u>0.22</u> 7.9	<u>1.44</u> 47.8
Туркменистана	<u>0.10</u> 5.6	<u>0.07</u> 2.4	<u>0.17</u> 8.0
Ирана	<u>0.80</u> 35.2	<u>0.89</u> 16.4	<u>1.69</u> 51.6
Грузии	<u>0.25</u> 5.9	—	<u>0.25</u> 5.9
Итого по бассейну	<u>2.37</u> 86.6	<u>1.18</u> 26.7	<u>3.55</u> 113.3
<b>Среднекаспийский бассейн</b>			
Азербайджана	<u>0.06</u> 4.3	<u>0.65</u> 22.4	<u>0.71</u> 26.7
Казахстана	<u>0.58</u> 32.1	<u>1.66</u> 57.3	<u>2.24</u> 89.4
России	<u>2.95</u> 93.5	<u>2.76</u> 55.4	<u>5.71</u> 148.9
Итого по бассейну	<u>3.59</u> 129.9	<u>5.22</u> 143.1	<u>8.81</u> 273.0
<b>Северо-Устьюртский бассейн</b>			
России	<u>0.28</u> 56.9	<u>0.10</u> 7.2	<u>0.38</u> 64.1
Казахстана	<u>0.79</u> 113.1	<u>0.51</u> 31.8	<u>1.30</u> 144.9
Итого по бассейну	<u>1.07</u> 170.0	<u>0.61</u> 39.0	<u>1.68</u> 209.0
<b>Итого по государственным секторам</b>			
Азербайджана	<u>1.28</u> 44.2	<u>0.87</u> 30.3	<u>2.15</u> 74.5
Туркменистана	<u>0.10</u> 5.6	<u>0.22</u> 10.4	<u>0.32</u> 16.0
России	<u>3.23</u> 150.4	<u>2.98</u> 67.6	<u>6.21</u> 218.0
Казахстана	<u>2.30</u> 216.3	<u>2.50</u> 103.6	<u>4.80</u> 319.9
Ирана	<u>0.80</u> 35.2	<u>0.89</u> 16.4	<u>1.69</u> 51.6
Грузии	<u>0.25</u> 5.9	—	<u>0.25</u> 5.9
Всего	<u>7.96</u> 457.6	<u>7.70</u> 228.3	<u>15.42</u> 685.9

\*В числителе – ресурсы, млрд. т.н.э., в знаменателе – площадь, тыс. км<sup>2</sup>.

## 3.4 Юрская

### 3.4.1 Структура

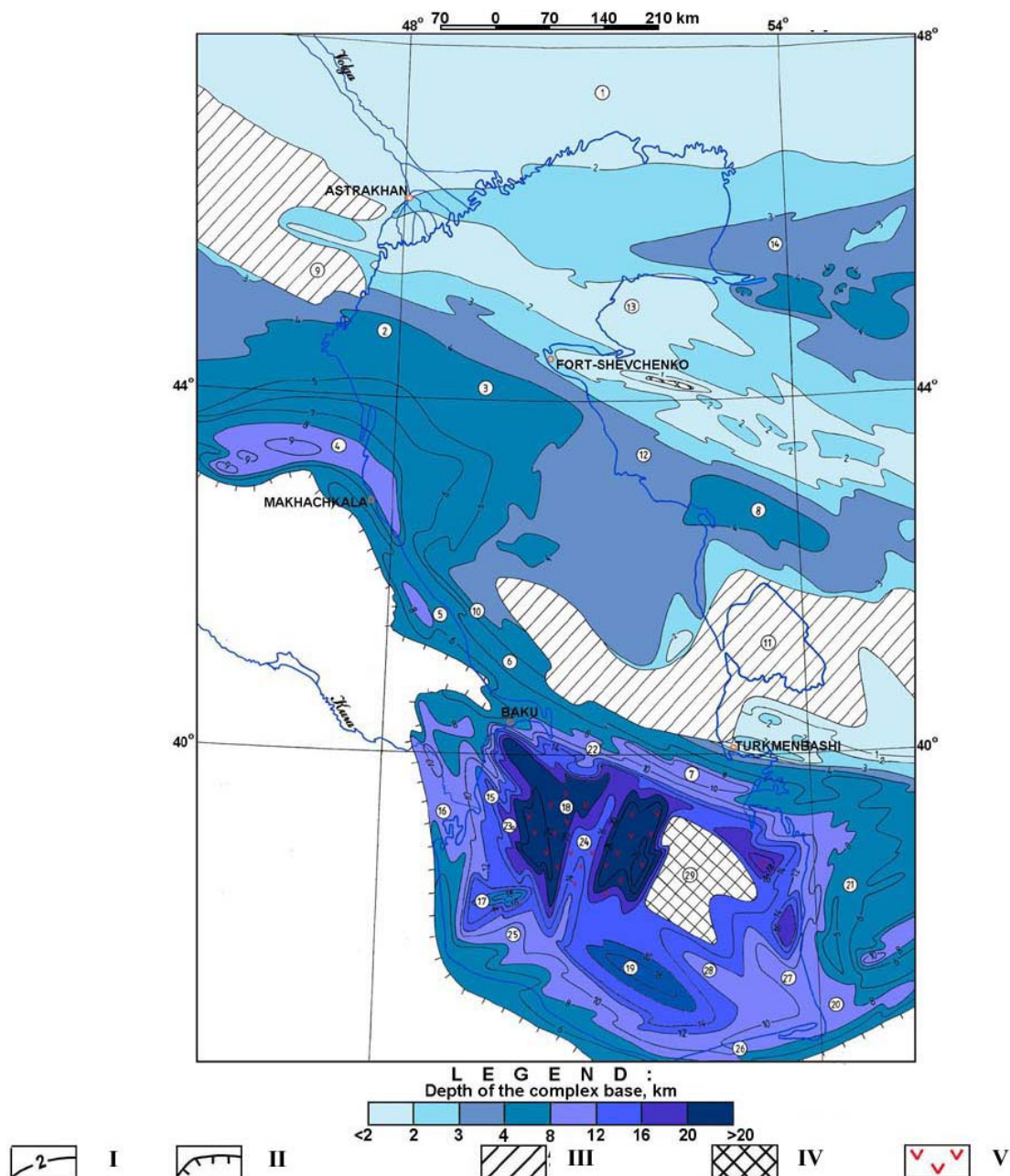
Структура этой системы имеет элементы подобия и различия с мел-эоценовой (рис. 15, 20). Подобие определяется региональным погружением слоев с севера на юг и индивидуальной структурной характеристикой в каждом из нефтегазоносных бассейнов региона. Различие – существенно большей площадью денудации и отсутствия отложений, предполагаемой преимущественно вулканогенной природой состава системы в Южно-Каспийской котловине.

В пределах южной части Северо-Каспийского бассейна подошва системы в региональном аспекте находится на глубине менее 2 км. Указанная глубина испытывает значительные изменения в солянокупольных структурах внутренней области этого бассейна. Запад сопредельного Северо-Устьюртского бассейна и пограничной Южно-Эмбинской зоны характеризуется наличием обширного района погружения подошвы юры до глубин более 3-4 км. (рис. 20).

Разделом между Северо-Устьюртским и Среднекаспийским бассейнами в структуре юрской системы является зона поднятий Мангышлака – Бузачи – вала Карпинского, где рассматриваемая подошва залегает на глубине менее 1-2 км.

Среднекаспийский бассейн характеризуется погружением этой подошвы к юго-западу от 3-4 км в Манычском и Среднекаспийском прогибах до 8-9 км на западном окончании Терско-Каспийского прогиба. Обширная седловина на востоке Среднего Каспия, где глубины подошвы системы порядка 3.5 км, является разделом между восточным бортом Терско-Каспийского прогиба и впадиной Казахского залива на Туранской плите. Последняя отличается залеганием подошвы юры на глубине 4 км и ограничена на северо-западе пологим Песчаномыским поднятием, где эта подошва ориентировочно приподнята до 3.0 км. На юго-востоке впадина Казахского залива обрамлена обширной областью денудации отложений юрского возраста, которая включает Карабогазский свод и значительную часть площади юго-востока Среднего Каспия. На западе упомянутая область денудации является обрамлением протяженной зоны отрицательных структурных элементов, которая включает: Терско-Каспийский краевой прогиб, Кусаро-Дивичинский и Северо-Абшеронский прогибы, Абшеронский грабен. Глубины подошвы юры возрастают от 6-8 км в Кусаро-Дивичинском и Северо-Абшеронском прогибах до 8-10 км в Абшеронском грабене. Эта оценка глубин, достигнутая по результатам исследований, близка к аналогичной оценке Б.А.Соколова с соавторами (!994). С другой стороны, она противоречит выводам, сделанным на основании сейсмостратиграфического анализа, об отсутствии доолигоценовых отложений во внутренних частях этой зоны (Хортов, Шлезингер, 1999). Всё это обнаруживает, что решение дискуссионного вопроса может быть достигнуто лишь после выполнения новых сейсмических профилей МОВ ОГТ.

Южно-Каспийский бассейн характеризуется большими глубинами залегания подошвы юры, изменением на значительной площади состава системы от осадочного на вулканогенный, наличием на востоке Южного Каспия значительной области предполагаемого отсутствия пород юрского возраста.



**Рис. 20. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН:  
СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ПОДОШВЕ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.**

**Условные обозначения:** I – Изогипса подошвы отложений, км; II – Контур складчато-надвиговых орогенов Альпийского пояса и Талыш-Вандамской области вулканических дуг с неизвестной глубиной юрских отложения; III – Области частичной или полной денудации осадков юрского возраста с неизвестной глубиной их залегания; IV – Области отсутствия осадков отложений (поднятия Година, Мангышлакский ороген); V – Области предполагаемого преобладания вулканитов в составе отложений.

**Основные структурные элементы:** 1 – Прикаспийская синеклиза. Скифская и Туранская плиты, включая: 2 – Маньчский прогиб; 3 – Средне-Каспийский прогиб; 4 – Терско-Каспийский прогиб; 5 – Кусаро-Дивичинский прогиб; 6 – Северо-Абшеронский прогиб; 7 – Абшеронский грабен; 8 – впадина Казахстанский Залив; 9 – свод Карпинского; 10 – Ялама-Самурское поднятие; 11 – Карабогазская дуга; 12 – Песчаномыское поднятие; 13 – поднятие; 14 – зона Южной Эмбы; Южно-Каспийская мегавпадина, включая: 15 – Нижне-Куринский прогиб; 16 – Восточно-Талышский прогиб; 17 – Рештский прогиб; 18 – Центрально – Южно-Каспийская зона прогибов; 19 – Пред-Эльбурский прогиб; 20 – Горганский прогиб; 21 – Западно-Туркменская впадина; 22 – Абшероно-Балханская зона линейных дислокаций; 23 – Западно-Каспийская зона линейных дислокаций, включая: 23а – антиклинальная зона Нефтечала-Кюрдаши; 24 – Центрально – Южно-Каспийская зона дислокаций; 25 – Сефидрудской поднятие; 26 – поднятие Фарахабад – Некское; 27 – Горганское поднятие; 28 – Южно-Каспийская зона дислокаций; 29 – поднятие Година.

На западе подошва юры испытывает погружение к востоку от Восточно-Тальшского прогиба к морскому продолжению в Нижнекуринской впадине. Амплитуда погружения составляет порядка 4-6 км на расстоянии до 75 км. Между этими двумя структурными элементами намечается развитие линейной приподнятой зоны, где глубины подошвы юры составляют от 6 до 8 км. Простираение этих структур субмеридиональное и они прослеживаются от окраины континента до шельфа.

На юге Нижнекуринская впадина испытывает торцевое сочленение с Рештским прогибом, где подошва юры находится на глубинах 14-16 км. По горизонтам подошвы олигоцена, мела и юры все упомянутые структурные элементы смещены в плане относительно друг друга, что свидетельствует о несовпадении разновозрастных структурных планов.

Восточным обрамлением Нижнекуринской впадины является веерообразная Западно-Каспийская зона линейных дислокаций юго-восточного простираения и протяженностью до 125 км. В пределах антиклинали Нефтечала-Кюрдаши, входящей в состав данной зоны, подошва отложений юрского возраста испытывает погружение на юг от отметок –8 км до –20 км.

Западно-Каспийская зона дислокаций по подошве юры имеет кулисное сочленение с Сефидрудским поднятием, ориентированным к северу. Это отличает её структурный план от подошвы олигоцена и мела, где сочленение этих двух поднятий скорее торцевое. Глубины подошвы юры на Сефидрудском поднятии составляют от 6 до 14 км.

К востоку от этого поднятия моноклиналиное погружение подошвы системы от 6 км на континенте до 14 км в котловине осложнено слабо выраженными поднятиями небольшой амплитуды. Наиболее протяженным из них является Фарахабад-Некское поднятие с глубинами подошвы юры порядка 6-10 км. На крайнем востоке моноклинали находится субширотный Горганский прогиб, где рассматриваемая подошва залегает на отметке –8 км.

К северо-западу от указанного прогиба в структуре юрской системы намечается развитие двух крупных поднятий: Юго-Восточной зоны дислокаций протяженностью 125 км и Горганского выступа протяженностью до 100 км. Подошва юры залегает в пределах этих поднятий на глубине от 10 до более 14 км. Три приподнятых структурных элемента – Сефидрудское и Горганское поднятия совместно с Юго-Восточной зоной дислокаций образуют структурную седловину, отделяющую в котловине наиболее погруженную, до –18 км, часть Предэльбурсского прогиба от структурных элементов центральной области Южно-Каспийского бассейна. Все эти поднятия и Предэльбурсский прогиб принадлежат, вероятно, массиву «Южному», как это отмечалось и для структуры мел-эоценовой системы (см. раздел 3.3.1).

Восточный борт бассейна, подобно западному борту, характеризуется моноклиналильным погружением подошвы юры от 6-8 км на континенте до 14-16 км в котловине. Это погружение осложнено поперечными и продольными поднятиями, с отметкой этой подошвы от менее –6 до порядка –8 км. Поднятия, в свою очередь, вероятно, связаны с системами надвигов. Поднятие Година отражено обширной областью отсутствия образований юрского возраста с прислонением слоев к его склонам. С востока это поднятие обрамлено наиболее погруженным, до более 16 км, элементом Западно-Туркменской впадины, а с запада субмеридиональной Центрально-Южно-Каспийской зоной прогибов. Эта зона разделена Центрально-

Южно-Каспийскими дислокациями на восточную и западную впадины. Подошва юрского комплекса залегает в восточной впадине на ориентировочной глубине до 26 км, а в западной – свыше 24 км. В пределах упомянутых дислокаций намечается воздымание юры до менее 14-16 км. Особенностью строения системы к западу от поднятия Година является её предполагаемый вулканогенный состав.

Если это действительно так, то вулканические процессы в юрскую эпоху происходили на значительном пространстве от Талышско-Вандамского гравитационного максимума до поднятия Година включительно.

На севере субмеридиональное сочетание впадин и поднятий имеет торцевое сочленение с субширотной Абшероно-Балханской зоной дислокаций, где подошва юрской системы имеет погружение к югу от отметок –10 до –16 км на расстоянии порядка 10-12 км.

В целом, подобно структуре всех вышележащих систем, центральная глубоководная область Южно-Каспийского бассейна обрамлена кольцевым ступенчатым погружением подошвы юры от отметок –6 до –26 км.

### **3.4.2. Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации**

Палеогеографическая обстановка юрского времени была существенно разной в пределах Альпийского пояса и Скифско-Туранской платформы совместно с югом Прикаспийской синеклизы. Она определялась соотношением между четырьмя крупными районами денудации, глубоководными трогами Тетиса, протяженными поясами и обширными областями континентальной, паралической и мелководно-морской седиментации. Упомянутые пояса и области характеризовались также в отдельных структурных элементах изменением палеогеографической обстановки во времени (рис. 21).

Районы денудации предполагаются на юго-западе Каспийского региона в тылу орогенов Решта и Эльбурса, а также в центральной части котловины Южного Каспия. Во втором случае, истинная обстановка, скрытая под мощным осадочным чехлом, остается дискуссионной. Не исключено, что денудация имела место в сочетании с вулканической активностью. Последняя в этом случае охватывала обширное пространство от Талыш-Вандамского гравитационного максимума (скв. Саатлы) до поднятия Година включительно. Еще два установленных района денудации находились в пределах Карабогазского свода с далеким продолжением к востоку и западу, а также складчато-надвигового сооружения Мангышлака.

Пояса глубоководной седиментации, представленные карбонатно-терригенной флишевой и карбонатно-кремнистой формациями, образуют две ветви – северную и южную. Северная ветвь прослеживается от южного склона Большого Кавказа к зоне Абшероно-Балханских дислокаций. Предполагается, что на востоке упомянутой зоны она замещается обширной областью мелководно-морской седиментации, отраженной терригенно-карбонатной формацией в основании разреза чехла Западно-Туркменской впадины (скв. Кзыл-Тепе, Келькор).



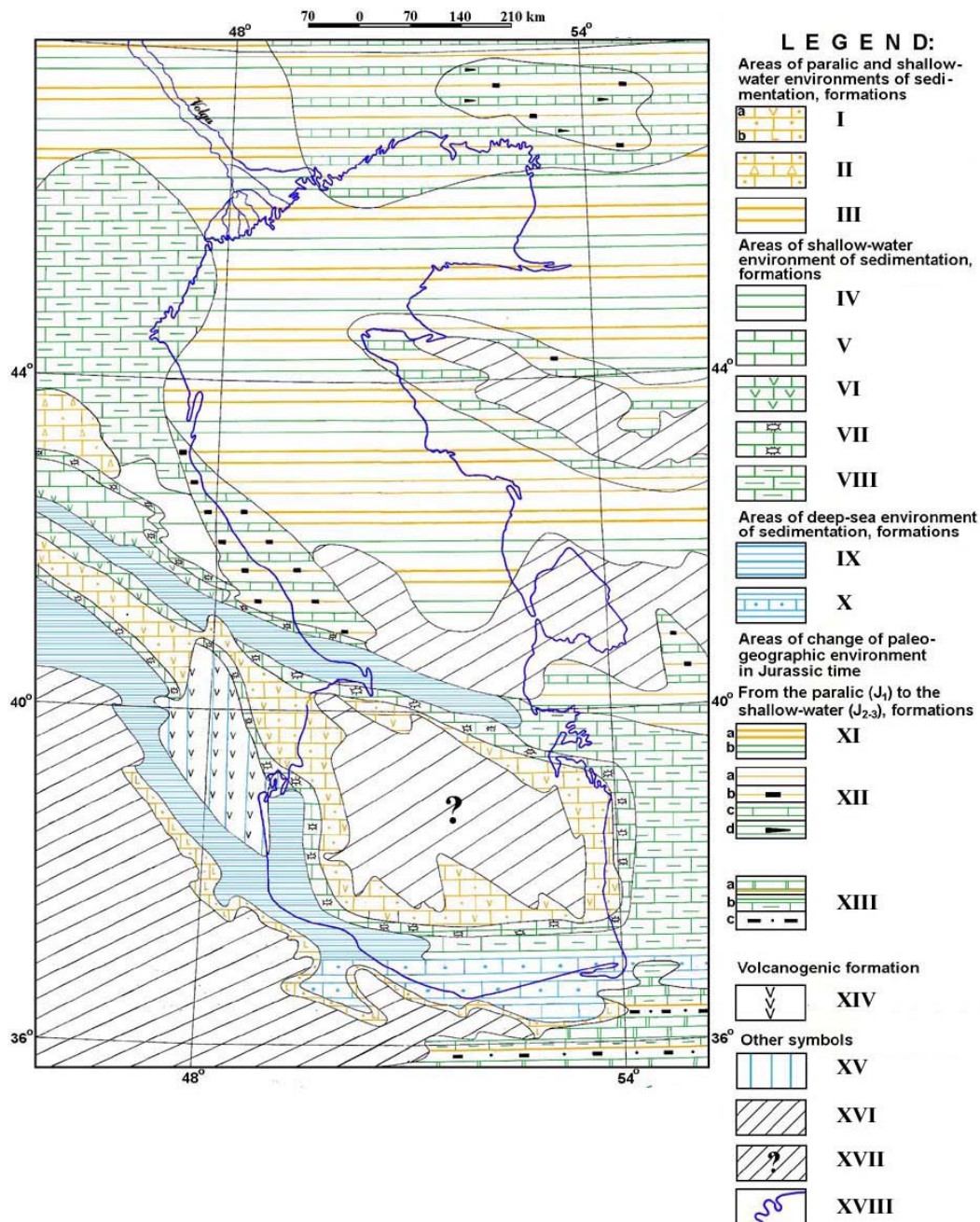


Рис.21. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ В ЮРЕ.

**Условные обозначения:**

**Области паралической и мелководной среды осадконакопления, формации:** I – туффогенно-терригенно-карбонатные с андезитами (a) и базальтами (b); II – терригенно-карбонатно-эвапоритовые; III – терригенные

**Области мелководной среды осадконакопления, формации:** IV – терригенные, средняя – поздняя юра; V – карбонатный, поздняя юра; VI – то же. с вулканитами; VII – рифовый; VIII – терригенно-карбонатные;

**Области глубоководной среды осадконакопления, формации:** IX – карбонатно-терригенные, флиш; X – карбонатно-кремнистые;

**Области изменения палеогеографических сред в юре. От паралических ( $J_4$ ) до мелководных ( $J_{2-3}$ ) формаций:** XI – терригенные: a) паралические; b) мелководные; XII – карбонатные с доломитовой субформацией; b) карбонатно-терригенные; c) терригенно-угольные толщи (Шемшак);

**Вулканогенные образования:** XIV – андезит-риолит-дацит;

**Другие обозначения:** XV – область вулканических дуг и междуговых прогибов; XVI – область преобладающей денудации; XVII – то же самое, предполагаемое; XVIII – береговая линия Каспийского моря.

Южная ветвь протягивается от Малого Кавказа до Горганской впадины и, по-видимому, далее на восток вдоль сооружений Альпийского пояса. Она характеризуется замещением вблизи Эльбурса карбонатно-терригенной флишевой формации на карбонатно-кремнистую. Одновременно, на востоке Эльбурса и в Горганской впадине устанавливается изменение палеогеографической обстановки во времени. В ранне-среднеюрскую эпоху здесь имели место континентальная и мелководно-морская обстановки отраженные разрезом серии Шамшак. Эта серия представлена чередованием терригенной, терригенно-угленосной и карбонатной формаций. Позднеюрская эпоха отличалась глубоководной обстановкой с накоплением отложений карбонатной и карбонатно-кремнистой формаций. Структурные элементы вдоль обрамления Южного Каспия представляли собой в юрское и, по-видимому, в раннемеловое время шельф и континентальный склон глубоководного бассейна, входившего в состав океана Тетис.

Особое значение в плане нефтегазоносности имеет палеогеографическая обстановка зоны перехода от районов денудации к глубоководным трогам. В поперечном сечении этой зоны континентальная и паралическая седиментация повсеместно сменялась мелководно-морской. В итоге, пояса развития туфогенно-терригенно-карбонатной формации с андезитами и базальтами замещаются узкими (до 25 км) поясами карбонатной формации с вулканитами и рифовыми массивами. Образования рифовой формации установлены по всему периметру обрамления глубоководных трогов в пределах Большого и малого Кавказа и, соответственно, предполагаются в пределах современной глубоководной котловины.

К северу от Большого Кавказа и Абшероно-Балханской зоны дислокаций также отмечается изменение палеогеографической обстановки от континентальной и паралической в ранне-среднеюрскую до мелководно-морской в позднеюрскую эпоху. Аналогичные изменения происходили и на обширных пространствах Туранской плиты совместно с областью Среднего и Северного Каспия. Особенно значительные изменения формаций намечается с северо-запада на юго-восток вдоль Большого Кавказа и Абшероно-Балханской зоны: от терригенной ранне-среднеюрского возраста до терригенно-карбонатно-эвапоритовой, а затем терригенно-угленосной поздней юры. Карбонатная формация отражает здесь почти повсеместно обстановку мелководно-морского бассейна (Польстер и др., 1972; Сеидов, Хеиров, 1997).

Далее к северу, на Скифской плите, в юрское время господствовала мелководно-морская обстановка с накоплением отложений терригенно-карбонатной формации. Упомянутая выше обширная область изменения палеогеографической обстановки от ранне-среднеюрского к позднеюрскому времени господствовала и на северо-востоке Каспийского региона. Однако, здесь устанавливается замещение карбонатной формации поздней юры на карбонатно-терригенную битуминозную.

Скорости седиментации были наиболее высокими, до более 75-100 м/млн. лет, в пределах сооружения Большого Кавказа (рис. 22). К востоку от этого депозитра развита субмеридиональная область низкой скорости со значениями менее 10 м/млн. лет, обрамляющая район денудации в Среднем Каспии. К западу (Скифская плита) и востоку (Туранская плита) скорость возрастает до более 10-25 м/млн. лет. Эти значения, что важно, присущи районам с известными зонами нефтегазонакопления и область последующей денудации отложений юрского возраста и скорость седиментации остается невыясненной.

