Печатается по решению
Ученого Совета Института геологии
Национальной Академии наук Азербайджана
от 14 ноября 2008 г.

И.С.Гулиев, Д.Л.Федоров, С.И.Кулаков. Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку, Nafta-Press, 2009, 409 стр.

В монографии проанализирован огромный объем накопленной геологической, геофизической и геохимической информации по обширному Каспийскому региону, лежащему на стыке двух континентов – Европы и Азии. В эпицентре региона – Каспийском море – тесно соприкоснулись контуры разновозрастных и разнопостроенных нефтегазоносных бассейнов: Прикаспийского на севере, Южно-Каспийского на юге и соединившего их Предкавказско-Туранского. Именно к этим зонам приурочены месторождения-гиганты: Астраханское, Тенгиз, Кашаган, месторождение им. В.Филановского, Азери-Чираг-Гюнешли, Шахдениз.

Типы этих месторождений, возраст вмещающих пород, геохимия флюидов отличаются исключительным своеобразием, вытекающим из особенностей формирования всех трех вмещающих их НГБ.

Рассмотрены вопросы тектонического и нефтегазогеологического районирования акватории, закономерностей распространения коллекторов и изолирующих покрышек, нефтегазоматеринских толщ различных литолого-стратиграфических комплексов, строения отдельных месторождений, углеводородному потенциалу различных зон и др.

В монографии значительное место отведено новой информации об изотопно-геохимических соотношениях в органическом веществе пород, нефтях и газах Каспийского региона. Приведена также обширная библиография.

ISBN 978 – 9952 – 437 – 41 – 6

Г $\frac{1804060200}{071(2009)}$ грифное изд.

© Издательство «Nafta-Press», 2009

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 5

Глава 1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ 10
1.1. Геологические исследования 10
1.2. Региональные геофизические исследования 10
1.3. Разведочное и поисковое бурение 12
1.4. Экологические аспекты 12

Глава 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ 16
2.1. Геодинамика 16
2.2. Геотектоническая позиция 21
2.3. Геофизическае поля 30
2.4. Глубинное строение 40
2.5. Современная активная тектоника 47
2.6. Грязевой вулканизм 51
2.6.1. География проявлений грязевулканической деятельности в Каспийском регионе 51
2.6.2. Продукты деятельности грязевых вулканов 56
2.6.3. Газогидраты 56

Глава 3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ 59
3.1. Нефтегазогеологическое районирование. Провинции, бассейны, районы 59
3.2. Основные типы ловушек, залежей и месторождений углеводородов 80
3.3. Крупные и гигантские месторождения нефти и газа Каспийского региона 110
3.4. Геохимия и изотопная геохимия органического вещества и флюидов 152
3.4.1. Органическое вещество 152
3.4.2. Нефть 161
3.4.3. Газ и газоконденсат 202
3.4.4. Пластовые воды и водорастворенные газы 222

Глава 4. УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ 230
4.1. Девон-нижнепермская УВ система 231
4.1.1. Строение системы 231
4.1.2. Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации 249
4.1.3. Термобарический режим 255
4.1.4. Модели углеводородообразования 258
4.1.5. Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов 264
4.2. Верхнепермско-триасовая УВ система 267
4.2.1. Структура 267
4.2.2. Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации 278
4.2.3. Термобарический режим 280

4.2.4. Модели углеводородообразования 282
4.2.5. Распределение начальных потенциальных ресурсов УВ 284
4.3. Юрская УВ система 287
4.3.1. Структура 287
4.3.2 Палеогеографическая обстановка и скорость седиментции 298
4.3.3. Термобарический режим 300
4.3.4. Модели углеводородообразования 301
4.3.5. Распределение плотностей начальных потенциальных ресурсов УВ 302
4.4. Мел-эоценовая УВ система 305
4.4.1. Структура 305
4.4.2. Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации 315
4.4.3. Термобарический режим 319
4.4.4. Модели углеводородообразования 320
4.4.5. Распределение начальных потенциальных ресурсов УВ 322
4.5. Олигоценово-миоценовая УВ система 325
4.5.1. Структура 325
4.5.2. Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации 330
4.5.3. Термобарический режим 331
4.5.4. Модели углеводородообразования 331
4.5.5. Распределение плотностей начальных потенциальных ресурсов углеводородов 335
4.6. Плиоценово-четвертичная УВ система 335
4.6.1. Структура 335
4.6.2. Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации 376
4.6.3. Породы-источники, резервуары и покрышки 379
4.6.4. Термобарический режим 380
4.6.5. Модели углеводородообразования 382
4.6.6. Распределение начальных потенциальных ресурсов УВ 383

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 385

ЛИТЕРАТУРА 390

ВВЕДЕНИЕ

Каспийский регион, центральное положение в котором занимает акватория крупнейшего одноименного замкнутого водоема, имеет огромное политическое значение на стыке государств Европы и Азии. Его стратегическое положение в евразийском пространстве известно с древности, со времен знаменитого «шелкового пути» и укрепилось на стыке второго и третьего тысячелетий нашей эры благодаря открытиям гигантских и крупных месторождений нефти и газа в акватории и прибрежной суше, таких как Астраханское газоконденсатное, Тенгизское и Кашаганское нефтяные, Кероглы, Шах-Дениз и другие. Успешная разработка таких месторождений на берегах моря как Астраханское ГКМ и Тенгизское нефтяное месторождение и в его внутренней срединной части моря нефтяной Мегаструктуры (Азери-Чираг-Гюнешли) и уникального газоконденсатного месторождения Шахдениз усилили большой интерес к региону со стороны международных нефтяных компаний и политического руководства не только прикаспийских, но и далеко расположенных государств.

Выявлено несколько новых крупных перспективных структур, таких как Ялама-Самур, Центральная, Жамбай Южный морской, Араз-Алов-Шарг, Апшерон, Нахичевань, Умид-Бабек и др., на которых разворачиваются или планируются совместные работы рядом компаний при согласованных правовых вопросах.

Первые разведочные скважины на нефть в Каспии были пробурены на месторождении Биби-Эйбат Апшеронского полуострова в начале XIX века по инициативе инженера Ф.Н.Семенова в 1847 г. А уже в конце XIX – начале XX века на морском продолжении была заложена первая морская скважина для добычи нефти и газа. Долгое время после этого события изучение нефтегазоносности и добыча нефти были сосредоточены на азербайджанском, позднее туркменском мелководном шельфе. И только после распада СССР в конце XX столетия прибрежные государства широко развернули в акватории поисково-разведочные работы, приведшие к важным результатам. Попытка их обобщения с привлечением данных о строении наиболее крупных и значимых сухопутных месторождений, играющих большую роль в освоении всего крупного прикаспийского региона, предпринята авторами данной работы.

Значимость ресурсной базы региона и строения конкретных месторождений уже сегодня очень важна и привлекает внимание, как западного рынка, так и бурного развивающегося восточного. Неотрегулированность правовых отношений при выделении межгосударственных секторов в акватории Каспия, в особенности с Туркменией и Ираном, создает некоторые проблемы при проведении поисково-разведочных работ, планировании и прокладе трансрегиональных систем нефте- и газопроводов, обмене геологогеофизической информацией и т.д. Но уже сегодня в этих направлениях дос-

тигнут значительный прогресс, особенно между Россией и Азербайджаном, между Россией и Казахстаном. Это обстоятельство нашло свое отражение и в данной работе, где новые данные о геологии, нефтегазоносности, строении главнейших месторождений по секторам акваторий Каспия и прилегающих территорий вышеупомянутых стран изложены наиболее полно.

Находясь на стыке Европы и Азии, Каспийское море в силу многих особенностей, всегда обладало высокой притягательной силой. Во-первых, это самый крупный внутренний водоем на Земле; его протяженность с севера на юг почти 1200 км при ширине до 320 км. Во-вторых, он вмещает уникальную биоту и, в третьих, располагает огромными энергетическими ресурсами. Еще у Геродота в «Избранных жизнеописаниях», II^{ои} век до нашей эры, мы читаем:

«Во время перехода через Вавилонию (сегодня Ирак-Иран), Александр Македонский более всего был поражен пропастью, из которой словно из некого источника, непрерывно вырывался огонь, и обильным потоком нефти, образовавшим озеро невдалеке от пропасти. Нефть очень напоминает горную смолу, но она столь восприимчива к огню, что загорается еще до соприкосновения с пламенем, от одного только света, излучаемого огнем, и нередко воспламеняет окружающий воздух. ... По вопросу о происхождении нефти возникли споры, была ли она ... (текст испорчен) или скорее горючей жидкостью, вытекающей из недр там, где земля по своей природе жирная и огненная. Затем Александр отправился в Гирканию. Там он увидел морской залив, вода в котором была гораздо менее соленой, чем в других морях. Это было Каспийское море».

Стратегическое значение нефтяных и газовых ресурсов Каспийского моря заключается, кроме их существенной величины, в удачном расположении - как между основными рынками сбыта, находящимися в Европе на западе и в Азии на востоке, так и между основными поставщиками нефти и газа Россией на севере и Ближним Востоком на юге.

Это «море-озеро» расположено в пределах Евразийского континента между 47° и 36°35' северной широты и 46°45' и 51°50' восточной долготы. Положение уровня акватории подвержено значительным колебаниям, ее среднее положение составляет 28 м ниже уровня Мирового океана. Протяженность его береговой линии до 7000 км, а объем водных масс около 88 000 км^3. На его берегах располагаются части пяти государств: Азербайджана, России, Казахстана, Туркмении и Ирана. Правовой статус условий владения соответствующих частей акватории между упомянутыми государствами, как уже сказано выше, до конца не определен. Наибольший прогресс достигнут в переговорах между Россией, Азербайджаном и Казахстаном, что, кстати, нашло свое отражение в успешных результатах поисков и разведки нефти и газа в акватории. Все наиболее значимые результаты в современное время получены в Каспии вышеназванными странами.

В донном рельефе Каспия запечатлены контуры частей трех крупных геологических провинций, соответствующих Северному, Среднему и Южному Каспию (рис. 1).

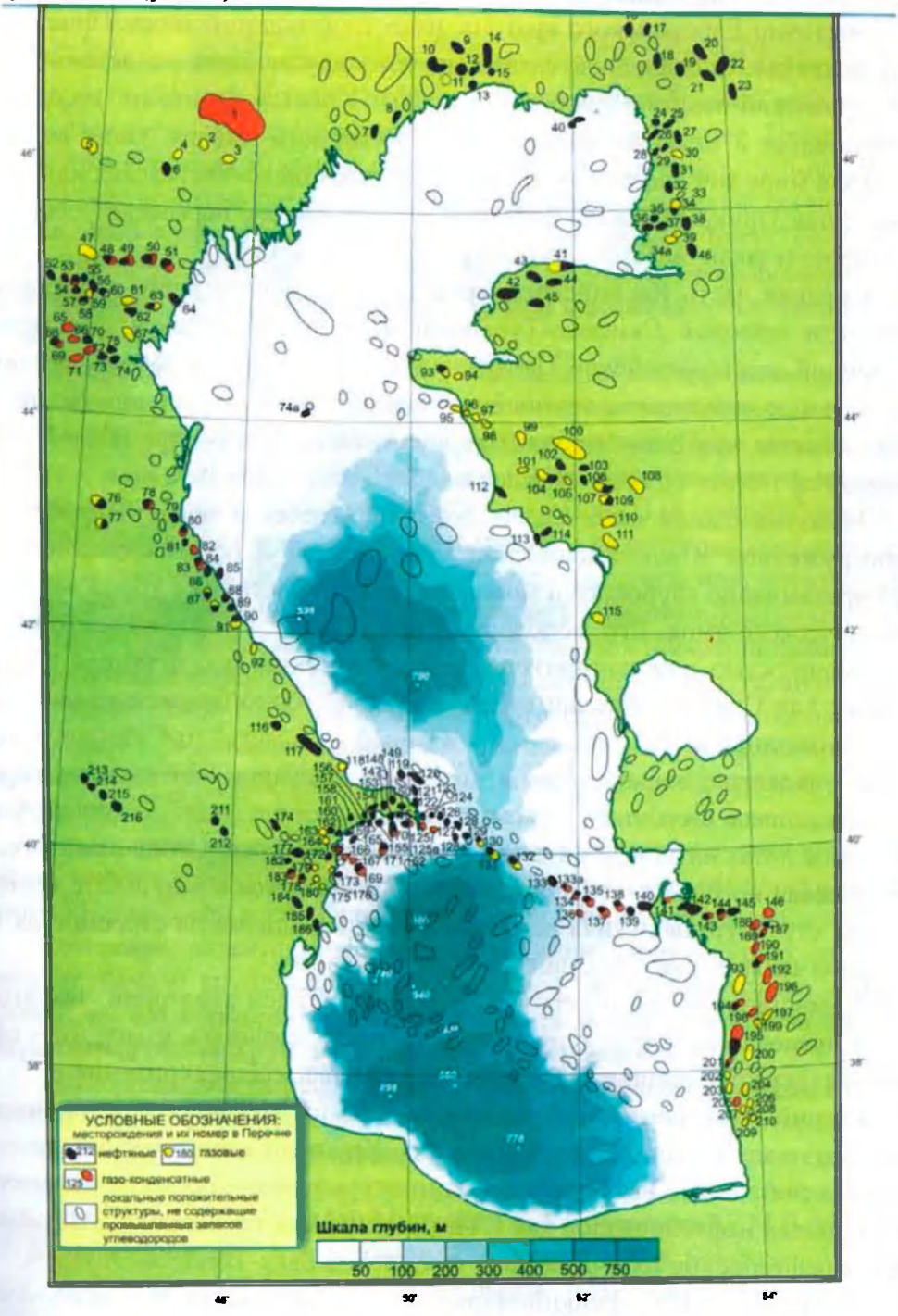


Рис. 1. Карта месторождений УВ Каспийского региона (Хаин, Богданов, 2003)

Северный Каспий - это затопленная относительно недавно (в геологическом смысле) мелководным морем часть континентальной суши, принадлежащей в тектоническом плане краевой, глубоко погруженной части древнего Восточно-Европейского кратона, известной под названием Прикаспийской впадины. С последней связан один из крупнейших на земном шаре Прикаспийский нефтегазоносный бассейн. Южный фрагмент этого НГБ располагается в мелководной акватории Северного Каспия. Одна из крупнейших в мире зон нефтегазонакопления Астраханско-Тенгизская начинается на суше Прикаспийского бассейна (северо-запад), пересекает северную акваторию и заканчивается опять на суше (юго-восток).

Средняя часть Каспийского мегабассейна располагается в срединной же части молодой Скифско-Туранской плиты, являющейся фрагментом обширной эпипалеозойской Центрально-Евразийской платформы. Граница между выше названными крупнейшими геоблоками древнейшим Восточно-Европейским кратоном и более молодой Центрально-Евразийской платформой проходит в Северном Каспии вдоль тектонического шва.

Наконец южная часть Каспийского мегабассейна представлена глубокопогруженной Южно-Каспийской микроплитой и сформированного над ней чрезвычайно глубокого и молодого (юного) бассейна с корой возможно океанического типа. Его молодость подчеркивается беспрецедентно большой мощностью плиоцен-четвертичных отложений, достигающей 8-10 км. Так же как Средний Каспий отделяется от Северного зоной надвигов, не везде отчетливо выраженных, так и Южный отделяется от Северного зоной сбросо-надвигов, выраженных в структуре Апшерон-Балханского порога, пересекающего в субширотном направлении море в направлении от Апшеронского п-ова на западе до п-ова Челекен на востоке. Столь разная геодинамическая история главнейших, сформировавшихся в результате тектонических структур, наложила естественно свои различия на строение их осадочного чехла и, как следствие, нефтегазоносность.

Единственное что их сближает, помимо общей акватории, так это то, что в пределах всех трех геоблоков – древнего, зрелого и молодого – сформировались крупнейшие своеобразные зоны нефтегазонакопления.

Каспийскому региону отводится важное стратегическое и экономическое значение в геополитике будущего. Крупный политический резонанс вызвало связанное с вышеупомянутыми открытиями сооружение таких магистральных нефтепроводов как КТК (Каспийский трубопроводный консорциум), нефтепровод Баку-Джейхан, газопровод Баку-Тбилиси-Эрзерум.

Нефтепровод КТК функционирует уже несколько лет. Нефть по нему от месторождения Тенгиз подается по территории северного побережья Каспия и далее Предкавказья до черноморского порта Новороссийск. Однако на

дальнейшем пути нефти от Новороссийских терминалов черноморские проливы. Нагруженные нефтью супертанкеры долгое время ожидают разрешения прохода через Босфор. Обеспокоенность турецкой стороны вызвана небольшой шириной пролива.

Этого недостатка лишен нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан. Его протяженность 1760 км. По нему нефть с месторождений Чираг, Гюнешли и Азери поставляется на мировые рынки через Грузию и Турцию. Производительность нефтепровода 50 млн. т. нефти в год. В перспективе по этому нефтепроводу может пойти не только азербайджанская, но и казахстанская нефть.

К 2008 г. завершается строительство газопровода Баку-Тбилиси-Эрзерум (Турция) для транспортировки газа с морского месторождения Шах-Дениз. Проектная мощность 16 млрд. $м^3$ газа с возможностью увеличения до 20 млрд. $м^3$ («Стадия-2»).

Открытие группы даже средних по запасам месторождений в российском секторе Каспия также существенно инициировало развитие транспортной инфраструктуры на северо-западном побережье. Проложена железн ая дорога к морскому порту Оля (западное низовье дельты Волги), которая соединит порт с общероссийской магистралью. Порт Оля ориентирован на экспортно-импортные грузы из Ирана и Индии. Он позволит сократить сроки доставки грузов на 10-15 дней при значительном снижении затрат на транспортировку. Прогнозируемый грузопоток до 8 млн. тонн к 2010 году. Спроектированы для Каспия железнодорожные паромы нового поколения, которые будут задействованы на линии Россия-Иран. Окончательной деталью этой транспортной системы является нефтеперевалочный терминал компании «Лукойл» в Ильинке (западная часть дельты Волги) с объёмом нефтеперевалки на терминале в 3 млн. тонн в год. Терминал позволит работать как с сырой нефтью, так и со светлыми нефтепродуктами.

Завершение всех выше перечисленных амбициозных проектов по развитию инфраструктуры будет означать, что ранее географически изолированный Каспийский регион раскрывает миру свои возможности.

Очевидно, развитие инфраструктуры геолого-разведочных работ в акватории, начало крупномасштабной морской добычи не только в Южном Каспии, но и в акватории в целом, в будущем приведут к новым серьезным открытиям и новым крупным экономическим проектам..

Настоящая работа представляет собой обобщение огромного опубликованного и фондового материала по геологии и нефтегазоносности региона Каспийского моря полученного несколькими поколениями геологов и геофизиков. Неоценимый вклад в изучение региона внесли И.М.Губкин, А.Д.Архангельский, Д.В.Голубятников, М.Ф.Мирчинк, С.А.Ковалевский, М.В.Абрамович, В.Е.Хаин, В.А.Горин, А.А.Али-заде, Г.А.Ахмедов, Б.К.Бабазаде, А.Л.Путкарадзе, А.К.Алиев, Э.Н.Алиханов, Н.А.Крылов, Л.И.Лебедев, Я.П.Маловицкий, Ф.И.Самедов, В.В.Семенович, Ш.Ф.Мехтиев, Х.Б.Юсуфзаде и многие другие. В работе также изложены оригинальные представления авторов по различным аспектам нефтегазовой геологии региона.

1.1. Геологические исследования

На побережье Каспия и в прибрежных мелководьях в границах б. СССР выполнены геологические съемки в масштабах 1: 200 000 и 1: 1 000 000. Площади с лучшей обнаженностью дочетвертичных и четвертичных образований на полуостровах Мангышлак и Бузачи, в Предгорном Дагестане, Туаркыре и других районах охарактеризованы детальными геологическими съемками в масштабах 1: 50 000 и крупнее.

В 60-е – 80-е г.г. прошлого столетия по материалам съемок был издан ряд сводных геологических карт для территорий Предкавказья, Кавказа, Западного Казахстана в масштабах от 1: 500 000 до 1: 1 500 000 и на их основе – обзорная геологическая карта Каспийского моря и прилегающих территорий в масштабе 1: 2 500 000. В 2002 г. Институтом литосферы окраинных и внутренних морей Российской Академии Наук издана Международная карта Каспийского моря и его обрамления (редакторы В.Е.Хаин и Н.А.Богданов). В состав редколлегии входили А.А.Али-заде (Азербайджан), М.Р.Гассами (Иран), Х.А.Беспаев (Казахстан), В.Е.Хаин (Россия), О.А.Одеков (Туркменистан), а раздел нефтегазоносность (азербайджанский сектор) подготовлен одним из соавторов настоящей работы.

Донные отложения Каспийского моря исследованы в более чем 3500 скважинах мелкого картировочного бурения, большая часть которых сосредоточена в Южном Каспии. Для изучения геологического разреза региона пробурен ряд опорных и параметрических скважин, в том числе сверхглубокая скважина СГ-1 Саатлы в Азербайджане (забой 8324 м).

1.2.Региональные геофизические исследования

В Каспийском регионе выполнен широкий спектр региональных геофизических исследований – глубинное сейсмическое зондирование (ГСЗ), сейсморазведка преломленными (КМПВ) и отраженными (МОГТ) волнами, гравиметрия, магнитометрия, электроразведка, термометрия.

Глубинное сейсмическое зондирование проводилось, главным образом, в 50-е и 60-е г.г. прошлого столетия. Только на Каспии в этот период было отработано 13 профилей ГСЗ общей длиной более 2500 км. Получена информация о глубине залегания консолидированной коры, ее мощности, особенностях состава и структуры. Сейсморазведка КМПВ дополнила эту информацию данными о рельефе высокоскоростных границ – кристаллического фундамента, палеозойского складчатого основания и некоторых осадочных толщ.

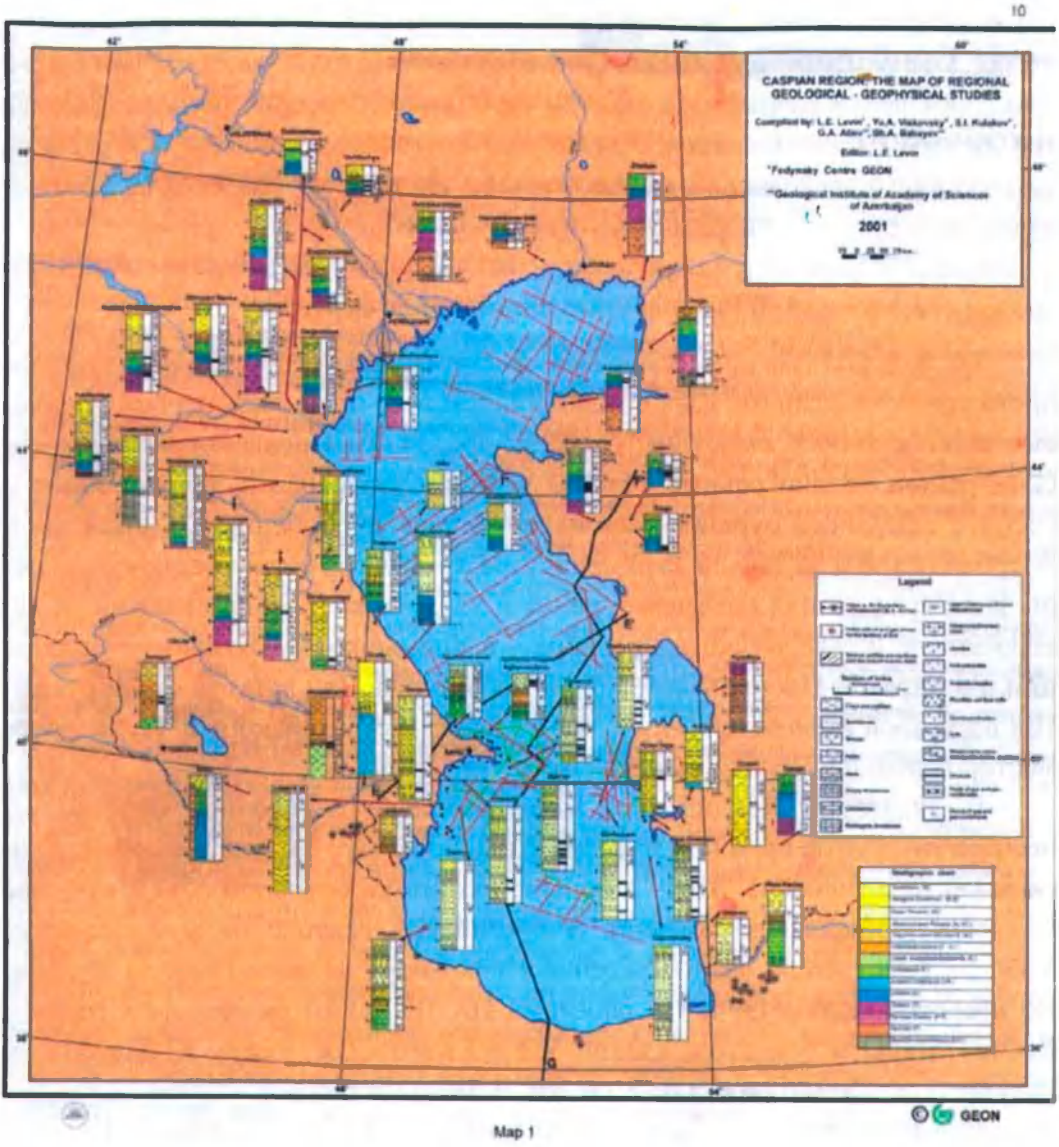


Рис. 1.1.1. Каспийский регион: карта геолого-геофизической изученности

Сейсморазведка МОГТ в окрестностях Каспия проводилась с начала 70-х г.г., а в акватории – в 80-е и 90-е г.г. Практически все Каспийское море, за исключением участков предельного мелководья, покрыто региональными работами по сети 10 х 20 км или 10 х 30 км. Значительные площади вблизи побережья Дагестана, Казахстана, Туркменистана, включая азербайджанский и туркменский секторы Южного Каспия, покрыты сетью профилей 4 х 8 км, 5 х 6 км, 3 х 5 км, а на перспективных поднятиях до 1 х 1 км. В результате выделены и прокоррелированы литолого-стратиграфические составляющие осадочного чехла и изучены их структурные особенности и соотношения.

Гравиметрические и магнитометрические работы дали информацию о региональных физических полях, позволив совместно с материалами ГСЗ и электроразведки разработать модели глубинного строения региона. Замеры температур в исследованном скважинами интервале земной коры и расчеты современного теплового потока дополнили эти модели сведениями о тепловом поле.

1.3. Разведочное и поисковое бурение

Каспийский регион относится к старейшим нефтегазодобывающим провинциям на планете. Еще в позапрошлом веке появились первые поисковые и разведочные скважины в северо-восточном Предкавказье и Эмбенском районе. Значительные объемы нефтегазопоискового, разведочного и эксплуатационного бурения выполнены в первой половине XX столетия в Азербайджане и на западе Туркменистана. С 60-х г.г. были предприняты меры для наращивания объемов бурения и увеличения глубин скважин на северо-западе и северо-востоке региона – в Калмыцко-Астраханском Прикаспии и в Каратон-Прорвинском районе Казахстана. Результатом стали открытия во второй половине 70-х г.г. уникальных Астраханского и Тенгизского месторождений углеводородного сырья.

В акватории Каспийского моря поисково-разведочное бурение на нефть и газ долгое время было сосредоточено на юго-западе, в азербайджанском секторе бассейна. Здесь и поныне находится основной объем из более чем 600 пробуренных скважин. В российском секторе первым объектом морских работ стало месторождение Инчхе-море на дагестанском шельфе. Во второй половине 90-х г.г. работами НК ЛУКОЙЛ на шельфе Среднего Каспия открыты 6 месторождений УВ – Хвалынское, имени Ю.Корчагина, Ракушечное, Сарматское, 170-й км, им. В.Филановского.

В Казахстане поисковое бурение на шельфе Мангышлака (площади Аралда-море, Жага-море, Ракушечное-море и др.) не дало положительных результатов. Вовлечение в поисково-разведочный процесс шельфа в пределах Каратон- Прорвинской (Приморской) зоны поднятий привело к открытию уникальных залежей УВ на площади Кашаган. В Азербайджане главным итогом морских буровых работ стало открытие крупнейших месторождений – нефтяного на площади Азери-Чираг-Гюнешли и газоконденсатного на площади Шахдениз. Здесь же пробурена самая глубокая в акватории Каспия скважина с забоем около 6800 м.

1.4. Экологические аспекты

Каспийское море – уникальное творение природы, донесшее до нас реликтовую флору и фауну, в том числе мировое стадо осетровых рыб, кото-

рое раньше обеспечивало более 80 % промысловой добычи. Флора и фауна прибрежных территорий представлена 967 видами, 351 родом и 62 семействами. Животный мир побережья включает 56 видов млекопитающих, 2 вида земноводных, 20 видов пресмыкающихся и 278 видов птиц. В море только карповые рыбы насчитывают 42 вида и подвида. Ряд видов фауны занесен в Красную книгу. Для экологического контроля состояния природной среды бассейна созданы три заповедника – Кызыл-Агачский, Астраханский и Красноводский, ныне относящиеся соответственно к Азербайджану, России и Туркменистану. Кызыл-Агачский заповедник общей площадью 180 тысяч га создан для охраны зимовок водоплавающих птиц в акватории Большого Кызылагачского и Малого Кызылагачского заливов, Горького Култука и побережья Куринской косы. Старейший в регионе Астраханский заповедник создан в 1919 г. для охраны уникального природного комплекса дельты р. Волги. Его площадь 63,4 тыс. га; значительная часть относится к авандельте – открытому мелководному пространству с самыми благоприятными условиями для жизни рыб и птиц. Заповедник имеет международное значение. Самый крупный по площади Красноводский заповедник (262 тыс. га) создан, как и Кызыл-Агачский, с целью охраны массовых зимовок водоплавающих птиц. Его площадь включает Красноводский, Михайловский, Балханский заливы и Северный Челекен.

Море имеет и важное климатообразующее значение для всего Прикаспийского региона. В последнее время вследствие интенсификации деятельности человека Каспий все более становится заложником индустрии. Интенсивная добыча нефти и газа на побережье и шельфе, сбрасывание в море нефтепродуктов, биогенные загрязнения принесли региону ряд новых экологических проблем. Новыми источниками воздействия на экологию стали, в частности, деформационные процессы в литосфере – уплотнение пластов-коллекторов по мере отбора возрастающих объемов флюидов, проседание покрывающих осадков и земной поверхности. На старейших нефтепромыслах Казахстана, эксплуатируемых около века (Макат, Доссор), проседание земной поверхности по этой причине оценивается амплитудами 1,5-2,5 м (Аманиязов, Айталиев, 2004). Последствиями таких деформаций могут быть нарушения всей действующей инфраструктуры жизнеобеспечения.

Воды северной части Каспия в целом характеризуются как умеренно загрязненные (Айтекенов, 2001; Диаров,2002). Загрязнение северо-восточного Каспия токсикантами происходит за счет речных стоков Урала и Волги, прибрежных нефтепромыслов, а в последние годы – и путем попадания в бассейн нефти и газа при геологических осложнениях процесса бурения морских скважин. Наиболее загрязненными районами являются на севере Каспия взморье р. Урала и зона прямого действия стока р. Волги. Источни-

ками загрязнения вод являются шлам нефтяных и газовых скважин, сточные и попутные воды, загрязнителями – углеводороды, нитраты, тяжелые металлы (свинец, хром и др.). Хроническое загрязнение Каспийского моря привело к накоплению токсичных соединений в тканях и органах рыб, тюленей. В 80-е г.г. практически у всех рыб, особенно у осетровых, обнаружились такие токсиканты, как хлорорганические пестициды, нефтепродукты, тяжелые металлы (цинк, медь, барий, железо), фенолы. Долговременный подъем уровня моря сопровождается негативным влиянием на экологию ветровых (штормовых) нагонов. При сильных нагонах затопляется до 30 км низменного побережья от постоянного уреза воды. Следствием нагонов может быть массовая гибель рыбы, бентоса и растительности на охваченных нагонами ареалах. Нагонные воды возвращаются в бассейн насыщенными нефтепродуктами с затапливаемых площадок, земляных амбаров с нефтью, буровыми растворами и пластовыми водами.

Верхнепалеозойская нефть казахстанского шельфа побережья Каспийского моря с экстремальными пластовыми условиями (пластовые давления до 110 мПа, температуры 125°С и более) и агрессивными свойствами (из-за высоких концентраций сероводорода в попутном газе) в случаях разлива или катастрофических выбросов может нанести невосполнимый ущерб экологии региона. По приведенным в литературе данным об открытом газонефтяном фонтане на скважине 37 месторождения Тенгиз, горевшем 398 суток с 24 июня 1985 г. по 27 июля 1986 г., высота пламени достигала 180-200 м, диаметр столба пламени – 50 м, температура воздуха у устья 1500° С. За время фонтанирования в воздухе сгорело 3,5 млн.т нефти и 1,7 млрд.м^3 газа, образовалось около 900 тыс.т сажи. Концентрация сернистого газа у устья скважины доходила до 1100 ПДК, на расстоянии 45 км от устья скважины 20-42 ПДК. За период фонтанирования заболеваемость населения в зоне аварии возросла в 2,5 раза (Диаров, Гилажов, Ергалиев, 2004). По расчетам этих исследователей площадь моря, оказавшаяся под влиянием Тенгизского нефтегазового комплекса составляет 6,5-7,8 тыс. км^2. Главным итогом негативного воздействия комплекса на экологическую среду является закисление морских вод, выразившееся в снижении водородного показателя pH с 8,4 до 6,81. Крупномасштабная экологическая катастрофа имела место в северо-восточной части акватории Каспия в 2000 г. Ее причиной могла стать геодинамическая активизация региона, сопровождавшаяся внезапным прогибанием огромного по площади казахстанского сектора Каспия и последующим затоплением эксплуатируемых нефтяных месторождений Каламкас и Каражанбас со всем фондом действующих скважин. В это же время произошли мощные выбросы сероводородсодержащего газа на морской скважине «Сункар» месторождения Кашаган., вызвавшие в совокупности массовую гибель тюленей и рыбы (Касьянова, 2002).

К новым источникам загрязнения в Северном Каспии относятся массивы складированной серы, извлекаемой при переработке серосодержащего попутного газа. Темпы складирования высококачественной элементарной серы весьма высоки – до 90 кг с каждой добытой тонны тенгизской нефти. При добыче 100 млн.т нефти извлекается 9 млн.т.серы, подвергающейся ветровому воздействию и могущей образовывать вредные химические соединения. На Астраханском газоконденсатном месторождении сероочистка добываемого газа приносит ежегодно свыше 4 млн.т. серы.

Особые экологические проблемы Каспия связаны с сейсмичностью и грязевым вулканизмом. Наибольшую остроту они приобретают в азербайджанском и туркменском секторах бассейна, где оба процесса имеют генетическую взаимосвязь (Гулиев, Панахи, 2003; Guliyev, Panachi, 2005). Некоторые землетрясения (например, Кумдагское, 1983 г.) признаны техногенными, вызванными отбором значительных объемов углеводородов из недр (Нусипов, Оспанов и др., 2004). Как показывает мировой опыт, ни одно крупное и длительно разрабатываемое месторождение углеводородов не застраховано от проявления сильных и даже катастрофических геодинамических событий. Следовательно, при интенсивной разработке нефтегазовых месторождений необходимо обеспечить экологическую безопасность природно-технических систем и объектов нефтегазового комплекса.

2.1. Геодинамика

Бессточный водоем Каспийского морского бассейна наложен на систему осадочных бассейнов или их крупных фрагментов (геоблоков), расположенных в зоне конфликта Аравийской и Евразийской литосферных плит. Данное обстоятельство придает особую специфику происходившим (и происходящим!) здесь геологогическим и физическим процессам, радикально повлиявшим на весьма различный характер распределения нефтегазоносности в контурах единой акватории. Пожалуй, не просто найти в мире другой такой морской бассейн, который вмещал бы в себя столь разные по своему строению нефтегазоносные геоблоки и не характеризовался столь сложной картиной распределения скоростей и векторов современных горизонтальных движений отдельных блоков (**рис.2.1.1**), **(рис. 2.1.2).** Таких крупных геоблоков в контурах Каспия три: Северо-Каспийский, Средне-Каспийский (в его составе рассматривается также небольшой фрагмент Северо-Устюртского геоблока) и Южно-Каспийский

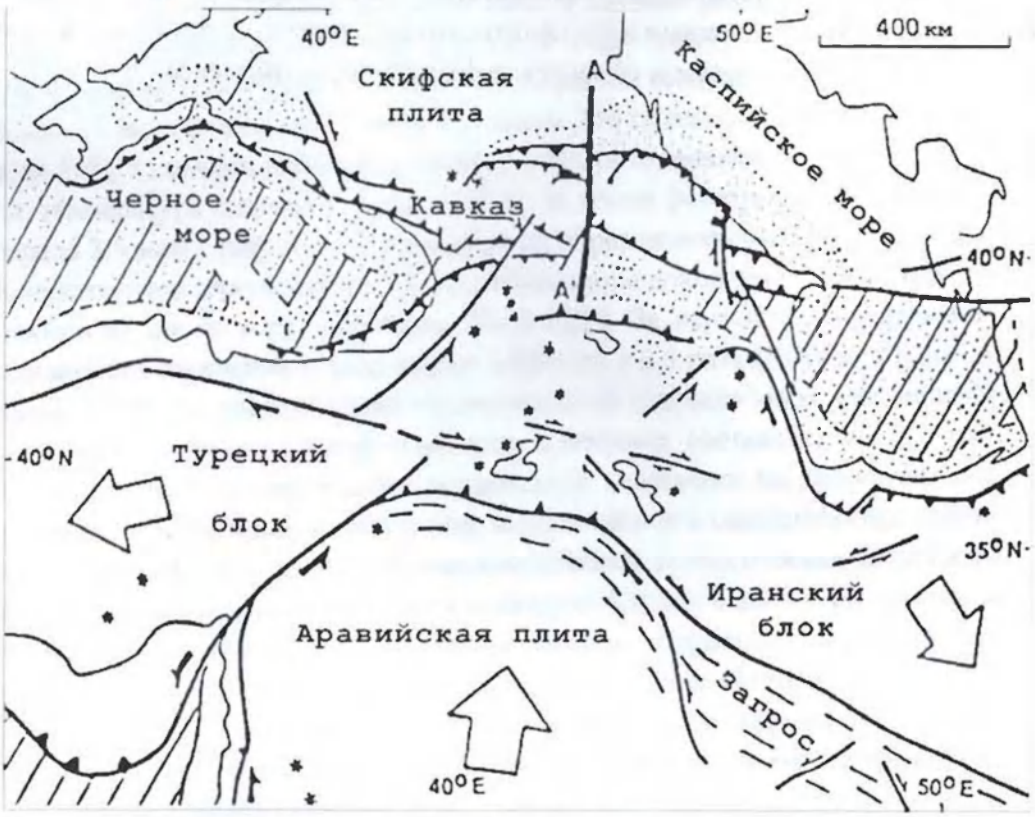


Рис. 2.1.1. Схема тектоники движения плит в Черноморско-Каспийском регионе и Закавказье (по К.О.Соборнову, 1995).

