

AVERY WORLDWIDE LIMITED
ЮКОС – ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ

БЛОКИ КАЗАХСТАНСКОЙ ЧАСТИ
КАСПИЙСКОГО ШЕЛЬФА

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Алматы – декабрь 2003г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. Литолого-стратиграфическая характеристика	10
1.1 Нижний палеозой	10
1.2. Девонская система	13
1.3. Каменноугольная система	15
1.4. Пермская система	19
1.4.1. Ассельско-артинские отложения	19
1.4.2 Кунгурские отложения	21
1.4.3. Верхнепермские отложения	21
1.5 Триасовая система	22
1.6 Юрская система	30
1.7. Меловая система	32
1.8. Палеогеновая система	33
1.9. Неоген-антропогеновые отложения	34
2. Тектоника	36
2.1. Существующие тектонические представления	36
2.2 Базовые поверхности чехла	38
2.3. Структурно-тектоническое районирование	41
2.3.1. Районирование поверхности фундамента	41
2.3.2. Районирование палеозойского комплекса	43
2.3.3. Районирование мезокайнозойского комплекса	52
3. Нефтегазоносность	60
3.1. Размещение залежей нефти и газа	60
3.1.1. Девонско-каменноугольный карбонатный комплекс	61
3.1.2. Верхнекаменноугольно-нижнепермский терригенный комплекс	63
3.1.3. Верхнепермско-триасовый терригенный комплекс	64
3.1.4. Юрский терригенный комплекс	67
3.1.5. Нижнемеловой терригенный комплекс	71
3.1.6. Нижне-верхнемеловой терригенный комплекс	72
3.2. Типы ловушек в чехле	74
3.3 Вероятные генерационные комплексы и зоны генерации УВ	91
3.4 Оценка перспектив нефтегазоносности	97
3.4.1. Северная зона	97
3.4.2. Центральная зона	97
3.4.3. Южная зона	102
4. Рекомендации по выбору блоков для проведения ГРП	106
4.1. Первоочередные объекты КСКМ	106
4.1.1. Северная зона	106
4.1.2. Центральная зона	106
4.1.3. Южная зона	107
4.2. Обоснование выбора блоков	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	117

Список рисунков в тексте

Рис. 1 Обзорная карта Каспийского моря.....	7
Рис. 2 Карта лицензионных блоков Казахстанского сектора Каспийского моря	8
Рис. 3 Геологический разрез Каратон-Тенгизской зоны	11
Рис. 4 Геологический разрез Мангышлакского бассейна	12
Рис. 5 Схематизированные типовые разрезы палеозоя юга Прикаспийской впадины	14
Рис. 6 Схематизированный типовой разрез Бузачинской зоны	18
Рис. 7 Схематизированные типовые разрезы надсолевых отложений юга Прикаспийской впадины	23
Рис. 8 Схематизированные типовые разрезы мезозоя северной части Мангышлакского бассейна	27
Рис. 9 Схематизированные типовые разрезы мезозоя южной части Мангышлакского бассейна	28
Рис. 10 Расположение древних массивов и линейных зон дислокаций	37
Рис. 11 Схема структурно-тектонического районирования поверхности фундамента	42
Рис. 12 Северная зона. Схема структурно-тектонического районирования венд-раннепалеозойского комплекса (отражающий горизонт П3)	44
Рис. 13 Северная зона. Схема структурно-тектонического районирования эйфельско-раннефранского комплекса (отражающий горизонт П2d)	45
Рис. 14 Северная зона. Схема структурно-тектонического районирования среднекаменноугольного комплекса (отражающий горизонт П2)	48
Рис. 15 Северная зона. Схема структурно-тектонического районирования верхнекаменноугольно-артинского комплекса (отражающий горизонт П1)	49
Рис. 16 Карбонатные платформы Прикаспийской впадины	50
Рис. 17 Северная часть КСКМ. Тектоническая схема палеозойских отложений	51
Рис. 18 Северная часть КСКМ. Мезозойские локальные структуры	53
Рис. 19 Северная зона. Схема структурно-тектонического районирования триасового комплекса	54
Рис. 20 Северная зона. Схема структурно-тектонического районирования юрско-палеогенового комплекса	55
Рис. 21 Центральная и южная зоны. Схема структурно-тектонического районирования триасовых отложений (отражающий горизонт «б»)	57
Рис. 22 Тектоническая схема Бузачинского вала	58
Рис. 23 Структурная карта по кровле триасовых отложений	59
Рис. 24 Локальные объекты в докунгурских палеозойских отложениях ...	76
Рис. 25 Фрагмент временного разреза через структуру Кашаган	78
Рис. 26 Фрагмент временного разреза через северный склон Бузачинского вала	79

Рис. 27 Геологический разрез по фрагменту временного разреза на рисунке 26	80
Рис. 28 Геологический разрез через Бузачинский свод	83
Рис. 29 Временной разрез через Бузачинский свод	84
Рис. 30 Временной сейсмический разрез через структуру Курмангазы	85
Рис. 31 Геологический разрез через структуру Курмангазы по временному разрезу на рисунке 28	86
Рис. 32 Фрагмент временного разреза через Сегендыкский прогиб и Песчаномысско-Ракушечный свод	88
Рис. 33 Геологический разрез по линии структур Оймаша-Нурсултан	89
Рис. 34 Схема распределения типов нефтей в прилегающих районах суши	92
Рис. 35 Вероятные зоны генерации и направления миграционных потоков углеводородов	94
Рис. 36 Схема нефтегазоносности Северной зоны и северной части Центральной зоны	98
Рис. 37 Зоны максимальной концентрации УВ в палеозойских отложениях	99
Рис. 38 Зоны максимальной концентрации УВ в мезозойских отложениях	100
Рис. 39 Схема прогноза нефтегазоносности мезозойского комплекса.....	103
Рис. 40 Положение выбранных морских блоков	112
Рис. 41 Выделенные лицензионные блоки по мезозойским структурам..	113
Рис. 42 Положение выбранных блоков на шельфе Каспийского моря.....	114
Рис. 43 Положение подсолевой и надсолевой структур Бурыншик	115
Рис. 44 Положение выбранных блоков на карте распределения суммарных ресурсов.....	116

Список таблиц в тексте

Табл. 1 Общая характеристика локальных структур Казахстанского сектора Каспийского моря75

Табл. 2 Казахстанский сектор Каспийского моря. Геологические ресурсы УВ выбранных блоков 111

ВВЕДЕНИЕ

Шельф Каспийского моря относится к числу наиболее перспективных на нефть и газ территорий как в Республике Казахстан, так и во всем мире (Рис.1). Это нашло подтверждение в открытии здесь в последние годы гигантского по запасам месторождения Кашаган приуроченного к крупной подсолевой карбонатной платформе. Кроме того, подтверждена нефтегазоносность мезозойских отложений на западном продолжении структур Бузачинского типа (Каламкас Море). Наряду с этим притоки нефти и газа получены российской компанией Лукойл на Хвалынской структуре – западном продолжении Мангышлакских дислокаций.

В июле 2003г в РК объявлено о завершении подготовки Программы второго этапа освоения Казахстанского сектора Каспийского моря (КСКМ). Нормативная база освоения КСКМ находится в стадии разработки. Однако общие принципы известны и они заключаются в том, что заинтересованные компании могут получить право на проведение ГРП на выделенных блоках (Рис.2) совместно с национальной компанией «Казмунайгаз» (50/50%), при этом все риски разведочного периода принимает на себя заинтересованная компания.

Результаты геологоразведочных работ на суше РК последних десяти лет, проводившихся с участием многих западных компаний, оказались более чем скромными. Не вдаваясь в анализ причин сложившегося положения нужно отметить, что перспективность суши очевидно была переоценена. Многолетнее интенсивное проведение геологоразведочных работ на суше привело к крупным открытиям (Карачаганак, Тенгиз, Жанажол и др.), а также к тому, что все значимые объекты структурного

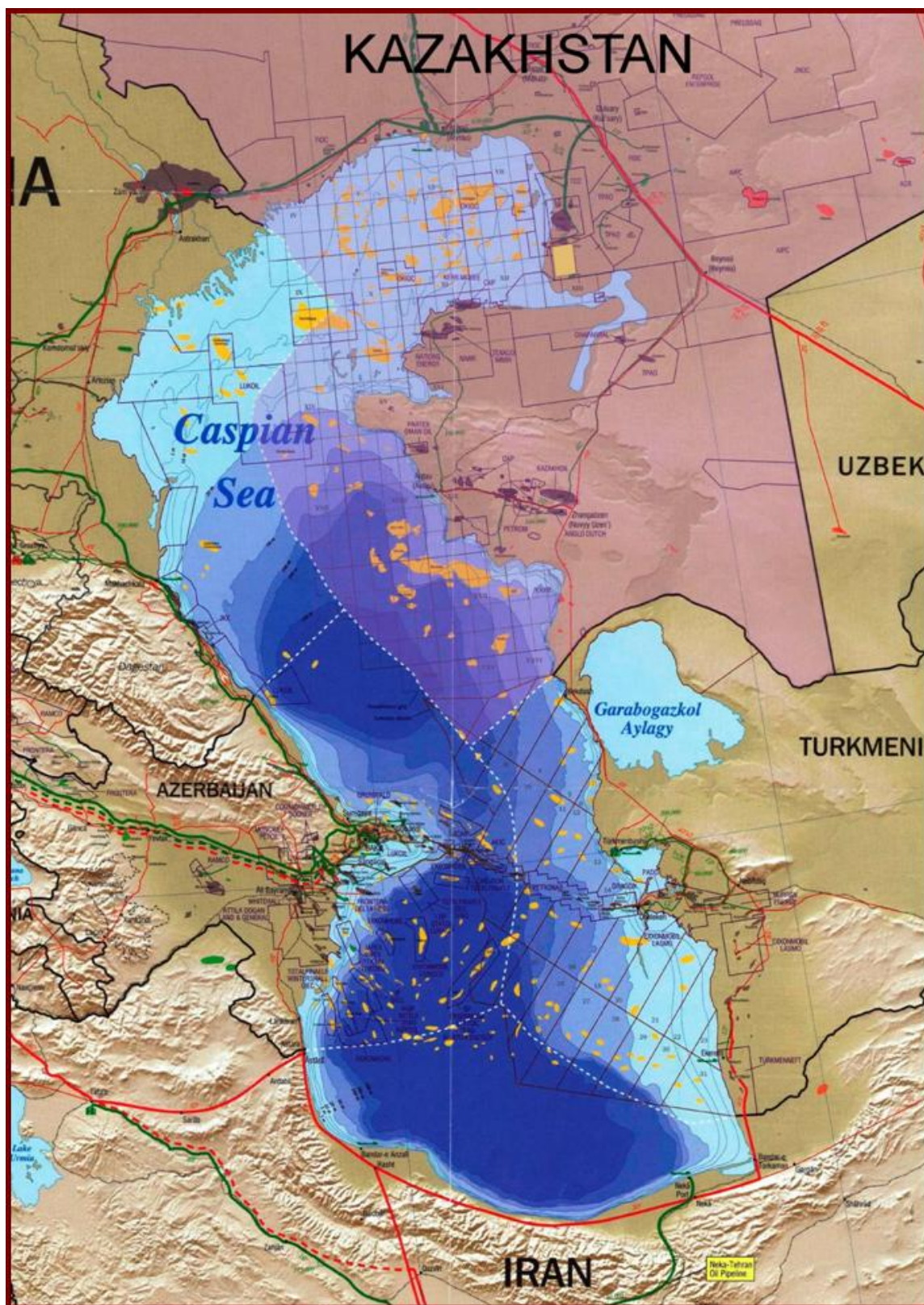


Рис. 1. Обзорная карта Каспийского моря

Рис.2. Карта лицензионных блоков Казахстанского сектора Каспийского моря

типа оказались разбуренными. Поиск же месторождений в ловушках неструктурного типа намного более рискованный, требует большего времени и других подходов, другой философии.

В тоже время, в случае необходимости, быстрое наращивание ресурсной базы, следует связывать именно с ловушками структурного типа, которые неразведанными в РК остались практически только на шельфе. Проведенными сейсморазведочными работами еще в советский период, и в особенности, в последние годы силами Консорциума западных компаний на шельфе выявлено множество структур в палеозойских и еще больше в мезозойских отложениях.

Практика работ на суше показала, что далеко не все из выявленных структур могут оказаться месторождениями, особенно это касается локальных объектов в надсолевом комплексе. Достаточно крупные объекты выявлены на шельфе на продолжении в море зон с доказанной нефтегазоносностью и зон, где месторождения выявлены не были (например Дархан). Различен характер насыщения выявленных в обрамлении залежей от газовых, газоконденсатных до нефтяных с различными свойствами нефти, вплоть до высоковязких. Геологические условия на шельфе по мере удаления от берега существенно меняются, что также может понижать достоверность прогноза о характере насыщения объектов при проведении аналогий с выявленными месторождениями на суше.

Таким образом, необходим тщательный анализ всех имеющихся геолого-геофизических данных для формирования стратегии Компании в отношении геологоразведочных работ на шельфе. Данная работа является первым шагом в этом ответственном направлении.

1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Шельф Каспийского моря на протяжении длительного геологического времени развивался как крупная область опускания, что привело к образованию мощных толщ осадочного чехла. В пределах Прикаспийской части шельфа пробурено несколько скважин на Кашагане, вскрывших отложения вплоть до верхнего девона. На морской части Бузачинского свода пробурена скважина на структуре Каламкас-море, вскрывшая отложения мезозоя аналогичные разрезам суши. Пробурены также скважины на западном продолжении Мангышлакской зоны дислокаций (Хвалынская) и в южной части Казахстанского сектора на восточной периклинали структуры Ракушечная.

Наглядное представление об осадочном чехле различных частей КСКМ можно получить по геологическим разрезам, протягивающимся вдоль восточного побережья моря с севера на юг (Рис. 3,4). Фундамент наиболее погружен в северной части Каспийского моря, относящейся к Прикаспийской впадине до минус 7,5-12,0 км. Наиболее древними отложениями, вскрытыми скважинами, являются отложения девона. В додевонской части разреза обрамления Прикаспийской впадины выделяются породы ордовикского и силурийского возраста.

1.1 Нижний палеозой

Ордовик установлен на северном и западном прибортовых участках впадины, где представлен морскими терригенно-карбонатными отложениями. По данным сейсмики толщина додевонских отложений резко возрастает в Прикаспийской впадине с 100-150м до 5-6 км в центральной части. В южной части Прикаспийской впадины в районе Тенгиза толщина комплекса равна 2,0-2,5 км, и увеличивается к северу и к

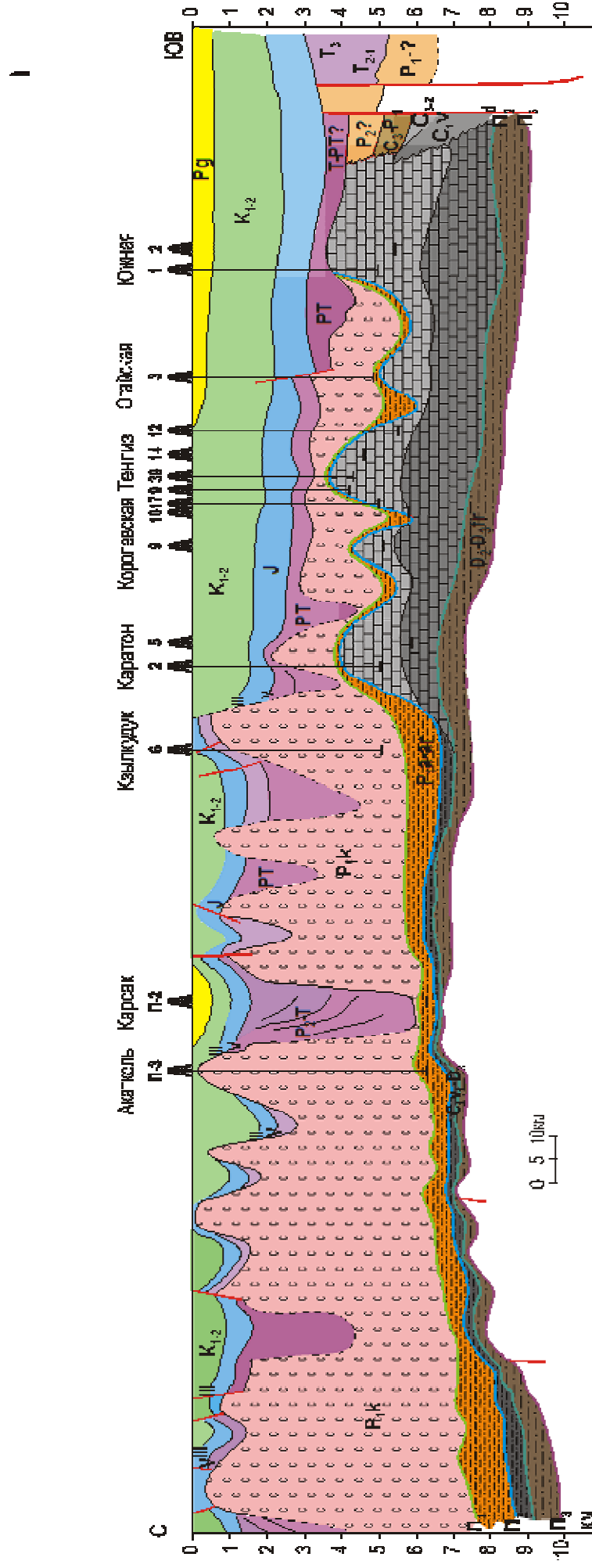


Рис.3 Геологический разрез Каратон-Тенгизской зоны

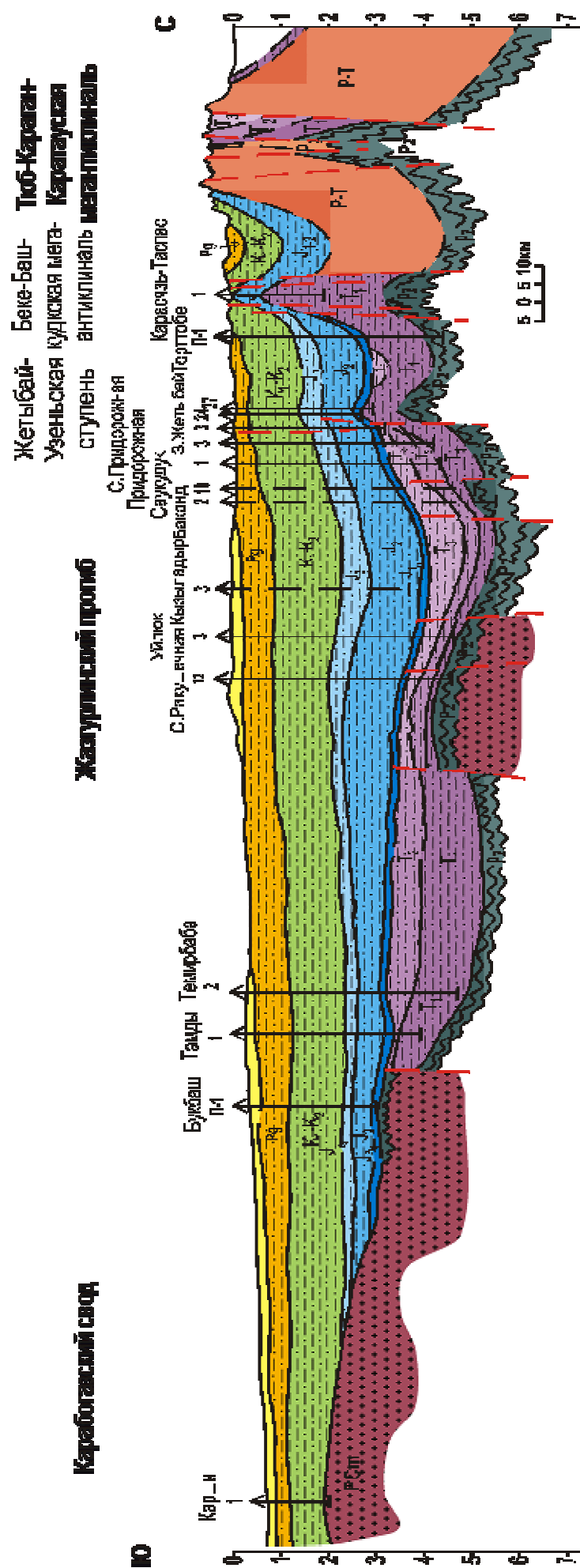


Рис 4
Геологический разрез Мангышлакского бассейна

югу от него до 3,0-3,5 км. В западном направлении комплекс сокращается до 0,5 км (в центре северной акватории), а затем по мере приближения к Астрахани увеличивается в толщине до 3,0 км. Вдоль северного побережья Каспийского моря (КМ) додевонские отложения сокращаются вплоть до полного отсутствия. Прогнозируется в основном терригенно-карбонатный состав комплекса, а на основании анализа потенциальных полей предполагается, что значительную часть разреза (до 30%) составляют эффузивы.

1.2. Девонская система

Наиболее древние породы, вскрытые глубокими скважинами на юге Прикаспийской впадины, имеют девонский возраст. В этот период на большей части территории преобладали морские условия седиментации. В девоне выделяется три фациальные зоны (Рис.5).

На восточном побережье моря, в районе Южно-Эмбенского поднятия, в прибрежно-морской обстановке позднего девона отлагались породы молассоидного облика, сносимые с возвышенностей Северного Устья. В разрезах преобладают аргиллиты сероцветной, реже пестроцветной окраски, в основном карбонатные в франском ярусе и бескарбонатные в фамене. Широко развиты песчано-алевролитовые породы и гравелиты грауваккового состава. Для пород характерны большие углы падения, что объясняется процессами смятия. Вскрытая толщина данного комплекса превышает 1500 м.

В пределах северной части КМ в девоне формировались внутрибассейновые карбонатные платформы и окружающие их депрессионные зоны (Кашаган, Каратон, Королевская, Тенгиз, Астрахань). По данным сейсмоки мощность девонского карбонатного комплекса, вскрытого скважинами на 350-500 м, в районе Тенгиза составляет не менее

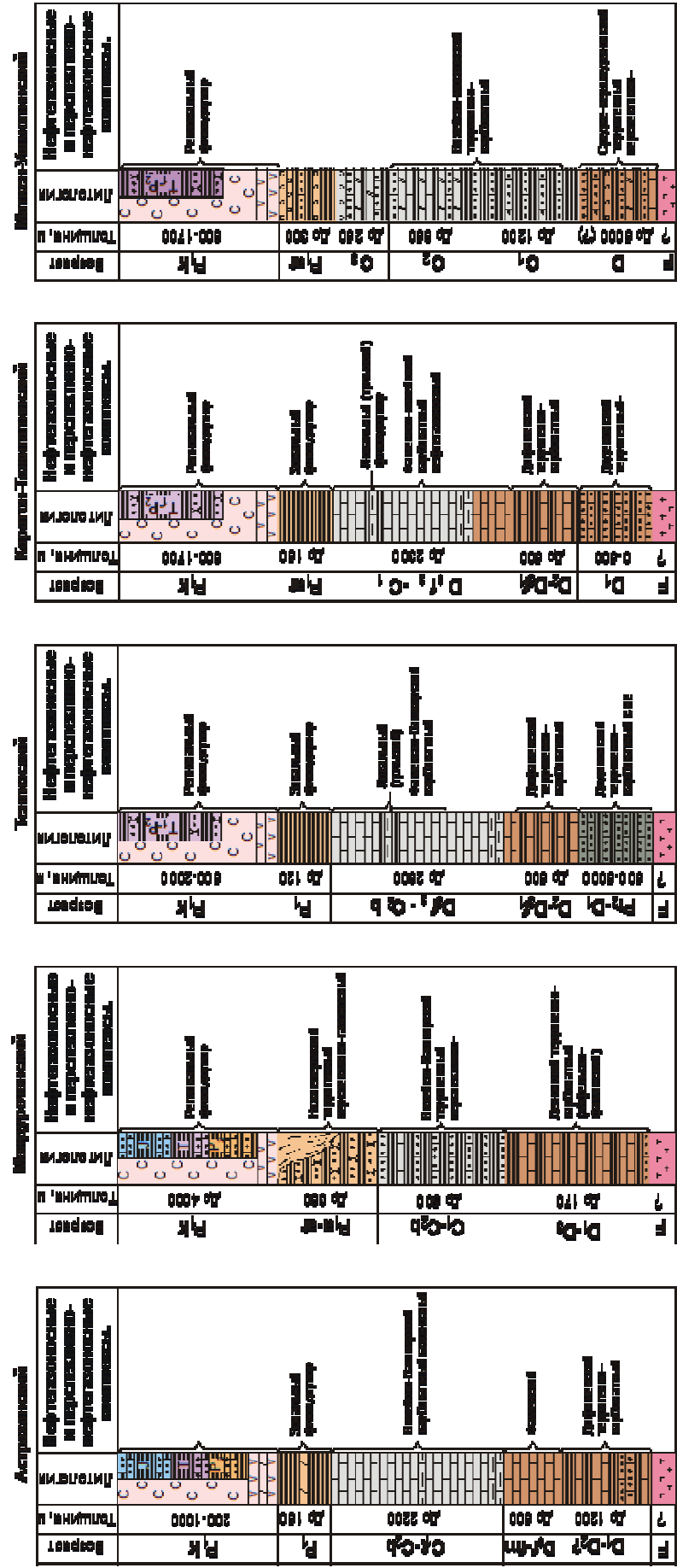


Рис.5. Схематизированные типовые разрезы палеозоя юга Прикаспийской впадины

1,6 км и сокращается до 1,2-1,3 м на Кашагане. Южнее этих структур у границы с Бузачинским поднятием толщина девона превышает 2,0 км. В Астраханском районе верхний девон вскрыт скв. 2 Володарская (более 500м). Разрез сложен пелитоморфными, мелкодетритовыми, известняками.

На Бузачинском полуострове скважиной П-1 Арман в интервале 5100-5432 м (забой) вскрыта толща, состоящая из темно-серых аргиллитов и алевролитов с прослоями глинистых известняков. В ней также встречены прослои чистых органогенно-обломочных известняков, сложенных в основном обломками криноидей, реже брахиопод и кораллов. По-видимому, этот тип разреза будет прослеживаться и к западу от полуострова Бузачи.

1.3. Каменноугольная система

В каменноугольный период на юге Прикаспийской впадины морская обстановка седиментации сохранялась. Разделение территории на карбонатные платформы и депрессионные зоны продолжало сохраняться при сокращении площади каменноугольных построек (Рис.5).

В тоже время в районе Южно-Эмбенского поднятия произошли наиболее существенные изменения, связанные с началом формирования поздневизейского карбонатного шельфа, фиксирующего появление нового бортового ограничения на юго-востоке Прикаспийской впадины. Вследствие этого возникла новая Южно-Эмбенская зона распространения карбонатного комплекса, северо-западная граница которого не доходила до поднятия Южное.

В Приморской зоне турнейские отложения представлены серыми известняками, среди которых преобладают тонкоплитчатые разности. В нижней части разреза встречаются известняки биоморфно-детритовые с тонкозернистым цементом, а в верхней преобладают органогенно-

обломочные породы. Максимальная толщина турнейских отложений достигает 220 м (Каратон).

В нижней части визейского яруса развиты черные полидетритовые, перекристаллизованные известняки. Выше по разрезу они замещаются серыми органогенно-обломочными, разностями. В верхней части тульского горизонта появляются прослой мергеля, углистого сланца, туфоалевролита. Разрез завершается микросгустковыми, органогенно-обломочными, криноидными известняками. Наибольшая толщина визейских отложений составляет 600 м (Каратон).

Разрез серпуховского яруса начинается органогенно-обломочными, известняками, которые перекрываются реликтово-биоморфными известняками, интенсивно перекристаллизованными. Толщина яруса не превышает 120 м.

Завершается каменноугольный разрез Приморской зоны известняками башкирского возраста. Это органогенно-обломочные, оолитовые, оолитово-водорослевые перекристаллизованные известняки. Толщина их на склонах достигает 200 м при полном отсутствии на сводах структур.

Каменноугольная часть разреза Южной зоны также сложена карбонатными породами. В отличие от Приморской здесь в известняках отмечается повышенное содержание глинистого материала, и даже появляются прослой глины, а среднекаменноугольный разрез наращивается известняками московского яруса, достигающими толщины 450-550 м.

По данным геофизических исследований предполагается что на восточном побережье Каспия толщина каменноугольного карбонатного комплекса в пределах отдельных карбонатных построек может превышать 2,0 км. В северо-западном направлении этот показатель уменьшается и не превышает в районе Кашагана-Кайрана 1,2-1,4 км.

Большие мощности имеет каменноугольный карбонатный комплекс на Астраханском поднятии. Здесь под кунгуром вскрывается почти 300 метровая толща известняков башкирского возраста. Ниже залегают нижнекаменноугольные отложения, представленные известняками светло-серыми до темно-серых, органогенно-обломочными, формировавшихся в обстановке закрытого шельфа или тыловых рифовых шлейфов. Толщина нижне-среднекаменноугольных отложений разреза достигает 1300 м.

В Бузачинской зоне вскрывается иной тип разрезов каменноугольных отложений (Рис.6). Общим для нее является преобладание карбонатно-глинистых пород (известняков, аргиллитов и песчаников), наличие вулканических пород среднего состава, высокая степень уплотнения и катагенетических преобразований, большие углы падения пластов и, в основном, отсутствие пород-коллекторов. Условия осадконакопления были относительно глубоководными. Формирование терригенно-карбонатных толщ здесь осложнялось процессами излияния лав и извержениями пирокластического материала.

Однако наряду с глубоководными здесь выделяются и мелководные обломочно-органогенные породы, отождествляемые со склоновыми отложениями рифогенных построек. Подобные образования выявлены преимущественно в разрезах скважин, расположенных на северном склоне Бузачинского поднятия, где они получили наибольшее развитие в породах визейского и московского возраста. Это позволяет предполагать, что в каменноугольное время к северу и западу от Бузачей существовали крупные карбонатные тела, представляющие большой интерес для нефтепоисковых работ.

Как видно из приведенного выше материала, стратиграфический объем карбонатного комплекса на юге Прикаспийской впадины не является выдержанным. На большинстве изученных объектов карбонатных платформ разрез венчается башкирскими отложениями. Чаще всего они имеют максимальные толщины на склонах карбонатных построек и иногда

Возраст		Литоология	Нефтегазоносные и перспективно-нефтегазоносные комплексы.
	Толщина, м		
K₁	До 200		Зональный аптский флюидоупор (покрышка) Нижнемеловой (неоком-аптский) терригенный нефтегазоносный Верхне-среднеюрский терригенный нефтегазоносный Средне-верхне (?) триасовый перспективно-нефтегазоносный
J₂₋₃	До 200		
T₂	До 600		
T₁	До 2000		
P₂	До 900		Зональный флюидоупор Нижнепермско-каменноугольный терригенно-карбонатный перспективно-нефтегазоносный
C_{3-P1}	80-2400		
C₂	До 500		
C₁	До 1800		
D_{3-C1}	До 800		
D₃	>500		

Рис.6 Схематизированный типовой разрез Бузачинской зоны

отсутствуют на их вершинах. На поднятии Южном разрез наращивается известняками московского возраста, на которых несогласно залегают известняки асселя. Известны находки на склонах Тенгиза и Пустынного переотложенных известняков, содержащих микрофауну московского и ассельского возраста.

1.4. Пермская система

1.4.1. Ассельско-артинские отложения

Слабо изученной остается история развития внутрибассейновых карбонатных платформ на рубеже каменноугольного и пермского периодов. Как уже отмечалось, на поднятии Южном вскрыты известняки ассельского возраста. На северном склоне поднятия Пустынное вскрыты переотложенные известняки с фауной асселя. По данным геофизических исследований карбонаты нижней перми предполагаются на вершинах Кайранской и Кашаганской построек. Широко развиты нижнепермские карбонатные отложения на всем северо-западном склоне Южно-Эмбенского поднятия.

На северном склоне Бузачинского поднятия отложения ассельского возраста представлены аргиллито-мергельно-известняковой толщей. Известняки серые, органогенно-обломочные и брекчиевидные, с детритом раковин фораминифер, брахиопод, члеников криноидей и остатков сине-зеленых водорослей, с редкими целыми раковинами фузулинид, сцементированные тонкозернистым, участками средне-мелкозернистым кальцитом. Эти породы можно рассматривать как типичный шлейф осадков, заполняющих впадину и подножья мощного карбонатного тела.