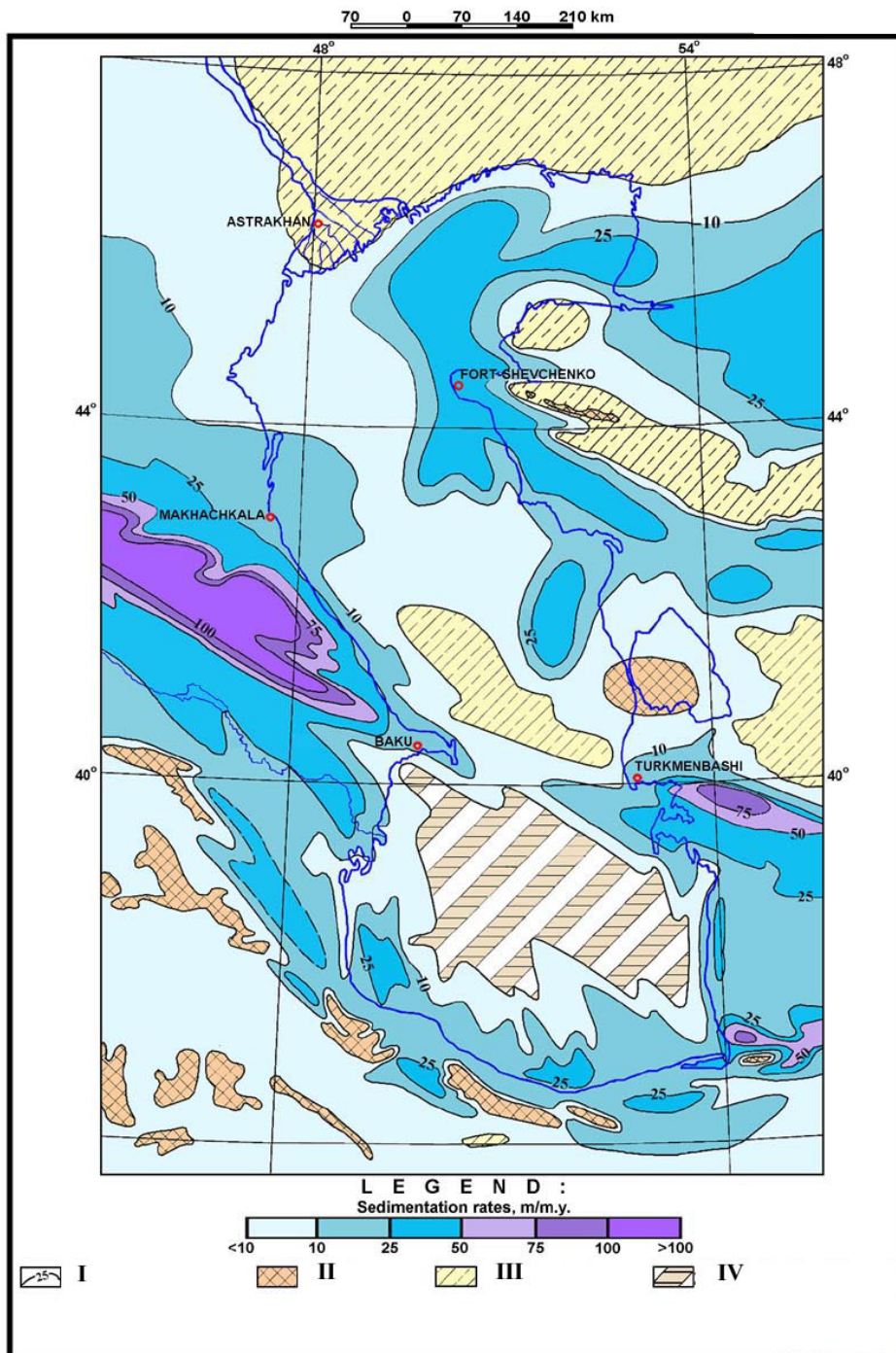


Рис. 22. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА СКОРОСТЕЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ЮРЕ.

**Условные обозначения:** I – Изолинии скоростей осадконакопления, м / млн. лет; II – Области отсутствия осадконакопления; III - Области маломощных отложений и их последующей денудации; IV – Отсутствие осадконакопления или чрезвычайно низкая скорость (< 10 м / млн. лет) в Южно-Каспийском глубоководном бассейне.

### 3.4.3 Термический режим и катагенез органического вещества

Термический режим характеризуется индивидуальным распределением и значениями температур в каждом из нефтегазоносных бассейнов региона (рис. 23).

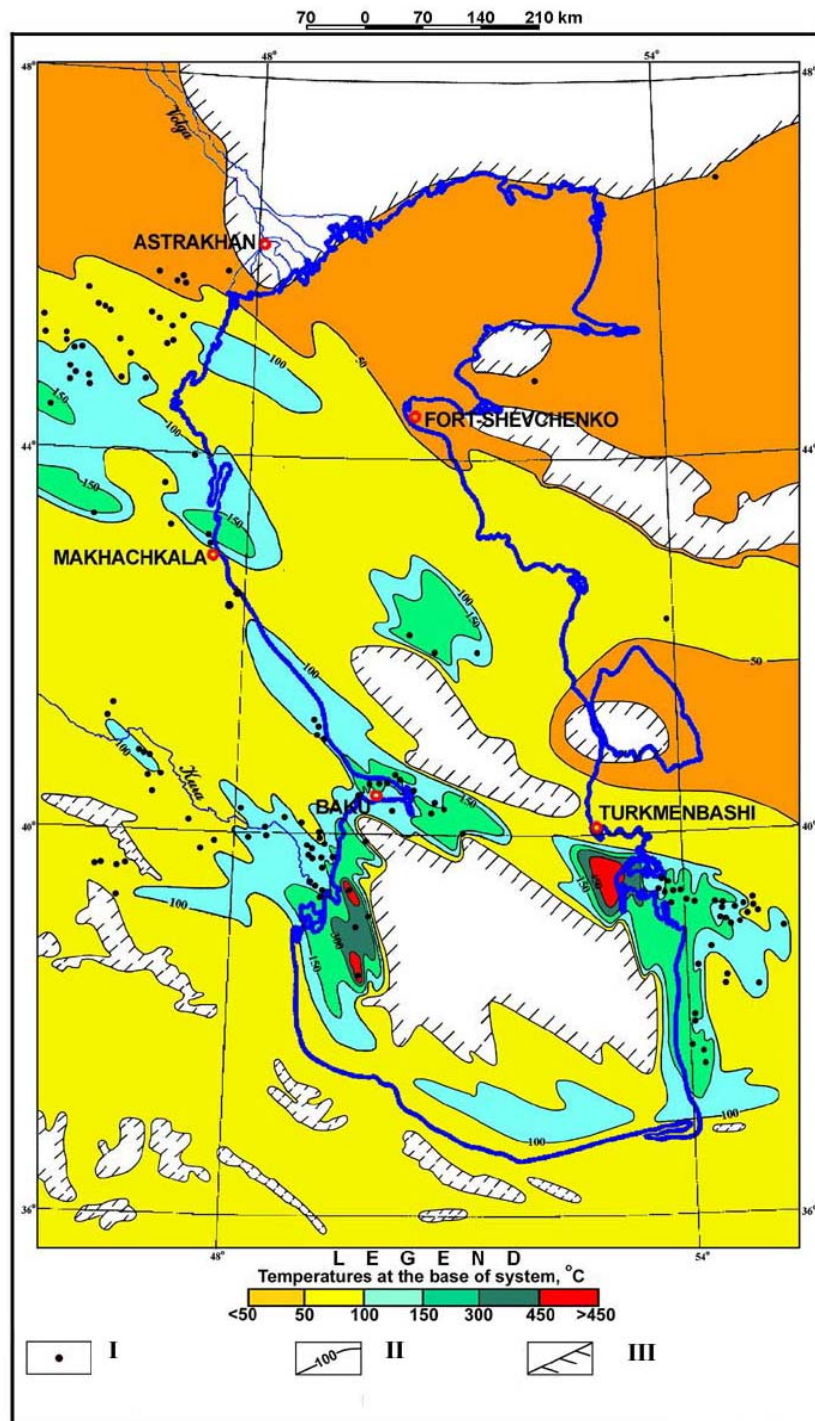
Южно-Каспийский бассейн отличается как бы кольцевым распределением аномалий термического режима на обрамлении предполагаемой области денудации в центральной части котловины. Простираение аномалий от субмеридионального до субширотного. Температуры в подошве системы от  $300^{\circ}\text{C}$  и в отдельных, небольших по площади, блоках до  $450^{\circ}\text{C}$ . Наличие последних намечается в подножии западного и северо-восточного континентальных склонов. Подобный термический режим обнаруживает, что процессы нефтегазообразования в отложениях данной системы сочетались, по-видимому, с деструкцией углеводородов.

Среднекаспийский бассейн характеризуется фоновым значением температур в подошве системы от 50 до  $100^{\circ}\text{C}$ . Отдельные аномалии со значениями от 100-150 до более  $300^{\circ}\text{C}$  имеют северо-западную ориентировку. Они приурочены к блокам в котловине Среднего Каспия и на крайнем северо-западе Терско-Каспийского прогиба. Запад Северо-Устюртского и юг Северо-Каспийского бассейнов имеют фоновое значение температуры менее  $50^{\circ}\text{C}$  и аномалии повышенного термического режима здесь не устанавливаются. Термический режим с температурами до  $140-180^{\circ}\text{C}$  возник в отложениях юрской системы в пределах Среднекаспийского бассейна к концу олигоцена, что свидетельствует о длительном и высоком уровне катагенетического преобразования органического вещества (Яндарбиев, 1999).

Некоторая детализация уровней катагенеза в разных частях нефтегазоносных бассейнов Каспийского региона может быть намечена по ограниченными данным об органическом веществе и температурах в отложениях юрской системы. Для Южно-Каспийского бассейна косвенным указанием на вероятность генерации углеводородов являются сведения об органическом веществе в сланцах и глинах формации Шемшак (ранняя – средняя юра), участвующей в строении орогена Эльбурса. Концентрация органического вещества гумусово-сапропелевого типа является высокой, поскольку изменяется от 0.2 до 15.6% и составляет в среднем 2.51%. Отношение остаточного углерода после пиролиза при  $T = 900^{\circ}\text{C}$  к органическому веществу порядка 0.42, что обнаруживает его низкий уровень катагенеза. В пределах Южного Каспия породы юрского возраста испытывают, вероятно, замещение осадочных отложений на вулканогенные в направлении с юга на север (см. разделы 3.4.1 и 3.4.2). Эта особенность ограничивает прогноз развития зон генерации углеводородов только структурными элементами на юге и юго-западе (Предэльбурский, Восточно-Талышский и Горганский прогибы, Сефидрудское и Фарахабад-Некское поднятия). Здесь подошва системы залегает на глубинах до 6.0-8.0 км с температурами порядка  $300^{\circ}\text{C}$ , и её отложения находятся в обстановке главных зон нефте- и газообразования.

В Среднекаспийском бассейне одновозрастные отложения отличаются концентрацией сапропелево-гумусового органического вещества от 0.33 до 1.0%. По коэффициенту битуминизации порядка 5-6 для них устанавливаются признаки генерации углеводородов на всей площади их распространения в данном бассейне (Польстер и др., 1972; Яндарбиев, 2000).





**Рис. 23. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ТЕРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.**

**Условные обозначения:** I – Места замеров теплового потока и подсчета температуры; II – Изолинии температуры, установленной и предполагаемой; III - Области отсутствия юрских отложений.

В распределении уровней катагенеза по площади данного бассейна может быть намечена определенная зональность. Для наиболее приподнятых структурных элементов (центральная часть вала Карпинского, обрамление Карабогазского свода) с температурами в подошве системы менее  $80^{\circ}\text{C}$  устанавливается низкий уровень катагенеза органического вещества. Температуры  $80-140^{\circ}\text{C}$  присущи подошве системы на южном склоне вала Карпинского, в Манычском прогибе и вдоль Прикумского вала, в Предмангышлакском прогибе и, вероятно, его продолжении в Среднем Каспии. Для этих структурных элементов предполагается залегание отложений юрской системы в главной зоне нефтеобразования. Это заключение подтверждается моделированием изменений термического режима на Ялама-Самурском поднятии, где температуры в отложениях системы  $85^{\circ}\text{C}$ . Пики генерации углеводородов на основе моделирования устанавливаются в позднеюрское или в зависимости от палеотеплового потока в миоценовое время (Б.В.Ибрагимов).

На крайнем северо-западе Терско-Каспийского прогиба и котловине Среднего Каспия температуры в подошве системы могут быть от  $150$  до  $300^{\circ}\text{C}$  и здесь может иметь развитие двух обстановок – главной зоны газообразования и зоны апокатагенеза с генерацией сухого газа. На юго-западе бассейна, в области развития эвапоритовой формации, состав газов в залежах может быть обогащен углекислотой и сероводородом.

На западе Северо-Устьюртского и юге Северо-Каспийского бассейнов значения температур в подошве системы порядка  $50^{\circ}\text{C}$  и могут достигнуть  $80-90^{\circ}$  только в межкупольных мульдах. Именно в этих мульдах и предполагается развитие локальных ареалов главной зоны нефтеобразования.

#### **3.4.4 Распределение плотностей начальных потенциальных ресурсов**

Зоны нефтегазонакопления с залежами в отложениях юрской системы известны в каждом из трех нефтегазоносных бассейнов: Среднекаспийском, Северо-Устьюртском (имея ввиду его западное окончание) и Северо-Каспийском (южная часть).

Среднекаспийский бассейн выделяется наличием таких зон как на западе (территория России), так и на востоке (территория Казахстана). Первые два месторождения, Хвалыньское и им. Ю. Корчагина, обнаружены в центре этого бассейна на шельфе Каспийского моря. На Хвалыньском месторождении залежи нефти и газа обнаружены как в отложениях юрской, так и мел-эоценовой и олигоцен-миоценовой систем. Интервал глубин залежей от  $500$  до  $4200$  м. Свободный дебит газа с конденсатом из песчаников средней юры достигал более  $1.5$  млн.  $\text{м}^3/\text{сутки}$  (месторождение им. Ю. Корчагина).

Для данной системы Средне-Каспийский бассейн характеризуют три эталонных участка: южного склона вала Карпинского, Прикумского и Южного Мангышлака (рис. 24). Плотность разведанных запасов на первых двух участках составляет соответственно  $5.0$  и  $8.8$  тыс. т.н.э./ $\text{км}^2$ , а начальных потенциальных ресурсов  $15$  и  $26$  тыс. т.н.э./ $\text{км}^2$ . На участке Южного Мангышлака плотность разведанных запасов с учетом гигантских месторождений Жетыбай и Узень достигает

крайне большого значения 174.4 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>, эквивалентного плотности разведанных запасов в пределах «Золотого пояса Каспия». Открытие новых гигантских месторождений на этом участке представляется маловероятным и данные по Жетыбаю и Узенью были исключены из расчетов. Это логическое допущение снизило плотность разведанных запасов для участка в целом до 29.5 и начальных потенциальных ресурсов до порядка 88.15 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. Для подсчета потенциальных ресурсов углеводородов в Среднекаспийском бассейне здесь было принято значение плотности в 100 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>.

**Плотность потенциальных ресурсов углеводородов (тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>)  
на эталонных участках для юрской системы**

**Таблица 8**

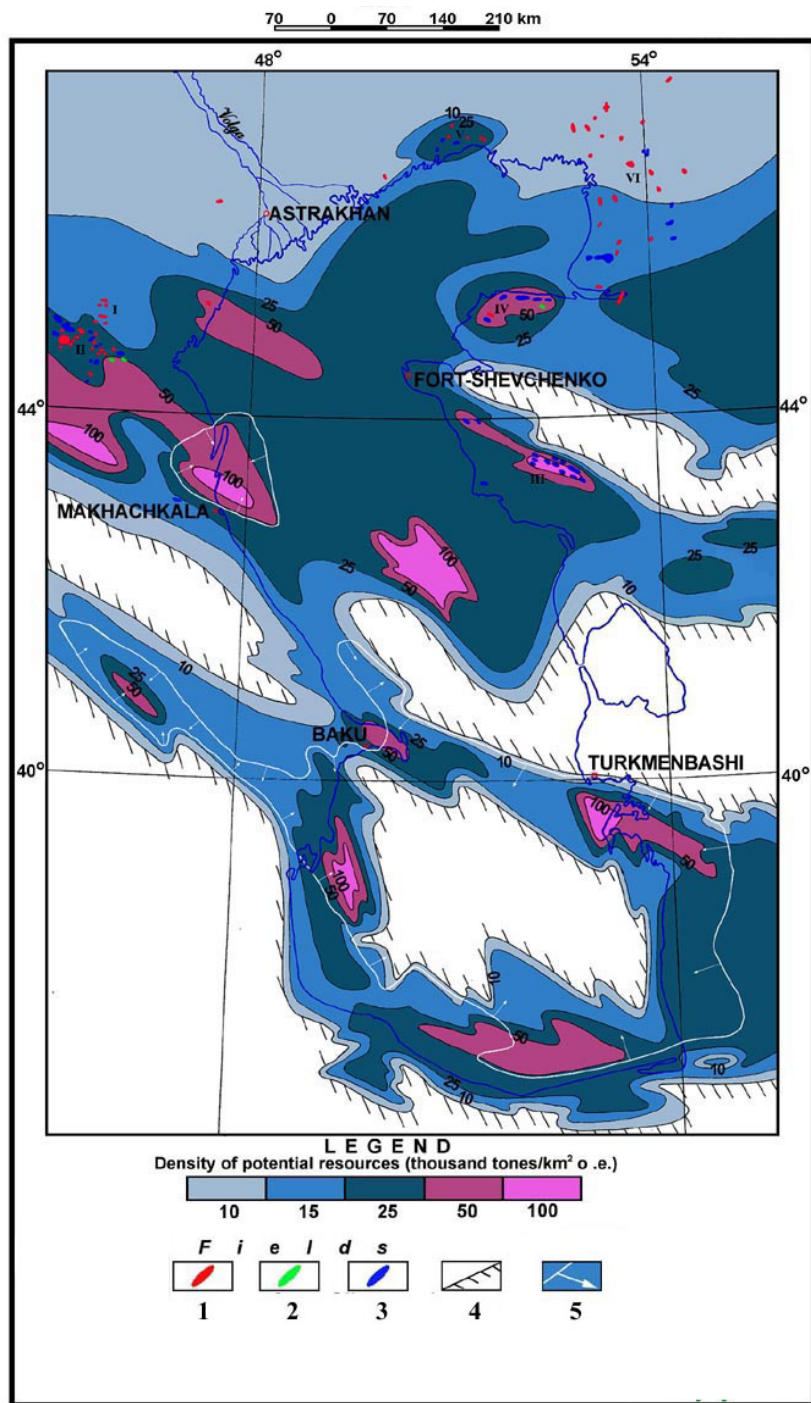
Эталонный участок		Разведанные извлекаемые запасы			Площадь участка, км <sup>2</sup>	Значения плотностей, тыс. т.н.э./км <sup>2</sup>		
Номер на карте	Название	Нефть, тыс. тонн	Газ, млн. м <sup>3</sup>	Суммарные, тыс. т.н.э.		Разведанных запасов	Потенциальных ресурсов	Приняты при подсчете
I	Южный склон вала Карпинского	1628	2373	4001	800	5.0	15	10
II	Прикумский	19127	17771	36898	4200	8.8	26.4	25
III	Южного Мангышлака	458683	116884	575567	3300	174.4	523.2	100
	без м-ния Узень	140621	96323	236947	3300	71.8	215.4	
	без м-ний Узень и Жетыбай	35527	61764	97291	3300	29.5	88.5	
IV	Бузачинский	200091	4073	204164	1300	157.0	471	50
	без м-ния Каламкас	36730	4073	40803	1300	31.3	93.9	
V	Северо-Прикаспийский	16407	764	17174	1600	10.7	32.1	25
VI	Западно-Эмбинский	63112	36291	99403	28000	3.5	19.5	5 и 10

Для Северо-Устюртского бассейна залежи в отложениях средней юры известны для района поднятия Бузачи. Они находятся в интервале глубин 345-1070 м (нефтегазовые месторождения Арман, Каламкас, Каратурун, Каражанбас). Плотность разведанных запасов на этом эталонном участке достигает 157 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. Однако, при исключении данных по крупному месторождению Каламкас это значение существенно ниже – 31.3 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. С учетом этого понижения плотности потенциальных ресурсов принято равным 50 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>.

Юг Северо-Каспийского бассейна представляют два эталонных участка: Северо-Прикаспийский и Западно-Эмбинский с низкой плотностью разведанных запасов в 10.7 и 3.5 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>, что эквивалентно 32.1 и 10.5 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> потенциальных ресурсов.

Для построения соответствующей карты и подсчета потенциальных ресурсов была принята следующая дифференциация плотностей: 100, 50, 25, 10 и 5 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> (табл. 7).





**Рис. 24. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮРЕ.**

**Условные обозначения:** 1 – нефть; 2 – газ; 3 – нефть-газ и газ-конденсат; 4 – области, не перспективные для поиска углеводородов; 5 – контур области с кровлей залегания отложений на глубине свыше 7 км;

**Номер стандартной области для определения потенциальных ресурсов:** I – южный склон свода Карпинского; II – При-Кума; III – Южный Мангышлак; IV – Бузачи; V – Северный Прикаспий; VI – Западная Эмба.

Распределение потенциальных ресурсов по площади каждого из трех нефтегазоносных бассейнов является сугубо индивидуальным. Оно основано на прямом соотношении между параметрами скорости седиментации, термического режима и наличии коллекторских горизонтов по данным палеогеографической обстановки седиментации, плотности потенциальных ресурсов на указанных выше эталонных участках. При этом, выявилась прямая корреляция между геолого-геофизическими параметрами и плотностью ресурсов на эталонных участках.

При изменении этих параметров по площади в плотность потенциальных ресурсов вносились соответствующие понижающие коэффициенты (рис. 24).

Юг Северо-Каспийского бассейна отличается преобладающей плотностью в 5 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. Плотность возрастает до 10 и 25 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> в пределах Северо-Прикаспийского эталонного участка и северного шельфа Каспия. Эти же значения характерны для запада Северо-Устюртского бассейна за исключением Бузачинского эталонного участка, где плотность ресурсов, как отмечено выше, 50 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>.

Среднекаспийский бассейн отличается плотностью ресурсов на большей части площади, включая шельф Каспийского моря, в 25 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. Плотность возрастает до 50 – 100 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> в пределах эталонного участка Южного Мангышлака, а также идентичных ему по геологическим параметрам блоков вдоль морского продолжения южного склона вала Карпинского, в Терско-Каспийском прогибе, котловине Среднего Каспия. В пределах Восточно-Дагестанского соединительного звена между Среднекаспийским и Южно-Каспийским бассейнами плотность ресурсов порядка 5-10 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>.

Суммарные потенциальные ресурсы на площади 652.5 тыс. км<sup>2</sup> составляют 10.76 млрд. т.н.э. (табл. 9). Лидирующее место по концентрации ресурсов в юрском комплексе занимает сектор Казахстана (в условных границах), где они достигают 5.44 млрд. т.н.э. На долю сектора России приходится 3.53 млрд. т. В условных секторах Азербайджана и Туркменистана ресурсы составляют соответственно 0.41 и 0.45 млрд. т в нефтяном эквиваленте. Соотношение ресурсов между морскими и континентальными районами всех бассейнов составляет 4.10 и 6.16 млрд. т в пользу континента. В секторе России аналогичное соотношение 1.46 и 2.07, а Казахстана 2.57 и 2.87 млрд. т в нефтяном эквиваленте. Для секторов Азербайджана и Туркменистана это соотношение не имеет принципиального значения.

Направленность геодинамической эволюции Каспийского региона в юрскую эпоху получила отражение и в распределении потенциальных ресурсов между нефтегазоносными бассейнами. Среднекаспийский бассейн, на долю которого приходится порядка 55% всех ресурсов, характеризуется наиболее благоприятной обстановкой нефтегазообразования и нефтегазонакопления (табл. 10) На западе Северо-Устюртского бассейна содержится 1.70 млрд. т и юге Северо-Каспийского бассейна 1.59 млрд. т.н. начальных потенциальных ресурсов.

**Распределение потенциальных ресурсов углеводородов в юрском комплексе  
(до глубины залегания кровли 7 км)**

**Таблица 9**

Государственные сектора	Плотность ресурсов, тыс. т.н.э./км <sup>2</sup>					Итого
	100	50	25	10	5	
России	<u>0.19</u> <sup>x</sup> 1.9	<u>0.99</u> 19.7	<u>1.62</u> 65.1	<u>0.31</u> 30.4	<u>0.42</u> 84.8	<u>3.53</u> 201.9
Казахстана	<u>0.53</u> 5.3	<u>0.42</u> 8.4	<u>3.12</u> 125.0	<u>0.82</u> 82.2	<u>0.55</u> 110.6	<u>5.44</u> 331.5
Азербайджана	—	<u>0.04</u> 0.8	<u>0.11</u> 4.3	<u>0.18</u> 17.1	<u>0.08</u> 15.9	<u>0.41</u> 38.1
Туркменистана	—	—	<u>0.34</u> 3.5	<u>0.08</u> 17.9	<u>0.03</u> 5.0	<u>0.45</u> 26.4
Ирана	—	<u>0.13</u> 2.5	<u>0.56</u> 22.5	<u>0.17</u> 17.3	<u>0.04</u> 8.0	<u>0.90</u> 50.3
Грузии	—	—	—	<u>0.02</u> 2.5	<u>0.01</u> 1.8	<u>0.03</u> 4.3
ВСЕГО	<u>0.72</u> 7.2	<u>1.58</u> 31.4	<u>5.75</u> 220.4	<u>1.58</u> 167.4	<u>1.13</u> 226.1	<u>10.76</u> 652.5

<sup>x</sup> В числителе – ресурсы, млрд. т.н.э., в знаменателе – площадь, тыс. км<sup>2</sup>.