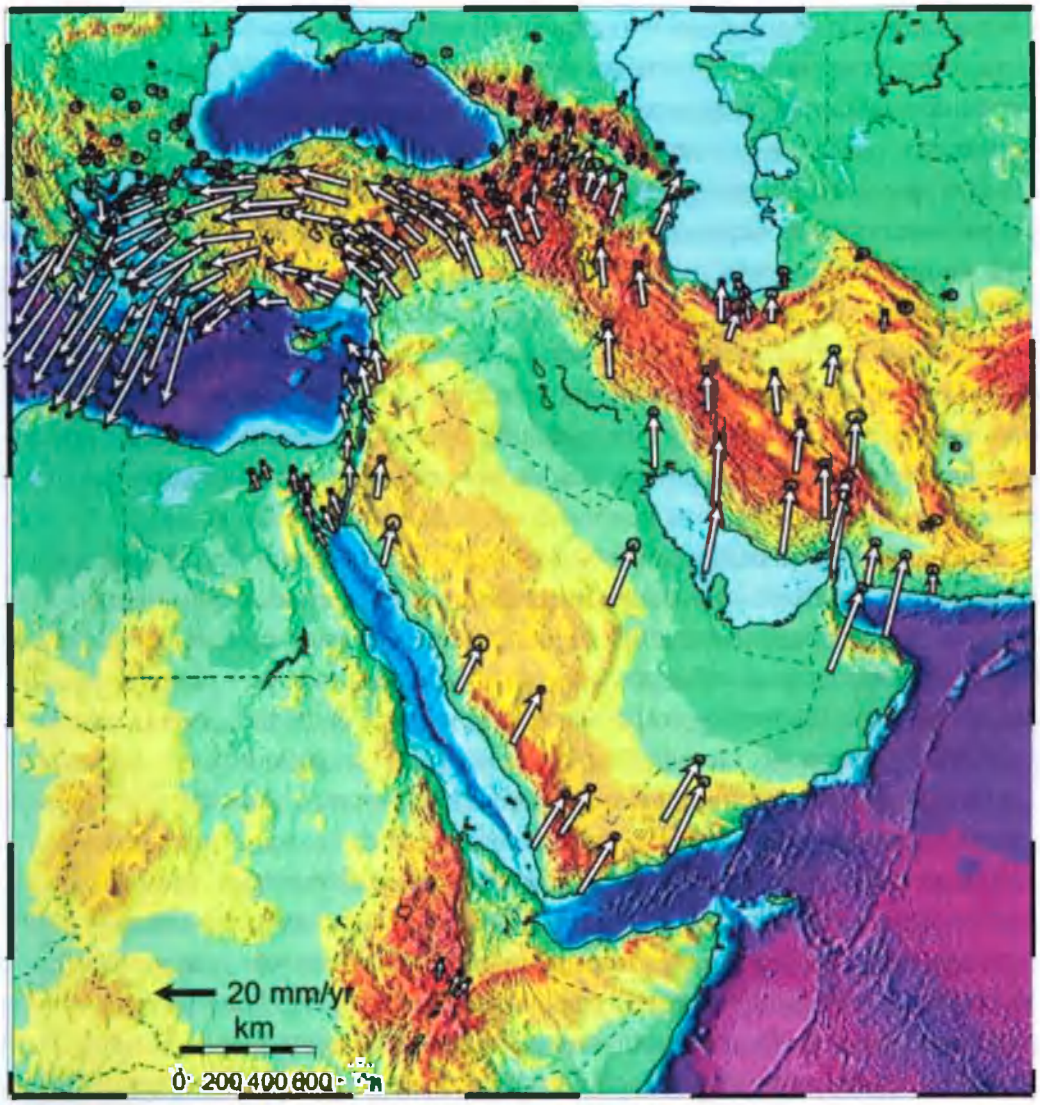


Рис. 2.1.2 Карта распределения скоростей и векторов горизонтальных движений по данным GPS измерений (Reylinger et all, 2006)

Геодинамическому подходу их выделения близко отвечает физико-географическое разделение Каспия на Северный, Средний и Южный.

Образование Прикаспийской впадины неявно связано с последствиями коллизии Аравийской и Евразийской плит. Эта коллизия определяет многое в природе геологических структур Каспийского региона. Раздвиг континентальной коры в области Центрально-Прикаспийского рифта в протерозое имел следствием длительное палеозойское погружение этой области и смежных территорий с накоплением морских терригенных (ранний и средний палеозой) и карбонатных образований открытого моря. Юго-восточный блок, «отодвигавшийся» от кратона, в среднем палеозое отста-

вал в скорости прогибания от области Центрально-Прикаспийского рифта, что способствовало в условиях открытого мелководного бассейна формированию ряда карбонатных плит различных размеров, располагавшихся в пределах геоблока без сколько-нибудь четкой зависимости от его внутренней структуры. Сравнительно крупные плиты образовались над Астраханским выступом поверхности фундамента и в восточной части Забурунско-Каратонского прогиба, но отсутствуют над Гурьевским и Новобогатинским выступами. Развитие организмов-рифостроителей в среднепалеозойском морском бассейне обусловило образование в разных его частях органогенных, в том числе биогермных построек. В Астраханско-Актюбинской зоне наиболее благоприятным для рифообразования был промежуток времени от фаменского века позднего девона до середины башкирского века среднего карбона.

Дальнейшая геодинамическая история Северо-Каспийского блока характеризуется дифференцированными нисходящими движениями и накоплением терригенных (средний-верхний карбон, нижняя пермь, верхняя пермь-нижний триас, верхний триас-средняя юра, нижний мел, олигоцен-миоцен, плиоцен-антропоген), терригенно-карбонатных (нижний-средний триас, палеоцен-эоцен), карбонатных (верхняя юра, верхний мел) и эвапоритовых (кунгурский ярус нижней перми, казанский ярус верхней перми, средний триас, верхняя юра) отложений. Процесс осадконакопления прерывался в предпозднеартинское, предъюрское, предмеловое и предпозднеплиоценовое время в связи с проявлениями фаз герцинского и альпийского циклов тектогенеза. Структуроформирующие процессы этих циклов документированы угловыми несогласиями на поверхностях стратиграфических перерывов. Наличие мощных эвапоритовых толщ обусловило проявления соляного диапиризма. В морфологии соляных диапиров Северо-Каспийского геоблока находят отчетливое отображение две главные геодинамические системы позднегерцинского и альпийского циклов - кавказская и антикавказская, управлявшие распределением мощностей и фаций верхнепермско-триасовых, юрских, меловых, палеогеновых и частично неогеновых отложений. В плиоцене-квартере проявилась субмеридиональная Нижневолжская система разломов, выразившаяся в современной орогидрографии региона.

Средне-Каспийский и Южно-Каспийский геоблоки принадлежат к Периаравийской коллизионной области или Кавказско-Иранскому (Периаравийскому) сегменту Альпийско-Гималайского пояса. Их геодинамическая история характеризуется рядом принципиальных отличий от Северо-Каспийского геоблока на всем документированном отрезке геологического времени. На палеозойском этапе здесь доминировали процессы терригенного осадконакопления, в то время как роль карбонатных формаций была подчиненной. Отметим особо доманикоидные образования девонского воз-

раста в пределах нынешнего орогена Большого Кавказа. Важными особенностями Средне-Каспийского геоблока на палеозойском этапе стали проявления интрузивного и эффузивного магматизма, зафиксированные в интервале от девонского до пермского времени включительно. В частности, широкое распространение гранитных батолитов среднепалеозойского и верхнепалеозойского возраста в Восточном Предкавказье (Прикумская зона поднятий и др.) указывает на режим растяжения и рифтообразования. Непосредственно к югу от границы с Северо-Каспийским геоблоком субширотной областью интенсивного палеозойского прогибания обозначается Донецко-Каспийский грабен, в котором мощность палеозойских – главным образом, каменноугольных – отложений резко возрастает, достигая 15-18 км. К востоку, в акватории Каспия и на его казахстанском побережье, этот прогиб наращивается Центрально-Мангистауским рифтом, активная фаза формирования которого приходится на позднепермское и триасовое время. Мощность терригенной толщи триаса достигает здесь 10-12 км. Севернее, в районе полуострова Бузачи, суммарная мощность палеозойских и триасовых образований сокращается до 5-6 км, что приближается к уровню Астраханского свода и ряда других поднятий Северо-Каспийского геоблока. Окраинная полоса Средне-Каспийского геоблока в конце палеозоя и в триасе подверглась активному давлению со стороны Аравийской плиты. Результатом коллизии стало формирование в полосе Донецко-Каспийского палеозойского прогиба складчатого пояса палеозоид – кряжа Карпинского, вдоль фронта которого обозначилась субширотно ориентированная зона распространения сероцветной артинской молассы, окаймлявшая на юге глубоководный морской бассейн Прикаспийской впадины. В позднепермское и триасовое время за счет денудации палеозоид получили широкое распространение породы красноцветной молассовой формации, заполнявшие межгорные впадины кряжа и Мангистауский рифт. Новая коллизия в конце триаса вовлекла в складкообразование красноцветную молассовую толщу в полосе Донецко-Мангистауского пояса. Следствием давления со стороны Аравийской плиты стало надвигание части разреза палеозоид в районе кряжа Карпинского на южный борт Прикаспийской впадины, запечатлевшееся в виде Каракульско-Смушковской зоны дислокаций. Складчатые деформации палеозойско-триасовых отложений произошли также в Бузачинском районе. Отметим, однако, что южная часть Средне-Каспийского геоблока (южнее кряжа Карпинского) в триасовое время находилась в режиме растяжения; на это указывают проявления магматизма (эффузивы ногайской серии, граниты) и ступенчато-блоковой структуры вместо складчато-надвиговой в Восточно-Манычском прогибе, Прикумской зоне поднятий на Ногайской ступени и в Самурско-Песчаномысской зоне поднятий. Триасовый рифтогенез в Восточном Предкавказье воплотился в гра-

бен-рифты кавказского и антикавказского простирания. В разрезе запечатлены признаки некомпенсированного прогибания некоторых грабен-рифтов в раннем триасе и развитие рифовых фаций на границах районов некомпенсированного прогибания.

К концу триасового периода весь Каспийский сегмент Скифско-Туранской плиты (Средне-Каспийский геоблок) был приращен к Евразийской литосферной плите (Северо-Каспийскому геоблоку), и наступила кратковременная геодинамическая стабилизация, закончившаяся в раннеюрское время движениями начального этапа альпийского цикла. Депоцентром их стала субширотная рифтовая зона Большого Кавказа, где накапливалась многокилометровая толща терригенного флиша. На северной периферии рифтовой зоны нижне- и среднеюрские отложения, сохраняя терригенный облик, значительно сокращаются в мощности и приобретают более грубую цикличность, выраженную в чередовании песчано-алевролитовых и алевроглинистых пачек. Высокими значениями мощностей, более 3000 м, выделяется Терско-Каспийский прогиб, высокой контрастностью в распределении мощностей - северные районы Скифско-Туранской плиты (Прикумская зона, кряж Карпинского, Бузачи), а также Самурско-Песчаномысская зона. Некоторые признаки среднеюрского рифтогенеза (прежде всего, узкие линейные зоны достаточно резких разрастаний мощностей) выявлены и на юге Прикаспийской впадины, где они затушевываются грядово-ячеистой структурой соляных диапиров. Позднеюрская эпоха была временем относительной геодинамической стабилизации, выразившейся в Прикаспии, Северном и Среднем Каспии накоплением карбонатных толщ оксфорда-кимериджа. К концу юрского периода очередное воздействие Аравийской плиты на край Евразийской привело к распаду единого юрского бассейна на ряд лагун, в которых накапливались эвапоритовые образования титонского возраста. Показательно, что одновозрастные эвапориты отлагались и на южной окраине Аравийской плиты (район Шабва в Йемене).

Решающее влияние на современную структурно-тектоническую ситуацию в Каспийском регионе оказала позднеальпийская коллизия Аравийской и Евразийской плит, продолжающаяся с олигоценового по настоящее время. В олигоцене на всей площади нынешнего Каспия в режиме растяжения и опускания накапливалась мощная литологически однородная толща глин майкопской серии. Наибольшей интенсивностью опусканий отличались южная часть Средне-Каспийского геоблока и Южно-Каспийский геоблок. На границе миоцена и плиоцена в результате резкого нарастания давления с главным вектором юг-север сформировались основные зоны поднятий и прогибов Среднего Каспия. На поднятиях на поверхность эрозии оказались выведенными меловые (Астраханский, Бузачинский своды, Цубукско-Промысловский вал, Самурско-Песчаномысская зона поднятий) и

даже юрские (отдельные участки Самурско-Песчаномысской зоны) отложения. Молодая, но достаточно жесткая Южно-Каспийская плита, двигаясь под напором Аравийской плиты в северо-восточном направлении и сформировав на границе со Скифско-Туранской плитой Абшероно-Балханский порог, в плиоценовое время буквально «рухнула» вниз. Ее стремительное погружение компенсировалось быстрым накоплением до 10 км толщи плиоценовых и четвертичных отложений. На юге Средне-Каспийского блока аномальные мощности плиоцена-квартера до 3-3,5 км характеризуют Северо-Абшеронский прогиб, образовавшийся на цоколе дислоцированных юрско-миоценовых пород. Высокими скоростями погружения в плиоцене-квартере отличалась Самурско-Песчаномысская зона, где накопившаяся мощность (1,4-1,8 км) соизмерима с зоной Терско-Каспийского прогиба.

2.2. Геотектоническая позиция

Одним из важнейших отправных пунктов тектонического районирования Каспийского региона, как и любого, характеризующегося гетерогенным фундаментом (складчатым основанием), является определение границ крупных зон или геоблоков с единым возрастом складчатости. К югу от достоверно установленного докембрийского (дорифейского) фундамента Воронежской антеклизы и внешней бортовой зоны Прикаспийской впадины докембрийский возраст прогнозируется на всю территорию впадины, хотя имеются и альтернативные представления, например, о его байкальской консолидации в южной части. Складчатое основание северных районов Скифской плиты (кряж Карпинского) считается герцинским по артинскому возрасту сероцветной молассы, установленному в Каракульско-Смушковской зоне дислокаций. Но артинская моласса в этой зоне совместно с вышележащими кунгурскими эвапоритами и верхнепермскими или пермо-триасовыми красноцветами также смята в складки и осложнена дизъюнктивной тектоникой взбросо-сдвигового характера, не затрагивающей юрские (байосские) отложения. Следовательно, формирование Каракульско-Смушковских дислокаций завершилось только к началу альпийского цикла. Таков же возраст дислокаций Мангышлака. Дислоцированность и высокая катагенетическая измененность палеонтологически датированных нижнетриасовых отложений (до градации МК5) установлена бурением в российской акватории северной части Среднего Каспия к западу от казахстанского полуострова Тюб-Караган. В то же время, вскрытые в Восточном Ставрополье, Равнинном Дагестане и на юге Мангышлака триасовые отложения, несмотря на более значительные глубины их залегания, являются нормальными осадочными породами, практически не дислоцированными, с низкой (градации МК1-МК2) катагенетической измененностью. Приведенные данные трудно уложить в

простые схемы-версии вроде последовательного омоложения возраста дислокаций по мере удаления от северного края Скифско-Туранской плиты к Кавказскому орогену. Таким же упрощением являлось придание Аграхано-Гурьевскому глубинному разлому, не находящему какого-либо выражения в структуре мезозойско-кайнозойских образований, статуса краевого шва на границе Скифской и Туранской плит. Определенные проблемы возникают и при определении северной границы альпийской орогенно-складчатой области на юге региона.

С учетом полученной на рубеже XX и XX1 столетий новой геолого-геофизической информации авторами представлена схема структурно-тектонического районирования Северного и Среднего Каспия **(рис.2.2.1)**, на которой выделяются южный фрагмент Прикаспийской впадины, Карпинско-Мангышлакская система поднятий, Восточно-Манычский, Терско-Каспийский и Северо-Абшеронский прогибы, Прикумская и Самурско-Песчаномысская зоны поднятий, Ногайская ступень. По Южному Каспию авторами в принципиальном плане разделяется позиция, сформулированная авторским коллективом Карты глубинного строения Черноморско-Каспийской области регионального прогибания, изданной в 1992 г. под редакцией К.М.Керимова и Э.Ш.Шихалибейли.

Прикаспийская впадина заходит в акваторию небольшим сегментом южной прибортовой части, относящимся в основном к казахстанскому сектору Каспия. Как и вся остальная площадь впадины, этот сегмент характеризуется отчетливыми признаками соляной тектоники верхнепермских и мезозойско-кайнозойских отложений, высокой степенью гипсометрической расчлененности дорифейского (?) кристаллического фундамента и изменениями сейсмогеологической характеристики подсолевого палеозоя по латерали, указывающими на различные типы разреза - существенно карбонатный, карбонатно-терригенный или терригенный. Характерны изолированные карбонатные массивы девон-нижнебашкирского возраста, территориально тяготеющие к выступам фундамента, но не всегда приуроченные к вершинам выступов. Все выделенные массивы располагаются в пределах Астраханско-Актюбинской зоны поднятий, состоящей из Астраханского свода, поднятия Сазды, Новобогатинского, Гурьевского и Северо- Каспийского поднятий, а также Забурунского прогиба. Крупнейший по площади карбонатный массив связан с Астраханским сводом - выступом фундамента с отметками менее 8 км на его вершине. К северо-западной части крупного Северо-Каспийского выступа фундамента приурочены массивы Жамбай Южный и Жамбай Южный Морской **(рис. 3.3.4).** Значительную площадь акватории Северо-Восточного Каспия занимает Забурунский прогиб, в котором поверхность фундамента погружена до -12…-13 км.

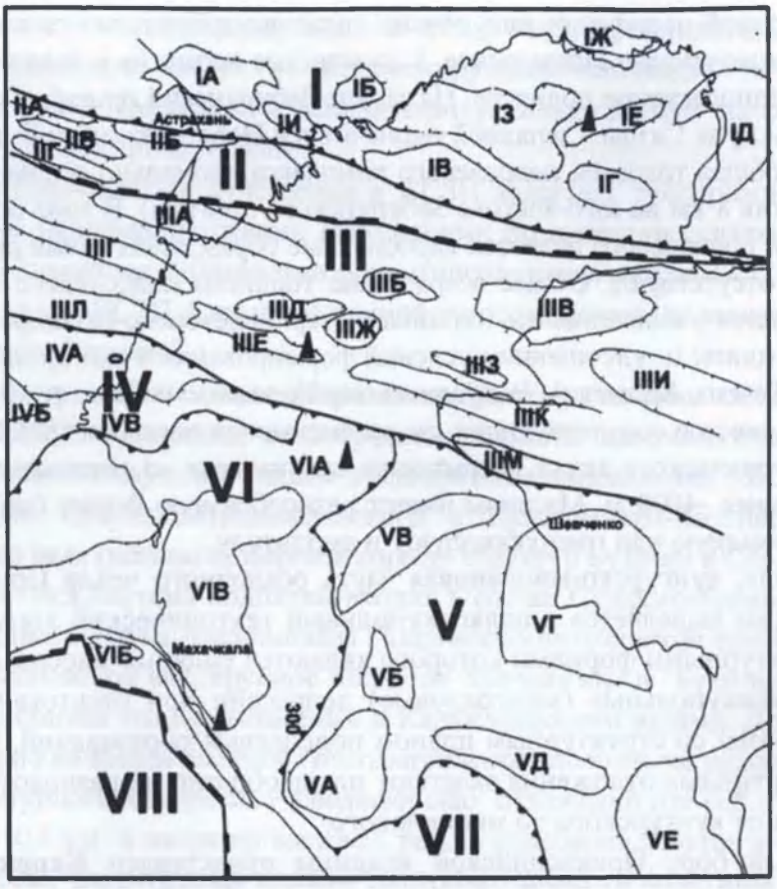


Рис. 2.2.1. Схема структурно-тектонического районирования Северного и Среднего Каспия

I –**Прикаспийская впадина**. Астраханско-Актюбинская система поднятий:

IА – Астраханский свод; IБ – поднятие Сазды; IВ – Северо-Каспийское поднятие; IГ – Западно-Прорвинское поднятие (предполагаемое); IД – Приморское поднятие; IЕ – поднятие Кашаган; IЖ – Гурьевский свод; IЗ – Забурунский прогиб.

II – **Каракульско-Смушковская зона валообразных поднятий**: IIА – Каракульский вал; IIБ – Джакуевский вал; IIВ – Смушковский вал; IIГ – Краснохудукский вал.

III – **Карпинско-Машышлакская система поднятий**: IIIА – Полдневской вал; IIIБ – поднятие Курмангазы; IIIВ – Бузачинский свод; IIIГ – Цубукско-Промысловский вал; IIIД – Западно-Кулалинский прогиб; IIIЕ – Ракушечно-Широтный вал; IIIЖ – Кулалинское поднятие; IIIЗ – Восточно-Кулалинский прогиб; IIIИ – Южно-Бузачинский прогиб; IIIК – Тюбкараганский вал; IIIЛ – Камышанско-Каспийский вал; IIIМ – Беке-Башкудукский вал.

IV – **Прикумско-Тюлсневская зона поднятий**: IVА – Восточно-Манычский прогиб; IVБ – Прикумская зона поднятий; IVВ – Ногайская ступень.

V – **Самурско-Песчаномысская зона поднятий**: VА – поднятие Ялама-Самур; VБ – Центральное поднятис; VВ – Поперечный вал; VГ - Песчаномысский свод; VД – Пограничный вал; VЕ – Карабогазский свод.

VI – **Терско-Каспийский прогиб**: VIА – внешняя прибортовая зона; VIБ – складчатый борт; VIВ – внутренняя зона.

VII – **Северо-Абшеронскин прогиб**.

VIII – **Мегантиклинорий Большого Кавказа**.

К его восточной периферии приурочена система карбонатных палеозойских массивов, включающая Приморское, Кашаганское поднятия и Западно-Прорвинское предполагаемое поднятие. На западе Забурунский прогиб замыкается в районе выступа Сазды - западной оконечности Новобогатинско-Гурьевской гряды, где общая толщина подсолевого комплекса аномально сокращена (до 1-2 км против 8 км на юго-востоке Забурунского прогиба). В зоне сокращенных толщин подсолевого палеозоя карбонатные образования также редуцированы либо отсутствуют. Общее возрастание толщины подсолевого палеозоя сопровождается увеличенными толщинами верхнедевонско-башкирской карбонатной плиты и улучшением условий формирования в ней органогенных построек (Тенгиз, Кашаган). В пределах верхнедевонско-башкирских карбонатных массивов и сопутствующих им органогенных построек кровля подсолевого тектонического этажа вскрывается скважинами на гипсометрических отметках менее -4000 м. Массивы имеют разнообразную форму (изометричную куполовидную или грядообразную) и амплитуду.

Верхняя, кунгурско-миоценовая часть осадочного чехла Прикаспийской впадины выделяется в солянокупольный тектонический этаж, основными структурными формами которого являются соляные массивы, гряды, штоки и межкупольные (межгрядовые) депрессии при отсутствии однозначных связей со структурным планом подсолевых образований. Плиоценово-четвертичные отложения залегают плащеобразно на разновозрастных комплексах от кунгурского до миоценового.

Южный борт Прикаспийской впадины представлен **Каракульско-Смушковской зоной валообразных поднятий** (КСЗП). На дорифейском кристаллическом фундаменте (предполагается по комплексу геофизических данных) в Калмыцко-Астраханском Прикаспии в этой тектонической зоне залегают девонские и каменноугольные отложения в формациях, типичных для юго-востока Восточно-Европейской платформы. Вскрыты и изучены бурением карбонатные верхнедевонско-башкирские, терригенные средне-верхнекаменноугольные, сероцветные молассовые нижнепермские докунгурские отложения, терригенно-сульфатно-галогенный кунгурский ярус нижней перми и красноцветная верхнепермская моласса. Выделенные валообразные поднятия – Каракульский, Джакуевский, Смушковский и Краснохудукский валы – отображены исключительно в доюрских отложениях. Это типичные структуры сжатия, узкие, протяженные, асимметричные, осложненные крупноамплитудными продольными (субширотными) взбросо-надвигами и поперечными (субмеридиональными) сдвигами. Структура поверхности фундамента, находящейся здесь на глубинах 9-12 км, изучена слабо. Морское продолжение КСЗП имеет усложняющуюся сейсмогеологическую характеристику. Намечается выклинивание КСЗП к северу от полуострова Бузачи. Южная граница Прикаспийской впадины, понимаемая как зона прекращения прослеживания платформенного типа

разреза девонско-каменноугольных отложений, приблизительно соответствует условной линии от Краснохудукской площади в Калмыцко-Астраханском Прикаспии в направлении площади Арман на северном побережье полуострова Бузачи.

Юрско-меловые отложения в КСЗП залегают субгоризонтально, осложнены малоамплитудными небольшими по площади складками и малоамплитудными же субширотно ориентированными разрывами. На морском продолжении КСЗП в этом стратиграфическом интервале выявлен крупный Укатненский прогиб.

Расположенная южнее **Карпинско-Мангышлакская система поднятий (КМСП)** объединяет валообразные поднятия мезозойско-кайнозойских отложений, вытянутые в общем субширотном направлении (ЗЮЗ-ВЮВ) от известных Цубукско-Промысловского и Камышанско-Каспийского валов сложного вала (мегавала) Карпинского до структур Бузачей и Северного Мангышлака. Вся система поднятий входит в состав Скифско-Туранской плиты. Ее северная окраина представлена Полдневско-Бузачинской зоной, включающей Полдневской вал, крупное поднятие Курмангазы и Бузачинский свод с осложняющими его Каламкасским и Каражанбасским валами. Для этой зоны характерно наиболее высокое гипсометрическое положение подошвы плитного структурного комплекса – среднеюрских отложений (от -1,5...-2 км на западе до -0,5 км и менее на востоке), резкие колебания толщин в юрской секции разреза, значительная степень дислоцированности подстилающих палеозойских образований, в которых по данным сейсморазведки и бурения при доминируюших терригенных породах предполагается более значительная роль карбонатной составляющей в сравнении с остальной площадью КМСП. Смежные отрицательные структуры – Укатненский, Западно-Кулалинский, Восточно-Кулалинский и Южно-Бузачинский прогибы – отличаются разрастанием толщин плитного комплекса за счет, главным образом, юрских отложений (в Южно-Бузачинском прогибе также увеличена толщина кайнозойской секции комплекса).

Южная часть КМСП включает на западном побережье Цубукско-Промысловский и Камышанско-Каспийский валы, на восточном Тюб-Караганский и Беке-Башкудукский валы, в акватории – Ракушечно-Широтный вал. Для всех перечисленных структур характерна единая субширотная (ЗСЗ-ВЮВ) ориентировка, интенсивная нарушенность доюрского складчатого основания дизъюнктивами, часть которых затрагивает плитный чехол. Ось Цубукско-Промысловского вала отвечает зоне увеличенных толщин терригенных среднеюрских отложений, что указывает на инверсионную природу вала. В формировании современного структурного плана мезозойских отложений вала важную роль играют дизъюнктивы диагональной (ССЗ-ЮЮВ) ориентировки. Камышанско-Каспийский вал не имеет столь явных призна-

ков инверсионности, и в его строении дизъюнктивы играют существенно меньшую роль. Ракушечно-Широтный вал, ось которого смещена относительно проекций осей Цубукско-Промысловского и Каспийско-Камышанского валов, по полноте разреза ближе к последнему. Его отличительные особенности – лучшая морфологическая выраженность крыльев и периклиналей. Закартированные малоамплитудные (10-20 м) дизъюнктивы имеют субширотную ориентировку. На востоке Ракушечно-Широтный вал сочленяется посредством седловины с Тюб-Караганским валом, при этом смещения осей не происходит. К северу от структурной перемычки между Ракушечно-Широтным и Тюб-Караганским валами закартирована структурная седловина, разделяющая Западно-Кулалинский и Восточно-Кулалинский прогибы. Южные крылья Ракушечно-Широтного и Тюб-Караганского валов в осадочном чехле выражены Лаганским (Лаганско-Мангистауским) порогом, к югу от которого резко возрастают толщины юрских и кайнозойских отложений.

К югу от Карпинско-Мангышлакской системы поднятий в акватории происходит достаточно резкая смена ЗСЗ-ВЮВ простираний структур на ЗЮЗ-ВСВ и ЮЮЗ-ССВ ориентировки. Выделяющиеся в Восточном Ставрополье и Равнинном Дагестане **Восточно-Манычский прогиб и Прикумская зона поднятий**, сужаясь на восток, уступают основную площадь акватории **Терско-Каспийскому прогибу (ТКП)** и расположенной к северу **Ногайской ступени (НС).** Терско-Каспийский прогиб на широте полуострова Тюб-Караган едва не достигает восточного берега моря, после чего граница прогиба резко разворачивается на ЮЗ-ЮЮЗ и упирается в противоположный берег вблизи Дербента. В контуре прогиба докембрийский фундамент погружен до отметок -20 км и более, на Ногайской ступени и в Прикумской зоне поднятий фундамент находится на отметках -10...-14 км, в Восточно-Манычском прогибе -12...-14 км. Восточное замыкание Терско-Каспийского прогиба сопровождается подъемом поверхности фундамента от -20 км в тальвеге до -8...-10 км и менее на обрамлении. Палеозойский комплекс Терско-Каспийского прогиба и других структур, располагающихся южнее Лаганско-Мангистауского порога, неравномерно дислоцирован. Его кровля зафиксирована бурением в Прикумской зоне поднятий на глубинах -3,5...-4 км. В отличие от Карпинско-Мангышлакской системы поднятий вышележащие верхнепермские и триасовые отложения Прикумской зоны поднятий, Восточно-Манычского прогиба и Ногайской ступени имеют ступенчато-блоковую структуру и залегают на палеозойском складчатом основании с крупным угловым несогласием. Поверхность палеозойского складчатого основания погружается от Прикумской зоны поднятий на восток и юго-восток до глубин -10...-12 км в тальвеге Терско-Каспийского прогиба. В северо-восточной периферической части прогиба, где подошва мезозойской осадочной толщи находится на отметках около -7 км, сейсморазведочными рабо-

тами выявлено Хвалынское валообразное поднятие, выраженное наиболее контрастно на уровне кровли юрских отложений и неявно - на уровне их подошвы и в вышележащих мел-кайнозойских образованиях. Структура имеет ЮЗ-СВ ориентировку длинной оси, чем существенно отличается от доминирующих кавказских простираний структур кряжа Карпинского, Восточно-Манычского прогиба, Прикумской зоны поднятий, структурных линий Бузачинского свода и Мангышлака. Такое простирание Хвалынского валообразного поднятия соподчинено тенденциям, проявляющимся в пределах смежной **Самурско-Песчаномысской зоны поднятий (СПЗП)**, занимающей юго-восточную часть Среднего Каспия. Эта зона включает Песчаномысский свод, поднятия Ялама-Самур, Центральное и ряд других структур, выраженных на различных стратиграфических уровнях мезозойско-кайнозойских отложений. Лучшей изученностью характеризуется Песчаномысский свод, занимающий юго-западную часть полуострова Мангышлак и значительный прилегающий участок акватории. По данным бурения (площади Оймаша, Северо- Ракушечная и др.) палеозойское складчатое основание свода, залегающее на отметках -3,5...-4 км (аналогично Прикумской зоне поднятий Восточного Предкавказья), перекрыто платформенным чехлом, включающим триасовые, юрские, меловые и кайнозойские образования. Осложняющие свод локальные поднятия располагаются как на уплощенной вершине (Оймаша, Ракушечномысское, Северо-Ракушечное), так и в периферических частях. В акватории к Песчаномысскому своду относятся поднятия Песчаномысское-1, Песчаномысское-2, Песчаномысское-3, Ракушечное-море, Западно-Песчаномысское-море, Туаркырский Разлом -1 и др., выраженные, главным образом, по внутритриасовым горизонтам. Амплитуды поднятий 50-100 м. Некоторые поднятия осложнены разрывами, затухающими в нижней части юрских отложений.

Поднятие Ялама-Самур, расположенное на юго-западной окраине Самурско-Песчаномысской зоны поднятий и всецело находящееся в акватории (большая часть – в пределах Дербентской котловины современного моря), структурно выражено по кровле юрских и кровле меловых отложений. Оба названных стратиграфических уровня здесь являются поверхностями размыва и несогласия. Амплитуда поднятия по кровле юрских отложений достигает 500 м; на уровнях подошвы юрских и кровли меловых отложений амплитуда уменьшается до 150-200 м, а по подошве плиоценовых отложений поднятие отсутствует. В пределах площади структуры закартировано несколько разрывов, затрагивающих всю доплиоценовую часть разреза. Преобладают разрывы антикавказского простирания (ЮЮЗ-ССВ).

Центральное поднятие находится между поднятием Ялама-Самур и Песчаномысским сводом, представляя осложнение юго-западной периклинальной части последнего по кровле юрских отложений. В структуре по-

дошвы юрских отложений поднятие принадлежит к северной окраинной части крупного коленообразного выступа, включаемого в состав Ялама-Самурского поднятия.

Из других структурных элементов Самурско-Песчаномысской зоны поднятий, лишь намечаемых редкой сетью сейсмических профилей и заслуживающих специального изучения в контексте реализации программ наращивания нефтегазовых ресурсов региона, отметим *Поперечный и Пограничный валы*. Первый намечается в северо-западной периферической части зоны поднятий, где выявлено поднятие Сегендык-2, длинная ось которого ориентирована в направлении ЮЗ-СВ, то есть поперек преобладающему простиранию структур Южного Мангышлака. Второй выявлен на границе Самурско-Песчаномысской зоны поднятий с Карабогазским сводом и Северо-Абшеронским прогибом. Оба поднятия выражены, по-видимому, лишь в доюрском структурном этаже.

Крайнюю южную часть Среднего Каспия занимает **Северо-Абшеронский прогиб**, рассматриваемый многими исследователями в качестве юго-восточного продолжения Терско-Каспийского прогиба, но имеющий существенные отличия от последнего. Основная его площадь приходится на акваторию. На суше фрагментом Северо-Абшеронского прогиба является Кусаро-Дивичинский прогиб - структура, наложенная в позднем плиоцене на юго-восточную погруженную часть северного крыла мегантиклинория Большого Кавказа (Керимов, Рахманов, Хеиров, 2001). Границами прогиба служат глубинные разломы - Самурский, отделяющий прогиб от Самурско-Песчаномысской зоны поднятий, и Дербент – Красноводский, сочленяющий прогиб с юго-восточным окончанием мегантиклинория Большого Кавказа. В континентальной части прогиба выделяются структурные зоны *Присамурская* (поднятия Западная Ялама, Восточная Ялама, Ялама-дениз, Агзыбирчала, Худат, Хачмаз и др.), *Талаби-Зыратская* (Талаби, Кайнарджа, Гусары, Дивичи и др.), *Хизино-Северо-Абшеронская* (Абшерон-кюпесси, Гилавар, Бегимдаг-Тегчай, Кешчай, Топхана и др.), *Сиазанской моноклинали* (поднятия Амирханлы, Загли, Зейва и др.). Плиоценово-четвертичный структурный ярус в Северо-Абшеронском прогибе залегает несогласно на эродированной поверхности, представленной образованиями от миоценовых до среднеюрских, смятыми в сложные складки; некоторые из складок характеризуются запрокидыванием северо-восточных крыльев и залеганием верхнемеловых отложений на палеоген-миоценовых.

Южная часть Каспийского региона принадлежит **альпийской орогенно-складчатой области**, в которой выделяются окончания орогенов Большого Кавказа и Копетдага и Южно-Каспийская мегавпадина. Сочленение Большого Кавказа с Терско-Каспийским прогибом определило облик структур южного борта последнего. Эти структуры представлены крупноамплитудными узкими

поднятиями, группирующимися в антиклинальные зоны *Терскую, Сунженскую, Южно-Дагестанскую*. Многие локальные поднятия выражены в современном рельефе. Юго-восточное замыкание мегантиклинория Большого Кавказа представлено Дибрар-Яшминским и Хызынским синклинориями и Северо-Абшеронским погребенным поднятием, сложенными интенсивно дислоцированными мезозойско-палеогеновыми отложениями, погружающимися в южной части Среднего Каспия под плиоценовый чехол. Южное ограничение выражено в акватории Абшероно-Балханским порогом – сравнительно узкой широтно ориентированной структурной зоной с сокращенной мощностью плиоценово-четвертичных отложений и аномально мощной земной корой (более 50 км). К югу от Абшероно-Балханского порога резко возрастает мощность плиоцена-квартера – до 8 км, а в отдельных районах, возможно, и более. Южно-Каспийская мегавпадина включает Куринскую депрессию, Южно-Каспийскую и Западно-Туркменскую впадины и Приэльбурсский прогиб. Доальпийское (доюрское) гетерогенное складчатое основание мегавпадины погружено в Южно-Каспийской впадине и Приэльбурсском прогибе до глубин 22-30 км. Выделяются крупные блоки фундамента с различным возрастом завершения консолидации. Блоки ограничены протяженными разломами кавказского и антикавказского простираний. Разломы кавказского простирания включают (с севера на юг) Казмакрыз-Сиазанский, Ангилан-Северо-Абшеронский, Южно-Абшеронский (предполагаемый), Сангачал-Огурчинский, Мильско-Чикишлярский и Предэльбурсский. Антикавказское простирание имеют разломы Западно-Каспийский, Аджичай-Алятский, Западно-Абшеронский, Шахово-Азизбековский и Восточно-Каспийский. Наиболее древняя, раннекембрийская консолидация предполагается в пределах центральной и восточной частей мегавпадины (Абиховское, Чикишлярское поднятия, массив Година, Западно-Туркменская впадина). Среднепалеозойский возраст консолидации, вероятно, имеют южная и северная окраины мегавпадины – Приэльбурсский и Северо-Абшеронско-Северо-Челекенский прогибы. До конца палеозоя завершилась консолидация в пределах Гобустано-Абшероно–Южно-Челекенского прогиба. Мегавпадина заполнена доорогенным (юра, мел, палеоген) и орогенным (плиоцен-квартер) комплексами – преимущественно алевроглинистым флишем и слоистой песчано-глинистой толщей.

Основными структурообразующими факторами для плиоценово-четвертичных отложений являются вертикальные подвижки блоков консолидированной коры, горизонтальное воздействие со стороны Аравийской плиты, оползнеобразование, грязевый вулканизм, флюидодинамика. В связи с этим выделенные глубинные разломы часто выражены в осадочном чехле крупными надвигами и протяженными антиклинальными зонами. Большинство локальных поднятий - объектов поиска, разведки и эксплуатации месторождений углеводородов – имеет сложное блоковое строение.

2.3. Геофизические поля

Особенности геофизических полей Каспийского региона – гравитационного, магнитного, теплового - рассмотрены в ряде работ (Глумов, Маловицкий, Новиков, Сенин, 2004; Левин,2001, Левин, Липовецкий, Лоджевский, 2000; Семендуев,1988 и др.).

Региональная структура **гравитационного поля** в общем плане характеризуется преобладанием повышенных значений в районах Восточно-Европейской платформы, Скифско-Туранской плиты и в пределах выступов древнего складчатого основания альпийского складчатого пояса. Интенсивные гравитационные минимумы выявлены на большей части площади альпийского складчатого пояса. Границей между областями преимущественно повышенных и пониженных значений поля силы тяжести является выразительная градиентная зона, имеющая в плане вид ломаной линии общего СЗ-ЮВ простирания и протягивающаяся в направлении Моздок-Кизляр-южная часть Красноводского полуострова (**рис.2.3.1**).