Таким образом, можно констатировать, что в районе северо-восточного побережья Каспийского моря в начале пермского периода возобновился процесс карбонатакопления. В сакмарский век он сменился процессами терригенного осадконакопления, которые особенно усилились в артинское время.

Процессы денудации в сакмарский и артинский века, по-видимому, затронули и карбонатные платформы, что привело к существенному размыву накопившегося карбонатного разреза. Эти явления не коснулись зон депрессий, где продолжали накапливаться в сокращенных мощностях непрерывные толщи пермо-карбона.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский терригенный комплекс пройден большим количеством скважин и сложен в основном аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов и глинистых известняков. Толщина пород обычно составляет 200-300 м, сокращаясь до 100 м над карбонатными постройками и увеличиваясь до 400-500 м в депрессионных зонах между ними. На участках конусов выноса толщины комплекса увеличиваются до 600-800 м и более. В этих зонах разрез существенно опесчанивается и содержит прослой гравелитов. Один из таких конусов выноса по сейсмическим данным намечается в центре северной акватории Каспия. Он располагается к западу от карбонатной платформы Южная и достигает на севере своей фронтальной частью основание Жылыойской платформы, перед которой намечается его “растекание” в западном и восточном направлениях.

На востоке Прикаспийской впадины в районах развития конусов выноса отмечается улучшение коллекторских свойств песчано-алевролитовых прослоев, в которых обнаружены залежи нефти (Кенкияк). Однако на юго-востоке Прикаспийской впадины в районах развития конусов выноса нефтепоисковые работы проводились в небольших объемах и нефтепоисковая значимость этих объектов окончательно не выяснена.

1.4.2 Кунгурские отложения

Перекрываются отложения терригенной нижней перми соленосными породами кунгурского возраста. В их разрезе выделяются 2 толщи. Нижняя из них (филипповский горизонт) представлена сульфатно-карбонатно-терригенными породами. Их толщина обычно составляет 15-30 м, иногда увеличиваясь вдоль бортовой зоны до 100-120 м и более. Вследствие проявления солянокупольной тектоники вышележащая кунгурская соленосная толща характеризуется на большей части территории ячеистым строением. Из межкупольных зон соль почти полностью выжата, а в ядрах куполов достигает толщины 6,0-6,5 км. Проведенными палеорекострукциями установлено, что в районе северного побережья Каспийского моря первичная толщина соляного пласта составляла 1200-1500 м. По направлению к окраине солеродного бассейна он постепенно утонялся. Сокращение толщин установлено и на крупных поднятиях в рельефе дна солеродного бассейна (Астраханское, Жылыойское). В узкой полосе вдоль зоны выклинивания для соленосной толщи свойственно спокойное пластовое залегание пород.

Несмотря на значительную дислоцированность соленосная толща является хорошим региональным флюидоупором, разделяющим осадочный чехол на две (подсолевую и надсолевую) гидродинамические системы. Сообщение между ними возможно осуществляется на отдельных участках сквозных разломов, а также через бессолевые участки глубоких мульд.

1.4.3. Верхнепермские отложения

Нижнюю часть надсолевого разреза на юге Прикаспийской впадины составляют верхнепермские отложения, изученные крайне слабо и плохо охарактеризованные палеонтологическими находками. В связи с этим остается нерешенной проблема расчленения единого преимущественно красноцветного песчано-глинистого комплекса верхней перми и триаса.

Верхнепермские отложения пройдены на полную мощность лишь единичными скважинами, пробуренными в межкупольных зонах междуречья Урал-Волга (Кордуан, В.Казанская). Здесь они представлены сильно уплотненными аргиллитами с прослоями алевролитов и битуминозно-кремнистых пород. В толще отсутствуют коллекторы. Мощность отложений превышает 100 м, а их возраст условно считается верхнепермским исходя из положения в разрезе.

Считается, что нижние части пермо-триасового комплекса на Бузачах и Мангистау также имеют верхнепермский возраст, однако и здесь из-за недостаточной изученности фаунистически охарактеризованных осадков верхней перми не установлено. Наиболее изученной из рассматриваемого комплекса является верхняя его часть, относящаяся к триасу.

1.5 Триасовая система

На юге Прикаспийской впадины разрез триаса разделяется на три крупных литолого-стратиграфических комплекса (Рис.7). Нижний из них включает преимущественно континентальные красноцветы нижнего триаса. Разрезы сложены аргиллитами, песчаниками и алевролитами шоколадно-коричневыми и зеленовато-серыми. Вверху комплекса в междуречье Урал-Волга отмечаются прослои известняков. Толщина этого комплекса в отдельных скважинах составляет 2,0-3,0 км, а по геофизическим данным может достигать 4,0 км.

Средний комплекс объединяет среднетриасовые терригенно-карбонатные морские и пестроцветные терригенные отложения континентального происхождения. Основную часть разреза составляют глины буровато-коричневые и зеленовато-серые, содержащие прослои зеленовато-серых алевролитов, песчаников и мергелей. Мощность толщи составляет 250-300 м.

Верхнетриасовые континентальные отложения слагают верхний терригенный комплекс триаса, для которого свойственны резкие колебания толщин. Обычно они составляют 200-300 м, однако, в отдельных междупольных зонах междуречья Урал-Волга аномально увеличиваются до 1295 м (скв. Г-2 Забурунье), 1745 м (скв. Г-1 Жетыарал Западный) и даже 2342 м (скв. Г-3 Сазанкурак Западный).

Рассматриваемый комплекс сложен преимущественно сероцветными глинами и мелко- и среднезернистыми песчаниками, зачастую переходящими в гравелиты. Это наиболее песчанистая часть триаса, содержащая неплохие гранулярные коллекторы.

Обычно этот комплекс имеет прерывистое распространение и выполняет наиболее прогнутые мульды в доюрской эрозионной поверхности. Но в районе Прорвы установлено его сплошное распространение. Здесь вскрыта 500-метровая толща переслаивающихся песчаников, гравелитов, алевролитов и глин, в которой разведано несколько нефтегазовых продуктивных горизонтов.

В целом на юге Прикаспийской впадины отмечается постепенное выклинивание верхнепермских и триасовых отложений в южном направлении. На северном побережье Каспия толщина комплекса составляет 2500 м, а у берегов Бузачинского полуострова она сокращается до 1250 м.

В сводовой части Бузачинского поднятия под юрой вскрываются только красноцветы нижнего триаса (Рис.6). Разрез сложен уплотненными и сильно дислоцированными аргиллитами с отдельными прослоями алевролитов и песчаников. Толщина комплекса в отдельных скважинах достигает 2000 м. С учетом больших углов падения пластов можно полагать, что истинная мощность нижнетриасовых отложений будет меньше.

Средний триас установлен на склонах Бузачинского поднятия. Скважиной Каламкас П-1 здесь пройдена 600-метровая толща

коричневато-серых, серых и красновато-коричневых аргиллитов, алевролитов и песчаников. В средней части толщи встречены прослои псевдооолитовых, органогенно-обломочных и пелитоморфных известняков. По всему разрезу отмечены пропластки туфогенного материала.

По данным морских геофизических исследований к западу от Бузачинского поднятия присутствуют сокращенные разрезы в основном нижнего триаса. Их мощность в наиболее прогнутых по поверхности палеозоя участках не превышает 1000 м. Над выступами палеозоя триас сокращается до 300-500 м, а иногда полностью выпадает из разреза.

В раннем триасе на большей части территории происходило формирование пестроцветной молассы. В ее составе наиболее широко распространены глинистые и песчанистые породы с примесью пирокластических осадков.

В восточном направлении толщина нижнего триаса возрастает до 1500 м, и в северо-западной части Жетыбай-Узеньской ступени помимо пестроцветов появляются сероцветная алевролитово-аргиллитовая толща оленека и красноцветы долнапинской свиты индского яруса.

В юго-западной части Жетыбай-Узеньской ступени (в зоне развития среднего триаса) в верхах оленекского яруса присутствует карбонатно-терригенная толща, сложенная песчаниками полимиктовыми, аркозовыми, известковистыми с прослоями туфоаргиллитов и туфов (Рис.8).

В пределах прибрежной части Мангистау (Сегендыкская депрессия, Песчаномыско-Ракушечная зона, Северное Прикарабогазье) нижнетриасовые отложения либо отсутствуют, либо имеют ограниченные толщины (30-50м) и представлены в основном пестроцветными образованиями алевроито-аргиллитовой толщи оленекского яруса. Более мощные разрезы нижнего триаса прогнозируются в акватории Каспия. В отдельных мульдах Сегендыкской депрессии и Казахского залива породы нижнетриасового возраста достигают мощности свыше 2000 м.

Среднетриасовые отложения на Мангистау представлены вулканогенно-карбонатной сероцветной формацией, накопление которой протекало в условиях морского солоноватоводного бассейна и гумидного климата. В ее составе выделяются три литологические толщи.

Внизу с размывом на подстилающих отложениях нижнего триаса или палеозоя залегает вулканогенно-доломитовая толща. Для нее характерно широкое развитие оолитово-комковатых и оолитово-обломочных доломитов, переслаивающихся с маломощными прослоями туфов, туффитов, туфоаргиллитов, обломочно-полидетритовых известняков.

Выше по разрезу залегает вулканогенно-известняковая толща, представленная известняками с редкими прослоями доломитов, туффитами, аргиллитами и алевролитами. Известняки сильно битуминизированы, что обуславливает черную окраску пород.

Обе эти толщи зачастую объединяются в единую карбонатную толщу среднего триаса, являющуюся основным резервуаром в целом для триасового комплекса Мангистау. Мощность его достигает 600 м.

Верхняя часть среднетриасового разреза представлена вулканогенно-аргиллитовой толщей, сложенной преимущественно аргиллитами с примесью туфогенного материала и маломощными прослоями карбонатных пород (нижняя часть) и алевролитов (верхняя часть). Породы характеризуются низкими коллекторскими свойствами и выполняют роль зональных и местных покрышек.

В региональном плане толщина пород среднего триаса увеличивается на суше в северо-восточном направлении от 200-300 м на вершине Песчаномыско-Ракушечного поднятия (Рис.9) до 500-600 м на Жетыбай-Узеньской ступени (Рис.8). Еще более мощные разрезы среднего триаса установлены на Сегендымысской ступени, где в отдельных скважинах их толщина достигает 800-1000 м.

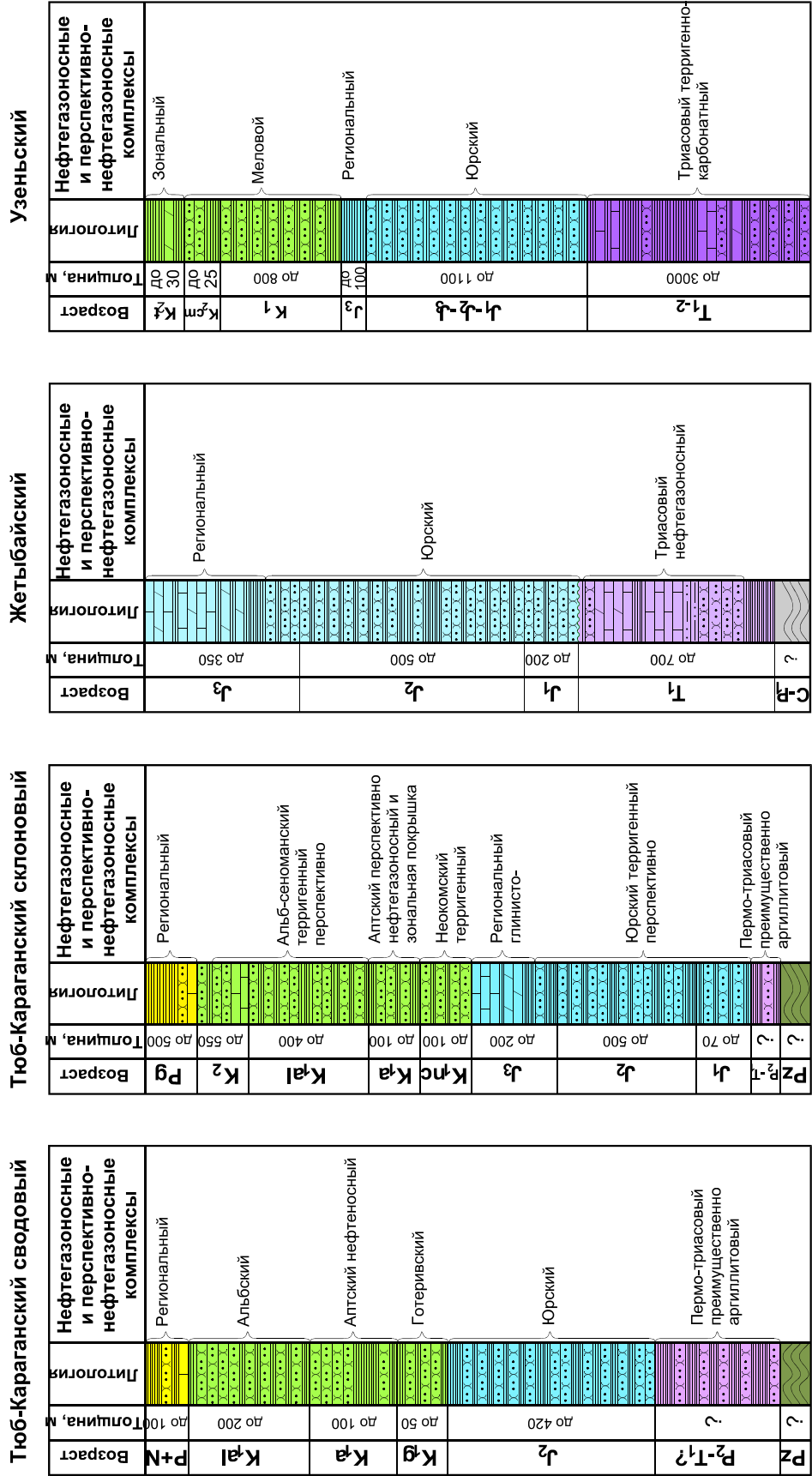


Рис.8 Схематизированные типовые разрезы мезозоя северной части Мангышлакского бассейна

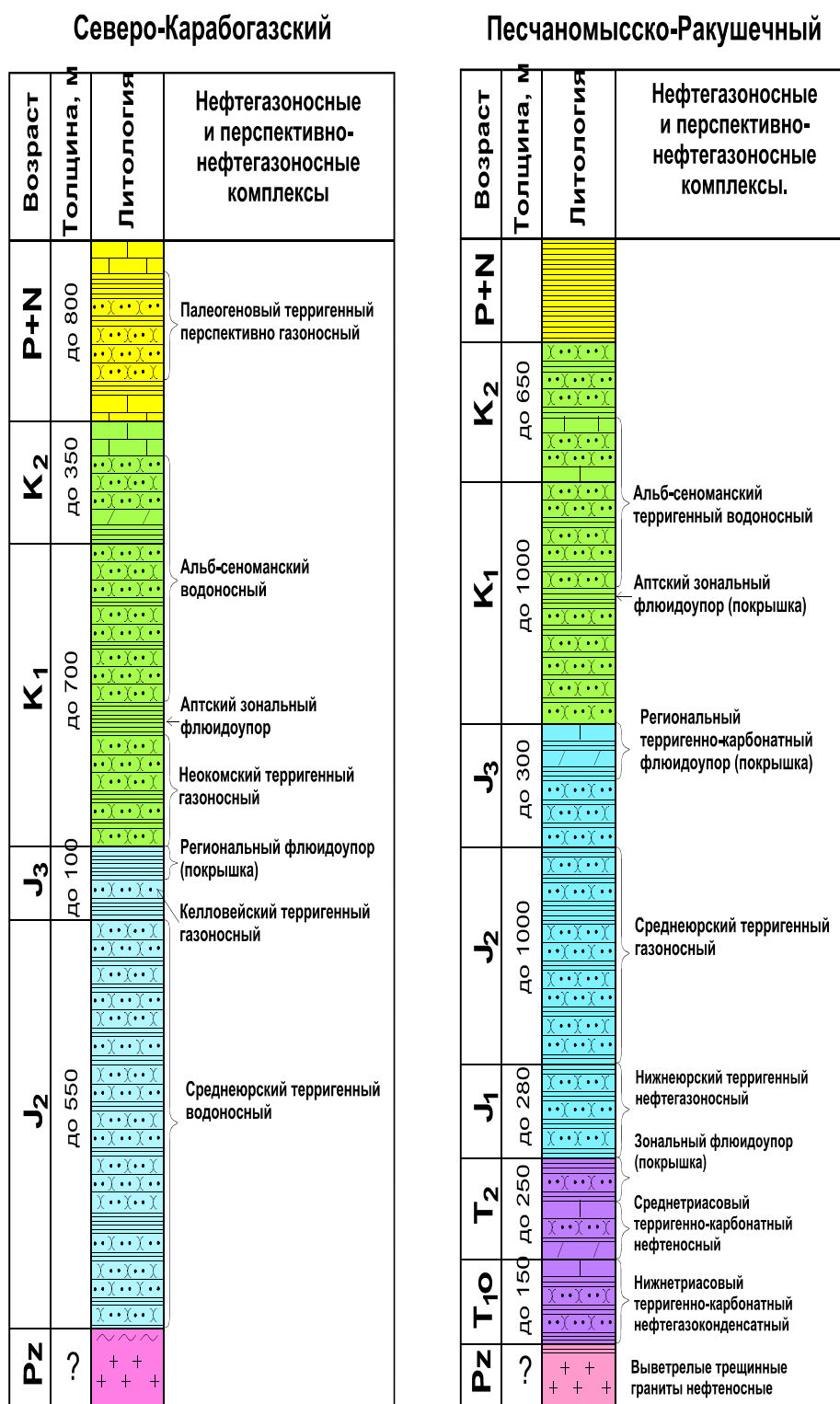


Рис.9. Схематизированные типовые разрезы мезозоя южной части Мангышлакского бассейна

Проследить изменение толщин этого комплекса в акватории Каспия не представляется возможным из-за отсутствия надежных маркирующих сейсмических горизонтов, отождествляемых с его поверхностью и подошвой.

Верхнетриасовые отложения по особенностям литологического состава также подразделяются на 3 части. Нижняя часть состоит из разномеристых песчаников, переслаивающихся с туфопесчаниками, туфами, аргиллитами и алевролитами. С базальным горизонтом связано большинство выявленных в верхнем триасе залежей нефти и газа.

Средняя часть разреза также является вулканогенно-терригенной, но содержит более тонкие разности обломочных пород, что делает их низкопроницаемыми. Верхняя часть разреза имеет терригенный состав (песчаники, алевролиты и глины) и по облику и составу сходна с вышележащими отложениями юрского возраста.

Максимальных толщин верхнетриасовые отложения достигают на суше в Сегендыкской (до 1500 м) и Жазгурлинской (до 1000 м) депрессиях. В акватории Каспия эта часть разреза по данным сейсморазведки не выделена в отдельную секцию. На карте суммарных толщин триасового комплекса в акватории можно выделить 4 района. Центральную часть акватории занимает Песчаномысско-Ракушечный свод. На его вершине триасовые отложения имеют мощность от 500 до 1000 м. К северу от свода выделяется Сегендыкская депрессия, в которой толщины триасового комплекса изменяются от 1000 до 3500 м. Еще более мощные разрезы триаса установлены вдоль северного борта депрессии Казахского залива. В отдельных мульдах триасовый комплекс достигает толщин в 3000-4500 м. В южном направлении от этих мульд отмечается резкое сокращение триасового разреза, вплоть до его полного выклинивания на склоне Карабогазского свода.

1.6 Юрская система

Более выдержанными как по вещественному составу, так и по колебаниям мощностей являются юрские и меловые отложения, имеющие повсеместное распространение и вмещающие основные мезозойские залежи углеводородов. В строении юрских и меловых разрезов наблюдается крупное ритмичное чередование карбонатных и терригенных пород, отображающее трансгрессивные и регрессивные циклы в осадконакоплении. Нижние части разрезов обеих систем слагаются терригенными разностями пород, а их верхние части представлены карбонатами. Последние вместе с подстилающими их глинами являются надежными региональными флюидоупорами, перекрывающими нижне-среднеюрские и нижне-верхнемеловые терригенные резервуары.

В Прикаспийской впадине юрские разрезы начинаются сероцветной песчано-галечниковой толщей, несогласно залегающей на нижележащих породах перми и триаса (Рис.6). Она сложена в основном разнотекстурными кварцево-полевошпатовыми песками и песчаниками с отдельными прослоями глин. Толща относится к нижней юре и характеризуется выдержанными толщинами в 80-120 м. На своде Бузачинского поднятия нижнеюрские отложения отсутствуют (Рис.7). По-видимому, они выпадают из разреза и на приподнятых участках располагающейся в акватории системы палеозойских дислокаций.

Сходный с прикаспийским песчано-глинистый разрез имеют нижнеюрские отложения на Мангистау. Они распространены здесь повсеместно, за исключением склонов Карабогазского свода. В изменении толщин комплекса прослеживается типичная для депрессионных зон ситуация, когда на их бортах (Центрально-Мангистауская зона и Карабогазский свод) разрезы имеют минимальные толщины (80-100 м), а в центре прогиба (Песчаномысско-Ракушечная зона) они достигают максимальных значений (до 350 м).

Залегающая выше среднеюрская толща в объеме ааленского, байосского, батского и келловейского ярусов сложена песчано-глинистыми породами и содержит пропластки бурых углей. Она присутствует во всех районах, включая и сводовую часть Бузачинского поднятия.

В Прикаспийской впадине мощность средней юры увеличивается от 500-600 м на северном побережье до 1200 м в районе Прорвы. На Бузачинском своде среднеюрский разрез не превышает 600 м, на Мангистау – колеблется в пределах 700-1500 м.

Нижне- и среднеюрский терригенные комплексы образуют единый резервуар, в котором во всех районах выявлены крупные залежи нефти и газа. Анализ изменения толщин этого резервуара указывает на важную роль в его формировании седиментационных процессов. В Прикаспийской впадине толщины юрского резервуара последовательно возрастают с северо-запада на юго-восток от 300-400 м на Жамбае до 900-1000 м в районе Прорвы. В сводовой части Бузачинского поднятия мощность юрского резервуара сокращается до 300-400 м. Эта полоса уменьшенных толщин терригенной юры по данным сейсмических исследований протягивается в западном направлении далеко в море и охватывает здесь структуру Курмангазы.

В Мангистауском секторе акватории толщина юрского резервуара колеблется в пределах 700-1100м. Наибольшие мощности он имеет в депрессионных районах и сокращается до 600-700м на Центрально-Мангистауском, Песчаномыско-Ракушечном и Карабогазском поднятиях.

Перекрывается рассмотренный резервуар глинами келловей и глинисто-карбонатными породами оксфорда, киммериджа и титона, которые имеют повсеместное распространение за исключением Бузачинского поднятия.

Отмечается последовательное наращивание толщины верхнеюрских отложений в южном направлении. На юге междуречья Урал-Волга они

составляют всего 80-90 м, в районе Каратона около 200 м, а на Прорве достигают 260-280 м. На своде Бузачинского поднятия верхняя юра размыта. В периферийной его части верхнеюрские породы имеют толщину до 80-100 м. В расположенной к западу от Бузачей акватории по данным сейсмических исследований этот комплекс присутствует повсеместно. На Мангистау толщина верхнеюрских пород составляет 300-400 м.

1.7. Меловая система

На породах юрского возраста с небольшим стратиграфическим перерывом залегают отложения мела. Как уже отмечалось, их разрез состоит из нижней терригенной и верхней карбонатной толщ. В свою очередь терригенная толща разреза морскими аптскими глинами мощностью около 100 м разделяется на две части: неоком-аптскую и альб-сеноманскую. Обе они слагают нижнемеловые терригенные резервуары, содержащие на севере территории значительную часть залежей нефти.

Наиболее мощные разрезы нижнемелового резервуара установлены в Прикаспийской впадине, где они достигают 450-550 м. На Бузачинском поднятии толщины неокома составляют 180-200 м; на мангистауском побережье – 250-300 м. Альб-сеноманский резервуар на Бузачинском поднятии оказался раскрытым. В Прикаспийской впадине его толщины изменяются от 250 м в междуреченской зоне на северном побережье до 750 м на Прорве и составляют в среднем 350-400 м. На побережье Южного Мангистау этот резервуар имеет толщину 600-700 м.

Для неокомского резервуара, сложенного песчано-глинистыми породами с прослоями известняков, региональной покрывкой являются аптские глины. Альб-сеноманские разрезы также слагаются глинами, песками и песчаниками. По сравнению с нижним резервуаром доля песчаного материала здесь значительно увеличивается. Региональной

покрышкой для данного резервуара являются карбонаты верхнего мела толщиной от 250 до 600 м. Лишь на своде Бузачинского поднятия верхнемеловые отложения полностью размыты.

Максимального развития терригенный комплекс мела достигает в юго-восточной части Прикаспийской впадины. Здесь, в районе Прорвы его толщины составляют 1100 м и увеличиваются до 1400 м на Колтыке. В северо-западном направлении отмечается постепенное сокращение комплекса до 500 м на юге междуречья Урал-Волга. Более резкое изменение толщин до 700 м происходит в юго-западном направлении в сторону Бузачинского поднятия, что связано с интенсивным размывом этих пород на его вершине. Такие же толщины терригенного комплекса (700-900 м) прогнозируются и в акваториальной части, расположенной к западу от Бузачинского полуострова. В мангистауской части акватории толщины терригенного мела составляют на поднятых участках 700-800 м, а в депрессиях увеличиваются до 950-1000 м.

1.8. Палеогеновая система

Палеогеновые отложения установлены во всех районах рассматриваемой территории за исключением Бузачинского поднятия, в пределах которого они появляются только на склонах. Разрез палеогена в северной части территории сложен в основном морскими глинами в разной степени карбонатными, с прослоями мергелей и глинистых известняков.

В приморской части междуречья Урал-Волга палеогеновые отложения сохранились во время предакчагыльского размыва только в межкупольных мульдах. Более широко они представлены на Южной Эмбе, где к югу от купола Кульсары имеют сплошное развитие на дневной поверхности. Мощность их в районе Прорвы превышает 600 м. К югу от Бузачинского полуострова толщина палеогеновых пород составляет первые сотни метров.

В приморской части Мангистау палеогеновые отложения развиты повсеместно. Нижняя их часть сложена мергелями толщиной до 250 м. Верхняя часть палеогена представлена глинистой толщей, являющейся аналогом майкопской серии Предкавказья. Толщина глин достигает 600-700 м. В сторону акватории, где расположены глубокие депрессии, связанные с Терско-Каспийским прогибом, толщина палеогенового комплекса увеличивается и превышает в Сегендыкской депрессии 2000 м.

На казахстанском побережье Каспийского моря в разрезе палеогена не встречено хороших коллекторских толщ. Не выявлено и заслуживающих внимания залежей нефти и газа. Вполне возможно, что в мангистауской части акватории, имеющей тесную связь с Терско-Каспийским передовым прогибом, могут быть выявлены благоприятные для скопления углеводородов резервуары. Строение этой части разреза освещено геофизическими исследованиями недостаточно.

1.9. Неоген-антропогеновые отложения

Верхнюю часть осадочного чехла составляют преимущественно морские неоген-четвертичные отложения, имеющие мощность до 500 м. Отсутствует неогеновый комплекс на своде Бузачинского поднятия. В литологическом отношении неогеновый комплекс сложен в основном глинами. На разных стратиграфических уровнях миоцена и плиоцена встречаются прослои известняков и терригенных пород.

Морские отложения миоцена на юге Прикаспийской впадины сохранились от предакчагыльского размыва лишь в отдельных мульдах или же на эрозионных останцах, встречаемых в ее юго-восточной части на границе с Устюртом. Нижняя часть разреза состоит из пестроцветных гипсоносных глин (8-9 м), светло-серых известковистых песчаников и красноватых глин (5-6 м) и желтовато-серых плитчатых известняков (5 м). Отложения миоцена наиболее широко развиты (сохранились от

размыва) за пределами солянокупольной области. Особенно хорошо известны там сарматские известняки, благодаря экранирующим свойствам которых существуют до настоящего времени крупные платообразные возвышенности Устюрта и Мангистау.

На мангистауском побережье низы миоцена сложены глинами иногда гипсоносными, с прослоями песков и песчаников и реже гравелито-конгломератов. В верхней части преобладают карбонатные породы. Мощность миоценовых отложений на суше составляет около 200 м.

Морские плиоценовые отложения (акчагыльский и апшеронский ярусы) получили максимальное распространение на юге Прикаспийской впадины, где в междуречье Урал-Волга они с угловым и стратиграфическим несогласием плащеобразно залегают на различных более древних толщах от кунгура до палеогена включительно. Разрезы сложены глинами в различной степени карбонатными, содержащими прослой мергелей, известняков-ракушечников и реже песчаников (базальные слои). Толщина плиоценовых отложений достигает в междуречье Урал-Волга 600 м. По данным геофизических исследований в южном направлении отмечается увеличение толщин этого комплекса.

На мангистауском побережье плиоценовые отложения (ракушняки) образуют покров морской цокольной террасы. Мощность их составляет около 10 м. В западном направлении толщины плиоцена возрастают. Однако, как и по палеогену, здесь не проводилось целенаправленной интерпретации геофизических данных, и особенности строения комплекса остаются не расшифрованными.

2. ТЕКТОНИКА

2.1. Существующие тектонические представления

КСКМ на юго-востоке ограничен докембрийским Карабогазским сводом, на юго-западе охватывает северо-восточный борт Терско-Каспийского альпийского краевого прогиба. В средней части в его состав входят пограничные зоны Скифской и Туранской плит, представленные Мангышлакской, Карпинской и Бузачинской системами дислокаций. На севере он охватывают южную часть Прикаспийской синеклизы (Рис.10).

Существующие представления о тектонике региона можно объединить в две группы концепций. Первая группа основана на концепции геосинклиналей фиксистского толка (А.Л.Яншин, А.А.Абдуллин, Н.В.Неволин, Р.Г.Гарецкий, Л.Кирюхин и др.), согласно которым кора сформировалась в результате каледонской, герцинской и альпийской фаз складчатости, благодаря закрытию соответствующих геосинклинальных систем и последующей складчатости. Расположенные здесь Северо-Устюртский и Карабогазский блоки рифейского возраста рассматриваются как срединные массивы, припаянные к древней Восточно-Европейской платформе. Молодые платформы Скифская и Туранская выделяются по возрасту консолидации фундамента.

Вторая группа концепций исходит из позиции тектоники плит (Л.П.Зоненшайн, М.И.Кузьмин, Л.М.Натапов, В.С.Шейн) с выделением многочисленных микроконтинентов, разделенных в палеозое палеоокеанами. Предполагается, что в конце палеозоя они в результате горизонтальных перемещений столкнулись и, в итоге, примкнули к Восточно-Европейскому континенту.

Зоны дислокаций палеозоя между древними микроконтинентами узкие и вытянуты на большие расстояния. Они не отличаются активным магматизмом, сильной дислоцированностью пород и устанавливаемые

зоны надвигов по морфологии скорее напоминают инверсионные структуры, чем шарьяжные пластины.