**Распределение потенциальных ресурсов углеводородов в юрской системе  
между нефтегазоносными бассейнами и государственными секторами,  
континентом и морем (до глубины залегания кровли 7 км)**

**Таблица 10**

Государственные сектора	Континент	Море	ИТОГО
<b>Южно-Каспийский бассейн</b>			
Азербайджана	$\frac{0.23^x}{24.1}$	$\frac{0.08}{4.2}$	$\frac{0.31}{28.3}$
Туркменистана	$\frac{0.33}{15.4}$	—	$\frac{0.33}{15.4}$
Ирана	$\frac{0.52}{34.1}$	$\frac{0.38}{16.2}$	$\frac{0.90}{50.3}$
Грузия	$\frac{0.03}{4.3}$	—	$\frac{0.03}{4.3}$
Итого по бассейну	$\frac{1.11}{77.9}$	$\frac{0.46}{20.4}$	$\frac{1.57}{98.3}$
<b>Среднекаспийский бассейн</b>			
Азербайджана	$\frac{0.03}{3.2}$	$\frac{0.07}{6.6}$	$\frac{0.10}{9.8}$
Туркменистана	$\frac{0.08}{6.9}$	$\frac{0.04}{4.1}$	$\frac{0.12}{11.0}$
Казахстана	$\frac{0.88}{43.7}$	$\frac{1.76}{57.3}$	$\frac{2.64}{101.0}$
России	$\frac{1.79}{89.6}$	$\frac{1.25}{43.2}$	$\frac{3.04}{132.8}$
Итого по бассейну	$\frac{2.78}{143.4}$	$\frac{3.12}{111.2}$	$\frac{5.90}{254.6}$
<b>Северо-Устюртский бассейн</b>			
России	—	$\frac{0.12}{5.0}$	$\frac{0.12}{5.0}$
Казахстана	$\frac{1.28}{71.1}$	$\frac{0.30}{14.5}$	$\frac{1.58}{85.6}$
Итого по бассейну	$\frac{1.28}{71.1}$	$\frac{0.42}{19.5}$	$\frac{1.70}{90.6}$
<b>Северо-Каспийский бассейн</b>			
России	$\frac{0.28}{56.9}$	$\frac{0.09}{7.2}$	$\frac{0.37}{64.1}$
Казахстана	$\frac{0.71}{113.1}$	$\frac{0.51}{31.8}$	$\frac{1.22}{144.9}$
Итого по бассейну	$\frac{0.99}{170.0}$	$\frac{0.60}{39.0}$	$\frac{1.59}{209.0}$
<b>Итого по государственным секторам</b>			
Азербайджана	$\frac{0.26}{27.3}$	$\frac{0.15}{10.8}$	$\frac{0.41}{38.1}$
Туркменистана	$\frac{0.41}{22.3}$	$\frac{0.04}{4.1}$	$\frac{0.45}{26.4}$
России	$\frac{2.07}{146.5}$	$\frac{1.46}{55.4}$	$\frac{3.53}{201.9}$
Казахстана	$\frac{2.87}{227.9}$	$\frac{2.57}{103.6}$	$\frac{5.44}{331.5}$
Ирана	$\frac{0.52}{34.1}$	$\frac{0.38}{16.2}$	$\frac{0.90}{50.3}$
Грузии	$\frac{0.03}{4.3}$	—	$\frac{0.03}{4.3}$
ВСЕГО	$\frac{6.16}{462.4}$	$\frac{4.60}{190.1}$	$\frac{10.76}{652.5}$

<sup>x</sup> В числителе – ресурсы, млрд. т н.э., в знаменателе – площадь, тыс. км<sup>2</sup>

### **3.5 Верхнепермско-триасовая**

Данная система в Среднекаспийском и Северо-Устюртском бассейнах характеризуется ограниченным распространением между крупными областями денудации в пределах большого Кавказа, центральных районов Скифской плиты, вала Карпинского, юго-западного погребенного продолжения Урала, Мангышлака и Карабогазского свода. Условия её залегания на Туранской плите (Северо-Устюртский и восток Среднекаспийского бассейна) осложнены системами разрывных нарушений, которые разделяют блоки с повышенной и пониженной (иногда до полного отсутствия) мощностью. На юге Северо-Каспийского бассейна увеличенная мощность системы отвечает преимущественно межкупольным мульдам.

#### **3.5.1 Структура**

Строение системы в Среднекаспийском бассейне определяется возрастом мощности от 1.5 – 3.0 км до 4 – 6 км в направлении от Скифской к Туранской плите, где максимальная мощность устанавливается лишь в отдельных блоках. В Среднем Каспии значения мощности порядка 1 – 1.5 км. Северо-Устюртский бассейн характеризуется мощностью порядка 1 – 3 км и только в блоке п-ва Бузачи мощность достигает более 4 км. Юг Северо-Каспийского бассейна характеризуется осредненной мощностью системы в межкупольных мульдах около 2 км (рис. 25).

#### **3.5.2 Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации**

Палеогеографическая обстановка седиментации может быть намечена по опубликованным материалам для районов обрамления Каспийского моря с их экстраполяцией в его пределы (Бененсон, 1975; Волож и др., 1981; Жидовинов, 1998; Липатова и др., 1982, 1985; Лозовский и др., 1976; Назаревич, 1999; Ронов и др., 1989; Ростовцев и др., 1973; Савельева, 1978). Такая экстраполяция является необходимой, поскольку бурение в Среднем и Северном Каспии проведено в ограниченных объемах (Западные Бузачи, шельф Дагестана) и, в самое последнее время, на структурах Хвалынская, Широтная, Кашаган).

Особенности палеогеографической обстановки на большей части Каспийского региона определяются её различием для каждого из крупных временных интервалов на протяжении поздней перми-триаса. Определенным исключением из этой особенности является наличие предполагаемой крупной области денудации на юге региона, которая охватывала сооружения Большого Кавказа, частично Куринскую впадину и почти всю область Южного Каспия. Меньшие по площади области денудации отвечали Карабогазскому своду и валу Карпинского. Сооружения Мангышлака были областью денудации только в позднепермское время, а затем в триасе находились ниже уровня моря. Дифференцированные тектонические движения имели следствием последующую денудацию верхнепермско-триасовых отложений в отдельных блоках на Туранской плите (рис. 26).

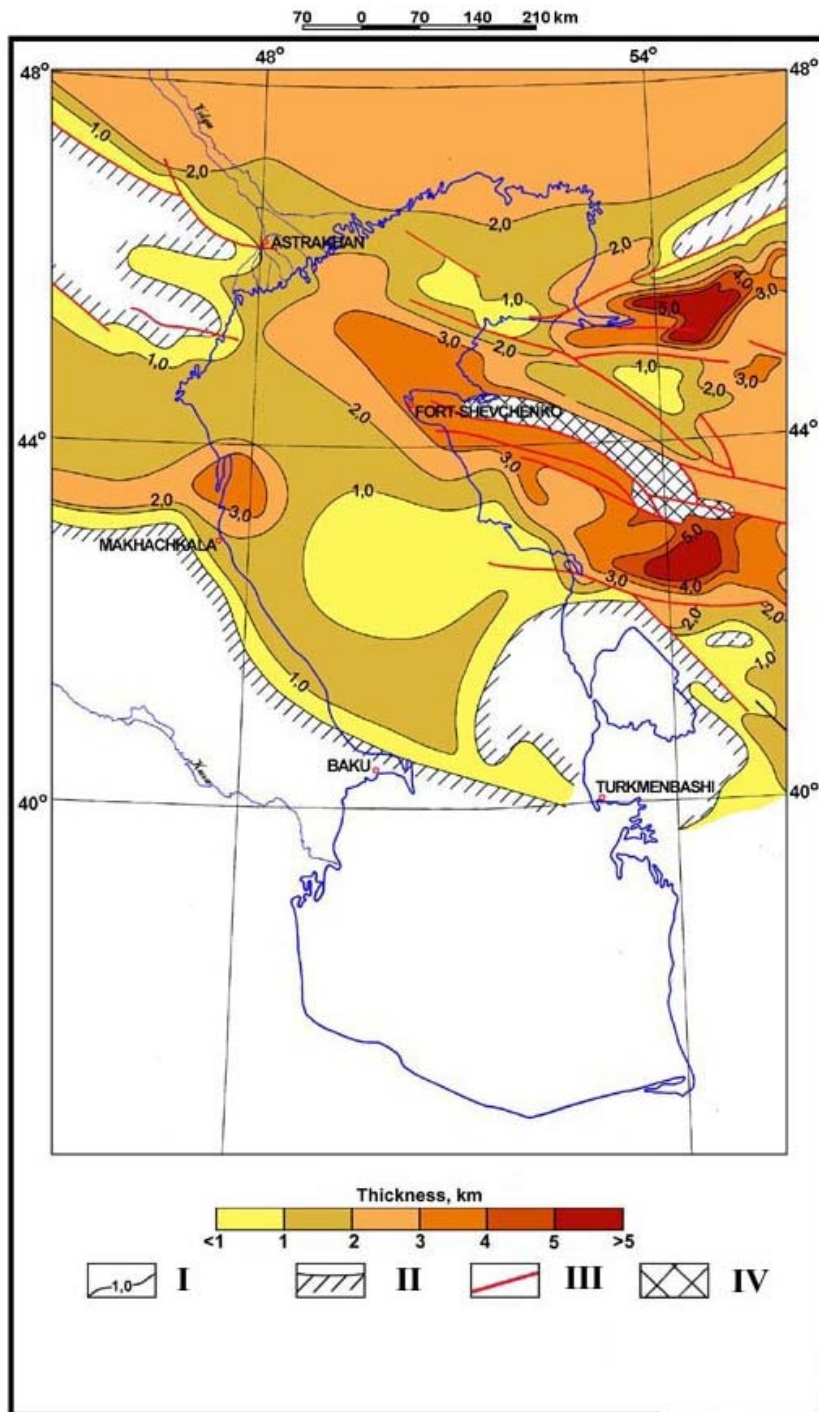


Рис. 25. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА СТРУКТУРЫ ВЕРХНЕПЕРМСКИХ – ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.

**Условные обозначения:** I – Изопахиты, км; II – Области отсутствия верхнепермских – триасовых отложений; III – разломы; IV – Области распространения верхнепермских – триасовых отложений в складчато-надвиговом орогене Мангышлака.



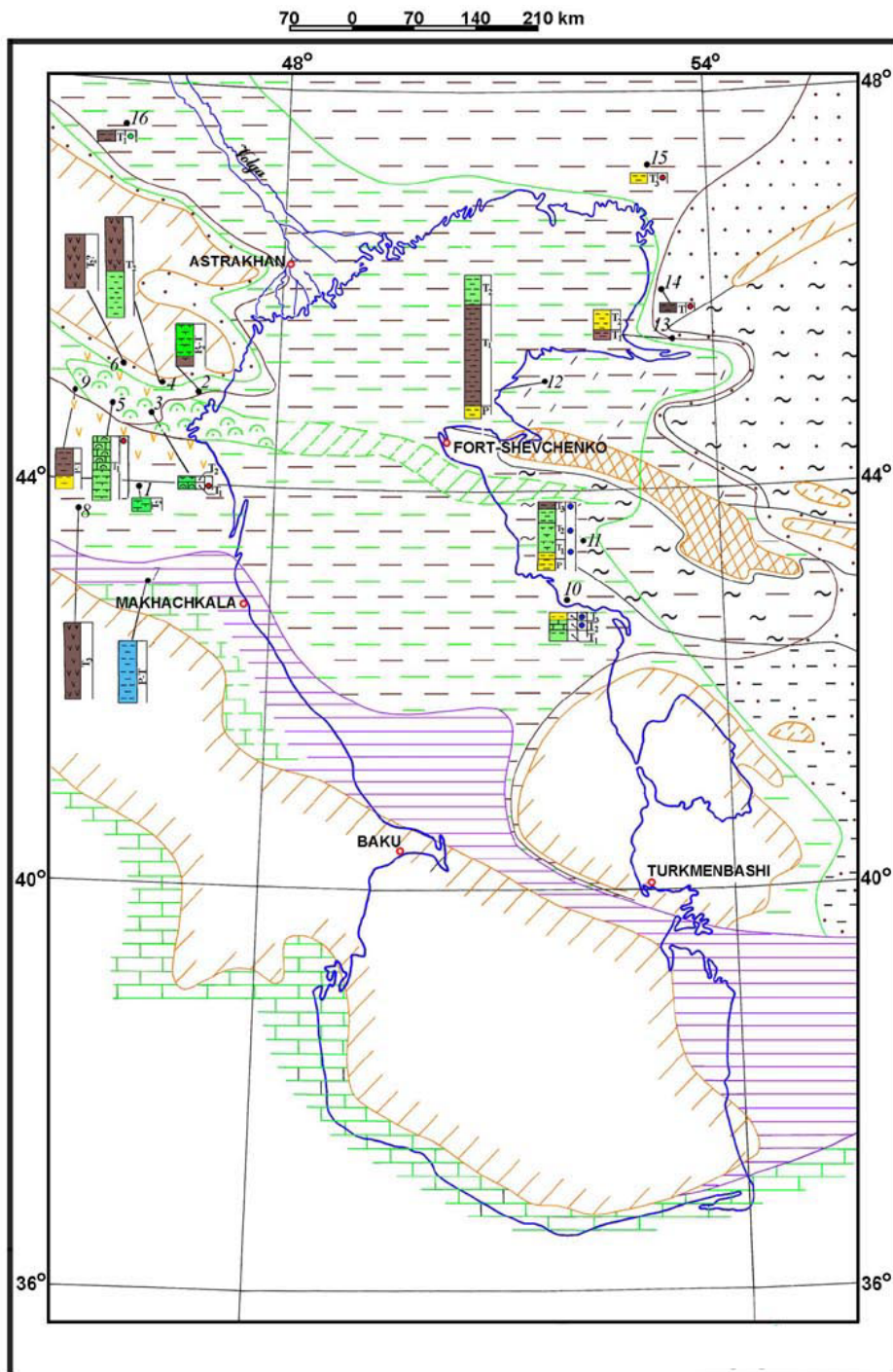


Рис. 26. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ПОЗДНЕПЕРМСКОЕ – ТРИАСОВОЕ ВРЕМЯ.

L E G E N D :

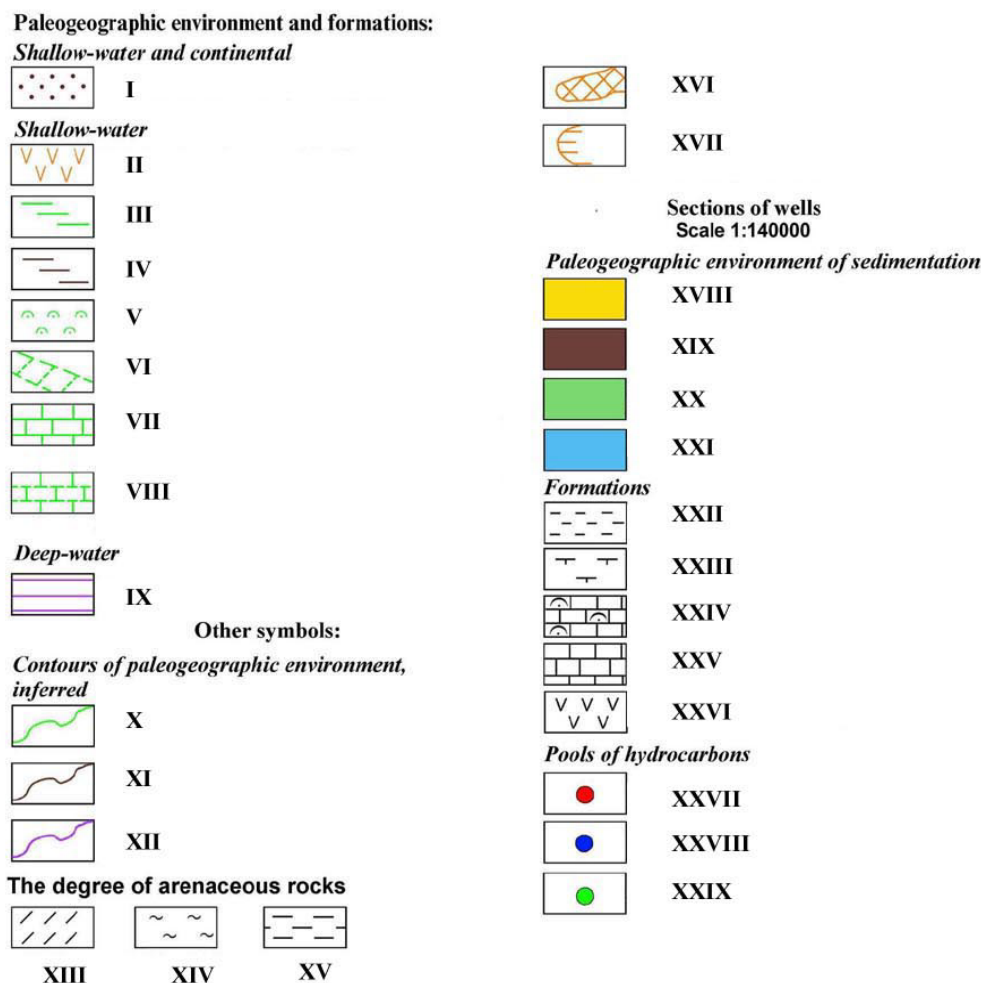


Рис. 26а. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ПОЗДНЕПЕРМСКОЕ – ТРИАСОВОЕ ВРЕМЯ.

**Условные обозначения:**

**Палеогеографическая обстановка и формации:**

**Мелководная и континентальная:** I – разнообразная в основном терригенная;

**Мелководная:** II – кислый вулканизм и туфы; III – терригенно-карбонатный, позднепермский – раннетриасовый возраст; IV – терригенно-карбонатный, средний триас; V – рифовый, ранний триас; VI – рифовый, ранний триас, предположительно; VII – карбонатный и терригенно-карбонатный поздний пермь – средний триас; VIII – карбонатный и терригенно-карбонатный, поздний пермь – средний триас, предположительно.

**Глубоководная:** IX – терригенный;

**Другие обозначения:** X – раннетриасовое мелководное море (в основном Оленекское время); XI – средне-триасовое мелкое море; XII – позднепермский – триасовый океан Тетис;

**Степень песчаности пород:** XIII - < 20 % ; XIV – 20 % – 30 % ; XV – 30 % – 50 % ; XVI – область распространения триасовых осадков в складчато-надвиговом орогене Мангышлака; XV – область современного отсутствия позднепермских – триасовых осадков, установленная и предполагаемая;

Разрезы скважин. Масштаб 1 : 140 000.

**Палеогеографическая обстановка осадконакопления:** XVI – континентальная; XVII – параличская; XVIII – мелководная; XIX – глубоководная;

**Формации:** XX – терригенная; XXI – карбонатно-терригенная; XXII – рифовая; XXIII – карбонатная; XXIV – вулканно-осадочная;

**Месторождения углеводородов:** XXV – нефтяные; XXVI – газовые; XXVII – газоконденсатные;

**Скважины:** 1 – Тереклинская; 2 – Даржинская; 3 – Юбилейная; 4 – Андре-Ата; 5 – Русский Хутор; 6 – Светлоярская; 7 – Бенюйская; 8 – Бурунная; 9 – Зимняя Ставка; 10 – Северо-Ракушечная; 11 – Южный Жетибай; 12 – Бузачинская; 13 – Култук; 14 – Кокарна Восточная; 15 – Бешболек; 16 – Бугринская.

Палеогеографическая обстановка не претерпела изменений только на обрамлении южной области денудации. К югу от этой области (сооружения Малого Кавказа, Решта и Эльбурса) на протяжении поздней перми-триаса в обстановке мелководного бассейна происходило накопление отложений карбонатной формации. Аналогичная обстановка устанавливается и в районе северного склона Большого Кавказа. Однако, здесь она сменяется к северу глубокоководной обстановкой палео-Тетиса, которая прослеживается почти вдоль всего северного фронта Альпийского пояса Евразии (Ронов и др., 1984, 1989). В Предкавказье отложения относительно глубокоководной терригенной формации, отвечающие палео-Тетису, вскрыты скважиной Беной (рис. 1, 26).

К северу от зоны палео-Тетиса палеогеографическая обстановка претерпевала изменения на каждом из интервалов геологической истории – поздней перми, ранне-го, среднего и позднего триаса, что подтверждается разрезами скважин (рис. 1, 26).

Позднепермский-раннетриасовый интервал характеризуется значительными изменениями палеогеографической обстановки во времени и пространстве. На ранней стадии этого интервала (поздняя пермь – начало раннего триаса) на обрамлении областей денудации, т.е. в краевых зонах распространения осадочных отложений, имела место континентальная и паралическая обстановка седиментации. Она получила отражение в формировании красноцветной и пестроцветной терригенных формаций (рис. 26, скв. Даргинская, Зимняя Ставка, Южный Жетыбай, Бузачинская). Разрез этих формаций на юге Предкавказья и обрамления вала Карпинского представлен красноцветными и пестроцветными плотными песчаниками и алевролитами, в низах с конгломератами и гравелитами. В верхах этого разреза залегают горизонты алевролитистых и глинистых известняков, которые, вероятно, относятся к нижнему триасу (Савельева, 1978).

На Устюрте, включая район полуострова Бузачи, разрез представлен красноцветными и сероцветными алевролитами и песчаниками. На западе Горного Мангышлака – это красноцветные и пестроцветные песчаники. Трансгрессия мелководно-морского бассейна распространилась в самом начале раннего триаса (оленекский век). Контур этого бассейна на северо-западе как бы окаймляют вал Карпинского, на северо-востоке находятся к востоку от долины р. Волги и затем следуют к югу вдоль береговой линии Каспийского моря. Далее этот контур пересекает Горный Мангышлак и затем устанавливается к востоку от Карабогазского свода. Отложения этого бассейна представлены терригенно-карбонатной и сопутствующей рифовой формацией раннетриасового возраста.

Для терригенно-карбонатной формации имеет место изменение литологического состава с запада на восток. В Предкавказье её разрез подразделяется на две части. Нижняя представлена темно-серыми пелитоморфными известняками с водорослями и мшанками. Верхняя – серыми и розовато-серыми известняками с телами биогермов (рифовая формация, скв. Русский Хутор, Юбилейная). Распространение рифовой формации, содержащей основные залежи углеводородов в Манычском прогибе (Назаревич, 1999), предполагается и на восток через Средний Каспий к Предмангышлакскому прогибу, т.е. вдоль окраины центральной области морского бассейна (рис. 26). Подобная ситуация развития барьерных рифов имеет место и в других осадочных бассейнах. Возможность обнаружения рифовых ловушек в отложениях раннего – среднего триаса предполагалась в районах Южно-го Мангышлака по сейсмическим данным и ранее (Волож и др., 1981).

На востоке (Устюрт, Южно-Мангышлакский прогиб) в составе терригенно-карбонатной формации раннетриасового возраста, кроме мергелей и известняков, участвуют также песчаники и алевролиты. Применительно к Южному Мангышлаку были выделены четыре типа разреза, отвечающие различным районам морского бассейна (Бененсон, 1975): преимущественно карбонатный с подчиненными горизонтами алевролитов и песчаников; преимущественно терригенный с подчиненными горизонтами карбонатных пород; преобладания песчаников с редкими горизонтами известняков; грубозернистых песчаников с галькой.

С позиций оценки нефтегазоносности важным является степень песчанности данной формации в районах Устюрта и Южного Мангышлака. Она составляет <20, 20-30 и 30-50% (Бененсон, 1975). Газовые залежи в отложениях нижнего триаса выявлены при степени песчанности 20-30% (скв. Южный Жетыбай, рис. 26). Аналогичную ситуацию можно предполагать и для шельфовых районов Каспийского моря в составе Среднекаспийского бассейна.

На северо-востоке региона, к северу от Южно-Эмбинского поднятия, в раннетриасовое время находилась область континентальной седиментации, где происходило накопление пород грубообломочной терригенной формации с признаками косо́й слоистости, отражающей её формирование в условиях речных потоков (Липатова, Волож и др., 1982).

Морской бассейн среднетриасового времени отличается большим распространением к востоку и северо-востоку (рис. 26). Отложения этого бассейна также представлены терригенно-карбонатной формацией, испытывающей изменения литологического состава по площади рассматриваемого региона. В Предкавказье, имея ввиду осевую зону Восточно-Мангышского прогиба, данная формация подразделена на две части (Назаревич, 1999): нижнюю, представленную доломитизированными известняками, и верхнюю, в основном терригенную с редкими прослоями известняков. Нижняя часть выделяется ныне в качестве плавнинской свиты, имеющей определенное значение для оценки нефтегазоносности отложений среднетриасового возраста (Назаревич, 1999). Литофации этой свиты на южной и юго-западной периферии её распространения характеризуются развитием коллекторов значительной ёмкости. Они представлены доломито-известковистыми породами с обилием онколитов, оолитов и раковинных остатков со средними и высокими значениями межгранулярной пористости за счет интенсивного выщелачивания. С этими коллекторами связаны нефтегазовые залежи в Равнинном Дагестане.

На востоке Среднекаспийского бассейна среднетриасовые отложения отсутствуют в ядрах отдельных поднятий (Жетыбай-Узеньская ступень и др.) за счет интервала денудации между триасом и юрой (Волож и др., 1981). На остальной площади их состав преимущественно карбонатный. На юго-западе (Песчаномыско-Ракушечная зона) разрез среднего триаса подразделяется на две части: нижнюю, туфогравелитовую и карбонатную; верхнюю, преимущественно терригенную с подчиненными горизонтами известняков. В указанной зоне отложения среднего триаса содержат газовые залежи в многопластовых месторождениях (рис. 26, скв. Северо-Ракушечная, Южный Жетыбай).

К северу от Мангышлака (п-ов Бузачи) разрез данной формации подразделяется на три части: нижнюю, пестроцветных песчаников и алевролитов; среднюю, сероцветных тонкообломочных терригенных и карбонатных пород с прослоями туфов; верхнюю, пестроцветных терригенных пород. К востоку, на Устюрте, за

контуром среднетриасового морского бассейна (рис. 26) развита преимущественно терригенная формация с горизонтами кислых туфов и туффитов. Здесь, в нерасчлененном разрезе терригенных отложений триасового возраста, выявлены нефтяные залежи (скв. Кокарна Восточная).

Юго-восток Прикаспийской синеклизы характеризуется распространением аналогичной Устюрту терригенной формации, но без горизонтов вулканогенно-осадочных пород.

Позднетриасовое время отличается изменением палеогеографической обстановки на преимущественно континентальную и активизацией тектонических движений. Последнее получило отражение в проявлениях вулканической активности. Реликты морского бассейна среднетриасового времени сохранились только в отдельных районах. Соответственно, отложения данного интервала либо отсутствуют в разрезе, либо представлены тремя типами формаций: карбонатно-терригенной; терригенной паралического и континентального генезиса (рис. 26, скв. Южный Жетыбай, Бесболек); вулканогенно-осадочной (скв. Бурунная).