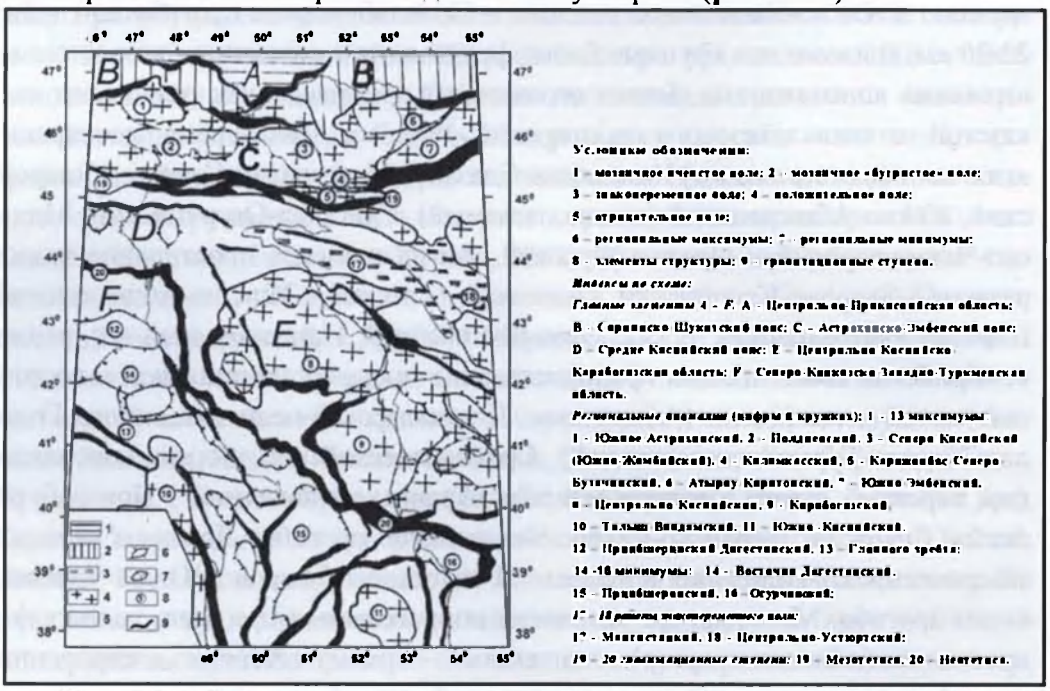


Рис. 2.3.1. Схема структуры гравитационного поля Каспийского региона

В структуре поля выделяются (Глумов, Маловицкий, Новиков, Сенин, 2004):

- Центрально-Прикаспийская область мозаичного («ячеистого») поля преимущественно отрицательных значений;
- Сарпинско-Астраханско-Шукатский пояс мозаичного («бугристого») поля преимущественно положительных значений;
- Астраханско-Эмбенский пояс умеренно положительных значений поля;

- Средне-Каспийский пояс умеренно отрицательных значений поля;

- Центрально-Каспийско-Карабогазская область максимальных положительных значений поля;

- Северо-Кавказско-Западно-Туркменский пояс максимальных отрицательных значений поля.

Мозаичная структура гравитационного поля характеризует область развития солянокупольных структур Прикаспийской впадины, включая ее морское продолжение. Смена преимущественно отрицательных значений (на севере) на преимущественно положительные (на юге) может быть связана с сокращением мощности соленосных отложений и уменьшением глубины поверхности кристаллического фундамента. Относительные максимумы силы тяжести связаны здесь с межкупольными (межгрядовыми) депрессиями, из которых значительные солевые массы выжаты в смежные купола и гряды.

Астраханско-Эмбенский пояс умеренно положительных значений поля силы тяжести состоит из Астраханско-Бузачинского и Эмбенского секторов, разделенных поперечным минимумом. Астраханско-Бузачинский сектор занимает южную половину Астраханского свода (северная половина этой структуры входит в Сарпинско-Астраханско-Шукатский пояс мозаичного поля), Каракульско-Смушковскую зону поднятий, Полдневский вал, Северо-Каспийское (Жамбай Южный) поднятие, Цубукско-Промысловский вал, поднятие Курмангазы, а также структуры полуострова Бузачи – Каламкасский и Каражанбас-Северо-Бузачинский валы. Эмбенский сектор образован двумя региональными максимумами – Атырау-Каратонским и Южно-Эмбенским. Атырау-Каратонский максимум имеет черты «бугристого» поля Сарпинско-Астраханско- Шукатского пояса, что может быть увязано с проявлениями соляного диапиризма и структурно-вещественными особенностями докунгурских отложений и кристаллического фундамента. Наибольшая интенсивность и контрастность положительных аномалий в полосе Астраханско-Эмбенского пояса отвечает сложной системе шовных и околошовных дислокаций в пограничной зоне между Восточно-Европейской платформой и Скифско-Туранской плитой – северной границе бассейна Палео-Тетиса.

Средне-Каспийский пояс умеренно отрицательных значений поля структурно соответствует Южно-Бузачинскому, Восточно-Манычскому, Терско-Каспийскому, Чакырганскому и Жазгурлинскому прогибам. Зона положительных аномалий, связывающая район полуострова Тюб-Караган с Астраханско-Эмбенким поясом, отображена в осадочном чехле Тюб-Караганским и Ракушечно-Широтным валами и гравитационной флексурой Лаганского (Мангистауского) порога.

Центрально-Каспийско-Карабогазская область максимальных значений поля состоит из Центрально-Каспийского и Карабогазского секторов, разделенных субширотно ориентированным минимумом силы тяжести.

Центрально-Каспийский сектор состоит из серии локальных положительных аномалий, окаймляющих центральный минимум и ориентированных в направлении ЮЗ-СВ. Значительную часть его площади занимает Самурско – Песчаномысская зона поднятий. Карабогазское поле состоит из минимума в районе залива Карабогаз-Гол и максимумов западнее и восточнее залива. В акватории к Центрально-Каспийско-Карабогазской области относится западное поднятие Карабогазского свода и северо-восточная часть Самурско-Песчаномысской зоны поднятий. В целом данная область рассматривается как отображение крупного раздробленного и погруженного массива консолидированной коры – «микроконтинента».

Северо-Кавказско-Западно-Туркменский пояс максимальных отрицательных значений поля включает часть Большого Кавказа севернее Главного хребта, Приабшеронскую область (Северо – Абшеронский прогиб и Южно-Каспийскую впадину) и Западно-Туркменскую впадину. Пояс примыкает к гравитационной ступени Моздок-Кизляр-южная оконечность Красноводского полуострова, отображающей вероятное положение северной границы бассейна Нео-Тетиса. В гравитационном поле пояса выделяются Абшероно-Балханский порог, а также резко выраженная ступень на границе Южно-Каспийской впадины с Талыш-Вандамским антиклинорием, ориентированная субмеридионально. Крупные минимумы силы тяжести соответствуют Южно-Каспийской и Западно – Туркменской впадинам, разделенным относительным максимумом в районе поднятия Година.

Между глубоководной котловиной Южного Каспия и орогеном Эльбурса выделяется сложно построенная полоса повышенных градиентов поля (Левин, Липовецкий, Лоджевский, 2000). Характерно отсутствие выраженных продолжений в акваторию Южного Каспия аномалий, связанных с главными структурами орогенов Кавказа и Копетдага. Абшероно-Балханская зона, географически соединяющая их, имеет существенно иной облик в характере поля.

В целом, в гравитационном поле региона выделяются 13 аномалий – максимумов и 3 аномалии – минимума. Из общего числа аномалий – максимумов 7 локализованы в Прикаспийской впадине и зоне ее сочленения со Скифско – Туранской плитой, 4 – в альпийском поясе и 2 – в Центрально – Каспийско – Карабогазской области Скифско – Туранской плиты. Все три региональных минимума силы тяжести относятся к альпийскому поясу и находятся в Южно – Каспийской впадине (Приабшеронский минимум), Западно – Туркменской впадине (Огурчинский минимум), Горном и Предгорном Дагестане (Восточно – Дагестанский минимум).

Среди линейных элементов поля силы тяжести, наряду с основными – протяженными зонами градиентов разной интенсивности и линейными аномалиями положительного или отрицательного знака – выделяются так называемые «линеаменты», представляющие, по И.Ф.Глумову с соавторами (Глу-

мов и др.,2004), регионально протяженные зоны, относительно которых происходят изменения структуры поля или ее упорядочивание. Такие «линеаменты» объединяются в зоны, которые нередко секут другие элементы поля. К наиболее значительным зонам «линеаментов» относятся Дербент-Бекдашская, Северо-Азербайджанско-Красноводская и Абшерон-Среднекаспийская зоны.

Дербент-Бекдашская зона «линеаментов» субширотного простирания разделяет Центрально-Каспийскую и Карабогазскую региональные положительные аномалии и определяет изменение простирания региональной гравитационной ступени Моздок-Кизляр-южная оконечность Красноводского полуострова.

Северо-Азербайджанско-Красноводская зона «линеаментов» образует южное ограничение аномалий СЗ-ЮВ ориентировки (Большой Кавказ, Карабогазское положительное поле) и северное ограничение аномалий Талыш-Вандамской и Южно-Каспийской областей, имеющих меридиональную ориентировку.

Абшерон-Среднекаспийская зона «линеаментов» субмеридиональной ориентировки прослеживается в виде серии локальных градиентов поля силы тяжести, которые, возможно, отображают «уральские тренды» в структуре верхней части коры, мобилизованные в альпийскую и, особенно, в позднеальпийскую фазы.

Выделяемый рядом авторов вслед за Я.П.Маловицким (1964) Аграханско-Гурьевский линеамент ЮЗ-СВ простирания, возможно, входит в соответствующую зону «линеаментов», которой отдельные исследователи придают значение зоны сочленения Скифской и Туранской плит.

Наиболее характерными особенностями **магнитного поля** Каспийского региона являются **(рис.2.3.2):**

- две крупные области с преобладанием положительных значений поля; одна из них охватывает практически весь Северный Каспий и имеет форму клина, расширяющегося от Астраханского побережья на восток; а вторая область занимает значительную часть Среднего и Южного Каспия;

- область отрицательных значений в Мангышлакском сегменте Скифско-Туранской плиты, окаймленная мозаичным полем на севере (Бузачи) и юге (Центрально-Каспийско-Карабогазская зона);

- область преимущественно отрицательных значений поля, соответствующая Прикаспийской впадине;

Рис. 2.3.2. Схема структуры аномального магнитного поля Каспийского региона

- участки «полосчатого» поля с чередованием отрицательных и положительных значений (запад Скифско-Туранской плиты), а также различной характеристики отрицательного поля (Кавказский ороген).

В магнитном поле выделяются региональные элементы, тесно связанные со структурно-тектоническими особенностями Каспийского региона.

Северо-Каспийская область интенсивных отрицательных аномалий с наличием узких зон положительных аномалий СЗ, СВ и субмеридиональной ориентировки соответствует Прикаспийской впадине с мощной (8-14 км) осадочной толщей, расчлененной на тектонические блоки. В районе г. Атырау отмечается узкая поперечная зона положительного поля.

Астраханско-Эмбенская область максимумов включает Астраханско-Северо-Каспийский и Эмбенский сегменты, между которыми выделяется Атырау-Эмбенская зона слабоположительного поля. Региональные максимумы, входящие в Астраханско – Северо – Каспийский сегмент, – Зюдевский и Северо-Каспийский (Южно-Жамбайский) - соответствуют максимумам поля силы тяжести, а локальные линейные максимумы – локальным гравитационным уступам. К Эмбенскому сегменту относится Южно – Бузачинская зона максимумов слабой интенсивности. В акватории Северного Каспия прямолинейность контуров аномалий и Астраханско-Эмбенской области в целом нарушается, принимая сигмоидный вид с выпуклостью на СВ (западная часть) и на ЮЗ (восточная часть); это дает определенные основания для предположений о левостороннем сдвиге масс в рассматриваемой части Скифско-Туранской плиты.

Калмыцкая и Мангышлакская зоны минимумов, расположенные к югу от Астраханско - Эмбенской области и разделенные поперечной ундуляцией в акватории, являются наиболее протяженными элементами магнитного поля Каспийского региона. Калмыцкая зона минимумов соответствует кряжу Карпинского, а Мангышлакская – Мангышлак - Устюртской системе дислокаций. Наиболее контрастные изменения отрицательного поля происходят в зоне Жазгурлинского (Южно - Мангышлакского) прогиба и на границе с Центрально – Каспийско - Карабогазской областью.

Южнее Калмыцкой зоны минимумов прослежена узкая Восточно - Манычская зона магнитных максимумов слабой интенсивности, которая в акватории быстро затухает, утыкаясь в Мангышлакскую зону минимумов в районе меридиана 49 градуса в.д. Переход от Восточно - Манычского максимума к Мангышлакскому минимуму выражен полосчатым полем с аномалиями ВСВ-простирания, что предполагает соответствующую ориентировку структур складчатого основания и платформенного чехла. Это находит подтверждение в результатах выполненных морских сейсморазведочных работ, установивших в переходной зоне наличие крупного поднятия – Хвалынского вала. Континентальная часть зоны представляет Восточно - Манычский прогиб, заложившийся на палеозойском антиклинории и осложненный протяженными валообразными поднятиями (Дадынский, Максимокумско-Величаевский валы).

К югу от Восточно-Манычской зоны магнитных максимумов располагается Кизлярская зона минимумов, совпадающая на побережье с Прикумской зоной поднятий. В акватории Кизлярская зона прослеживается до меридиана 48 °30′ в.д., где сочленяется с крупным Восточно-Тюленевским минимумом, ориентированным с ССЗ на ЮЮВ и сопряженным на севере с Мангышлакской зоной минимумов. Южнее выделяются Дагестанская зона знакопеременных линейных сопряженных аномалий, Дербентско – Красноводская зона максимумов, Южно – Каспийская область слабо положительного поля, Южно – Абшеронский максимум. В акватории Среднего Каспия выделен Средне – Каспийский максимум, частично отображающий структуру Самурско – Песчаномысской зоны поднятий. На восточном побережье Каспия выделяются Северо – Устюртская и Центрально – Каспийско – Карабогазская области знакопеременного крупномозаичного поля умеренной и высокой интенсивности, Красноводский максимум, Прорвинский и Кендерлинский районы нормального поля. В магнитном поле альпийского орогенного пояса зафиксированы зоны региональных минимумов - Большого Кавказа и Копетдагская, а также Закавказская область знакопеременного крупномозаичного поля умеренной и высокой интенсивности. Подобно гравитационному полю, в магнитном поле выделяются зоны «линеаментов». Наибольшей протяженностью отличается Западно – Каспийская зона «линеаментов», протрассированная через весь Каспийский бассейн субпараллельно западному побережью и накладывающаяся на другие

элементы магнитного поля.

Тепловое поле региона характеризуется высокой степенью дифференциации (Левин, 2001; Сыдыков, 1977).

На глубине 1 км температуры варьируют от 20 до 80 °С. Температуры 20 – 50°С наблюдаются на большей части площади Северного Каспия и побережья, Большого Кавказа, Прикарабогазья и Южно – Каспийской впадины. Повышение температур до 60°С фиксируется в центральных районах Южно – Каспийской впадины, Западно – Туркменской впадине, Терско – Каспийском прогибе; до 70°С – на юге кряжа Карпинского (Камышанско – Каспийский вал), в Бузачи – Северо – Устюртской области, на побережье Предгорного Дагестана. Наиболее высокие температуры (70 – 80°С) отмечаются у восточного побережья Среднего Каспия, в районе Казахского залива (**рис. 2.3.3**). Для большей части региона преобладающим является субширотное простирание изотерм. Исключением являются районы акватории к северу и югу от Абшеронского полуострова, где изотермы ориентированы субмеридионально. При этом, к северу от широты Абшеронского полуострова локализованы два минимума теплового поля, где температура понижается с 50°С до 30°С и менее; южнее полуострова кулисообразно расположены два субмеридиональных максимума с повышением температуры до 60°С и более. Температурные минимумы располагаются в пределах Северо-Абшеронского прогиба и западной части Самурско-Песчаномысской зоны поднятий, в то время как максимум соответствует центральной части Южно-Каспийской впадины.

На глубине 3 км температуры достигают 50 – 145°С. Минимальные значения (50 – 70°С) отмечены на Карабогазском своде и его периферии. Участки максимального прогрева оконтуриваются изотермами 120 – 130°С. Все они сосредоточены в Среднем Каспии и относятся к районам Предкавказья (Восточно – Манычский, Терско – Каспийский прогибы, Прикумская зона поднятий, Ногайская ступень) и Южного Мангышлака (прогиб Казахского залива). Ряд небольших по площади аномалий отмечен в акватории Среднего Каспия (**рис. 2.3.4**).

Температурные аномалии на уровне 120°С выявлены в Северном Каспии, вблизи г. Атырау, и предполагаются в районе поднятия Курмангазы. На остальной площади, включая акваторию Южного Каспия, температуры укладываются в диапазон 70 – 110°С. Изотермы сохраняют преобладающее субширотное простирание, нарушаемое в акватории Среднего и Южного Каспия. В Среднем Каспии обозначаются восточное замыкание температурного максимума, связанного с Терско-Каспийским прогибом, и западное замыкание максимума, зафиксированного в районе Казахского залива. К югу от последнего, на границе морских продолжений Карабогазского свода и Северо-Абшеронского прогиба, происходит замыкание крупнейшего температурного минимума, связанного с вершиной упомянутого свода.

Рис. 2.3.3. Изотермы регионального поля температур на глубине 1 км.

Рис.2.3.4. Изотермы регионального поля температур на глубине 3 км

Температуры в акватории между указанными крупными аномалиями удерживается в диапазоне 100-130°С, образуя серию мелких аномалий субмеридиональной ориентировки. К югу от Абшеронского и Красноводского полуостровов выявлены два субмеридиональных максимума. Западный из них, соответствующий Южно-Каспийской впадине, достигает в центре 110 °С, в то время как восточный максимум, располагающийся в акватории Западно-Туркменской впадины, не достигает и 100 °С).

На глубине 5 км сохраняется общая тенденция распределения регионального поля температур, наметившаяся на срезе 3 км.

Распределение **теплового потока** на площади Каспийского региона также нелинейно (Левин, 2003). В Южно – Каспийской области выделяются три ареала со значениями более чем 75 мВт/м². Два из них находятся на западе котловины Южного Каспия и один на восточном шельфе вблизи острова Челекен. Два ареала в Южно – Каспийской котловине имеют субмеридиональную ориентировку, а третий – совмещенную от субмеридиональной до субширотной. Наиболее интенсивный тепловой поток отмечен в осевой части котловины, где превышает 150 мВт/м², а в одном пункте достигает 500 мВт/м². На обрамлении зон повышенного теплового потока выделяются три ареала его сложной конфигурации с низкими значениями – менее 25 мВт/м². Четвертый ареал со сходными значениями выделен на юго-западе Нижне – Куринской впадины, где имеет четкую СЗ ориентировку и замещается вдоль Малого Кавказа кулисно-сочлененными зонами со значениями 75 – 100 мВт/м² и более.

В Западно – Туркменской впадине преобладающие значения теплового потока менее 50 мВт/м². На восточном ее обрамлении устанавливаются линейные зоны увеличенных (50 – 75 мВт/м²) значений с ориентировкой, согласной с простиранием Копетдага. Вдоль Абшероно – Балханского порога прослеживается еще одна линейная зона со значениями более 50 мВт/м² Южная, иранская окраина Южно – Каспийской впадины по интенсивности теплового потока сходна с Абшероно – Балханским порогом. Тепловой поток более 50 мВт/м² предполагается в Горганской впадине, несколько ниже 50 мВт/м² – в Предэльбурсском прогибе.

В Средне – Каспийском бассейне аномалии теплового потока характеризуются преобладающей СЗ ориентировкой. Ареал наиболее высоких значений (200 мВт/м² и более) устанавливается в области Дербентской котловины, охватывающей юго-восточную часть Самурско – Песчаномысской зоны поднятий и акваторию Северо – Абшеронского прогиба. На западе и юго-западе, в Терско – Каспийском прогибе, интенсивность теплового потока снижается до 25 – 50 мВт/м². На западном обрамлении Терско – Каспийского прогиба, вдоль сооружений Большого Кавказа, тепловой поток вновь возрастает до 50 – 75 мВт/м² и более. Эти повышенные значения охватывают центральные районы Скифской плиты, где в отдельных блоках

(Ставропольский свод, Минераловодский выступ) увеличиваются до 100 мВт/м² и более. Север Средне – Каспийского и запад Северо – Устюртского бассейнов характеризуются отсутствием линейных зон резких градиентов теплового потока. В этой обширной области преобладают значения 50 – 75 мВт/м². Ее обрамлением на северо-западе являются структуры мегавала Карпинского с пониженным тепловым потоком (менее 50 мВт/м²).

Юг Северо – Каспийского бассейна представляет обширную область пониженных (менее 50 мВт/м²) значений теплового потока.

2.4. Глубинное строение

Параметры геофизических полей Каспийского региона указывают на значительные неоднородности осадочного чехла, консолидированной коры и всей литосферы. Термическая литосфера, под которой понимается (Левин, 2004) совокупность упруго-хрупкого и пластично-вязкого слоев с температурами до 1150-1350°С (среднее значение 1200°С), имеет мощность от менее 25 км в районе Дербентской котловины Среднего Каспия до более 300 км севернее Махачкалы, в центральной части Терско-Каспийского прогиба. Литосфера повышенной мощности (250 км и более) характеризует территорию Большого Кавказа, северо-восточное Предкавказье (Терско-Каспийский и Северо-Абшеронский прогибы, их продолжение в акватории) и ряд небольших по площади участков – блоков на северо-западе Южно-Каспийской, западе Западно-Туркменской и юго-западе Прикаспийской впадин. Пониженная мощность литосферы (100 км и менее) предполагается на большей части Среднего Каспия (Центрально-Каспийско-Карабогазский район), в Южно-Каспийской впадине и на Решт-Эльбурсском обрамлении. В Центрально-Каспийско-Карабогазском районе обособляются два абсолютных минимума, главный из которых, с сокращением мощности литосферы до 16-25 км, соответствует Дербентской котловине современного бассейна, наложенной на две крупные структуры - северо-западный борт Северо-Абшеронского прогиба и юго-восточную часть Самурско-Песчаномысской зоны поднятий; другой минимум (мощность литосферы 40-50 км) находится в акватории залива Кара-Богаз-Гол и прилегающем районе моря и выражен структурой Карабогазского свода. В Южно-Каспийской впадине на большей части площади мощность литосферы сокращена до 60-100 км. Северо-западная ее часть характеризуется наибольшей контрастностью в распределении мощностей: в районе Бакинского архипелага соседствуют мелкие блоки преобладающего субмеридионального простирания с экстремальными мощностями от 25 км до более 250 км. Решт-Эльбурсское обрамление представлено субширотной цепочкой блоков литосферы сокращенной мощности до 40-100 км на западе и 90-100 км на востоке. На остальной площади мощность литосферы варьирует в диапазоне 100-150 км (Левин,2004).

Мощность верхнего, упруго-хрупкого слоя литосферы с температурами до 600°С изменяется от менее 10 км (Дербентская котловина) до более 100 км (центральная часть Терско-Каспийского прогиба, два участка в Южно-Каспийской впадине). Основная площадь акватории характеризуется значениями 30-40 км. В зоне Абшероно-Балханского порога фиксируется узкая субширотно ориентированная полоса сокращенной до 20 км мощности слоя.

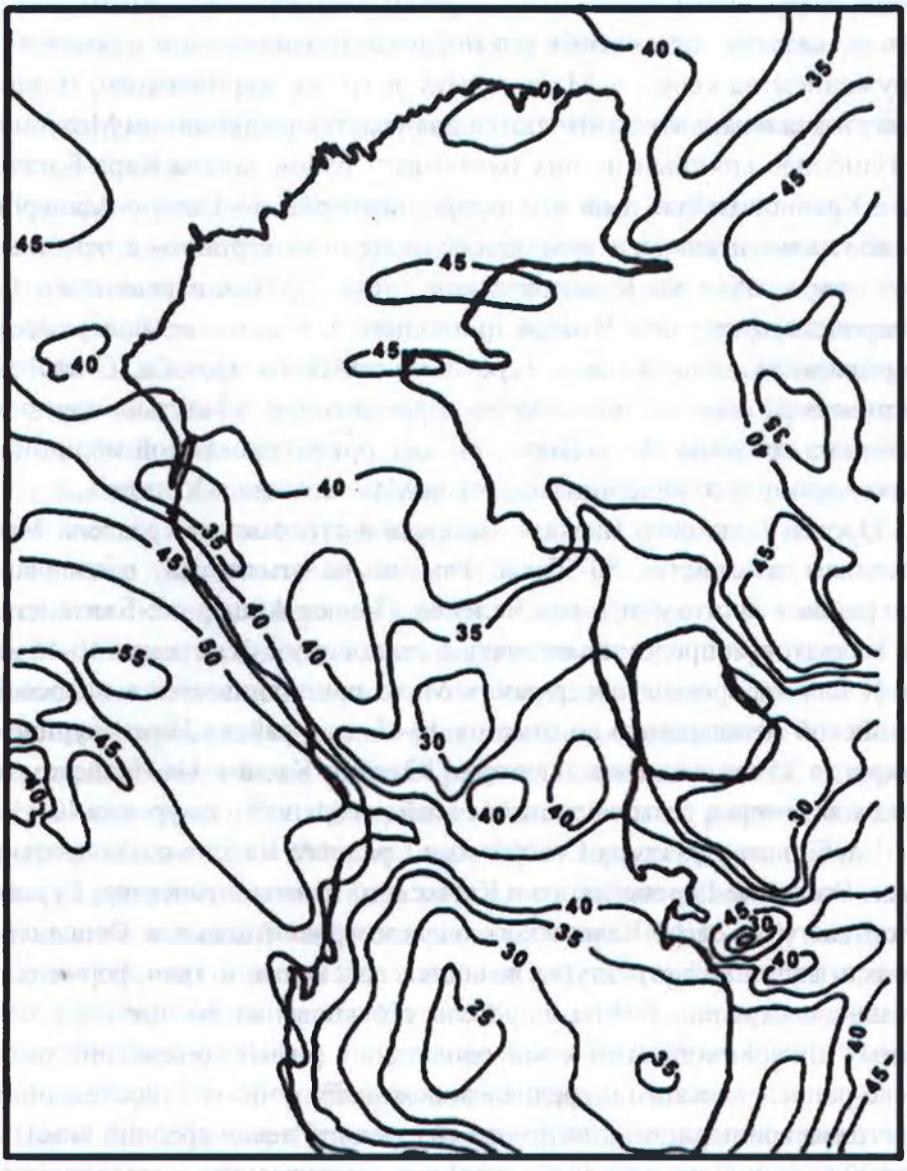


Рис. 2.4.1. Схема изолиний глубин раздела Мохоровичича по данным ГСЗ, КМПВ, глубинной сейсморазведки МОВ.

В рельефе раздела Мохоровичича **(рис. 2.4.1)** элементы субкавказской ориентировки определенно преобладают над антикавказскими. В Северном Каспии зафиксированы глубины 40-45 км. Возрастание глубин более 45 км отмечено на шельфе п-ова Бузачи и в приморской части кряжа Карпинского, а уменьшение до менее 35 км – на северо-восточном побережье в Приэмбенском районе, где вырисовывается линейная аномалия , ориентированная с ЮЗ на СВ. Средний Каспий со смежными участками западного и восточного побережья характеризуется подъемом рассматриваемой поверхности выше 40 км с резко выраженным срывом вдоль границ с кавказским орогеном и его морским продолжением и более плавным погружением на север, к Мангышлаку и кряжу Карпинского. В зоне приподнятого залегания обозначаются два участка с глубинами Мохо менее 35 км. Наиболее крупный из них охватывает район залива Кара-Богаз-Гол, а также Красноводский п-ов и участок акватории до Северо-Абшеронского прогиба включительно; в нем обособляются две вершины с отметками менее 30 км – одна на Красноврдском п-ове, другая в акватории Северо-Абшеронского прогиба. Второй приподнятый участок по поверхности Мохо приходится на акваторию Терско-Каспийского прогиба. С востока рассматриваемая зона ограничивается протяженной областью приподнятого положения границы Мохо (менее 40 км), ориентированной меридионально и фиксирующей сочленение геоблоков Мангышлака и Устюрта.

Ороген Большого Кавказа выражен в гтпсометрии раздела Мохо погружением до отметок 50-55 км. Такими же отметками обозначается на суше район к востоку от п-ова Челекен. Полоса Абшероно-Балханского порога в акватории представляет узкую седловину с отметками 40-45 км.

К югу от орогена поверхность Мохо приподнимается в полосе Южно-Каспийской мегавпадины до отметок 40-45 км в районе Нижнекуринской депрессии до 25 км и менее в акватории Южного Каспия. На Иранском шельфе происходит весьма резкое опускание этой поверхности до уровня 40-45 км.

Глубинная структура Северного и Среднего Каспия создана взаимодействием Восточно-Европейского и Казахского палеоконтинентов, Гурьевского, Устюртского и Северо-Кавказского палеомикроконтинентов. Основными элементами глубинной структуры являются пассивные и трансформные континентальные окраины, рифты и орогены столкновения, возникшие в ходе трех главных циклов геодинамической эволюции – рифейско-кембрийского, ордовикско-раннедевонского и среднедевонско-кайнозойского: последний подразделяется на три периода: дивергентный (средний девон-средний визе), конвергентный (поздний визе-ранний триас) и изостатического выравнивания (поздний триас-кайнозой). В Южном Каспии и на юге Среднего Каспия особенности глубинной структуры формировались в продолжение альпийского цикла.

Основными рифтогенными системами Каспийского региона являются:

- рифей-раннепалеозойская система в центральной части и вдоль южной окраины Прикаспийской впадины;

- средне-позднепалеозойская Сармато-Туаркырская система СЗ-ЮВ простирания с закрытием в раннем мезозое;

- верхнепермско-триасовая Центрально-Мангистауская система ЗСЗ-ВЮВ простирания;

- позднепалеозойско-раннемезозойская система, включавшая глубокий Абшеронский рифтовый грабен, Терско-Каспийский, Северо-Абшеронский и, вероятно, Келькорский прогибы;

- позднепалеозойско-раннемезозойская Предэльбурсская система субширотной ориентировки;

- позднемезозойско-раннекайнозойская Южно-Каспийская субмеридиональная система.

Пространственное положение рифтов получает отображение в геофизических полях положительными гравитационными и отрицательными магнитными региональными аномалиями, повышенным тепловым потоком разной интенсивности. В них мощность упруго-хрупкого слоя литосферы сокращается до 30-40 км и менее. Для Каспийского региона характерна миграция рифтинга во времени. На севере, в пределах краевого обрамления Прикаспийской впадины, рифтинг был связан со спредингом в древнем рифейско-раннепалеозойском бассейне на окраине Уральского палеоокеана. Сформировавшиеся рифты относятся к зрелому эволюционному типу и характеризуются следующими наиболее представительными признаками: под рифтами развиты сводовые поднятия по кровле верхней мантии; на поверхности фундамента рифт выражен грабеном; мощность консолидированной коры сокращена до 10-15 км; повышенный тепловой поток и геотермический режим; крупные гравитационные максимумы как следствие редуцированности «гранитного» слоя. Палеозойско-раннемезозойские рифты Среднего Каспия относятся к незрелому эволюционному типу. Так, Центрально-Мангистауский рифт с мощностью пермо-триаса более 12 км (Мурзагалиев, 2004) характеризуется более глубоким, чем под рифтами зрелого типа, залеганием кровли верхней мантии (40-44 км), большей толщиной консолидированной коры (34-36 км), пониженной плотностью теплового потока в сравнении с рифтами зрелого типа и разнообразным гравитационным полем. На юге Каспия наиболее активный альпийский рифтинг накладывается на древние зоны рифтогенеза, резко изменив простирание структур – от субширотного на меридиональное.

Новые способы обработки геофизических данных расширяют геологическую информативность их в аспектах, относящихся к моделированию структурно-текстурных особенностей литосферы. В частности, обработка сейсмологических разрезов, полученных на основе регистрации обменных волн от далеких землетрясений (МОВЗ), позволяет получить динамические

разрезы литосферы до глубин 100-120 км с минимальными, в сравнении с другими методами, искажениями за счет соотношения горизонтального и вертикального масштабов. Приводимый в качестве иллюстрации глубинный динамический разрез МОВЗ по профилю Морозовск-Манычское-Буденновск **(рис.2.4.2)** показывает характер изменения строения литосферы от южной окраины Восточно-Европейского кратона (Воронежская антеклиза) в направлении к Кавказскому орогену. Земная кора толщиной 32-42 км сохраняет на всем протяжении профиля (около 500 км) слоистую макротекстуру с выклиниванием крупных секций по мере погружения (южный фланг Воронежской антеклизы) и подклиниванием по восстанию (кряж Карпинского, Манычский прогиб, Ставропольский свод). Отчетливыми смещениями фаз обозначаются разломные зоны на границах тектонических блоков коры, многие из которых уверенно опознаются в толще литосферы, а отдельные затрагивают и ее верхнюю часть – осадочный чехол. Раздел Мохоровичича представляет одну из последних по глубине надежно коррелируемых по всей протяженности профиля границ литосферы. По мере приближения к Кавказскому орогену возрастает его тектоническая раздробленность. Подстилающая литосфера резко отличается от земной коры фрагментарностью отражений при сохранении достаточно уверенной их корреляции. Важную роль в структуре литосферы ниже раздела Мохоровичича приобретают субвертикальные геологические тела (СВТ), характеризующиеся как сейсмически прозрачные объекты. В осадочном чехле подобным образом выглядят соляные штоки, глиняные диапиры, зоны дроблений. Корни отдельных тел находятся на глубинах 60-70 км, других – глубже 120 км. Вне СВТ подкоровая часть литосферы сохраняет субслоистое строение. Под кряжем Карпинского на глубине 70-110 км фиксируется двояковыпуклая линза с изменением мощности от 40 км до 10-15 км. Корреляция отражений ниже и выше раздела Мохоровичича позволяет видеть признаки углового несогласия в подошве коры.

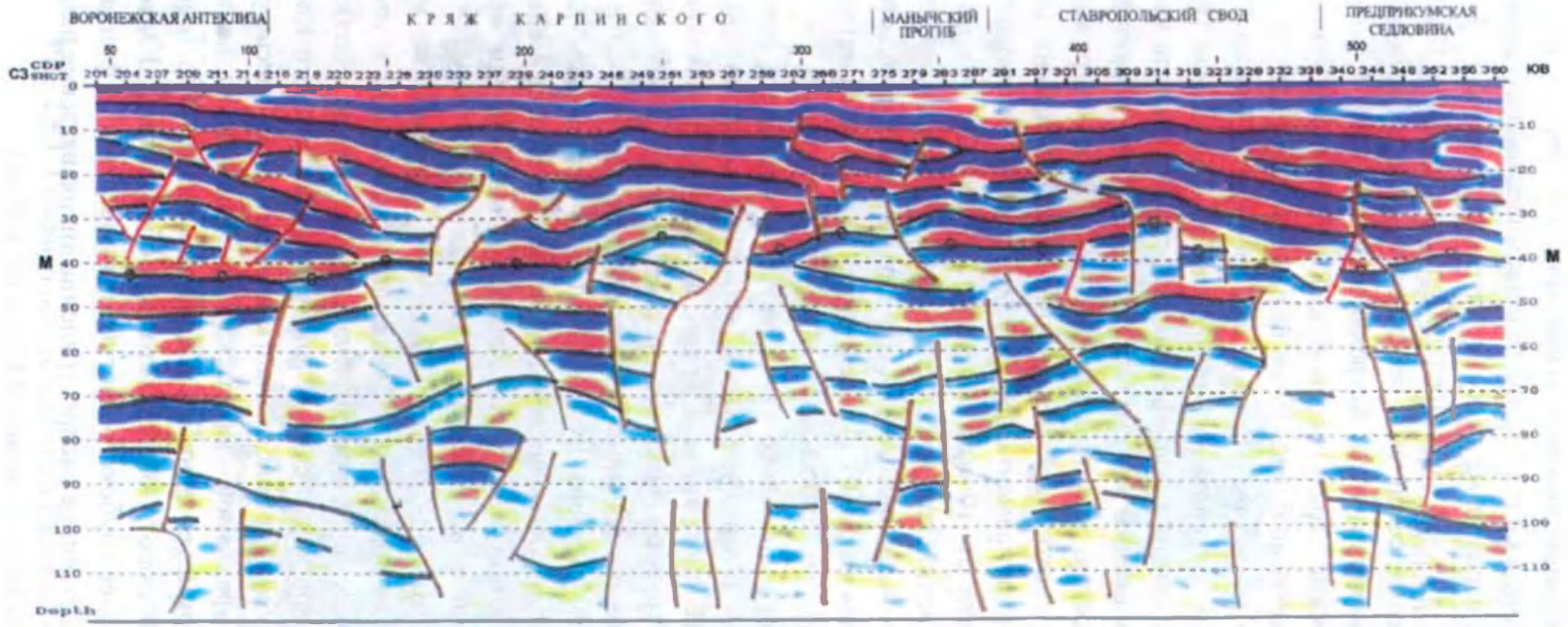


Рис. 2.4.2. Динамический разрез литосферы по профилю МОВЗ Морозовск-Манычское-Буденновск (по Е.Е.Золотову, 2005).

Поверхность консолидированной коры (кристаллического фундамента) в Каспийском регионе в силу сложной геодинамической ситуации имеет блоковую структуру с вариациями гипсометрических отметок от -4...-6 км в Прикарабогазье до -30...-32 км в Предэльбурсском прогибе. На северо-востоке акватории Каспия, северном и северо-восточном побережье отметками менее -10 км характеризуются Астраханский свод (-8...-9 км), Новобогатинский и Гурьевский своды (около -9 км) и Жамбайско-Бузачинская гряда (-6...-9 км). Отметками более -10 км выражены Забурунский (до -13 км в тальвеге) и Промысловский (-13...-19 км) прогибы. В Терско-Каспийском прогибе поверхность фундамента погружена до -16...-20 км. Прикумская зона поднятий выражена в рельефе поверхности фундамента крупным поднятием с отметками менее -10 км. Отметки -6...-10 км характеризуют Самурско-Песчаномысскую зону поднятий; до -10...-18 км погружен фундамент Северо-Абшеронского прогиба. Абшеронско-Балханский порог в структуре поверхности фундамента представляет сложно построенный уступ с перепадом отметок от -10 км в северной части до -26...-28 км в южной. Между Южно-Каспийской впадиной и Приэльбурсским прогибом в структуре фундамента вырисовывается субширотно ориентированная седловина, расширяющаяся на ВЮВ и осложненная поднятием Година с отметками от -12 км на его вершине до -16...-18 км на периферии.

Разломы, формирующие блоковую структуру поверхности фундамента, имеют в Северном и Среднем Каспии доминирующие субширотное простирание. Наиболее протяженный из них известен под названием Донецко-Астраханского разлома (шва); его продолжение зафиксировано комплексом геофизических исследований в акватории от дельты Волги до северного побережья полуострова Бузачи. В полосе Карпинско-Мангышлакских палеозойско-триасовых дислокаций выделено ещё не менее трех разломов, относящихся к субкавказской системе. Южный из них проявляется в осадочном чехле в виде Лаганско-Мангистауского порога. Менее распространены разломы ЮЗ-СВ (антикавказского) простирания, концентрирующиеся на южном обрамлении Прикаспийской впадины и уступающие субкавказской системе по протяженности и амплитуде. Наибольшая плотности сети разломов характеризует южную часть Среднего Каспия и Южный Каспий. Подобно Карпинско-Мангышлакской зоне, здесь протрассированы обе системы разломов – кавказская и антикавказская. Кавказская система разломов формирует одну из важнейших геоструктур гериона – Абшероно-Балханский порог, южнее которого обособляется Южно-Каспийская область наиболее глубокого прогибания поверхности фундамента; в ней имеют преимущественное распространение антикавказские разломы.