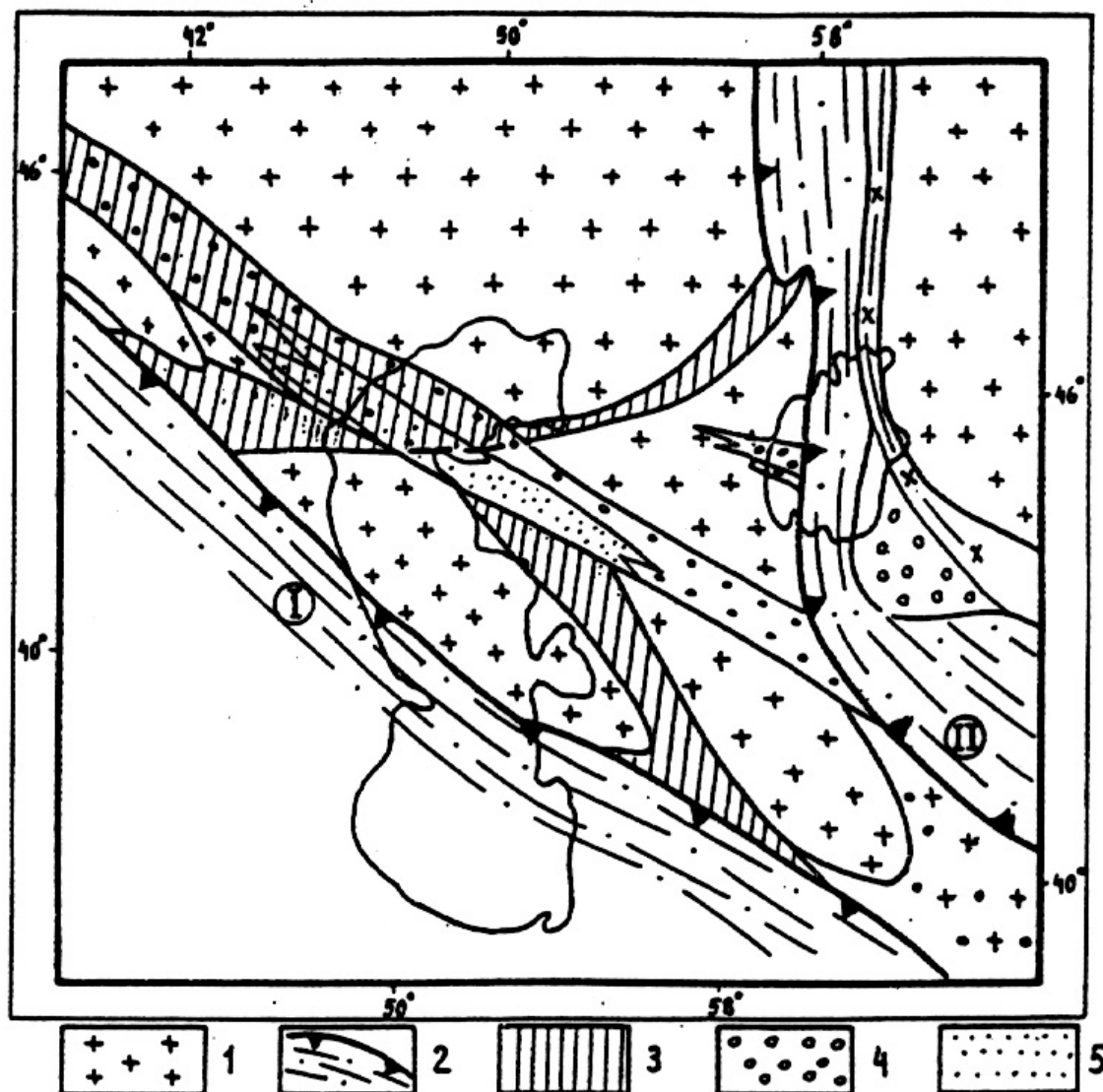


Рис. 10. Расположение древних массивов и линейных зон дислокаций

1 — древние массивы; 2 — складчатые системы:

I — Альпийская и II — Урало-Тянь-Шаньская; внутриконтинентальные рифты, претерпевшие инверсию: 3 — в раннем и среднем палеозое; 4 — в карбоне и 5 — в пермотриасе.

Во многих зонах, где палеозой дислоцирован, не наблюдаются характерные признаки зоны субдукции.

2.2 Базовые поверхности чехла

С учетом различного стратиграфического диапазона чехла осадочных бассейнов в акватории Каспия, региональную структуру следует рассматривать по двум секциям чехла – позднепалеозойской и мезокайнозойской. Первая из них необходима, главным образом, для Северной зоны, а также частично – для Центральной зоны; вторая – для всех трех зон с учетом специфики региональной структуры в районах развития солянокупольной тектоники.

В пределах акватории Каспийского моря стратиграфическая разбивка разреза чехла базировалась на данных сейсмостратиграфии, основу которой составляет приуроченность отражающих границ к поверхностям несогласий и синхронных отложений независимо от их литологического состава. Основной сейсмостратиграфической единицей является сейсмокомплекс (СК), который в волновом поле имеет четкие ограничения в виде опорных отражающих границ, приуроченных к поверхностям несогласий или согласным изохронным границам.

В **Северной зоне** пакет базовых отражающих горизонтов включает в себя для надсолевого комплекса:

I отражающий горизонт – подошва палеоген-неогеновых отложений;

II отражающий горизонт – подошва верхнемеловых отложений;

III отражающий горизонт – подошва нижнемеловых отложений;

IV отражающий горизонт – подошва среднеюрских отложений;

V отражающий горизонт – подошва юрских отложений;

V-I, V-II, V-III, V-IV – внутритриасовые отражающие горизонты, преимущественно в верхнем и среднем триасе;

РТ отражающий горизонт – кровля красноцветных верхнепермско-нижнетриасовых отложений;

VI отражающий горизонт – поверхность соленосных отложений кунгура и подошва надсолевого комплекса.

Перечисленные отражающие горизонты в целом прослеживаются достаточно надежно и для решения поисковых задач используются обычно III, V и VI отражающие горизонты, а на отдельных участках развития достаточно мощных средне-верхнетриасовых отложений и красноцветной "пермотриасовой" толщи – также V-I, V-II, V-III, V-IV и РТ.

В докунгурском подсолевом разрезе пакет отражающих горизонтов включает в себя:

П₁ отражающий горизонт – кровля подсолевых докунгурских отложений (он же – подошва соли);

П₁¹ отражающий горизонт – подошва артинских отложений на участках терригенных разрезов, связанных с формированием конусов выноса;

П₂ отражающий горизонт – кровля башкирских отложений;

П₂¹ отражающий горизонт – поверхность тульских отложений позднего визе, выделяемых на локальных объектах карбонатных платформ;

П₂^d отражающий горизонт – поверхность эйфельско-раннефранского терригенно-карбонатного комплекса (подошва карбонатного позднефранско-фаменского комплекса);

П₃ отражающий горизонт – поверхность раннепалеозойских (?) отложений;

F подошва осадочного чехла, поверхность фундамента.

В пределах **Северной зоны** отложения между отражающими горизонтами П₃ и П₂^d относятся к основному глинисто-карбонатному генерационному комплексу; между П₂^d и П₂ в пределах карбонатных платформ – к основным нефтегазосборным резервуарам; между П₂ и П₁ – к промежуточной покрывке (флюидуопору) на карбонатных платформах.

Граница прослеживаемости отражающего горизонта Π_3 на юге зоны является границей Прикаспийской впадины.

В **Центральной зоне** пакет базовых отражающих горизонтов включает в себя III горизонт, приуроченный к подошве нижнемеловых отложений; IV горизонт, приуроченный к подошве юры, которые дают представления о плитном юрско-палеогеновом комплексе. Эти же отражающие горизонты являются базовыми в акватории Каспия.

Важным отражающим горизонтом, дающим представление о структуре поверхности палеозойского комплекса является горизонт "б", синхронный отражающему горизонту Π_1 в солянокупольной части Прикаспийской впадины и выделяемый как горизонт "б" в её южных бессолевых районах.

В пределах суши Бузачинского поднятия в палеозойских сложно дислоцированных отложениях на локальных участках выделялись также серия VI отражающих горизонтов, предположительно в подошве верхнего карбона – нижней перми (VI_2) и в девонском комплексе (VI^D).

В **Южной зоне** пакет базовых отражающих горизонтов включает в себя I отражающий горизонт – в кровле турон-сенонских известняков верхнего мела; II отражающий горизонт – в кровле трудно расчленяемых альб-сеноманских отложений; III отражающий регионально выдержанный горизонт – в подошве нижнемеловых отложений; III-а отражающий горизонт – в подошве верхней юры; IV отражающий горизонт – в подошве средней юры; V отражающий горизонт – в подошве нижней юры (кровля триаса).

Внутри триасовой толщи выделяются горизонты V_1 , V_2 и V_3 , стратифицируемые соответственно с кровлей верхнего, среднего и нижнего триаса, а также подгоризонты, связанные с карбонатными внутритриасовыми отложениями. Практически весь пакет этих отражающих горизонтов следует в акватории Каспия.

Таким образом, во всех трех зонах Казахстанского сектора Каспийского моря имеется набор надежных отражающих горизонтов, что

позволяет уверенно судить не только о региональной структуре акваториальных частей осадочных бассейнов, но и об их зональных и локальных особенностях.

2.3. Структурно-тектоническое районирование

2.3.1. Районирование поверхности фундамента

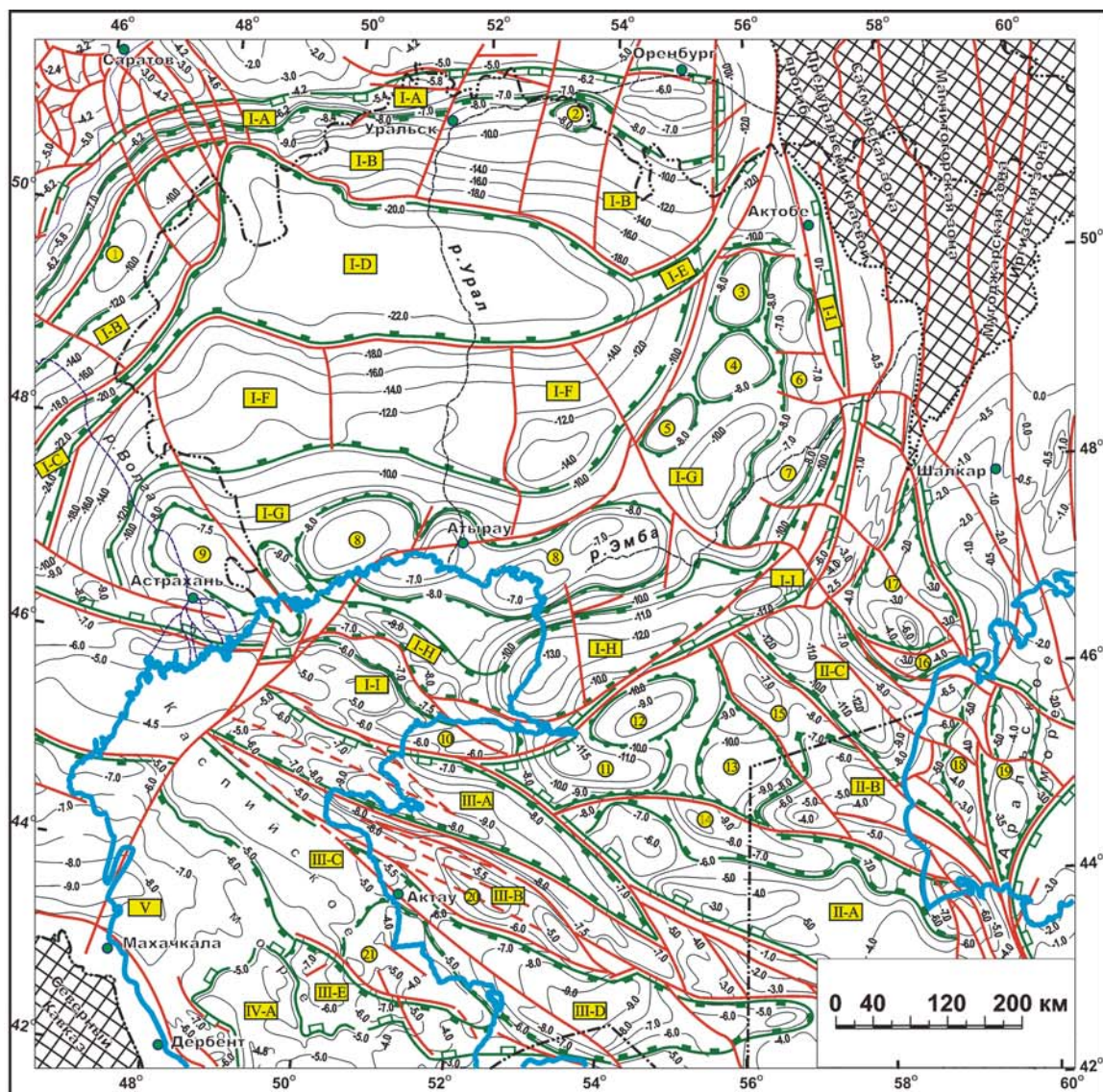
Для полноты представлений структура поверхности фундамента в акватории Каспия приведена на Рис.11 вместе с сопредельными районами суши. Из рисунка следует, что по поверхности фундамента в акватории четко выделяются такие крупнейшие структуры как Прикаспийская впадина; Южно-Мангышлакско-Устюртская система прогибов и поднятий; Среднекаспийско-Карабогазская система поднятий и Северо-Кавказская система прогибов.

Северо-Устюртско-Аральская система прогибов и поднятий срезается крупными разрывными нарушениями в северной бортовой части Северо-Каратауского прогиба и на восточном склоне Бузачинского поднятия и в акватории Каспия не прослеживается.

Характерной геологической особенностью фундамента является блоковая структура, сформированная глобальной системой разломов, в том числе крупнейшими сдвигово-надвиговыми деформациями.

В соответствии с принятой зональностью, в Казахстанском секторе выделяется серия положительных и отрицательных структур. В **Северной зоне** важнейшими элементами структуры поверхности фундамента являются Северо-Каспийское поднятие и Тугаракчанско-Заволжская система прогибов.

В **Центральной зоне** четко фиксируются Бузачинское поднятие и Северо-Каратауский прогиб.



Условные обозначения

- Изогипсы поверхности фундамента, км
- Границы осадочных бассейнов
- Границы структурных элементов первого порядка
- Границы структурных элементов второго порядка
- Разрывные нарушения по данным комплексной интерпретации
- Зоны выхода складчатого основания на поверхность
- I** Прикаспийская впадина
- II** Северо-Устьюртско-Аральская система прогибов и поднятий
- III** Южно-Мангышлакско-Устьюртская система прогибов и поднятий
- IV** Среднекаспийско-Карабогазская система поднятий
- V** Северо-Кавказская система прогибов

- I-A** Север-Северо-Западная бортовая зона
- I-B** Волгоградско-Оренбургская система моноклиналей
- I-C** Сарпинский прогиб
- I-D** Центрально-Прикаспийский прогиб
- I-E** Ново-Алексеевский прогиб
- I-F** Северо-Атырауская система моноклиналей
- I-G** Астраханско-Актюбинская система поднятий
- I-H** Тугаракчанско-Заволжская система прогибов
- I-I** Заволжско-Предуральская складчатая зона
- 1** Паласовское поднятие
- 2** Карачаганакское поднятие
- 3** Ащикольское поднятие
- 4** Караулкельдинское поднятие

- 5** Коскольское поднятие
- 6** Енбекское поднятие
- 7** Жаркамыское поднятие
- 8** Северо-Каспийское поднятие
- 9** Астраханское поднятие
- 10** Бузачинское поднятие
- II-A** Байчагырский выступ
- II-B** Актумсуковский выступ
- II-C** Косбулакский прогиб
- 11** Култукский прогиб
- 12** Жайлыганское поднятие
- 13** Самский прогиб
- 14** Барсакельмский прогиб

- 15** Аманжол-Шелуранский выступ
- 16** Аккулковско-Базайский выступ
- 17** Шалкарский прогиб
- 18** Арало-Кызылкумский выступ
- 19** Восточно-Аральский прогиб
- III-A** Северо-Каратауский прогиб
- III-B** Центрально-Мангышлакско-Устьюртская складчатая зона
- III-C** Западно-Мангышлакско-Прикумская ступень
- III-D** Жазгурлинский прогиб
- III-E** Казахский прогиб
- 20** Жетыбай-Узеньская ступень
- 21** Песчаномысско-Ракушечное поднятие
- IV-A** Среднекаспийское поднятие

Рис. 11

Схема структурно-тектонического районирования поверхности фундамента.
По Воцалевскому Э.С., Пилифосову В.М., Жемчужникову В.Г.
С использованием материалов научных и производственных организаций Казахстана

В **Южной зоне** прослежены продолжение Центрально-Мангышлакско-Устюртской складчатой системы, Западно-Мангышлакско-Прикумская ступень, Казахский прогиб, Песчаномысско-Ракушечное и Среднекаспийское поднятия.

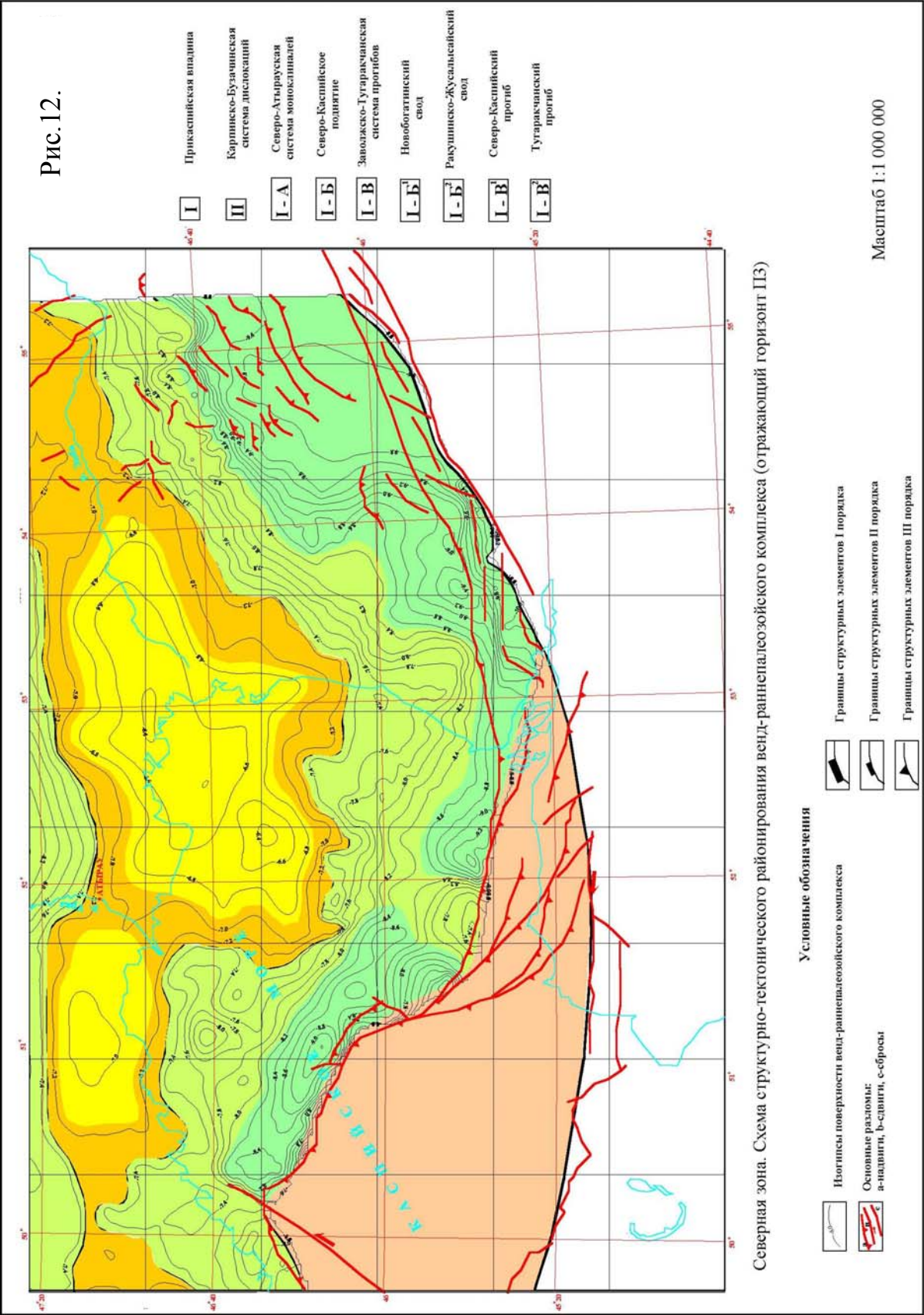
Все перечисленные структурные элементы в трех зонах, за исключением двух последних поднятий, срезаются в акватории глобальным Аграхано-Жамбайским разломом сдвигово-надвиговой природы.

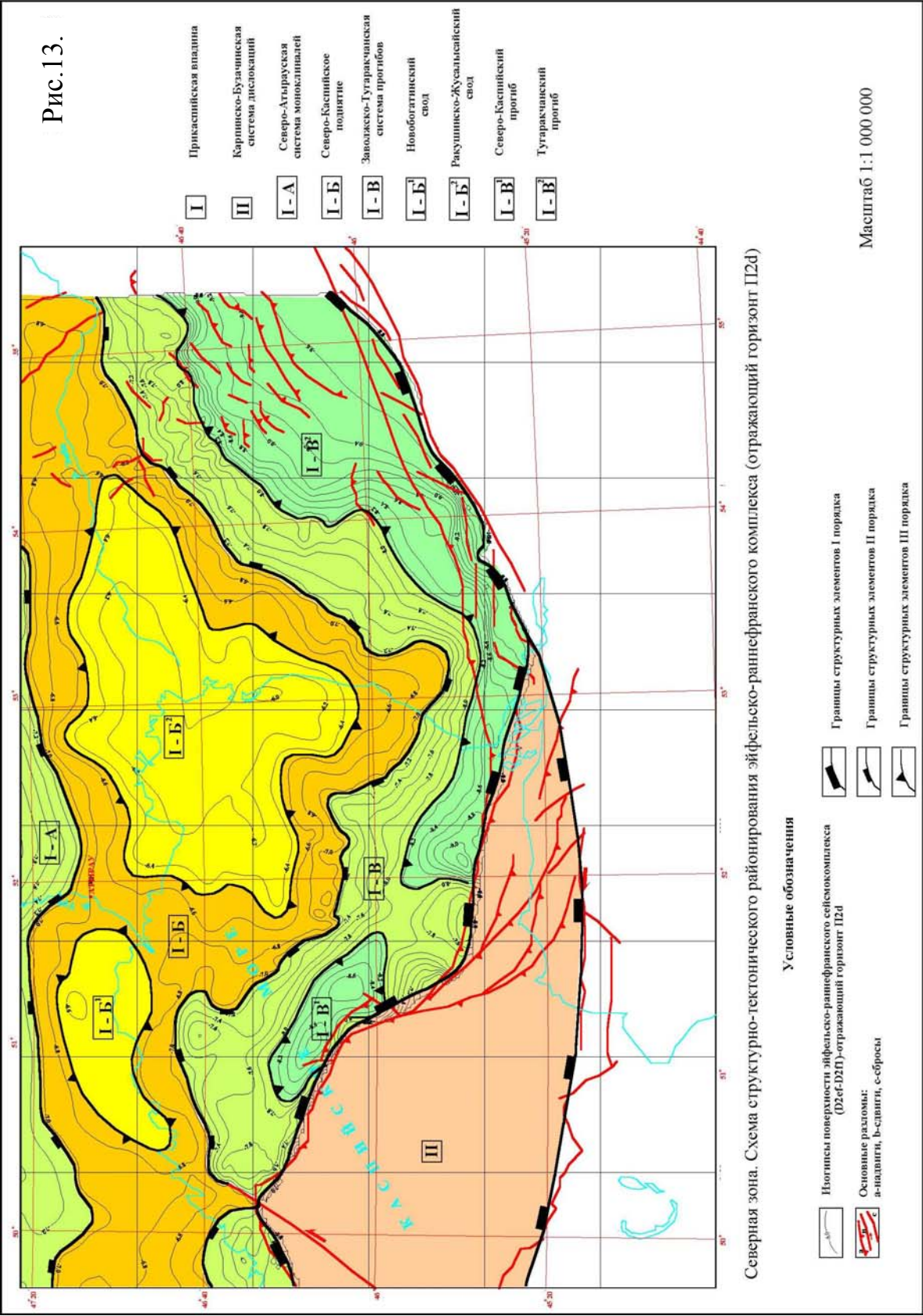
2.3.2. Районирование палеозойского комплекса

Палеозойский комплекс входит в состав чехла в Северной и частично – в Центральной зоне. В **Северной зоне** структура палеозойских отложений резко меняется на девонском и каменноугольно-раннепермском уровнях, в связи с чем её следует рассматривать поэтажно. Нижней базовой поверхностью здесь является отражающий горизонт P_3 , который картирует структурный план поверхности додевонских (?) венд-раннепалеозойских (?) отложений (Рис.12). Из рисунка видно, что в пределах Северной зоны региональную структуру определяют два крупнейших элемента: Северо-Каспийское поднятие и Заволжско-Тугаракчанская система прогибов. Последняя контактирует на юге и юго-западе с Карпинско-Бузачинской системой дислокаций, представляющей сложную сеть надвигов, сдвигов и сбросов.

Тенгиз-Кашаганская система поднятий на этом уровне не фиксируется. Следующей базовой поверхностью является отражающий горизонт P_2^d , дающий представление о структуре эйфельско-раннефранского комплекса (Рис.13). Здесь также основными структурными элементами являются Северо-Каспийское поднятие и Заволжско-Тугаракчанская система прогибов. Тенгиз-Кашаганская карбонатная платформа на рассматриваемом уровне не прослеживается, но

Рис.12.





определенные условия для неё видны в южной части Северо-Каспийского поднятия. Локальный анализ показывает, что в позднем фране и фамене Тенгиз-Кашаганская платформа интенсивно развивалась, занимая огромную площадь, значительно превышающую её площадь по каменноугольному комплексу.

Следующая базовая поверхность картируется отражающим горизонтом Π_2 и соответствует кровле среднекаменноугольных отложений (Рис.14). На этом уровне региональная структура Северной зоны существенно изменилась, что связано в первую очередь с влиянием горизонтальных движений с юг-юго-запада и юго-востока и последующим сжатием.

В результате этого произошла инверсия северо-восточной части Заволжско-Тугаракчанского прогиба с образованием Южно-Эмбенского поднятия и современной юго-восточной бортовой части впадины на суше, а также замыкание и локализация северо-западной ветви прогиба с образованием крупного северо-Каспийского прогиба.

Северо-Каспийское поднятие существенно изменило свои очертания и на его южном склоне четко фиксируется Тенгиз-Кашаганская карбонатная платформа с гигантскими локальными структурами тектоно-седиментационного типа. Структурный план верхнекаменноугольно-артинского комплекса (отражающий горизонт Π_1) в сравнении со среднекаменноугольным кардинально не изменился (Рис.15).

Положение карбонатных платформ в позднепалеозойско-башкирское время в Северной и частично – в Центральной зоне Каспия показаны на Рис.16. Такая точка зрения является достаточно распространенной но не единственной. Она исходит в большей мере из нынешней тектонической ситуации, и практически не учитывает тот факт, что карбонатная седиментация в девонско-каменноугольное время могла распространяться значительно дальше на юг. В пределах Южно-Эмбенской зоны, расположенной восточнее рассматриваемого региона, установлено, что

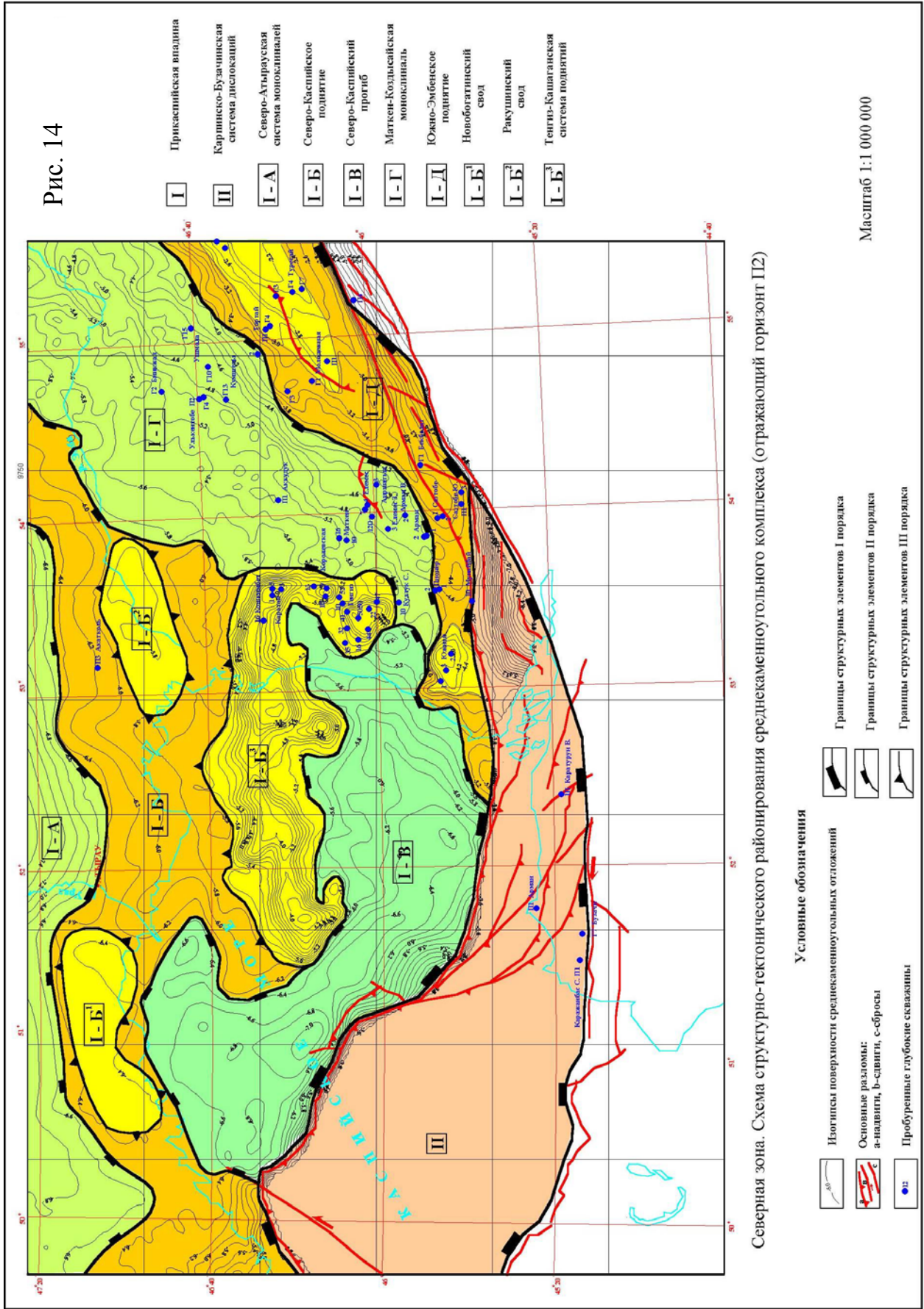
карбонатные отложения в палеозое были распространены далеко на юг от нынешней южной бортовой зоны Прикаспийской впадины.