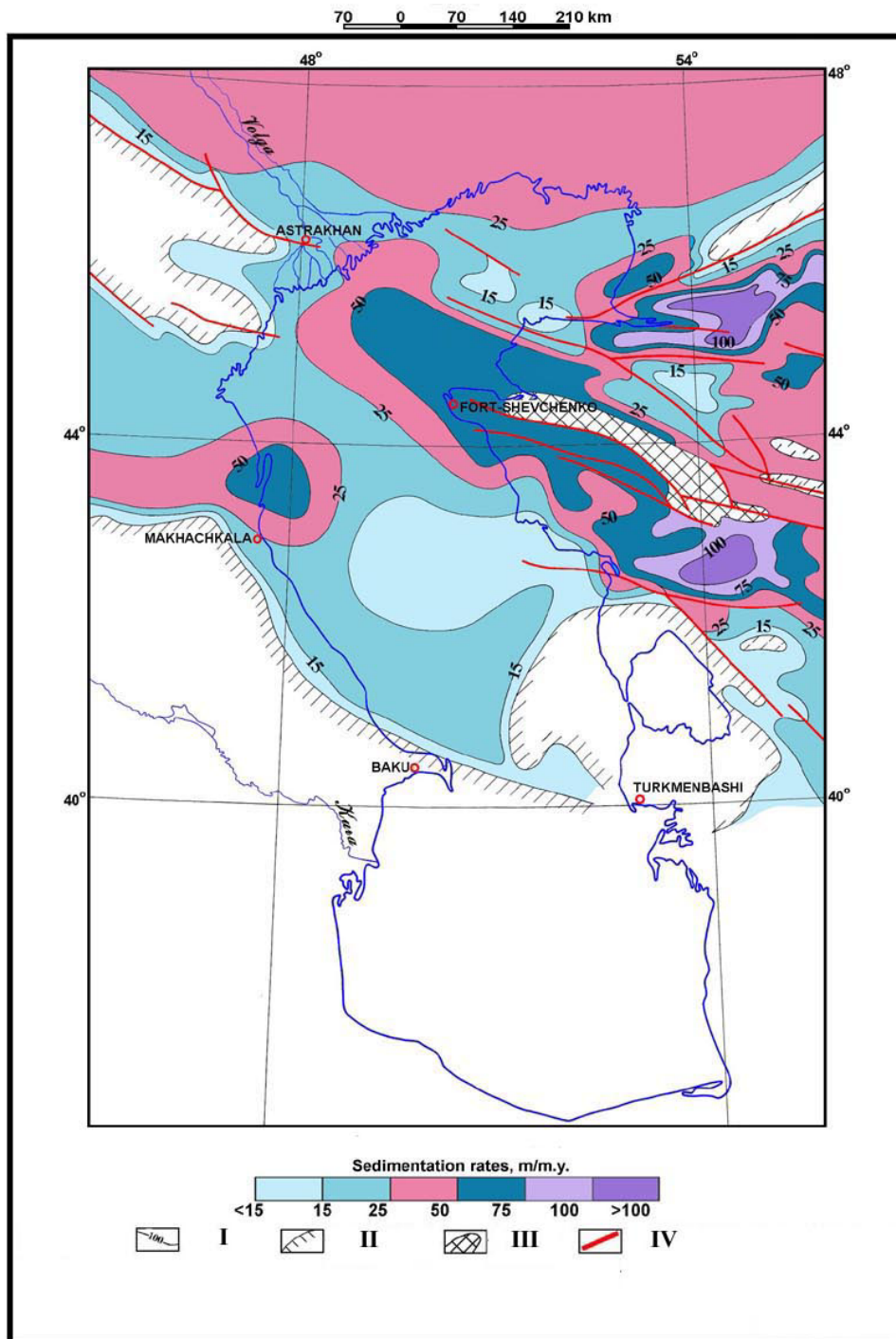
Распространение указанных формаций было существенно различным в западной и восточной частях рассматриваемого региона. Восточное Предкавказье отличается развитием, главным образом, вулканогенно-осадочной формации, представленной покровами лав кислого и среднего состава, а также горизонтами туфов и туфопесчаников. В верхах разреза развиты континентальные глинистые отложения, обогащенные растительным детритом (Савельева, 1978).

На востоке, в районе Центрального Мангышлака, седиментация происходила в обстановке неглубокого морского бассейна, где имело место формирование пород карбонатно-терригенной формации (переслаивание детритовых известняков, черных глин, песчаников, доломитов) с присутствием туфов и туфобрекчий (Флоренский, 1965; Мстиславский и др., 1966). В районе Южного Мангышлака развита преимущественно терригенная паралическая формация, представленная переслаиванием сероцветных песчаников, алевролитов и глин с редкими горизонтами доломитов.

К северу от Мангышлака в районах Устюрта и юга Прикаспийской синеклизы получают распространение породы терригенной формации континентального генезиса. Они представлены ритмическим переслаиванием песчаников, алевролитов и глин с углистыми и растительными остатками, включениями пирита и сидерита. Песчаность разреза обычно не превышает 30%, но возрастает к Эмбинскому району до 50%. В этом районе разрез верхнего триаса содержит небольшие по запасам залежи нефти (рис. 26, скв. Бесболек). Юг Прикаспийской синеклизы выделяется также сохранением от последующей денудации большей части разреза верхнего триаса в межкупольных мульдах.

Скорость седиментации в связи с внутриформационными перерывами может быть оценена лишь в первом приближении. Для региона в целом она оказывается относительно невысокой и находится в диапазоне от 10 до 100 м/млн. лет (рис. 27).

Среднекаспийский бассейн отличается скоростью седиментации в Предкавказье от 15 до 25-50 м/млн. лет, для Среднего Каспия эти значения составляют порядка 15-25 м/млн. лет, на востоке между Мангышлаком и Карабогазским своим скорость седиментации возрастает до 50-100 м/млн. лет.



**Рис. 27. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА СКОРОСТЕЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ПОЗДНЕПЕРМСКОЕ – ТРИАСОВОЕ ВРЕМЯ.**

**Условные обозначения:** I – Изолинии скоростей осадконакопления, м / млн. лет; II –Области отсутствия осадконакопления верхнем перме - триасе; III - Области распространения верхнепермских – триасовых отложений в складчато-надвиговом орогене Мангышлака; IV – разломы.



Северо-Устьюртский бассейн, имея ввиду его западную окраину, выделяется резкими изменениями значений скорости седиментации между отдельными блоками, которые составляют от 15 до 100 м/млн. лет. В нефтегазоносном районе п-ва Бузачи скорость седиментации в рассматриваемый интервал времени составляла более 50 м/млн. лет.

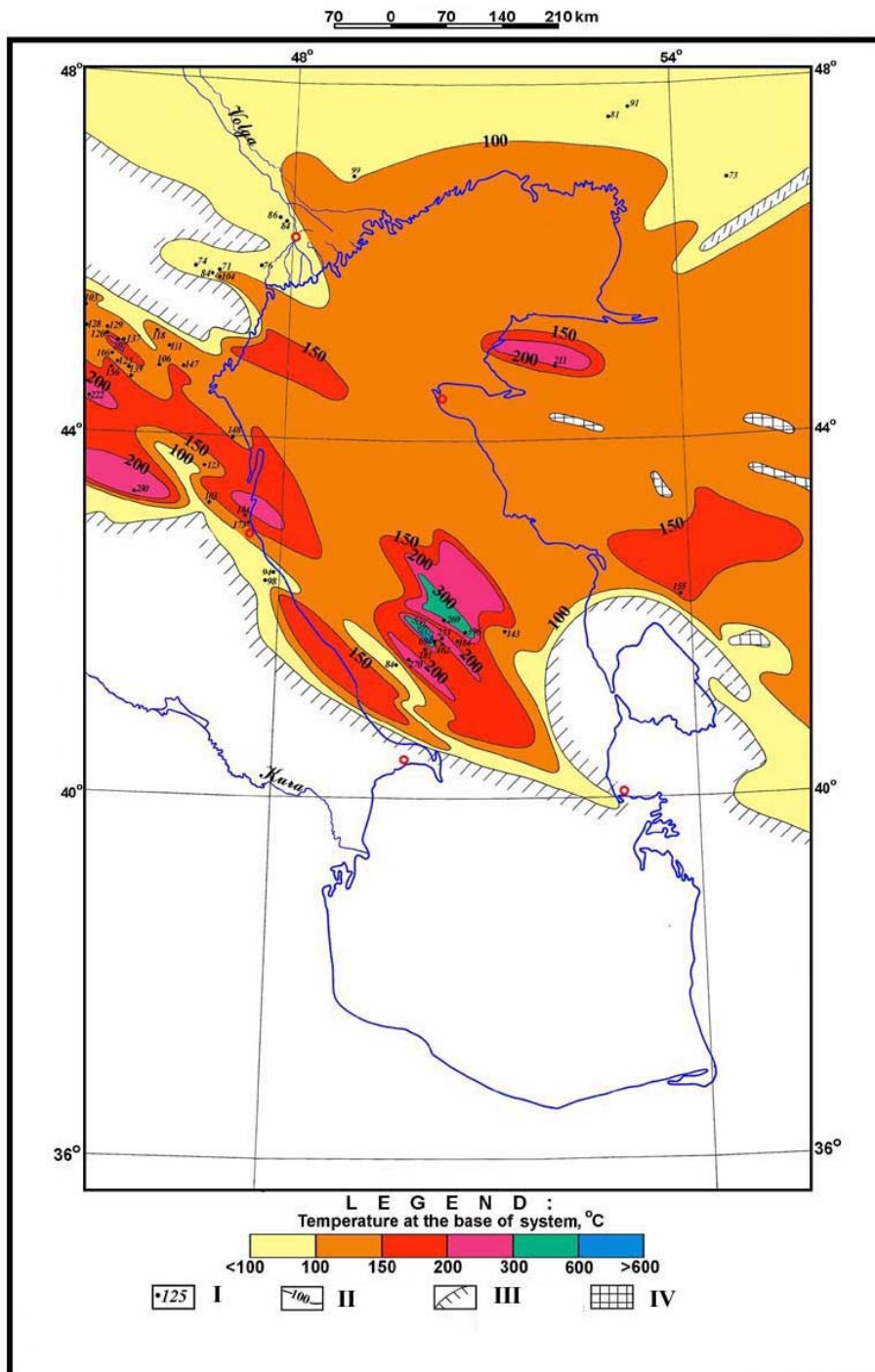
Разделом между Северо-Устьюртским и югом Северо-Каспийского бассейна является протяженная зона пониженной скорости седиментации от 25 до 15 м/млн. лет. К северу от этой зоны, в области солянокупольной тектоники, оценить значение скорости седиментации можно лишь ориентировочно, но, по-видимому, она не превышает 25 м/млн. лет.

Группы месторождений с залежами в рассматриваемой системе приурочены к районам со скоростью седиментации от 15 до 25 м/млн. лет и изредка (Южно-Эмбинский район, Южно-Мангышлакский прогиб) порядка 25-50 м/млн. лет. Такое соотношение – одна из специфических черт её нефтегазоносности.

В целом, неоднократные изменения палеогеографической обстановки позднепермско-триасового времени все же имели следствием возникновение ряда положительных предпосылок нефтегазоносности. К ним могут быть отнесены: наличие пород-коллекторов различного типа (гранулярных терригенных и карбонатных, трещиноватых карбонатных); наличие в разрезе, прежде всего, нижнего и среднего триаса ряда непроницаемых глинистых горизонтов, являющихся покрышками для залежей; обогащение разреза органическим веществом, обеспечивающим генерацию углеводородов. Результаты анализа палеогеографической обстановки седиментации свидетельствует, что указанные предпосылки должны иметь место и в пределах морской части Среднекаспийского бассейна, а также в меньшей степени морских частей Северо-Устьюртского и Северо-Каспийского бассейнов.

### 3.5.3 Термический режим и степень катагенеза

Термический режим системы оказывается различным для продолжений нефтегазоносных бассейнов в районах Среднего и Северного Каспия (рис. 28). Наиболее низким режимом отличается юг Северо-Каспийского бассейна, где температуры в подошве верхней перми составляют порядка 70-80<sup>0</sup>С. В морской части этого бассейна температуры возрастают до 100-120<sup>0</sup>С. На западе Северо-Устьюртского бассейна термический режим близок к морской части Северо-Каспийского бассейна. Однако, в районе п-ва Бузачи намечается развитие ареала высокого термического режима с температурами в подошве системы до 200<sup>0</sup>С и выше. Среднекаспийский бассейн отличается весьма дифференцированным термическим режимом с устойчивым северо-западным простираем ареалов его повышенных значений. На крайнем востоке этого бассейна, к северу от Карабогазского свода, температуры составляют до 150<sup>0</sup>С и выше. В морской части бассейна (Средний Каспий) намечается развитие системы дифференцированных ареалов крайне высокого термического режима с температурами в подошве системы выше 200, 300 и 600<sup>0</sup>С. Эти ареалы разделены линейными зонами более низкого термического режима менее 200 и 100<sup>0</sup>С. На крайнем юго-западе Среднего Каспия развита зона термического режима с температурами около 150<sup>0</sup>С. Эта зона, подобно термическому режиму вышележащих систем, имеет продолжение к северо-западу в пределы Терско-Каспийского прогиба. Здесь намечаются два кулисносочлененных ареала с температурами около 200<sup>0</sup>С. Эти ареалы, свою очередь, разделены зоной низкого режима с температурами до 100<sup>0</sup>С.



**Рис. 28. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ТЕРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ПОЗДНЕПЕРМСКИХ – ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.**

**Условные обозначения:** I – Места замеров теплового потока и подсчета температуры в подошве отложений, значения даны в °С; II – Изолинии температуры; III – Региональные области отсутствия позднепермских – триасовых отложений; IV – Локальные блоки отсутствия позднепермских – триасовых отложений.

На северо-западе Среднекаспийского бассейна устанавливаются еще два ареала повышенного термического режима северо-западного простирания, где температуры в подошве системы превышают  $200^{\circ}\text{C}$ . Более северный из этих ареалов совпадает по позиции с зоной развития рифовой формации раннетриасового возраста. Этот ареал обладает кулисным сочленением с ареалом термического режима около  $150^{\circ}\text{C}$  вдоль северной окраины данного бассейна в Среднем Каспии. Повсеместно в каждом из трех нефтегазоносных бассейнов блоки с повышенной скоростью седиментации отличаются и более напряженным термическим режимом. Подобное соотношение оказывается важным для выявления распределения плотностей начальных потенциальных ресурсов углеводородов.

По выявленному распределению температур в подошве данной системы могут быть намечены районы разных уровней катагенеза. На востоке Среднекаспийского бассейна и частично в Терско-Каспийском прогибе породы системы находятся в обстановке главной зоны нефтеобразования. Обстановка с главной зоной газообразования имеет, по-видимому, место на северо-западе этого бассейна, т.е. Манычском прогибе и в пределах Прикумского вала. Наиболее сложным оказывается сочетание зон катагенеза в районе глубоководной котловины Среднего Каспия, где они присутствуют по разрезу в двух градациях: главной зоны газообразования и зоны апокатагенеза. Последняя соответствует, по-видимому, низам разреза системы.

Запад Северо-Устюртского бассейна отличается развитием двух градаций – нефте- и газообразования. Юг Северо-Каспийского бассейна характеризуется изменением по площади уровней катагенеза – от крайне низкого в континентальных районах до главной фазы нефтеобразования на шельфе.

### **3.5.4 Распределение плотностей начальных потенциальных ресурсов**

Это распределение устанавливается с использованием данных о нефтегазоносности системы. В Среднекаспийском бассейне промышленные месторождения известны как на западе в Восточном Предкавказье, так и на востоке в Южно-Мангышлакском районе.

В Восточном Предкавказье параметры нефтегазоносности различны для всех отделов верхней перми-триаса. Верхнепермский отдел (куманская свита) отличается низкими физическими свойствами гранулярных коллекторов – средние значения открытой пористости 6.4% и максимальные 11.3%. Нефтегазопроявления обнаружены не были (Савельева, 1978). Основная нефтегазоносность системы в Восточном Предкавказье связана с отложениями нижнего триаса, а именно: нефтекумской свитой (месторождения Зимняя Ставка, Юбилейное, Кулинское, Солончаковое, Центральное, Кушухское и др.). В нижней части разреза (см. выше) физические свойства карбонатных коллекторов низкие – пористость не более 5% и проницаемость не выше 0.54 миллидарси. Некоторое улучшение этих свойств намечается за счет трещиноватости пород, что подтвердилось притоками газоконденсата на Северо-Кочубеевской площади. Верхняя часть разреза в Восточно-Манычском прогибе включает рифовые постройки с залежами нефти.

Средняя открытая пористость рифовых коллекторов 3.25 – 3.44% при высокой трещиноватости до 449 ед./м (средняя трещиноватость 100 ед./м) и трещинной проницаемости от 24 до 3160 миллиарди. Рифы представляют здесь кавернозно-трещинный тип коллекторов. Соответственно, притоки нефти оказываются высокими – от 200 м<sup>3</sup>/сутки (месторождение Зимняя Ставка), до 345 м<sup>3</sup>/сутки (месторождение Юбилейное). Верхние горизонты отложений нижнего триаса представлены низкопроницаемыми породами молодежненской свиты (пористость менее 5%, проницаемость 0.3 миллиарди). В этих породах установлены лишь нефтегазопрооявления (Северо-Кочубеевская площадь).

Вышележащие продуктивные горизонты находятся в отложениях среднего триаса (кизлярская и плавнинская свиты). Карбонатные коллектора плавнинской свиты отличаются физическими свойствами и довольно значительными притоками нефти – 220 м<sup>3</sup>/сутки (Сухокумское месторождение) и 26 м<sup>3</sup>/сутки (Совхозное месторождение). Перекрывающая закумская свита среднего триаса характеризуется лишь незначительными нефтегазопрооявлениями (Колодезная и Закумская площади). Породы имеют изменчивые физические свойства – от крайне низких до средних с пористостью 20% и проницаемостью 355 миллиарди. (Савельева, 1978).

Отложения верхнего триаса (ногайская серия) отличаются связью коллекторов с породами вулканогенно-осадочного генезиса. Значения пористости песчаников составляют 7-10%, лав и туфов до 7%, туфов и туффитов от 6.5 до 9.9%. В этих породах известны залежи нефти на Южно-Буйнакской площади, а также на Урожайнинской площади. Последняя находится к западу от рассматриваемого региона.

На востоке Среднекаспийского бассейна в пределах Предмангышлакского прогиба промышленная нефтегазоносность отложений триасового возраста установлена на ряде площадей: Южный Жетыбай, Тенге, Западный Тасбулат, Тасбулат, Оймаша, Ракушечная (прил. 31). Месторождения многопластовые. С нижним триасом связаны горизонты Т<sub>1</sub> – I, Т<sub>1</sub> – II и Т<sub>1</sub> – III; средним триасом горизонты Т<sub>2</sub> – I, Т<sub>2</sub> – II и Т<sub>2</sub> – III; Верхним триасом горизонты Т<sub>3</sub> – I и Т<sub>3</sub> – II (Волож и др., 1981). Залежи по типу ловушек относятся к пластовым сводовым, иногда тектонически экранированным. Структуры имеют большую амплитуду, достигающую иногда 500 м (Южный Жетыбай). Залежи нефтяные, нефтегазовые и газоконденсатные. Содержание метановых компонентов до 70%, нефтяных 18 – 20% и ароматических 8 – 14%, твердых парафинов 17 – 37%.

Гранулярные коллектора имеют низкие физические свойства – пористость 2 – 5% и проницаемость от первых единиц и изредка до десятков миллиарди. Большое значение имеют трещинные и кавернозные коллектора. Последние представлены обломочными и оолитовыми известняками.

Характерная особенность строения залежей – это существенное изменение мощности вмещающих слоев по латерали. Это изменение составляет для горизонта Т<sub>3</sub> – I до 180 м, Т<sub>3</sub> – II порядка 5 – 7 м, Т<sub>2</sub> – I и Т<sub>2</sub> – III от 15 до 20 м. Однако, притоки углеводородов разного фазового состояния из разновозрастных залежей достаточно близкие: нефти от 24 до 87 м<sup>3</sup>/сутки, газа от 22 до 269 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, конденсата порядка 32.6 м<sup>3</sup>/сутки. Большой газовый фактор на месторождении Ракушечное, достигающий 1000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, показывает, что оно может относиться к категории газоконденсатных. Обнаружение аналогичного типа месторождений с залежами в триасе следует предполагать и в морской части Среднекаспийского бассейна.

К северу и северо-западу от Мангышлака залежи в отложениях триасового возраста обнаружены в трех районах: юге Северо-Каспийского бассейна, Южно-Эмбинском и Сарпинском (Липатова, 1982). Строение месторождений контролируется особенностями солянокупольной тектоники и залежи относятся к трем типам: экранированному соляным штоком, подкарнизному и сводовому с подтипами – тектонически экранированному, сводово-стратиграфическому и сводово-литологическому. В Сарпинском прогибе (юго-запад Северо-Каспийского бассейна) ловушки сводового типа, но с глубоким залеганием соляного штока.

В Южно-Эмбинском районе залежи связаны с нерасчлененной песчано-конгломератовой толщей верхней перми – триаса (месторождения Кокарна Восточная, Западная и Центральная Прорва и др.). Месторождения как однопластовые, так и многопластовые. Мощность продуктивных горизонтов до 25 м. Физические свойства гранулярных коллекторов высокие: пористость 27%, проницаемость 300 и более миллидарси. Нефти в глубокозалегających залежах ( $> 1000$  м) метаново-нафтенные, легкие ( $0.77\text{--}0.79$  г/см<sup>3</sup>), малосернистые, парафинистые, содержание бензиновой фракции 38 – 40%. Нефти на глубинах менее 1000 м нафтенные, плотные ( $0.86\text{--}0.88$  г/см<sup>3</sup>), смолистые, парафинистые с отсутствием бензиновой фракции.

В Северо-Эмбинском районе преобладают многопластовые месторождения (Искине, Сагиз, Косчагил и др.). Продуктивные горизонты связаны с аналогом песчано-конгломератовой толщи Южно-Эмбинского района. Мощность отдельных горизонтов достигает 8–12 м. Физические свойства гранулярных коллекторов высокие: пористость 20 – 30%, проницаемость до 5000 миллидарси. Распределение физико-химических параметров по разрезу аналогично указанным для Южно-Эмбинского района. Дебиты небольшие 14 – 36 м<sup>3</sup>/сутки.

Месторождения, расположенные западнее Южно-Эмбинского района (юг междуречья Урал-Волга) преимущественно многопластовые. Однако, характеристика их более худшая. Мощность продуктивных горизонтов 3 – 8 м, физические свойства гранулярных коллекторов низкие с пористостью 13 – 15%. По составу нефти метаново-нафтенные, малосернистые.

В Сарпинском прогибе, обрамляющем с севера вал Карпинского, известны два газовых месторождения (Бугринское, Шарджинское). Залежи находятся на глубинах свыше 2.5 км в отложениях индского яруса нижнего триаса. Коллектора гранулярные с изменением пористости от 2.1 до 23% и проницаемости от 0.11 до 1.6 дарси. Дебиты газа от 116 до 395 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

Таким образом, результаты обобщения материалов по геологии, палеогеографической обстановке седиментации, термическому режиму и выявленных месторождениях свидетельствуют о региональной нефтегазоносности триасовых отложений в пределах Среднекаспийского, Северо-Устьюртского и юга Северо-Каспийского бассейна. Наиболее крупные открытия могут быть достигнуты в шельфовой части Среднекаспийского бассейна за пределами Карабогазского свода, где высокодебитные залежи могут быть связаны с рифовыми массивами в нижнем триасе, карбонатными и гранулярными коллекторами в среднем и верхнем триасе. В морской части Северо-Устьюртского бассейна, как и в континентальной его части, обстановка потенциальной нефтегазоносности может быть аналогичной востоку Среднекаспийского бассейна. На морском продолжении юга Северо-Каспийского бассейна следует ожидать открытия залежей в межкупольных мульдах.

Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов выясняется с учетом данных по эталонным участкам (рис.29). В пределах Среднекаспийского бассейна могут быть выделены два эталонных участка - Прикумский и Южного Мангышлака. Первый характеризуется промышленной нефтегазоносностью всех трех отделов триасовой системы. Суммарные разведанные запасы составляют здесь 10.8 млн.т. нефти и 1.2 млрд.м<sup>3</sup> газа, что эквивалентно 12 млн.т условного топлива. Плотность разведанных извлекаемых запасов 6.6 тыс.т/км<sup>2</sup>, что при условном коэффициенте извлечения 30 % соответствует плотности начальных потенциальных ресурсов углеводородов в 19.8 тыс.т/км<sup>2</sup> условного топлива (табл. 10),

На участке Южного Мангышлака в границы эталонного участка включены только два многопластовых месторождения с залежами в каждом из отделов триаса -Жетыбай и Тенге. Суммарные разведанные запасы этих месторождений составляют 1.85 млн.т. нефти и 4.1 млрд.м<sup>3</sup> газа, что эквивалентно 6 млн.т. условного топлива. При малой площади этого участка в 600 км<sup>2</sup> плотность разведанных запасов составляет 10 тыс.т/км<sup>2</sup> условного топлива или 30 тыс. т/км<sup>2</sup> начальных потенциальных ресурсов (табл. 11).