2.5. Современная активная тектоника

Современный этап геодинамического развития Каспийского региона характеризуется проявлениями восходящих и нисходящих движений, сейсмичности, оползневых процессов, грязевого вулканизма, глобальных техногенных факторов (рис.2.5.1).

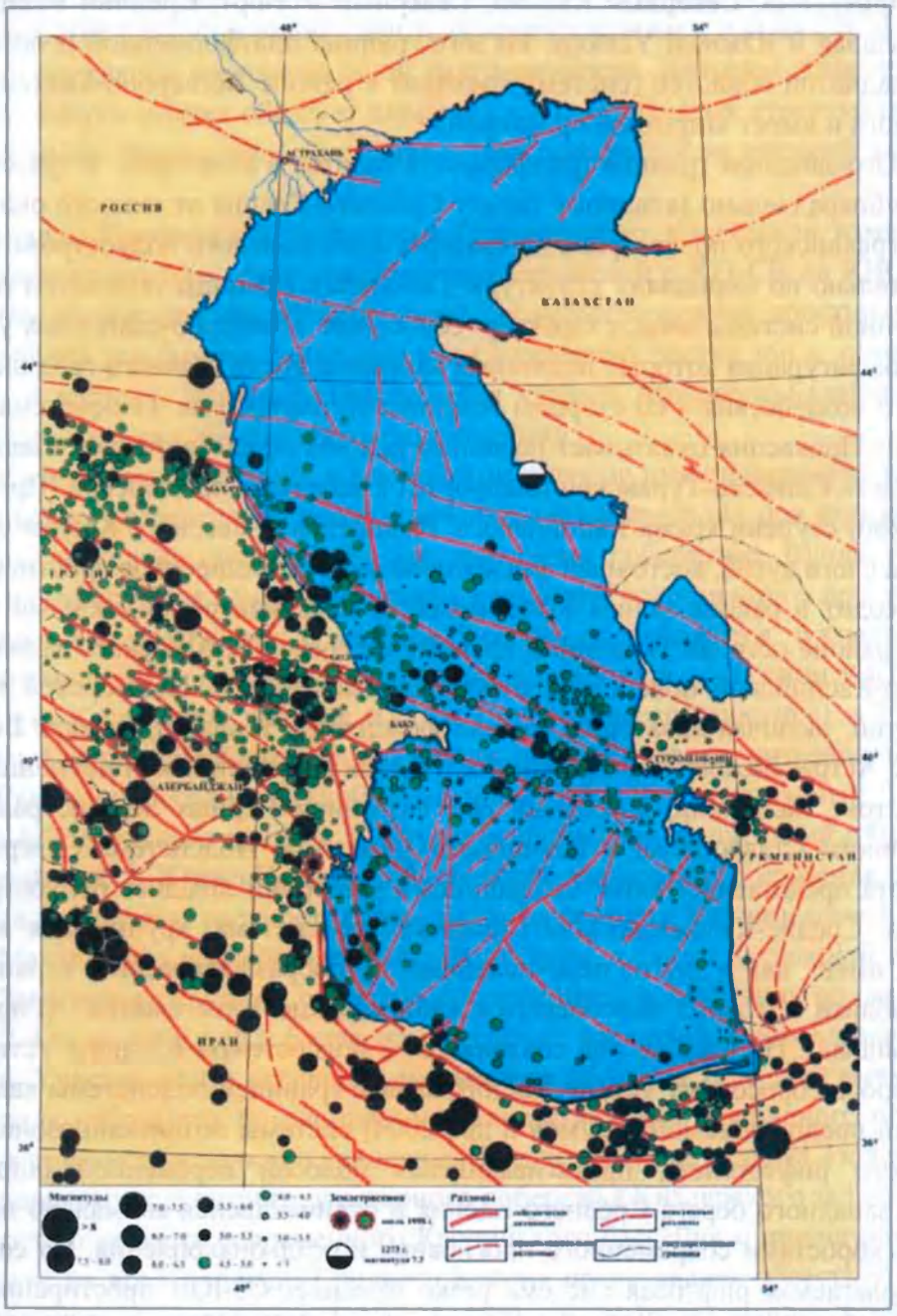


Рис. 2.5.1. Сейсмичность и разломы в Каспийском регионе (по Л.Э.Левину, Н.В.Кондорской, 2000).

Позднекайнозойские геодинамические системы региона включают платформенную, альпийскую орогенно-складчатую области и предполагаемую систему скрытого (латентного) рифтогенеза (Глумов и др.,2004). Платформенная область (система) охватывает весь Северный Каспий и большую часть Среднего Каспия и включает в качестве подсистем Северный Прикаспий, Северный Каспий, Северный Устюрт, Средний Каспий - Мангышлак и Южный Устюрт. На юге граница платформенной и орогенно-складчатой областей (систем) проходит в районе Абшероно-Балханского порога и имеет широтное простирание.

Юго-западная граница платформы находится в акватории и трассируется субпараллельно западному берегу Среднего Каспия от южного окончания Аграханского полуострова до траверза Абшеронского полуострова приблизительно по меридиану структуры Гюнешли). Границы подсистем платформенной системы имеют характер сбросовых и взбросо-сдвиговых уступов, конфигурация которых подчинена направленности главного геодинамического воздействия – со стороны Аравийской платформы. Подсистема Северного Прикаспия охватывает не только районы Прикаспийской впадины, но и часть Скифско-Туранской платформы к западу от приморской (Промысловской) ступени кряжа Карпинского. Подсистема Северного Каспия ограничена с юга дугой, восточный фас которой имеет субширотное простирание и проходит в районе залива Комсомолец, а западный резко отклоняется к югу в районе острова Тюлений и южного побережья Кизлярского залива. К Северо-Каспийской подсистеме относится южная часть Приморской зоны поднятий, включая акваторию (с месторождением Кашаган), дельта Волги южнее Астраханского месторождения, участок Прикаспийской низменности на востоке Калмыкии, известный под названием Черных Земель, районы Восточного Ставрополья и Равнинного Дагестана. Подсистема Северного Устюрта представляет клин, сходящийся в акватории западнее полуострова Бузачи. Средне-Каспийско-Мангышлакская подсистема, крупнейшая в регионе, имеет, как и другие перечисленные, дугообразное северное ограничение, вблизи которого обособляются кайнозойские зоны смятия (Горный Мангышлак). На востоке она сочленяется с подсистемой Южного Устюрта по взбросо-сбросовому уступу. На юго-западе границей подсистемы является край предполагаемой (Глумов и др., 2004) системы позднекайнозойского скрытого рифтогенеза, протягивающейся полосой переменной ширины вдоль западного берега Среднего Каспия и отличающейся аномально высокими скоростями современного прогибания и осадконакопления. На севере предполагаемая рифтовая система резко изменяет СЗ-ЮВ простирание на ЮЗ-СВ вдоль границы Северо-Каспийской и Средне-Каспийско-Мангышлакской подсистем; на юге она накладывается на альпийскую орогенно-складчатую систему, подразделяя последнюю на подсистемы Кавказа и За-

падной Туркмении и подчиняясь на крайнем юге конфигурации Приэльбурского прогиба.

Кавказская геодинамическая подсистема представлена серией зон позднекайнозойского смятия, имеющих общее СЗ-ЮВ простирание, осложняющееся дугообразными изгибами в районах наиболее активных воздействий со стороны Аравийской платформы. Характерными элементами данной области являются правосторонние сдвиги, ориентированные с ЮЗ на СВ, и левосторонние сдвиги меридиональной направленности. Внешняя зона позднекайнозойского смятия образует цепочки сложноскладчатых структур прибрежной части Предгорного Дагестана и прослеживается на смежной акватории.

Западно-Туркменская подсистема отличается от Кавказской изменением главного вектора геодинамических напряжений с ЮЗ-СВ на ЮЮВ-ССЗ. Это обстоятельство обусловливает субмеридиональное простирание кайнозойских зон смятия, отклоняющееся в северных частях зон к северо-востоку и востоку. Исключением является краевая Абшероно-Балханская зона, сохраняющая субкавказскую ориентировку.

Вертикальные движения в Каспийском регионе имеют видимую дифференциацию относительно продольной «неотектонической» оси морского бассейна, несколько смещенной к его западному побережью. Вдоль этой оси концентрируются зоны наибольших скоростей современного прогибания - до 6-8 м за 1000 лет. В контуре бассейна обособляются 6 участков столь интенсивных опусканий, из которых 4 находятся в Южном Каспии (3 в Южно-Каспийской впадине и 1 – в Приэльбурсском прогибе) и 2 – в Среднем Каспии (Дербентская котловина, наложенная на юго-западную часть Самурско-Песчаномысской зоны поднятий и северо-западный борт Северо-Абшеронского прогиба. Контуры основной зоны опусканий в Северо-Каспийской и Южно-Каспийской областях захватывают прилегающие площади побережья, распространяясь на районы кряжа Карпинского, Восточно-Манычского прогиба и Ногайской ступени, а также Куринской впадины. Западнее ее крупной областью современного воздымания со скоростями 2-4 м за 1000 лет и более обозначается восточная часть Большого Кавказа. Участки менее активного воздымания (0-1 м за 1000 лет) выявлены на ряде небольших по площади участков акватории и западного побережья, в том числе в дельте и авандельте Волги, в районе острова Тюлений и Аграханского полуострова, у северного побережья Кизлярского залива.

Восточная часть современного Каспийского бассейна и прилегающее побережье на всей площади Среднего Каспия представляет область крупного поднятия со скоростью 1-4 м за 1000 лет, возрастающей в Бузачи-Мангышлакском и Карабогазском районах до 8 м за 1000 лет и более. Районы опусканий обозначаются на северо-востоке и крайнем юго-востоке

Каспийского бассейна. В первом случае опускание охватывает участок акватории севернее полуострова Бузачи и развивается далеко на восток, замыкаясь с запада вблизи меридиана 51° с.ш. К этому району относятся, в частности, площади двух крупнейших нефтегазовых месторождений региона – Тенгизского и Кашаганского. Во втором случае опускание связано с рядом участков Западно-Туркменской впадины; наиболее крупная по площади зона опусканий выделяется в акватории южнее полуострова Челекен и имеет меридиональное простирание, «впадая» на юге в Приэльбурский прогиб.

Сейсмическая активность Каспийского региона на современном этапе изучается в течение длительного периода с применением новых сейсмологических, гравиметрических, геодезических и других измерений.. Наиболее высокая сейсмичность характеризует полосу СЗ-ЮВ ориентировки, охватывающую границу альпийского пояса и Скифско-Туранской эпипалеозойской плиты от Горного и Предгорного Дагестана на западе до Большого Балхана на востоке, включая акваторию **(рис.2.5.1);** другая протяженная зона высокой сейсмичности опоясывает с юга Южно-Каспийскую впадину, протягиваясь вдоль орогенной зоны Эльбурса и отличаясь наибольшей выразительностью в районе Горганского узла. Наименьшим уровнем сейсмичности в пределах альпийской неотектонической области отличается центральный район Южно-Каспийской впадины.

Практически весь Северный Каспий и северная часть Среднего Каспия относятся к сейсмически пассивным зонам.

Изучение сейсмичности каспийского звена альпийского пояса в направлении исследования глубинности очагов землетрясений привело к достаточно неожиданному выводу (Гулиев, Панахи, 2003) о приуроченности значительного большинства событий – до 87% - к глубинам до 15 км и 20-30 км, то есть к осадочному чехлу Южно-Каспийской впадины. Доказан парагенез сейсмичности Южно-Каспийской впадины и грязевого вулканизма, широко распространенного в этой части Каспийского региона.

Высокие скорости прогибания и осадконакопления на позднекайнозойском этапе способствовали проявлению в отдельных зонах – прежде всего, на бортах Южно-Каспийской и Дербентской неотектонических котловин – оползней, обвалов, гравитационной складчатости. Признаки подобных процессов получили в последние годы множество документальных подтверждений в материалах современной высокоинформативной морской сейсморазведки.

2.6. Грязевый вулканизм

2.6.1. География проявлений грязевулканической деятельности в Каспийском регионе

Южно-Каспийская впадина и, в том числе, её морская часть является классической областью распространения грязевых вулканов. По числу, масштабам грязевулканических проявлений, объёму сопочной брекчии и выделяющегося в атмосферу горючего газа этот своеобразный музей природы не имеет себе равных в мире. Грязевулканическая область Южно-Каспийской впадины располагается на территории восточного Азербайджана и западного Туркменистана. Большую её часть занимает акватория южной ванны Каспийского моря. Морские грязевые вулканы сравнительно хорошо изучены до глубин моря 50-100 м. Грязевые вулканы остальной – особенно, глубоководной – части практически не исследованы.

Первые исследования вулканов Каспийского моря были начаты на грязевулканических островах и банках. А пламенные извержения доставляли дополнительные сведения об их распространении. Ценный материал о морских грязевых вулканах на глубинах моря до 30-50 м получен в результате структурно-картировочного бурения скважин на островах, со стационарных оснований и спецсудов в море. Начиная с 60-х годов, для изучения грязевых вулканов используются различные геофизические (сейсморазведка, сейсмоакустика, аэромагниторазведка), геохимические (газовая и микроэлементная съёмки) и геологические (грунтовая съёмка) методы. Перечисленными методами было установлено около 50 % общего числа грязевых вулканов; другая половина выявлена тектоно-геоморфометрическим методом.

Морфология рельефа дна Каспийского моря формируется в результате взаимодействия современных вертикальных и горизонтальных тектонических движений земной коры, а также гидродинамикой масс морской воды. В пределах изучаемой акватории Каспийского моря перечисленные факторы дополняются проявлениями грязевого вулканизма. Твёрдые продукты выбросов грязевых вулканов принимают участие в формировании микрорельефа окружающих их участков дна и являются причиной значительных узколокальных изменений глубин моря.

Грязевые вулканы в процессе своей деятельности создают положительные элементы рельефа – возвышенности, сложенные твёрдыми продуктами извержений. Объёмы этих образований нередко достигают больших величин и значительно возвышаются над дном моря. Так, на суше конус грязевого вулкана Тоурагай возвышается на 402 м, а Большого Кянизадага – на 400 м. Естественно, что и в морских условиях грязевые вулканы создают поднятия, аналогичные наблюдаемым на суше.

Проведенные морфометрические исследования морских навигационных карт масштабов 1:100 000, 1:200 000 и 1:750 000 и эхолотных профилей позволили, исходя из особенностей рельефа дна, выявить ранее не известные грязевые вулканы независимо от глубин моря. (Дадашев, Мехтиев, 1974)

Проявления грязевого вулканизма на дне моря, как и на суше, связаны с выделением продуктов их деятельности – твёрдых, жидких, газообразных – в периоды спокойной деятельности и пароксизмов извержений, которые обусловлены генерацией значительных количеств углеводородов (в основном, газа) в разрезе осадочных пород и тектоническими процессами складко- и разрывообразования.

Ниже приводится краткое описание грязевулканических районов по карте «Грязевые вулканы Каспийского моря» под редакцией Х.Б.Юсуфзаде, И.С.Гулиева; авторы Ф.Г.Дадашев, Р.А.Гусейнов, А.И.Алиев.

Абшероно-Челекенский район. Район довольно чётко прослеживается в рельефе поверхности дна и характеризуется значительными различиями глубин моря в восточной и западной частях акватории. Западная часть под названием Азербайджан-Анзелинской зоны подразделяется на три подзоны: шельфовую, глубоководную и Ленкорань-Анзелинскую. Шельфовая подзона (акватория Бакинского архипелага) с глубинами моря менее 100 м характеризуется, в основном, сравнительно хорошо изученными грязевыми вулканами, приуроченными к островам и банкам Бакинского архипелага. Глубоководная подзона охватывает центральную и восточную части района и приурочена к материковому склону с глубинами моря от 100 м до 500-900 м. В расположении грязевых вулканов прослеживается линейность юго-восточного направления, которая характерна и для предыдущей подзоны. Рельеф дна сложный; преобладают сочетания холмов и подводных хребтов с каньонами. Ленкорань-Анзелинская подзона, расположенная в юго-западной части района, отличается резким сокращением числа грязевых вулканов, установленных на глубинах моря до 100 м. В этой подзоне наблюдается северо-восток – юго-западное расположение грязевых вулканов.

Центрально-глубоководный район. Район охватывает центральную, наиболее глубоководную часть Каспийского моря, границей которой является подошва материкового склона Южно-Каспийской впадины. На площади 25 тыс. км² установлены 40 грязевых вулканов. Большинство грязевых вулканов имеют конусы высотой свыше 100 м. Рельеф поверхности дна большей части площади равнинный, осложненный конусами грязевых вулканов. На северо-востоке имеются подводные хребты.

В отличие от предыдущих районов направление линий расположения отдельных групп грязевых вулканов здесь не единое. Так, цепочка вулканов, расположенных частично на валу Карпинского, простирается в южном направлении; часть вулканов на валу Абиха, другие в юго-западном на-

правлении. На юго-западе района грязевые вулканы вытянуты в цепочки широтного направления.

Туркменистан-Гогранский район. Данный район расположен на площади около 30 тыс. км² в пределах восточного шельфового и материкового склонов впадины Южного Каспия. Выявлено 10 грязевых вулканов. Рельеф дна на большей части района спокойный, равнинный, с малым уклоном на запад. Высоты конусов относительно окружающих участков дна незначительны, до 30-40 м. Небольшое число грязевых вулканов здесь, по-видимому, обусловлено уменьшением мощностей миоцен-палеогеновых отложений – основного источника газа грязевых вулканов, а также особенностями накопления четвертичных, в том числе современных осадков в этой части Каспийского моря.

Ирано-акваториальный район. Район площадью около 30 тыс. км² охватывает акваторию к северу от побережья Ирана. Рельеф поверхности дна равнинный, преобладают глубины свыше 600-800 м. Характерной особенностью района является большая крутизна южного материкового склона, где 800-метровая изобата располагается в 25-50 км от уреза воды. В районе выявлено 10 грязевых вулканов, часть из которых классифицируются как вероятные.

Грязевые вулканы Каспийского моря характеризуются интенсивной «жизнью», связанной с выбросами большого количества пород, газа, воды и нефти во время пароксизмов извержения и при спокойной деятельности. С 1810 года на грязевых вулканах Каспийского моря зарегистрировано более 70 извержений. Характер извержений морских грязевых вулканов определяется глубинами моря, на которых они расположены. На островах извержения происходят так же, как и на суше. На вулканах, покрытых толщей воды 50-100 м, проявления деятельности грязевых вулканов удаётся наблюдать на поверхности воды в виде бурления, выделения газовых пузырьков, помутнения воды и др. Извержения грязевых вулканов при указанных глубинах, благодаря значительному объёму выброшенной сопочной брекчии, нередко приводят к значительному изменени глубин моря вплоть до образования островов. В глубоководных зонах особенности извержений грязевых вулканов определяются давлением столба воды над его жерлом и различием парциальных давлений воды и газа.

Для примера ниже приведено описание некоторых грязевых вулканов региона.

Грязевый вулкан о. Хара-Зиря расположен в 13 км к востоку от мыса Алят и в 5 км юго-восточнее о. Зенбил. Имеет овальную форму. Длина его вместе с косой 3,3 км, площадь 3,5 км². Остров представляет собой кратер и кратерный вал грязевого вулкана. Кратерное поле поднято на 30 м выше уровня моря **(рис. 2.6.1).**

Рис. 2.6.1. Фото вулкана о. Хара-Зиря. Общий вид (фото А.А.Алиева).

Остров Хара-Зиря – это асимметричная плиоценовая складка юго-восточного направления, расположенная несколько кулисообразно относительно складки Дуванный-дениз. Поднятие осложнено двумя продольными нарушениями, протягивающимися почти параллельно оси складки.

Хара-Зиря – часто извергающийся вулкан. Зафиксировано 11 его извержений за период с 1810 г. по 2006 г. Извержения 1810, 1857, 1859, 1940, 1997 и 2006 г.г. сопровождались огненным столбом, особенно высоким в 1857 г. и 1940 г. Извержение 1940 года было интенсивным, выброшено несколько миллионов кубометров вулканической брекчии, покрывшей площадь в 130 га. Вулканический пепел чёрного цвета покрыл весь остров. Сравнительно большой объём брекчии наблюдался при извержении в 1960 г. (337 тыс. м^3, 22,5 га). Довольно мощным было и извержение 1997 года. Вулканом было вынесено более 100 тыс. м^3 брекчии, а также наблюдался выброс «лапилли» - расплавленных стекловидных спёкшихся мелких частиц грязи.

Остров Дуванный. Дуванный - самый северный остров Бакинского архипелага. Величина его 500 х 700 м. Центральная часть острова приподнята на 5 м и венчается высотой 45,5 м, которая представляет остаток высокого конуса грязевого вулкана, размытого морем и извержениями. Центральная часть грязевого вулкана и его кратерный вал образовали залив на северо-востоке острова, который существовал до извержения 1961 г. Очевидцы рассказывают, что 4 сентября 1961 г года в 7 часов 45 минут послышался глухой подземный гул, и в северо-восточной части острова начала подниматься земля – примерно до высоты 10-15 м. После этого повалил чёрный дым, который сменился огненным столбом газа высотой 200-250 м. Окружающая

температура воздуха оказалась настолько высокой, что деревянные постройки, расположенные на расстоянии 250-300 м от очага извержения, легко воспламенились.. В верхней части пламени образовалось грибообразное облако, которое через 5-10 минут начало постепенно опадать, и температура окружающего воздуха значительно уменьшилась. Столб огня продолжал гореть в течение 30-45 минут. В результате извержения образовалось значительное по величине и лепёшкообразное по форме поле сопочной брекчии. Диаметр его, судя по данным глазомерной съёмки, 400-600 м, а высота 5-7 м. Сопочная брекчия за несколько минут заполнила северо-восточный залив мощным слоем пород. Поле сопочной брекчии сложено перемятой глинистой массой с включением неокатанных обломков пород. Всестороннее исследование образцов пород позволило отнести их к третичному возрасту – в основном, к среднему плиоцену, чокраку и майкопу. Песчаные породы среднего плиоцена обильно пропитаны нефтью и газом. При центрифугировании эти образцы вскипали и пузырились.

В центральной части поля сопочной брекчии на площади 10 х 5 м в течение месяца продолжал гореть газ при высоте пламени 2-2,5 м. Недалеко от горящего пламени с северо-восточной стороны располагался участок поля сопочной брекчии, на котором из многочисленных отдушин с шипением выделялся газ.

Грязевый вулкан Бахар. Является одним из крупных грязевых вулканов Каспийского моря. Небольшие глубины моря позволили зафиксировать многочисленные пламенные извержения. Имеются данные и о сравнительно менее крупных выбросах сопочной брекчии и газов. 15 октября 1958 г. вечером, в 21 час 50 минут жители города Баку наблюдали в южном направлении оранжево-красное зарево, осветившее Бакинскую бухту и прилегающие районы. Зарево это было видно и в других районах Азербайджана на расстоянии 150-200 км. Произошло извержение подводного грязевого вулкана на банке Макарова. Извержение началось взрывом с образованием столба пламени высотой 200 м и шириной в основании 50 м. Над пламенем чётко выделялось облако водяных паров. Через 40 минут после начала извержения очаги пламени горевшего газа были сбиты водяными струями пожарных судов, прибывших на место извержения. В результате извержения на дне моря образовались грифоны, пульсировавшие газовыми струями, из них два особо интенсивные. Площадь распространения газовых выделений и мутной воды составила 0,4 км². Направление ареала расположения грифонов северо-запад – юго-восток.

2.6.2. Продукты деятельности грязевых вулканов

Во время извержений и в периоды между извержениями на островах и дне моря выделяются твёрдые, жидкие и газообразные продукты деятельности грязевых вулканов. Таким образом грязевые вулканы выполняют роль естественных скважин, несущих информацию о породах и флюидах земных недр.

Твёрдые выбросы грязевых вулканов представлены сопочной брекчией, которая состоит из перемятого глинистого материала с включениями обломков пород. Объёмы сопочной брекчии, слагающие различные вулканы, изменяются от нескольких кубометров до сотен миллионов кубометров. За одно извержение может быть выброшено несколько миллионов кубометров сопочной брекчии.

Обломки пород в сопочной брекчии составляют 5-10 % и имеют размеры от миллиметров до нескольких метров. Возраст обломков пород соответствует, в основном, стратиграфическому диапазону кайнозойских отложений Южно-Каспийской впадины. Реже встречаются включения мезозойских отложений. Сопочная брекчия грязевых вулканов принимает участие в составе пород четвертичных и современных отложений, нередко полностью замещая нормальные морские осадки.

Воды грязевых вулканов Каспийского моря сопоставимы с водами известных здесь нефтяных месторождений и пластовыми водами кайнозойских отложений. Характер вод изменяется от щелочного до слабожесткого. Минерализация составляет 30-250 мг-экв. Содержание хлора 10-150 мг-экв., карбонатов – от следов до 10 мг-экв., кальция 0,09-3,0 мг-экв., магния 0,06-4,0 мг-экв. Количество йода доходит до 18-90 мг/л, брома 10-85 мг/л.

Природные газы грязевых вулканов представлены углеводородными компонентами. Основным компонентом газов грязевых вулканов является метан, содержание которого изменяется в пределах 82-98 %. Гомологи метана имеют подчиненное значение – от следов до 6-7 %. Концентрация их несколько возрастает в пробах газа, отобранных в процессе или непосредственно после извержения. Кроме углеводородных компонентов, в составе газов присутствуют углекислый газ, азот и инертные газы.

2.6.3. Газогидраты

Теоретические предпосылки образования газогидратных скоплений из морских грязевых вулканов позволили выявить в южной ванне Каспийского моря газогидратную провинцию, охватывающую акваторию с глубинами ниже 250-300 м. Эти предпосылки подтвердились открытием газогидратных скоплений на грязевых вулканах Буздаг, Элм, Абиха (Ф.Г.Дадашев, И.С.Гулиев, 1986; Гинсбург, Грамберг, Гулиев и др. 1988; Гинсбург, 1992).

Скопление Буздаг расположено на грязевом вулкане в пределах вала Шатского (структура Везирова) на глубине 480-500 м. Вулкан представляет собой усеченное конусовидное образование высотой 180 м с диаметром основания около 2,5 км. Сейсмическим профилированием в рельефе было выявлено структурное поднятие диапирового строения, в центральной части которого наблюдается затухание акустического сигнала, связанное с газонасыщенностью отложений. Во всех 17 поднятых грунтовых колонках были обнаружены газовые гидраты в виде ледоподобных полупрозрачных матовых образований различной формы с размерами до 5 см в поперечнике при толщине 1,5 см. Содержание гидратов в породе по объёму варьирует от 2-5 % до 35 %. В некоторых колонках газогидраты зафиксированы у самого дна (в придонной воде). Температура придонной воды над вершиной вулкана составляла 6° С. Вмещающие отложения представляют собой голубовато-серую пластичную глину с редкими включениями гравия, известково-глинистых и известковых конкреций. Практически во всех грунтовых колонках на Буздаге с гидратами ассоциировала желтовато-зелёная метано-нафтеновая нефть.

Газогидратное скопление Элм в районе структуры Азизбекова приурочивается к относительной (около 100 м) депрессии на вершине грязевого вулкана, окружённой кратерным валом протяжённостью около 4 км. Толщина воды над скоплением 660 м. Гидраты были обнаружены в восточной части кратерного поля. Гидратоносными оказались пять поднятых колонок из семи. Облик гидратов такой же, как и на Буздаге, - пластинчатые, мелкие чешуйчатые и игольчатые включения. Содержание гидратов в породе достигает 15-20 % при весовой влажности 33,3 %. Отмечена неравномерность гидратосодержания по разрезу.

Газогидратное проявление на валу Абиха приурочено к вершине конуса грязевого вулкана с относительной высотой 75 м и диаметром основания 3 км. Морфологически этот грязевый вулкан похож на Буздаг. Газовые гидраты были незначительного размера. Керн очень сильно газировал и содержад минерализованную воду с хлорностью 50 г/л.

Газы, выделенные из гидратов и гидратоносных пород исследованных объектов, имеют существенно углеводородный состав. По данным семи проб газогидратов скопления Буздаг в состав газа гидратов входят метан (58,7-87 %), этан (10,4-19,4 %), пропан (1,3-15,8 %), изобутан (0,1-2,5 %), нормальный бутан (0,4-2,0 %), пентан (0,02-0,68 %), углекислый газ (0,45-1,18 %). Газовый состав проб, отобранных на газогидратном месторождении Элм и проявления на валу Абиха, отличается от газа Буздага повышенной концентрацией метана (81,04-96,3 %) и, соответственно, более низким содержанием его гомологов. Высокое содержание гомологов метана свидетельствует о катагенетической природе газа, подтверждаемой изотопным составом углерода метана (изменяющимся в пределах от -44,8 до -58,5 %) и

ассоциацией газа с нефтью. Особенно высоко содержание в гидратных газах этана – гораздо выше, чем в попутных газах нефтегазовых месторождений.

Анализы воды, выделяемой газовыми гидратами, позволили сделать вывод о том, что в образовании газогидратов принимала участие не морская, а грязевулканическая вода.

3.1. Нефтегазогеологическое районирование. Провинции, бассейны, районы

Территория и акватория Каспийского региона относятся в нефтегазогеологическом аспекте к трем нефтегазоносным провинциям (НГП): Прикаспийской, Северо-Кавказско-Мангышлакской и Южно-Каспийской.

Прикаспийская НГП выделяется в границах одноименной впадины, Северо-Кавказско-Мангышлакская соответствует площади Скифско-Туранской плиты, Южно-Каспийская охватывает земли и акваторию в пределах Южно-Каспийской впадины. Основные запасы и ресурсы УВ приурочены в Прикаспийской НГП – к палеозойским, в Северо-Кавказско-Мангышлакской - мезозойским, а в Южно-Каспийской НГП – кайнозойским образованиям. Выявленные в регионе месторождения углеводородов (УВ), от мелких до гигантских, сформировались в осадочных бассейнах и, за весьма редкими исключениями, их вместилищами являются осадочные породы-коллекторы. Крупнейшими осадочнопородными нефтегазоносными бассейнами (НГБ) являются Прикаспийский палеозойский и Южно-Каспийский позднекайнозойский, первый из которых уникален по площади, а второй по толщине накопившихся осадков. Эти НГБ занимают большую часть земель соответствующих НГП. В Прикаспийском палеозойском НГБ структурно обособлена южная окраинная часть, отделенная от основной площади Астраханско-Актюбинской системой поднятий и представляющая область увеличенной толщины палеозойских отложений, которая, вероятно, открывалась в палеозойский осадочный бассейн Предкавказья. Южно-Каспийский НГБ в плиоценово-четвертичное время характеризовался структурным обособлением его северной части – Северо-Абшеронского прогиба, которая «вошла» в систему осадочных бассейнов Среднего Каспия. Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП объединяет структурно обособленные Северо-Устюртский и Средне-Каспийский НГБ, но последний весьма пестр по условиям осадконакопления на различных этапах геологической истории и по проявлению структуроформирующих процессов. Еще большей пестротой отличается Прикаспийский мезозойско-кайнозойский бассейн, где на миграцию и аккумуляцию УВ радикально влиял процесс солевого диапиризма, разделивший бассейн на систему мульд, отличающихся размерами, разрезом отложений, строением структурных форм.

Распределение выявленной нефтегазоносности по площади и разрезу обусловило выделение в составе Прикаспийской, Северо-Кавказско-Мангышлакской и Южно-Каспийской НГП нефтегазоносных областей (НГО), нефтегазоносных районов (НГР) и зон нефтегазонакопления (ЗНГН) **(рис.3.1.1).**

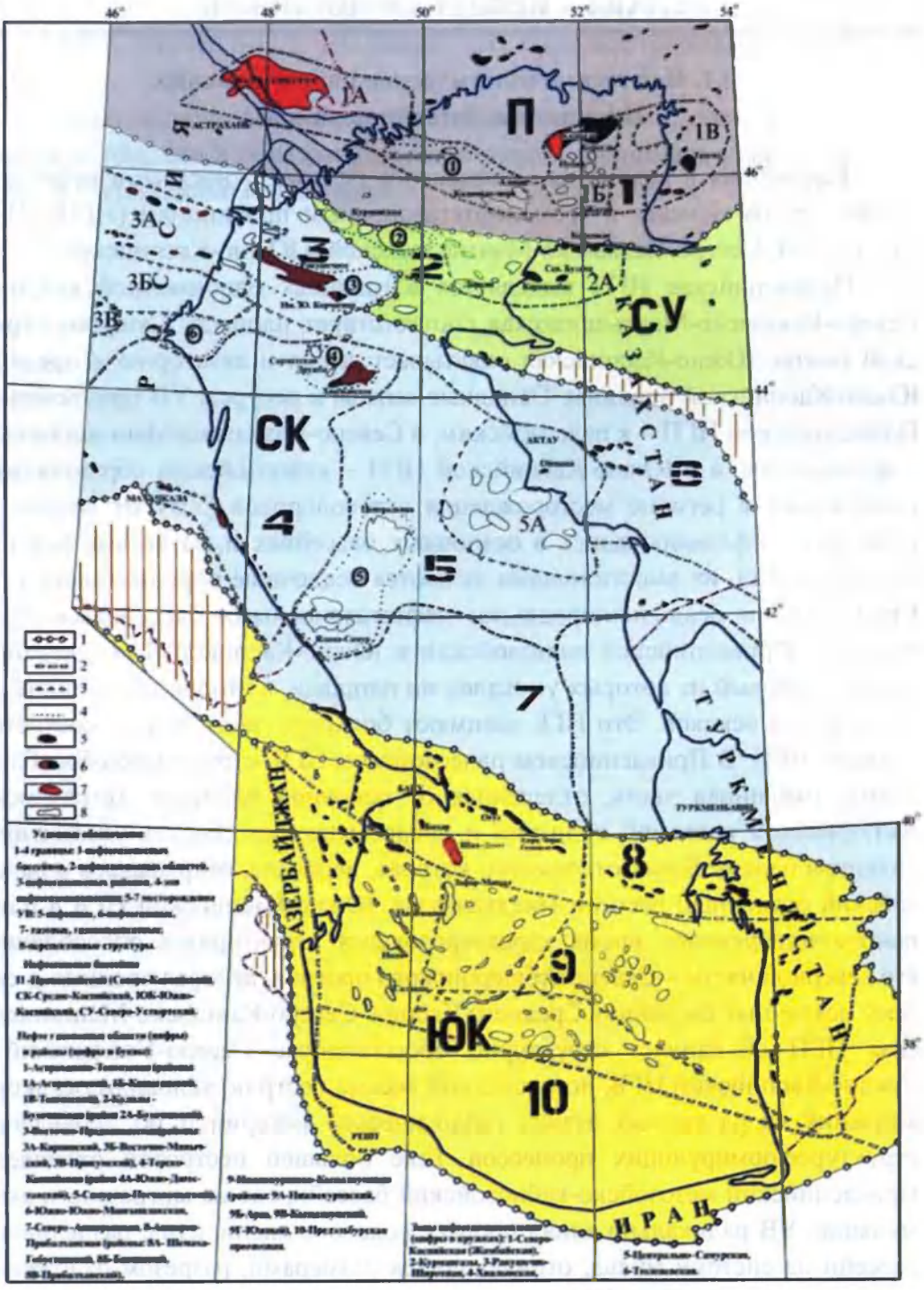


Рис.3.1.1. Карта нефтегазогеологического районирования Каспийского региона

В Прикаспийской НГП авторы видят геологические основания для выделения *Астраханско-Тенгизской НГО*, объединяющей северо-восточную акваторию, северо-западное, северное и северо-восточное побережья Каспия в России и Казахстане. Такими основаниями являются, кроме структурного обособления, гигантские запасы и ресурсы УВ, сосредоточенные почти исключительно в палеозойских карбонатных коллекторах, перекрытых сульфатно-галогенной покрышкой; своеобразие геохимической характеристики флюидов, состоящее в значительной примеси кислых компонентов (H_2S, CO_2); жесткие термодинамические условия продуктивной толщи с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и повышенными пластовыми температурами. В выделяемой НГО открыты уникальные месторождения УВ: Астраханское серогазоконденсатное (АСГКМ), нефтегазовое месторождение Кашаган и нефтяное Тенгизское, группирующиеся в три НГР, из которых два – Астраханский и Тенгизский – сухопутные и один – Кашаганский – акваториальный.

Астраханский НГР включает, кроме одноименного месторождения-гиганта и его сателлитов (Еленовское и Табаковское месторождения в России, Имашевское – в России и Казахстане), перспективные площади Сазды и Жамбай, где могут быть открыты крупные объекты в подсолевом НГК. Сравнительно больший интерес представляет поднятие Жамбай, где геофизическими работами обоснованы подсолевые поднятия Жамбай Южный и Жамбай Южный Морской.

Кашаганский и Тенгизский НГР представляют соответственно морскую и континентальную части единой геологической структуры – кольцевого мегаатолла в подсолевых отложениях. Карбонатные рифогенные массивы, входящие в него, вмещают супергигантские залежи УВ Кашаган Западный, Кашаган Восточный, Тенгиз, меньшее по запасам Королевское и др. месторождения. Геофизическими работами в Кашаганском НГР выявлено более 10 относительно небольших и малоамплитудных (около 100 м) объектов, которые представляют резерв на перспективу.

В надсолевых отложениях Астраханского, Кашаганского и Тенгизского НГР значительных запасов УВ не содержится, несмотря на достаточно благоприятные литологические и структурные предпосылки и известные нефтегазопроявления (Кирикилинская площадь в непосредственной близости от АСГКМ).

Небольшие промышленные запасы УВ (нефть) эксплуатируются в юго-западной части Астраханско-Тенгизской НГО, на Бешкульском месторождении, структурно приуроченном к мезозойско-кайнозойскому этажу Каракульско-Смушковской зоны поднятий (КСЗП) юго-западного борта Прикаспийской впадины. Продуктивный горизонт связан с песчаниками байосского яруса средней юры и залегает непосредственно на докунгурских нижне-

пермских отложениях. В последних установлено множество нефтегазопроявлений. Слабая геолого-геофизическая изученность КСЗП, значительная часть которой находится в дельте Волги в условиях заповедника, а также в предельно мелководной части акватории Каспия, позволяет, тем не менее, выделить здесь перспективный Каракульско-Смушковский НГР. В отличие от Астраханского, Кашаганского и Тенгизского НГР, где продуктивные отложения находятся на глубинах более 4 км, продуктивный горизонт Каракульско-Смушковского НГР залегает на глубинах 1200 – 1500 м, в том числе на Бешкульском месторождении – на глубинах 1295 – 1380 м.

Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП по условиям генерации и аккумуляции УВ подразделяется в Каспийском регионе на *Картинско-Мангышлакскую, Восточно-Предкавказскую, Терско-Каспийскую, Самурско-Песчаномысскую и Северо-Абшеронскую НГО*, а также отдельный *Полдневско-Бузачинский НГР*.

Полдневско-Бузачинский НГР находится непосредственно южнее Астраханско-Тенгизской НГО и объединяет три зоны нефтегазонакопления – Полдневской вал, поднятие Курмангазы и Бузачинский свод. Генерация УВ для рассматриваемого НГР происходила в Северо-Устюртском НГБ, к которому принадлежит сопряженный с Бузачинским сводом Южно-Бузачинский прогиб, а также наращивающие крупную зону прогибания на запад Восточно-Кулалинский, Западно-Кулалинский, Укатненский прогибы. Наиболее изучен Бузачинский свод **(рис. 3.1.2),** в юрских и нижнемеловых пластах-коллекторах которого открыт ряд нефтяных месторождений, в том числе крупные (Каламкас, Каражанбас и др.). Все месторождения УВ на Бузачинском своде залегают на глубинах менее 1,0-1,2 км. Геохимическими особенностями нефтей Бузачинского свода являются высокие плотности (0,9-0,94 г/см^3), высокое содержание смол (15-20%) и асфальтенов (2-5,5%), серы (1,4-1,7%), малый выход легких фракций (менее 8%), повышенное содержание многих микроэлементов. В западной части НГР (Полдневская, Новогеоргиевская площади) установлено присутствие аналогов продуктивных горизонтов Бузачинского свода, но залежей УВ не открыто. При этом выявлено нарастание мощностей осадков с востока на запад.