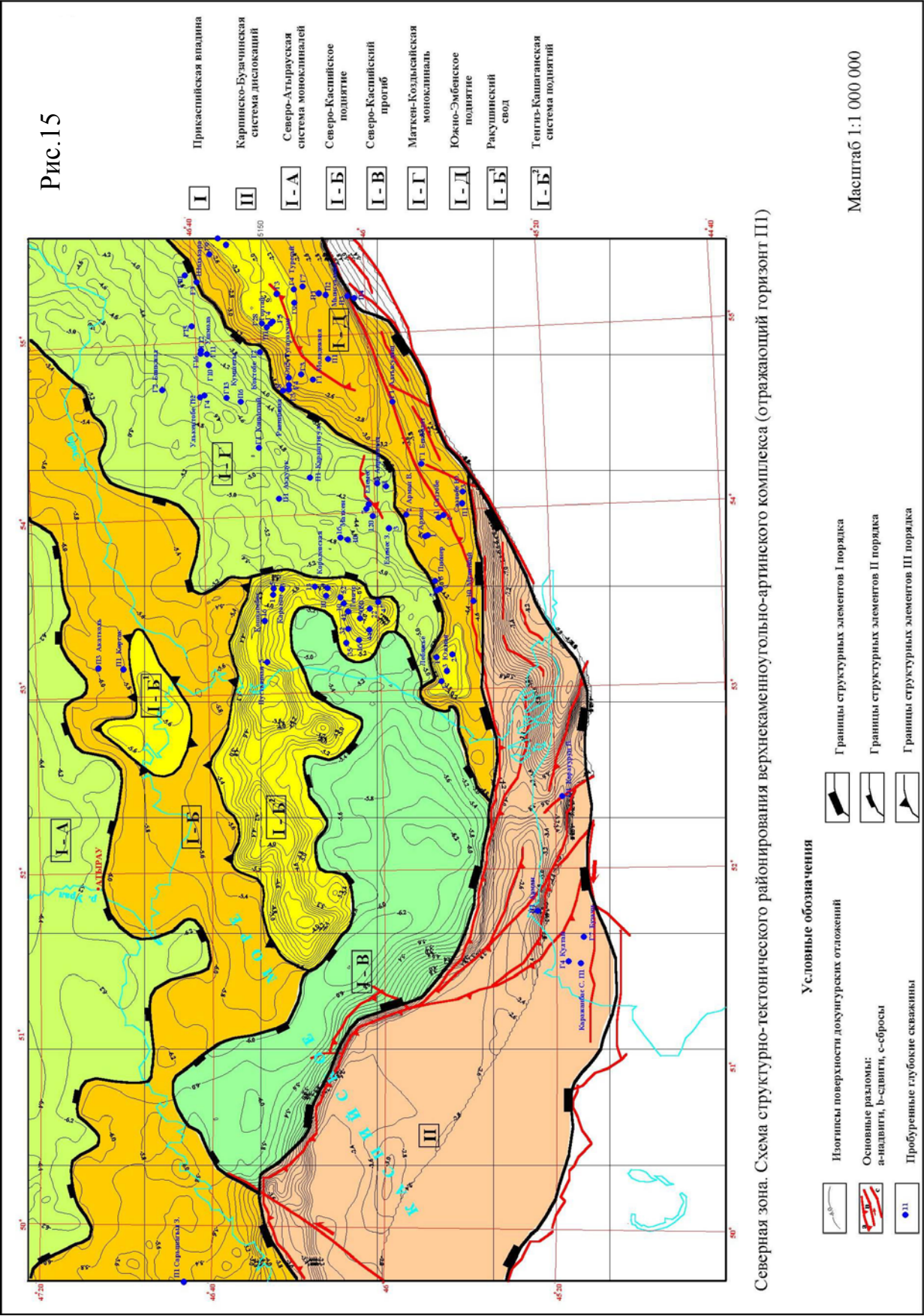
Геометрия изменения южной границы впадины, являющейся северной границей распространения надвига позволяет предполагать, что развитие высокоамплитудных карбонатных сооружений на востоке северной части КСКМ могло послужить барьером на пути надвига. Отсутствие таких преград западнее привело к значительному продвижению надвиговых структур здесь на север. Кроме того, общее положение известных карбонатных построек делает высоковероятным их развитие на западном продолжении структуры Южная.

В значительной мере положение карбонатных построек в данном районе определяется положением выступов фундамента. Именно выступы фундамента определяли возможность мелководноморской карбонатной седиментации. На схеме тектоники палеозоя (Рис.17) прослеживаются приподнятые блоки территории, на южной части из которых происходила мелководно морская седиментация с образованием высокоамплитудных органогенных построек.

Таким образом есть ряд косвенных признаков, свидетельствующих о вероятности наличия карбонатных блоков в северной пограничной части Центральной зоны, в том числе в поднадвиговых частях складчато-надвиговой Карпинско-Бузачинской системы. Однако эти блоки, вероятность существования которых является достаточно высокой, по своей генетической природе могут отличаться от карбонатных платформ типа Тенгиз-Кашаганской, Астраханской, Темирской и т.д. Поскольку на самом южном блоке в его восточной части получила развитие крупная органогенная постройка (Южная), то вполне вероятно, что такие же карбонатные отложения могли развиваться и в восточной части южного блока. Здесь в поднадвиговой части предполагается развитие высокоамплитудной карбонатной постройки Бурыншик.

Рис. 14





Северная зона. Схема структурно-тектонического районирования верхнекаменноугольно-артинского комплекса (отражающий горизонт II)

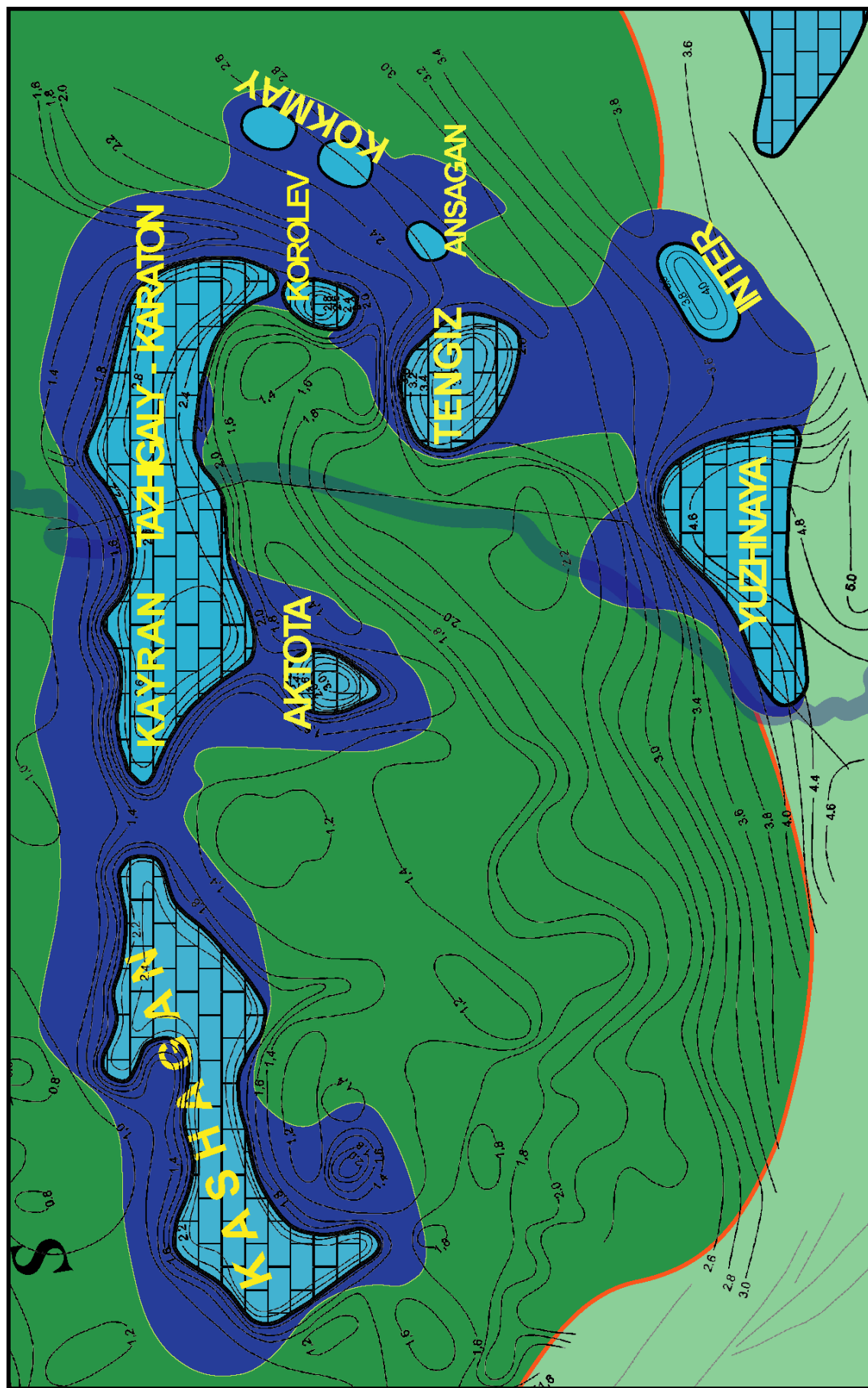


Рис. 16. Карбонатные платформы юга Прикаспийской впадины. На рис показаны предполагаемые постройки границы карбонатной и тектонической седиментации: Интер, Ансаган и Кокмай.

2.3.3. Районирование мезокайнозойского комплекса

Роль структур мезозойского комплекса в формировании нефтегазового потенциала в пределах КСКМ очень велика. Мезозойские структуры здесь имеют различный генезис. На севере они формировались исключительно под влиянием солянокупольной тектоники, преимущественно прорванного типа с сильной дислоцированностью мезозойского комплекса. Южнее они связаны с глубокопогруженными соляными куполами со слабой дислоцированностью надсолевого комплекса. Далее на юг нефтегазоносность целиком связывается с тектонически дислоцированным мезозойским комплексом (Рис.18).

В **Северной зоне** районирование мезокайнозойской части чехла выполнимо с большой условностью из-за влияния солянокупольной тектоники, создающей "ячеистую" структуру на уровне базовых структурных поверхностей. В качестве последних для Северной зоны принимаются, как и для всей Прикаспийской впадины, III и V отражающие горизонты (подошва мела и подошва юры). Влияние соли исключено построением структурных карт методом осреднения отметок с $R = 12\text{ км}$ по комплексу гравиметрических и сейсмических материалов.

Эти достаточно условные карты дают возможность выделить "относительно приподнятые" зоны, которые в прямом смысле не являются поднятиями и прогибами, но с учетом осредненной структуры и ряда косвенных признаков дают возможность дифференцировать структуру надсолевых отложений (Рис.19,20). Учитывая, что около 90% надсолевых месторождений связано с относительно приподнятыми зонами, такие зоны выделены и на указанных приложениях. К ним относятся Жамбайско-Забурунская, Мартышинская, Каратон-Тенгизская и Прорвинская, которые прослеживаются как на суше, так и в акватории Каспия.

В **Центральной и Южной зонах** структурно-тектоническое районирование также выполнено на базовых III, V и "б" отражающих

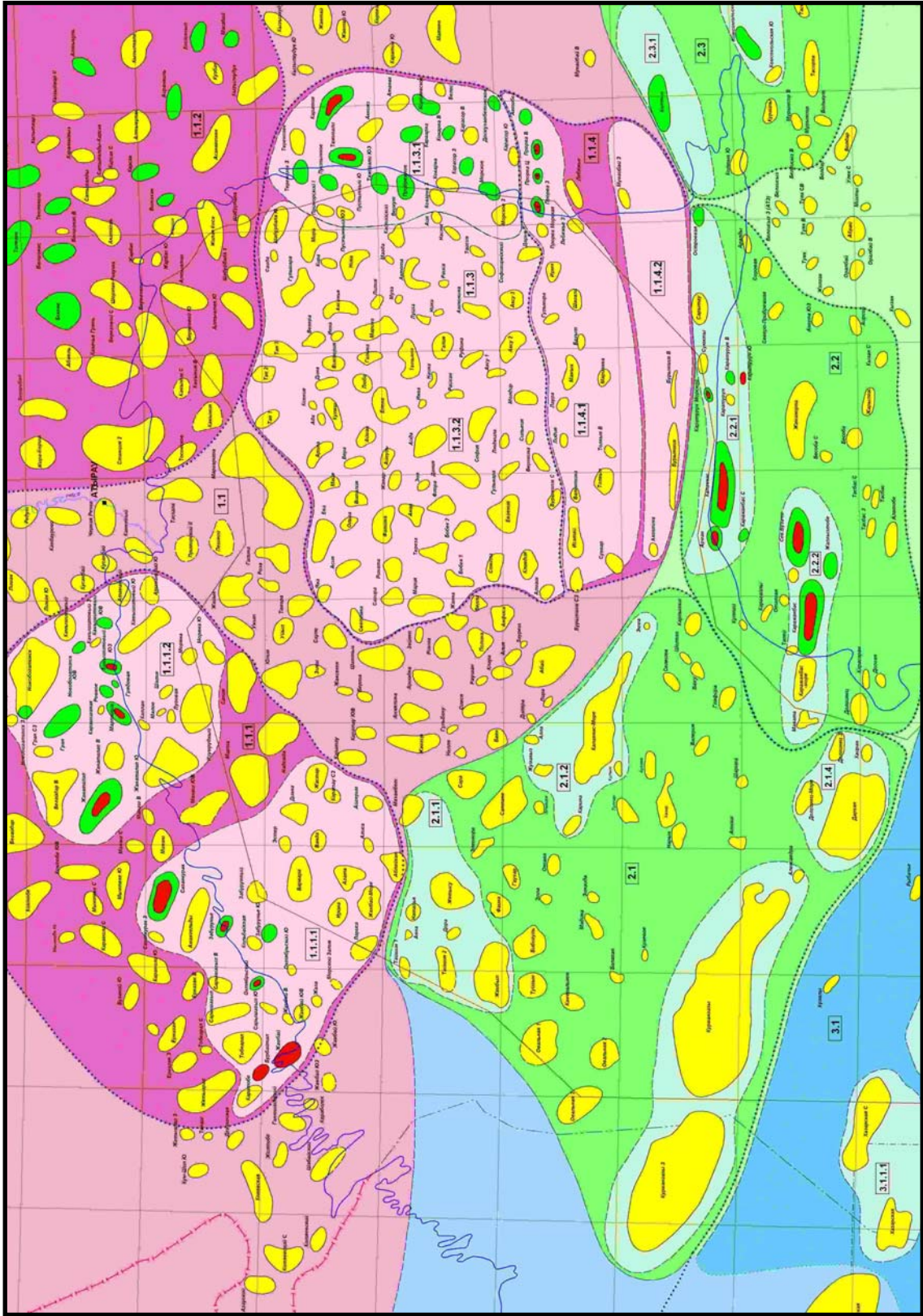
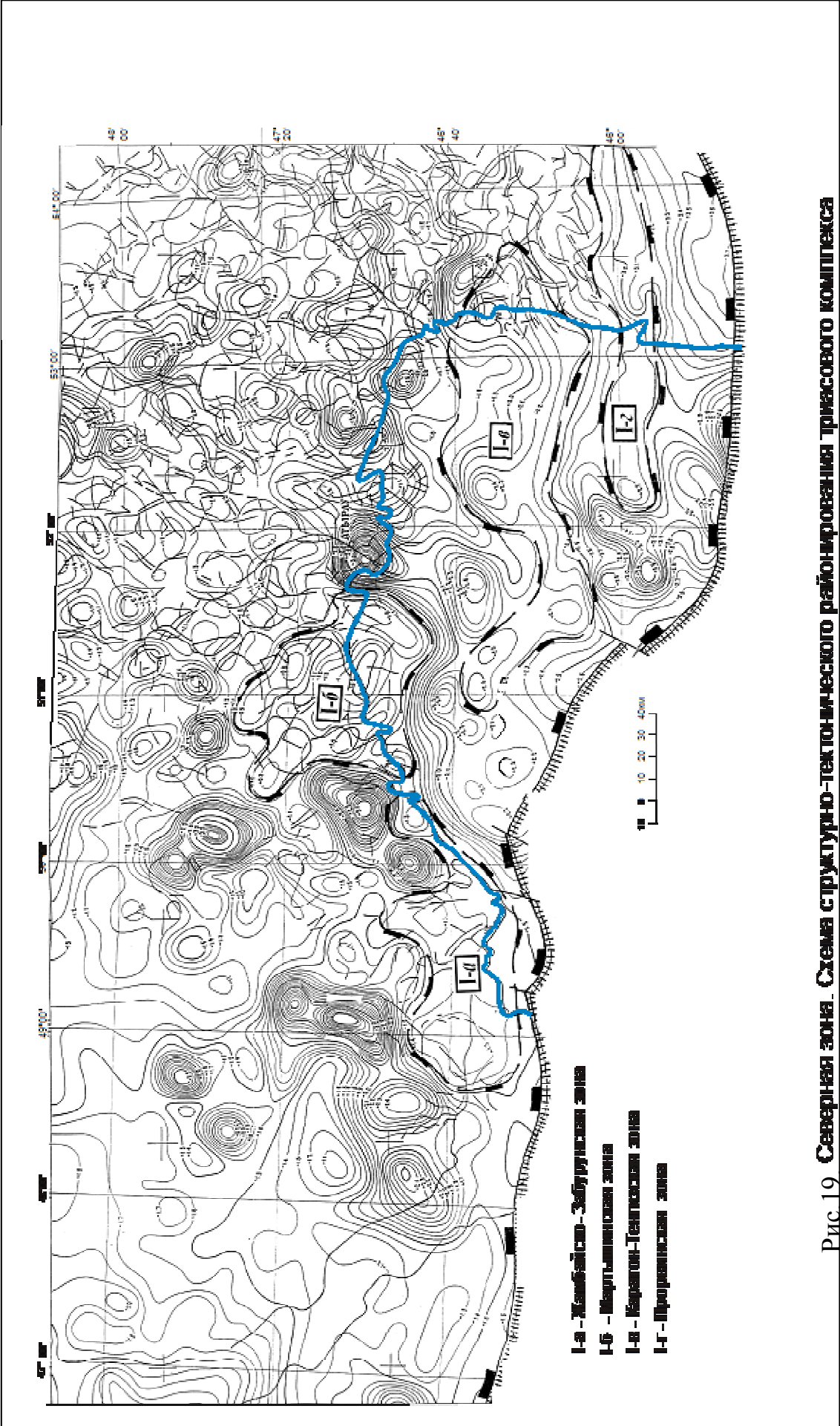
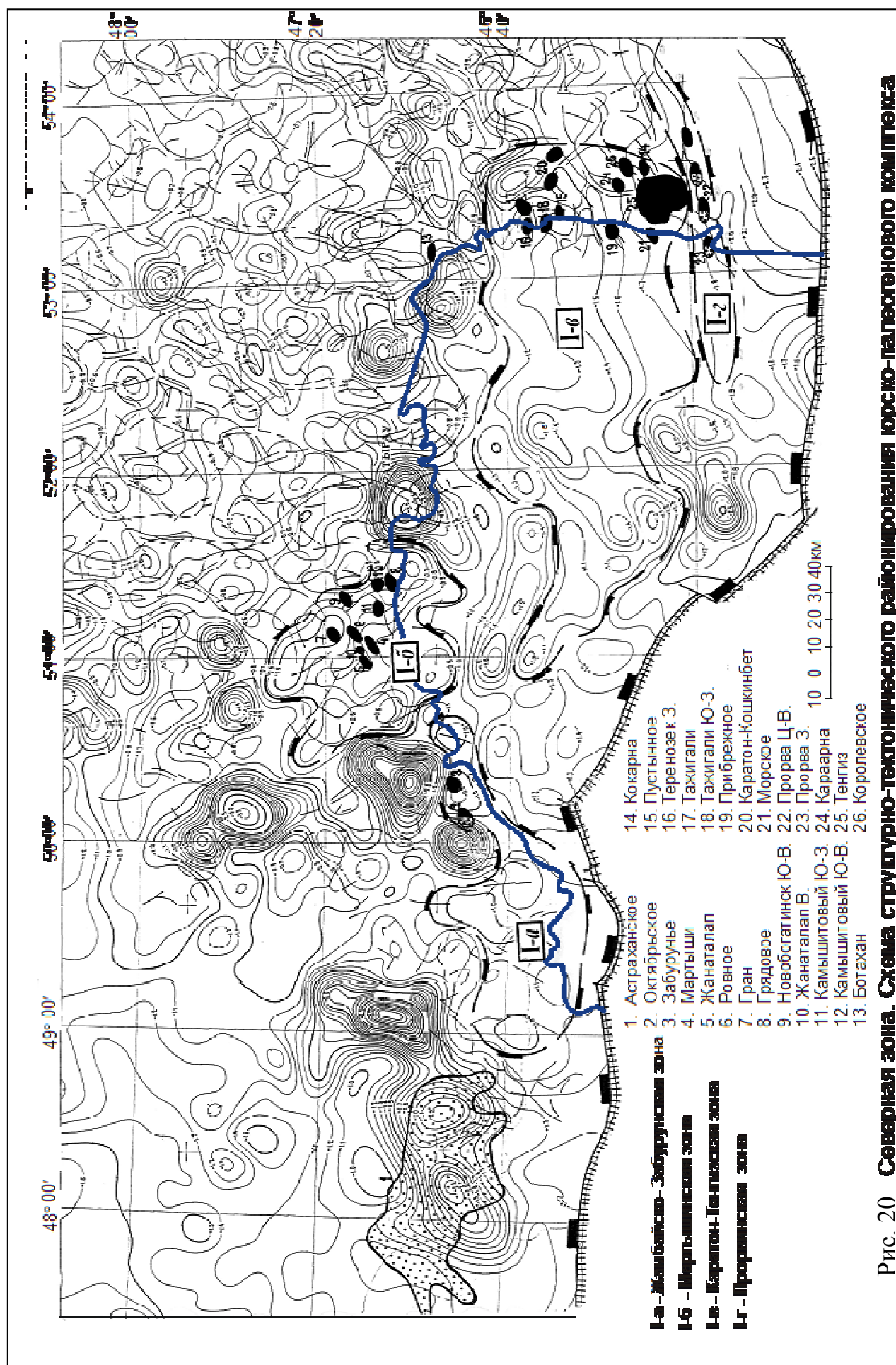


Рис. 18. Северная часть КСКМ. Мезозойские локальные структуры.





горизонтах, стратиграфически приуроченных к кровле доверхнепермских отложений и подошве юрских (Рис. 21, 22, 23).

По горизонту "б", соответствующему в пределах Центральной зоны разновозрастной доверхнепермской поверхности палеозоя, выделяются два сложно построенных крупных субшироотно-ориентированных структурных элемента – Бузачинское поднятие и Южно-Бузачинский прогиб (Рис.21). По V отражающему горизонту Южно-Бузачинский прогиб резко сужается и его северная часть входит в состав Бузачинского поднятия. Севернее указанного поднятия формируется новый структурный элемент – Северо-Бузачинская терраса (Рис.22, 23). По подошве нижнемеловых отложений региональная структура Центральной зоны практически не изменяется.

В **Южной зоне** по отражающему горизонту "б", фактически являющемуся здесь подошвой триасовых отложений, выделяются морское продолжение Тюб-Караганской мегантиклинали и Песчаномысско-Ракушечного поднятия, а также крупнейшая Западно-Мангышлакско-Прикумская ступень, контактирующая на юго-западе с Северо-Кавказско-Мангышлакской системой прогибов, а на юге – с Карабогазско-Среднекаспийским сводом (Рис.21). По подошве юры региональный структурный план практически не меняется, только отмеченные выше структурные элементы заметно выполаживаются (Рис.22, 23)).

Таким образом, региональный структурный план осадочного чехла акватории Каспия на различных стратиграфических уровнях достаточно дифференцирован, что позволяет выделять здесь крупные положительные и отрицательные элементы, большинство из которых прослежены в пределах суши (Рис.22). Существенные различия структурных планов по осадочному чехлу отмечаются только в Северной зоне, где эти планы резко изменяются внутри палеозойских отложения, а также на границах кунгур-пермь (триас) и триас – юра.

Рис.21 Центральная и Южная зоны.
Схема структурно-тектонического районирования триасовых отложений
(отражающий горизонт "б")

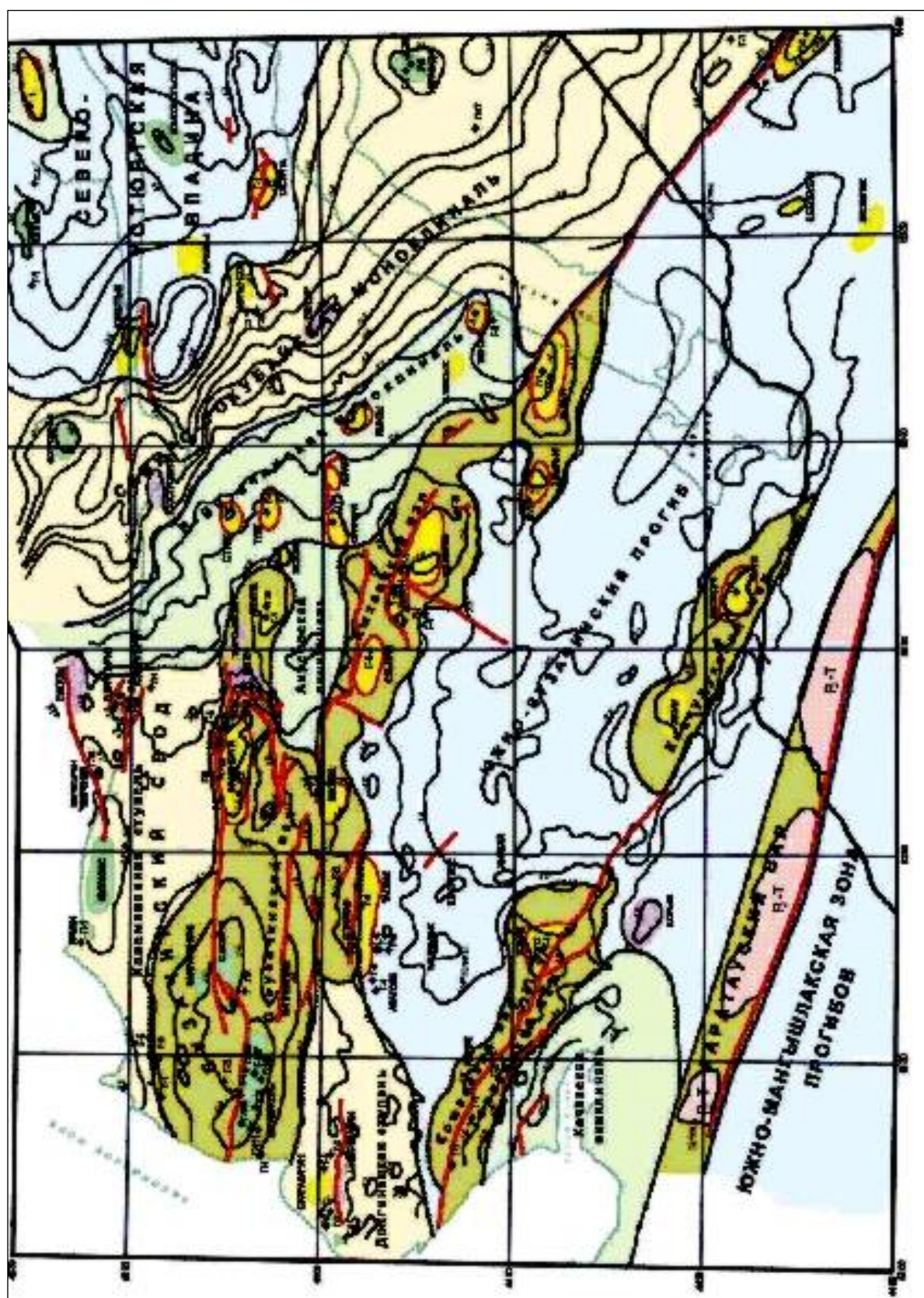


Рис.22. Тектоническая схема Бузачинского вала.

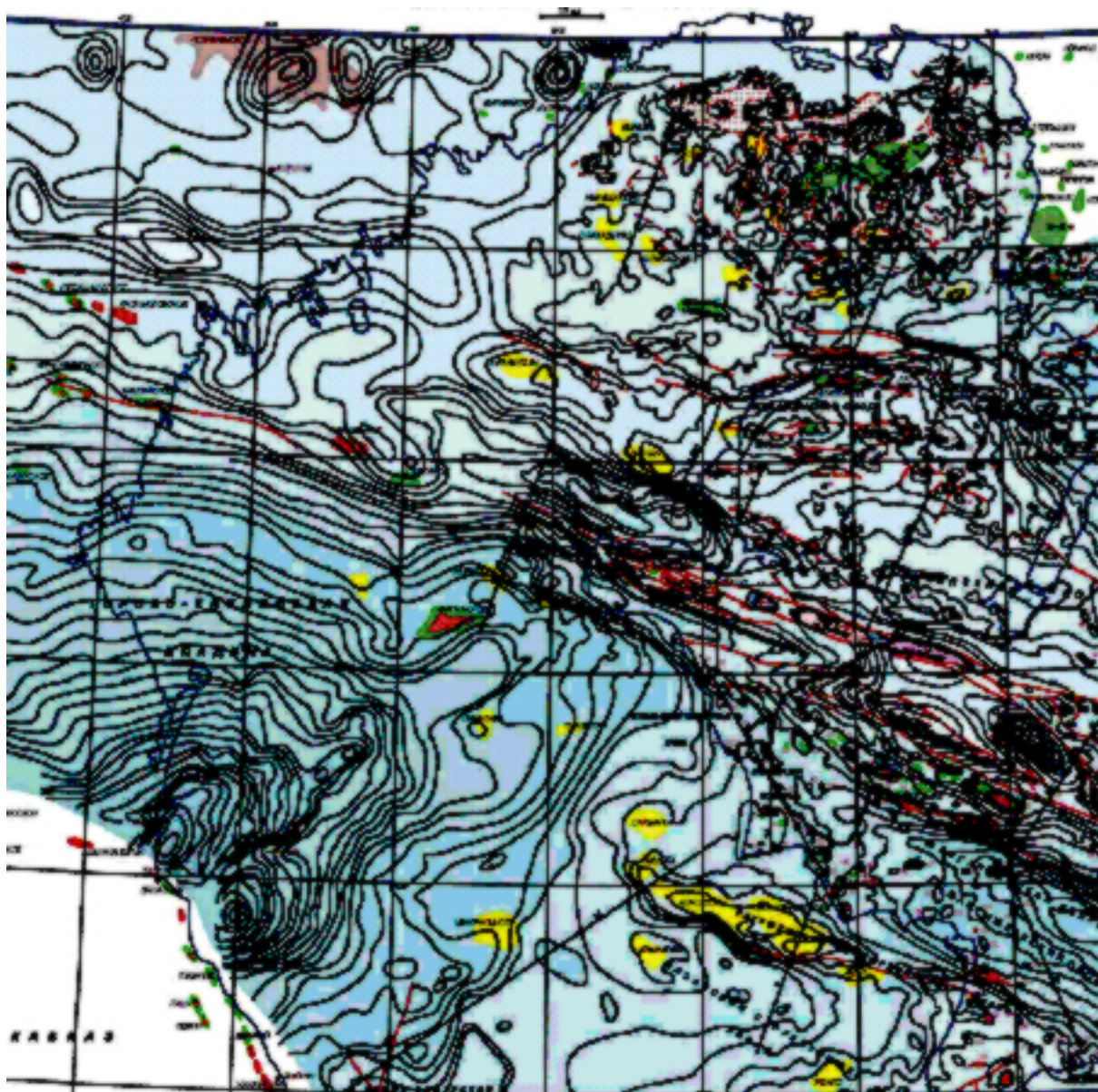


Рис.23. Структурная карта по кровле триасовых отложений. Южная часть КСКМ отделяется от Северной складчатым поясом Бузачинского вала и Мангышлакской области. Данные структуры сочленяются на их северо-западном продолжении. Очевидно, что тектоническая активность в этом направлении уменьшается. Весь Юго-западный угол занимает обширная Текско-Каспийская впадина, по-видимому, играющая важную роль в генерации УВ.

В пределах всех трех акваториальных зон крупные положительные элементы и ступени осложнены большим числом локальных складок, в том числе крупнейших по размерам. Структурные параметры на региональном, зональном и локальном уровнях являются весьма благоприятными с позиции оценки перспектив нефтегазоносности Казахстанского сектора Каспийского моря.

3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

3.1. Размещение залежей нефти и газа

На казахстанском побережье Каспия выявлено более 50 нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Они сгруппированы в несколько районов и зон нефтегазонакопления.

Установлено, что нефтяные и газовые месторождения концентрируются на крупных положительных структурах второго порядка (Новобогатинское, Танатарское, Жылыойское, Бузачинское, Песчаномысско-Ракушечное и др. поднятия), в пределах осложняющих их валов (Прорвинский, Каламкасский, Каражанбасский и др.), а также на занимающих промежуточное гипсометрическое положение между прогибами и поднятиями седловинах (Карагиинская) и ступенях (Арыстановская, Узень-Жетыбайская, Аксу-Кендырлинская). В прогнутых зонах выявлены лишь отдельные месторождения. Эта закономерность подтверждает универсальное проявление гравитационной составляющей в процессе формирования залежей нефти и газа и является четким поисковым критерием при проведении нефтепоисковых работ.

В результате проведенных в Западном Казахстане геологоразведочных работ установлено, что продуктивные горизонты распределяются по разрезу осадочного чехла неравномерно, приурочиваясь лишь к определенным его секциям, в соответствии с особенностями

строения ранее рассмотренных литолого-стратиграфических комплексов. По аналогии с прилегающей территорией суши в казахстанской части Каспийского моря выделяются следующие потенциально нефтегазоносные комплексы:

- девонско-каменноугольный карбонатный;
- верхнекаменноугольно-нижнепермский терригенный;
- верхнепермско-триасовый преимущественно терригенный;
- юрский терригенный;
- нижнемеловой терригенный;
- ниже-верхнемеловой терригенный.

При этом первые два комплекса выделяются только в пределах Прикаспийской впадины, а остальные распространены на всей рассматриваемой территории. Кроме указанных основных нефтегазосодержащих комплексов в казахстанской акватории Каспия по аналогии с прилегающей сушей могут быть выделены палеогеновый и неогеновый перспективные комплексы, строение которых изучено крайне слабо. Исходя из общих геологических предпосылок, можно полагать, что наиболее благоприятные перспективы выявления в них залежей нефти и газа связываются с западной приграничной с Россией и Азербайджаном зоной акватории.