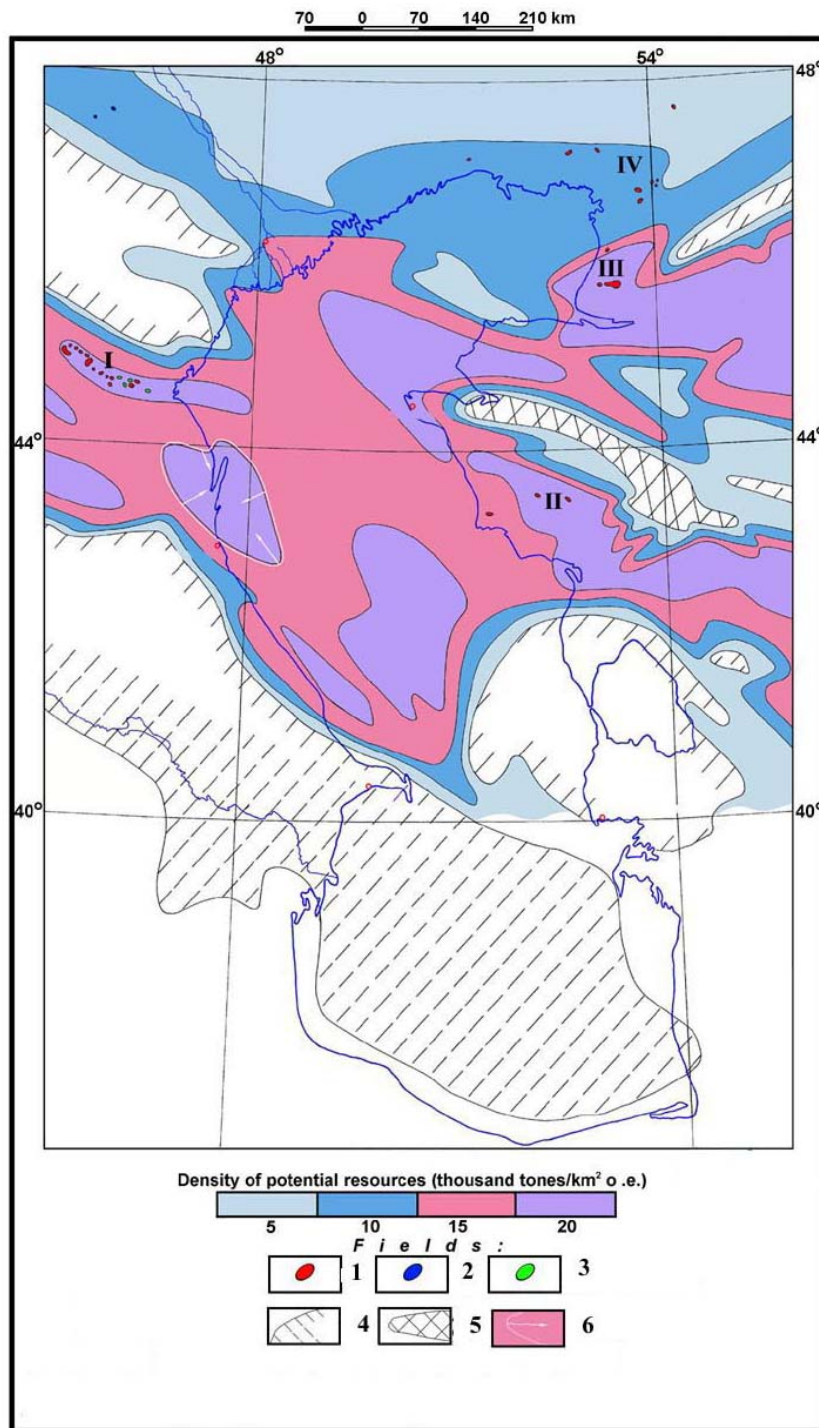
В Северо-Каспийском бассейне могут быть выделены также два эталонных участка - Южно-Эмбинский и Северо-Эмбинский (прил.30). На первом из них с залежами в нерасчлененных отложениях пермо-триаса разведанные запасы составляют 10.5 млн.т нефти и 2.24 млрд.м<sup>3</sup> газа. Плотность этих запасов 9.8 т/км<sup>2</sup> (табл. 11).

На Северо-Эмбинском участке значения разведанных запасов близки к предыдущему - нефти 10.7 млн. т и газа 6.77 млрд.м<sup>3</sup>, что эквивалентно 11.4 млн. т условного топлива. При большой площади этого участка (3.4 тыс. км<sup>2</sup> ) плотность этих запасов оказывается крайне низкой - 3.3 тыс.т/км<sup>2</sup> условного топлива или 9.9 тыс.т/км<sup>2</sup> начальных потенциальных ресурсов.

Среднекаспийский бассейн отличается развитием как бы двух поясов с изолированными друг от друга районами, где плотность начальных потенциальных ресурсов на эталонных участках соответствует 20 - 30 тыс.т/км<sup>2</sup> условного топлива. Южный пояс включает районы Среднего Каспия и Терско-Каспийского прогиба, где для четырех ареалов устанавливается повышенное значение указанных выше параметров. Северный пояс состоит из двух аналогичных ареалов Восточно-Манычского прогиба и Южного Мангышлака. Между этими ареалами находятся обширные пространства Среднего Каспия, Предкавказья и частично Южного Мангышлака с предполагаемой нефтегазоносностью.

Запад Северо-Устьюртского бассейна характеризуется развитием двух обширных ареалов, идентичных по геолого-геофизическим параметрам эталонным участкам с подсчитанной плотностью потенциальных ресурсов в 20 тыс.т/км<sup>2</sup> условного топлива. Крайний западный из этих ареалов большей частью площади находится в пределах шельфа Северного Каспия.

Юг Северо-Каспийского бассейна отличается меньшими значениями плотностей потенциальных ресурсов. Ареал с плотностью в 20 тыс.т/км<sup>2</sup> соответствует здесь лишь Южно-Эмбинскому эталонному участку. На остальной площади данной части бассейна плотность ресурсов в связи с низкими значениями геолого-геофизических параметров принята равной 5 тыс.т/км<sup>2</sup> условного топлива.



**Рис. 29. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ВЕРХНЕПЕРМСКИХ – ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ.**

**Условные обозначения:** 1 – нефть; 2 – газ; 3 – нефть-газ и газ-конденсат; 4 – области отсутствия верхнепермских – триасовых отложений; 5 - области распространения триасовых отложений в складчато-надвиговом орогене Мангышлака; 6 – контур области с кровлей залегания отложений на глубине свыше 7 км;

**Номер стандартной области для определения потенциальных ресурсов:** I – При-Кума; II – Южный Мангышлак; III – Южная Эмба; VI – Северная Эмба.



Максимальное значение плотности начальных потенциальных ресурсов углеводородов находится в диапазоне от 10 до 30 тыс.т/км условного топлива. С учетом низкой степени изученности данного комплекса даже в континентальных районах, отсутствии прямых сведений о его строении в пределах шельфа Каспийского моря, относительно низких физических свойствах пород-коллекторов для всей площади рассматриваемого региона при подсчете принято минимальное значение плотности начальных потенциальных ресурсов в 5 тыс. т/км<sup>2</sup> условного топлива. В дальнейшем, по мере поступления новых данных, это значение плотности должно быть пересмотрено.

**Плотность потенциальных ресурсов углеводородов (тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>)  
на эталонных участках  
для верхнепермско-триасовой системы**

**Таблица 11**

Эталонный участок		Разведанные извлекаемые запасы			Площадь участка, км <sup>2</sup>	Значения плотностей, тыс. т.н.э./км <sup>2</sup>		
Номер на карте	Название	Нефть, тыс. тонн	Газ, млн. м <sup>3</sup>	Суммарные, тыс. т.н.э.		Разведанных запасов	Потенциаль- ных ресурсов	Принятые при подсчете
I	Прикумский	10801	1208	12009	1800	6.6	19.8	20
II	Южного Мангышлака	1851	4185	6036	600	6.7	30.0	20
III	Южно-Эмбинский	10537	2249	12786	1300	9.8	29.4	20
IV	Северо-Эмбинский	10748	677	11425	3400	3.3	9.9	10
	ИТОГО	33937	8319					

**Распределение потенциальных ресурсов углеводородов  
в верхнепермско-триасовой системе**

**Таблица 12**

Государственные сектора	Плотность ресурсов, тыс. т.н.э./км <sup>2</sup>					Ресурсы при единой плотности 5 тыс. т.н.э.
	20	15	10	5	ИТОГО	
России	<u>0.45</u> 22.9	<u>1.27</u> 84.9	<u>0.35</u> 34.7	<u>0.16</u> 31.6	<u>2.23</u> 174.1	<u>0.86</u> 174.1
Казахстана	<u>1.51</u> 75.5	<u>0.97</u> 64.8	<u>0.82</u> 81.7	<u>0.54</u> 108.0	<u>3.84</u> 330	<u>1.65</u> 330.0
Азербайджана	<u>0.22</u> 11.2	<u>0.16</u> 10.9	<u>0.04</u> 4.0	<u>0.01</u> 1.5	<u>0.43</u> 27.6	<u>0.14</u> 27.6
Туркменистана	—	<u>0.04</u> 2.5	<u>0.05</u> 5.0	<u>0.08</u> 16.8	<u>0.17</u> 24.3	<u>0.12</u> 24.3
ВСЕГО	<u>2.18</u> 109.6	<u>2.44</u> 163.1	<u>1.26</u> 125.4	<u>0.79</u> 157.9	<u>6.67</u> 556.0	<u>2.77</u> 556.0

<sup>x</sup> В числителе – ресурсы, млрд. т.н.э., в знаменателе – площадь, тыс. км<sup>2</sup>

Потенциальные ресурсы включают 0.23 млрд. т на глубинах более 7 км (сектор России). Без этих ресурсов их значение в секторе России 2.0 млрд. т и суммарное значение 6.44 млрд. т.

Суммарные потенциальные ресурсы углеводородов в отложениях триасового возраста на площади 556 тыс. км<sup>2</sup> составляют 2.77 млрд.т условного топлива (табл. 12, 13).'

**Каспийский регион: распределение потенциальных ресурсов углеводородов в верхнепермско-триасовом комплексе между нефтегазоносными бассейнами и государственными секторами**

**Таблица 13**

Государственные Сектора	Континент	Море	Итого
<b>Северо-Каспийский бассейн</b>			
России	<u>0.24<sup>x</sup></u> 48.8	<u>0.04</u> 7.2	<u>0.28</u> 56.0
Казахстана	<u>0.56</u> 113.1	<u>0.16</u> 31.8	<u>0.72</u> 144.9
<b>Среднекаспийский бассейн</b>			
России	<u>0.28</u> 56.8	<u>0.28</u> 56.3	<u>0.56</u> 113.1
Казахстана	<u>0.25</u> 49.3	<u>0.25</u> 50.2	<u>0.50</u> 99.5
Азербайджана	<u>0.02</u> 4.3	<u>0.12</u> 23.3	<u>0.14</u> 27.6
Туркменистана	<u>0.11</u> 22.5	<u>0.01</u> 1.8	<u>0.12</u> 24.3
<b>Северо-Устьюртский бассейн</b>			
России	—	<u>0.02</u> 5.0	<u>0.02</u> 5.0
Казахстана	<u>0.36</u> 71.1	<u>0.07</u> 14.5	<u>0.43</u> 85.6
<b>Итого по государственным секторам</b>			
России	<u>0.52</u> 105.6	<u>0.34</u> 68.5	<u>0.86</u> 174.1
Казахстана	<u>1.17</u> 233.5	<u>0.48</u> 96.5	<u>1.65</u> 330
Азербайджана	<u>0.02</u> 4.3	<u>0.12</u> 23.3	<u>0.14</u> 27.6
Туркменистана	<u>0.16</u> 22.5	<u>0.01</u> 1.8	<u>0.17</u> 24.3
ВСЕГО	<u>1.82</u> 365.9	<u>0.95</u> 190.1	<u>2.77</u> 556.0

<sup>x</sup> В числителе – ресурсы, млрд. т.н.э., в знаменателе – площадь, тыс. км<sup>2</sup>.

Большая часть ресурсов концентрируется в секторах России и Казахстана - соответственно 0.86 и 1.65 млрд.т. В секторах Азербайджана и Туркменистана 0.14 и 0.17 млрд.т. Распределение этих ресурсов между континентом и морем - соответственно 1.82 и 0.95 млрд.т - обнаруживает большую перспективность кон-

тинентальных районов, преимущественно за счет неразведанных отложений триасового возраста в Северо-Устюртском бассейне.

На шельфе Каспийского моря в секторе России находится 0.34 и секторе Казахстана 0.48 млрд.т потенциальных ресурсов. Сектора Азербайджана и Туркменистана отличаются минимальными ресурсами триасовой системы на шельфе - соответственно 0.12 и 0.01 млрд.т (табл. 13).

При сохранении соотношения между нефтью и газом в разведанных месторождениях 2.5:1 доля нефти в потенциальных ресурсах триасовой системы составляет порядка 2.0 млрд.т и газа 800 млрд.м<sup>3</sup>. При условном коэффициенте извлечения нефти 0.25 и газа 0.8 значение извлекаемых запасов нефти составляют порядка 500 млн.т и газа 640 млрд.м<sup>3</sup>.

Из суммарных ресурсов в 2.77 млрд. т порядка 0.23 млрд.т. находится в обстановке, где кровля комплекса залегает на глубине более 7 км. С учетом исключения их из суммарного подсчета начальные потенциальные ресурсы могут быть оценены в 2.54 млрд.т условного топлива.

### 3.6 Девон-нижнепермская

Система состоит из двух крупных нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов: девонского и каменноугольно-раннепермского (докунгурского). Преимущественно карбонатный литологический состав пород девона и карбона затрудняет определение сейсмостратиграфической границы между ними и на данном этапе эти отложения рассматриваются в качестве единой потенциально нефтегазоносной системы.

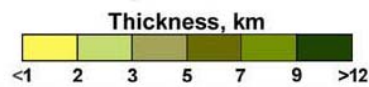
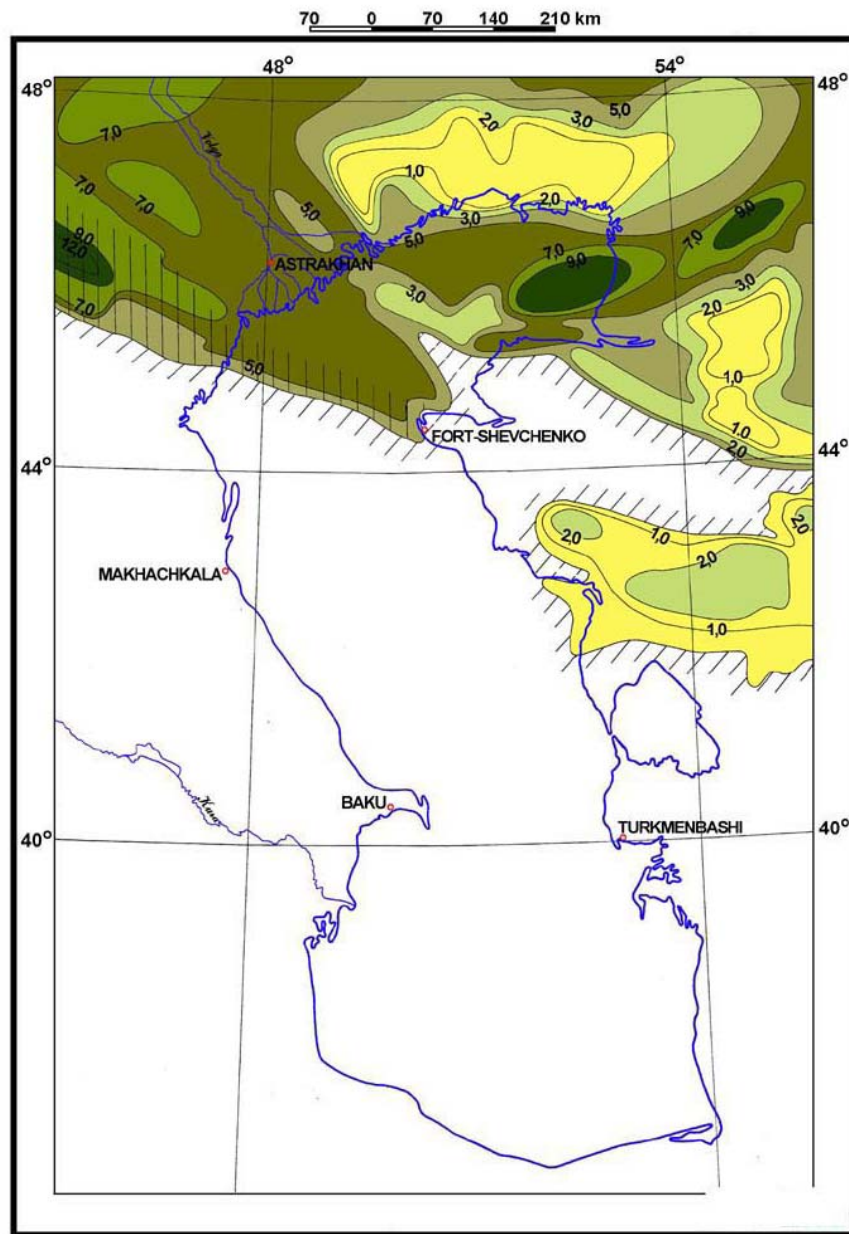
В Каспийском регионе эта система, как элемент разреза чехла, распространена лишь в отдельных районах: южной части Северо-Каспийского нефтегазоносного бассейна; на западе Северо-Устюртского бассейна; отдельных районах Среднекаспийского бассейна. В области вала Карпинского и его морского продолжения преимущественно терригенные отложения указанного возраста дислоцированы и принадлежат по степени метаморфизма к складчатому основанию мезозойского чехла.

#### 3.6.1 Структура

Строение системы на юге Северо-Каспийского бассейна может быть намечено по соотношению структурных планов двух отражающих горизонтов – П<sub>3</sub> и П<sub>2</sub>, выделенных геофизиками в толще палеозойских отложений. Горизонт П<sub>3</sub> отождествляется с досреднедевонской поверхностью несогласия, а горизонт П<sub>2</sub> является кровлей ниже-среднекаменноугольных отложений (Хортов, Волож, 1996).

Новейшие данные сейсмических исследований обнаруживают условия залегания и соотношения этих горизонтов в пределах Северного Каспия (по принятой терминологии – морская часть Северо-Каспийского бассейна с южной границей по зоне выклинивания соленосной толщи кунгура) со структурой подсолевых отложений во внутренних районах Северо-Каспийского бассейна (Рис. 30).

Для анализа строения системы большее значение имеет горизонт П<sub>3</sub>, поскольку он в большей степени отражает структуру поверхности фундамента.

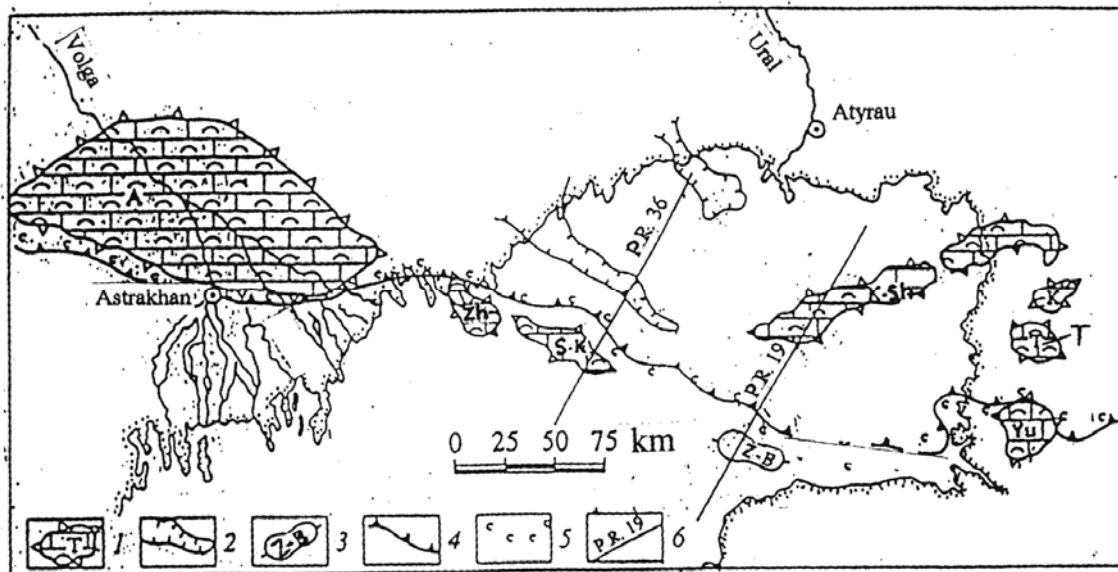


**Рис. 30. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН:  
КАРТА СТРУКТУРЫ ДЕВОНСКО-НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.**

**Условные обозначения:** I – Изопахиты, км; II – Области отсутствия девонско-нижнепермских отложений, или отложения являются подошвой осадочного чехла; III – Область палеозойской складчатости (свод Карпинского).

Это следует из мощности осадочных отложений между указанными горизонтами и поверхностью фундамента, которая оценивается геофизиками примерно в 1 км. Характерной чертой строения по данным о структурном плане горизонта  $P_3$  является зона крупных валообразных поднятий, которая предполагается от Астраханского свода к юго-востоку, а затем к северо-востоку через шельф Северного Каспия. Вдоль восточного побережья зона испытывает резкий поворот к югу и прослеживается далее в меридиональном направлении. Она включает следующие основные поднятия, отождествляемые с рифовыми массивами: Астраханское (залежь связана с органогенными известняками башкирского яруса – древний атолл); Жамбайское; Северо-Каспийское; Кашаган-Восточно-Кашаганское; Приморское; Каратонское; Тенгизское. В свою очередь, она состоит из двух ветвей – северной, находящейся во внутренней области распространения соли; более южной, расположенной вне этой области.

Зона поднятий имеет три характерные черты: кулисное сочленение куполов между собой, различное гипсометрическое положение кровли горизонтов  $P_2$  и  $P_3$  в сводах отдельных куполов; региональное погружение отражающих горизонтов как к северу во внутренние районы Прикаспийской впадины, так и к юго-западу в направлении к валу Карпинского (рис.31). Она имеет также вполне вероятное продолжение к северо-востоку, где вдоль бортового обрамления Прикаспийской синеклизы.

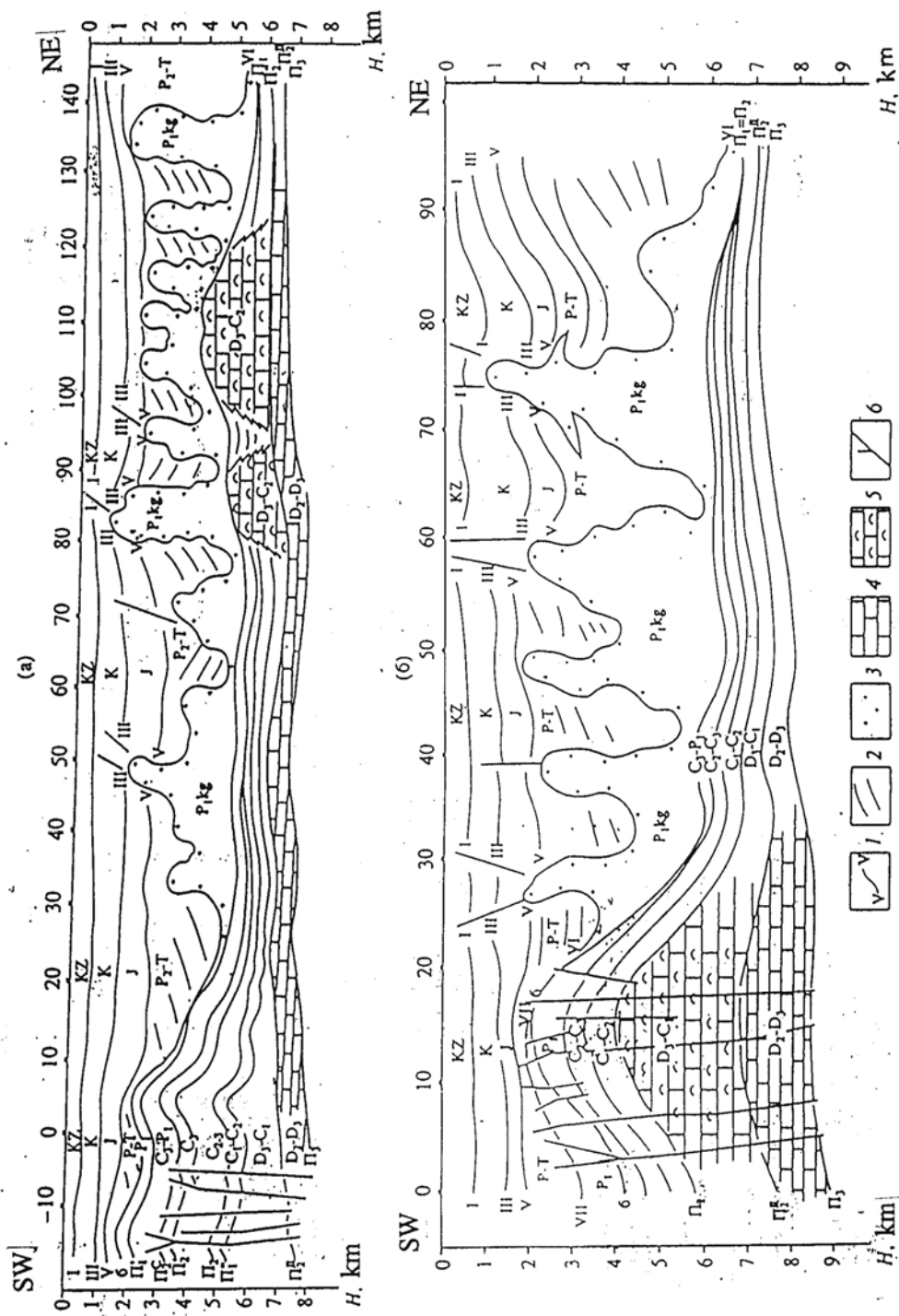


**Рис. 31. СХЕМА РАЗВИТИЯ РИФОВЫХ МАССИВОВ В ОБЛАСТИ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ.**

1 – рифовые массивы: А – Астрахань; Zh – Жамбай; S-K – Северный Каспий; K-Sh – Кашаган – Восточный Кашаган; К – Каратон; Т – Тенгиз; Yu – Южный; 2 – эрозионные врезки; 3 – поднятия в Предкунгурском комплексе; Z-B – Западный Бузачи; 4 – срыв осадконакопления; 5 – южная граница соли; 6 – профили отражения (по Хортову, Волож, 1996).