Основным перспективным объектом в этой зоне по праву считалось крупное поднятие Курмангазы в казахстанском секторе Каспия, представляющее по сейсморазведочным данным вал протяженностью более 50 км, шириной до 20 км и амплитудой 200 м (**рис.3.1.3**). Однако в пробуренной в его своде в 2006 году поисковой скважине, вскрывшей разрез мезозоя, залежей не обнаружено. В связи с этим на выявленных здесь более мелких объектах (Д.Ф.Исмагилов, В.Н.Козлов, А.А.Терехов, 2003) бурение пока не проводилось.

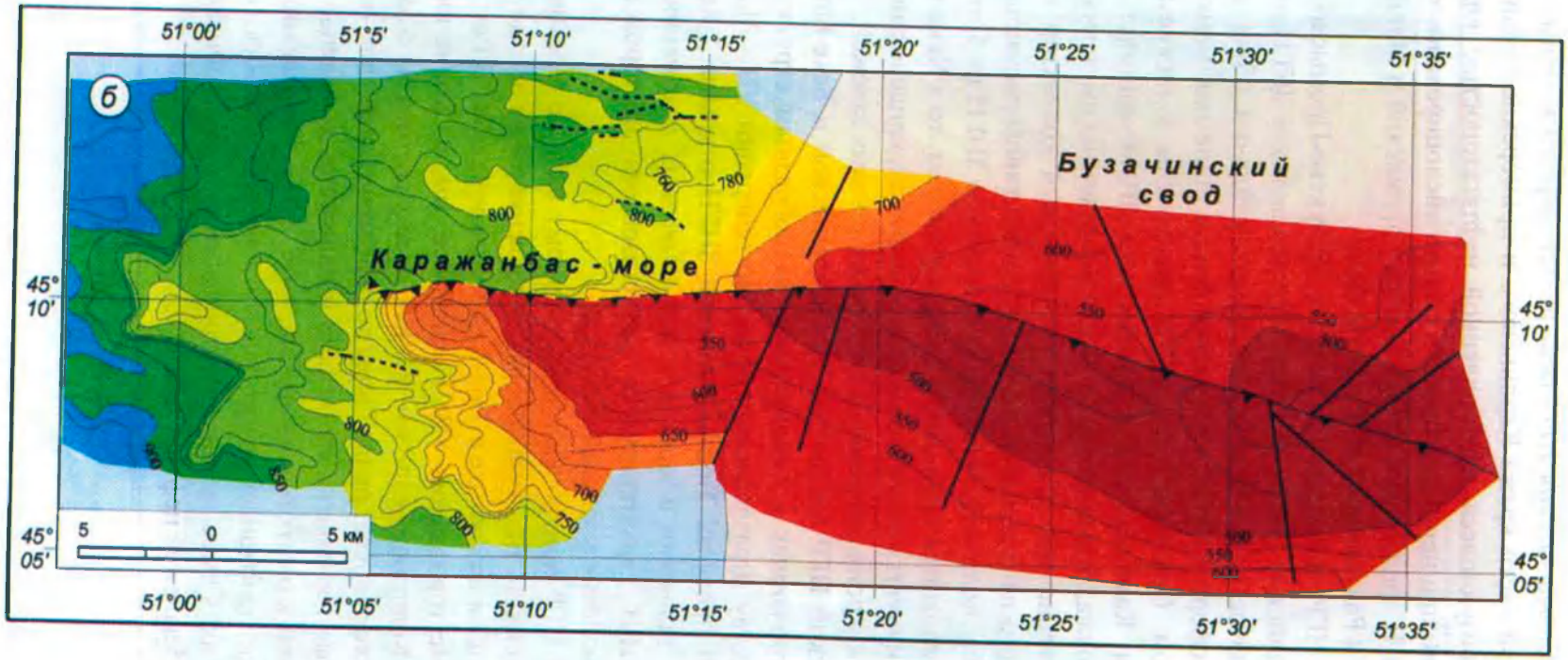


Рис. 3.1.2.Бузачинский НГР. Структуры морского продорлжения Бузачинского свода (по И.Ф.Глумову с соавторами, 2004)

Карпинско-Мангышлакская НГО объединяет нефтегазоносные площади континентальной части кряжа Карпинского и приморские районы Мангышлака, характеризующиеся промышленной нефтегазоностью юрских и меловых отложений при непродуктивности сильно дислоцированных палеозоя и пермотриаса. В пределах НГО выделяются Карпинский и Мангышлакский НГР на суше и Ракушечный НГР в акватории.

Карпинский НГР выделяется в составе Цубукско-Промысловской и Камышанско-Каспийской ЗНГН. Цубукско-Промысловская ЗНГН занимает наиболее приподнятое положение относительно остальных объектов НГР. Структура ЗНГН сформировалась на кайнозойском этапе над мезозойским (юрским) прогибом. Основные запасы УВ приурочены к нижнемеловым (альб) песчаникам. Камышанско-Каспийская зона ЗНГН занимает южную часть площади кряжа, граничащую с Восточно-Манычским прогибом. В этой зоне регионально нефтегазоносен песчаниковый коллектор нижнего апта, кроме которого на отдельных площадях продуктивны песчаники байоса, неокома и альба. Если в Цубукско-Промысловской ЗНГН из 5 открытых месторождений 3 являются газовыми и 2 нефтегазовыми, то в Камышанско-Каспийской доминируют газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи при подчиненной роли нефтяных и отсутствии газовых залежей.

Мангышлакский НГР состоит из Тюб-Караганской и Беке-Башкудукской ЗНГН, приуроченных к одноименным валообразным структурам западной части Каратау и разделяемых областью генерации УВ – Чакырганским прогибом. В пределах Тюб-Караганской ЗНГН открыты 2 нефтяных месторождения с залежами в юрских и нижнемеловых отложениях. Беке-Башкудукская ЗНГН характеризуется нефтегазовыми месторождениями. Обе зоны имеют морские продолжения.

Ракушечный НГР приурочен к одноименному валу по юрским и мел-эоценовым отложениям. Вал кулисообразно сочленяется на западе с Камышанско-Каспийским и на востоке с Тюб-Караганским валами. В Ракушечном НГР открыто 3 месторождения УВ: Ракушечное, им. Ю.Корчагина и им. В.Филановского. Месторождение им. Ю. Корчагина состоит из 6 залежей в интервале от батского яруса средней юры до палеогена (палеоцена-эоцена).

Продуктивные горизонты, кроме бата и палеогена, выявлены в титонском ярусе верхней юры, готерив-барреме, апте, альбе. Ракушечное месторождение содержит газоконденсатные залежи в аптских и альбских алевролитах и песчаниках. Самое крупное месторождение – им. В.Филановского содержит до 20-25 залежей нефти и газа.

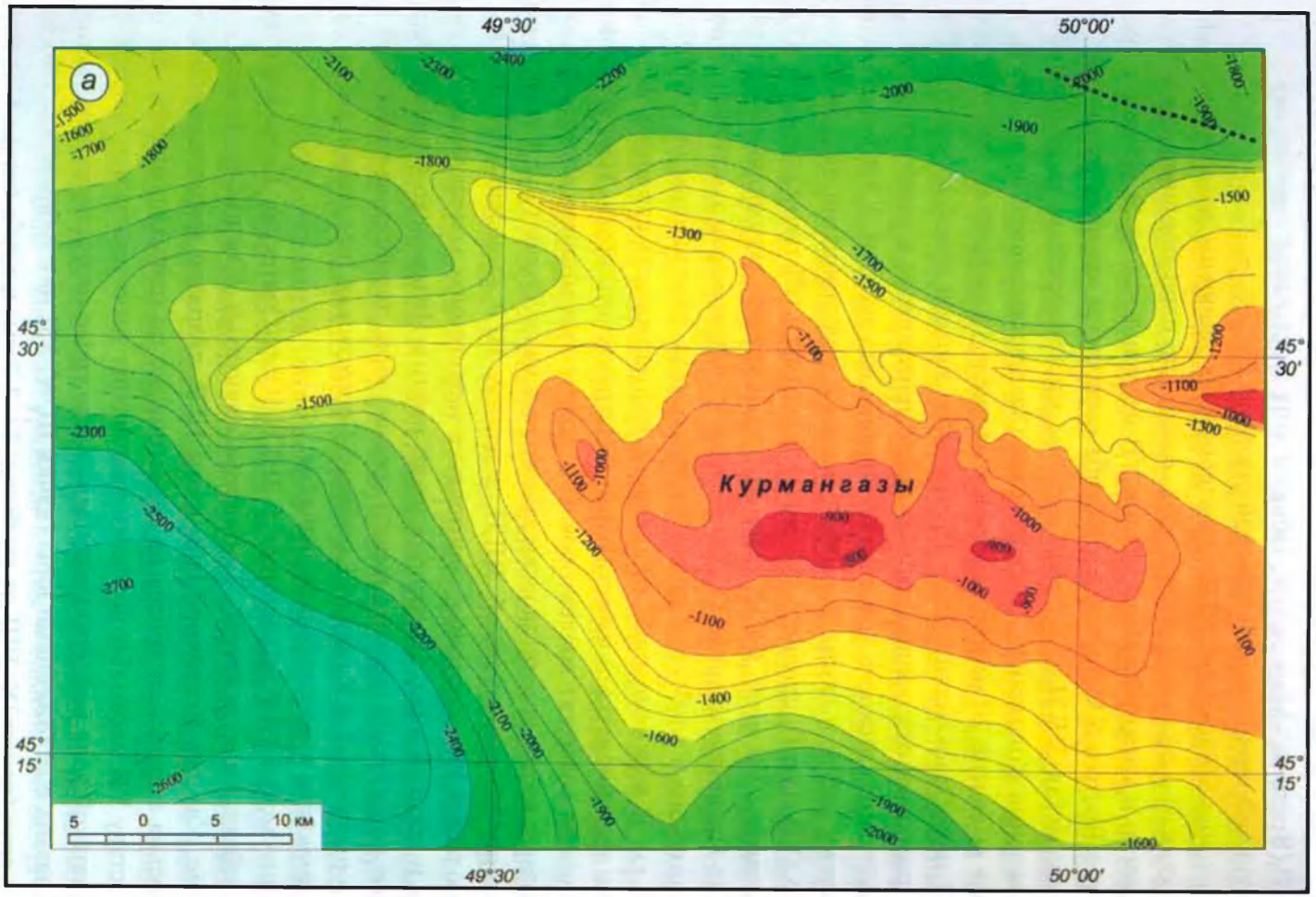


Рис. 3.1.3. Поднятие Курмангазы в Северном Каспии. (по Глумову с соавторами, 2004)

Восточно-Предкавказская НГО охватывает Восточно-Манычский прогиб, Прикумско-Тюлеиевскую систему поднятий и Ногайскую ступень на территории Восточного Ставрополья и Равнинного Дагестана и состоит из трех НГР (Восточно-Манычский, Прикумский, Восточно-Ставропольский) и перспективной территории Ногайской ступени.

Восточно-Манычский НГР характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности – от триаса до неогеона, однако по площади диапазон нефтегазоносности и масштабы аккумуляции УВ не равнозначны. В пределах южного борта Восточно-Манычского прогиба выделяется крупная Величаевско-Максимокумская ЗНГН, с которой связаны многопластовые (8-10 залежей) месторождения Колодезное, Величаевское, Зимнеставкинское и др. Всего в этой зоне выявлено 20 месторождений, в их числе 12 нефтяных, 6 нефтегазовых и 2 нефтегазоконденсатных. В структуре запасов преобладают жидкие УВ. В триасовых отложениях залежи нефти приурочены к известнякам нефтекумской свиты нижнего триаса, залегающим на глубинах 3,5-4,2 км, в юрских залежи нефти и газоконденсата связаны с терригенными коллекторами нижнего (VII пачка), среднего (V пачка) и верхнего (III пачка) отделов. Основные запасы УВ этой ЗНГН, главной по масштабам аккумуляции во всей Восточно-Предкавказской НГО, приурочены к терригенным коллекторам неокома, аптского и альбского ярусов нижнего мела, залегающим на глубинах 2.5-3.25 км. В верхнемеловых отложениях нефтегазоносность связана с мелоподобными трещиноватыми известняками маастрихтского яруса. Палеогеновые отложения не содержат коллекторов. С отложениями миоцена (средний майкоп) связаны небольшие по запасам залежи газа на глубинах 1.3-1.8 км. Кроме Величаевско-Максимокумской ЗНГН, в данном НГР выделены Ильменско-Комсомольская (продуктивные горизонты в терригенных коллекторах нижнего мела и средней юры, 5 месторождений нефти), Плавненско-Озерная (терригенные коллекторы нижнего мела и средней юры, терригенно-карбонатные коллекторы триаса) и Каменно-Балковско-Гороховская (песчаники миоцена) ЗНГН, имеющие второстепенное значение.

Прикумский НГР объединяет 5 ЗНГН: Озек-Суатскую, Сухокумскую, Прасковейско-Ачикулакскую, Тюбинско-Соляную и Южно-Серафимовско-Сельскую. Как и в Восточно-Манычском НГР, диапазон нефтегазоносности здесь весьма широк – от триаса до палеогена, но по площади, разрезу, фазовому составу УВ масштабы нефтегазонакопления значительно изменяются. В Озек-Суатской зоне нефтегазонакопления, где триас отсутствует, продуктивность связана с отложениями юры (пачки III, V, VII на глубинах 3.3-3.5 км), баррема-апта (пачки IX, VIII на глубинах 3.0-3.2 км) и альба (пачка I на глубинах 2.7-2.8 км), а также верхнего мела (известняки маастрихта на глубинах 2.4-2.6 км) и эоцена-олигоцена (мергели на глубинах 2.3 км). В Сухокумской ЗНГН открыто 30 месторождений в отложениях триаса, юры и нижнего мела,

в том числе 12 нефтяных и 10 нефтегазоконденсатных. Промышленная нефтегазоносность триаса связана с известняками нефтекумской свиты нижнего триаса и анизийского яруса среднего триаса на глубинах 4.0-4.8 км (18 месторождений). Нефтегазоность Прасковейско-Ачикулакской ЗНГН ограничена интервалом от альбского яруса нижнего мела до палеогена. Триасовый и юрский нефтегазоносные комплексы на значительной части площади ЗНГН отсутствуют. В этой зоне увеличивается масштаб нефтегазоносности верхнемеловых отложений (коллекторы - трещиноватые карбонатные породы маастрихтского и кампанского ярусов на глубинах 2.6-2.7 км). В западной части ЗНГН выделено 5 продуктивных горизонтов палеогеновых отложений (палеоцен, черкесская, кумская, белоглинская свиты эоцена, хадумский горизонт олигоцена). В Тюбинско-Соляной ЗНГН, являющейся восточным погруженным элементом Прасковейско-Ачикулакского вала, нефтегазоносны баррем-нижнеаптские (пачки IX, VIII) и среднеюрские песчаники на глубинах 3.5-4.1 км. Южно-Серафимовско-Сельская ЗНГН, самая западная в Прикумском НГР, характеризуется крайне ограниченным масштабом продуктивности, связанным с аптским (V пачка) и альбским (I пачка) песчаниками нижнего мела.

В восточной части Прикумского НГР (Равнинный Дагестан), на Юбилейной площади, установлена нефтегазоносность палеозойских отложений. Промышленные притоки нефти дебитами 100-125 $м^3$/сут. получены с глубины более 4500 м из кварцевых роговиков, образующих единый нефтегазонасыщенный резервуар с кавернозно-пористыми доломитами Перми - нижнего триаса (Д.А.Мирзоев и др., 2001).

Восточно-Ставропольский НГР, приуроченный к одноименной впадине, существенно уступает по масштабам нефтегазоносности другим районам Восточно-Предкавказской НГО. В Журавско-Воробъевской ЗНГН, выделенной в северной части НГР, нефтегазоносны листоватые и трещиноватые глины олигоцена (хадумский горизонт и баталпашинская свита) на глубинах 2.1-2.2 км. В Северо-Нагутско-Веселовской зоне газонакопления, на южном борту впадины, установлена газоносность терригенных пород черкесской свиты палеогена (глубина 1.45 км) и нижнего мела (глубина 2.5-2.7 км).

Нефтегазоносность Ногайской ступени в надлежащей мере не изучена. В СЗ части выявлено единственное Архангельское нефтяное месторождение, связанное с карбонатными и глинистыми коллекторами эоцена и хадума на глубинах 2.8-2.9 км.

Терско-Каспийская НГО представляет одноименный передовой прогиб в зоне сочленения Скифско-Туранской плиты и альпийской складчатой области Большого Кавказа. В пределах НГО выделены Терско-Сунженский и Южно-Дагестанский НГР.

Терско-Сунженский НГР занимает приосевую зону Терско-Каспийского прогиба. В нем выделяются три ЗНГН: Датых-Бенойская (южная), Терско-

Сунженская (центральная) и Советско-Курская (северная). Основной по масштабам концентрации УВ является центральная зона, где залежи установлены в стратиграфическом диапазоне от юры до неогена. Нефтегазоносность неогенового комплекса связана с терригенными пластами караганского и чокракского горизонтов. На глубинах 0,5-0,3 км расположены от 2 до 21 залежи нефти. Основным продуктивным комплексом в регионе являются верхнемеловые карбонатные отложения. Продуктивные пласты залегают на глубинах 2-3 км в западной части и 4-5 км в восточной. Нижнемеловые отложения по масштабам нефтенакопления значительно уступают верхнемеловому и неогеновому комплексам. Залежи нефти связаны с песчано-алевролитовыми пластами альб-аптских, барремских и известняково-доломитовой пачкой валанжинского яруса на глубинах 2,8-3,2 км в западной части и 4,0-5,2 км – в восточной. На отдельных площадях (Малгобек, Харбижин, Заманкул) установлена продуктивность верхнеюрских надсолевых карбонатных пород на глубинах 4,1-5,0 км. Попутный газ нефтей верхнеюрских и валанжинских отложений характеризуется значительной (более 2%) примесью сероводорода. В Советско- Курской ЗНГН небольшие по запасам залежи связаны с глинистыми коллекторами палеогена (хадумский горизонт) на глубинах 2,8 км, карбонатными породами верхнего мела на глубинах 3,2 км и валанжина на глубинах 5 км. Датых-Бенойская ЗНГН характеризуется весьма ограниченными запасами нефти в карбонатных коллекторах верхнего мела на глубинах 2,2 км и верхней юры на глубинах 4,4 км. Южно-Дагестанский НГР включает две зоны НГН – Нараттюбинскую и Западного борта прогиба. Нефтегазоносность установлена в отложениях миоцена, палеогена, верхнего и нижнего мела, юры. Разведано 15 месторождений, в числе которых 6 нефтяных, 4 нефтегазовых, 3 нефтегазоконденсатных, 2 газоконденсатных. Нефтяные залежи приурочены к терригенным коллекторам миоцена и карбонатным породам верхнего мела; неогеновые залежи практически уже выработаны. Газовые залежи связаны с коллекторами верхнемелового и валанжин-верхнеюрского комплекса. В составе газа валанжин-верхнеюрского горизонта, наряду с УВ, отмечены углекислый газ (3,9%) и сероводород (1,8 г/м^3)

Северо-Абшеронская НГО приурочена к одноименному прогибу, большая часть площади которого находится в акватории. По условиям осадконакопления и термическими особенностями имеет черты, свойственные Южно-Каспийскому НГБ. В пределах НГО выделена Прикаспийско-Губинская ЗНГН с четырьмя подзонами – Присамурской, Талаби-Заратской, Сиазанской моноклинали и Хизино-Северо-Абшеронской.

В Присамурской подзоне из 20 выявленных и подготовленных к бурению объектов разбурено 3: структуры Ялама, Худат, Хачмаз. На структуре Ялама при бурении имели место многочисленные нефтегазопроявления из байосских (скв. 9, инт. 3180-3540 м), аптских (скв. 1, инт. 3186-3242 м; скв. 9,

инт. 2924-2931 м), альбских (скв. 9, инт. 2856-2876 м), верхнемеловых (скв. 1, инт. 2300-3020 м; скв. 8, гл. 2773 м и др.) отложений. Газопроявления, притоки воды с газом получены из юрских и нижнемеловых отложений на площади Худат.

В Талаби-Заратской подзоне из 13 структур разбурено 3. На площади Талаби, где установлено залегание миоценовых отложений на среднеюрских, из сарматского горизонта миоцена получен приток нефти дебитом 40-45 т/сут. (расчетно по КИИ) при забое 4565 м.

В подзоне Сиазанской моноклинали выявлена региональная нефтеносность отложений маастрихтского яруса верхнего мела на структурах Саадан, Амирханлы, Загли, Зейва, Чандагар-Зарат. В скв. 8 Загли-Зайва из инт. 1200-2050 м получен приток нефти дебитом 300 $м^3$/сут.

В Хизино-Северо-Абшеронской подзоне из 18 подготовленных разбурено 6 структур: Кешчай, Топхана, Агбурун-дениз, Абшерон-Кюпесси, Бегимдаг-Тегчай, Ситалчай. На площади Кешчай получен приток газа из среднеюрских песчаников (скв. 1, инт. 1865-1900 м, дебит 75 т. $м^3$/сут). На площади Бегимдаг-Тегчай установлена промышленная газоносность неокома, залегающего в диапазоне глубин 570-2360 м и имеющего блоковое строение резервуара. Дебиты нефти 5-12 т/сут., газа 60-68 тыс. $м^3$/сут., кондесата 13-20 $м^3$/сут. В южной части подзоны выявлены структуры Гошадаш, Гарби Абшерон, Абшерон банкасы, Дарвин банкасы, Хазри, Дан улдузу, Ашрафи, Новханы, а вблизи границы с Абшеронским НГР Южно-Каспийской НГО – группа поднятий, состоящая из структур Гилавар, Вусал, Гюндуз, Севиндж, Айпара и др. Эти структуры обозначают новый, Северо-Абшеронский НГР. Месторождения нефти и газа установлены в нижнеплиоценовых отложениях на структурах Гарби Абшерон, Абшерон банкасы, Дарвин банкасы, Дан улдузу, Ашрафи, Новханы. На структуре Гилавар получен промышленный приток нефти из верхнемеловых отложений (скв. 1007, инт. 5613-5685, 5730-5800 м); дебит 154 т/сут (К.М.Керимов, Р.Р.Рахманов, М.Б.Хеиров, 2001).

Южно-Мангышлакская НГО. Основные запасы нефти и газа сосредоточены в пределах Жетыбай-Узеньской ступени, где 90% запасов связаны с юрскими, 9% - с триасовыми и 1% - с меловыми отложениями. Разрез, в основном, терригенный. Месторождения Южного Мангышлака имеют многопластовое строение и объединяют 3-4 самостоятельных ловушки. Глубины юрского комплекса 2,1-3,0 км. Региональной покрышкой для нефтегазоносных юрских отложений являются карбонатно-глинистые отложения оксфодского и кимериджского возраста.

Самурско-Песчаномысская НГО выделяется авторами в акватории и на восточном побережье Среднего Каспия; ее базовой структурой является одноименная зона поднятий, включающая Песчаномысско-Ракушечный свод, поднятия Ялама-Самур, Центральное и другие валы и выступы.

Нефтегазоносность установлена на Песчаномысско-Ракушечном своде, включавшемся ранее в состав Южно-Мангышлакской НГО. Продуктивными являются палеозойские, триасовые, юрские и нижнемеловые отложения.

Палеозойские отложения нефтегазоносны на месторождении Оймаша, где основные запасы нефти (80%) сосредоточены в гранитной интрузии позднедевонско-среднекаменноугольного возраста и вмещающих ее метаморфических породах (В.И.Попков, 2001). Триасовые отложения (вулканогенно-доломитовая и известняково-вулканогеннная пачки среднего триаса) содержат залежи на месторождениях Оймаша и Северо-Ракушечное. В отличие от нефтей триасовых горизонтов Южно-Мангышлакской НГО, состав которых сходен с нефтями Восточного Предкавказья, нефти месторождений Оймаша и Северо-Ракушечное практически полностью лишены смолисто-асфальтеновых компонентов. Дебиты нефти на месторождении Оймаша из залежи в гранитной интрузии достигали 350 $м^3$/сут. (скв. 12). Из триасовых коллекторов (скв. 9, инт. 3514-3544 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 85 $м^3$/сут. и газа 1.4 тыс.$м^3$/сут.. Отметим, что оба месторождения выражены выступами на структурной карте поверхности доюрских отложений. Это обстоятельство важно в связи с имеющимися данными о строении Самурско-Песчаномысской зоны поднятий в акватории. Структурная карта по горизонту V характеризует эту зону как весьма расчлененную, с диапазоном отметок в интервале -3,0...-4,2 км и наличием крупных выступов – Самурского, Центрального, Хазарского и др. (В.И.Ермаков, В.М.Мурадян, Г.И.Ледовская, 1996) **(рис. 3.1.4, 3.1.5).**

Нефтегазоносность юрских и нижнемеловых отложений, установленная соответственно на Северо-Ракушечном (газ) и Оймашинском (нефть) месторождениях, приурочена к песчано-алевролитовым коллекторам. Их роль в общем балансе ресурсов УВ в данной НГО нуждается в изучении. Информация о нефтегазоносности верхнемеловых и кайнозойских отложений отсутствует.

Морские продолжения Восточно-Предкавказской, Терско-Каспийской и Южно-Мангышлакской НГО сопрягаются на значительной площади Среднего Каспия. К югу от Карпинско-Мангышлакской НГО открыто 3 месторождения УВ (Хвалынское, Сарматское, «170 км»), что позволило получить важные сравнительные данные о стратиграфической полноте разреза, диапазоне нефтегазоносности и фазовом составе УВ. Наиболее крупным объектом является Хвалынское месторождение, дающее название новому НГР. Юрский НГК, мощность которого превышает 1,5 км, достигая местами 3,0 км, существенно полнее известных разрезов Восточно-Предкавказской, Карпинско-Мангышлакской и Южно-Мангышлакской НГО, а сульфатно-карбонатная его часть (оксфорд-титон) приближается к еще более полным в этой части разрезам Терско-Каспийской НГО.

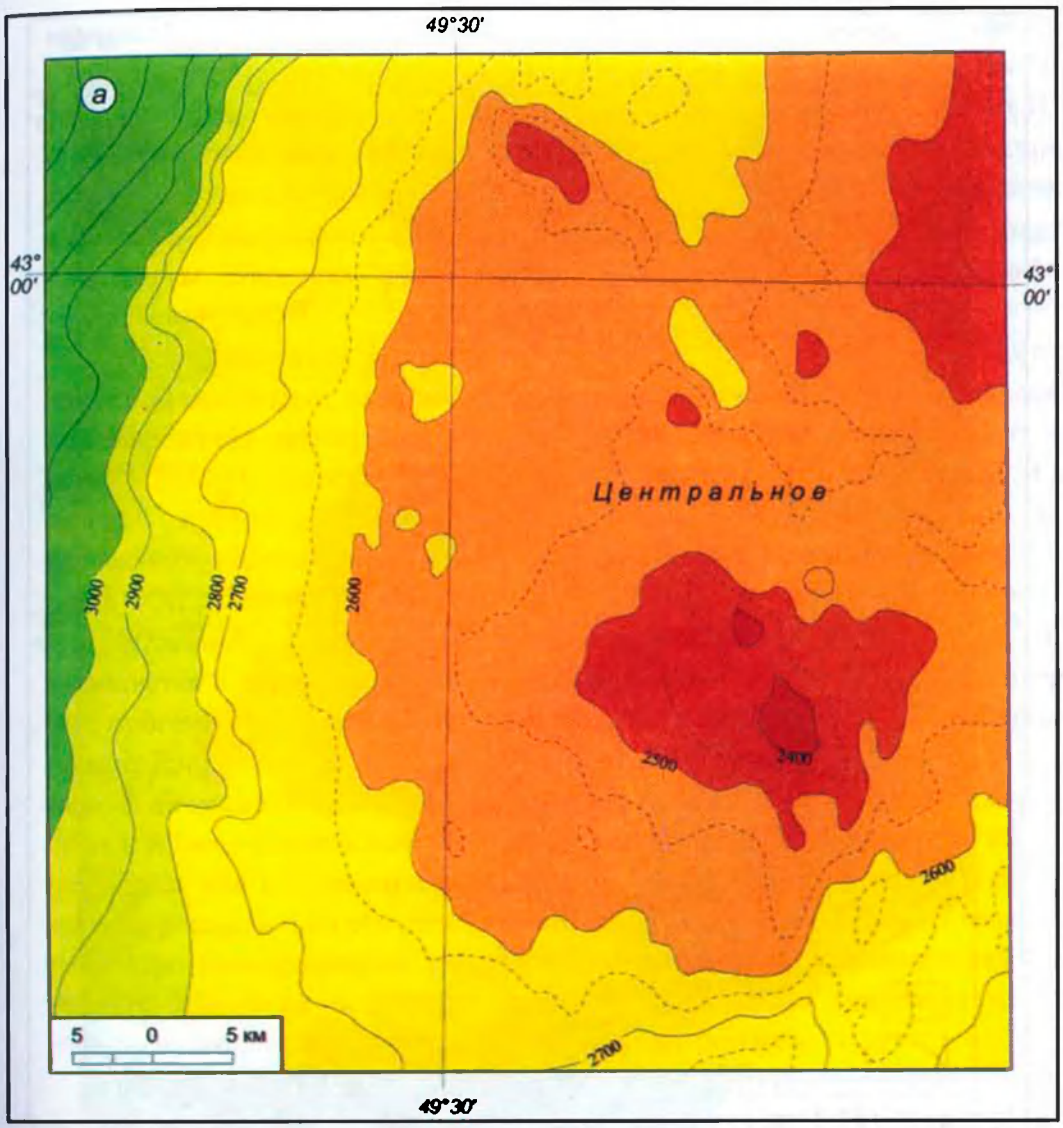


Рис. 3.1.4. Поднятие Центральное в Среднем Каспии.
(по Глумову с соавторами, 2004)

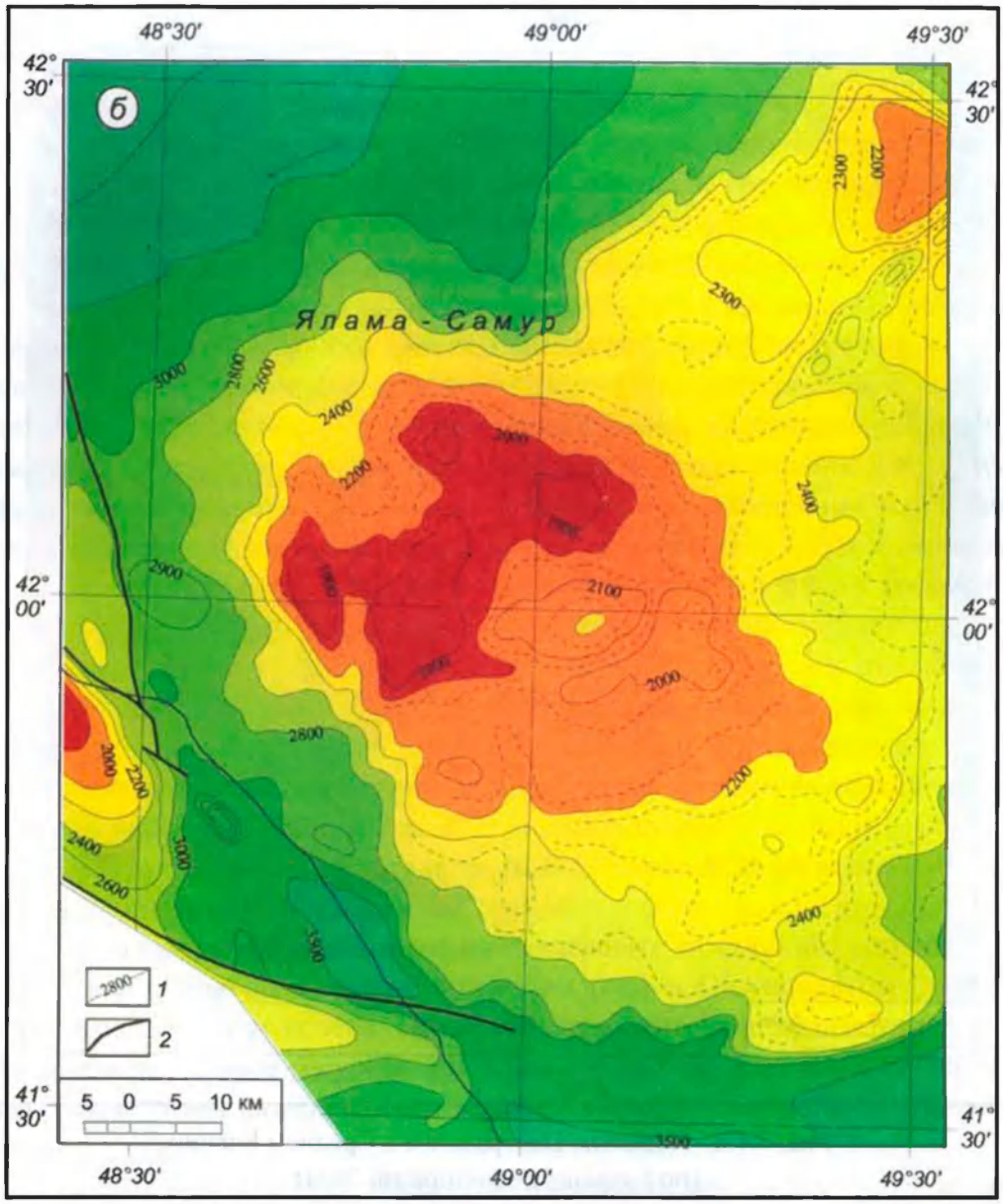


Рис. 3.1.5. Поднятие Ялама-Самур в Среднем Каспии (по Глумову с соавторами.,2004).

Основные запасы УВ (82%) приурочены к кровле юрского НГК – титонским, кимериджским, оксфордским, келловейским отложениям, которые в Южно-Мангышлакской НГО служат покрышкой для среднеюрских продуктивных горизонтов. Все выявленные запасы нефти находятся в верхнеюрских горизонтах, что не наблюдается ни в Восточном Предкавказье, ни в Южно-Мангышлакской НГО. Вместе с тем, на Хвалынском, Сарматском и «170-км» месторождениях не установлена нефтеносность миоценовых и

верхнемеловых отложений – основных объектов Терско-Каспийской НГО. Глубины залегания продуктивных комплексов на этих месторождениях ближе всего к районам Равнинного Дагестана (Восточно - Предкавказская НГО) и северной окраины Терско-Каспийской НГО, где пока нет структурных форм и месторождений. Изложенное показывает правомерность выделения в акватории Хвалынского НГР, нефтегазоносность которого сочетает отдельные черты Восточно-Предкавказской, Терско-Каспийской и Южно-Мангышлакской НГО.

Нефтегазогеологическое районирование Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции дано по обобщающим работам: «Карта тектонического районирования нефтегазоносных территорий Азербайджана», 2002 г. масштаб 1:500000. Авторы (Керимов К.М., Гусейнов А.Н., Гаджиев Ф.М., Гасанов И.С., Гусейнов А.Н., Кочарли Ш.С., Зейналов М.М.,) и «Геология Азербайджана», «Нефть и газ», 2008 (авторы Керимов К.М., Гасанов И.С., Гаджиев Ф.М., Мехтиев У.Ш.)

Южно-Каспийская НГП (Керимов, Гусейнов, Гаджиев и др. 2002) выделяется в контурах одноименной мегавпадины, обрамленной на севере и юге орогенами Большого Кавказа-Копетдага и Малого Кавказа-Эльбурса, на западе Дзирульским массивом, а на востоке Аладаг-Мессерианской ступенью. В ее пределах обособляются две нефтегазоносные области – *Гянджинская* и *Южно-Каспийская*. По объему осадочных образований эти НГО соотносятся как 1:7. Мощность осадков изменяется в пределах НГП от 14-15 км в Куринском прогибе до 25 км в Южно-Хазарской впадине. В геологическом строении провинции участвуют доальпийский фундамент и два структурных комплекса осадочного чехла – доорогенный (интервал мезозой-палеоген) и орогенный (интервал олигоцен-антропоген).

Гянджинская НГО объединяет три НГР – Верхнекуринский , Габырры-Аджиноурский и Евлах-Агджабединский. В пределах НГО открыто 18 месторождений УВ, из которых 4 относятся к средним по запасам и 14 к мелким. Наиболее крупное месторождение Самгори с запасами около 30 млн.т. находится в восточной части Грузии в условиях Верхнекуринского НГР (в Грузии принято название Картлийский НГР). Промышленная нефтегазоносность Гянджинской НГО приурочена, в основном, к палеоген-миоценовым нижнемолассовым отложениям. На месторождении Мурадханлы продуктивен также вулканогенный верхний мел, а на площадях Мирзаани и Патара-Шираки (восточная Грузия) – плиоценовые отложения..

Южно-Каспийская НГО административно подразделяется по государственной принадлежности на Азербайджанский, Туркменский и Иранский секторы. В Азербайджанском секторе более 76 выявленных месторождений УВ относятся, в основном, к средним и крупным (балансовые запасы более 1 млрд. т. нефти и 1,7 трлн. м3 газа) и связаны с нижнеплиоценовыми отло-

жениями. В Иранском секторе месторождений пока не открыто.

Азербайджанский сектор включает следующие НГР: Абшеронский, Восточно-Абшеронский акваториальный, Юго-Восточно-Абшеронский акваториальный, Джейранкечмезский, Шамахы-Гобустанский, Бакинского архипелага и Нижнекуринский.

Абшеронский НГР (в основном, территория Абшеронского полуострова) имеет площадь 3,05 тыс. км². В его пределах выявлено 44 поднятий, из которых 38 связаны с отложениями нижнего плиоцена. Удельная плотность структур составляет 14,4 стр./тыс.км². Район относится к хорошо разведанным и хорошо освоенным, а по отношению к ресурсам плиоценовых отложений – к весьма хорошо разведанным и весьма хорошо изученным. Здесь установлена наибольшая полнота разреза нижнеплиоценовых продуктивных отложений. Подошвенные свиты нижнего плиоцена мощностью до 600 м, продуктивные на месторождениях Абшеронского НГР, в прилегающих районах либо выклиниваются, либо не вскрыты из-за больших глубин залегания. Структурно обособлены три тектонических зоны – Западно-Абшеронская, Центрально-Абшеронская и Восточно-Абшеронская, имеющие общекавказское простирание (СЗ-ЮВ). К Западно-Абшеронской тектонической зоне приурочены антиклинальные зоны Гараэйбат-Локбатан-Гарадагская, и Сараи-Бинагадинская. Здесь выявлены нефтяные месторождения Бинагади, Чахнагляр, Сулутепе, Аташкя, Шабандаг, Ясамальская долина, Бибиэйбат и др. В юго-западном направлении нефтяные залежи сменяются газонефтяными (Локбатан, Пута, Гушхана) и далее газоконденсатными (Гарадаг).