3.1.1. Девонско-каменноугольный карбонатный комплекс

Самый нижний из разведанных нефтегазоносный комплекс включает девонско-каменноугольные карбонатные резервуары внутрибассейновых платформ. Стратиграфический объем его непостоянен из-за различной глубины размыва каменноугольных отложений. Верхние секции чаще всего слагаются башкирскими известняками. Однако на отдельных карбонатных постройках этот комплекс может наращиваться за счет нижнепермских известняков, как это установлено на площади Южная.

Региональной покрывкой являются соленосные отложения кунгура и подстилающие их депрессионные осадки карбона и нижней перми.

В целом для девонско-каменноугольного комплекса характерно сложное многоярусное строение. Основанием служит обширный девонский карбонатный цоколь (толщиной 800-1000м), на котором размещаются отдельные карбонатные массивы более молодого возраста высотой до 2000м. В самой девонской плите могут быть выявлены обособленные седиментационные тела, характеризующиеся улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Значительную роль в формировании коллекторов рассматриваемого комплекса играли процессы рифообразования.

В южной части Прикаспийской впадины этот комплекс наилучшим образом изучен в Жылыойском нефтегазоносном районе, где он вскрыт глубокими скважинами на 2000-2500м. В результате бурения на ряде площадей установлены массивные залежи нефти с высоким содержанием растворенного газа. Высота залежей колеблется от 200-250м на Тажигали-Пустынном месторождении до 1500 и более метров на Тенгизе, что свидетельствует об их пространственной разобщенности. Отдельные карбонатные постройки (Южная) или их краевые части (Каратон) оказались “пустыми”.

Выявленные залежи занимают самые верхние части резервуаров и характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями и повышенным содержанием в растворенном газе сероводорода. Большие размеры выявленных в акватории карбонатных тел в пределах Жылыойского района позволяют предполагать по аналогии с Тенгизом возможность открытия здесь крупных месторождений углеводородов с запасами в сотни млн. тонн нефти.

Несколько иной характер распределения залежей установлен в девонско-каменноугольном нефтегазоносном комплексе на Астраханском своде. Здесь в верхней части резервуара в известняках башкирского

возраста установлена массивная серанефтегазоконденсатная залежь высотой чуть более 200 м. Глубже ее на расстоянии порядка 500м выявлен новый этаж нефтегазоносности, в котором в интервалах 4710-4855м (нижний карбон), 5535-5623 и 5817-5971м (верхний девон) установлены 3 пластовые залежи нефти и газа. Из нижней из них получена нефть без сероводорода.

Полученные материалы бурения на Астраханском своде существенным образом повышают перспективы нефтегазоносности северо-западной части акватории Каспия, где по комплексу геолого-геофизических данных предполагается развитие крупной Южно-Жамбайской девонско-каменноугольной карбонатной постройки. Она может также содержать не только газовые, но и нефтяные залежи.

3.1.2. Верхнекаменноугольно-нижнепермский терригенный комплекс

Этот комплекс составляет верхнюю секцию подсолевого разреза юга Прикаспийской впадины, является по существу компенсационным и выполняет депрессии между карбонатными телами. На их склонах толщины комплекса резко сокращаются с 500-600 до 150-200м. На вершинах карбонатных тел толщина пород составляет около 100 м.

Комплекс сложен преимущественно глинами с прослоями алевролитов, песчаников и реже гравелитов и конгломератов. На юге и юго-востоке впадины в его составе преобладают глинистые разности пород. Лишь при приближении к областям сноса разрез опесчанивается. Наиболее насыщена песчано-алевритовыми прослоями верхняя часть, имеющая артинский возраст. Вдоль всего южного и восточного обрамления впадины в этом комплексе выявлены обширные конусы выноса грубообломочного материала. Один из них намечается по сейсмическим данным в акватории Каспия, к северу от Махамбетской надвиговой зоны.

Вследствие литологической невыдержанности разреза установленные в этом комплексе коллекторы резко изменяют свои фильтрационно-емкостные свойства на коротком расстоянии. Региональной крышкой для него являются соленосные отложения кунгура.

Основная продуктивность верхнекаменноугольно-нижнепермского комплекса тяготеет к восточной части Прикаспийской впадины, где на месторождениях Кенкияк и Каратобе в верхней части подсолевого разреза разведано 5-6 нефтяных горизонтов, приуроченных к прослоям песчаников и алевролитов. По мере приближения к Каспийскому морю разрез верхнего карбона и нижней перми становится более глинистым. Несмотря на большое количество пробуренных на северном и северо-восточном побережье скважин, промышленных залежей нефти и газа в нем не обнаружено. Небольшие притоки нефти наблюдались на Сарыбулаке Северо-Западном, Елемесе, Равнинной, Ушмоле и ряде других площадей. В междуречье Урал-Волга на площади Кобяковская из артинских отложений в скв. Г-2 при забое 5219м получен фонтан газа дебитом до 500 м³/сут через 15 мм штуцер. Разведанное в районе восточного побережья Каспия нефтяное месторождение Шолькара, где сразу же под соленосными отложениями вскрыта небольшая залежь нефти, запасы которой отнесены к забалансовым. Залежь располагается на расстоянии свыше 100 км к востоку от Тенгиза.

В свете изложенных данных трудно рассчитывать на открытие в верхнекаменноугольно-нижнепермском терригенном комплексе в акватории Каспия крупных залежей нефти. Он оценивается здесь как мало перспективный.

3.1.3. Верхнепермско-триасовый терригенный комплекс

Данный комплекс объединяет доюрскую часть единого мезозойского чехла, имеющего повсеместное распространение. Учитывая изменение

литологического состава пород, полноту сохранившегося от предъюрского размыва разреза и степень дислоцированности пород ореол распространения комплекса подразделяется на 3 области: Прикаспийскую впадину, Северо-Каспийское поднятие и Мангистаускую систему прогибания.

В Прикаспийской впадине этот комплекс имеет наиболее полный стратиграфический объем и включает отложения верхней перми и триаса. В отдельных межкупольных мульдах юга Прикаспия мощность комплекса превышает 4500м, составляя в среднем 3400-3800м. В первом приближении на практике весь пермотриасовый комплекс разделяется на 2 части. Нижняя из них, залегающая за вторыми крутыми склонами соляных массивов и под соляными карнизами относится к верхней перми. Верхняя часть, перекрывающая соляные ядра, считается триасовой.

Пермотриасовый комплекс юга Прикаспийской впадины сложен в основном песчано-глинистыми породами. Песчанистость заметно возрастает вверх по разрезу. В нижнем и среднем триасе присутствуют также глинистые известняки. Восточная граница развития их совпадает примерно с р.Урал.

Промышленные скопления нефти в породах верхней перми (?) установлены в подкарнизных условиях на месторождениях Новобогатинск ЮВ и Доссор ЮЗ. Залежи приурочены к пластам алевроитово-песчаных пород толщиной 8-12м. Разделяющие их глинистые пачки имеют толщину до 20м.

Основная нефтегазоносность этого комплекса на юге Прикаспийской впадины связана с верхней, триасовой частью разреза. Выявленные залежи концентрируются в основном в верхнетриасовых отложениях. Ограниченное количество залежей разведано в нижнем триасе. Количество продуктивных горизонтов изменяется от 2-3 на большинстве месторождений до 6 горизонтов на Прорве. Толщина разрабатываемых пластов колеблется от 5 до 30-50м. Никаких закономерностей в

количественном размещении залежей и горизонтов не установлено. Можно отметить лишь приуроченность большинства залежей к опущенным крыльям солянокупольных структур.

Выявленные в триасовых отложениях месторождения нефти содержат запасы до 10 млн.т. Лишь в Прорвинском районе известны месторождения с запасами свыше 20 млн.т.

На Северо-Каспийском поднятии верхнепермско-триасовый комплекс в значительной степени сокращен, а в отдельных зонах полностью размыт. По этой причине, а также из-за отсутствия залежей нефти и газа в триасовых отложениях Бузачинского поднятия он относится на большей части территории к бесперспективному. Лишь на южном склоне Северо-Каспийского поднятия, в районе Курмангазинского вала в нижней части мезозоя появляются мощная толща триасовых пород. Судя по характеру волнового поля, она относится к мангистаускому типу разреза и включает отложения среднего и верхнего триаса.

В Мангистауской области прогибания данный комплекс включает лишь триасовую часть разреза, так как достоверных сведений о породах верхнепермского возраста не имеется. В акватории Каспия толщины комплекса варьируют в больших пределах от 500м на региональных поднятиях до 4000м в глубоких прогибах. Признаки нефти и газа установлены по всему разрезу, однако продуктивные горизонты концентрируются в верхней части нижнего триаса, среднем и верхнем триасе.

Продуктивность нижнего триаса установлена в пределах Жетыбай-Узеньской ступени, где из верхней части терригенного комплекса получены притоки нефти и газа. По местной номенклатуре здесь выделяется три продуктивных горизонта, межплощадная корреляция которых проводится не вполне уверенно. Основные залежи нефти, газа и конденсата выявлены в среднем триасе. Они приурочены к его нижней вулканогенно-карбонатной толще, в которой выделяется не менее 3 продуктивных

горизонтов. Среднетриасовые залежи имеют более широкий ореол распространения и известны по всему мангистаускому побережью моря.

В верхнем триасе продуктивны базальные слои терригенного разреза, представленные преимущественно песчаниками. Нефтяные и газовые горизонты выявлены в пределах восточной части Сегендыкской депрессии (Караоба) и на Карагиинской седловине (Сев.Карагие, Ащиагар).

По типу ловушек залежи Мангистау относятся к массивным, а также к пластовым сводовым литологически и тектонически экранированным. На основе анализа особенностей размещения месторождений нефти и газа в триасовом комплексе Мангистау можно констатировать, что большинство из них тяготеет к положительным структурным элементам второго порядка и их склонам. Выявленные в триасе на Мангистауском побережье месторождения имеют ограниченные извлекаемые запасы (до 7 млн.т) нефти.

3.1.4. Юрский терригенный комплекс

Среди мезозойских нефтегазоносных комплексов по величине разведанных запасов нефти и газа первое место занимает юрский терригенный комплекс. Продуктивность этих отложений установлена почти во всех зонах нефтегазонакопления. В отдельных районах (Южный Мангистау) на его долю приходится свыше 90% разведанных запасов углеводородов, среди которых подавляющая часть приходится на нефть.

К данному комплексу относятся песчано-глинистые отложения нижней и средней юры, залегающие под глинисто-карбонатной региональной покрывкой верхнего келловоя-титона. Лишь на отдельных положительных структурах второго порядка (Бузачинское поднятие и др.) нижнеюрские отложения выпадают из разреза. Общая толщина резервуара составляет на крупных поднятиях 500-700 м и увеличивается в прогнутых зонах до 1000-1100м. Около половины разреза занимают коллекторы,

представленные разнотернистыми песками и песчаниками, а также алевролитами. Это предопределяет формирование многопластовых месторождений с высоким этажом нефтегазоносности.

На юге Прикаспийской впадины установлена продуктивность всего комплекса. Обычно базальные слои нижней юры, представленные хорошо проницаемыми грубозернистыми песчаниками, промыты пластовыми водами. Только на отдельных площадях (Жанаталап, Дараймола и др.) в них встречены ограниченные по запасам залежи нефти.

Число нефтяных горизонтов в разрезе среднеюрской толщи в разных частях впадины меняется. Вместе с ростом толщин в юго-восточном направлении увеличивается и степень нефтенасыщения разреза от 4-5 горизонтов в районе Доссора и Макада до 14-16 горизонтов на Кульсарах, Косчагыле и Боранколе. Толщина среднеюрских пластов коллекторов колеблется от 2 до 25 м. Наиболее распространены пласты толщиной 5-10 м.

По типу ловушек юрские залежи в целом относятся к пластовому типу с различным экранированием: структурным, литологическим и стратиграфическим. Располагаются залежи на приподнятых и опущенных крыльях соляных куполов, над их сводами и на далекой периферии. В одних случаях залежи формируются у склонов соляных ядер (Кульсары, Сагыз и др.), в других случаях экранами являются сбросы грабена (Доссор, Макат). Иногда часть горизонтов экранируется плоскостью стратиграфического несогласия, а часть – сбросами грабена (Юго-Западный Кошкар, Тентексор и др.). Наиболее значительные по запасам залежи связаны с глубокопогруженными и слабо развитыми соляными куполами, над которыми формируются брахиантиклинальные ловушки полного контура (Прорва). В зоне выклинивания соленосных отложений широкое развитие получили пластовые тектонически экранированные по восстанию ловушки (Нсановское).

Выявленные в юрских отложениях юга Прикаспийской впадины месторождения имеют в среднем геологические запасы 6-8 млн.т. Однако

во многих зонах нефтегазонакопления встречаются и более крупные месторождения (Камышитовое ЮЗ - 22,7 млн.т; Прорва Ц. и В. – 54,3 млн.т).

На Бузачинском поднятии юрский нефтегазоносный комплекс включает отложения средней юры, которые с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности триасовых образований. Разрез состоит из глин, песчаников и алевролитов, переслаивающихся между собой. Толщина пород изменяется от 0 до 260м. В своде поднятия региональная верхнеюрская покрывка размыта.

На месторождениях юрского комплекса Бузачинского поднятия выявлено от 2 до 13 продуктивных нефтяных, газонефтяных и газовых горизонтов. Они имеют толщины по 5-20м и примерно равномерно распределяются по разрезу. Преобладают залежи пластовые тектонически экранированные и сводовые. Значительную роль в ограничении ловушек играет литологический фактор.

Продуктивность разреза резко возрастает от сводовой части поднятия к его северному склону по мере увеличения общей толщины комплекса. В этом же направлении улучшаются условия для сохранения залежей от разрушения. Здесь в разрезе появляются нефтяные залежи с газовой шапкой и чисто газовые залежи.

Месторождения Бузачинской группы характеризуются высоким коэффициентом заполнения ловушек, который чаще всего приближается к единице. Подавляющее большинство локальных структур северной части Бузачинского поднятия оказались продуктивными. На остальной территории месторождений нефти и газа не обнаружено. Это объясняется особенностями геологического строения поднятия и его расположением к югу от основных источников генерации углеводородов, которые находятся в Прикаспийской впадине.

По величине запасов нефти ряд юрских месторождений Бузачинского поднятия относятся к группам крупнейших и крупных. На месторождении

Каламкас разведано запасов нефти 527,6; млн.т. на Сев.Бузачи – 168,5 млн.т.; на Каражанбасе – 65,2 млн.т.

В Мангистауском районе юрский нефтегазоносный комплекс представляет собой почти тысячеметровую терригенную толщу песчаников, алевролитов и глин, сформировавшихся в сложной фациальной обстановке прибрежно-морского мелководья. В верхней части продуктивной толщи преобладают мелкозернистые песчаники и алевролиты, имеющие высокие коллекторские свойства. В нижней части хотя и возрастает роль средне- и крупнозернистых песчаных разностей, однако емкостные и фильтрационные свойства коллекторов уменьшаются.

На Мангистау в юрском терригенном резервуаре имеющим возраст от нижней юры до келловоя включительно, выделяются 13 продуктивных горизонтов. Они имеют толщину в среднем 40-80м и отделяются друг от друга пропластками глин в 10-25м. Юрские залежи Мангистау по сравнению с их аналогами в Прикаспии и на Бузачах контролируются преимущественно ненарушенными брахиантиклиналями и относятся к типу пластовых залежей полного контура. Однако существенную роль в их строении на ряде площадей играет литологическая изменчивость коллекторов.

По фазовому состоянию флюидов преобладают нефтяные залежи. Подчиненные значения имеют нефтегазовые и газовые залежи, в том числе содержащие конденсат. Основная часть юрских месторождений Мангистау располагается на Жетыбай-Узеньской ступени, где установлены гигантские (Узень), крупнейшие и крупные месторождения. В приморской части территории известны лишь мелкие месторождения нефти (Дунга, Оймаша) и газа (Сарсенбай, Аламурын Ю.).

3.1.5. Нижнемеловой терригенный комплекс

Нижнемеловой терригенный комплекс выделяется в объеме морских отложений валанжина и готерива и преимущественно континентальных пород баррема. Самую верхнюю его часть составляют морские отложения апта, несогласно залегающие на породах неокома.

Максимальные толщины нижнемелового резервуара установлены на юге Прикаспийской впадины. Здесь они составляют 450-550м. В южном направлении происходит заметное утонение комплекса до 180м на Бузачинском поднятии и 200-300м на Мангистауском побережье Каспия. Коллекторы представлены песчаниками, песками и алевролитами с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (открытая пористость составляет 28-32%). Толщины продуктивных горизонтов достигают 20-25м.

Региональной покрывкой для данного комплекса является глинистая толща аптского возраста, которая вместе с перекрывающими ее глинами нижнего альба образует в мезозойском разрезе вторую (после верхнеюрской) региональную покрывку. Высокие экранирующие свойства ее сохраняются даже в условиях интенсивной солянокупольной тектоники. Продуктивность нижнемелового комплекса установлена на всей территории, однако наиболее существенные запасы нефти сосредоточены в северной ее части.

На юге Прикаспийской впадины в этом комплексе выявлено свыше 120 нефтяных и газовых залежей. Примечательно, что запасы нефти апт-неокомского комплекса превышают запасы, выявленные здесь в юрских отложениях. Почти на всех месторождениях, приуроченных к солянокупольным структурам, в этом комплексе установлены многопластовые залежи нефти. В связи с небольшими глубинами залегания продуктивных горизонтов на ряде куполов нефти подверглись

существенным изменениям и содержат повышенные концентрации смол и асфальтенов.

Выявленные в нижнемеловом комплексе юга Прикаспийской впадины нефтяные месторождения в целом относятся к группе малых (извлекаемые запасы до 10 млн.т). Только на одном месторождении Мартыши извлекаемые запасы достигают 14,1 млн.т.

На Бузачинском поднятии в нижнемеловом комплексе установлены как нефтяные, так и газовые (на склоне поднятия) горизонты. Все месторождения являются многопластовыми и содержат тяжелые окисленные нефти с плотностью более $0,92 \text{ г/м}^3$. Они высоковязкие, с высокими концентрациями ванадия и никеля. По величине разведанных запасов здесь выявлены самые крупные месторождения нижнемелового комплекса. Геологические запасы нефти на Каражанбасе составляют 173,4; на С. Бузачи – 59,4 млн.т.

В нижнемеловом комплексе Южного Мангистау выявлены лишь небольшие залежи нефти в северной части региона (Тобеджик, Жангурши, Дунга). В южной части Мангистауского побережья известны только газовые залежи (Тамды, Аксу-Кендырли). Все нефтяные залежи располагаются в зонах повышенной тектонической активности в неогеновый период, что по-видимому, способствовало интенсивным вертикальным перетокам углеводородов и скоплению их в приразломных ловушках.

Хотя на долю нижнемеловых залежей на Мангистау приходится первые единицы процентов от всех ресурсов региона, среди них встречаются и сравнительно крупные скопления с извлекаемыми запасами свыше 17 млн.т (Дунга).

3.1.6. Нижне-верхнемеловой терригенный комплекс

Самый верхний из мезозойских нефтегазоносных комплексов включает песчано-глинистый резервуар альба и сеномана, залегающий

между аптских глин и мергелисто-известняковых пород верхнего мела, играющих роль верхней для мезозойского комплекса региональной покрывки. В целом это один из наиболее песчанистых с хорошими коллекторскими свойствами резервуаров, имеющий повсеместное распространение. Общая толщина его изменяется в пределах 400-650м. Лишь на Бузачинском поднятии этот комплекс обнажается на дневной поверхности.

Основная нефтегазоносность его установлена в Прикаспийской впадине. Значительные запасы нефти в альб-сеноманских отложениях разведаны в Междуреченском (Новобогатинском), Эмбенском и Приморском (Жылыойском) районах. Коллекторами являются пески и песчаники, имеющие пористость до 30% и проницаемость 1,61-2,39 мкм².

На разведанных месторождениях в альб-сеноманском комплексе Прикаспия установлено от 1 до 4 нефтяных залежей. В этом резервуаре встречены значительные по запасам залежи нефти, которые по своим суммарным объемам не уступают запасам средней юры. Однако нефти из этого резервуара имеют повышенные плотность и вязкость. Особенно заметным это на Приморском (Жылыойском) своде, где и сконцентрированы основные запасы альб-сеномана. Здесь находится и самое крупное месторождение Тереньозек Зап., на котором геологические запасы нефти из альб-сеноманского комплекса превышают 35,0 млн.т.

В целом формирование альб-сеноманских залежей связывается с вертикальной миграцией углеводородов по многочисленным разломам, рассекающим надсолевой комплекс осадков. На Бузачинском поднятии вследствие раскрытости комплекса из-за выхода на дневную поверхность и хороших экранирующих свойств подстилающих его аптских глин залежей углеводородов в альб-сеномане не обнаружено.

В нижне-верхнемеловом терригенном нефтегазоносном комплексе Южного Мангистау небольшие залежи нефти установлены на месторождениях Тобеджик (одни горизонт в альбе), Жангурши (два

горизонта в альбе), а также газовые залежи на Узени (8 горизонтов в альбе и один в сеномане) и Кансу (три горизонта в альбе и один в сеномане). Все эти месторождения располагаются в пределах Центрально-Мангистауской системы дислокаций, характеризующейся повышенной разломной и складчатой тектоникой. На остальной прибрежной части территории экранирующие свойства верхнеюрской и аптской региональных покрышек мало нарушены и, по-видимому, значительные вертикальные перетоки углеводородов отсутствуют. Поэтому в условиях небольшой дислоцированности пород и отсутствия вследствие этого каналов для вертикальных перетоков углеводородов альб-сеноманский резервуар оказывается полностью заполненным пластовыми водами.

Как видно из изложенного материала, подавляющее большинство мезозойских месторождений юга Прикаспийской впадины, Бузачинского поднятия и Мангистау являются многопластовыми. В их пределах продуктивные горизонты чаще всего принадлежат к 2-3 разновозрастным резервуарам, что в целом увеличивает суммарные запасы месторождений.

3.2. Типы ловушек в чехле

На рассматриваемой территории отмечается большое количество разнообразных по своему генезису, размерам и морфологии локальных и зональных геологических объектов (структур), могущих быть ловушками для углеводородов. Они встречаются по всему разрезу осадочного чехла и во всех без исключения районах. Наиболее насыщен локальными ловушками осадочный чехол Прикаспийской впадины, где в подсолевом и надсолевом структурных мегакомплексах выявлено множество локальных объектов (табл.1; Рис.18 и 24).

В Прикаспийской впадине в нефтегазоносном отношении наиболее привлекательными объектами являются карбонатные рифогенные массивы. Приоритетность таких объектов очевидна вследствие уникальных открытий: Кашаган, Тенгиз, Астрахань. В северной части акватории

Таблица 1

Общая характеристика локальных структур казахстанского сектора Каспийского моря

Районы	Стратигра- фические комплексы	Количество структур							
		Всего	По глубинам залегания, км			По площади, кв.км			
			До 2	2-4	4-6	До 10	10-50	50-100	> 100
1. Прикаспийская впадина	Подсолевой палеозой	62	-	3	59	2	39	13	8
	Надсолевой мезозой	191	115	76	-	32	120	30	9
2.Северо-Каспийское поднятие	Мезозой	61	30	31	-	8	37	8	8
3. Сегендыкско-Центрально -Мангистауский	Мезозой	25	-	6	19	3	13	4	5
4. Песчаномысско-Ракушеч- ный	Мезозой	35	-	35	-	10	16	5	4
5. Казахского залива	Мезозой и кайнозой	23	-	23	-	6	15	1	1
6. Прикарабогазский	Мезозой и кайнозой	14	-	14	-	3	7	2	2
Всего по казахстанскому сектору Каспийского моря	Палеозой, мезозой, кайнозой	411	145	188	78	64	247	63	37

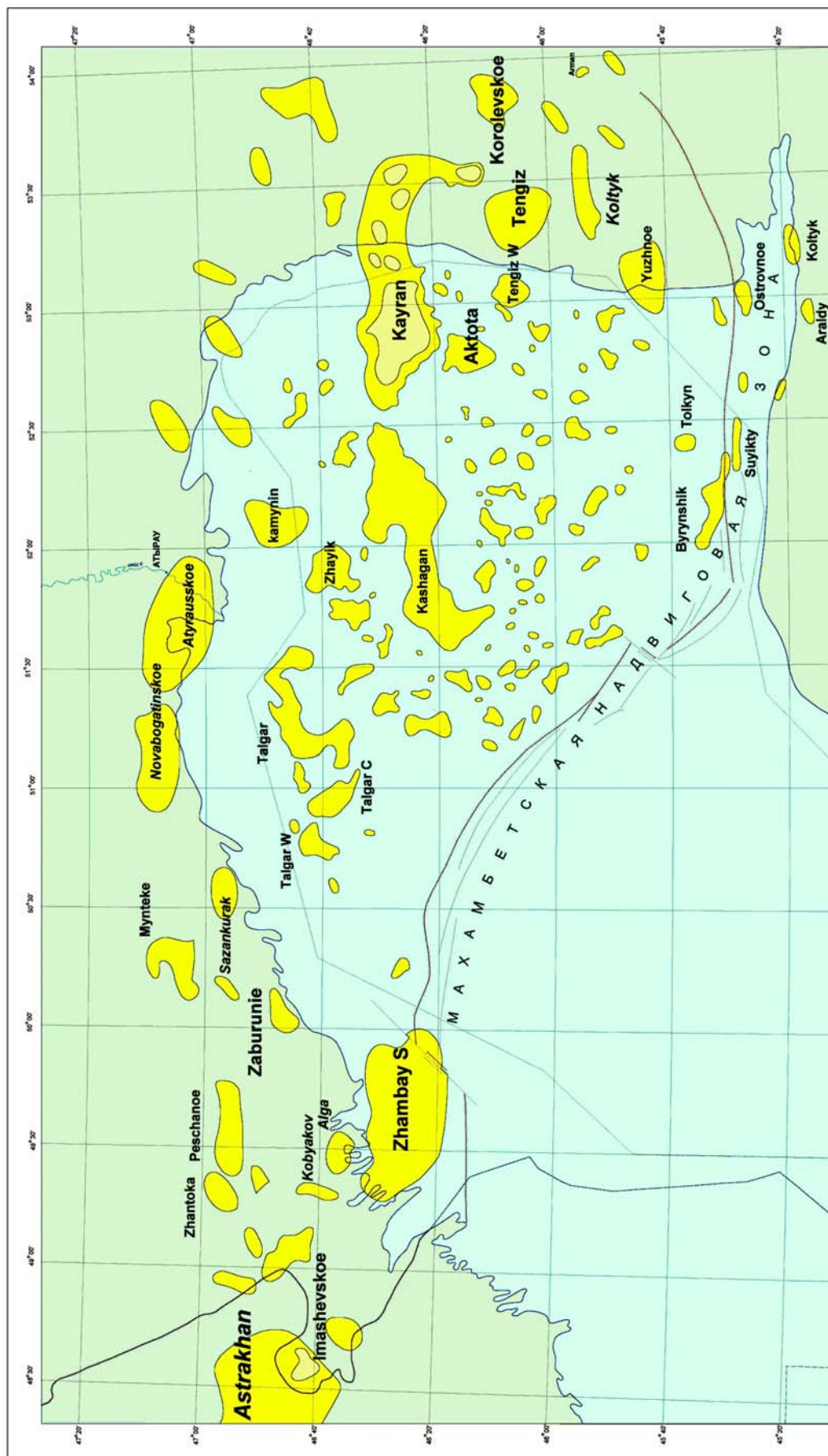


Рис.24. Локальные объекты в докунгурских палеозойских отложениях. Наряду с высокоамплитудными органогенными постройками в пределах шельфа выделяется ряд поднятий меньшей амплитуды, возможно связанных с начальной, девонской стадией рифогенеза, Седиментационными структурами в терригенном комплексе (конусы выноса, другие аккумулятивные формы и т.д. По данным сейсморефлектированных структур северной части высокоамплитудными постройками не являются

Каспийского моря развита крупная карбонатная платформа девонско-каменноугольного возраста, включающая вскрытые на прибрежной части подсолевые структуры Тенгиз, Королевское, Тажигали, Каратон и простирающаяся далеко в акваторию. В первую очередь здесь выделяется крупнейшая карбонатная банка Кашаган (Рис.24), залегающая на глубине -3850м. Размеры её в 2,5 раза превышают размеры структуры Тенгиз и по замкнутой изогипсе -4950м составляют 1120 км². Амплитуда карбонатной постройки превышает 1000 м (Рис.25).

Помимо Кашагана выделено морское продолжение развитого на суше Тажигали-Каратонского вала, в наиболее приподнятой части которого по замыкающей изогипсе -3650 м околонуто поднятие Кайран. Оно имеет амплитуду 200 м и площадь 115 км². К югу от структуры Кайран на глубине 3650м выделяется одиночная банка Актота, размеры которой по замкнутой изогипсе -4900м составляют 142км² и амплитуда 1250м. Близ юго-западной оконечности Кашаганской структуры выявлена карбонатная постройка Бобек, требующая дальнейшего уточнения.