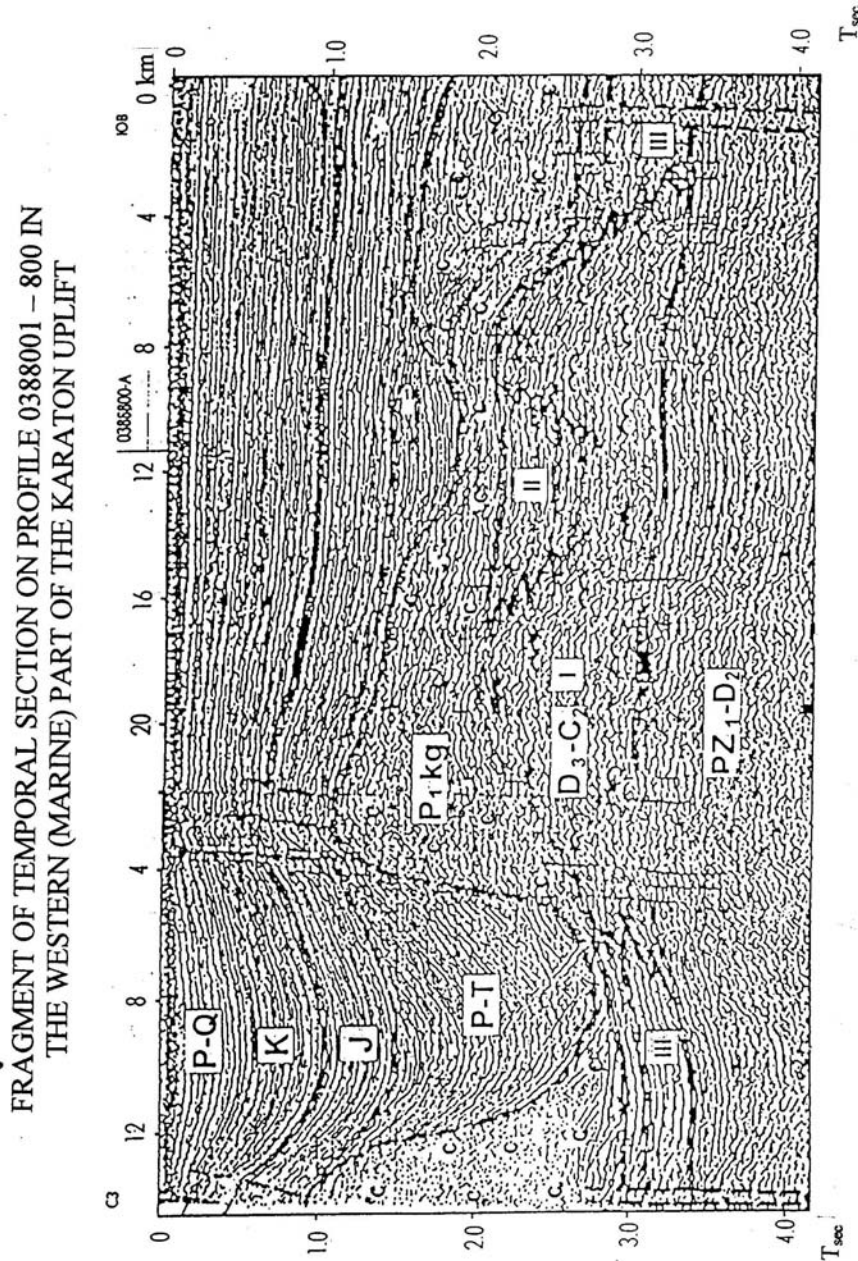
В сводах Астраханского и Северо-Каспийского поднятий горизонт  $P_3$  залегает на глубинах 6 км и горизонт  $P_2$  на глубинах 4.0 и 2.6 км. В сводах Кашаган-Восточно-Кашаганского и Тенгизского поднятий горизонт  $P_3$  находится на глубине 7 км, а горизонт  $P_2$  на глубине 4.4 – 4.6 км. В разделяющих поднятиях и в сторону Прикаспийской синеклизы горизонт  $P_3$  испытывает погружение

до глубин 8 – 13 км, а горизонт П<sub>2</sub> до глубин 9-10 км. К югу погружение горизонтов П<sub>3</sub> более 9 км, горизонта П<sub>2</sub> до 7.8 км (рис.31, 32).



**Рис. 32. СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРЕЗЫ ПО ПРОФИЛЮ 19 (а) И 36 (б).**  
 1 – реперные отражающие горизонты; 2 – отражающие границы; 3 – соли; 4 – осадки карбонатной платформы; 5 – рифы; 6 – разломы (по Хортову, Волож, 1996).





**Рис. 33. СЕЙСМИЧЕСКИЕ ФАЦИИ**

1 – рифы; 2 – центральная лагуна; 3 – следы рифа

Рифовая природа поднятий устанавливается по данным бурения на Астраханском, Кашаганском и Тенгизском месторождениях, наряду с идентичностью данных сейсмостратиграфического анализа. Рифы имеют разный возраст и разную высоту. Так, для Кашаган-Восточно-Кашаганского поднятия предполагается позднедевонско-среднекаменноугольный возраст рифов и их высота 1-1.5 км. Для Северо-Каспийского поднятия предполагают позднедевонско-раннекаменноугольный возраст рифа и его высоту в 3-3.5 км (рис. 32; Хортов, Волож, 1996).

Рифовые массивы сформировались на среднедевонском комплексе, который представлен, вероятно, в Северном Каспии отложениями карбонатной платформы.

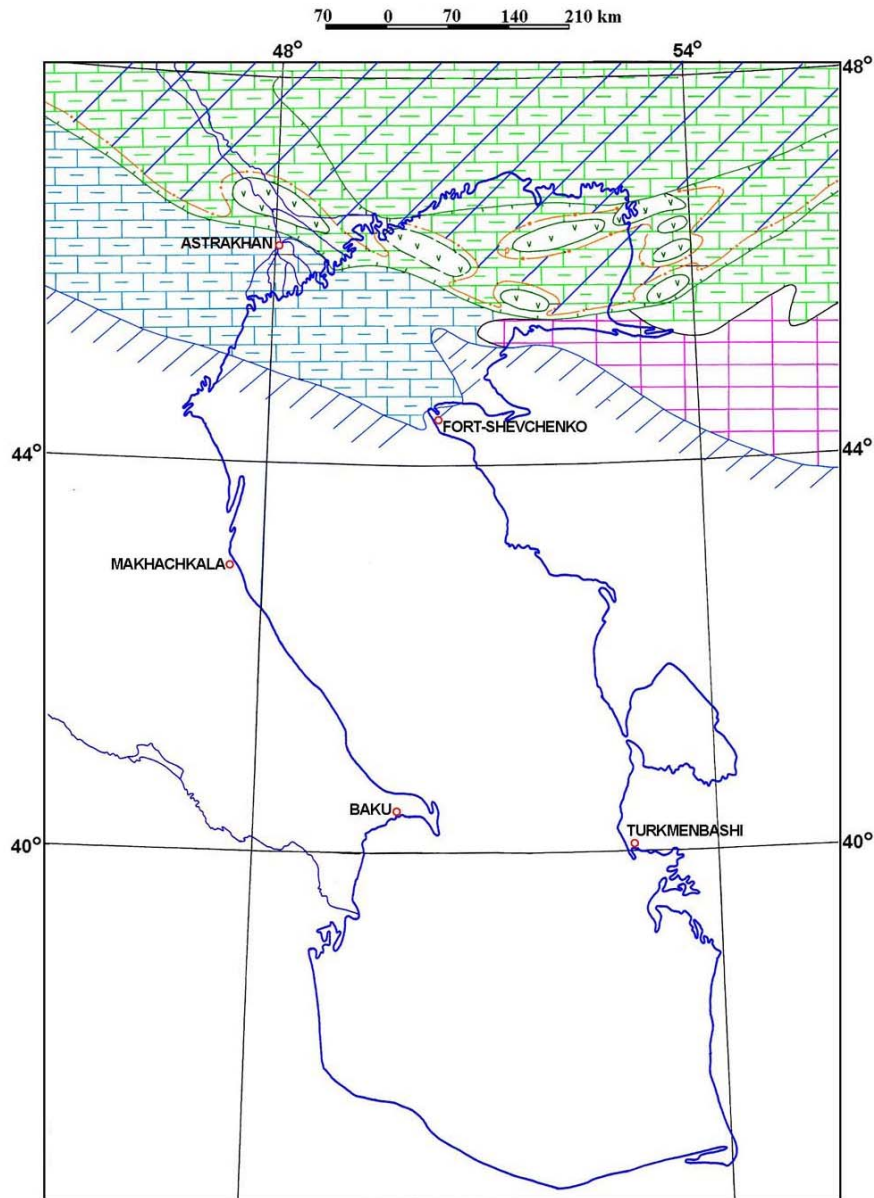
Комплекс залегает на отложениях раннего палеозоя и замещается в направлении к внутренней области Прикаспийской синеклизы терригенными отложениями. Рифовые массивы, в свою очередь, обрамлены отложениями ниже-среднекаменноугольного и верхнекаменноугольного седиментационных комплексов, которые представлены в фациях центральной лагуны и рифового шлейфа. Мощность нижнего из них достигает 0.75 км, верхнего составляет 0.5-1.0 км (рис. 33). Приведенные данные являются тектоническими предпосылками нефтегазоносности крупных поднятий, выявленных сейсмическими методами в Северном Каспии.

### **3.6.2 Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации**

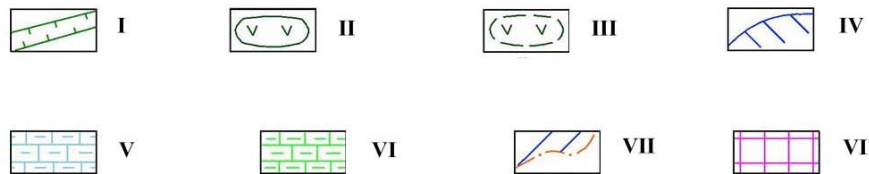
Палеогеографическая обстановка седиментации на протяжении палеозойского времени испытывала неоднократные изменения во времени и пространстве (Атлас..., 1961; Атлас..., 1967-1969; Атлас..., 1984; Буш и др., 1973; Иголкина и др., 1981; Павлов, Хортов, 1995; Попков, 1999; Соловьев, Левшунова, 1999).

Основная особенность рассматриваемой обстановки определяется её принципиальными различиями между двумя областями – южной и северной (рис. 34). Первая, где перспективность палеозоя для поисков залежей углеводородов отсутствует или является на отдельных участках крайне низкой, охватывает обширное пространство к югу от района Туранской плиты, занятого Северо-Устюртским бассейном, а также вала Карпинского. Здесь на всем протяжении рассматриваемого интервала имело место чередование блоков денудации и разделяющих их трогов (Атлас..., 1984). В трогах преобладала терригенная седиментация, сопровождавшаяся на отдельных этапах вулканической активностью, которая происходила в глубоководной обстановке окраинных морей. Ныне эти отложения залегают в составе складчатого основания Скифской и Туранской плит. Только самая верхняя их часть принадлежит на отдельных участках осадочному чехлу. (рис. 34).

Во второй, северной, области имели место существенно иные изменения в обстановке седиментации. В районе вала Карпинского на протяжении девона – раннего карбона преобладала глубоководная терригенно-карбонатная седиментация. Район Северо-Устюртского бассейна отличается сменой мелководно-морской седиментации на этапы денудации, которые устанавливаются для раннедевонского, раннекаменноугольного и раннепермского времени. Эти два района существенно различные по палеогеографической обстановке седиментации обрамлены дугообразной зоной мелководно-морской карбонатно-терригенной седиментации в среднедевонское-раннекаменноугольное время. Именно в пределах указанной зоны, изогнутой к югу, происходил рост барьерных рифов в позднем девоне - среднем карбоне. По своей позиции и палеогеографической обстановке линейная зона с рифовыми массивами вызывает естественную аналогию с районами шельфа и континентального склона многих окраинных морей. Данная ситуация находит подтверждение в предполагаемом изменении палеогеографической обстановки во внутренних районах Прикаспийской синеклизы – от мелководно-морской в среднедевонское – раннекаменноугольное до глубоководной в позднедевонское – раннепермское (докунгурское время). Прогноз состояния морского бассейна с повышенной соленостью в кунгурское время является дискуссионным, поскольку осаждение мощной толщи соли могло происходить как в глубоководной, так и в мелководно-морской обстановке.



L E G E N D



**Рис. 34. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ДЕВОН-НИЖНЕПЕРМСКОЕ (ПРЕДКУНГУРСКОЕ) ВРЕМЯ.**

**Условные обозначения:** I – Зона распространения позднедевонских – среднеугольных рифовых массивов; II – Рифовые массивы позднедевонского – среднеугольного возраста, предполагаемые; III – Северная окраина глубоководной терригенной зоны осадконакопления в ранне- среднедевонское время; IV – Область терригенно-карбонатных, преимущественно глубоководных осадконакоплений в среднедевонское – позднеугольное время; V – Область мелководного карбонатно-терригенного осадконакопления в среднедевонское – позднеугольное время; VI - Область мелководного карбонатно-терригенного осадконакопления в среднедевонское – позднеугольное время; VII – Южная окраина глубоководного некомпенсированного осадконакопления в позднедевонское – раннепермское (Прекунгурское) время; VIII – Область денудации в раннеугольное время.

Распределение скорости седиментации находится в прямом соотношении с зональностью палеогеографической обстановки, отмеченной выше (рис.35). Максимальная скорость седиментации от 60 до более 80 м/млн. лет оказывается присущей району вала Карпинского. Напротив, структурные элементы на западе Северо-Устьюртского бассейна характеризуются низкой скоростью седиментации от 40 до менее 10 м/млн. лет. Близкие значения данного параметра намечаются для верхней части отложений палеозойского возраста на северо-востоке Среднекаспийского бассейна в пределах Предмангышлакского прогиба. Здесь скорость седиментации изменяется от 20 до менее 10 м/млн. лет.

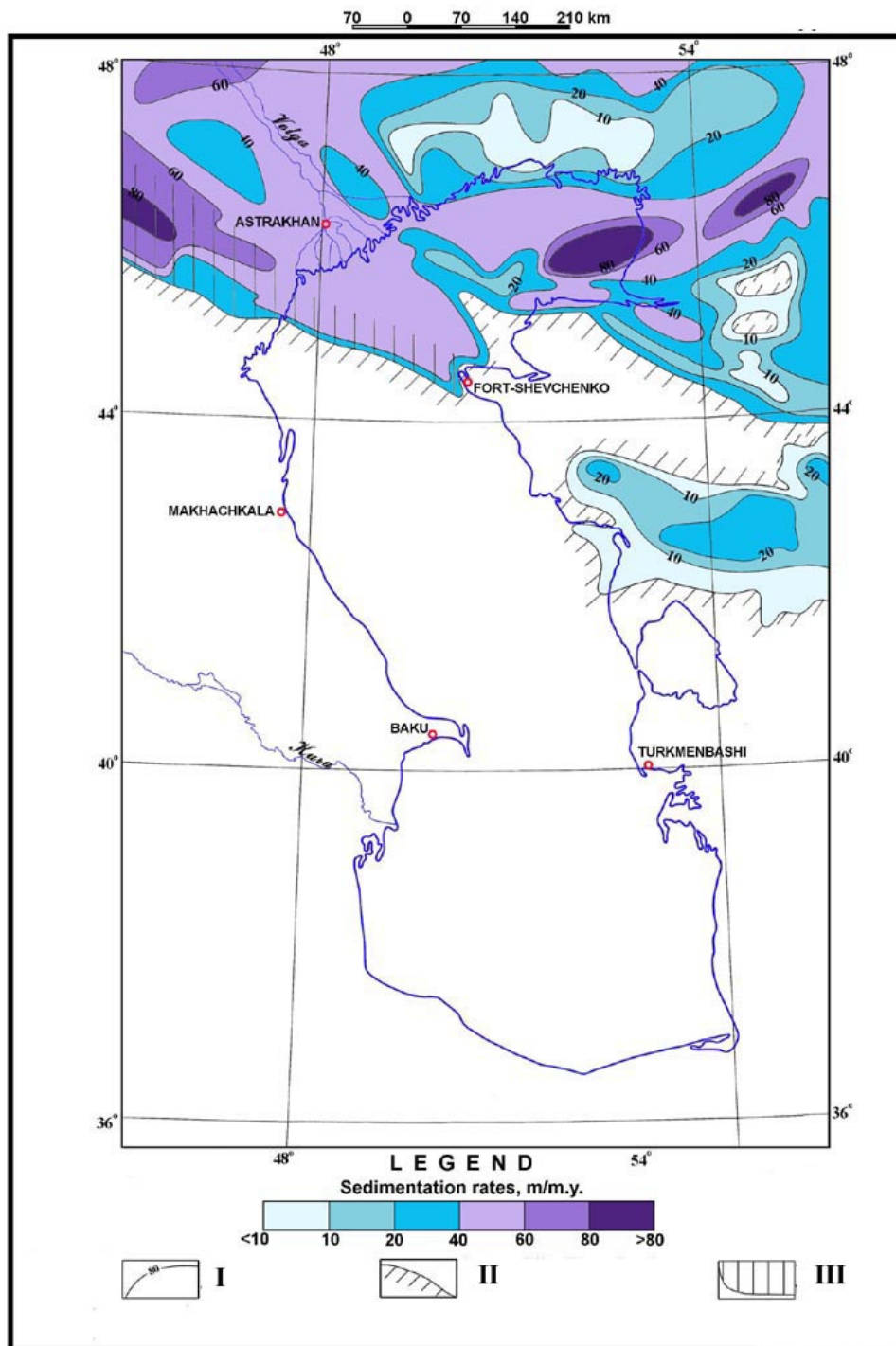
Область линейных поднятий вдоль южной окраины Северо-Каспийского бассейна выделяется своей позицией между районами с низкой скоростью седиментации. Последние, кроме запада Северо-Устьюртского бассейна, намечаются также и на юге Прикаспийской синеклизы, где скорость седиментации в палеозое составляла от 20 до менее 10 м/млн. лет. Эта линейная зона поднятий, развитая в Северном Прикаспии, характеризуется изменением скорости седиментации по простиранию, а также кулисным сопряжением блоков с низкой и высокой скоростью седиментации. Изменение скорости отражает, по-видимому, интенсивность роста рифовых массивов в отдельных структурных блоках, а также их положение по отношению к области денудации в Северо-Устьюртском бассейне на разных этапах палеозойского периода. Наиболее высокие значения, до 60-80 м/млн. лет, устанавливаются для востока данной зоны в районе поднятий Тенгизского, Приморского, Кашаган-Восточно-Кашаганского. Район Северо-Каспийского поднятия отличается скоростью седиментации от 40 до 60 м/млн. лет, а район Астраханского свода менее 40 м/млн. лет. Наличие ещё одного блока со скоростью седиментации, аналогичной Астраханскому своду, устанавливается между ним и валом Карпинского. Одновременно, намечается развитие зоны повышенной скорости седиментации от 40 до 60 м/млн. лет в направлении на север. Не исключено её развитие вдоль всего бортового обрамления Прикаспийской синеклизы.

### 3.6.3 Термический режим и степень катагенеза

Термический режим имеет прямую корреляцию с параметром скорости седиментации.

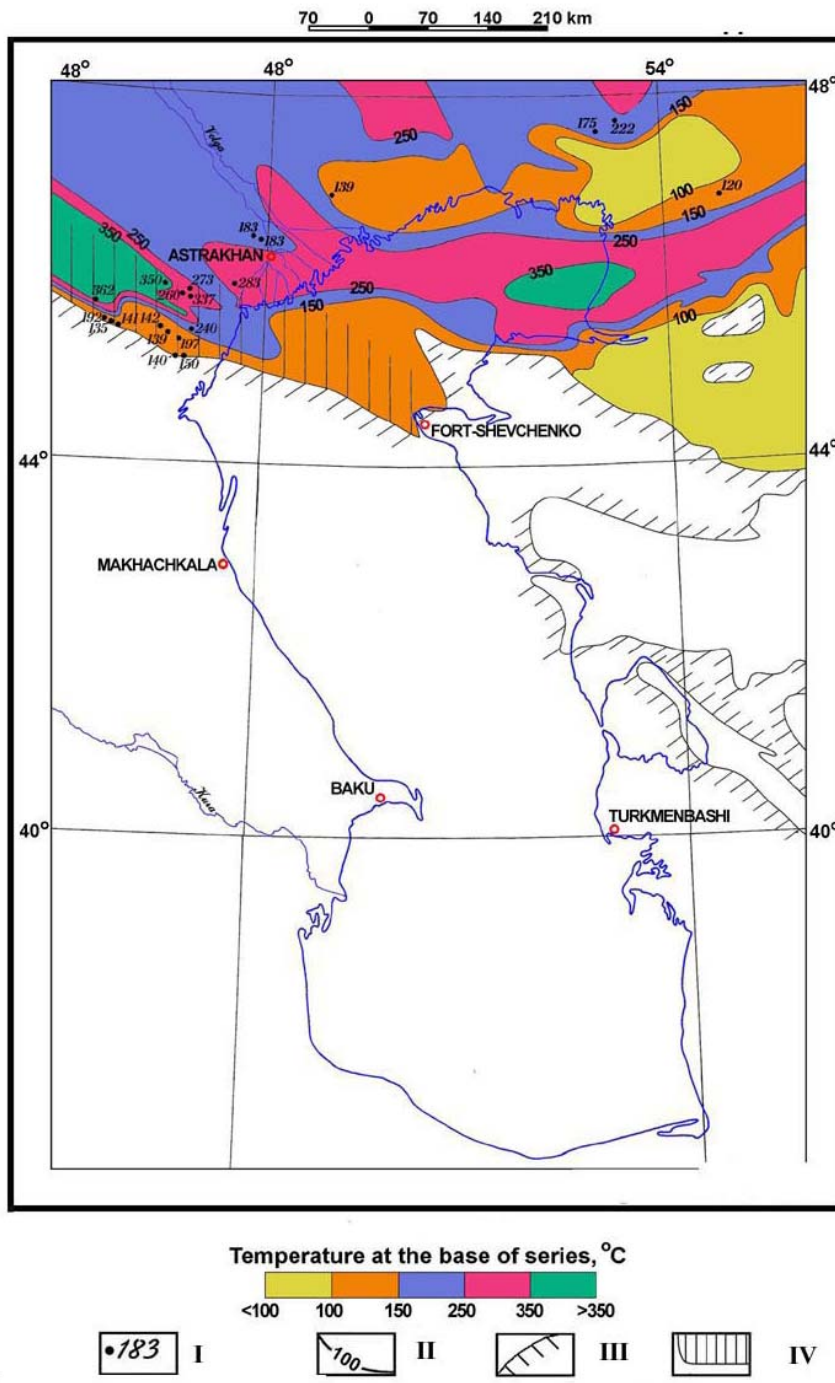
Наиболее интенсивным этот режим оказывается в пределах двух структурных элементов: вала Карпинского и линейной зоны поднятий, пересекающей Северный Каспий. В первом случае значения температур в подошве палеозойских отложений превышают  $350^{\circ}\text{C}$  и сокращаются до  $100\text{-}150^{\circ}\text{C}$  в направлении морского продолжения этого вала, т.е. до района Форты Шевченко. Термический режим палеозоя в линейной зоне поднятий характеризуется значениями от  $250$  до  $300^{\circ}\text{C}$  и только на востоке этой зоны, в районе Тенгиза и Кашаган-Восточно-Кашаганского поднятия возрастает, по-видимому, до более  $350^{\circ}\text{C}$  (рис. 36).

В пределах запада Северо-Устьюртского бассейна термический режим низкий. Преобладающие значения температур менее  $100^{\circ}\text{C}$ . Ещё одна зона низкой интенсивности термического режима, по-видимому, распространена вдоль северного обрамления линейной зоны поднятий, т.е. во внутренней области Прикаспийской синеклизы. Значения температур составляют здесь от  $150$  до менее  $100^{\circ}\text{C}$ . На всей остальной площади юга Прикаспийской синеклизы термический режим подсолёных отложений палеозойского возраста средней интенсивности (исключение отдельные блоки с высоким режимом) со значениями температур от  $150$  до  $250^{\circ}\text{C}$ .



**Рис. 35. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА СКОРОСТЕЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ДЕВОНСКОЕ - РАННЕПЕРМСКОЕ (ПРЕДКУНГУРСКОЕ) ВРЕМЯ.**

**Условные обозначения:** I – Изолинии скоростей осадконакопления, м / млн. лет; II –Области отсутствия осадконакопления в девоне - нижнем перме, или отложения являются подошвой осадочного чехла; III – Область палеозойской складчатости (свод Карпинского).



**Рис. 36. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА ТЕРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ДЕВОН – РАННЕ-ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.**

**Условные обозначения:** I – Места замеров теплового потока и подсчета температуры в основании системы, значения даны в °С; II – Изолинии температуры; III – Области отсутствия девонских - нижнепермских отложений, или отложения являются подошвой осадочного чехла; IV – Области палеозойского свода Карпинского.



В составе данной системы установленная промышленная нефтегазоносность связана с горизонтами среднедевонско-раннекаменноугольного возраста. Эти горизонты характеризуются зависимостью концентрации и типа органического вещества от литологии слоев и их возраста. В песчаниках среднего-верхнего девона оно составляет 0.4 и относительно глубоководных горизонтах глин 0.7%. Тип вещества смешанный – гумусовый (40-60%) и сапропелевый (60-40%). В аргиллитах и глинистых известняках содержание органического вещества достигает 1.4-1.8% и оно имеет сапропелевый состав.