Центрально-Абшеронская тектоническая зона объединяет поднятия Фатмаи, Кирмаку, Балаханы-Сабунчи-Рамана, Сураханы, Гарачухур-Зых на суше и Гум-адасы на море. Здесь открыты многопластовые месторождения нефти и газа, в которых количество эксплуатационных объектов достигает 40. Месторождение Балаханы-Сабунчи-Рамана является первым в мировой практике объектом механической добычи нефти, ведущейся здесь с 1871 года.

На северо-востоке Абшеронского НГР выделена Бузовна-Зиринская антиклинальная зона, к которой приурочены нефтегазоносные структуры Кюрдаханы, Бузовна-Маштага, Гала и Зиря.

Крайней восточной антиклинальной зоной Абшеронского НГР является приуроченная к Шахово-Азизбековскому разлому меридионально ориентированная группа складок, включающая северную и южную складки Пираллахи адасы и Гюргян-дениз. Все выявленные в пределах этой зоны структуры являются промышленно нефтегазоносносными.

Восточно-Абшеронский акваториальный НГР расположен к востоку от Абшеронского и отделяется от него северным продолжением Шахово-Азизбековского разлома. С севера район ограничен Северо-Абшеронским разломом, с юга – предполагаемым Южноабшеронским разломом, с востока

– Восточнокаспийской флексурой. Площадь 2,9 тыс. км², удельная плотность структур 4,5 стр./тыс.км². В пределах района выявлено 13 поднятий, приуроченных к трем антиклинальным зонам: Хали – Нефт Дашлары, Гюнешли-Кяпаз и Дженуб-Огуз. Антиклинальная зона Хали-Нефт Дашлары включает поднятия Хали, Чилов адасы, Ази Асланов, Палчыг пилпиляси и Нефт Дашлары. Антиклинальная зона Гюнешли-Кяпаз состоит из поднятий Гюнешли, Чираг, Азери и Кяпаз; эта зона расположена в восточной части НГР кулисообразно к вышеописанной. Антиклинальная зона Дженуб-Огуз приурочена к южной части НГР и включает поднятия Дженуб, Дженуб-2, Огуз и Джаббар Гарягды. Основной нефтегазоносный интервал разреза – нижний плиоцен – имеет близкую литофациальную характеристику с Абшеронским районом. Структуры имеют строго широтное простирание и более глубоко погружены – особенно на востоке и юге района.

Большинство локальных структур в этом НГР содержат залежи нефти, газа и газоконденсата и в настоящее время находятся в промышленной разработке. На поднятиях Азери, Чираг, Гюнешли и Кяпаз выявлены крупные нефтегазовые месторождения, которые согласно заключенному договору между Азербайджанской Государственной Нефтяной Компанией и международными нефтяными компаниями будут разрабатываться совместно.

С северо-востока к Восточно-Абшеронскому акваториальному НГР примыкает своей западной окраиной Пираллахи-Келькорский НГР, основная часть которого относится к Туркменскому сектору Каспия. В Азербайджанском секторе Пираллахи-Келькорского НГР на площади 0,6 тыс. км² выделены 4 локальные структуры (удельная плотность 6,7 стр./тыс. км²). На площади Гарабах открыто газовое месторождение, связанное с нижнеплиоценовыми отложениями.

Юго-восточно-Абшеронский акваториальный НГР ограничен с севера южным склоном Абшероно-Прибалханской зоны поднятий (предполагаемым Южно-Абшеронским разломом), с юга – Сангачал-Огурчинским разломом, с запада – Западноабшеронским нарушением и с востока – Восточнокаспийской флексурой. В тектоническом отношении район соответствует Юго-восточно-Абшеронскому прогибу и является наиболее погруженной зоной Южно-Хазарской впадины с мощностью осадочных образований около 25 км. Площадь 8,8 тыс. км², удельная плотность структур 0,8 стр./тыс.км². Выявлено 7 поднятий. Ряд структур (Бахар, Шах-дениз, Абшерон) представляют продолжение тектонических зон южной части Абшеронского НГР на юг и юго-восток. На структурах Бахар, Шах-дениз и «8 Марта» установлены месторождения нефти, газа и газоконденсата, связанные с отложениями нижнего плиоцена. По сравнению с Абшеронским НГР мощность продуктивной толщи нижнего плиоцена и глубины ее залегания возрастают с градиентом до 65-70 м/км. Перспективы освоения данного НГР связаны с плиоценовыми (в основном, нижнеплиоценовыми) отложениями.

Джейранкечмезский НГР. Площадь 0,9 тыс. км², удельная плотность структур 13 стр./тыс. км². Занимает наиболее погруженную по поверхности складчатого основания часть Шамахы-Гобустанского прогиба. На дневной поверхности представлены в сводах структур – продуктивная толща нижнего плиоцена и акчагыльский ярус, а на крыльях антиклиналей и в синклиналях - абшерон и антропоген. Промышленные скопления нефти и газа, небольшие по запасам, выявлены в песчаных коллекторах продуктивной толщи (месторождения Шихгая, Анарт, Кяниздаг, Дуванный, Торагай, Дашгиль и др.), отличающихся худшей степенью сортированности песчано-алевролитовых пород и увеличением их глинистости. Мощность продуктивной толщи 3,5 км. Локальные структуры НГР характеризуются крупными размерами и относительно невысокой степенью осложненности, невыдержанностью простираний, заворотами и разветвлениями. Антиклинальные зоны четко разделяются более широкими синклиналями. Своды антиклиналей осложнены наиболее крупными грязевыми вулканами Торагай, Большой Кяниздаг, Отманбоздаг и др.

Шамахы-Гобустанский НГР. Площадь 3,8 тыс. км², плотность структур 23,9 стр./тыс.км². Общая мощность мезозойско-кайнозойских отложений 14-17 км. Данный НГР включает территории центрального и юго-восточного Гобустана, а также Шамахынской и Ленгебиз-Алятской тектонических зон. Выявлены месторождения нефти и газа Умбаки, Восточное Гадживели. Имеются многочисленные промышленные и непромышленные притоки нефти из меловых, палеоген-миоценовых и плиоценовых отложений. Район весьма слабо разведан и весьма слабо освоен.

НГР Бакинского архипелага. Площадь 12,4 тыс. км², удельная плотность структур 4 стр./тыс. км². Выявлено 50 локальных поднятий. Мощность осадочных образований достигает 19-20 км. Северная граница НГР проходит по Сангачал-Огурчинскому, а южная – по Мильско-Чикишлярскому разломам. Западная граница трассируется по Западно-Абшеронскому, а восточная – по Шахово-Азизбековскому разломам. Локальные поднятия в большинстве случаев выражены в рельефе морского дна в виде банок, осложненных грязевыми вулканами (Сангачал-дениз, Дуванный-дениз, Хамамдаг-дениз, Дашлы, Янан-Тава и др.), или возвышающихся конусов грязевых вулканов, образующих банки и острова (Хара-Зиря, Умид, Ширван-дениз, Мугань-дениз и др.). Поднятия группируются в 8 антиклинальных зон: Сангачал-дениз – Хара-Зиря, Алят-дениз – Мешал, Пирсаат-Нахчыван, Ширван-дениз – М.Алекберли, Бяндован-дениз – Интигам, Гисас гюни – Иннам – Ниязи, Нефтчала-дениз – Надир Шах, Гызылагач-дениз – Аразdениз. В настоящее время в НГР Бакинского архипелага в промышленной разработке находятся месторождения нефти Сангачал-дениз, Дуванны-дениз, Хара-Зиря, Алят-дениз, Гарасу и газоконденсатное месторождение Бул-

ла-дениз. Основными объектами разработки являются VII (свита «фасиле») и VIII (надкирмакинская песчаная свита) горизонты продуктивной толщи.

Нижнекуринский НГР. Площадь 7,5 тыс. км², удельная плотность структур 1,5 стр./тыс. км². Максимальная мощность осадочных образований достигает 19-20 км,из них около 6 км приходится на долю плиоцен-антропогеновых отложений. Геолого-геофизическими работами выявлено 21 поднятие, в 9 из которых открыты месторождения нефти, газа и газоконденсата, связанные с нижнеплиоценовыми (продуктивная толща) и частично верхнеплиоценовыми отложениями. Структуры приурочены к трем антиклинальным зонам: Пирсаат-Хамамдаг, Каламаддын-Мишовдаг-Бяндован и Кюровдаг-Гарабаглы-Нефтчала. Промышленная разработка залежей нафтидов осуществляется на структурах Кюровдаг, Гарабаглы, Нефтчала, Мишовдаг, Галмаз, Шимали Кюрсангя, Джануби Кюрсангя, Каламаддын. Максимальная вскрытая мощность продуктивной толщи достигает 4 км (Бяндован). Продуктивная толща представлена, главным образом, верхним отделом по абшеронской разбивке, в то время как нижний отдел вскрыт (Бяндован) в сокращенной мощности, до подкирмакинской свиты включительно. В толще выделяются 20 песчаных эксплуатационных горизонтов. Основные залежи обнаружены в верхней, более песчаной части разреза мощностью 600-800 м (I-VII горизонты ПТ). В сводах наиболее приподнятых структур (Каламаддын, Большой Харами, Малый Харами, Бабазанан и др.) и на северо-востоке, вдоль Ленгебизской гряды, продуктивная толща выведена на поверхность и значительно размыта. В прилегающих синклиналях ее кровля погружается на глубину 5 км и более. В ЮВ направлении коллекторские свойства ухудшаются.

Нижнекуринский НГР относится к средним по занимаемой площади, слаборазведанным (31%) и слабоосвоенным (21%) по всему комплексу мезозойско-кайнозойских отложений. Эти показатели по нижнеплиоценовым отложениям составляют 53 % и 31% соответственно.

Ряд крупных районов Южно-Каспийской НГО по состоянию изученности относятся к слабо разведанным или неразведанным, в связи с чем они выделяются как высокоперспективные или перспективные. Среди них Ленкорань-Рештский акваториальный, Низаминский акваториальный, Чалусский акваториальный, Ататюркский акваториальный.

Ленкорань-Рештский акваториальный высокоперспективный НГР ограничен с севера западной частью Мильско-Чикишлярского глубинного разлома, с юга – Предэльбурсским глубинным разломом, с запада – Западнокаспийским и с востока - южной частью Шаховско-Азизбековского разлома. Площадь 4,12 тыс. км², максимальная мощность мезокайнозойских отложений достигает 18 км. Выявлено 17 структур (удельная плотность 4,12 стр./тыс. км²). Перспективы нефтегазоносности связаны с мезозойско-кайнозойскими (в основном, плиоценовыми) отложениями.

Джейранкечмезский НГР. Площадь 0,9 тыс. км², удельная плотность структур 13 стр./тыс. км². Занимает наиболее погруженную по поверхности складчатого основания часть Шамахы-Гобустанского прогиба. На дневной поверхности представлены в сводах структур – продуктивная толща нижнего плиоцена и акчагыльский ярус, а на крыльях антиклиналей и в синклиналях - абшерон и антропоген. Промышленные скопления нефти и газа, небольшие по запасам, выявлены в песчаных коллекторах продуктивной толщи (месторождения Шихгая, Анарт, Кяниздаг, Дуванный, Торагай, Дашгиль и др.), отличающихся худшей степенью сортированности песчано-алевролитовых пород и увеличением их глинистости. Мощность продуктивной толщи 3,5 км. Локальные структуры НГР характеризуются крупными размерами и относительно невысокой степенью осложненности, невыдержанностью простираний, заворотами и разветвлениями. Антиклинальные зоны четко разделяются более широкими синклиналями. Своды антиклиналей осложнены наиболее крупными грязевыми вулканами Торагай, Большой Кяниздаг, Отманбоздаг и др.

Шамахы-Гобустанский НГР. Площадь 3,8 тыс. км², плотность структур 23,9 стр./тыс.км². Общая мощность мезозойско-кайнозойских отложений 14-17 км. Данный НГР включает территории центрального и юго-восточного Гобустана, а также Шамахынской и Ленгебиз-Алятской тектонических зон. Выявлены месторождения нефти и газа Умбаки, Восточное Гадживели. Имеются многочисленные промышленные и непромышленные притоки нефти из меловых, палеоген-миоценовых и плиоценовых отложений. Район весьма слабо разведан и весьма слабо освоен.

НГР Бакинского архипелага. Площадь 12,4 тыс. км², удельная плотность структур 4 стр./тыс. км². Выявлено 50 локальных поднятий. Мощность осадочных образований достигает 19-20 км. Северная граница НГР проходит по Сангачал-Огурчинскому, а южная – по Мильско-Чикишлярскому разломам. Западная граница трассируется по Западно-Абшеронскому, а восточная – по Шахово-Азизбековскому разломам. Локальные поднятия в большинстве случаев выражены в рельефе морского дна в виде банок, осложненных грязевыми вулканами (Сангачал-дениз, Дуванный-дениз, Хамамдаг-дениз, Дашлы, Янан-Тава и др.), или возвышающихся конусов грязевых вулканов, образующих банки и острова (Хара-Зиря, Умид, Ширван-дениз, Мугань-дениз и др.). Поднятия группируются в 8 антиклинальных зон: Сангачал-дениз – Хара-Зиря, Алят-дениз – Мешал, Пирсаат-Нахчыван, Ширван-дениз – М.Алекберли, Бяндован-дениз – Интигам, Гисас гюни – Иннам – Ниязи, Нефтчала-дениз – Надир Шах, Гызылагач-дениз – Аразденис. В настоящее время в НГР Бакинского архипелага в промышленной разработке находятся месторождения нефти Сангачал-дениз, Дуванны-дениз, Хара-Зиря, Алят-дениз, Гарасу и газоконденсатное месторождение Бул-

ла-дениз. Основными объектами разработки являются VII (свита «фасиле») и VIII (надкирмакинская песчаная свита) горизонты продуктивной толщи.

Нижнекуринский НГР. Площадь 7,5 тыс. км², удельная плотность структур 1,5 стр./тыс. км². Максимальная мощность осадочных образований достигает 19-20 км,из них около 6 км приходится на долю плиоцен-антропогеновых отложений. Геолого-геофизическими работами выявлено 21 поднятие, в 9 из которых открыты месторождения нефти, газа и газоконденсата, связанные с нижнеплиоценовыми (продуктивная толща) и частично верхнеплиоценовыми отложениями. Структуры приурочены к трем антиклинальным зонам: Пирсаат-Хамамдаг, Каламаддын-Мишовдаг-Бяндован и Кюровдаг-Гарабаглы-Нефтчала. Промышленная разработка залежей нафтидов осуществляется на структурах Кюровдаг, Гарабаглы, Нефтчала, Мишовдаг, Галмаз, Шимали Кюрсангя, Джануби Кюрсангя, Каламаддын. Максимальная вскрытая мощность продуктивной толщи достигает 4 км (Бяндован). Продуктивная толща представлена, главным образом, верхним отделом по абшеронской разбивке, в то время как нижний отдел вскрыт (Бяндован) в сокращенной мощности, до подкирмакинской свиты включительно. В толще выделяются 20 песчаных эксплуатационных горизонтов. Основные залежи обнаружены в верхней, более песчаной части разреза мощностью 600-800 м (I-VII горизонты ПТ). В сводах наиболее приподнятых структур (Каламаддын, Большой Харами, Малый Харами, Бабазанан и др.) и на северо-востоке, вдоль Ленгебизской гряды, продуктивная толща выведена на поверхность и значительно размыта. В прилегающих синклиналях ее кровля погружается на глубину 5 км и более. В ЮВ направлении коллекторские свойства ухудшаются.

Нижнекуринский НГР относится к средним по занимаемой площади, слаборазведанным (31%) и слабоосвоенным (21%) по всему комплексу мезозойско-кайнозойских отложений. Эти показатели по нижнеплиоценовым отложениям составляют 53 % и 31% соответственно.

Ряд крупных районов Южно-Каспийской НГО по состоянию изученности относятся к слабо разведанным или неразведанным, в связи с чем они выделяются как высокоперспективные или перспективные. Среди них Ленкорань-Рештский акваториальный, Низаминский акваториальный, Чалусский акваториальный, Ататюркский акваториальный.

Ленкорань-Рештский акваториальный высокоперспективный НГР ограничен с севера западной частью Мильско-Чикишлярского глубинного разлома, с юга – Предэльбурсским глубинным разломом, с запада – Западнокаспийским и с востока - южной частью Шаховско-Азизбековского разлома. Площадь 4,12 тыс. км², максимальная мощность мезокайнозойских отложений достигает 18 км. Выявлено 17 структур (удельная плотность 4,12 стр./тыс. км²). Перспективы нефтегазоносности связаны с мезозойско-кайнозойскими (в основном, плиоценовыми) отложениями.

Низаминский акваториальный перспективно-нефтегазоносный район ограничивается с запада Шаховско-Азизбековским разломом, с востока – Восточнокаспийской флексурой. Северная и южная границы соответствуют границам Мильско-Чикишлярской широтной складчатой зоны. Площадь 7,8 тыс. км². Мощность осадочных образований сокращена относительно смежных НГР и составляет 16-17 км, что может означать некоторое сокращение мощности основной продуктивной толщи плиоцена., с которой связываются основные перспективы нефтегазоносности. Выявлено 25 структур (удельная плотность 3,2 стр./тыс. км²). Район относится к крупным, неразведанным и неосвоенным.

Чалусский акваториальный перспективный район выделяется в средней части северного борта Предэльбурсского прогиба. Его границами являются на севере – южный край Мильско-Чикишлярской субширотной складчатой зоны, на юге – Предэльбурсский глубинный разлом, на западе – Шаховско-Азизбековский разлом. Мощность нефтегазоперспективных мезозойско-кайнозойских образований может достигать 20 км. Перспективы нефтегазоносности связываются, прежде всего, с толщей плиоцена. Район изучен недостаточно.

Ататюркский акваториальный высокоперспективный район площадью 13,2 тыс. км² непосредственно примыкает к НГР Бакинского архипелага и Юго-восточно-Абшеронскому акваториальному НГР. К настоящему времени на его площади выявлено 14 поднятий, и удельная плотность структур составляет 1 стр./тыс.км². Общая мощность осадочных образований 18-19 км. Район полностью занимает тектоническую зону Абиховской (поперечной) складчатости и ограничивается с севера Сангачал-Огурчинским разломом, с юга - северным склоном Мильско-Чикишлярской широтной зоны складчатости, с запада – Шаховско-Азизбековским разломом, а с востока – Восточно-Каспийской флексурой. Сейсморазведкой выявлены поднятия Ататюрк, Шарг, Алов, Араз, Гюлюстан, группирующиеся в единую антиклинальную зону. На северо-западе площади выявлены поднятия Дж.Мамедкулизаде, Авеста, И.Гусейнов, Али Назим, Гара Гараев, Гантемир, а на юго-востоке - Б. Чобанзаде, Алескер Алекберов, Шимали Мехсети.

К северу от Абшеронского и Восточно-Абшеронского акваториального НГР в пределах северо-восточной части территории Азербайджана и прилегающей акватории, в межмегабассейновой зоне выделены Северогобустанский и Дибрар-Яшма-Хызынский возможно перспективные районы.

Северогобустанский возможно перспективный район охватывает восточную часть Ковдаг-Сумгайытского прогиба, примыкающего с юга к Алтыагач-Куркачидагской антиклинальной зоне – южной приосевой части водораздела юго-восточного погружения Большого Кавказа. Площадь района – около 2,4 тыс. км², количество выявленных структур 41, удельная плотность 17,1 стр./тыс. км², мощность осадочных образований 16-17 км. В сводах ан-

тиклиналей на дневную поверхность выведены меловые, в том числе нижнемеловые отложения. Мощность меловых отложений, представленных терригенно-карбонатным флишем, превышает 4 км. В отдельных интервалах разреза (турон-коньяк) распространены мощные пласты трещиноватых известняков, возможные коллекторы нефти и газа. В синклинальных структурах описаны палеоген-миоценовые отложения. На востоке меловые и палеоген-миоценовые толщи погружаются под плиоценовый плащ Абшеронского НГР. Для структур характерна общекавказская ориентировка и крутое погружение в юго-западном и восток-юго-восточном направлениях. В северо-западной части Северогобустанского района отмечается развитие покровов мезозойских отложений над залегающим в автохтоне палеогеновым комплексом пород. Выявлены Астараханский, Сардыханский и Дамирчинский покровы, состоящие из отложений верхов нижнего мела и верхнего мела. Бурением установлено,что Астараханский покров имеет двухъярусное строение. Верхний ярус состоит из баррем-датских, а нижний – из валанжин-сантонских отложений.

Район относится к мелким, неразведанным и неосвоенным. Его перспективы нефтегазоносности связаны с мезозойскими образованиями.

Дибрар-Яшма-Хызынский возможно перспективный район в тектоническом отношении занимает центральную часть юго-восточного погружения мегантиклинория Большого Кавказа на суше и состоит из двух смежных синклинориев - Дибрар-Яшминского и Хызынского (или Хизинского), разделяющихся по Гермианскому разлому. Площадь 2,5 тыс. км². В районе выявлено 31 поднятие. Удельная плотность структур 12,4 стр./тыс.км². Дибрар-Яшминский синклинорий представлен на поверхности верхнемеловыми, реже альбскими и аптскими терригенно-карбонатными флишевыми образованиями. В Хызынском синклинории развиты нижние горизонты мела, а местами на поверхность выведены юрские отложения. Синклинорий состоит из Келевудаг-Советабадской и Тугчайской синклиналей, разделенных Бегимдаг-Ситалчайской антиклинальной зоной. На морских структурах района (Шураабад-дениз, Яшма-дениз) мощность меловых отложений сокращается. Мезозойские отложения района интенсивно дислоцированы. По потенциальным ресурсам углеводородов район относится к мелким, весьма слаборазведанным и весьма слабоосвоенным. Перспективы нефтегазоносности связаны с юрскими (байос, кимеридж-титон) и меловыми (берриас-валанжин) отложениями. В целом, в пределах ***азербайджанского сектора Южно-Каспийской НГО*** выделено 8 нефтегазоносных и 4 высокоперспективных и перспективно-нефтегазоносных района. Общее количество выявленных локальных структур составляет 240, в том числе на акватории площадью 37 тыс. км² выявлено 89 поднятий. С учетом поднятий Североабшеронского акваториального нефтегазоносного и Дибрар-Яшма-Хызынского воз-

можно перспективного района количество выявленных поднятий увеличивается до 288. Открыто 67 месторождений нафтидов, в том числе 31 месторождение – в акватории Каспия.

В ***туркменском секторе акватории и на восточном побережье Каспия*** (к востоку от Восточнокаспийской флексуры) основной объем геолого-геофизических исследований и главные месторождения нафтидов сосредоточены в пределах восточной части Абшеронско-Прибалханской зоны поднятий, где установлена региональная нефтегазоносность красноцветной толщи плиоцена.

Территория к юго-западу от Куринско-Южно-Каспийского мегабассейна относится к Малокавказско-Талышской межмегабассейновой зоне, в пределах которой выделяется *Нижнеаразский* поперечный прогиб и одноименный *возможно перспективный* ***нефтегазоносный район***, недостаточно изученный. Перспективы его нефтегазоносности связываются с мезозойским осадочным комплексом мощностью до 6-7 км.

3.2. Основные типы ловушек, залежей, месторождений УВ

Гетерогенность Каспийского региона, проявление в его истории различных условий осадконакопления, фаз структурообразования, катагенеза пород, флюидогенеза, магматизма, солевого и грязевого диапиризма – все это обусловило разнообразие типов ловушек, залежей и месторождений УВ. Коллекторами нефти и газа в регионе при благоприятных сопутствующих факторах служат практически все известные в нем разновидности пород – от высокоемких кавернозных известняков, вторичных доломитов, песчаников до трещиноватых аргиллитов, мергелей, ангидритов, гранитов. Наиболее распространенной покрышкой для залежей УВ являются глины и глинистые известняки, широко развитые по всей площади, а наиболее эффективной – толщи солей, присутствующие в разрезах Северного и, ограниченно, Среднего Каспия. Основные запасы УВ Северо-Каспийского НГБ сосредоточены в карбонатных, а Южно-Каспийского НГБ – в терригенных резервуарах. Средне-Каспийский бассейн характеризуется доминирующей ролью терригенных резервуаров на большей части площади, за исключением крайнего юга – Терско-Каспийской и Северо-Абшеронской НГО, где ведущее положение занимают залежи в карбонатных НГК. Из-за недостаточной изученности акватории Среднего Каспия остается неясным соотношение ролей карбонатных и терригенных коллекторов в Самурско-Песчаномысской НГО.

В Прикаспийской НГП ловушками УВ в карбонатном резервуаре подсолевого мегакомплекса служат вершины крупных сводов, участки атоллов или одиночные рифогенные постройки, а также антиклинальные структуры II-III порядков. К вершине крупного свода приурочена ловушка в серпухов-

ско-нижнебашкирских известняках карбона – основная на Астраханском ГКМ (рис. 3.3.1). Тип ловушки массивно-пластовый. Примерами ловушек, связанных с участками крупных атоллов, являются ловушки девонско-нижнекаменноугольного мегаатолла, к двум участкам которого приурочены залежи УВ на месторождениях Тенгиз и Кашаган. Ловушка Тенгиза (рис. 3.3.3.) при массивном типе залежи имеет признаки стратиграфического экранирования: глубоко эродированная поверхность резервуара (массива) обеспечивает контакт с глинистой толщей подсолевой нижней перми различных стратиграфических комплексов массива от серпуховского яруса нижнего карбона до фаменских отложений девона. Степень проявления эрозионных процессов в других частях мегаатолла и, прежде всего, в резервуаре месторождения Кашаган не ясна из-за ограниченности информации по этому объекту. Резко выраженная морфология, высокие дебиты притоков, большая высота залежи свидетельствуют о вероятности проявлений гипергенных процессов в формировании ловушки.

Ловушка месторождения Карачаганак, сформированная в теле одиночной рифогенной постройки, относится к типичным массивным (рис.3.3.6). Ее верхним ярусом является сравнительно небольшая высокоамплитудная нижнепермская постройка, нижним – более крупная девонско-каменноугольная.

Ловушки УВ в рифогенных постройках, уступая по размерам сводовым ловушкам типа АСГКМ, обеспечивают высокую емкость за счет намного большего этажа нефтегазоносности. В ловушках, не связанных с рифогенными постройками, формируются пластовые сводовые залежи. Такие ловушки и залежи вероятны в окрестностях месторождения Кашаган, где сейсморазведкой выявлен ряд малоамплитудных и небольших антиклинальных подсолевых объектов на глубинах 5000 м и более (Л.И. Лебедев, Н.Ф. Акопджанова и др., 2001).

Общей особенностью уникальных по объему ловушек УВ АГКМ, Тенгиза, Кашагана, Карачаганака является наличие соляной изолирующей толщи-покрышки. Этот хрестоматийный фактор имеет на всех выше поименованных площадях одну не вполне понятную тенденцию, согласно которой над всей площадью залежи или, во всяком случае, над тем ее участком, где она имеет наибольшую высоту, наблюдается уменьшение мощности соли вплоть до практически полного отжатия в купола, «отступающие» к периферии залежи. Так, вершина залежи на АГКМ находится под Аксарайской мульдой, в которой некоторыми скважинами (скв. 714, 719) установлено сокращение мощности соли до 120-137 м; в смежных куполах мощность превышает 3000 м. На Карачаганакском ГКМ центр массивной залежи находится под мульдой, в которой мощность соли не превышает 250 м, полностью исчезая на отдельных участках; на смежных соляных куполах – Карачага-

накском (северная периферия месторождения) и Кончебайском (южная периферия) мощность соли достигает соответственно 5000 м и 4600 м (А.М.Тюрин, 2001) (рис.3.3.7). В сравнительно меньшей степени эта тенденция выражена на Тенгизе – по-видимому из-за меньшей интенсивности соляной тектоники на окраине солеродного бассейна. Можно предположить связь увеличенного оттока соли от вершин подсолевых резервуаров-гигантов с динамикой мезозойско-кайнозойского этапа их формирования. Внедрение соляного штока в плиоценовые отложения в пределах проекции контура АГКМ (купол Азау) свидетельствует о том, что современный структурный план уникальной ловушки оформился не ранее плиоцена. Из приведенных данных об остаточных мощностях соли следует, что для обеспечения изоляции подсолевых залежей, достаточно иметь даже небольшую (50-100 м и, возможно, менее) толщину солевой покрышки. Кроме того, в Астраханско-Тенгизской НГО между карбонатными массивными и массивно-пластовыми резервуарами и солевой покрышкой присутствует маломощная глинисто-кремнистая пачка нижнепермских отложений (от 30 до 70 м), которая в сочетании с вышележащей солью усиливает ее экранирующие свойства. Вне площади распространения соли (Каракульско-Смушковский НГР) даже при увеличении мощности нижнепермские аргиллиты не могут обеспечить сохранность залежей в карбонатном палеозойском комплексе, подтверждая статус «ложных покрышек».

Региональное распространение массивных ловушек рифогенного типа на юге Прикаспийской НГП подтверждается обнаружением одиночной продуктивной органогенной постройки средневизейско-нижнебашкирского возраста в ЮВ части Астраханского свода на Имашевской площади (Казахстан); ловушка высотой более 400 м отделена от остальной части свода, где роль рифовых фаций в этом стратиграфическом интервале невелика, узким прогибом или врезом (С.В.Яцкевич, В.Д.Мамулина, В.Б.Щеглов, 2003). Подобные образования предполагаются также на восточной периферии свода (Еленовская площадь) и на структурной террасе севернее АГКМ. На периферии свода по геолого-геофизическим данным прогнозируются и более древние биогермы – фаменско-турнейские и средне-верхнефранские, значение которых в качестве ловушек УВ не столь очевидно, поскольку покрывающие породы – глинистые известняки – могут не удержать залежи УВ, особенно газовые (Б.С. Коротков, 2002).

Бурение первых скважин на Астраханском своде на глубины 6,5-7 км (1 Правобережная, 2,3 Девонские) дало основание оценивать коллекторские возможности вскрытых фаменско-турнейских, франских, живетских и эйфельских отложений как весьма скромные. Обнадеживает вскрытие рифогенной постройки мощностью 545 м в фаменском ярусе (скв. 1 Правобережная, инт. 5618-6155 м) и наличие пластов аргиллитов в вышележащем тур-

нейском разрезе, а также кавернозных доломитов в верхней части франского яруса (скв.2 Володарская). О латеральной неоднородности отложений свидетельствуют 9 (!) типов разрезов визейского яруса на Астраханском своде – от чисто известнякового на севере до карбонатно-терригенного на востоке (Н.Ф. Федорова, 2004); латеральная неоднородность продуктивных серпуховско-нижнебашкирских отложений выражается переменным соотношением известняков с различной глинистостью и пористостью в различных частях площади газоносности.

В «терригенном девоне» Астраханского свода – живетском ярусе и нижней части франского яруса – грубообломочные породы (песчаники, гравелиты) присутствуют в большей степени в живетских, нежели чем в нижнефранских традиционно для Прикаспийской и Волго-Уральской НГП терригенных отложениях. Тем не менее, идентификация пашийско-тиманских песчаников в виде маломощных пластов в основании яруса осуществлена в четырех типах разрезов из пяти; относительно большую толщину базальные нижнефранские песчаники имеют в центральной части, включающей и площадь АГКМ (Н.Ф. Федорова, 2004). В случае получения притоков нефти или газа залежь в «терригенном девоне» будет относиться к пластовым сводовым. Вероятная глубина ловушки около 6,1 км. На Тенгизе предполагаемая ловушка в «терригенном девоне» также имеет антиклинальный тип, но находится, по сейсмическим данным, почти на 1 км глубже.

На Астраханском своде в ряде скважин получены промышленные притоки из ангидритов филипповского горизонта кунгурского яруса (скв.413, 431,903, 929 и др.). Горизонт залегает на нижнепермских глинисто-кремнисто-карбонатных породах и перекрывается солью. Мощность ангидритов 20-50 м, дебиты нефти 25-200 т/сут. При этом основная часть скважин, прошедших ангидритовый горизонт, установила отсутствие в нем признаков коллектора и нефтепроявлений. В скв. 431 по техническим причинам горизонт пересечен двумя стволами – основным и дублирующим, сопоставление которых показало расхождение глубин на 30 м. Очевидно, что в районе скважины филипповский горизонт пересечен зоной тектонического дробления. Следовательно, нефтяная залежь в ангидритах на этом участке связана с резервуаром ***трещинно-жильного типа***, имеющим мозаичное строение.

В надсолевом комплексе южной части Прикаспийской НГП наиболее широко распространены стратиграфически и тектонически экранированные ловушки УВ на склонах соляных куполов в песчано-алевролитовых, реже карбонатных коллекторах. Реже представлены полноконтурные пластовые сводовые залежи в структурах облекания глубоко погруженных соляных штоков. Продуктивные горизонты выявлены в диапазоне от триасовых до неогеновых отложений. Восточнее меридиана р. Урал доминируют нефтяные залежи, западнее встречаются нефтяные и нефтегазовые (Верблюжье),

газовые и газоконденсатные (Халганское, Бугринское). В контурах супергигантских подсолевых залежей УВ надсолевые ловушки непродуктивны. Признаки вероятных перетоков УВ из подсолевой залежи в надсолевые горизонты зафиксированы на Карачаганакском ГКМ. Нефтегазопроявления в надсолевых горизонтах установлены в 11 скважинах, из которых 7 расположены над куполом Карачаганакской карбонатной постройки, еще 4 – вблизи него. Проявления не имеют технологических причин (А.М.Тюрин, 2001).

Грядово-ячеистое строение соляно-купольного этажа Прикаспийской впадины, наличие гидродинамической связи подсолевых и надсолевых отложений в бессолевых межкупольных депрессионных зонах создают благоприятные условия для формирования особого типа нетрадиционных ловушек УВ, когда ловушкой является весь объем коллекторов межкупольной депрессии в замкнутом контуре соли, а покрышкой – глинистая и соляная (в том числе переотложенная) толща в триасовых или верхнеюрских отложениях (В.Л.Соколов, 1968). Реальных ловушек этого типа пока в регионе неизвестно, хотя наличие бессолевых межкупольных окруженных соляными грядами по всему периметру депрессий доказано сейсморазведкой, а первичной или переотложенной соли – бурением.

В Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП наибольшим распространением пользуются ловушки антиклинального типа с одной или несколькими залежами УВ, совмещающимися в плане. Преобладание терригенных коллекторов в условиях типичного для плитного чехла чередования относительно маломощных (от первых метров до 20-30 м) пластов-коллекторов и покрышек благоприятствует формированию многозалежных месторождений в триасовых, среднеюрских, нижнемеловых, олигоценовых и миоценовых отложениях. Изолирующими покрышками служат внутриформационные пласты глин. В некоторых НГР установлена взаимосвязь характера залежей с мощностью флюидоупоров: под флюидоупорами незначительной мощности находятся чисто нефтяные залежи, а при увеличенной мощности – нефтегазовые (месторождения Узень, Карамандыбас, Каракудук на Южном Мангышлаке). К пластовому сводовому типу относятся залежи УВ на новых месторождениях, открытых в акватории Среднего Каспия (Хвалынское, им. Ю.Корчагина, им. В.Филановского и др.).

В карбонатных НГК провинции распространены ловушки и залежи массивного типа. В Восточно-Предкавказской НГО массивные залежи УВ выявлены в известняках нефтекумской свиты нижнего триаса; на ряде участков массивы нефтекумских известняков приведены в контакт с глинистой покрышкой юрского возраста, и массивные залежи становятся стратиграфически экранированными (Величаевско-Максимокумская ЗНГН). В Терско-Каспийской НГО массивные ловушки УВ типичны для верхнемелового НГК.

Латеральные изменения коллекторских свойств продуктивных гори-

зонтов обусловили литологическое экранирование УВ залежей. Наиболее активно фактор литологического экранирования проявляется в залежах УВ неоком-нижнеаптских отложений Камышанско-Каспийской ЗНГН, Восточно-Манычского и Прикумского НГР, палеогеновых отложений Восточно-Предкавказской НГО. В акватории Среднего Каспия, судя по первым пробуренным скважинам, роль литологических экранов не столь, но заметна.

Тектонический режим Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП обеспечил формирование большого числа антиклинальных структур-ловушек УВ, сквозных или погребенных, резко выраженных или малоамплитудных. Резко выражены брахиантиклинали в верхнемеловом НГК Терско-Каспийской НГО, содержащие массивные залежи УВ Терско-Сунженского и Южно-Дагестанского НГР. Малоамплитудные структуры-ловушки с небольшой высотой залежей доминируют в Камышанско-Каспийской ЗНГН, Восточно-Манычском и Прикумском НГР. На акватории Среднего Каспия размеры многих структур оказались кратно больше, чем в аналогичных комплексах на суше Предкавказья, и сопоставимы с крупными поднятиями Южного Мангышлака; существенно увеличились и амплитуды структур.

Анализ процесса структурообразования в мезозойско-кайнозойских отложениях Среднего Каспия показывает, что основные антиклинальные ловушки УВ (Хвалынская и др.) сформировались на рубеже миоцена-плиоцена.

Разрывная тектоника, неравномерно проявившаяся на всей площади рассматриваемой НГП, обусловила формирование залежей тектонически экранированного и трещинно-жильного типов.

Тектонически экранированный тип залежей УВ доминируют в Цубукско-Промысловской ЗНГН; экранами для многих залежей УВ в нижне- и верхнемеловых отложениях здесь являются разрывы. Важную роль тектоническое экранирование играет в формировании залежей УВ в Южно-Дагестанском НГР и, вероятно, в Северо-Абшеронской НГО (что следует из материалов по нефтегазоносности Прикаспийско-Губинской ЗНГН на северо-востоке Азербайджана). В Южно-Дагестанском НГР наиболее перспективны поднадвиговые ловушки верхнемелового НГН комплекса. В Восточно-Предкавказской и Южно-Мангышлакской НГО тектонически экранированные залежи весьма редки. В Бузачинском НГР многие антиклинальные ловушки юрского НГН комплекса приурочены к зонам крупных взбросо-надвигов доюрского возраста, подвижки по которым в послеюрское время имели место (В.И.Попков, 2001) и могли повлиять на формирование тектонических экранов.

В акватории Среднего Каспия, судя по данным сейсморазведки роль дизъюнктивного фактора в строении возможных ловушек невелика и возрастает с запада на восток (наиболее разбит Тюб-Караганский вал) и сверху вниз (наиболее нарушена структура по подошве юрского нефтегазоносного комплекса).

Трещинно-жильные ловушки УВ установлены и предполагаются в палеозойском нефтегазоносном комплексе. Месторождение Оймаша в Самурско-Песчаномысской НГО в Казахстане – первый объект этого типа. Устойчивые промышленные притоки нефти с высокими дебитами (из скв. 12 при начальном дебите 350 $м^3$/сутки за 8 лет эксплуатации извлечено около 191 тыс. т нефти) получены из гранитной интрузии. Залежь приурочена к узкой протяженной зоне измененных гранитов, пересеченных серией тектонических нарушений. Коллекторы в гранитах сформированы за счет контракционной усадки гранитной магмы, тектонических, гидротермальных и гипергенных процессов. Зоны со значительной пустотностью и проницаемостью разделены массивами слабо измененных непроницаемых или почти непроницаемых пород, которые могут служить покрышками для залежей УВ или экранами, препятствующими движению флюидов. Покрышками и экранами служат также те из разрывов, секущих интрузию, которые заполнены минеральными агрегатами или сопровождаются зонами милонитизации (В.И.Попков, 2001). Широкое распространение гранитных интрузий в палеозое Предкавказья и в целом Скифско-Туранской плиты, доказанное геофизическими работами и бурением, активная разрывная тектоника доплитных образований убеждают в том, что ловушки УВ оймашинского типа могут стать одним из первых нетрадиционных направлений нефтегазопоисковых работ в Среднем Каспии, особенно в Самурско- Песчаномысской НГО. Из других районов наиболее благоприятен Ракушечно-Широтный НГР с относительно неглубоким залеганием доплитного комплекса.