Очевидно, что вышеперечисленными высокоамплитудными седиментационными банками перечень карбонатных объектов не исчерпывается. В зоне сочленения Прикаспийской впадины и Бузачинского свода на западном продолжении структуры Южная, выделяется карбонатное тело, представляющее собой вытянутое в субширотном направлении поднятие, ограниченное разломами и погребенное под нижнепермскими терригенными отложениями (Рис.26, 27). Необходимо дальнейшее изучение геофизическими методами выявленного поднятия, его связи с Южной структурой, так как достаточно очевидно, что имея более гипсометрически приподнятое продолжение названной структуры на запад и возможную ее большую сохранность под нижнепермскими существенно глинистыми продуктами сноса пород с юга, описываемая ловушка представляет существенный интерес в нефтегазоносном отношении. Кроме того, не

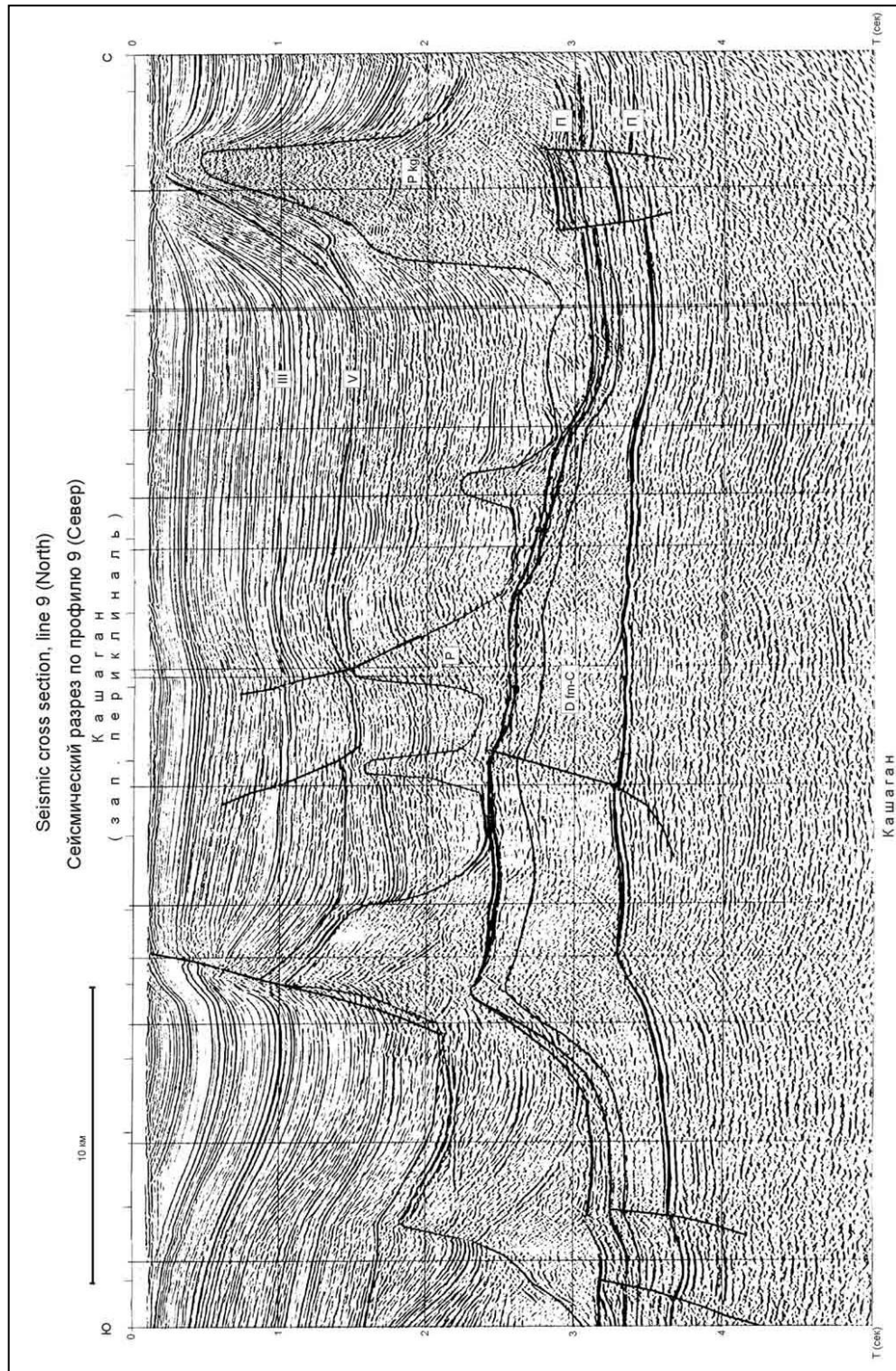


Рис.25. Фрагмент временного разреза через структуру Кашаган

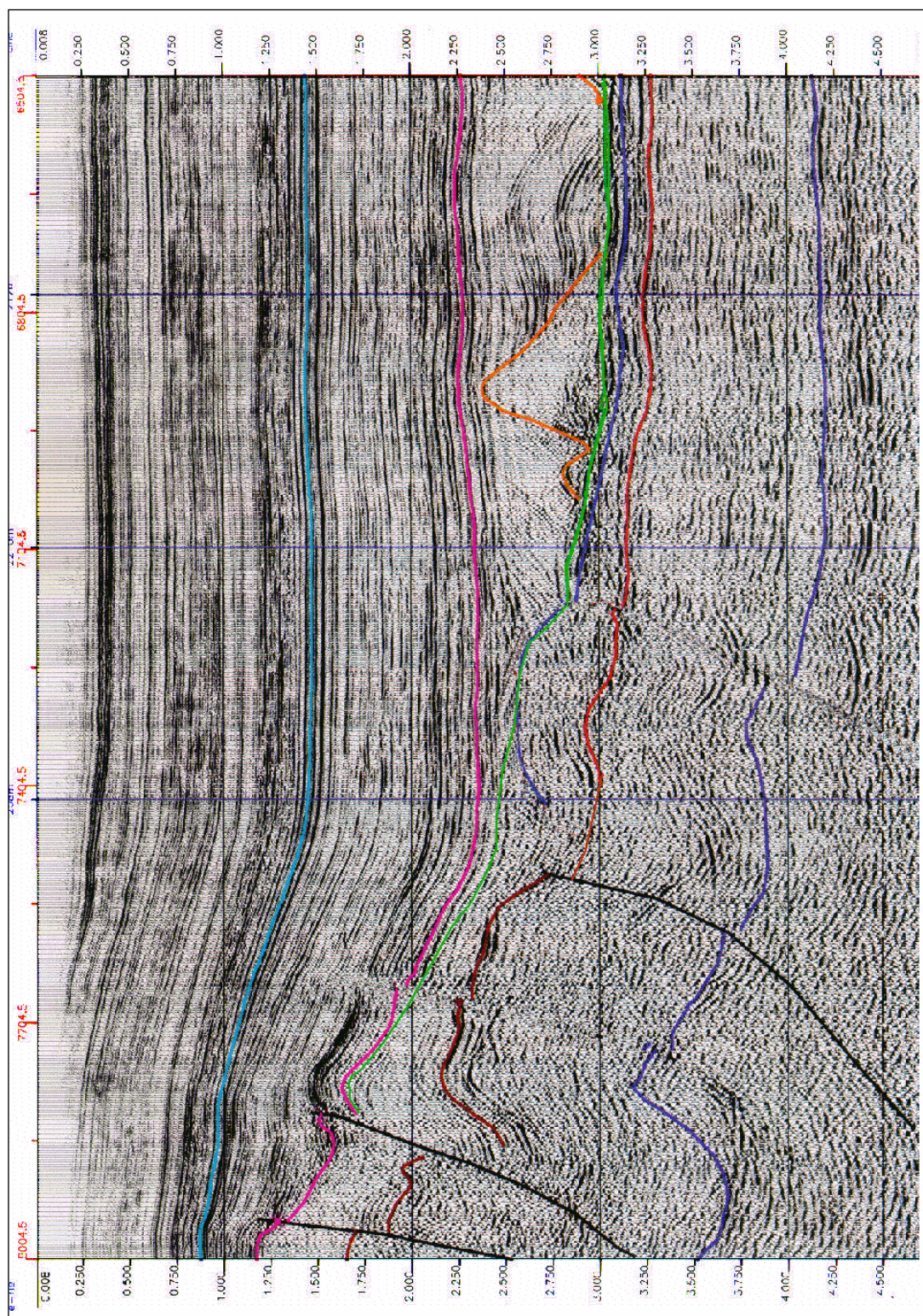


Рис.26. Фрагмент временного разреза через северный склон Бузачинского вала

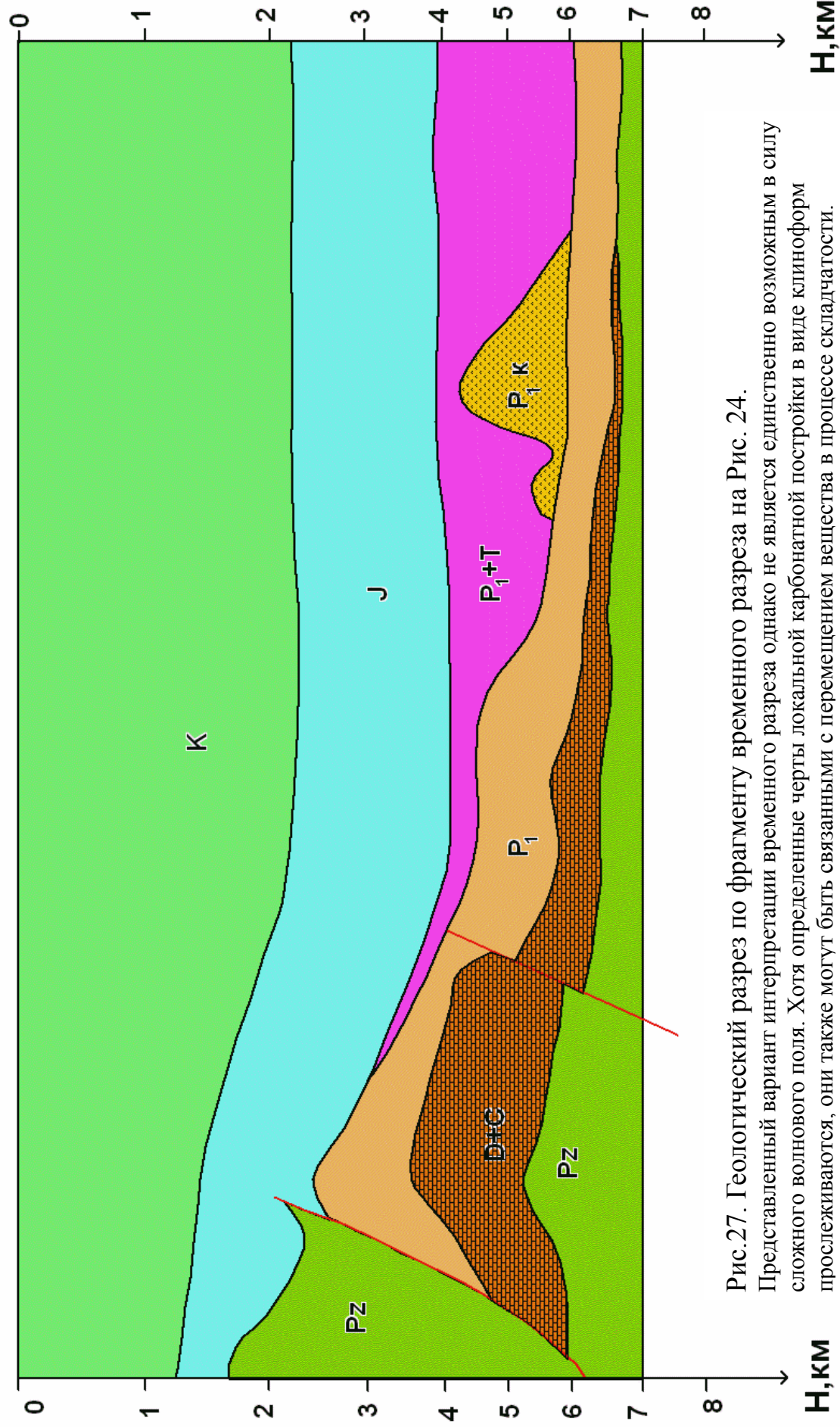


Рис.27. Геологический разрез по фрагменту временного разреза на Рис. 24. Представленный вариант интерпретации временного разреза однако не является единственно возможным в силу сложного волнового поля. Хотя определенные черты локальной карбонатной постройки в виде клиноформ прослеживаются, они также могут быть связаны с перемещением вещества в процессе складчатости.

исключено, что вдоль этой высокоградиентной зоны могут быть встречены другие структурные ловушки аналогичного типа. В северо-западной части Каспийского моря выделяется отдельный крупный карбонатный массив, западная оконечность которого намечалась по отдельным сухопутным сейсмическим профилям в районе поднятий Приморское и Жамбай Южный (Рис.24).

Несмотря на приоритетность в подсолевом палеозое ловушек, сложенных карбонатными отложениями, определенный интерес вызывают и структуры в терригенном комплексе. В северной части территории работ, как и в других частях Прикаспийской впадины, под кунгурскими галогенными отложениями встречены самого различного типа антиклинали и своеобразные блоковые ловушки (Рис.24). Не исключено, что часть из них, располагаясь под соляными куполами, связана с ложными структурами, вызванными скоростными эффектами. Другие определенно могут быть отнесены к перспективным объектам. В тоже время невозможность прогноза количественных параметров коллекторов при относительно большой глубине их залегания и небольшим амплитудам делает эти объекты весьма рискованными для проведения на них разведочных работ.

Северная часть территории исследований охватывает юг Прикаспийской впадины с типичным и достаточно хорошо изученным на суше набором нефтегазоперспективных ловушек на соляных куполах. Главным фактором, определяющим особенности формирования структур в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины, является интенсивность соляного тектогенеза. Соляные купола отличаются глубиной залегания, размерами и морфологией соляных ядер. В зависимости от активности соляных ядер строение надсолевых отложений принимает те или иные структурные формы. В случае глубокопогруженного или рудиментарного купола, не прорванная часть мезозойско-кайнозойского чехла располагается над сводом ядра, образуя пластово-сводовые надсолевые ловушки полного контура, т. н. ловушки Прорвинского типа.

Характерной чертой тектоники надсолевых отложений является интенсивное развитие сбросов. Находящиеся в сводовых и присводовых условиях надсолевые породы в условиях широкого развития сбросов образуют разнообразные тектонически экранированные ловушки. Крылья куполов зачастую разбиты сбросами на отдельные поля, что приводит к формированию блоковой структуры месторождений в надсолевых отложениях.

Результаты геологоразведочных работ на надсолевые отложения на суше свидетельствуют о том, что они являются чрезвычайно сложными и высокорискованными. Удовлетворительной геологической модели, повышающей эффективность работ не существует. Многочисленные работы направленные на ее разработку к существенным успехам не привели. Вряд ли облегчит ситуацию отмеченная выше связь залежей нефти с поднятиями второго порядка. Не трудно заметить, что так называемая Каратон-Тенгизская приподнятая зона (Рис.19,20), наряду с определенной нечеткостью проведенных границ, особенно на западе, занимает более половины северной части КСКМ и по существу не может выступать в качестве поискового критерия. Таким образом в условия шельфа надсолевые объекты не могут иметь самостоятельного поискового значения.

К югу от Махамбетской надвиговой зоны располагаются бессолевые структуры антиклинального типа. Здесь перспективные песчано-алевролитовые юрско-меловые отложения перекрывают достаточно интенсивно дислоцированные палеозойско-триасовые отложения, образуя пологие, вытянутые в субширотном направлении поднятия (Рис.28, 29). На суше здесь выявлены крупные нефтяные месторождения Каламкас, Каражанбас, Сев.Бузачи и др.). К такого типа структурам относится поднятие Каламкас-море. Структура залегает на глубине -1375м, амплитуда её по замыкающей изогипсе - 1425м составляет около 50 м, площадь - 231 км².

На южном склоне Северо-Каспийского поднятия располагаются более изометричные и крупные структуры типа Курмангазы (Рис.30, 31).

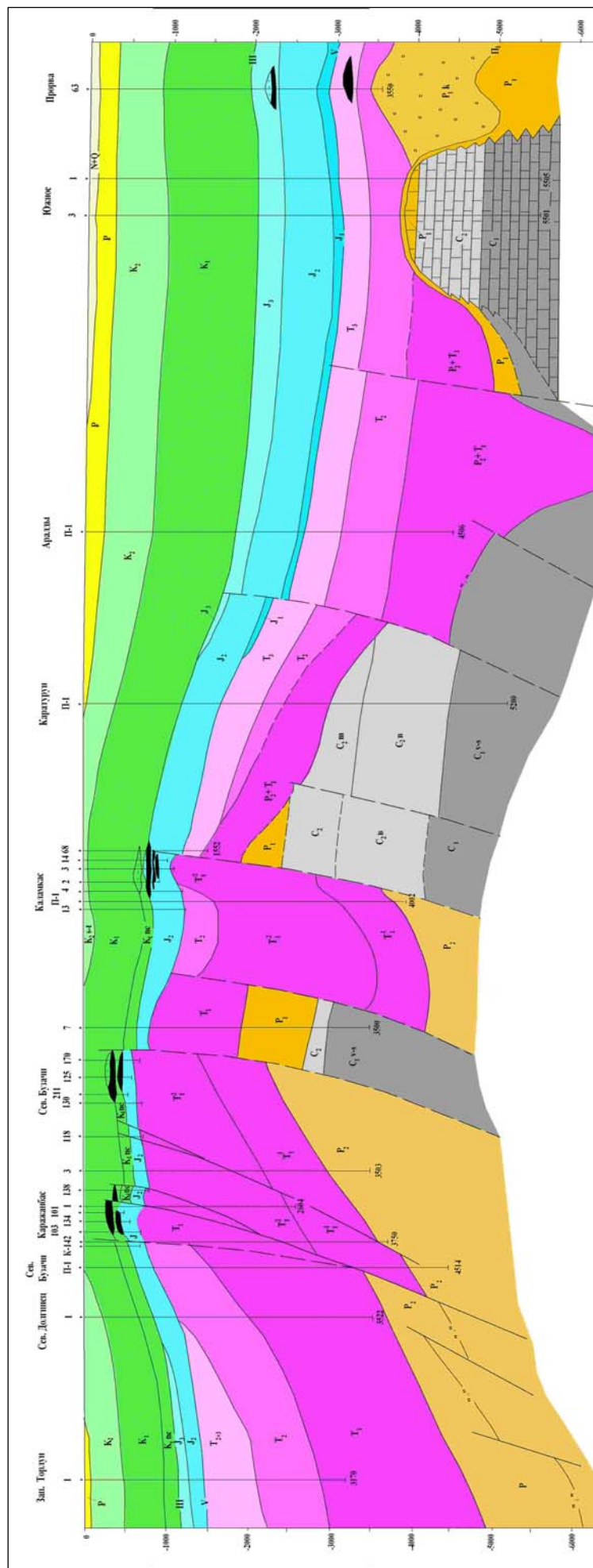


Рис.28. Геологический разрез через Бузачинский свод.

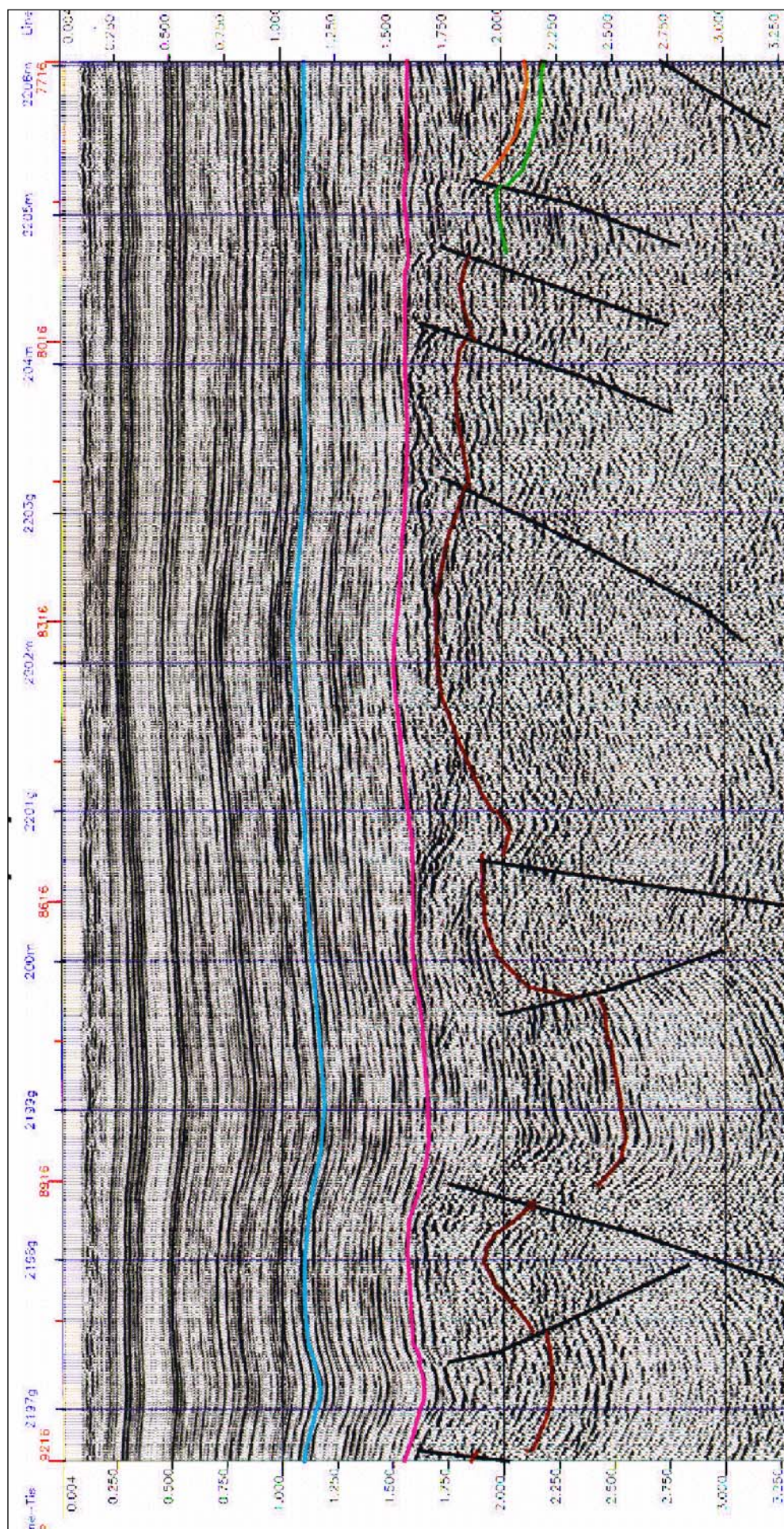


Рис.29. Временной разрез через Бузачинский свод.

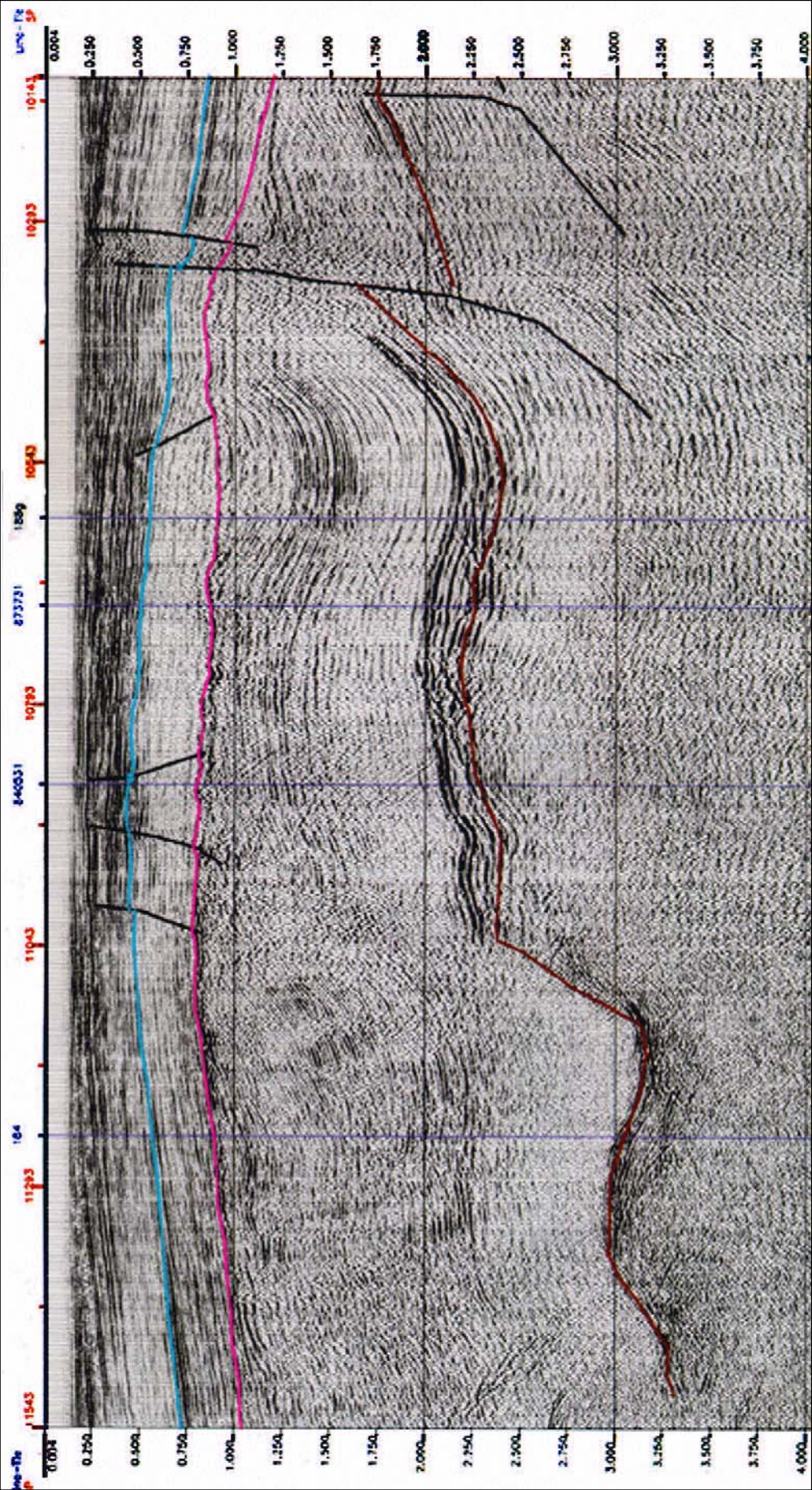


Рис.30. Временной сейсмический разрез через структуру Курмангазы

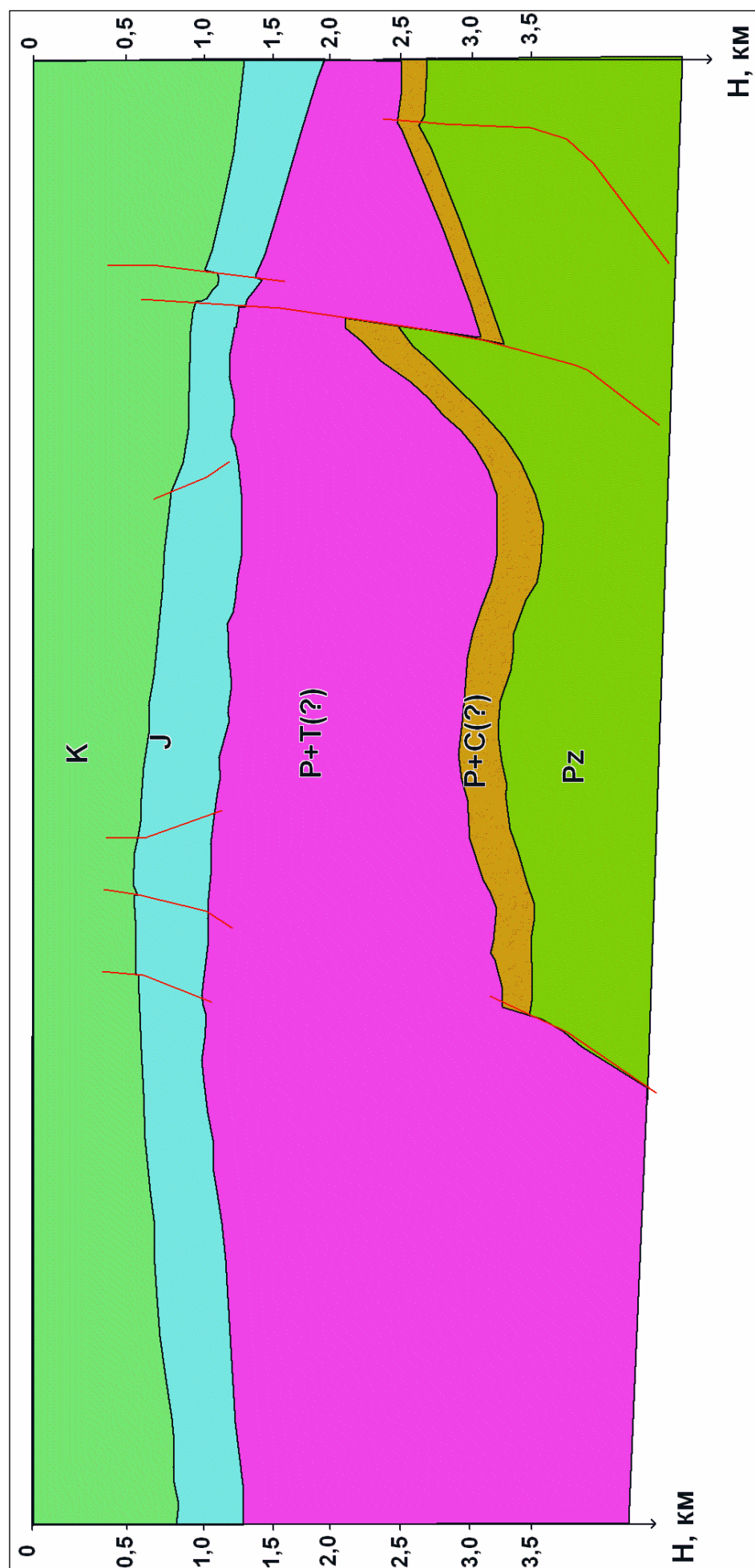


Рис. 31. Геологический разрез через структуру Курмангазы по временному разрезу на рис.28.

Перспективными здесь являются терригенные юрско-меловые отложения. По нижним этажам структура представляет приподнятый блок пород палеозоя, перекрытый мощными верхнепермско-триасовыми отложениями. Основные структурообразующие разломы секут весь осадочный чехол вплоть до неоген-четвертичных образований. В сводовой части юрско-меловой отдельными ловушками выделяются отдельные сбросы. Глубина залегания свода структуры Курмангазы - 525м, амплитуда - 350м, по замыкающей изогипсе -875м площадь составляет 1030 км².

Далее к югу в зоне сочленения структур п-ова Тюб-Караган и восточного продолжения вала Карпинского по результатам сейсмических работ 1995-96г.г. крупных антиклинальных структур не выделено, что предопределяет необходимость дальнейшего изучения этой перспективной зоны.

В пределах морского продолжения Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области преобладают антиклинальные ловушки, в том числе выделяется ряд крупных поднятий: Ракушечное-море (Рис.32), Нурсултан (Рис.33), Година-море и др. Поднятие Ракушечное-море расположено в Туаркырской зоне разломов и представляет собой надразломную структуру с резко опущенным южным крылом. По триасовым отложениям оно представляет сдвигово-взбросовую дислокацию. Северное крыло его моноклинально погружается в зону прогиба, осложняясь сбросами. Антиклинальное поднятие сквозное (триас-мел) со смещением свода в северо-западном направлении от более древних к более молодым образованиям. По триасу структура залегает на глубине -2750м, амплитуда поднятия 450м, по замыкающей изогипсе -3200м площадь составляет 517 км².