Нижнекаменноугольные отложения отличаются возрастанием концентрации и изменением типа органического вещества от древних к более молодым горизонтам. В песчаниках низов визейского яруса преобладающим является гумусовый состав органического вещества с концентрацией 0.14-0.81%. В аргиллитах и глинистых известняках тип органического вещества меняется на сапропелевый, а его содержание возрастает до 1.28-2.04%.

Вышележащие горизонты окской свиты визейского яруса имеют различие в рассматриваемых параметрах между песчаниками с одной стороны, аргиллитами и глинистыми известняками с другой. В песчаниках присутствует смешанное органическое вещество сапропелево-гумусового типа с концентрацией от 0.35 до 1.1%. Более тонкие глинистые разности содержат органическое вещество сапропелевого состава с концентрацией от 1.18 до 2.04%.

Высокий термический режим данной системы является указанием, что органическое вещество в процессе эволюции находилось на разных уровнях катагенеза – от главной стадии нефтеобразования до апокатагенеза на современной стадии. Об этом свидетельствует наличие зон битумонакопления в районах Астраханского и Тенгизского месторождений. Битумы, вероятно, являются указанием на процесс гипергенного разрушения палеонефтяных залежей в обстановке высоких температур. Следует также предполагать изменение по латерали обстановки катагенеза – от апокатагенеза в прогибах (температуры 250-300<sup>0</sup>С) до главной зоны нефтеобразования (температуры 100-150<sup>0</sup>С) в периферийных зонах Астраханско-Тенгизской системы поднятий.

Анализ геолого-геофизической характеристики отложений палеозойского возраста на севере Каспийского региона подтверждает также представление о развитии в Северном Прикаспии двух разновозрастных рифтов: Южно-Эмбинского и вала Карпинского (Мурзагалиев, 1998). Однако, характер пространственного соотношения этих рифтов нуждается в дальнейшем уточнении. Из материалов, приведенных в обзоре, следует, что Южно-Эмбинский рифт является скорее элементом более протяженной рифтовой системы, существовавшей в позднем девоне-карбоне вдоль обрамления Прикаспийской синеклизы. Вне зависимости от решения дискуссионного вопроса о структурных соотношениях указанных двух рифтов следует признать, что Южно-Эмбинский или точнее Эмбинско-Астраханский рифт представляет зону повышенных плотностей потенциальных ресурсов углеводородов. Об этом же свидетельствует аналогия в потенциале нефтегазоносности со многими другими рифтовыми системами Мира.

Открытием Астраханского, Кашаганского и Тенгизского месторождений определяют основную особенность нефтегазоносности Эмбинско-Астраханской рифтовой системы – связь залежей с рифтовыми массивами и горизонтами органогенных известняков.

### 3.6.4 Распределение плотностей начальных потенциальных ресурсов

Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов оценивается на основе сопоставления сведений по известным месторождениям (Астраханское, Кашаган, Тенгиз) с геолого-геофизическими параметрами девон-нижнепермской системы.

Газоконденсатное Астраханское месторождение приурочено к одноименному своду амплитудой до 3 км. Свод сундучного типа осложнен локальными выступами высотой до 50 м. Залежь содержится в органогенных (рифовых) известняках башкирского яруса среднего карбона с глубиной кровли продуктивных пород 3850-4050 м. Залежь массивно-пластового типа, коллектора поровые с открытой пористостью 11% и проницаемостью 0.03 дарси. Дебиты скважин от 80 до 800 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. Начальное пластовое давление 61 мПа. Тип флюидов – свободный газ и конденсат. Начальные разведанные запасы 3 трлн. м<sup>3</sup> газа и 592 тыс. т конденсата, что эквивалентно 4.4 млрд. т условного топлива.

Нефтяное месторождение Тенгиз приурочено к эродированной антиклинали коробчатой формы и широким плоским сводом. Нефтеносность связана с отложениями средне-раннекаменноугольного и девонского возрастов. Глубина кровли продуктивной толщи в своде 3867 м. Залежь массивная, высотой не менее 1548 м. Её подошва достоверно не установлена. Она содержится в органогенно-обломочных рифовых известняках и доломитизированных мергелях. Породы-коллектора трещинные, кавернозно-трещинные, порово-трещинные. Открытая пористость 0.1-24%, проницаемость 0.001-0.03 дарси. Начальные дебиты нефти около 500 м<sup>3</sup>/сутки при 10-мм штуцере. Разведанные запасы 0.9-1.3 млрд. т нефти.

На месторождении Кашаган притоки нефти получены из рифогенных известняков девон-каменноугольного возраста с глубины 4000-5000 м. При испытании притоки составили порядка 600 т/сутки нефти и 200 тыс. м<sup>3</sup>/сутки газа.

Для оценки потенциальных ресурсов крупных палеозойских структурных элементов в северо-восточной части Каспийского моря использован метод аналогии в плотности ресурсов, приходящихся на один км<sup>2</sup> и разрабатываемых месторождений на прилегающей суше. Территориальная близость и сходная структурная ситуация намечаемого Северо-Каспийского поднятия к Астраханскому месторождению позволяют сделать обоснованное предположение, что Северо-Каспийское поднятие также будет содержать газоконденсатную залежь обширных размеров и сравнительно небольшой амплитуды с близкой плотностью потенциальных ресурсов. Последняя равна на Астраханском месторождении 1.26 млн. т/км<sup>2</sup> в нефтяном эквиваленте (табл. 14). Соответственно аналогичным предполагается и коэффициент извлечения газоконденсатной фазы (0.8). При площади Северо-Каспийского поднятия 800 км<sup>2</sup> его потенциальные ресурсы составят 1 млрд. т УВ в нефтяном экв., соответственно извлекаемые 0.8 млрд. т.

Для поднятия Кашаган (Восточный и Западный), где промышленная нефтеносность установлена первыми двумя поисково-разведочными скважинами в близком интервале глубин и из того же типа коллектора, что и на Тенгизе, ситуация еще более определенная. Плотность потенциальных ресурсов на Тенгизе оценивается величиной 39 млн. т/км<sup>2</sup>. В оптимальном варианте она может быть принята и для Кашагана. При площади этой структуры около 250 км<sup>2</sup> (табл. 14) его

потенциальные ресурсы (в данном случае нефти) могут составить величину около 9.7 млрд. т и соответственно 3.2-3.5 млрд. т извлекаемых запасов.

Суммарные потенциальные ресурсы известных крупных локальных поднятий на юге Северо-Каспийского бассейна очень большой величины в 20 млрд. т, причем доля ресурсов в морской части (около 11 млрд. т) превышает таковую на континенте (около 9 млрд. т).

Возможное некоторое превышение этой оценки с учетом известных перспективных объектов вызвано тем, что в море с палеозойскими отложениями связаны и другие локальные структуры, хотя и меньшие по размерам. На континенте, кроме разрабатываемых двух гигантов, известны и другие небольшие по запасам месторождения (Королевское и др.). С учетом этих замечаний порядок оценки ресурсов представляется достаточно корректным на данном этапе изученности.

### Оценка потенциальных ресурсов углеводородов в девон-каменноугольной системе

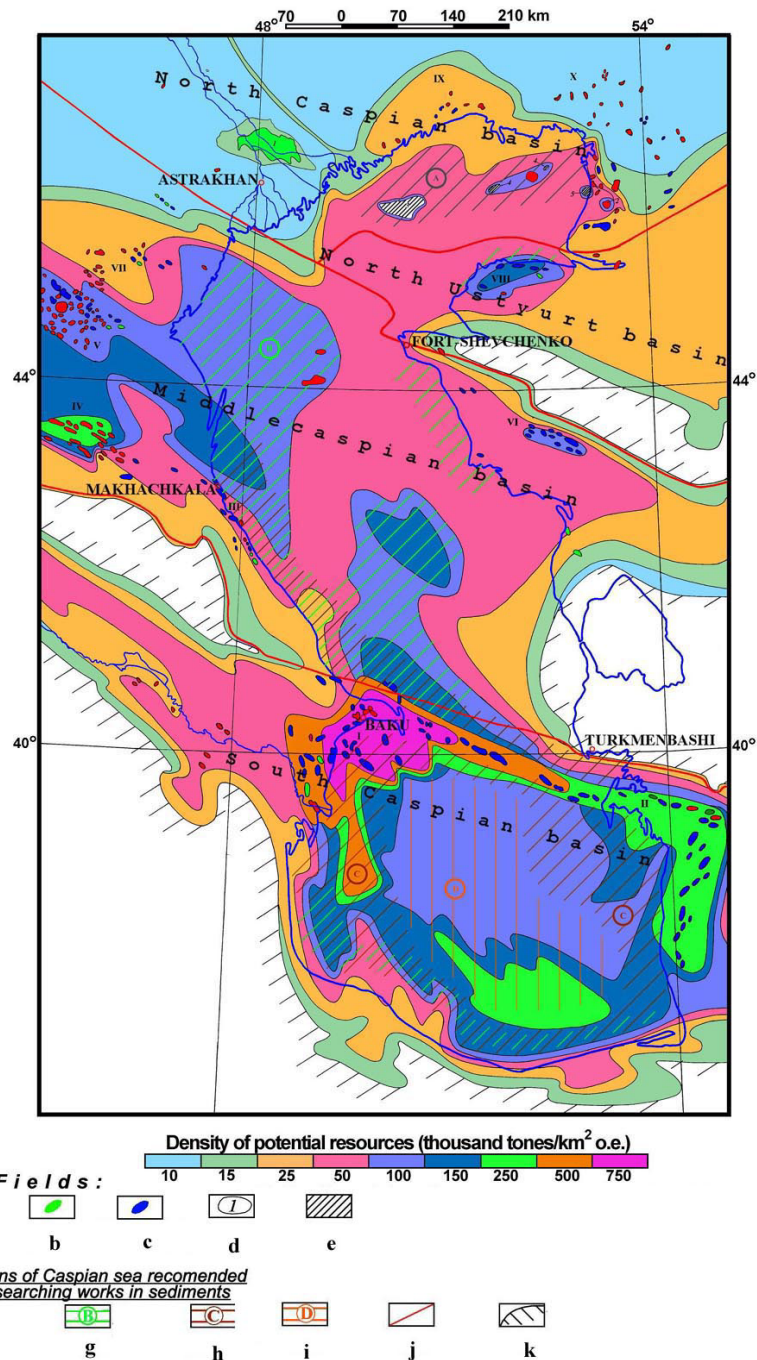
Таблица 14

Месторождения и перспективные площади	Разведанные запасы, млрд. т.н.э.	Площадь, км	Ресурсы, млрд.т.н.э. и их плотность, при- нятая при подсчете, млн.т.н.э./км <sup>2</sup>	Потенциальные геологические ресурсы, млрд.т.н.э.	Суммарные извлекаемые ресурсы, млрд.т.н.э.
Астраханское	4.4	4200 (по изогипсе – 4.3 км)	$\frac{5.3^x}{4200^x} = 1.26$	5.3	4.4
Северо-Каспийская		800 (по изогипсе – 2.6 км)	$\frac{1.0^x}{800^x} = 1.26$	1.0	0.8
Тенгиз	1.3	100 (по изогипсе – 2.6 км)	$\frac{3.9}{100} = 39.0$	3.9	1.3
Кашаган-Восточно-Кашаганское	—	250 (по изогипсам: - 4.4; -3.8; -4.2)	$\frac{9.7}{250} = 39.0$	9.7	4.6
ИТОГО				19.9	
Газ, трлн. м <sup>3</sup>				6.3	
Нефть, млрд. т.				13.6	

<sup>x</sup> – числитель – ресурсы, знаменатель – площадь

## 4. Суммарные потенциальные ресурсы

Суммарная оценка начальных потенциальных ресурсов включает их дифференциацию между государственными секторами, нефтегазоносными бассейнами; континентальными и морскими районами. В этой оценке использованы подсчеты, выполненные для каждой отдельной нефтегазоносной системы в отдельности (рис.37, табл. 1-14)



**Рис. 37. КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КАРТА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПАЛЕОЗОЙ-ЧЕТВЕРТИЧНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ.**

**Условные обозначения:**

**Месторождения:** а – нефти; б – газа; с – нефтегазовые и газоконденсатные; d – месторождения с залежами в палеозойских осадках: 1 – Астраханское; 2 – Тенгиз; е – местные объекты с плотностью потенциальных ресурсов свыше 1 млн. т. / км<sup>2</sup> в палеозойских осадках: 3 – Северо-Каспийское; 4 – Кашаган – Восточный Кашаган; 5 – Морской.

**Регионы Каспийского моря, рекомендованные для разведочных работ в осадках:**

f – палеозойского возраста; g – триас-озоценового возраста; h – олигоцен-четвертичного возраста; i – бассейн Южно-Каспийской впадины с высокой плотностью общих потенциальных ресурсов; j – границы нефтегазоносных бассейнов; k – области отсутствия осадков;

**Стандартные области:** I – Абшерон; II – Западно-Туркменский; III – Восточно-Дагестанский; IV – передовые складки Кавказа; V – Пре-Кума; VI – Южный Мангышлак; VII – южный склон свода Карпинского; VIII – Бузачи; IX – Северный Прикаспий; X – Западная Эмба.

**Плиоцен-четвертичная система** характеризуется концентрацией ресурсов преимущественно в Южно-Каспийском бассейне. На её долю здесь приходится 31.33 т из общих ресурсов системы в 33.4 млрд. т условного топлива. Существенная часть ресурсов (23.9 млрд. т) содержится в морских районах, включая Средне- и Южно-Каспийскую глубоководные котловины. Ведущее значение в распределении ресурсов принадлежит Азербайджану (21.1 млрд. т), затем Туркменистану (8.8 млрд. т) и Ирану (3.3 млрд. т). На долю всех остальных прикаспийских государств приходится лишь крайне незначительная часть ресурсов углеводородов в плиоцен-четвертичной системе (таб. 1, 2).

**Олигоцен-миоценовая система** характеризуется небольшими ресурсами углеводородов, которые составляют 7.14 млрд. т условного топлива. Эти ресурсы сконцентрированы только в Южно-Каспийском (5.79 млрд. т) и Среднекаспийском (1.35 млрд. т) бассейнах. На долю морских районов приходится 4.72 млрд. т и континента 2.42 млрд. т. Распределение между Азербайджаном (3.54), Туркменистаном (1.81) и Ираном (0.93) по соотношению подобно плиоцен-четвертичной системе (таб. 3, 4). Для значительной части площади Южно-Каспийской глубоководной котловины оценка ресурсов в данной системе не производилась в связи с её залеганием на глубинах пока недоступных бурению.

**Верхнемеловая-эоценовая система** отличается от двух вышележащих наличием предпосылок для концентрации ресурсов в каждом из четырех бассейнов Каспийского региона. Оценка этих ресурсов была выполнена до глубин залегания кровли комплекса в 7 км (табл. 6, 7). Из общих ресурсов системы в 15.42 млрд. т условного топлива на долю Южно-Каспийского бассейна приходится 3.55 и Среднекаспийского бассейна 8.81 млрд. т условного топлива. Два остальных бассейна отличаются примерно равными значениями ресурсов – Северо-Устьюртского до 1.38 и на юге Северо-Каспийского порядка 1.68 млрд. т условного топлива. Распределение ресурсов между континентом и морем также равно – 7.96 и 7.48 млрд. т условного топлива. Большая часть ресурсов находится в секторах России (6.2 млрд. т) и Казахстана (4.8 млрд. т). На условные сектора других государств приходится от 2.15 (Азербайджан) до 1.7 (Иран) и менее млрд. т условного топлива.

**Юрская система** подобна мел-эоценовой по распределению ресурсов (табл. 9 10). Из 10.8 млрд. т общих ресурсов 5.9 млрд. т приходится на Среднекаспийский бассейн. Для остальных бассейнов концентрация ресурсов значительно меньше: Южно-Каспийский порядка 1.6 млрд. т; Северо-Устьюртский – 1.7 млрд. т; Северо-Каспийский – до 1.6 млрд. т. Большая часть ресурсов (6.2 млрд. т) заключена в континентальных частях бассейнов и меньшая (4.6 млрд. т) в их шельфовых районах. По концентрации ресурсов в 5.4 млрд. т выделяется сектор Казахстана. Несколько меньшие ресурсы в 3.5 млрд. т заключены в секторе России. На сектора остальных государств приходится от 0.4 (Азербайджан) до 0.9 (Иран) млрд. т условного топлива.

**Верхнепермско-триасовая система** характеризуется максимальным значением плотности начальных потенциальных ресурсов углеводородов в диапазоне от 10 до 30 тыс. т/км<sup>2</sup> условного топлива. С учетом низкой степени изученности данной системы даже в континентальных районах, отсутствии прямых сведений о её строении в пределах шельфа Каспийского моря, относительно низких физических свойствах пород-коллекторов для всей площади рассматриваемого региона при подсчете принято минимальное значение плотности начальных потенциаль-

ных ресурсов в 5 тыс. т/км<sup>2</sup> условного топлива. В дальнейшем, по мере поступления новых данных, это значение плотности должно быть пересмотрено.

Суммарные потенциальные ресурсы углеводородов в отложениях верхнепермско-триасовой системы на площади 556 тыс. км<sup>2</sup> составляет 2.77 млрд. т условного топлива. (табл. 12). Из этих ресурсов 0.23 млрд. т находится в обстановке, где кровля комплекса залегает на глубине более 7 км. С учетом исключения их из суммарного подсчета начальные потенциальные ресурсы могут быть оценены в 2.54 млрд. т условного топлива.

Большая часть ресурсов концентрируется в секторах России и Казахстана – соответственно 0.86 и 1.65 млрд. т. В секторах Азербайджана и Туркменистана 0.14 и 0.12 млрд. т. Распределение этих ресурсов между континентом и морем – соответственно 1.82 и 0.95 млрд. т – обнаруживает большую перспективность континентальных районов, преимущественно за счет неразведанных отложений триасового возраста в Северо-Устьюртском бассейне (табл. 13).

**Для девон-каменноугольной системы** при оценке потенциальных ресурсов используется метод аналогии в плотности ресурсов, установленных для месторождений Астраханского и Тенгиз, с локальными поднятиями в Северном Каспии. При этом предполагалось, что Северо-Каспийское поднятие подобно Астраханскому своду будет содержать газоконденсатную залежь, а зона Кашаган-Восточно-Кашаганских поднятий будет характеризоваться нефтяными залежами подобно месторождению Тенгиз. Ныне это предположение подтверждено обнаружением Кашаганского месторождения.

Суммарные минимальные потенциальные ресурсы локальных поднятий в Северном Каспии, включая месторождения Астраханское, Кашаган и Тенгиз, составляют 19.9 млрд. т нефтяного эквивалента (таб. 14).

Распределение суммарных потенциальных ресурсов углеводородов между нефтегазоносными бассейнами, условными государственными секторами, континентом и морем весьма неравномерно (табл. 15). Наибольшей концентрацией ресурсов выделяются Южно-Каспийский и юг Северо-Каспийского бассейнов, где сосредоточено соответственно 42 и 24 млрд. т условного топлива. Далее по концентрации ресурсов в 20 млрд. тонн условного топлива следует Среднекаспийский бассейн. Наименьшие ресурсы в 4 млрд. т у.т. сосредоточены на западе Северо-Устьюртского бассейна.

Соотношение ресурсов между континентальными и морскими районами составляет 38 и 52 млрд. т.у.т., что определяет наиболее перспективное морское направление работ на ближайшую перспективу. Среди прибрежных государств наибольшей концентрацией ресурсов в 27 и 28 млрд. т.у.т. выделяются условные сектора Азербайджана и Казахстана. На долю сектора России приходится 17 млрд. т.у.т. и сектора Туркменистана 11 млрд. т.у.т. Наименьшими ресурсами отличается сектор Ирана, где предполагается концентрация лишь 7 млрд. т.у.т.

#### **4.1 Распределение плотностей суммарных начальных потенциальных ресурсов углеводородов по площади Каспийского региона**

Оценке перспектив нефтегазоносности Каспийского региона был посвящен ряд опубликованных работ (Алиханов и др., 1978; Буниат-Заде и др., 1981; Гасанов и др., 1981; Кабанов, 1996; Карньюшина и др., 1999; Лебедев, 2001; Левин, Фе-



доров, 2001; Маловицкий, 1964; Нурманов, Грибков, 1975; Павлов, Хортов, 1995; Попков, 1999; Соловьев, Левшунова, 1999; Федоров, Кирюхин, 1984; Федоров, Левин, 1999; Федоров и др., 2000; Федоров, куликов, 2002; Fedorov et al., 2000). Однако, только в работе над данным обзором с использованием оригинальной методики оценки ресурсов оказалось возможным создать количественную модель перспективности, отраженную картой распределения плотностей начальных геологических потенциальных ресурсов для Каспийского региона в целом (рис.37).

**Распределение потенциальных ресурсов углеводородов в палеозойско-четвертичных отложениях между нефтегазоносными бассейнами и государственными секторами, континентом и морем**

**Таблица 15**

Государственные сектора	Континент	Море	ИТОГО
<b>Южно-Каспийский бассейн</b>			
Азербайджана	9.0	15.0	24.0
Туркменистана	4.0	7.0	11.0
Ирана	2.0	5.0	7.0
Итого по бассейну	15.0	27.0	42.0
<b>Среднекаспийский бассейн</b>			
Азербайджана	—	3.0	3.0
Туркменистана	—	—	—
России	6.0	5.0	11.0
Казахстана	2.0	4.0	6.0
Итого по бассейну	8.0	12.0	20.0
<b>Северо-Устьуртский бассейн</b>			
России	—	—	—
Казахстана	3.0	1.0	4.0
Итого по бассейну	3.0	1.0	4.0
<b>Северо-Каспийский бассейн</b>			
России	6.0	—	6.0
Казахстана	6.0	12.0	18.0
Итого по бассейну	12.0	12.0	24.0
<b>Итого по государственным секторам</b>			
России	12.0	5.0	17.0
Казахстана	11.0	17.0	28.0
Азербайджана	9.0	18.0	27.0
Туркменистана	4.0	7.0	11.0
Ирана	2.0	5.0	7.0
ВСЕГО	38.0	52.0	90.0

Плотность суммарных потенциальных ресурсов оказывается резко дифференцированной как по площади региона, так и в пределах отдельных нефтегазоносных бассейнов. Всего выделяется 10 градаций плотностей ресурсов со значениями от менее 10 до более 720 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>.

Южно-Каспийский бассейн выделяется преобладанием концентрического распределения плотностей по обрамлению глубоководной котловины и их максимальными значениями более 720 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> в северо-западной части Абшере-

но-Балханской зоны «Золотого пояса Каспия». На востоке этого пояса и в пределах Западно-Туркменской впадины плотность ресурсов снижается до 300 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. Аналогичная плотность намечается и для зоны западного континентального склона Южно-Каспийской глубоководной котловины. Упомянутая котловина обрамлена поясом повышенных плотностей со значениями в 200 и 150 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. Непосредственно в котловине плотность оценивается в 100 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. К краевым частям данного бассейна (Куринская впадина, Рештский и Предэльбурсский прогибы, восток Западно-Туркменской впадины) плотность ресурсов последовательно снижается до значений 50, 20 и 15 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>.

Среднекаспийский бассейн характеризуется асимметрией в распределении потенциальных ресурсов. Она отражена двумя районами повышенных до 100-150 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> плотностей, которые намечаются в западной части этого бассейна. Один из них приурочен к Среднекаспийской (Дербентской по А.Е. Шлезингеру, 1998) относительно глубоководной котловине и Северо-Абшеронскому мезозойско-кайнозойскому грабену. Второй охватывает собственно Терско-Каспийский краевой прогиб с Терско-Сунженской и Дагестанской впадинами, а также район передовых складок Кавказа. Последний район с рядом известных зон нефтегазонакопления с залежами в отложениях юрской и мел эоценовой систем выделяется плотностью ресурсов в 200 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. На остальной площади этого бассейна почти везде плотность ресурсов порядка 50 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. Эта плотность претерпевает изменение в двух небольших районах: она снижается до 25 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> в районе южного склона вала Карпинского, где залежи известны и в рифовых породах верхнепермско-триасового комплекса; но, напротив, возрастает до более 100 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> в районе Южного Мангышлака (Жетыбай-Узеньская зона нефтегазонакопления).

Северо-Устюртский бассейн отличается низкими плотностями ресурсов в 25 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> в континентальной части. Плотность испытывает региональное увеличение до 50 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> на западе в пределах шельфовой части этого бассейна. На фоне этих преобладающих плотностей выделяется район Северо-Бузачинского поднятия с известными зонами нефтегазонакопления, где плотность ресурсов до 150 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>.

Юг Северо-Каспийского бассейна характеризуется, прежде всего, обширной областью низких плотностей, отвечающих мезозойско-кайнозойским надсолевым комплексам осадочного чехла. Эта область со значениями от 10 до 25 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> отвечает внутренним районам Прикаспийской синеклизы и получает развитие до береговой линии Каспийского моря. Далее к югу, в Северном Каспии, устанавливается региональное возрастание плотности до 50 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>.

В отдельных поднятиях, отвечающих рифовым массивам девон нижнепермской системы, прогнозная плотность ресурсов резко увеличивается до более 1 млн. т.н.э./км<sup>2</sup>. Это подтверждено открытием месторождения Кашаган.

Таким образом, для морской части Каспийского региона может быть намечен ряд поясов повышенных плотностей ресурсов: три субширотных; пять субмеридиональных и один секущий северо-западной ориентировки (рис. 37).

Субширотные пояса включают с севера на юг:

1. Пояс рифовых массивов на юге Северо-Каспийского бассейна (Тенгиз – Кашаган – Каспийско-Астраханский);

2. Пояс на севере Среднекаспийского бассейна от южного склона вала Карпинского до Южного Мангышлака включительно с предполагаемыми залежами в отложениях мел-эоценовой и юрской систем, а также в терригенных коллекторах и рифовых массивах позднепермско-триасовой системы;

3. Пояс Абшероно-Балханского порога совместно с Северо-Абшеронским прогибом и Абшеронским грабеном с залежами преимущественно в плиоцен-четвертичной и олигоцен-миоценовой системах.