Ловушки трещинно-жильного типа в Каспийском регионе известны не только в гранитах. К этому типу относятся встречающиеся в Терско-Каспийской НГО ловушки в толщах аргиллитоподобных глин на участках их перемятости, раздробленности, интенсивной трещиноватости. Узкие (0,3-1,5 км), но весьма протяженные (до нескольких десятков км), такие ловушки запечатываются сверху пластичными разностями глин, а в глубь проникают до 3 км. Дагестанские геологи (Ф.Г.Шарафутдинов и др., 1999) считают, что к этому типу относится Салтабакская ловушка в верхне-майкопских глинах в зоне Гилянского взброса. Из подобного объекта в зоне Черногорской моноклинали Терско-Каспийской НГО, недалеко от известного Бенойского газоконденсатного месторождения, на площади Стерч-Кертч в начале 30-х гг. прошлого столетия был получен фонтан нефти дебитом около 400 т/сутки (Б.А.Соколов, Н.Ш.Яндарбиев, 2003).

В Северо-Абшеронской НГО, на ряде площадей Сиазаньской моноклинали (Чандогар-Зорат, Заглы, Зейва и др.) признаки нефтегазоносности (нефтегазопроявления в скважинах) получены из вертикально залегающих глинистых слоев сумгаитской свиты. Сиазаньская моноклиналь с юго-запада ограничивается Сиазаньским разломом, по которому она отделяется от Тен-

ги-Бешбармагского антиклинория. На участке от площади Сиазань на юго-востоке до площади Зейва на северо-западе этот разлом выражен надвигом, по которому меловые отложения надвинуты на палеогеновые. Здесь залежи нефти в нижней части майкопской свиты запечатаны надвигом, по которому нефтеносные пласты приходят в контакт с мергельно-глинистыми образованиями меловой системы. Отличительной особенностью данного надвига и связанных с ним нефтяных залежей является их опрокинутость, в результате которой продуктивные горизонты майкопской свиты, породы эоцена и палеоцена оказались под меловыми отложениями.

Близкими к трещинно-жильному типу по сути являются небольшие залежи УВ в трещинных коллекторах карбонатных пород верхнего мела и мергельно-глинистых пород эоцена-олигоцена в Озек-Суатской и Прасковейско-Ачикулакской ЗНГН Прикумского НГР Восточно-Предкавказской НГО. Залежи имеют сложное мозаичное строение и являются структурно-зональными. В Восточно-Ставропольском НГР нефтегазоносность Журавско-Воробъевской ЗНГН связана со структурно-зональными залежами в разноуплотненных листоватых и трещиноватых глинах хадумского горизонта и баталпашинской свиты олигоцена.

Первично осадочные палеозойские сланцевые толщи Предкавказья, имеющие региональное распространение в стратиграфическом диапазоне девона-карбона и подверженные тектонической переработке, также благоприятны для формирования ловушек УВ трещинно-жильного типа. По материалам сейсморазведки палеозойская толща в пределах Северо-Ставропольско-Пелагиадинского газового месторождения имеет признаки субвертикальных зон трещиноватости, которые могли быть подводящими каналами при формировании залежей в мезозойских и кайнозойских отложениях. Трещиноватые сланцы и роговики палеозоя являются нефтегазосодержащими на Расшеватском (газ, конденсат) и Юбилейном (нефть, газ, конденсат) месторождениях.

В зонах развития региональных флюидоупоров Восточного Предкавказья – майкопских глин и верхнеюрских солей – предполагаются (Б.А.Соколов, Н.Ш.Яндарбиев, 2003), а отчасти доказаны крупные олистостромы – глыбы карбонатных пород верхнего эоцена, верхнего мела и верхней юры, с которыми могут быть связаны нетрадиционные залежи УВ. Наиболее естественный механизм их формирования – оползни и обвалы. В майкопских глинах некоторых районов Предгорного Дагестана выделяются до 4-х горизонтов внедрений карбонатных глыб. Общий их объем достигает 150 млрд. $м^3$ пород, а отдельные ловушки (например, Восточно-Капчугайская) объемом до 1125 млн. $м^3$ сопоставимы с триасовыми рифогенными структурами Северного Дагестана.

Верхнеюрская соленосная толща, вскрытая мощность которой на южном борту Терско-Каспийского прогиба достигает 1500 м (площадь Датых и др.), содержит трудно коррелируемые карбонатные внутри – или подсоле-

вые горизонты, которые могут быть как первично седиментационными телами «in situ», так и механическими внедрениями – олистостромами или олистолитами. На ряде площадей из этих объектов получены промышленные притоки нефти и газа. В частности, на площади Датых (скв. 15, инт. 3076-3112 м) дебиты нефти и газа составляют 315 м^3/сутки и 122 т. м^3/сутки соответственно. Нефтегазосодержащие карбонатные олистолиты известны также в миатлинской свите Предгорного Дагестана на площадях Ачису и Шамхал-Булак.

В акватории Среднего Каспия этот нетрадиционный тип залежей возможен ограниченно: глыбы верхнемеловых известняков могут попасть в вышележащие флюидоупоры в зонах эрозионных неогеновых врезов, вскрывающих и довольно глубоко эродирующих их. Соленосная же толща Терско-Каспийского прогиба в акваторию, вероятно, не распространяется.

В Южно-Каспийской НГП распространены сводовые, тектонически-экранированные, стратиграфические и литологические залежи нафтидов. Существует значительное число их классификаций. Ниже приводятся примеры залежей различного типа по многотомнику «Геология Азербайджана», том «Геология нефти и газа» (редакторы Юсуфзаде Х.Б. Гулиев И.С.), 2008. (автор раздела Сулейманов А.)

Сводовые залежи являются наиболее распространенной группой. И формируются в сводовых частях антиклинальных структур.

Примерами сводовых залежей являются залежи верхнего отдела ПТ на Абшеронском полуострове и в Нижнекуринской депрессии, а также свит надкирмакинской глинистой (НКГ) и надкирмакинской песчанистой (НКП) Абшеронского полуострова.

По степени нарушенности сводовые залежи делятся на слабо нарушенные и нарушенные. Уточнение геологического строения отдельных месторождений Абшеронского полуострова (Бибиэйбат, Бинагады, Балаханы-Сабунчи-Раманы, Гала и др.) и Нижнекуринской депрессии (Мишовдаг, Кюровдаг, Галмаз, Гарабаглы и др.) позволило А.А.Али-заде и др. (1974) значительное число залежей, отнесенных Б.К.Бабазаде к слабонарушенным, классифицировать как нарушенные. Так, к этой подгруппе были отнесены залежи НКГ, НКП, калинской и сураханской свит, I, II, III горизонтов Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения, XI, XII пластов свиты ПК Бибиэйбатского месторождения и свит ПК и КаС Зиринского месторождения. К слабонарушенным отнесены лишь залежи КС. ПК и КаС месторождения Зиря и залежи V-X горизонтов балаханской свиты, свиты «фасиля», НКП и ПК месторождения Джануб.

Значительно большее распространение имеют залежи, разбитые на самостоятельные блоки. Этот вид сводовых залежей образуется, когда амплитуда смещения по разрывам превышает толщину нефтеносного пласта.

Примером могут служить все залежи верхнего отдела ПТ и свит НКГ, НКП, КС, ПК месторождений Бибиэйбат и Локбатан (кроме ПК). В Сураханском и Калинском месторождениях все залежи верхнего отдела ПТ и свит НКГ, НКП разбиты на самостоятельные тектонические блоки. На месторождении Кюрсангя на самостоятельные тектонические блоки разделены I-VI ПТ.

На месторождении Бибиэйбат в сводовой части складки залежи нефти разбиты продольными и поперечными нарушениями небольшой амплитуды на отдельные блоки, имеющие различные отметки ВНК и ГНК.

Сводовые залежи, разбитые на блоки, в ряде месторождений ограничиваются частично или со всех сторон тектоническими разрывами. Данный вид сводовых залежей характерен для месторождений, которые осложнены двумя и более продольными и значительно большим числом поперечных нарушений. Примером таких залежей являются сводовые залежи месторождений Пирсаат, Галамадын, Кюрсангя, Гарабаглы и др.

Одними из разновидностей сводовых залежей, разбитых на блоки, являются залежи, размещенные на периклиналях. Эти залежи частично ограничиваются разрывами. Примерами таких залежей являются залежи ПК, КС, НКП на месторождении Нефт-Дашлары; залежи в горизонтах сураханской свиты на месторождении Сураханы; залежи I-V горизонтов месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы. Указанные залежи, занимая симметричное положение относительно осевой поверхности складки, располагаются асимметрично по отношению к периклиналям.

На месторождении Нефт-Дашлары на северо-восточном крыле юго-восточной периклинали складки залежи нефти и газа находятся во всех песчаных горизонтах ПТ от калинской до сураханской свиты, в то время как в пределах северо-западной периклинали, отделенной от восточной части месторождения поперечным разрывом, промышленные залежи находятся лишь в песчаных горизонтах калинской свиты **(рис. 3.2.1, 3.2.2).**

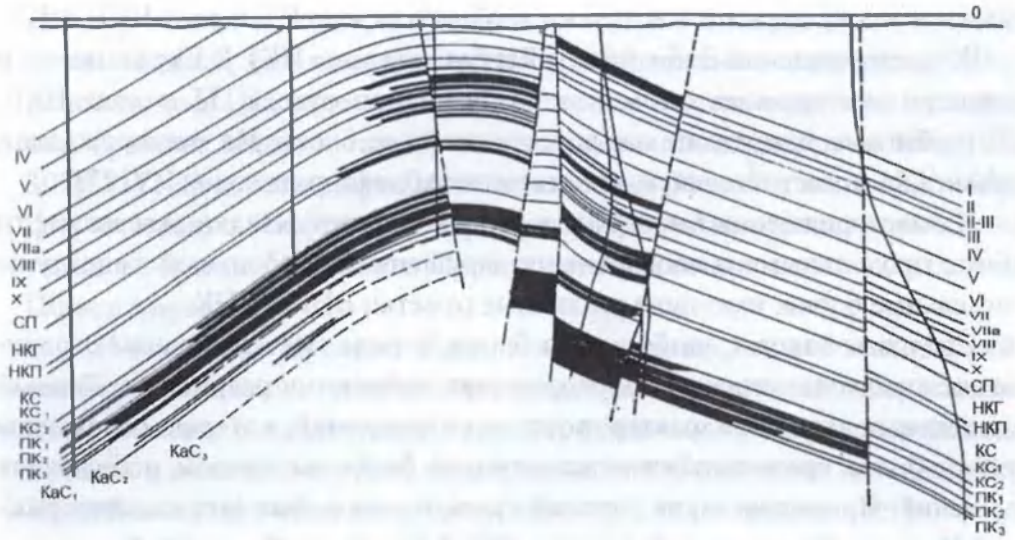


Рис. 3.2.1. Месторождение Нефт Дашлары. Размещение залежей в ПТ у юго-восточной периклинали складки

На месторождении Сураханы сводовые залежи горизонтов сураханской свиты в продольном напрвылении являются асимметричными и большей частью размещены у северо-западной периклинали складки.

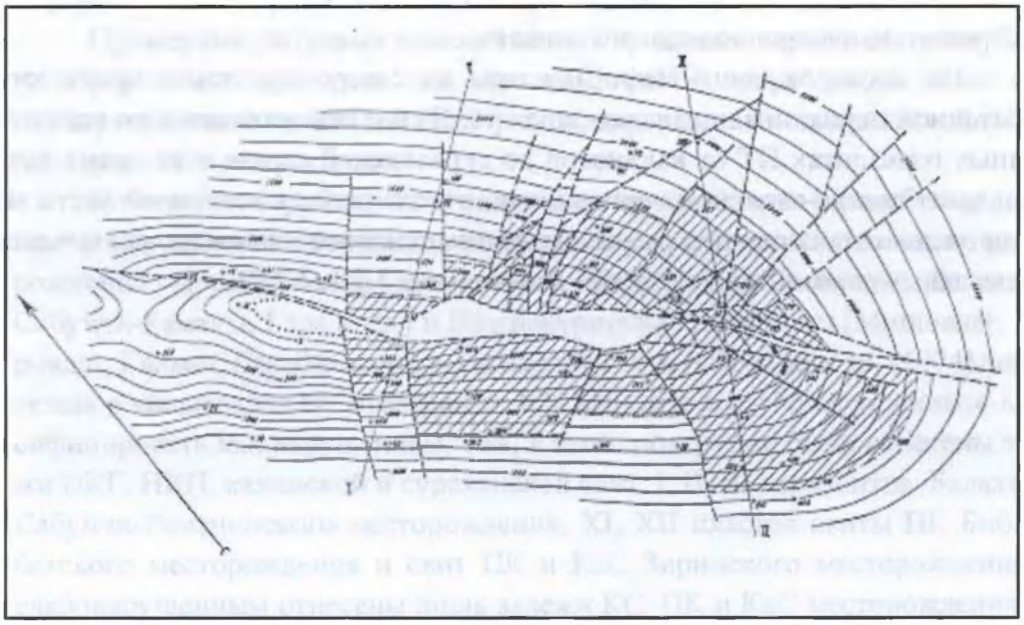


Рис. 3.2.2. Месторождение Нефт Дашлары. Распределение залежей нефти и газа в подкирмакинской свите

Тектонически-экранированные залежи. Залежи этого типа располагаются вдоль тектонических нарушений (сбросов, взбросов и надвигов), осложняющих строение антиклинальных и моноклинальных структур. В отличие от сводовых залежей, которые располагаются симметрично по отношению к антиклинальной складке, залежи тектонически-экранированной (тектонически ограниченной) подгруппы в большинстве случаев приурочены только к одному из крыльев или к периклиналям складок.

Тектонически-экранированные залежи широко распространены в пределах Абшеронского полуострова, Абшеронского и Бакинского архипелагов, а также в Нижнекуринской депрессии. Эти залежи, подобно залежам в чокракском горизонте и майкопской свите Сиазаньской моноклинали (Северо-Абшеронская НГО) отличаются большой высотой (300-3000 м), значительной протяженностью (до 30 км) и шириной. Они обычно экранируются продольными нарушениями. В зависимости от характера продольных нарушений различают три вида залежей: присбросовые, привзбросовые и принадвиговые.

К первому виду можно отнести залежи в свитах ПК, КС месторождений Балаханы-Сабунчи-Раманы, Сураханы, Бибиэйбат (на северо-восточном крыле), залежи в свитах КаС, ПК, КС на месторождении Гарачухур-Зых (на северо-восточном крыле), залежи в верхних горизонтах ПТ на юго-западном крыле месторождения Кюровдаг и др.

К привзбросовому виду относят залежи в свитах НКП, НКГ, СП месторождений Балаханы-Сабунчи-Раманы, Аташкя, Локбатан, Пута-Гушхана, а также в V, VII и VIII горизонтах месторождений Гарадаг, Сангачалы-Дуванный, Хара-Зиря, Дашгиль, Алят-дениз и др.

Тектонически-экранированные залежи, расположенные в периклинальных частях антиклинальных складок, экранируются поперечными нарушениями. Примерами могут служить залежи в свите ПК на северо-западной периклинали Калинского месторождения, в свитах КаС, ПК и КС юго-восточной части складки Нефт-Дашлары, залежи в верхних песчаных горизонтах ПТ на северо-западной периклинали складки Мишовдаг.

Принадвиговые залежи вверх по восстанию пластов экранируются плоскостями надвиговых нарушений; при этом они могут находиться как над, так и под надвигом. Например, на месторождении Гюргян-дениз залежи нефти в ПК и КС приурочены к юго-западному надвинутому крылу и экранируются плоскостью надвига, наклоненной на юго-запад (**рис. 3.2.3**).

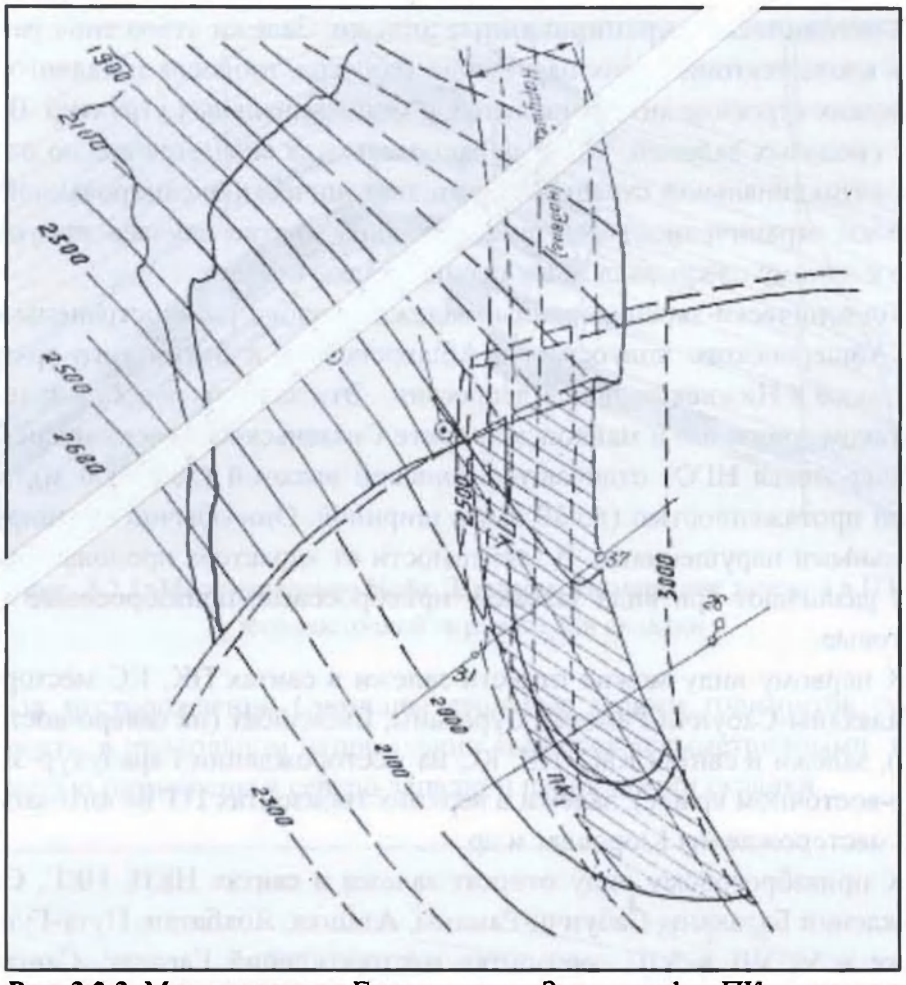


Рис. 3.2.3. Месторождение Гюргян-дениз. Залежь нефти ПК находится в сводовой части надвинутого крыла складки

На месторождении Умбаки залежи нефти в песчаных горизонтах III, IV,V майкопской свиты находятся в условиях северного надвинутого крыла складки. Примерами принадвигового типа являются также залежи КС и ПК южной складки месторождения Пираллахи адасы, залежь ПК на месторождении Чилов адасы, залежи V-VIII горизонтов на месторождении Локбатан и залежи в майкопской свите на площадях Сиазаньской моноклинали (Сиазань, Саадан, Амирханлы, Заглы-Зейва).

Южная складка Пираллахи адасы осложнена надвигом, по которому западное крыло складки надвинуто на восточное. Плоскость надвига падает на запад, а амплитуда надвига достигает 750 м **(рис.3.2.4)**. Залежи в ПК и КС на поднадвиговом восточном крыле экранированы этим надвигом.

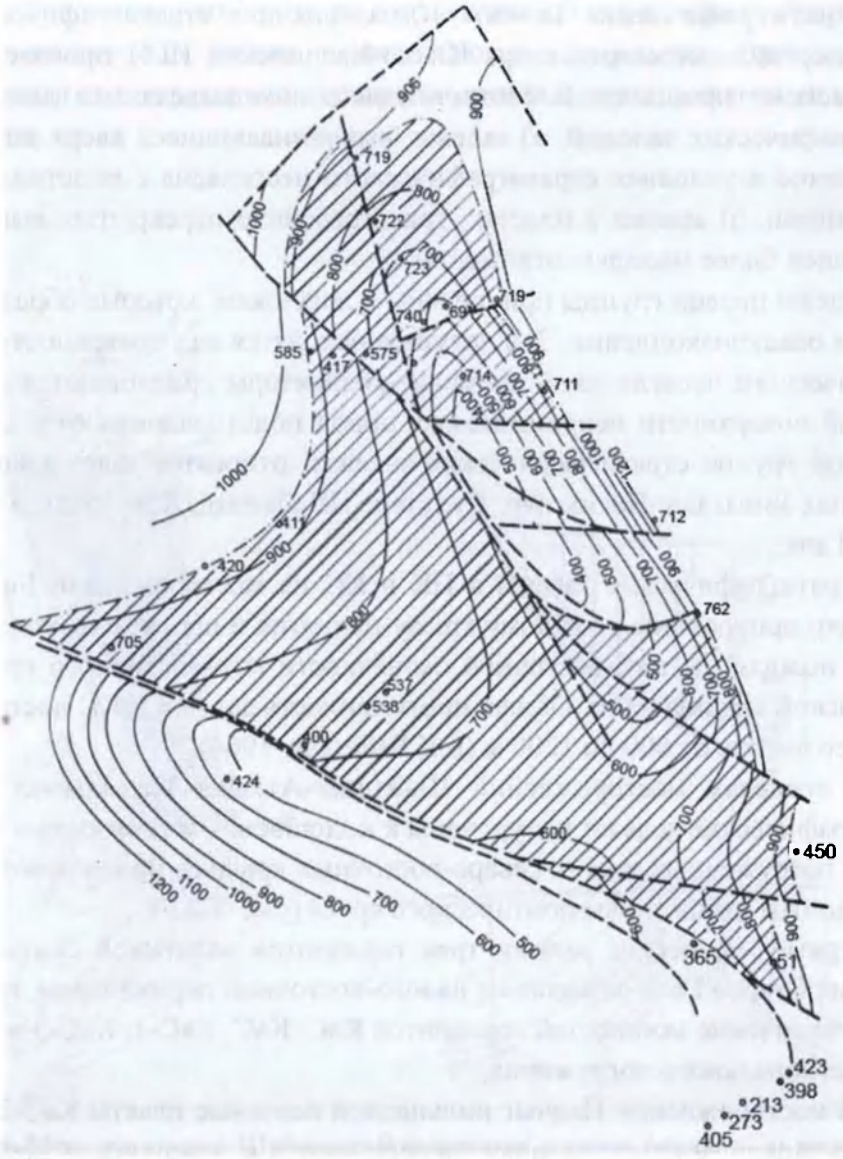


Рис. 3.2.4. Месторождение Пираллахи адасы. Распределение залежей нефти ПК в надвинутой части складки

На месторождении Чилов адасы залежи в КаС, ПК, КС находятся в пределах поднадвиговой части северо-восточного крыла, а в надвинутом юго-западном крыле залежь нефти установлена лишь в свите ПК.

Особым видом тектонически-экранированных залежей являются приконтактные залежи. Единственным примером данного вида является залежь нефти в КС, приуроченная к юго-восточной части месторождения Маштаги-Бузовны, где нефтеносные пласты приходят в тектонический контакт с перемятыми глинистыми породами палеоген-миоцена, слагающими ядро погребённой диапировой структуры.

Стратиграфические залежи. Классификация стратиграфических залежей азербайджанского сектора Южно-Каспийской НГП произведена по генетическому принципу. В соответствии с ним выделяются две группы стратиграфических залежей: а) залежи, выклинивающиеся вверх по восстанию пластов в условиях стратиграфического несогласия с подстилающими отложениями; б) залежи в пластах, трансгрессивно перекрытых вышележащей толщей более молодых отложений.

Залежи первой группы приурочены к ловушкам, которые образовались во время осадконакопления. Эти ловушки находятся над поверхностью стратиграфического несогласия, и песчаные коллекторы прислоняются к эродированной поверхности непроницаемых пород подстилающих отложений. К указанной группе стратиграфических залежей относятся залежи на месторождениях Бинагады-Чахнагляр, Сулутепе, Шабандаг, Ясамальская долина, Старое Гала.

Стратиграфические залежи в ПК и КС на месторождении Бинагады-Чахнагляр приурочены к южному крылу поднятия и прослеживаются непрерывной полосой до юго-восточной оконечности юго-восточного крыла Сулутепинской антиклинали. Общая протяженность залежи в КС достигает 12 км при ее высоте от 600 до 1200 м (Б.К.Бабазаде, 1964).

В пределах месторождений Шабандаг-Аташкя-Ясамальская долина стратиграфические залежи приурочены к подошвенным горизонтам КС, которые в погруженных частях северо-восточных крыльев прислоняются к непроницаемым отложениям понтического яруса (рис. 3.2.5).

Стратиграфические залежи трех горизонтов калинской свиты месторождения Старое Гала размещены на юго-восточной периклинали, где отмечается увеличение мощностей горизонтов КаС, КаС, КаС-1, КаС-3 в направлении регионального погружения.

На месторождении Палчыг пильпиляси песчаные пласты КаС-2 и КаС-3 на юго-западном крыле складки прислоняются к поверхности несогласия, образуя стратиграфические ловушки, которые содержат залежи нефти высотой до 700 м на протяжении более 5 км.

Вторая группа стратиграфических залежей включает ловушки, формирование которых происходило после размыва головных частей пластов-коллекторов, и стратиграфически они несогласно перекрыты непроницаемыми отложениями. Эти залежи располагаются под поверхностью несогласия и в зависимости от характера поверхности размыва и строения подстилающих отложений имеют различные формы, т.е. они могут находиться на своде, в крыльевых или периклинальных частях антиклинальных структур, на моноклиналях, на поверхностях погребённых останцов рельефа и на вулканогенных поднятиях. Примером этой группы стратиграфических залежей является залежь нефти в фораминиферовых отложениях месторождения Га-

занбулаг. Эта залежь находится на юго-восточной периклинали складки, где песчаные коллекторы эоцена выклиниваются в результате стратиграфического среза и трансгрессивно перекрыты глинистыми отложениями майкопской свиты.

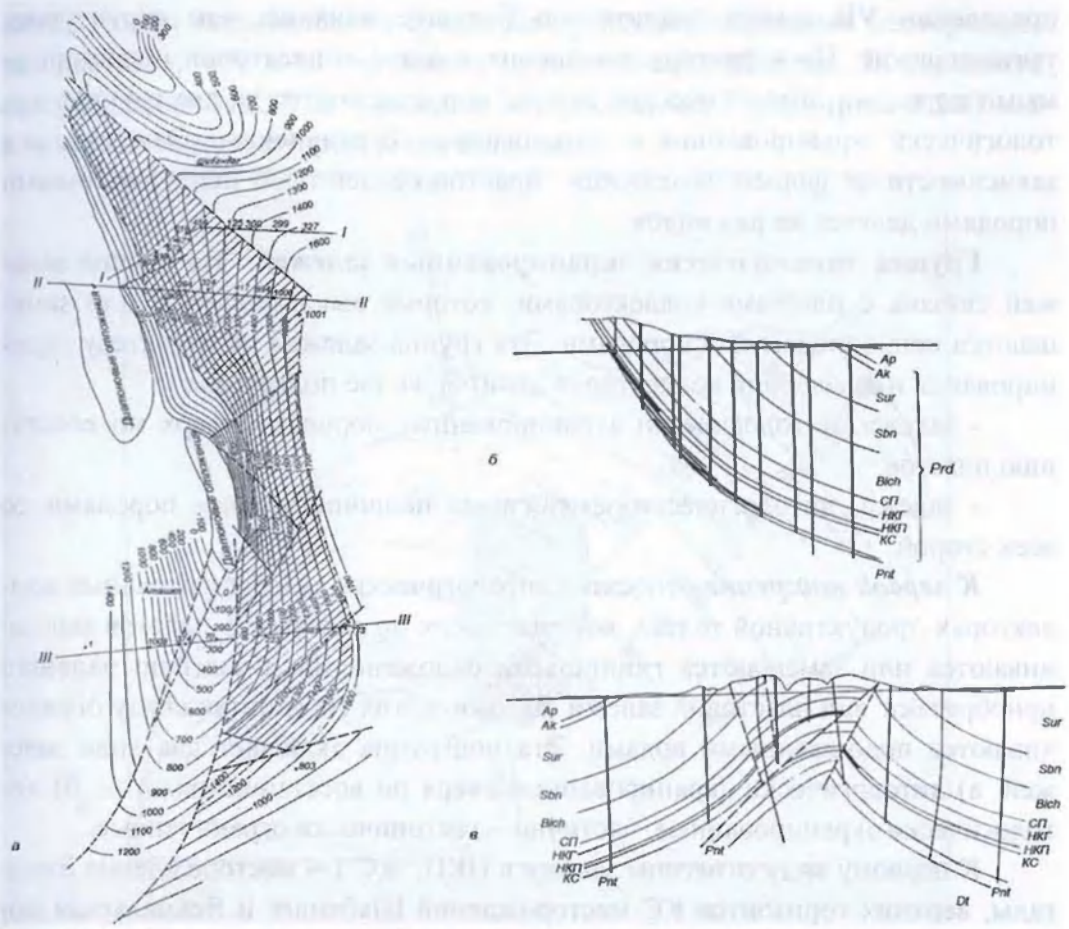


Рис. 3.2.5. Месторождение Шабандаг-Ясамальская долина-Аташкя: а) распределение залежей нефти в КС; б) залежи КаС, ПК и нижних горизонта прислоняются к размытой поверхности подстилающих отложений; в) Аташкя – залежи НКП тектонически экранируются продольными разрывами.

К данной группе стратиграфических залежей следует отнести залежи лечебной нефти I нафталанского горизонта месторождения Нафталан и залежь нефти в коре выветривания вулканогенных пород на своде погребённого поднятия Мурадханлы. В первом случае залежь находится под поверхностью регионального несогласия между майкопской свитой и акчагыльским ярусом, а во втором – между вулканогенными образованиями верхнего мела и глинистыми отложениями майкопской свиты.

Литологические залежи. Как известно, в формировании различных типов залежей нефти и газа, наряду с тектоническими и стратиграфическими, принимают участие и литологические факторы. Нередко литологический фактор играет ведущую роль. В таких залежах пласты-коллекторы отличаются изменчивостью литологического состава. Эти изменения при распределении УВ имеют значительно большее влияние, чем структурно-тектонические. По характеру замещения пластов-коллекторов непроницаемыми породами литологические залежи подразделяются на две группы: литологически экранированные и литологически ограниченные. Эти группы в зависимости от формы замещения пластов-коллекторов непроницаемыми породами делятся на ряд видов.

Группа литологически экранированных залежей. Эта группа залежей связана с пластами-коллекторами, которые выклиниваются или замещаются непроницаемыми породами. Эта группа залежей по характеру экранирования и замещения коллекторов делится на две подгруппы:

- залежи, литологически экранированные породами вверх по восстанию пластов;

- залежи, литологически замещённые непроницаемыми породами со всех сторон.

К первой подгруппе относятся литологические залежи в песчаных коллекторах продуктивной толщи, которые вверх по восстанию пластов выклиниваются или замещаются глинистыми отложениями, а вниз по падению приобретают вид пластовой залежи. Залежи в этих горизонтах снизу ограничиваются подошвенными водами. Эта подгруппа включает два вида залежей: а) литологически экранированные вверх по восстанию пластов; б) литологически экранированные, частично – тектонически ограниченные.

К первому виду отнесены залежи в НКП, КС 1-4 месторождения Бинагады, верхних горизонтов КС месторождений Шабандаг и Ясамальская долина, VIII горизонта месторождений Гушхана, Гарадаг и залежь в КаС месторождения Говсаны. Второй вид залежей обычно литологически экранирован вверх по восстанию, а с боков ограничен разрывами. Примером является залежь газоконденсата VIII горизонта месторождения Дуванный; эта залежь литологически экранирована на северо-западной периклинали и в северо-западной части юго-западного крыла, в то время как северо-западное ограничение залежи северо-восточного крыла представлено продольным разрывом.

Подгруппа залежей, литологически замещенных непроницаемыми породами со всех сторон, также делится на два вида залежей: а) залежи, литологически ограниченные со всех сторон; б) литологически ограниченные, частично- тектонически экранированные.

К первому виду, кроме линзообразных залежей, имеющих достаточно

широкое распространение в нефтегазоносных районах Азербайджана, относятся ловушки, связанные с барообразными телами песчаников и шнурковыми или рукавообразными песчаными образованиями. Они формировались в руслах палеорек и в прибрежно-дельтовых условиях. Такие ловушки в Южно-Каспийской НГП пока неизвестны. Что касается линзообразных залежей, то они установлены в среднеабшеронских отложениях месторождения Нефтчала, в V и VI горизонтах месторождения Шонгар, IX горизонте месторождения Зых, VIII горизонте месторождения Гёздек (**рис. 3.2.6)** и в диатомовой свите месторождения Бинагади.

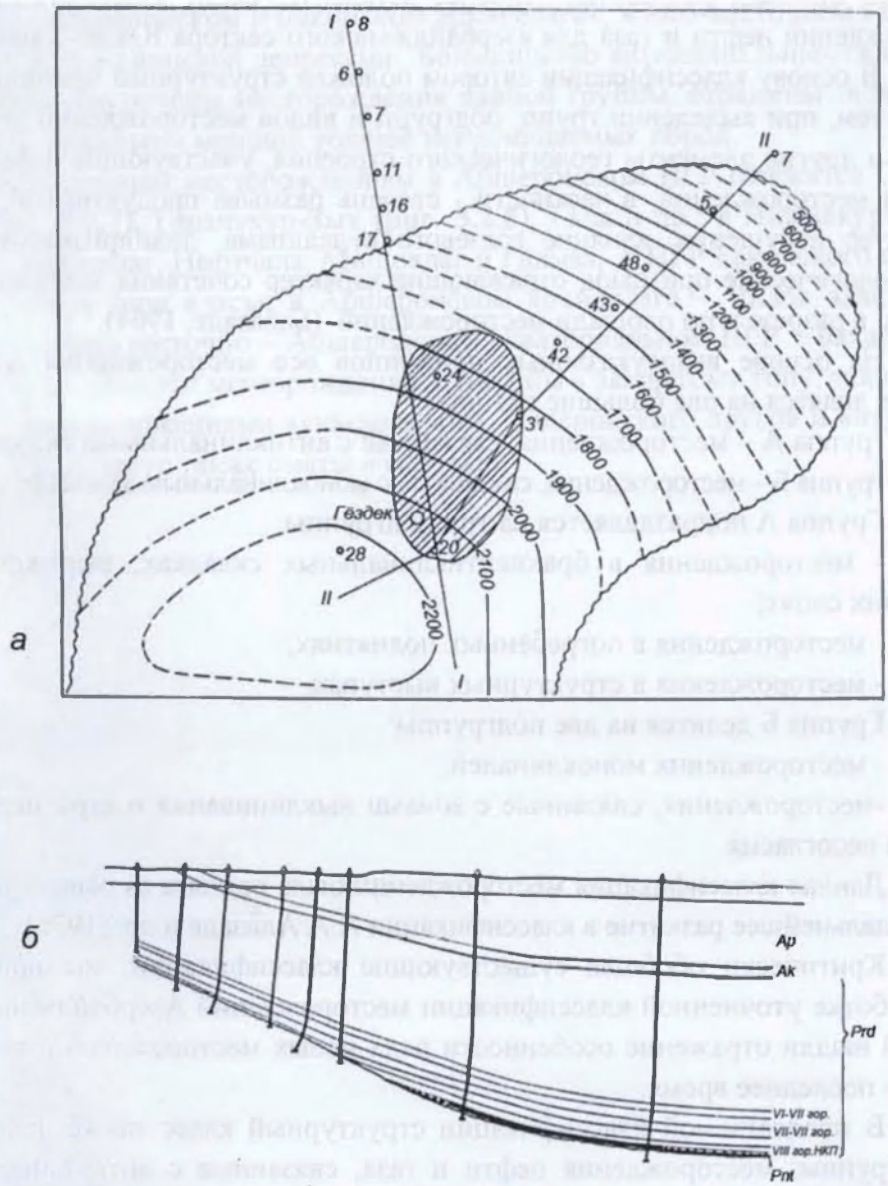


Рис. 3.2.6. Месторождение Гёздек: а) литологически ограниченная со всех сторон залежь нефти в VIII горизонте ПТ; б) выклинивание залежи нефти в VIII горизонте ПТ

Ко второму виду, также характеризующемуся линзообразной формой залежи, но сочетающему литологическое экранирование с тектоническим, относят залежи в I-VIII горизонтах месторождения Нефтчала, II, IV и V горизонтах месторождения Мишовдаг и залежи нефти и газа нижнемеловых кюлюлинских песчаников на месторождении Шурабад.

Месторождения нефти и газа.

Учитывая геологическое строение, характер сочетания залежей в разрезе, Б.К. Бабазаде разработал наиболее детальную схему классификации месторождений нефти и газа для азербайджанского сектора Южно-Каспийской НГП. В основу классификации автором положен структурный принцип. Вместе с тем, при выделении групп, подгрупп и видов месторождений учитываются и другие элементы геологического строения, участвующие в формировании месторождений; в частности - степень размыва продуктивной толщи, характер нарушения, влияние грязевого вулканизма, диапиризма, а также морфологические признаки, отражающие характер сочетания залежей нефти и газа в разрезе и по площади месторождений (Бабазаде, 1964).

На основе вышеуказанных принципов все месторождения Азербайджана делятся на две большие группы:

группа А – месторождения, связанные с антиклинальными складками;

группа Б - месторождения, связанные с моноклинальным залеганием слоев.

Группа А подразделяется на три подгруппы:

- месторождения в брахиантиклинальных складках, выраженных в верхних слоях;
- месторождения в погребённых поднятиях;
- месторождения в структурных выступах.

Группа Б делится на две подгруппы:

- месторождения моноклиналей;
-месторождения, связанные с зонами выклинивания и стратиграфического несогласия.

Данная классификация месторождений была принята за основу и получила дальнейшее развитие в классификации А.А.Ализаде и др. (1976).

Критически обобщая существующие классификации, мы пришли к разработке уточненной классификации месторождений Азербайджана, в которой нашли отражение особенности ряда новых месторождений, выявленных в последнее время.

В предлагаемой классификации структурный класс также делится на две группы: месторождения нефти и газа, связанные с антиклинальными складками, и месторождения нефти и газа, связанные с моноклинальным залеганием слоёв. Обе группы, в свою очередь, подразделяются на подгруппы.

Первая группа включает месторождения в брахиантиклинальных складках, отраженных в верхних слоях разреза, и месторождения в погребённых поднятиях. Во второй группе выделены месторождения на моноклиналях, связанные с зонами разломов, и месторождения на моноклиналях, связанные с зонами выклинивания и стратиграфических несогласий в крыльевых частях антиклинальных зон.

Группа месторождений нефти и газа, связанных с антиклинальными складками. Эта группа является наиболее распространенной в нефтеносных районах Азербайджана. Она широко представлена на Абшеронском полуострове, Абшеронском и Бакинском архипелагах, в юго-восточном Гобустане и Нижне-Куринской депрессии. Большинство антиклинальных складок, к которым приурочены месторождения данной группы, отражены в верхних слоях и перекрыты мощной толщей непроницаемых пород.