В южном секторе казахстанской части Каспийского моря, вовлеченной в кайнозой в глубочайшее Южно-Каспийское погружение, наряду с мезозойскими представляют интерес и ловушки в породах палеоген-

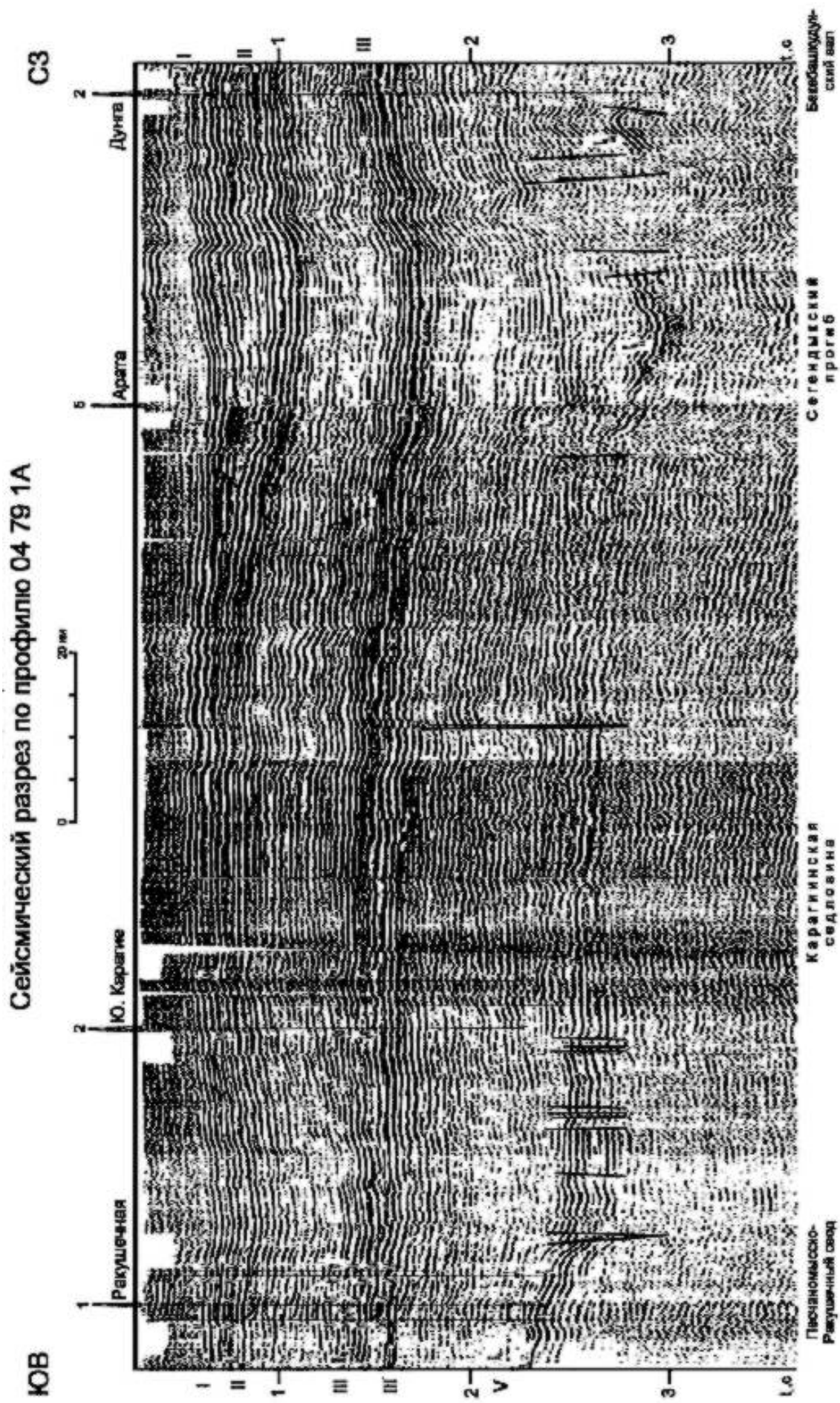


Рис.32. Фрагмент временного разреза через Сегендыкский прогиб и Песчаномысско-Ракушечный свод

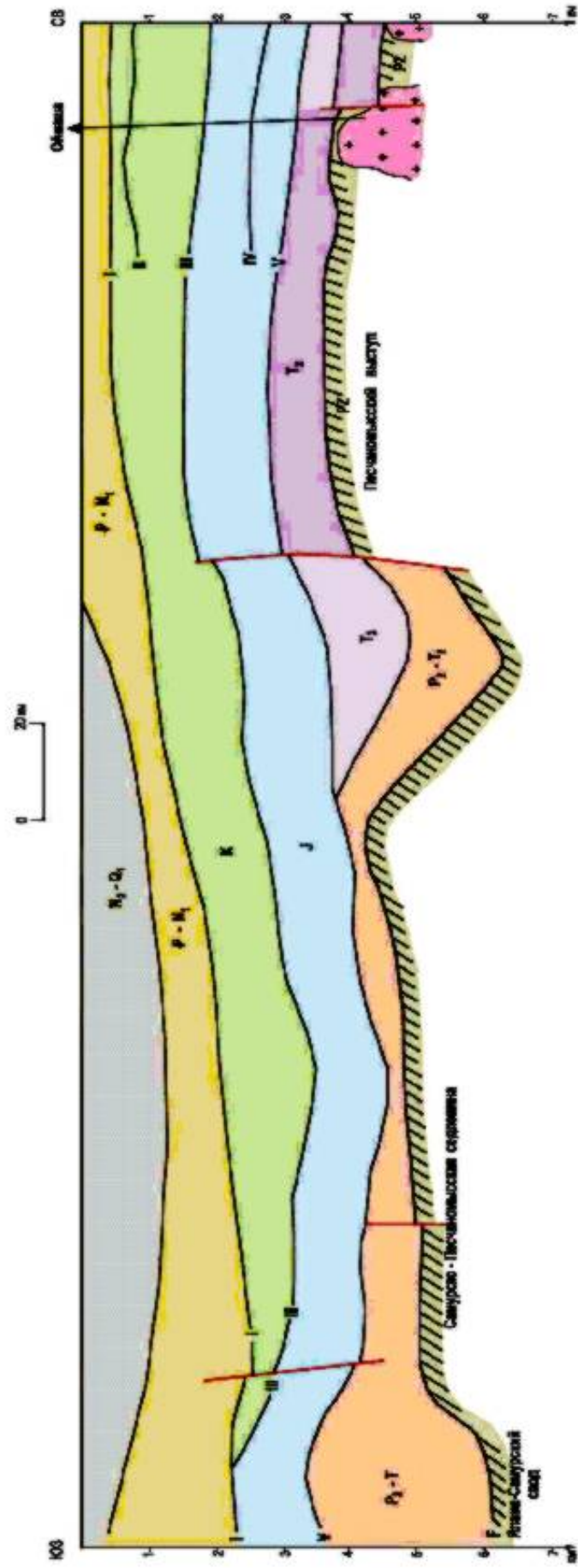


Рис.33. Геологический разрез по линии структур Оймаша-Нурсултан.

неогенового возраста. Здесь в палеогене существовали благоприятные предпосылки для роста достаточно крупных рифогенных построек. Отдельные рифогенные структуры расположены на длительное время существовавшем, унаследованном с палеозойского времени поднятии. В данном случае подстилающие образования могут представлять самостоятельный интерес в нефтегазоносном отношении. Покрышки в относительно молодых породах представлены глинистыми набухающими минералами, являющимися хорошим изолятором.

В кайнозое, очевидно, в этой части Каспийского моря существовали условия для развития ловушек самого разнообразного типа, связанных с неотектоническими подвижками. Здесь могут быть выделены эрозионные выступы, а также неструктурные и комбинированные ловушки, образованные в речных долинах и заполненные существенно песчаным материалом

Таким образом, мегарезервуары нефти и газа связываются, прежде всего, с карбонатными палеозойскими структурами, развитыми под кунгурскими соляными покрышками в южной части Прикаспийской впадины. Рифогенные объекты, выявленные в южной части акватории Каспийского моря, представляют новый объект, требующий своего дальнейшего изучения.

Терригенные нефтегазоперспективные ловушки распространены в широком диапазоне глубин и возраста - от палеозоя до кайнозоя. В подсолевом палеозое юга Прикаспийской впадины они представлены антиклинальными, взбросовыми, поднадвиговыми, тектонически экранированными, блоковыми структурами.

В надсолевых отложениях строение ловушек напрямую зависит от строения соляных ядер куполов. В зоне их глубокого погружения образуются сводовые, облекающие соляной купол структуры. В зоне активного соляного тектогенеза преобладают тектонически экранированные сбросами, литологически экранированные соляным склоном или карнизом ловушки.

В районе Северо-Каспийского выступа мезозойские отложения облекают интенсивно дислоцированный палеозойско-триасовый комплекс, образуя пластово-сводовые и тектонически экранированные ловушки.

В Мангистауском регионе помимо крупных антиклинальных поднятий и тектонически экранированных структур в мезозойско-кайнозойской части осадочного разреза достаточно отчетливо выделяются эрозионно-аккумулятивные формы рельефа, образующие баровые, дельтовые, речные, эрозионные и структурно-денудационные ловушки.

3.3 Вероятные генерационные комплексы и зоны генерации УВ

Нефтегазовые системы, одним из основных параметров которых является ассоциация нефтегазоматеринских пород, во всех трех зонах Казахстанского сектора Каспийского моря различаются по своим параметрам и характеризуются четко выраженной автономностью. Последняя обосновывается наличием генетически различных типов нефтей как в целом по зонам, так и внутри зон, что позволяет обоснованно предполагать наличие автономных очагов генерации углеводородов.

Анализ большого числа образцов нефтей на биомаркеры в пределах прилегающих к Северной зоне районов суши дает основание для выделения здесь трех генетических типов нефтей, условно объединяемых нами в группы "А", "В" и "С" (Рис.34).

Нефти группы "А", распространенные в надсолевых отложениях Прорвинской и южной части Мартышинской зон нефтегазонакопления, могли быть образованы терригенно-карбонатными (глинистые известняки, мергели, глины) осадочными образованиями позднедевонско-раннекаменноугольного возраста, развитыми в Тугаракчанско-Заволжской системе палеопрогибов, а также на запад-северо-западных склонах Южно-Эмбенского поднятия. Этот очаг нефтегазогенерации располагался в непосредственной близости от указанных зон, в связи с чем на участках продолжения Мартышинской и

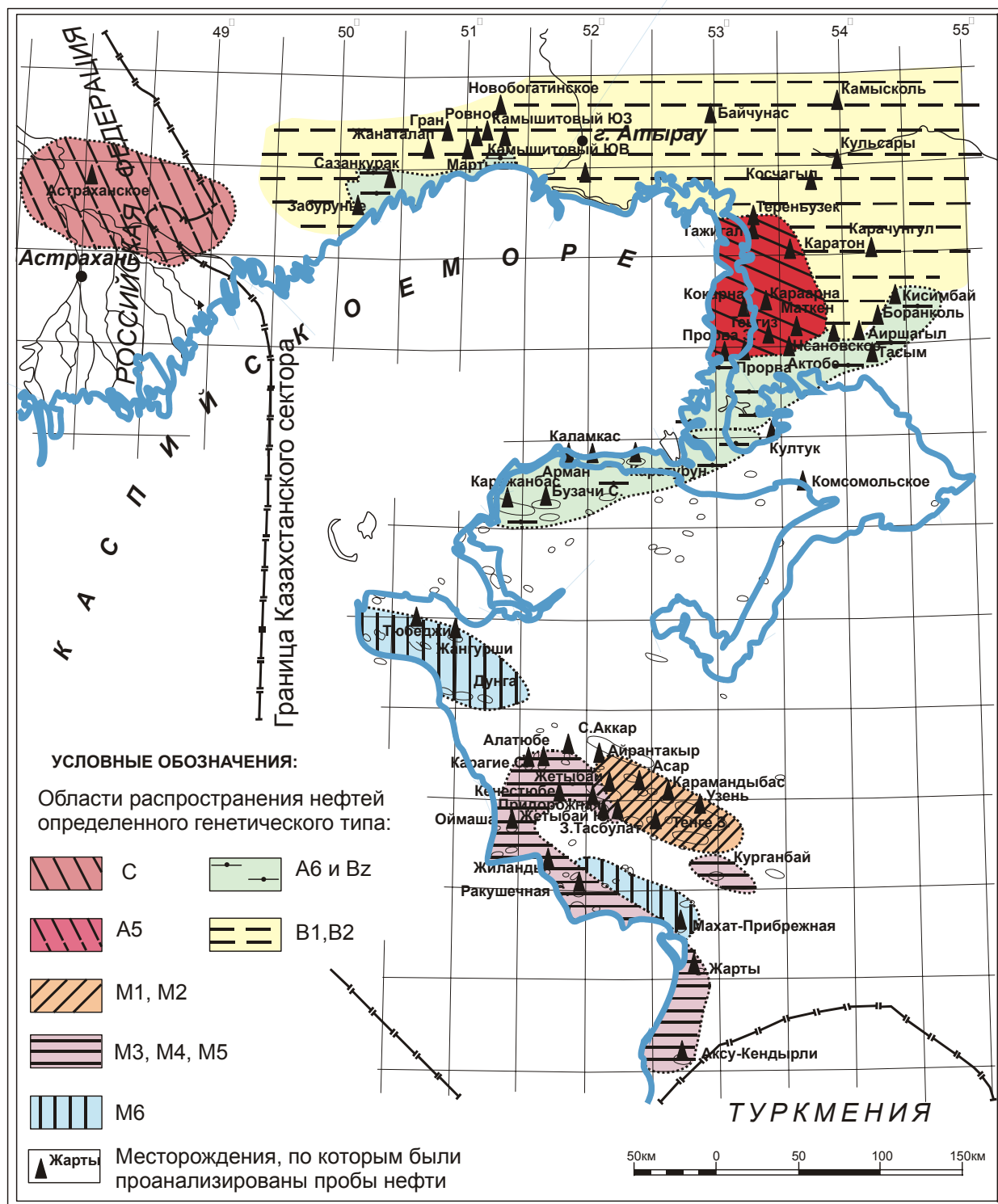


Рис. 34 Схема распределения типов нефтей в прилегающих районах суши

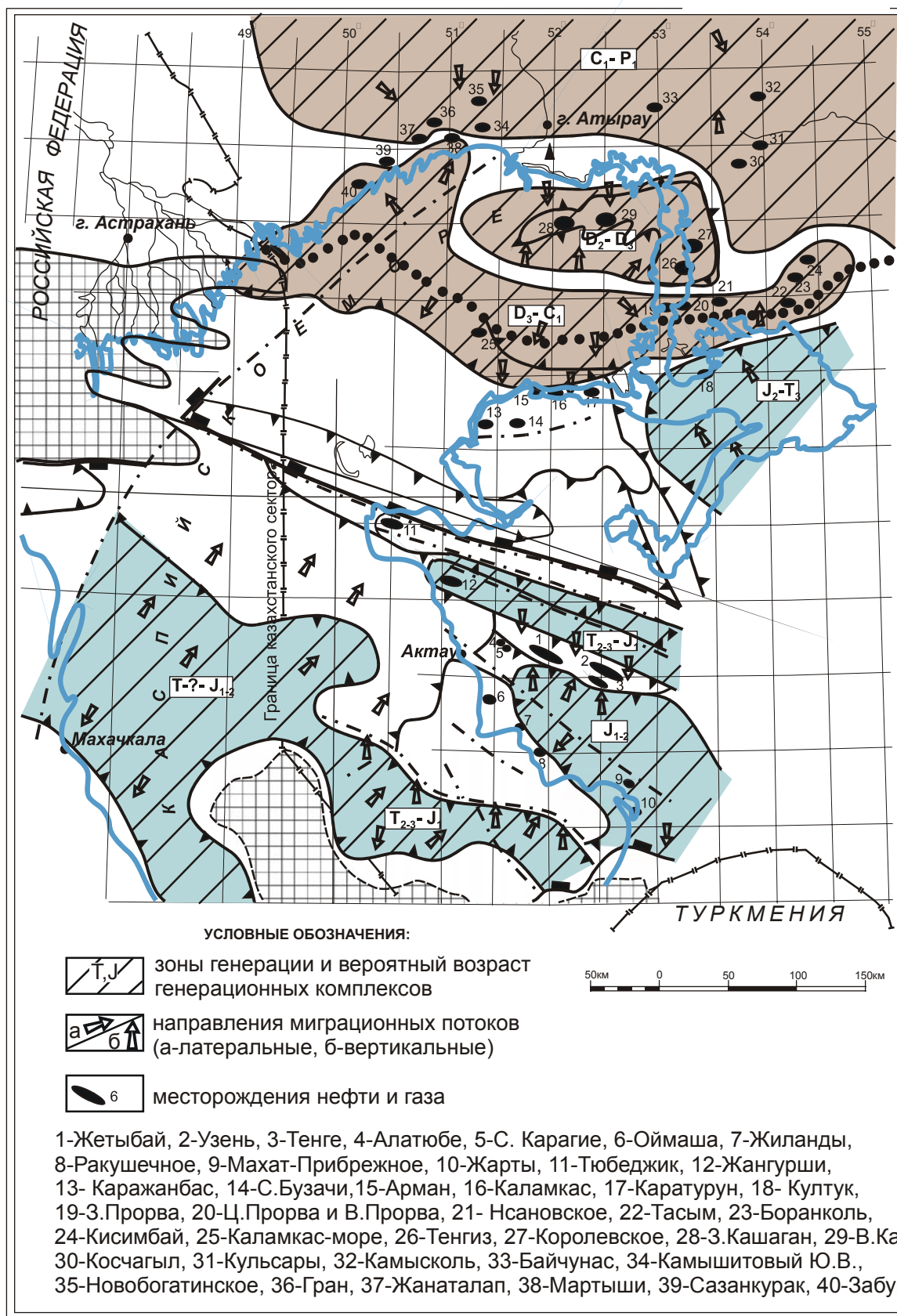
Прорвинской зон в акватории Каспийского моря можно ожидать идентичный или близкий генетический тип нефтей.

Нефти группы "В", развитые в надсолевой части территории Жамбайско-Забурунской и основной территории Мартышинской зон нефтегазонакопления, связаны с генерационными комплексами преимущественно кластического состава, т.е. с алевролито-глинистыми образованиями. Реально к ним могут быть отнесены каменноугольные и раннепермские терригенные отложения склонов Астраханско-Актюбинской системы поднятий, где на отдельных участках в докунгурском палеозое установлены относительно повышенные концентрации органического углерода.

Нефти группы "С", резко отличающиеся от групп "А" и "В", развиты в надсолевых и подсолевых отложениях Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы и генетически связываются с карбонатно-глинистыми генерационными комплексами средне-позднедевонского возраста, залегающими в основании и по периферии карбонатной платформы. При этом максимальные толщины комплекса установлены под карбонатной платформой с тенденцией резкого сокращения в её обрамлениях. Этот же генетический тип нефтей следует ожидать в акватории Каспия как в палеозойском разрезе морской части Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы, так и в надсолевых отложениях по её периферии.

Таким образом для Северной зоны современная нефтегазоносность осадочного чехла однозначно связана с генерационным потенциалом отложений докунгурского палеозоя. Можно говорить как минимум о трех автономных палеозойских генерационных системах, различных по возрасту, фациальным характеристикам, положению в пространстве и величинам генерационного потенциала (Рис.35). Потенциально наиболее богатой из них является девонская.

Нефти Центральной зоны по ряду генетических параметров сближаются с нефтями Прорвинской группы месторождений и связываются



Вероятные зоны генерации и направления миграционных потоков углеводородов

Рис.35

с генерационным переходным комплексом от морских глинистых осадков к морским карбонатам и мергелям позднего девона-раннего карбона. Этот тип отложений мог накапливаться в зоне сочленения современных структур Карпинско-Бузачинской системы и Северного Устюрта с Прикаспийской впадиной, т.е. в центральной и южной частях Тугаракчанско-Заволжской системы палеопрогибов (Рис.35).

Однозначно можно считать, что нефтегазоносность Центральной зоны могла быть обеспечена только за счет палеозойского генерационного источника и последующей сложной системы миграции углеводородов в юго-западном направлении при значительной роли вертикальных перетоков. Принятая схема вполне удовлетворительно объясняет характер изменения фазовых соотношений углеводородов в залежах в направлении с севера на юг-юго-запад и позволяет достаточно обоснованно прогнозировать соотношения газовой и нефтяной фаз на месторождениях в акватории Каспийского моря.

Нефти Южной зоны достаточно детально изучены в прилегающих районах суши (Рис.34). Здесь по составу биомаркеров выделяется две генетические группы нефтей. Одна из них распространена в северных районах бассейна – в пределах Жетыбай-Узенской ступени и Тюб-Караганской мегантиклинали. Эта группа нефтей могла быть частично генерирована нефтематеринским комплексом прибрежно-морских, озерных и аллювиально-дельтовых отложений средней юры прилегающих районов, но не в пределах Жетыбай-Узенской ступени или Тюб-Караганской мегантиклинали, где содержащаяся в среднеюрских отложениях органика не достигла необходимой стадии зрелости.

В то же время очевидно, что кроме юрского генерационного источника важнейшую роль в формировании нефтегазового потенциала Жетыбай-Узенской и Тюб-Караганской зон нефтегазонакопления играли ранне-среднетриасовые темноцветные глинисто-карбонатные мелководные морские комплексы прилегающих районов и самой Жетыбай-Узенской ступени. О

наличии здесь двух источников генерации свидетельствует распределение нефтей с различным уровнем термической зрелости по продуктивному разрезу: верхние залежи содержат термически менее зрелые нефти (ранняя стадия генерации), а нижние залежи в средней юре и в триасе – более зрелые нефти поздней стадии генерации.

Нефти второй группы развиты в пределах Песчаномысско-Ракушечного поднятия и Карагиинской седловины. По составу биомаркеров они отличаются от первой группы нефтей, но сохраняют основные признаки генерации осадочными породами, формировавшимися в условиях с пониженной соленостью вод, где важную роль играли остатки пресноводных не морских организмов. Эти нефти связаны с генерационным потенциалом пород раннего-среднего триаса, увеличенные толщины которых практически целиком распространены в акватории Каспия, в том числе в районе Казахского прогиба, примыкающего с юга к Песчаномысско-Ракушечному поднятию.

Таким образом в пределах суши можно обоснованно говорить как минимум о двух автономных генерационных источниках, различающихся по возрасту генерационных толщ, их фациальным характеристикам и пространственному положению. Значение этих источников в акватории Каспия должно сохраниться, но здесь также прогнозируется вероятность существования третьего мощного генерационного источника, связанного с меловой, юрской, триасовой, а возможно – и более молодой частью осадочного чехла крупнейшей Северо-Кавказско-Мангышлакской системы прогибов (Рис.35). Есть все основания предполагать, что на формирование вероятных месторождений углеводородов Западно-Мангышлакско-Прикумской ступени указанный источник будет оказывать основное влияние.

3.4 Оценка перспектив нефтегазоносности

Как уже отмечалось, достаточно высокая степень изученности нефтегазоносности осадочного чехла на суше позволяет с высокой степенью достоверности осуществить оценку нефтегазоносности акватории Каспия по выделенным зонам.

3.4.1. Северная зона

По палеозойскому докунгурскому комплексу наиболее перспективным является Жигылойский НГР, структурно приуроченный к области развития карбонатных платформ. Здесь остались не охваченные поисковым бурением локальные структуры Кашаган Южный, Кайран и Актота, которые по размерам ловушек близки месторождению Королевское и могут быть сопоставимы с ним по величине запасов нефти (Рис.36,37).

Определенные перспективы связываются с локальными структурами в надсолевом комплексе этой зоны и в первую очередь с Прорвинским НГР (Рис.38). Северная зона в целом оценивается как преимущественно нефтеносная. Газоконденсатно-нефтяные залежи можно с высокой степенью достоверности прогнозировать здесь только в мезозойских отложениях акваториальной части Прорвинской зоны нефтегазонакопления где ожидается соотношение суммарных объемов свободного газа и нефти 50/50.

3.4.2. Центральная зона

Как уже отмечалось выше, характерной особенностью строения домезозойского разреза является его сильная дислоцированность, обусловленная процессами сжатия. Породы перемяты, осложнены многочисленными нарушениями, имеют крутые углы падения, многочисленные залеченные кальцитом трещины. Такое строение толщи особенно ярко проявляется в районе собственно Бузачинского поднятия и во

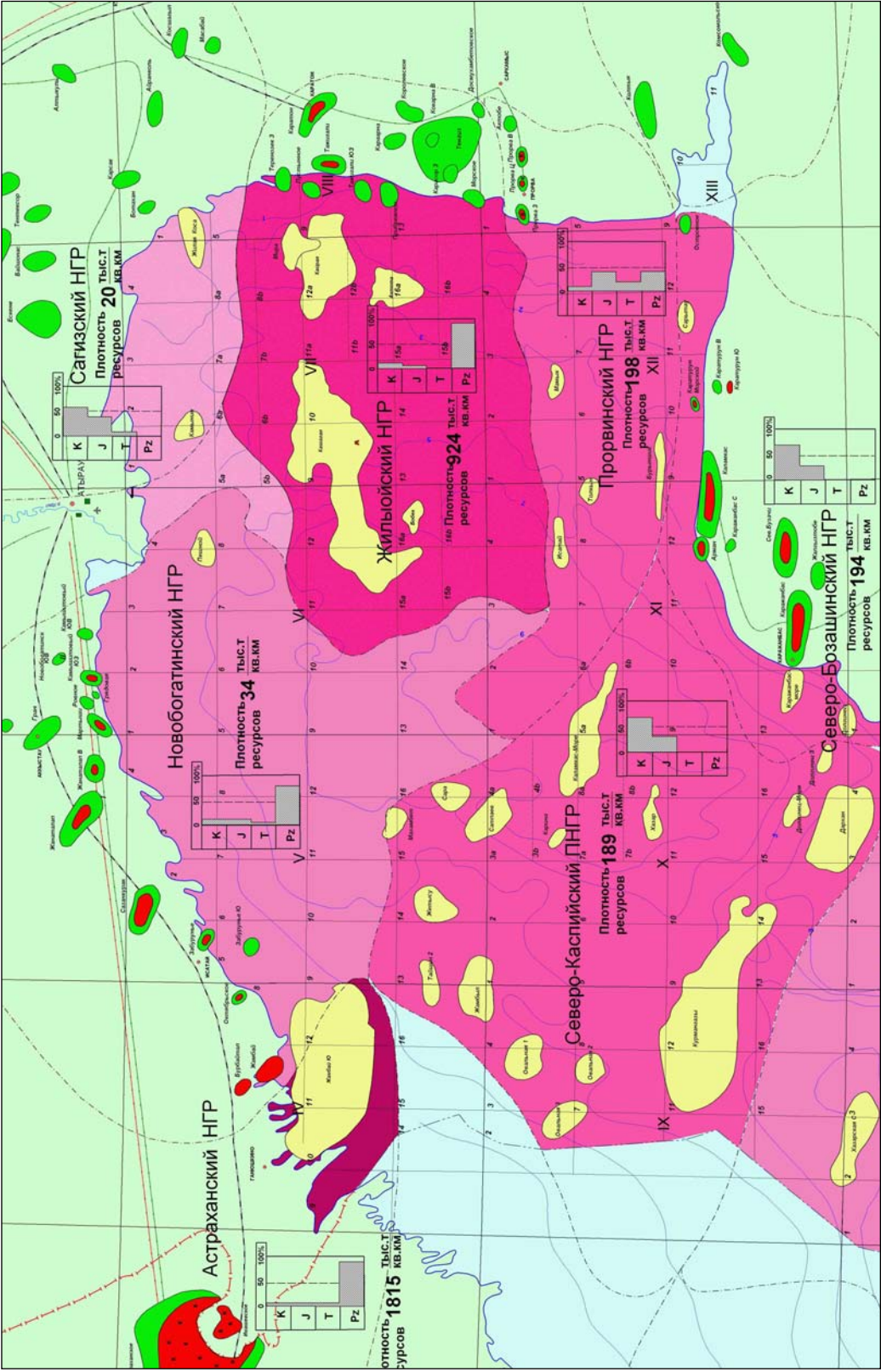


Рис.36. Схема нефтегазоносности Северной зоны и северной части Центральной зоны

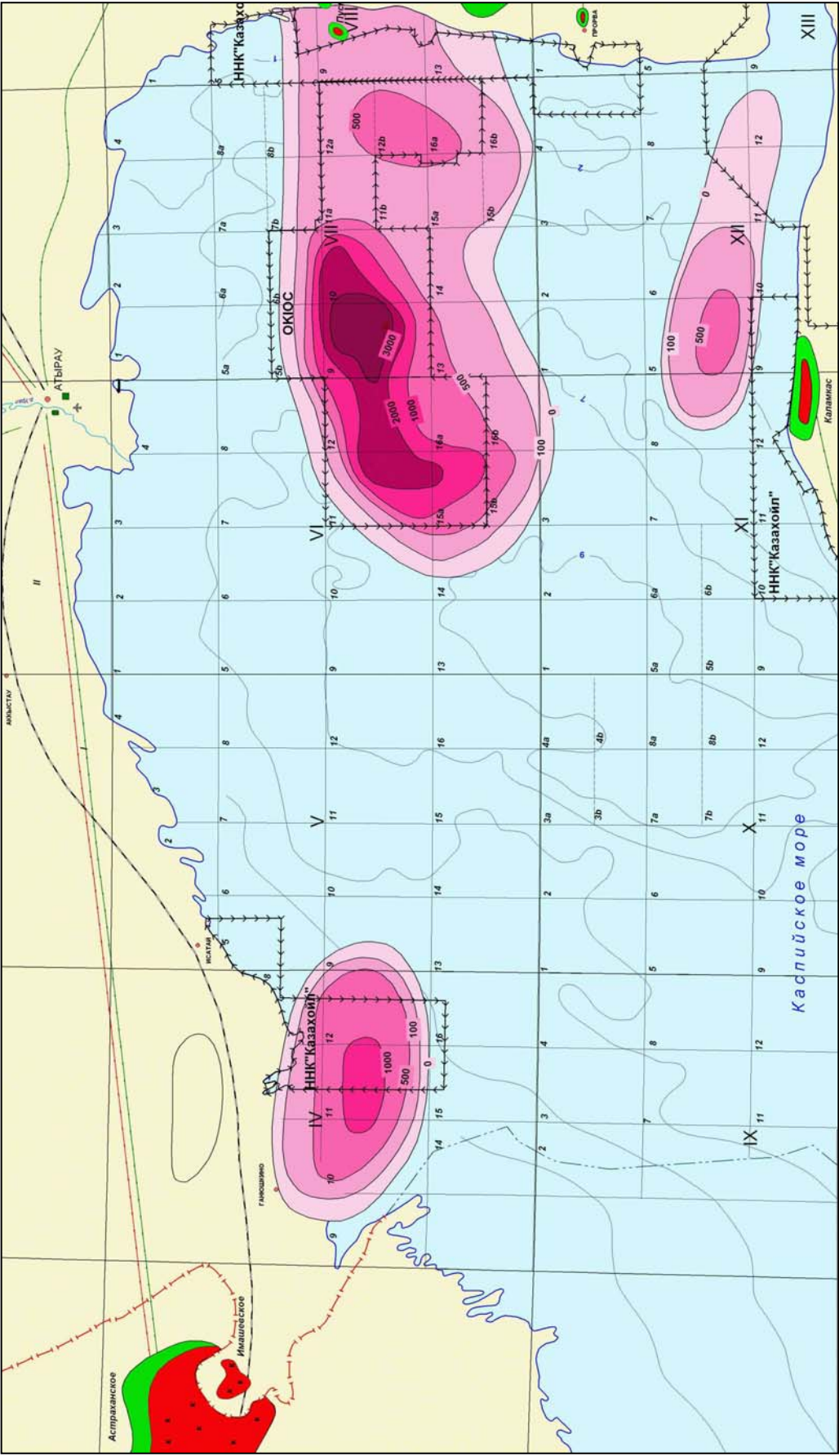


Рис.37. Зоны максимальной концентрации УВ в палеозойских отложениях

фронтальной части надвигов. Можно лишь предполагать, что разрез будет менее переработан в пределах прогнозируемых карбонатных блоков. Этим фактически определяется степень перспективности палеозойского комплекса Центральной зоны (Рис.37).

Такого типа структура выделяется на западном продолжении структуры Южная. Считается, что гипсометрически более приподнятое ее положение, перекрытие непроницаемыми глинистыми отложениями являются благоприятными факторами сохранения ловушек залежей нефти. Косвенным свидетельством в пользу сказанного является то, что тип нефтей мезозоя здесь несколько не похож на нефти подсолевого Кашаган-Тенгизского типа, поэтому перетоков из возможных подсолевых залежей здесь не было (Рис.34).

Основные перспективы мезозойского комплекса здесь связываются с юрскими и нижнемеловыми отложениями, а также, вероятно, с отложениями верхнего триаса Бузачинского поднятия и Северо-Бузачинской террасы (Рис.38). В акваториальной части зоны, в сравнении с сушей, увеличиваются толщины перспективно-нефтегазоносных комплексов. Более важную роль будет иметь верхнеюрская покрывка, в связи с чем возрастет значение юрского комплекса в общей оценке перспектив. Заметно не изменятся емкостно-фильтрационные свойства песчаных и песчано-алевролитовых коллекторов, снизится плотность и вязкость нефтей.

В качестве участка концентрации локальных объектов Бузачинского типа выделяется северная часть Северо_Каспийского НГР (Рис.36,38). С учетом установленных закономерностей изменения свободной газовой фазы в залежах в направлении с севера на юг-юго-запад можно уверенно прогнозировать открытие преимущественно нефтяных месторождений в южных частях зоны и газонефтяных – в северных ее частях с максимальным суммарным объемом свободной газовой фазы на уровне до 30-40%.

3.4.3. Южная зона

В её пределах выделяется ряд зон нефтегазонакопления, в том числе изученных на суше и выделяемых в акватории Каспия. **Тюб-Караганская нефтегазоносная зона** распространяется в акваторию Каспия, где срезается разломом (Рис.39). Геологические параметры разреза мезозоя здесь должны быть аналогичными суше. Оценка перспектив представляет интерес здесь для сводовой части зоны и её южных склонов. В сводовой части можно ожидать нефтеносность нижнего мела в нарушенных ловушках структурного типа; на южном склоне – нефтегазоносность тектонических и литологических ловушек в юре и нижнем мелу.

Беке-Башкудукская зона в акватории также имеет ограниченное распространение и разрез сохранит базовые параметры, известные на суше.

Западно-Мангышлакско-Прикумская перспективно-нефтегазоносная зона является новым элементом акватории. По геологическим параметрам она должна быть близка Жетыбай-Узеньской ступени и запад-северо-западным склонам Песчаномысско-Ракушечного поднятия (соответственно её западная и восточная субширотно и субмеридионально ориентированные участки). Наряду с базовыми геологическими параметрами перспективного разреза триаса, юры и нижнего мела, важнейшим фактором, повышающим степень перспективности всей зоны, является её непосредственный контакт с крупнейшей Северо-Кавказско-Мангышлакской системой прогибов, которая рассматривается в качестве важнейшего генерационного очага в акватории Каспия.