Субмеридиональные пояса представлены:

4. Востоком Терско-Каспийского прогиба, а также Терско-Сулакской и Дагестанской впадинами с предполагаемыми залежами в отложениях юрской, мел-эоценовой и олигоцен-миоценовой систем;

5. Западом морского продолжения Южного Мангышлака, включая Песчаномысское поднятие и впадину Казахского залива с предполагаемыми залежами в отложениях верхнепермско-триасовой, юрской и мел-эоценовой систем;

6. Двумя поясами вдоль западного и восточного континентальных склонов Южно-Каспийской котловины с предполагаемыми залежами преимущественно в отложениях плиоцен-четвертичной и олигоцен-миоценовой систем;

7. Поясом Южно-Каспийской глубоководной котловины с предполагаемыми залежами в отложениях плиоцен-четвертичной системы;

8. Секущий северо-западный пояс отвечает Среднекаспийской (Дербентской) котловине. Предполагаемые залежи этого пояса связаны преимущественно с мел-эоценовой и олигоцен-миоценовой системами. Не исключена вероятность обнаружения залежей также в юрской и плиоцен-четвертичной системах.

## 5. Заключение

Каспийский регион характеризуется высокими потенциальными ресурсами углеводородов, которые достигают в морской части осадочных бассейнов 50 млрд. т н.э. Освоение этих ресурсов должно учитывать геодинамические риски природных катастроф: землетрясений, извержений грязевых вулканов; изменений уровня моря.

Для Каспийского региона намечаются две категории поясов высокой плотности потенциальных ресурсов – асейсмичные и с сейсмической опасностью для сооружений нефтегазовой индустрии.

Первая категория представлена следующими поясами: юга Северо-Каспийского бассейна; севера Среднекаспийского бассейна; Южно-Каспийской глыбовоководной котловины.

Вторая категория включает пояса: Абшероно-Балханского порога совместно с Северо-Абшеронским прогибом и Куринской впадиной; Терско-Каспийского прогиба; западного и восточного склонов Южно-Каспийской котловины; секущий Северо-Западный пояс с Дербентской котловиной в центральной части Среднекаспийского бассейна.

Плотность суммарных потенциальных ресурсов резко дифференцирована между указанными поясами и в пределах отдельных нефтегазоносных бассейнов.

Южно-Каспийский бассейн отличается максимальной для региона плотностью более 720 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> на северо-западе пояса Абшероно-Балханского порога. На востоке этого пояса и поясе западного континентального склона Южно-Каспийской котловины плотность снижается до 300 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. В относительно асейсмичном поясе котловины Южного Каспия плотность оценивается в 100 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>, но после выполнения поисковых работ может оказаться значительно выше.

Среднекаспийский бассейн характеризуется сочетанием повышенной сейсмичности и высоких до 100-150 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> плотностей ресурсов в пределах двух поясов: Терско-Каспийского прогиба и Северо-Западного, включающего Дербентскую котловину. На остальной площади этого бассейна преобладает плотность порядка 50 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>. Она претерпевает изменение в двух небольших районах: снижается до 25 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> вдоль южного склона вала Карпинского и возрастает до 100 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup> на севере Предмангышлакского прогиба на продолжении Жетыбай-Узеньской зоны нефтегазонакопления.

Северо-Устюртский и юг Северо-Каспийского бассейна, подобно северу Среднекаспийского бассейна, находятся в асейсмичной области. Первый, Северо-Устюртский, выделяется региональным увеличением плотности ресурсов с востока на запад к шельфу от 25 до 50 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>.

Второй, юг Северо-Каспийского, характеризуется низкой плотностью ресурсов от 10 до 25-50 тыс. т.н.э./км<sup>2</sup>, отвечающей мезозойско-кайнозойским нефтегазоносным системам. В отдельных поднятиях пояса рифовых массивов девон-каменноугольной системы плотность увеличивается до более 1 млн. т.н.э./км<sup>2</sup>.

Соотношение ресурсов между континентальными и морскими районами составляют 38 и 65 млрд. т.у.т., что определяет приоритетное морское направление работ на ближайшую перспективу. Условные сектора Азербайджана и Казахстана

имеют наибольшую концентрацию ресурсов в 27 и 41 млрд. т.у.т. На долю сектора России приходится 17, Туркменистана – 11, Ирана – 7 млрд. т.у.т.

Сочетание ряда поясов высоких плотностей ресурсов с повышенной сейсмичностью означает, что развитие нефтегазовой индустрии в каждом из условных государственных секторов должно учитывать пространственное положение вероятных землетрясений. Планы развития нефтегазовой индустрии, включая сооружения магистральных нефтегазопроводов через Каспийское море, должны сопровождаться Международной геоэкологической экспертизой для обеспечения интересов всех 5 государств этого региона.

## ЛИТЕРАТУРА

Алиев Ад.А., Алиев Г.М., Велиева С.Р., Касумова Л.Б., 1997. Особенности состава углеводородов органического вещества мезозойских отложений Среднекуринской впадины. Тр. Ин-та геологии. Акад. наук Азерб., № 26, с. 172-179.

Алиев А.И., Багир-Заде Ф.М., Буниат-Заде З.А. и др., 1985 Месторождения нефти и газа и перспективные структуры Азербайджанской ССР, Из-во «Элм», Баку, 107 с.

Алиев М.Г., Гаджиев А.Н., Шлезингер А.Е., 1989. Строение осадочного чехла по данным сейсморазведки МОГТ. Изв. вузов. Сер. «Геология и разведка», № 12, с. 3-.

Алиханов Э.Н., Юферов, Ю.К., Буниат-Заде З.А. и др., 1978. Связь структур Южного Мангышлака и прилегающей акватории Каспия в свете перспектив нефтегазоносности. Сов. геология, № 9, с. 12-21.

Бабаев Д.Х., Гаджиев А.Н., 1998. О наличии нового массива на юге Южно-Каспийской впадины по комплексным геофизическим данным. Тез. докл. 2-ой Азербайджанской международной геофизической конференции. Баку, с 240.

Байзаков М.К., 1999. Состояние потенциала углеводородного сырья республики Казахстан, проблемы освоения и развития. В сб.: «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений», С.-Петербург, т. 3, с. 116-119.

Волож Ю.А., Липатова В.В., Арбузов В.Б., Данилин А.Н., Дмитриев Л.П., Козмодемьянский В.В., Салов Ю.А., Хафизов И.А., 1981. Триас Южного Мангышлака. М., Недра, тр. ВНИГРИ, вып. 224, 107 с.

Гаджиев А.Н., Алиев М.Г., 1990. Особенности сейсмостратиграфии мезозойско-кайнозойских отложений Среднего Каспия. В сб.: «Сейсмостратиграфические исследования в СССР», М., Наука, с. 105-110.

Гаджиев А.Н., Попков В.И., 1988. Строение осадочного чехла Среднего Каспия. Геотектоника, № 2, с. 101-112.

Гасанов Г.Ю., Алиев Н.А., Сулейманов А.И., Мурадов Т.К., 1981. О перспективах нефтегазоносности триасовых отложений казахского сектора Каспийского моря в свете новых данных поисково-разведочного бурения. Азерб. нефт. хоз-во, № 11, с. 9-11.

Геология и минерагения позднеюрско-четвертичного осадочного чехла в океанах и на континентах, 1993. И.С. Грамберг, Е.Н. Исаев, Л.Э. Левин (ред.), М., ВНИИЗарубежгеология, 681 с.

Гулиев И.С., Павленкова Н.И., Раджабов М.М., 1988. Зона регионального разуплотнения в осадочном чехле Южно-Каспийского бассейна. Изв. АН СССР, Литология и полезные ископаемые, № 5, с. 130-136.

Гулиев И.С., Францу Ю., Фейзулиев А.А., Мюллер П., Мамедова С.А., 1991. Геолого-геохимические особенности нефтяной формации в альпийском межгорном прогибе. Геохимия, № 1, с. 148-156.

Гулиев И.С., Фейзуллаев А.А., Гусенов Д.А., 2000, С степень зрелости нефтей разновозрастных резервуаров Южно-Каспийской мега впадины. Геология нефти и газа, №3 с.41-50

Гулиев И.С., Алиев Г-М.А., Алиева Э.Г., Бурадов Ч.С. Многокомпонентная аномалия в донных осадках и морской воде центральной части Южно-каспийской впадины. *Геохимия*, 9, с.1010-1017.

Жидовинов С.Н., 1998. Триас Прикаспийского региона. М., Изд. ИГиРГИ, 311 с.

Исмагилов Д.С., Козлов В.Н., Хортов А.В., Хортова Г.В., 1999. О перспективах нефтегазоносности северо-западной части Каспия и дельты Волги по результатам сейсморазведочных работ в условиях предельного мелководья. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*, № 3, с. 19-22.

Кабанов А.И., 1996. Особенности тектоники и нефтегазоносности осадочно-го чехла Северного Каспия в свете новых геолого-геофизических данных. Научно-технич. сб. «Отечественный и зарубежный опыт в газовой промышленности». Серия «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений на суше и на море» РАО «Газпром», № 9-10, с. 3-6.

Модели формирования коллекторов на палеозойском шельфе Прикаспийской впадины. В сб.: «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа», МГУ, с. 116-117.

Керимов В.У., Халилов Е.А., Мехтиев Н.У., 1991. Палеогеографические условия образования Южно-Каспийской впадины в плиоцене в связи с ее нефтегазоносностью. *Геология нефти и газа*, № 3, с. 5-8.

Керимов К.М., Рахманов Р.Р., Хеиров М.Б., 2001. Нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины. Баку, изд-во «Адилоглы», 317 с.

Лебедев Л.И., 2001. Перспективы поисков залежей нефти и газа в Южно-Каспийской впадине. В кн.: «Современные проблемы геологии нефти и газа». М., Научный мир, с. 74-77.

Левин Л.Э., Лихолатников В.М., 1963. Новые данные о перспективах нефтегазоносности плиоценовых отложений Северного Прикаспия. *Нефтегазовая геология и геофизика*, № 6, с. 20-24.

Левин Л.Э., Федоров Д.Л., 2001. Среднекаспийский и Южно-Каспийский бассейны: геолого-геофизические параметры нефтегазоносных систем и распределение потенциальных ресурсов углеводородов. В кн.: «Современные проблемы геологии нефти и газа», М., Научный мир, с. 278-286.

Левин Л.Э., 2001. Количественные параметры седиментации в позднем мезозое-кайнозое: теоретические аспекты геодинамики и проблемы глобального распределения потенциальных ресурсов углеводородов. *Изв. секции наук о Земле РАЕН*, вып. 6, с. 51-

Леонов Ю.Г., Антипов М.П., Волож Ю.А., и др., 1998. Геологические проблемы колебаний уровня Каспийского моря. Глобальные изменения природной среды. Новосибирск; изд-во СО РАН, с. 30-58.

Липатова В.В., Волож Ю.А., Воцалевский Э.С., Кривонос В.Н., Николаенко В.П., 1985. Доюрский комплекс Северного Устюрта и полуострова Бузачи. *Тр. ВНИГРИ*, вып. 254, Недрa, 131 с.

Липатова В.В., Волож Ю.А., Самодуров В.И., Светлакова Э.А., 1982. Триас Прикаспийской впадины и перспективы его нефтегазоносности. *Тр. ВНИГРИ*, вып. 236, Недрa, 147 с.

Лисицын А.П., 1974. Осадкообразование в океанах. М., Наука, 438 с.

Лисицын А.П., 1978. Процессы океанской седиментации. М., Наука, 168 с.



- Маловицкий Я.П., 1964. Оценка перспектив нефтегазоносности Каспия. Геология нефти и газа, № 6, с. 18-23.
- Мамедов П.З., 1989. Палео-дельтовые комплексы на севере Южного Каспия. Нефтяная геология, т. 25, с. 344-346.
- Мамедов П.З., 1991. Сейсмостратиграфическое изучение структуры Южно-Каспийского мегабассейна в связи с оценкой нефтегазоносности. Дисс. на соиск. уч. степени кандидата наук. Баку, Геол. инст. АН Азербайджана.
- Мирзоев Д.А., Пирбудагов В.М., 2001. Тектоника и нефтегазоносность Дагестанского сектора Терско-Каспийского прогиба. В кн.: «Современные проблемы геологии нефти и газа». М., Научный мир, с. 265-271.
- Мурзагалиев Д.М., 1998. Геодинамика Каспийского региона и ее отражение в геофизических полях. Геология нефти и газа, № 2, с. 10-15.
- Назаревич, И.А., 1999. Повышение эффективности поисков нефтегазовых скоплений в среднетриасовой толще Восточного Предкавказья. Материалы III Международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». Изд. МГУ, с. 174-176.
- Нариманов А.А., 1988. Геологические критерии оценки перспектив нефтегазоносности (на примере каспийских шельфов Азербайджана и Туркмении). ВНИИЭгазпром, Серия: Геология и разведка месторождений на континентальном шельфе. Вып. 5, с. 49.
- Нариманов А.А., 1989. Региональный нефтегазоносный комплекс Южно-Каспийской впадины. В сб.: «Структура и нефтегазоносность впадин внутренних морей», М., Недра, с. 81-89.
- Павлов Н.Д., Хортов А.В., 1995. Структурно-сейсмофациальные особенности крупнейших нефтегазоперспективных и нефтегазоносных органогенных сооружений юга Прикаспийской впадины. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 8, с. 24-34.
- Польстер Л.А., Висковский Ю.А., Левин А.И., Несмеянов Д.В., 1972. Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн. Л., Недра, 214 с.
- Польстер Л.А., Висковский Ю.А., Николенко В.А., Садыкова П.И., Шереметьев Ю.Ф., Шустова Л.Г., 1984. Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности. М., Недра, 198 с.
- Попков В.И., 1999. Тектоническая позиция Бузачинской зоны нефтегазоаккумуляции. В сб.: «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа», МГУ, с. 202-203.
- Ронов А.Б., Хаин В.Е., Балуховский А.Н., 1989. Атлас литолого-палеогеографических карт мира. Мезозой и кайнозой континентов и океанов. Л., 79 с.
- Савельева Л.М., 1978. Триас Восточного Предкавказья. М., Наука, 91 с.
- Сеидов А.Г., Хеиров М.Б., 1997. Оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана по литофациальным критериям. Тр. Ин-та геологии Азербайджана, вып. 26, с. 157-161.
- Соколов Б.А., Мирзоев Д.А., Циткилов Г.Д. 1994. Восточно-Скифская погребенная рифтовая система и её нефтегазоносность. Бюлл. МОИП, отд. Геол., т. 69, вып. 4, С. 3-.
- Соловьев Б.А., Левшунова С.П., 1999. Новый взгляд на геологическую модель и генезис углеводородных флюидов глубоких горизонтов Астраханского свода Прикаспийской впадины. В сб.: «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа», МГУ, с. 255-256.

Фадеева Н.П., Баженова О.К., 2000. Аутигенная нефтегазоносность майкопской серии Кавказско-Скифского региона. Мат. Всерос. Научн. конфер. «Геология Русской платформы и сопредельных территорий на рубеже веков». С. 77.

Федоров Д.Л., Кирюхин Л.Г., 1984. Особенности формирования и размещения залежей нефти и газа в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. М., «Недра», 144 с.

Федоров Д.Л., Коновалов Ю.Ф., Левин Л.Э., Солодилов Л.Н., 2000. Нефтегазоносность и геодинамика Каспийско-Кавказского региона». В: «Недра Поволжья и Прикаспия», Саратов, вып. 23, с. 12-15.

Федоров Д.Л., Кулаков С.И., 2002. Структурно-тектонические предпосылки нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия. В сб. «Четвертые геофизические чтения им. В.В. Федынского», Москва Центр ГЕОН, с. 35.

Федоров Д.Л., Левин Л.Э., 1999. Оценка потенциальных ресурсов нефти и газа Южно-Каспийского бассейна. «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений», № 8, с. 2-6.

Хаин В.Е., Левин Л.Э., 2001. Геодинамические типы глобальных поясов нефтегазоносности и их особенности. Геология и геофизика. Т. 42, № 11-12, с. 1724-1738.

Хаин В.Е., 1984. Региональная геотектоника. Альпийский Средиземноморский пояс. М., Недра, 342 с.

Хортов А.В., Волож Ю.А., 1996. Геология и перспективы нефтегазоносности докунгурских отложений Северного Каспия. Док. РАН, т. 350, № 3, с. 384-387.

Хортов А.В., Шлезингер А.Е., 1999. Северо-Абшеронский осадочный бассейн и перспективы его нефтегазоносности. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 8, с. 12-14.

Хортов А.В., Шлезингер А.Е., Юров Ю.Г., 1998. Строение Южно-Каспийского глубоководного бассейна по данным сейсмических исследований и перспективы нефтегазоносности его глубинных недр. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 9, с. 2-7.

Штёклин Й. 1974/1977. Северный Иран; горы Эльбурс. В кн.: «Мезозойско-кайнозойские складчатые пояса». М., Мир, т. 1, с. 264-289. Репр. с англ.

Юнов А.Ю., Мартиросян В.Н., 1990. Строение внешней зоны туркменского шельфа Южного Каспия по материалам МОВ ОГТ. В сб.: «Каспийское море. Вопросы геологии и геоморфологии», м., Наука, с. 147-151.

Якобсон А.Н., 2000. Впадина Южного Каспия. Томографическая модель. Отечественная геология, № 2, с. 57-64.

Яндарбиев Н.Ш., 1999. Оценка перспектив нефтегазоносности подсолевых юрских отложений Терско-Каспийского прогиба. Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья, М., «Геоинформмарк», вып. 1, с. 1-69.

Ярошенко А.А., Писцова Л.В., Серов А.В. 2001. Геолого-геохимические условия нефтегазоносности палеозойских отложений Центрального и Восточного Предкавказья (территория Ставропольского края). В кн.: «Современные проблемы нефти и газа». М., Научный мир, с. 253-260.

Alieva E., 2000. Source rocks and reservoirs in the sedimentary series of the Middle Caspian depression western flange. In: "EAGE 62<sup>nd</sup> Conference and Technical Exhibition", Glasgow, Scotland, P. A-53.

Barzegar F., 1994. Recognition of a hydrocarbon-bearing structure in Central Gorgan plain (N.E. Iran): A Satellite Survey. In: "Proceedings of the Tenth Thematic Conference on Geologic Remote Sensing", Vol. 1, San Antonio, Texas, P. 443-454.

Bayramov A., 1999. The Main Plate Tectonic Units of the South Caspian Basin – onshore Azerbaijan and Adjoining Areas. In: "EAGE 61<sup>st</sup> Conference and Technical Exhibition", Helsinki, Finland. P. P525.

Fedorov D.L., Levin L.E., Aliev G.M., Guliev I.S., 2000. Potential hydrocarbon resources of the South and Middle Caspian basins. Azerbaijan Inter. Geoph. Conference. Technical abstracts. Baku, 19-21 Oct., p. 119.

Feyzullaev A., Guliev I., Alieva E., 2000. Mud volcanoes and geochemistry of fluid and rock ejecta, the South Caspian Basin. In: "EAGE 62<sup>nd</sup> Conference and Technical Exhibition", Glasgow, Scotland, P. 11.

Feyzullayev A.A., Guliyev I.S., Tagiyev M.F., 2001. Source potential of the Mesozoic-Cenozoic rocks in the South Caspian Basin and their role in forming the accumulations in the Lower Pliocene reservoirs. Petroleum Geology. Vol. 7, pp. 409-417.

Guliyev.I.S.,Feyzullayev A.A., Tagiyev M.F., 1997. Isotopic-Geochemical characteristics in the South Caspian Basin. Energy Exploration and Exploration v.5,1997, p.311-368.

Lerche.I., Alizadech A.A., Guliyev I.S. at al, 1997, South Caspian Basin, stratigraphy, geochemistry and risk analysis.Baku-, p.430.

Guliyev I.S., Feyzullayev A.A., Huseynov D.A., 2001. Isotope geochemistry of oils from fields and mud volcanoes in the South Caspian Basin, Azerbaijan. Petroleum Geology. Vol. 7, pp. 201-209.

Huseynov D.A., 2000. Origin of oils in the western part of the Kura – South Caspian oil-gas bearing basin. EAGE 62<sup>nd</sup> Conference and Technical Exhibition. Glasgow, Scotland, P. A-55

Khalifa-Zade Ch.M., 1998. New data on the distribution of the turbidity systems in the productive series within the South Caspian depression. Abs. "3<sup>rd</sup> International Conference on the Petroleum Geology and Hydrocarbon Potential of the Black and Caspian Seas Area". Neptun – Constanta, Romania, P. 21-22.

Lawrence S., Babaev H., 2000. Large structures indicated off Turkmenistan. Oil and Gas Jour., V. 98, N 17, p. 86-89.

Lebedev L.I., Avrov V.P. et al., 1999. Tectonics of the Caspian Sea Platform Part and Problems of Structural Correlation of Adjacent Regions. In: " EAGE 61<sup>st</sup> Conference and Technical Exhibition", Helsinki, Finland, P. P528

Levin L.E. Viskovsky Yu.A., 1998. The heat flow of the Earth, geothermal gradients and thermal regime, set of maps at a scale of 1:25 000 000. Proc. of the Inter. Conference "The Earth's thermal field related research methods", p. 151-152.

Lerche I., Bagirov E., Nodirov R., Tagiev M., Guliev I., 1997. Evolution of the South Caspian basin: geologic risk and probable hazards. Baku, 580 P.

Lerche.I., Alizadech A.A., Guliyev I.S. at al, 1997, South Caspian Basin, stratigraphy, geochemistry and risk analysis.Baku-, p.430.

Levin L.E. Viskovsky Yu.A., 1998. The heat flow of the Earth, geothermal gradients and thermal regime, set of maps at a scale of 1:25 000 000. Proc. of the Inter. Conference "The Earth's thermal field related research methods", p. 151-152

Mamedov S.G., Khasanov A.S., 1998. Successful use of gravimetric survey in detection of local oil and gas bearing structure in the Caspian Sea. Geophysical news in Azerbaijan. N 1, p. 24-26.

Murtuzaev J., 1999. Recognizing Subsurface Tectonics Through Analysis of Mud Volcano Shape – Example of South Caspian Basin. Abs. 61<sup>st</sup> EAGE Conference and Technical Exhibition. Helsinki, p. 3-55.

Reynolds A.D., Simmons M.D., Bowman M.B. et al., 1998. Implications of Outcrop Geology for Reservoirs in the Neogene Productive Series: Apsheron Peninsula, Azerbaijan. BAAPG, v. 82, N 1, p. 25-40.

Sobornov K., Kazakov V., Afanasenkov A., Dolgov V., 1999. Structure and Petroleum Potential of the North-West Caspian Area. Abs. 61<sup>st</sup> EAGE conference and Technical Exhibition. Helsinki, p. 3-50.

Temirzhanov T., Akishev T.A., Akhmetov E.M., 1999. New Way of Studying of Sedimentary Cover in Precaspian Depression. Abs. 61<sup>st</sup> EAGE Conference and Technical Exhibition. Helsinki, p. 3-56.

## СОДЕРЖАНИЯ

1. Введение.....	3
2. Методика системного анализа и геолого-геофизическая изученность.....	5
2.1 Системный анализ .....	5
2.2 Размещение региональных сейсмических работ и основных скважин разведочного бурения .....	6
2.3 Гравитационное поле .....	13
2.4 Геолого-геофизические разрезы .....	19
2.5 Сейсмичность .....	21
3. Нефтегазоносные системы .....	21
<b>3.1 Плиоцен-четвертичная</b> .....	23
3.1.1 Структура .....	24
3.1.2 Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации.....	28
3.1.3 Термический режим и катагенез ОВ .....	30
3.1.4 Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов .....	34
<b>3.2 Олигоцен-миоценовая</b> .....	39
3.2.1 Структура .....	41
3.2.2 Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации.....	43
3.2.3 Термический режим и катагенез ОВ .....	46
3.2.4 Распределение плотностей начальных потенциальных ресурсов углеводородов .....	49
<b>3.3 Мел-эоценовая</b> .....	53
3.3.1 Структура .....	53
3.3.2 Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации.....	56
3.3.3 Термический режим и катагенез ОВ .....	57
3.3.4 Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов .....	61
<b>3.4 Юрская</b> .....	67
3.4.1 Структура .....	67
3.4.2 Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации.....	70
3.4.3 Термический режим и катагенез ОВ .....	74
3.4.4 Распределение плотностей начальных потенциальных ресурсов углеводородов .....	76
<b>3.5 Верхнепермско-триасовая</b> .....	82
3.5.1 Строение системы .....	82
3.5.2 Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации.....	82
3.5.3 Термический режим и катагенез ОВ .....	90
3.5.4 Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов .....	92
<b>3.6 Девон-нижнепермская</b> .....	99
3.6.1 Строение системы .....	99
3.6.2 Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации.....	104
3.6.3 Термический режим и катагенез ОВ .....	106
3.6.4 Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов .....	110
4. Суммарные потенциальные ресурсы.....	111
4.1 Распределение плотностей суммарных начальных потенциальных ресурсов углеводородов по площади Каспийского региона.....	114
5. Заключение .....	118
Литература .....	120

**İ.S.QULİYEV, L.E.LEVİN, D.L.FYODOROV**

# **XƏZƏR REGIONUNUN KARBOHİDROGEN POTENSİALI**

Bakı – 2003

*Nəşriyyatın direktoru:* **H.Abiyev**  
*Kompüter tərtibçisi:* **Q.Xeyrullaov**  
*Operator:* **İ.Həsəni**

---

Çapa imzalanmışdır: 19.11.2003. Sifariş № 58. Həcmi 16 ç.v.  
Tirajı 500 nüsxə. Qiyməti müqavilə ilə.

---

Azərbaycan MEA Geologiya İnstitutunun mətbəəsi,  
Bakı şəh., H.Cavid pr. 29A. Tel.: 393972