Песчаномысско-Ракушечная зона изучена на суше, где выявлены нефтяные и газоконденсатные месторождения. Акваториальная часть её представляется более перспективной в сравнении с сушей, так как она

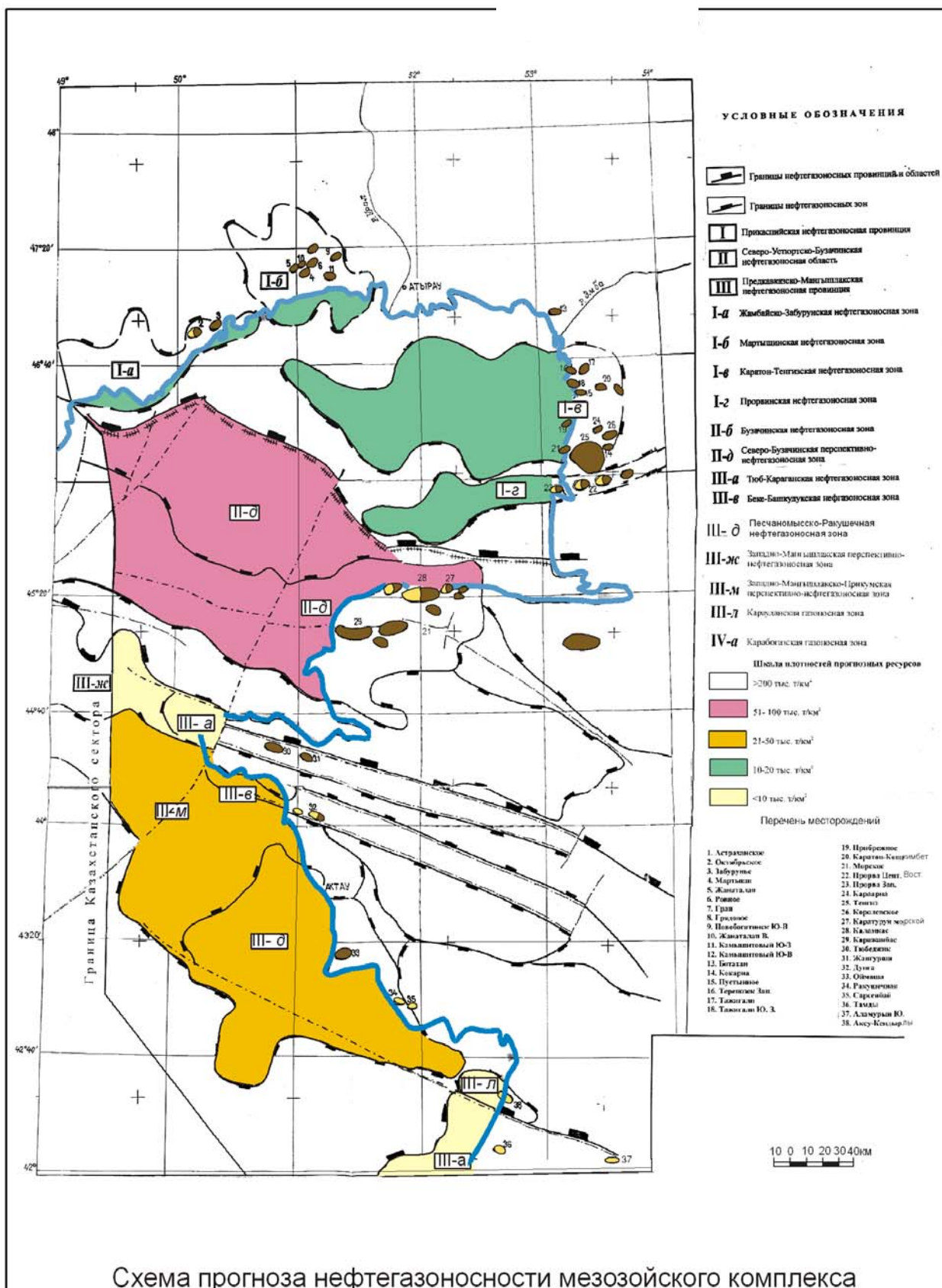


Рис.39

контактирует здесь с двумя очагами генерации – триасовым Казахского прогиба и юрско-меловым Северо-Кавказско-Мангышлакской системы прогибов. Зона характеризуется высоким уровнем температур, в связи с чем её следует рассматривать как перспективную на нефть и газоконденсат. Не исключено, что вертикальный диапазон нефтегазоносности в южной части зоны будет шире установленного на суше и продуктивными кроме триаса и нижней юры могут быть также среднеюрские отложения.

Северо-Карабогазская зона, охватывающая склоны Карабогазского свода, прогнозируется как газоносная. Таким образом, по сумме геологических факторов наибольший интерес в Южной зоне представляют Песчаномысско-Ракушечное поднятие и Западно-Мангышлакско-Прикумская ступень. Существуют различные оценки прогнозных ресурсов углеводородов Казахстанского сектора Каспийского моря, рассчитанные различными группами исследователей разных стран, в том числе рядом коллективов исследователей Казахстана.

Вариант расчета прогнозных ресурсов методом удельных плотностей запасов в единице полезного объема для перспективно-нефтегазоносных комплексов представляется наиболее приемлемым. Этот метод при использовании реальных параметров нефтегазовых систем на эталонных участках (в данном случае это конкретные элементы суши) и обоснованном использовании реальных параметров на подсчетных участках, в том числе учете закономерностей фазового распределения углеводородов и применении в расчетах коэффициентов аналогии, дает наиболее обоснованные варианты количественных оценок прогнозных ресурсов.

Применение этой методики ещё до разбуривания акваториальных структур позволило по одному из вариантов, который оценивался как наиболее реальный, определить прогнозные извлекаемые ресурсы нефти в подсолевом палеозое **Северной зоны** на уровне 2,8 млрд.т и в надсолевом комплексе на уровне 0,35 млрд.т, т.е. в сумме 3,15 млрд.т, из которых в

настоящее время реализовано 1,7 млрд.т и остается не реализованным около 1,4 млрд.т.

В **Центральной зоне** мезозойский комплекс акваториальной части Бузачинского нефтегазоносного района оценен на уровне 1,6 млрд.т в нефтяном эквиваленте, из них около 35% – это свободный газ. Ресурсы пока реализованы в объеме менее 10%.

В **Южной зоне** мезозойский комплекс оценен на уровне 0,6 млрд.т в нефтяном эквиваленте, из них около 40% прогнозируется свободная газовая фаза. Прогнозные ресурсы здесь не реализованы. Весь Казахстанский сектор по этому варианту оценивается на уровне 5,4 млрд. т. извлекаемых запасов углеводородов в нефтяном эквиваленте.

По нефтегазовому потенциалу наиболее богатой за счет нефтеносности каменноугольных карбонатных отложений является Северная зона, в которой перспективны также триасовые, юрские и меловые отложения в ловушках, связанных с различным типом солянокупольных структур. Следующей по нефтегазовому потенциалу является Центральная зона (Бузачинское поднятие и Северо-Бузачинская терраса), где ожидается открытие крупнейших и крупных по запасам нефтяных и нефтегазовых месторождений.

Третьей по нефтегазовому потенциалу является Южная зона, где в пределах Песчаномысско-Ракушечного поднятия и Западно-Мангышлакско-Прикумской ступени ожидается выявление крупных нефтегазоконденсатных и газонефтяных месторождений.

4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ БЛОКОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП

4.1. Первоочередные объекты КСКМ

4.1.1. Северная зона

По степени важности в этой зоне в качестве важнейшего поискового объекта выделялись локальные объекты Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы. Этот прогноз подтвердился открытием в акватории Каспия гигантских по запасам нефти и газа месторождений Кашаган Восточный и Кашаган Западный.

С учетом изложенных выше соображений о перспективности в палеозое этой зоны только карбонатных палеозойских комплексов, важнейшими поисковыми объектами здесь остаются локальные структуры Кашаган Южный, Актота и Кайран, при этом перспективы нефтегазоносности следует связывать только с каменноугольной карбонатной толщей. Последнее утверждение базируется в целом на неблагоприятных результатах по девонским отложениям локализованных карбонатных платформ Прикаспийской впадины.

В мезозойском комплексе первоочередными объектами являются локальные структуры Тенгиз-Каратонской (надсолевой) и Прорвинской зон как наиболее крупных по площади и осложненных большим числом локальных структур. В Прорвинской зоне однако ожидается открытие газонефтяных месторождений с повышенным содержанием газовой фазы.

4.1.2. Центральная зона

В поднадвигой северной части Бузачинского вала выделяются возможные карбонатные палеозойские постройки, одной из которых является структура Бурыншик. Структура располагается на западном продолжении известной карбонатной постройки Южная и рассматривается в качестве

весьма вероятной. Ее захоронение в терригенных нижнепермских перемятых отложениях создает благоприятные условия для сохранения УВ. В тоже время размеры месторождения здесь будут определяться коллекторским потенциалом карбонатных отложений. Предполагаемое сходство данной структуры со структурой Южная дает основание рассчитывать на высокий коллекторский потенциал и приемлемые запасы УВ.

По мезозойским отложениям эта зона, за исключением Южно-Бузачинского прогиба, относится к высоко перспективной. Известная ранее структура Каламкас-море рекомендовалось в качестве первоочередного объекта для поисков и в последующем здесь было открыто газонефтяное месторождение.

В пределах рассматриваемой акватории сохраняется высокая вероятность открытия новых месторождений практически на всех локальных мезозойских структурах, расположенных в Северо-Бузачинской зонах нефтегазонакопления. Это объясняется более близким расположением ловушек к предполагаемому очагу генерации углеводородов (Прикаспийская впадина). Однако эти ловушки могут содержать свободный газ до 30-40%.

Как известно, наиболее крупными локальными структурами Центральной зоны являются Курмангазы и Дархан. В тоже время данные структуры наиболее удалены от прогнозного очага генерации.

Очередность поисковых объектов Центральной зоны должна определяться исходя из размеров локальных структур и близости их к очагу генерации углеводородов. В этой связи объекты северной части Бузачинского вала при прочих равных условиях являются наиболее привлекательными.

4.1.3. Южная зона

В пределах рассматриваемой части акватории наиболее важными являются Песчаномысско-Ракушечное поднятие и Западно-Мангышлакско-Прикумская ступень. На первом из них в качестве наиболее важных объектов

следует рассматривать приразломные крупные брахиантиклинальные структуры Нурсултан, Ракушечное-море, а также ряд других антиклиналей – Акмола, Улытау, Сары-Арка. При благоприятных параметрах разрезов эти структуры находятся в непосредственной близости к предполагаемому очагу генерации углеводородов, а наличие разлома можно рассматривать в качестве эффективного канала для вертикальных перетоков. Наиболее вероятны здесь газоконденсатные месторождения.

Что касается Западно-Мангышлакско-Прикумской ступени, то сомнительна её низкая осложненность локальными структурами (Туркестан, Окжетпес, Алатау, Саяхат) при незначительных их размерах. Характер региональной геодинамики этой части Южной зоны противоречит такой скудной осложненности ступени складками различного типа и можно только предполагать, что подобная ситуация обусловлена недостаточной геофизической изученностью.

4.2. Обоснование выбора блоков

Наиболее крупные блоки уже отданы отдельным компаниям или их консорциумам. Так блок, включающий объекты Кашаган, Кайран, Актоты и др. принадлежит Консорциуму западных компаний (Аджип, Эксон-Мобил, Коноко-Филипс, Инпекс, Шелл, Тоталь-Фина-Эльф). Этому же Консорциуму принадлежит блок со структурой Каламкас-море. Структура Курмангазы передана совместному предприятию КМГ-Роснефть, а структура Казахстан и весь блок Тюб-Караган (проект Достык) другой российской компании - Лукойл. Из наиболее крупных объектов остались структуры Южной зоны – Ракушечная-море, Нурсултан и др. К ним проявляют интерес такие компании как Шелл, Коноко-Филипс, Шеврон-Тексако, Репсол и др. кроме того с компанией Репсол ведутся прямые переговоры по структуре Дархан.

По экологическим условиям наиболее благоприятной является северная часть Южной зоны с глубиной моря 10-30м (передана Лукойлу). Менее

благоприятна южная часть этой же зоны из-за увеличения глубин моря до 100-300м. (Рис.1). Однако наименее экологически благоприятными являются Северная и Центральная зоны, где глубина моря колеблется от 1 до 6м. В тоже время именно эти акватории являются наиболее перспективными для выявления месторождений нефти, в отличие от Южной зоны, где установлено (Хвалынское) и предполагается развитие газоконденсатных залежей.

Наиболее привлекательной в плане поисков крупных залежей нефти с наименьшим геологическим риском является северная часть Центральной зоны. Она соответствует северному склону Бузачинского вала. К нему приурочен ряд относительно крупных по площади (до 100-150км²) локальных поднятий, которые группируются в северо-западной части в область относительно высокой концентрации данных структур. Это наиболее перспективная часть КСКМ по вероятности наличия залежей УВ, преимущественно нефтяному их характеру, плотности возможных ресурсов и др. (Табл.2). Здесь выделяются блоки Жамбыл, Жетысу, Сатпаев, которые рекомендуются для проведения ГРП (Рис.40, 41). Эти блоки тяготеют к морской впадине Уральская Бороздина и на значительной части характеризуются наиболее глубокой водой (более 5-6м).

Ранее, до окончательного установления морской границы между РК и РФ данные блоки частично входили в территорию работ Каспийской нефтяной компании (КНК) (Рис.42). КНК на структуре Широкая установлена нефтяная залежь, планируется бурение скважины на структуре Карайская. Проведение работ компанией в одном районе может способствовать снижению затрат за счет использования общей инфраструктуры.

Мезозойский комплекс в данном регионе уступает палеозойскому по величине и удельной плотности запасов. Кроме того преимуществом палеозойского комплекса являются более благоприятные условия разработки как по строению резервуара (карбонатный), производительности скважин,

стимуляции отборов так и по возможности эффективного кустового разбуривания в силу более глубокого их залегания (ниже 3500м). Как уже говорилось выше, за пределами территории Консорциума перспективных карбонатных построек в Прикаспийской части моря не выявлено. Возможно исключением является структура Жамбай Южный, лицензия на которую принадлежит группе компаний КМГ-Нельсон Русурсес.

В тоже время в поднадвиговой части Бузачинского вала всегда прогнозировались карбонатные тела в аллохтоне. Особенно велика вероятность их развития в восточной акватории вала, куда предполагается продолжение карбонатной платформы Южная. Здесь по результатам интерпретации данных новейшей сейсморазведки выявлена локальная структура Бурыншик в палеозойских и мезозойских отложениях (Рис.43).

Суммарные геологические ресурсы структуры Бурыншик по мезозойским и палеозойским отложениям составляют 790млн.т. н.э. Эта структура представляет собой новое направление нефтепоисковых работ, перспективность которого сомнений не вызывает. Данная структура рекомендуется для проведения ГРП в одном пакете с западными блоками. Ресурсы западных блоков в сумме составляют 1198 млн.т.н.э (Табл.2). Всего ресурсы по всем четырем блокам составляют 1988 млн. т. н.э. На карте распределения суммарных ресурсов (Рис.44) видно, что рекомендуемые блоки размещаются в лучшей свободной части шельфа.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ УВ ВЫБРАННЫХ БЛОКОВ

№ п/п	Блок	Структура	Площадь, км ²	Ресурсы, млн.т. н.э.
1	2	3	4	5
1	Жамбыл	Жамбыл	157	356
		Ташин2	38	85
		Туйгын	50	45
		Бибигуль	45	41
		Дора	12	28
		Итого		555
2	Жетысу	Жетысу	109	212
		Гаухар	29	50
		Фаина	42	38
		Оксана	22	20
		Элла	9	8
		Итого		327
3	Сатпаев	Сатпаев	139	126
		Сара	81	74
		Карина	22	50
		Жумакеыз	16	38
		Элеонора	22	20
		Алла	10	10
		Итого		316
4	Бурыншик	карбон	130	430
		девон	150	260
		мезозой	54	100
		Итого		790
Итого		мезозой		1298
		палеозой		690
В с е г о				1988

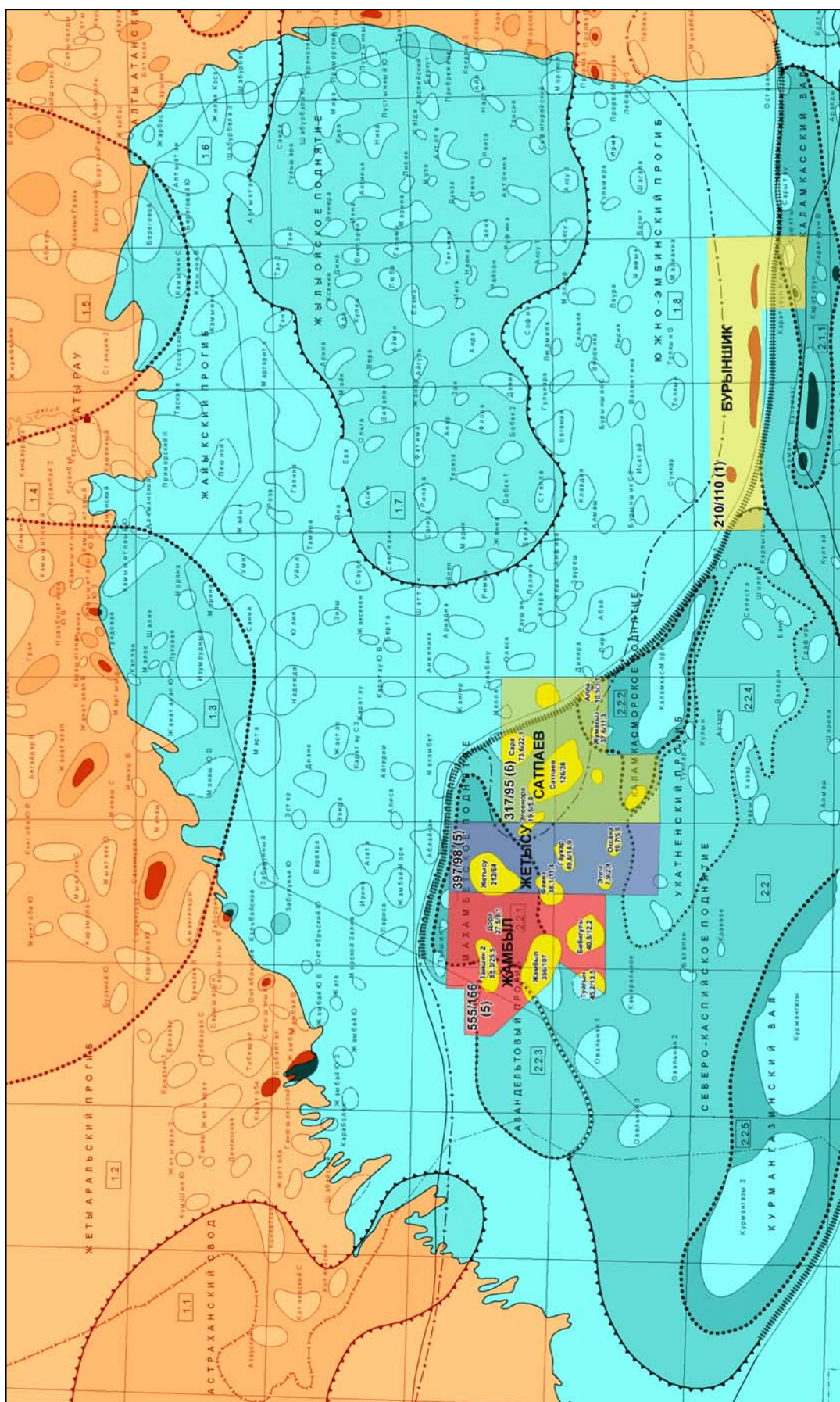


Рис.40. Положение выбранных морских блоков

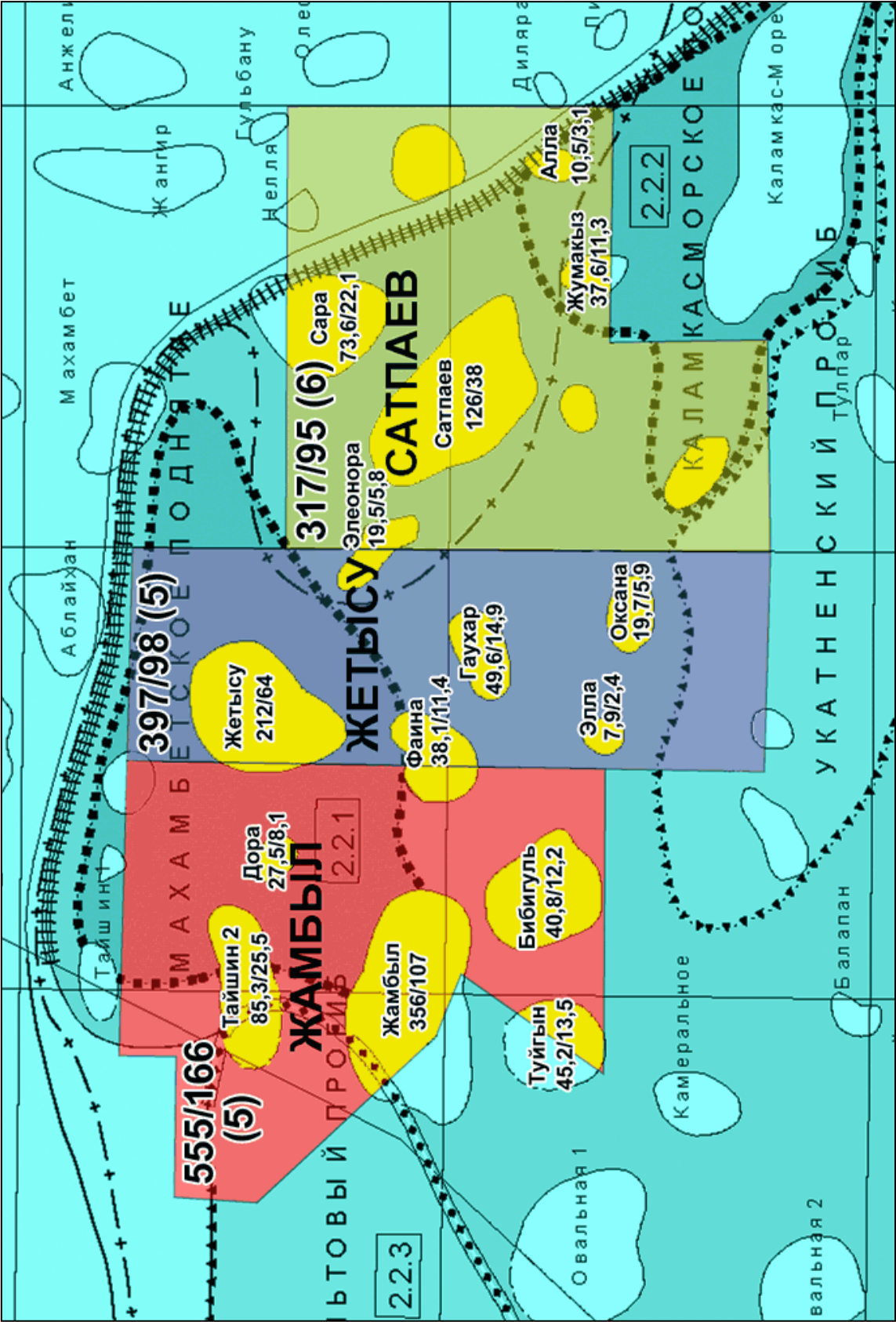


Рис.41. Выбранные лицензионные блоки по мезозойским структурам



Рис.42. Положение выбранных блоков на шельфе Каспийского моря.

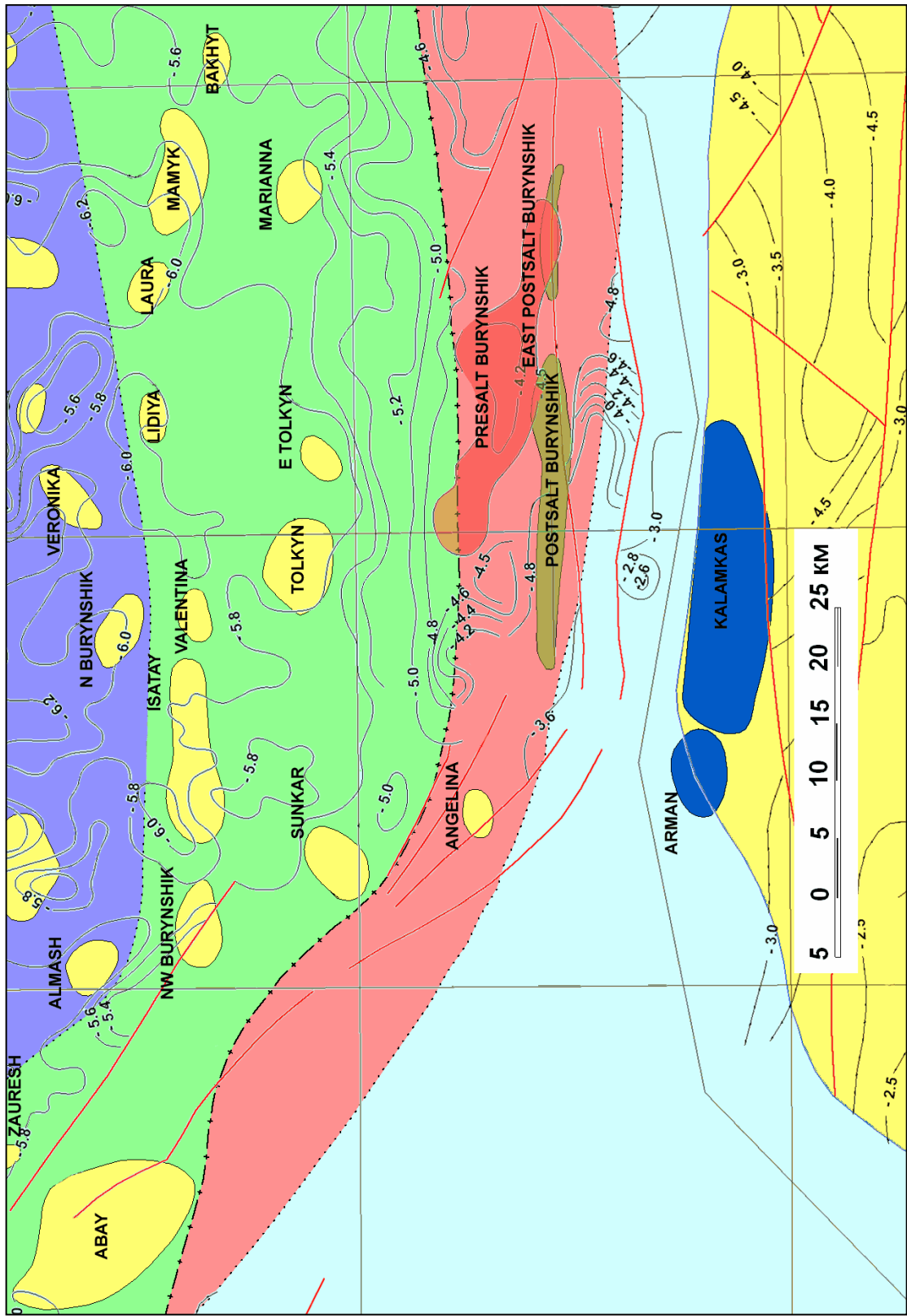


Рис.43.Положение палеозойской и мезозойской структур Бурыншик.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящий отчет подготовлен с целью выработки отношения Компании к предстоящему второму этапу лицензирования блоков на КСКМ. Высокая перспективность КСКМ дает возможность наращивания здесь запасов нефти в относительно короткие сроки. Можно уверенно утверждать, что других новых районов, равных по перспективности и выгодному географическому положению в настоящее время нет. В тоже время достаточно высокий экономический риск проведения всего цикла работ в особо экологически сложной зоне в условиях мелководного замерзающего моря требует тщательной экономической проработки возможных морских проектов.

В отчете приведены и систематизированы доступные материалы, в том числе по оценке ресурсов выявленных объектов. Анализ показывает, что оценка ресурсов проведена на высоком профессиональном уровне и вполне заслуживает доверия. Однако она целиком опирается на результаты интерпретации сейсмических материалов, плотность сетки которых не всегда достаточна для признания выделенных объектов кондиционными, а кроме того результаты нередко отражают авторскую позицию. В ходе переинтерпретации данных с повышением плотности сейсмических профилей возможны изменения размеров выявленных объектов. Проведение вероятностной оценки ресурсов на базе выявленных трендов изменения параметров может уточнить представление о перспективах.

Проведенный анализ геолого-геофизических материалов позволил обосновать выбор объектов (блоков) для дальнейшего более детального их изучения. Основными исходными предпосылками были крупные запасы возможных открытий и их нефтяной характер. По этой причине из рассмотрения исключены объекты Южной части КСКМ в силу ожидаемого их газового и газоконденсатного насыщения. Выбранными блоками являются: Жамбыл, Жетысу, Сатпаев на западе Северной части КСКМ и блок Бурыншик (С2 по официальной номенклатуре) на ее востоке. Такой выбор

блоков кроме того, что они располагают одними из наиболее крупных ресурсов нефти оставшейся части КСКМ имеет ряд других преимуществ.

Западные блоки расположены в северной части Бузачинского вала с крупными и средними по размерам структурами тектонической природы в неглубоко залегающем (до 1,5-2 тыс. м) мезозойском терригенном комплексе и характеризуются высокой вероятностью продуктивности вследствие близости к очагу генерации. Они также располагаются относительно недалеко от северного берега Каспия, где развита перерабатывающая и транспортная инфраструктура (Забурунье). И в третьих они расположены рядом с лицензионным блоком КНК на российской части шельфа, с активным участием в нем Компании.

Кроме того, блок Бурыншик, расположенный вблизи восточного побережья с развитой инфраструктурой (Каламкас), открывает многообещающее направление нефтегазопроисковых работ в карбонатных поднадвиговых объектах. В случае успеха, разработка выявленного месторождения может быть организована достаточно эффективно как по интенсивности отборов, так и кустовому разбуриванию.

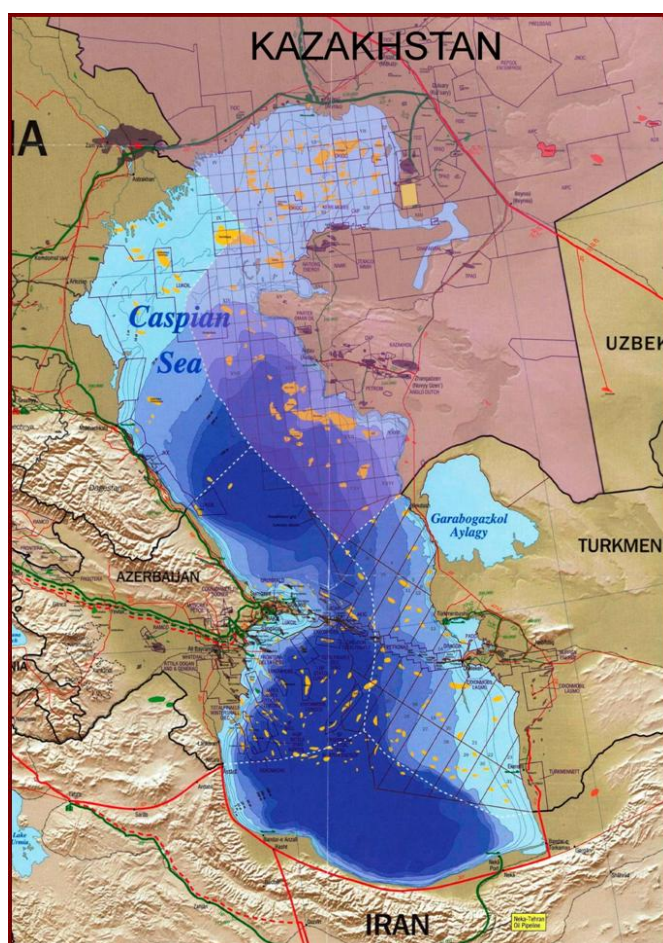
Первоочередными задачами, в случае принятия решения по продолжению работы в данном направлении, предлагаются следующие:

- уточнение ресурсной базы на основе вероятностного анализа с изучением особенностей распространения и изменчивости параметров резервуаров выявленных месторождений, коллекторов и физико-химических свойств нефти и газа;
- приобретение суммированных и мигрированных временных разрезов в электронном виде, загрузка их в рабочую станцию и проведение переинтерпретации для подтверждения ранее выявленных на блоках объектов и уточнения их параметров;
- построение уточненных геологических моделей для принятия решений по продолжению работ.

AVERY WORLDWIDE LIMITED
ЮКОС – ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ

БЛОКИ КАЗАХСТАНСКОЙ ЧАСТИ КАСПИЙСКОГО ШЕЛЬФА

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ



Алматы, декабрь 2003г.