К подобным месторождениям в Абшеронском НГР относятся Сураханы **(рис. 3.2.7),** Гарачухур-Зых **(рис. 3.2.8**), Гала и др.; в Нижнекуринском НГР – Кюровдаг, Нефтчала, Мишовдаг и Галмаз; в НГР Бакинского архипелага - Хара-Зиря адасы; в Абшеронском архипелаге – Чилов адасы, Гум адасы; в Юго-восточно – Абшеронском акваториальном НГР – Бахар, Шахдениз и др. Все эти месторождения отнесены к закрытому типу, так как они перекрыты отложениями акчагыльского, абшеронского ярусов и антропогена, которые часто также смяты в складки.

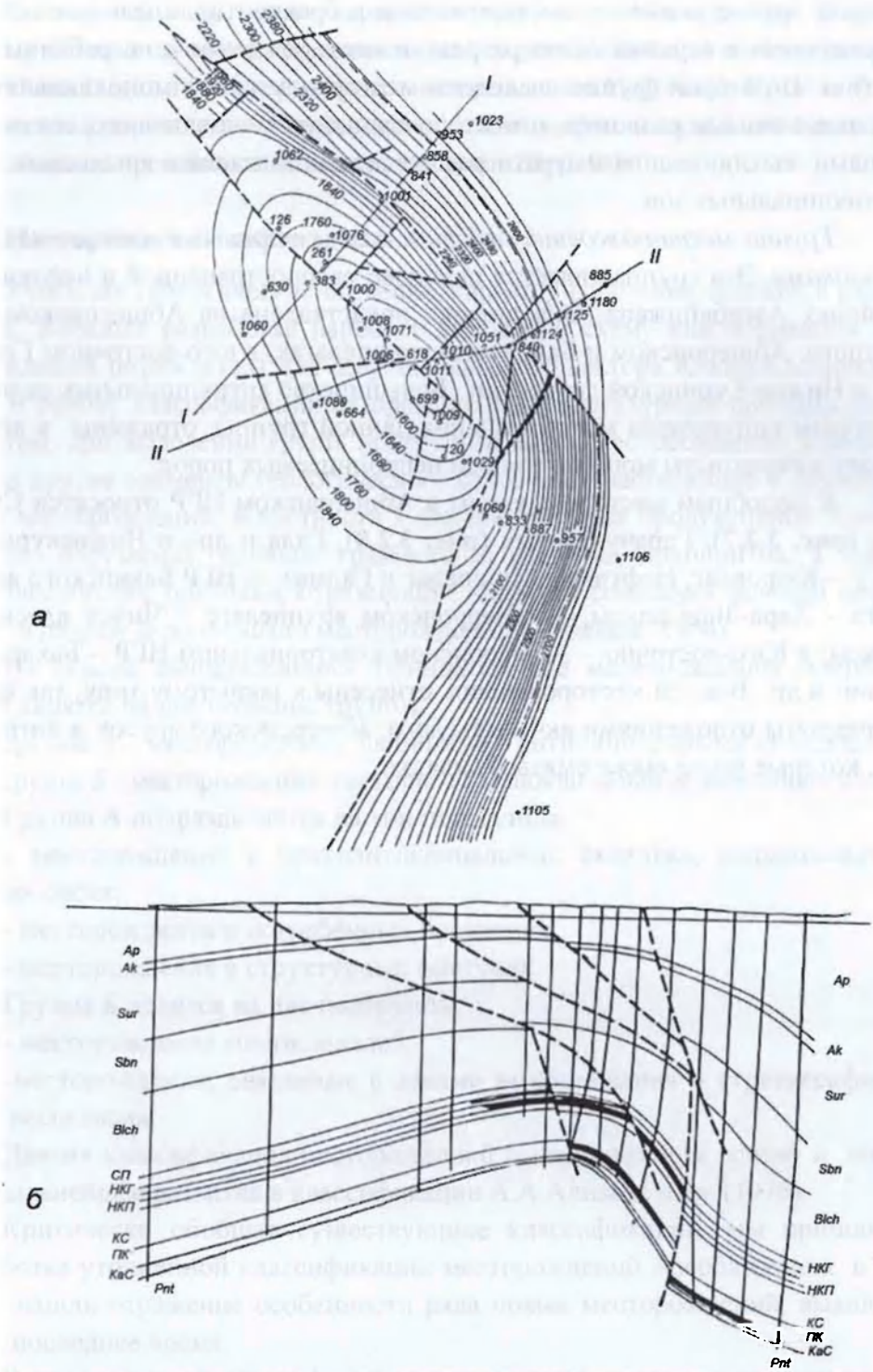


Рис.3.2.7. Месторождение Сураханы:
а) размещение залежей нефти нижнего отдела ПТ в плане;
б) размещение залежей нефти нижнего отдела ПТ в разрезе.

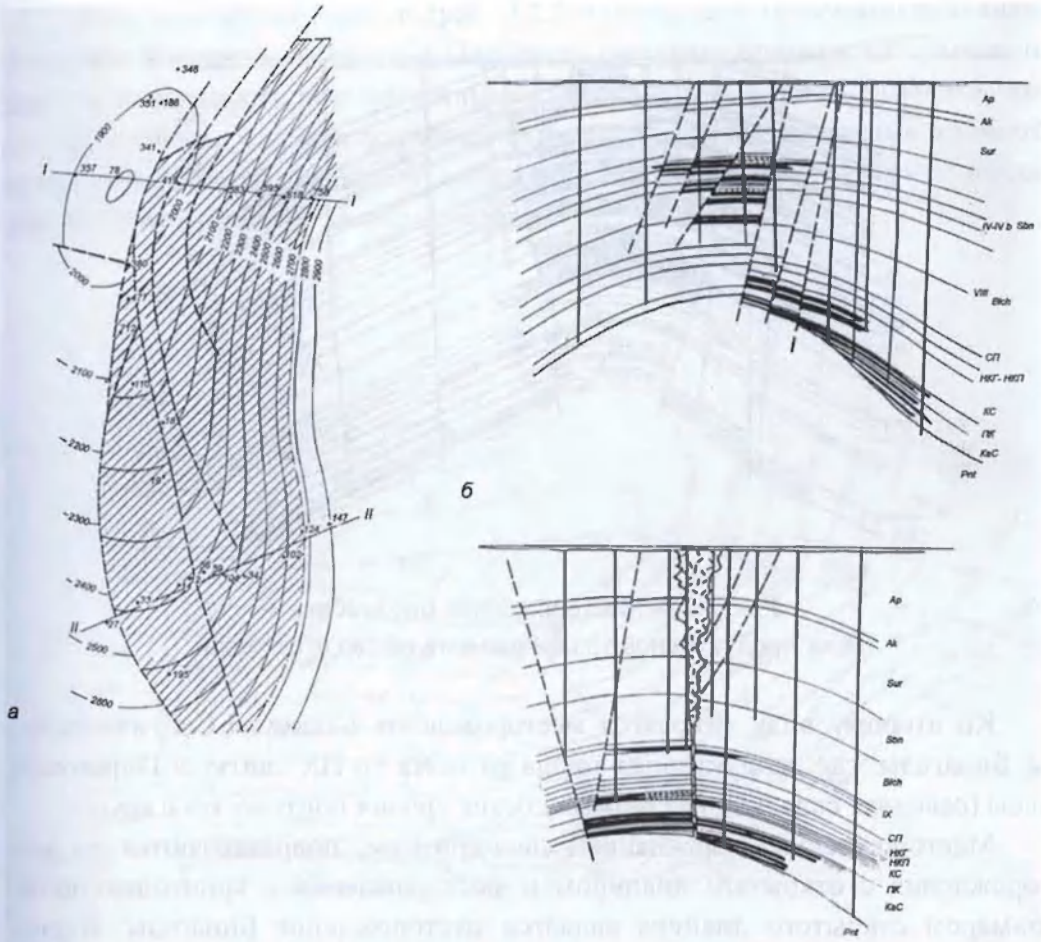


Рис. 3.2.8. Месторождение Гарачухур-Зых:
а) распределение залежей нефти и газа в ПТ;
б) залежи нефти и газа нижнего отдела ПТ и балаханской свиты, осложненные грязевым вулканом.

По степени размытости продуктивной толщи месторождения антиклинальных складок, отражённых в верхних слоях, подразделяются на месторождения, где размыта часть продуктивной толщи на сводах складок, и месторождения, где продуктивная толща размыта в сводах складок полностью.

К первому виду относятся месторождения Бибиэйбат **(рис.3.2.9)**, Локбатан, Гюргян-дениз, где размыта часть сураханской свиты, которая не содержит залежей нефти и газа.

На месторождениях Гарадаг, Кёргез-Шонгар, Гушхана размыта сураханская и часть сабунчинской свиты **(рис.3.2.10)**; на месторождениях Нефт Дашлары и Пираллахи адасы (северная складка) размыты отложения верхнего отдела ПТ и часть кирмакинской свиты нижнего отдела. В Джейранкечмезской депрессии к этому виду относятся месторождения Дуванный, а в Нижнее-Куринской депрессии – Пирсагат, Хилли.

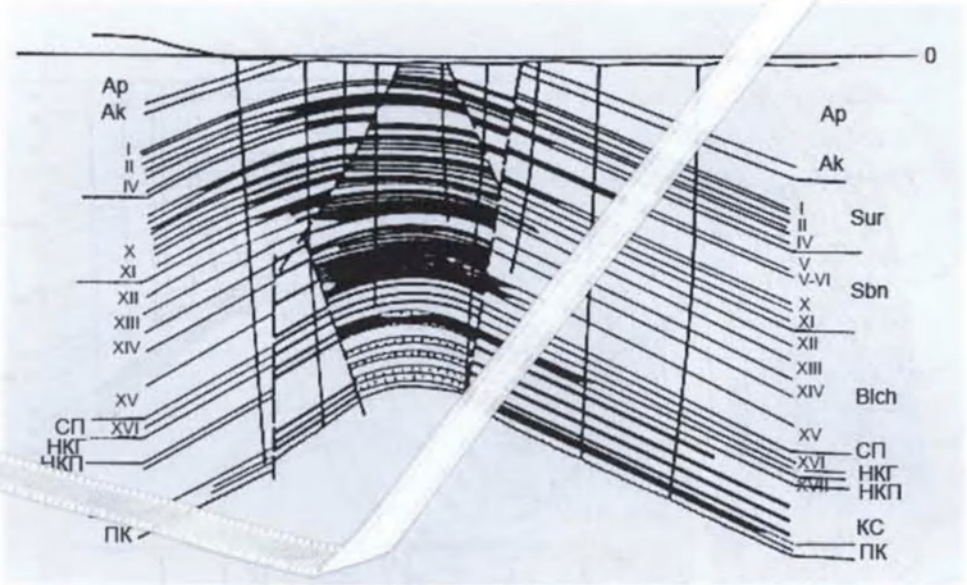


Рис. 3.2.9. Месторождение Бибиэйбат.
Часть продуктивной толщи размыта на своде складки

Ко второму виду относятся месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы, Бинагады, где продуктивная толща размыта до ПК свиты, и Пираллахи адасы (северная складка), где размыв достиг уровня понтического яруса.

Месторождения, осложненные диапиризмом, подразделяются на месторождения с открытым диапиром и месторождения с криптодиапиром. Примером открытого диапира является месторождение Бинагады. Ядром диапира служат перемятые глины коунской свиты, которые прорываются на поверхность в районе горы Кичикдаг. К подгруппе месторождений - погребённых поднятий, осложнённых криптодиапиром, относится месторождение Бузовна-Маштаги.

Самостоятельным видом месторождений, связанных с антиклинальными складками, являются месторождения, осложненные грязевыми вулканами. К данному виду относятся месторождения Локбатан, Пута-Гушхана, Палчыг пилпиляси, Нефт Дашлары, Кюровдаг, Нефтечала, Галмаз, Хилли, Умбаки. На месторождении Локбатан, в восточной части свода складки, где осепродольный разрыв разветвляется, расположен одноименный грязевый вулкан. Вулкан осложняет присводовые части залежей в балаханской свите и залежи нижнего отдела продуктивной толщи до свиты КС включительно. Месторождение Пута-Гушхана осложнено грязевым вулканом Ахтарма, который, так же как и вулкан Локбатан, расположен в присводовой части складки и приурочен к субширотно ориентированному осепродольному разрыву. Жерло вулкана прорывает газоносные части тех залежей продуктивной толщи, которые были отмечены в пределах месторождения Локбатан.

Месторождение Гарадаг (**рис. 3.2.10**) осложнено грязевыми вулканами Ахтарма, Торпаглы-Ахтарма и Пильпиля, сопочная брекчия которых занимает на поверхности всю центральную часть месторождения. Все эти вулканы приурочены к осепродольному разрыву. Здесь нарушенными являются присводовые части залежей V горизонта балаханской свиты, свиты «фасила», НКП и, частично, залежи в чокракском горизонте.

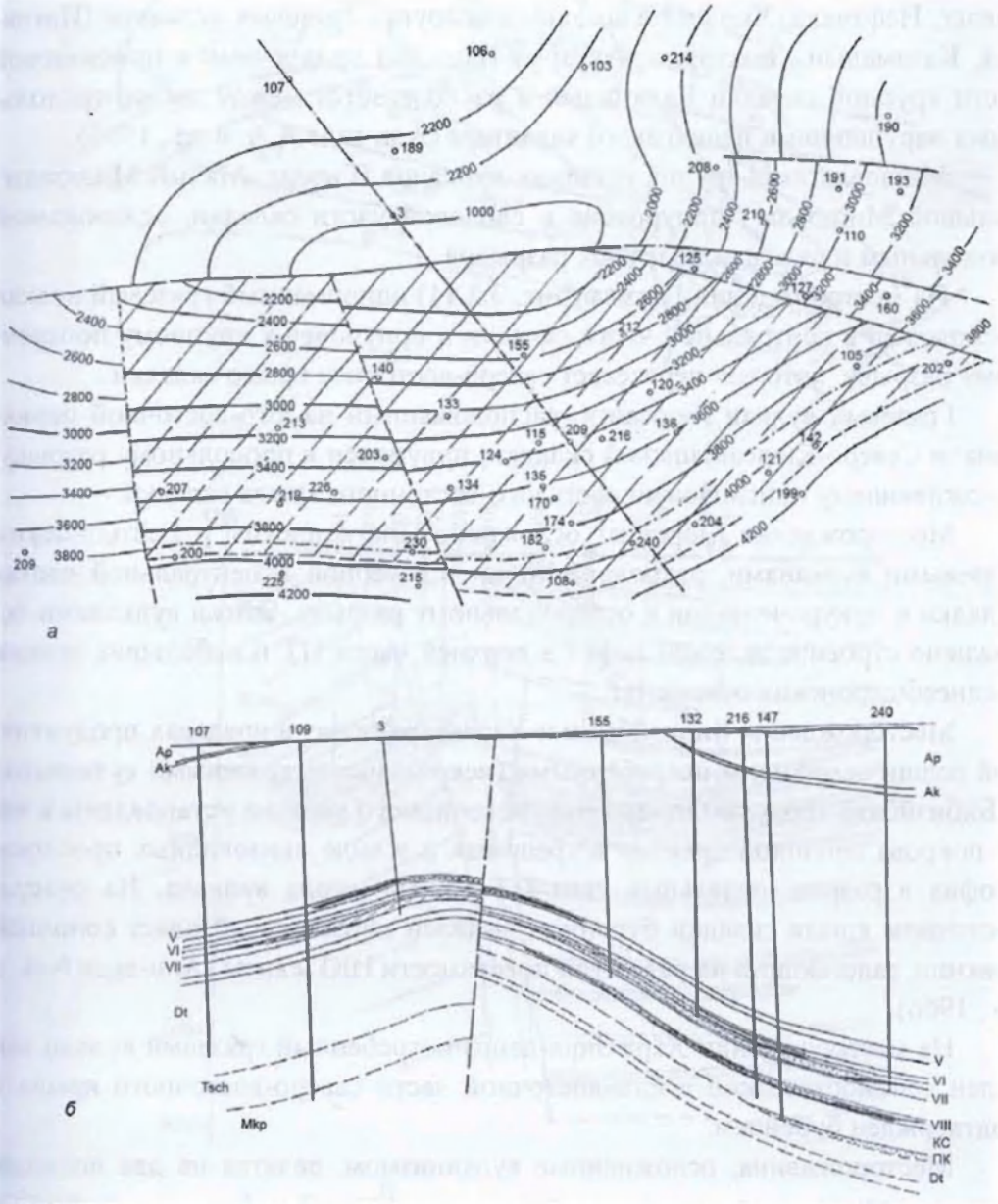


Рис. 3.2.10. Месторождение Гарадаг: а) распределение залежи нефти VII горизонта ПТ; б) размещение залежей нефти и газа в в разрезе ПТ на юго-западном крыле складки

Месторождение Нефт Дашлары также нарушено открытым грязевым вулканом, который приурочен к зоне, осложненной крупными продольными и многочисленными поперечными разрывами. Эта зона сложена перемятыми породами миоцена и верхнего палеогена. Вулкан прорывает все нефтяные залежи нижнего отдела, балаханской и сабунчинской свит ПТ.

В Нижнекуринской депрессии грязевыми вулканами открытого типа осложнены месторождения Каламадын, Мишовдаг, Галмаз, Кюрсангя, Кюровдаг, Нефтчала, Хилли. Каламадинская группа грязевых вулканов (Ингчабел, Каламадын, Заахтарма, Ахтарма-Пашалы) приурочена к присводовой части крупной складки Каламадын и располагается между двумя продольными нарушениями надвигового характера (Али-заде А.А. и др., 1966).

Мишовдагская группа грязевых вулканов (Гыздаг, Малый Мишовдаг, Большой Мишовдаг) приурочена к сводовой части складки, осложненной продольным и рядом поперечных разрывов.

На месторождении Галмаз **(рис. 3.2.11)** одноименный грязевый вулкан расположен в центральной части складки и приурочен к крупному поперечному разрыву, который пересекает северо-восточное крыло складки.

Грязевый вулкан Кюрсангя, расположенный на юго-восточной периклинали Северо-Кюрсангинской складки, приурочен к продольному разрыву, осложняющему присводовую часть юго-восточного крыла складки.

Месторождение Кюровдаг осложнено Пиргаринским и Гейтепинским грязевыми вулканами, расположенными в северной и центральной частях складки и приуроченными к осепродольному разрыву. Этими вулканами осложнено строение залежей нефти в верхней части ПТ и небольшие залежи среднеабшеронских отложений.

Месторождения Бибиэйбат и и Хара-Зиря-дениз в пределах продуктивной толщи осложнены погребёнными (ископаемыми) грязевыми вулканами. В Бибиэйбате продукты извержения ископаемого вулкана установлены в виде покрова сопочной брекчии в трещинах и в виде линзовидных прослоев-апофиз в разрезе отдельных свит ПТ вблизи жерла вулкана. На северо-восточном крыле складки бурением выявлен линзовидный пласт сопочной брекчии, залегающий на размытой поверхности НКГ свиты (Али-заде А.А. и др., 1966).

На месторождении Хара-Зиря-дениз погребённый грязевый вулкан выявлен сейсморазведкой в юго-восточной части северо-восточного крыла и подтверждён бурением.

Месторождения, осложнённые вулканизмом, делятся на два подвида: месторождения, осложненные за пределами залежей нефти, и месторождения с залежами в коре выветривания вулканогенных пород.

На месторождении Дальмамедли сводовая часть складки сложена вулканогенными и туфогенными породами туронского яруса, на которых зале-

гают образования акчагыльского яруса. Залежи нефти находятся на северо-восточном крыле и юго-восточной периклинали складки в газанбулагских горизонтах майкопской свиты (Али-заде А.А. и др., 1966).

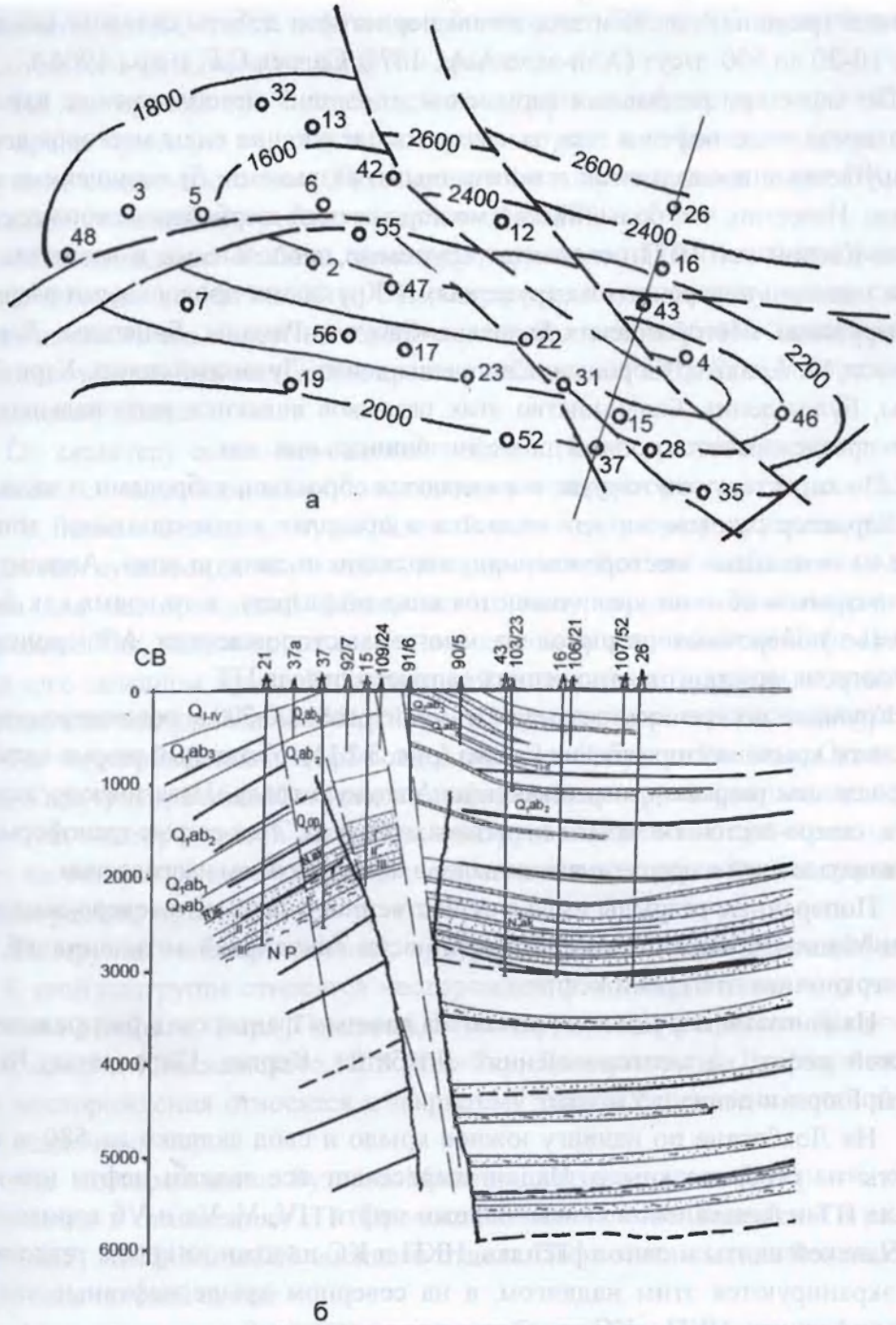


Рис. 3.2.11. Месторождение Галмаз: а) распределение залежи нефти I горизонта ПТ; б) размещение залежей нефти и газа в разрезе ПТ у ЮВ периклинали складки

На месторождении Мурадханлы залежи нефти в мезозойских отложениях приурочены к коре выветривания эффузивных образований в пределах сводовой и юго-западной крыльевой частей складки. В зависимости от изменений трещиноватости и вторичной пористости дебиты скважин меняются от 10-20 до 500 т/сут (Али-заде А.А., 1975; Салаев С.Г. и др., 1964.).

По характеру разрывных нарушений, имеющих преобладающее влияние на распределение нефти и газа, выделяются следующие виды месторождений: а) нарушенные продольными и поперечными разрывами; б) нарушенные надвигами. Известно, что большинство месторождений азербайджанского сектора Южно-Каспийской НГП осложнены крупными продольными и многочисленными мелкими поперечными нарушениями. Крупными продольными разрывами нарушены месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы, Бинагады, Дарвин кюпесси, Каламадын, Кюровдаг, Сангачалы-дениз, Дуванный-дениз, Хара-Зиря адасы, Булла-дениз. Большинство этих разрывов являются региональными и часто прослеживаются по всей длине антиклинальных зон.

По характеру эти нарушения являются сбросами, взбросами и надвигами. Характер разрыва иногда меняется в пределах антиклинальной зоны и даже на отдельных месторождениях, входящих в данную зону. Амплитуды этих разрывов обычно увеличиваются вниз по разрезу, в то время как большинство поперечных разрывов на многих месторождениях Абшеронского полуострова затухают в отложениях верхнего отдела ПТ.

Крупным поперечным разрывом с амплитудой 600-700 м осложнено северо-восточное крыло месторождения Галмаз (**рис. 3.2.11).** Указанный разрыв является региональным разрывом, пересекающим Алятскую гряду, Навагинскую депрессию и северо-восточное крыло антиклинали Галмаз. Этот разрыв трансформируется в продольный и прослеживается далее в юго-восточном направлении.

Поперечные разрывы имеют существенное значение в северо-западной части Мишовдагской и юго-восточной части Текчайской антиклиналей, где они ограничивают залежи нефти.

Надвиговые нарушения являются важным фактором в распределении залежей нефти на месторождениях Локбатан, Кергез, Пираллахы, Чилов адасы, Гюргян-дениз и Умбаки.

На Локбатане по надвигу южное крыло и свод складки на 580 м надвинуты на северное крыло. Надвиг пересекает все залежи нефти нижнего отдела ПТ и балаханской свиты. Залежи нефти IV, V, Va и Vб горизонтов, балаханской свиты и свит «фасила», НКП и КС на южном крыле тектонически экранируются этим надвигом, а на северном крыле нефтяные залежи свиты «фасила», НКП и КС находятся под надвигом.

На месторождении Пираллахы адасы юго-западное крыло южной складки надвинуто на северо-восточное крыло. Здесь основными нефтегазоносными олбъектами являются свиты ПК и КС, которые содержат залежи

нефти в поднадвиговой части северного крыла. В пределах месторождения Гюргян-дениз амплитуда надвига юго-западного крыла на северо-восточное увеличивается до 1200 м, но, в отличие от южной складки месторождения Пираллахы адасы, здесь нефтяные залежи свит ПК и КС располагаются только на юго-западном, надвинутом крыле.

На месторождении Чилов адасы вдоль приосевой части северо-восточного крыла проходит надвиг, по которому крутое юго-западное крыло надвинуто на северо-восточное. Под надвигом находятся залежи свит ПК, КС, а в надвинутом крыле – только залежи в свите ПК.

Месторождение Умбаки осложнено крупным надвигом, амплитуда которого доходит до 1000-1100 м. Надвиг проходит по южному крылу складки, и плоскость его падает на северо-восток под углом 35-45°. Залежи нефти в надвинутом северо-восточном крыле установлены в III, IV и V горизонтах майкопской свиты.

По характеру сочетания залежей нефти и газа по разрезу и по площади различаются территориально совпадающие и территориально не совпадающие. В первом случае контуры залежей могут по разрезу сужаться, расширяться или сужаться, а затем вновь расширяться. Все эти особенности характерны для месторождений Абшеронского полуострова и Нижнекуринской депрессии. Так, например, на северо-восточном крыле поднятия Нефт Дашлары и юго-западном крыле Кюровдагской антиклинали контуры залежей сужаются, а на месторождениях Локбатан и Гарадаг, напротив, расширяются.

На месторождениях Нефтчала, Балаханы-Сабунчи-Раманы, Сураханы, Гала, Гарачухур, Бибиэйбат залежи нефти и газа территориально не совпадают. На месторождении Нефтчала контуры залежей ПТ сужаются сверху вниз, на остальных же в указанном направлении контуры вначале сужаются, а затем расширяются.

Подгруппа месторождений, приуроченных к погребённым поднятиям. К этой подгруппе относятся месторождения Абшеронского полуострова (Бузовна-Маштага, Зиря, Говсаны), Нижнекуринской депрессии (Кюрсангя, Гарабаглы) и Гянджинского НГР (Тер-Тер, Дальмамедли). Все перечисленные месторождения относятся к закрытому типу и перекрыты мощной толщей осадочных пород.

На месторождении Бузовна-Маштага антиклинальный перегиб слоев отмечается в отложениях ПТ. Промышленные залежи выявлены в разрезе свит НКГ, НКП, КС и ПК нижнего отдела ПТ, песчаных горизонтов IV, V, VI, X балаханской свиты.

Месторождение Зиря является погребённым под абшеронскими отложениями, и по отложениям ПТ представляет собой очень пологую брахиантиклинальную складку. Углы падения крыльев складки несколько увеличиваются вниз по разрезу и в калинской свите достигают на южном, более кру-

том крыле 8-10°. Нефтегазовые залежи приурочены к свитам КаС и ПК в сводовой части складки.

Месторождение Кюрсангя приурочено к антиклинальной складке, которая является погребённой под отложениями антропогена. По верхним слоям абшеронского яруса оно выражено в виде структурного носа, а по нижним слоям этого яруса – очень пологой антиклинальной складкой. По отложениям ПТ здесь выделяются две брахиантиклинальные складки: Кюрсангя и Кюрсангя Южная (Мирчинк М.Ф., 1941). Последняя складка по отложениям абшеронского яруса представлена в виде удлиненной периклинали северной складки. Южная складка является погребённой до слоев нижнего абшерона. Месторождение осложнено четырьмя продольными и многочисленными поперечными разрывами. К продольному разрыву, осложняющему юго-восточную часть юго-западного крыла северной складки, приурочен грязевый вулкан Кюрсангя. Залежи нефти и газа верхнего отдела ПТ располагаются одна над другой, и контуры их суживаются вниз по разрезу.

Месторождение Гарабаглы является погребённым под древнекаспийскими отложениям. По отложениям бакинского яруса оно представлено очень пологой брахиантиклинальной складкой. По кровле ПТ складка становится более чётко выраженной. Залежи нефти и газа приурочены к верхним (I-VI) песчаным горизонтам ПТ, которые располагаются на приподнятой части юго-западного крыла и в сводовой части складки между двумя продольными разрывами.

Месторождение Тер-Тер является погребённым под отложениями антропогена, которые трансгрессивно перекрывают размытую поверхность отложений майкопской свиты. По майкопским отложениям оно представляет собой пологую антиклинальную складку с относительно крутым северо-восточным крылом. Залежи нефти находятся в I и II газанбулагских, II и III тер-терских горизонтах майкопской свиты в условиях северо-восточного опущенного крыла складки.

Месторождение Нафталан является погребённой структурой под отложениями акчагыльского яруса. По отложениям майкопской свиты здесь вырисовываются три локальных поднятия - Нафталан, Гарагоюнлы и Борсунлы. Нефтеносными являются I мергельный и II горизонты майкопской свиты, которые содержат нефть, обладающую лечебными свойствами, и III, IV, V и VI горизонты, с которыми связаны промышленные залежи нефти.

Месторождение Дальмамедли является погребённым под отложениями акчагыльского и абшеронского ярусов. По отложениям майкопской свиты оно представлено пологой асимметричной антиклинальной складкой. Залежи нефти приурочены к I и II горизонтам майкопской свиты в условиях присводовой части северо-восточного крыла складки.

Подгруппа месторождений в структурных выступах. К этой подгруппе относятся месторождения Тарсдаляр, Аджидере, Говсаны.

Месторождение Тарсдаляр находится на юго-западном борту Джейранчельского синклинория Залежь нефти приурочена к зоне выклинивания и глинизации среднеэоценовых отложений в условиях северо-восточного крыла структурного выступа.

Месторождение Аджидере приурочено к одноименному структурному выступу в пределах Предмалокавказской моноклинали. Залежи нефти в карачинарском, I и II газанбулагских горизонтах приурочены к северо-восточному погружению структурного выступа.

Месторождение Говсаны приурочено к небольшому древнему выступу на далёком погружении восточного крыла складки Гарачухур-Зых. Здесь залежи нефти калинской свиты (КаС-1, КаС-2, КаС-3) литологически ограничены в сводовой части выступа.

Месторождения нефти и газа, связанные с моноклинальным залеганием слоев. Месторождения нефти и газа, связанные с моноклинальным залеганием продуктивных отложений, распространены в Абшеронском НГР, а также в Прикаспийско-Губинском районе. Эта группа подразделяется на две подгруппы: а) месторождения на моноклиналях, связанные с зонами разломов; б) месторождения на моноклиналях, связанные с зонами выклинивания и стратиграфического несогласия в бортовых частях депрессий.

К первой подгруппе относятся месторождения Сиазаньской моноклинали (Прикаспийско-Губинский район Северо-Абшеронской НГО), где промышленные залежи нефти в основном приурочены к песчаным горизонтам нижнего Майкопа. Эти залежи, как и залежи нефти в миоценовых отложениях, тектонически экранируются Сиазаньским разломом **(рис. 3.2.12).**

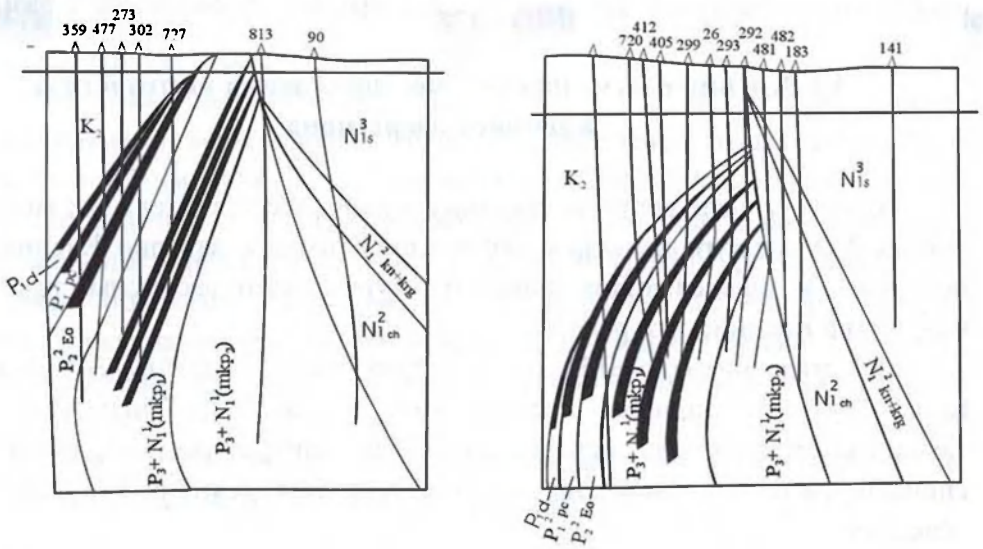


Рис. 3.2.12. Месторождение Сиазаньской моноклинали. Залежи нефти эоцена, палеоцена и верхнего мела литологически и стратиграфически экранируются вверх по восстанию пластов.

Залежи нефти, приуроченные к эоценовым, палеоценовым и меловым отложениям, литологически и стратиграфически экранируются вверх по восстанию пластов до регионального разлома; поэтому указанные залежи отнесены к подгруппе месторождений, связанных с зонами выклинивания и стратиграфического несогласия. По вышележащим олигоцен-миоценовым отложениям залежи нефти относятся к экранированным разломом (Салаев С.Г. и др., 1964).

Ко второй подгруппе месторождений на моноклиналях мы относим месторождения Бинагади-Чахнагляр-Сулутепе, Шабандаг-Шубаны, приуроченные к интенсивно растущим антиклинальным зонам на северо-западном борту Бакинской мульды, в северо-западной и западной её частях.

В погруженных крыльевых частях указанные антиклинальные зоны, обращенные к Бакинской мульде, по низам продуктивной толщи формируют пологую моноклиналь, где песчаные горизонты КаС, ПК и нижние горизонты КС прислоняются к размытой поверхности подстилающих образований. В перечисленных стратиграфических единицах формировались стратиграфические залежи нефти на площадях Ясамальская долина, Шабандаг, Сулутепе и Чахнагляр.

Б.К.Бабазаде относит к этой подгруппе Говсанское месторождение, расположенное на далеком погружении восточного крыла складки Гарачухур-Зых, где залежи нефти содержатся в пластах КаС-1, КаС-2, КаС-3, залегающих на размытой поверхности подстилающих отложений и выклинивающихся вверх по восстанию. При этом наибольшая продуктивность свойственна более погруженным частям, где возрастает песчанистость разреза.

3.3. Крупные и гигантские месторождения нефти и газа Каспийского региона

В этом разделе собраны сведения о наиболее значительных месторождениях УВ, характеризующих нефтегазоносность акватории Каспия и его побережья и определяющих запасы и ресурсы нефтегазоносных провинций и областей Каспийского региона.

В Прикаспийской НГП это месторождения – гиганты Астраханское, Кашаган, Тенгиз, принадлежащие единой Астраханско-Тенгизской НГО, а также Карачаганакское месторождение, удаленное от рассматриваемого региона, но тесно связанное с ним во многих геологических и технологических аспектах.

В Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП внимание читателя привлекается к новым объектам, открытым в акватории Северного и Среднего Каспия – Ракушечному, имени Ю.Корчагина и Хвалынскому месторождениям. Эти объекты, как установлено уже на начальном этапе разведки, отличаются

от континентальных объектов Восточно-Предкавказской, Карпинско-Мангышлакской и Южно-Мангышлакской НГО значительным увеличением площадей и объемов ловушек УВ, изменением диапазона нефтегазоносности и фазового состава УВ. В 2005-2006 г.г. в этом районе открыто многопластовое месторождение им. В.Филановского, равное или даже превышающее по ресурсной базе запасы упомянутых месторождений. Нефтеносны отложения неокома, нефтегазоносны – апта и альба.

В Южно-Каспийской НГП представлены месторождения, определяющие новую стратегию нефтяной промышленности и газодобычи в Азербайджане, - Биби-Эйбат, Балаханы-Сабунчи-Раманы, Нефтяные Камни, Азери-Чираг-Гюнешли, Шах-Дениз.

Астраханское газоконденсатное месторождение

Астраханское газоконденсатное месторождение, открытое в 1976 году, приурочено к вершине одноименного свода на юго-западе Прикаспийской впадины. Мощность осадочного чехла в пределах свода 8 – 9 км, максимальная достигнутая глубина скважин 7003 м (скв. 2 Девонская). Осадочный чехол состоит из подсолевого и надсолевого структурных этажей, границей которых является подошва соленосной толщи кунгурского яруса нижней перми. Надсолевой этаж (кунгур-антропоген) мощностью 3,5 – 4,0 км представлен, главным образом, терригенными (верхняя пермь, нижний триас, средняя юра, нижний мел, палеоген, неоген, антропоген), а также карбонатными (средний триас, верхняя юра, верхний мел, палеоцен-эоцен) и сульфатно-галогенными (кунгурский ярус нижней перми, кимеридж-титонские отложения верхней юры) образованями.

Структурные формы надсолевого этажа – соляные купола и гряды, межкупольные и межгрядовые мульды. Подсолевой этаж (девон-артин) мощностью 4-5 км сложен карбонатными породами среднефранско-нижнебашкирского возраста и известняково-глинистыми подстилающими (среднедевонско-нижнефранскими) и покрывающими (докунгурские ярусы нижней перми) породами. Астраханский свод выражен как крупная положительная структура на стратиграфических уровнях кровли башкирского яруса среднего карбона, кровли терригенного девона. Размеры свода по кровле башкирских отложений 180 х 120 км, амплитуда 3 км. Башкирские, а также подстилающие серпуховские отложения вмещают основную газоконденсатную залежь АГКМ площадью 4200 км^2 и высотой 200 м **(рис. 3.3.1).**

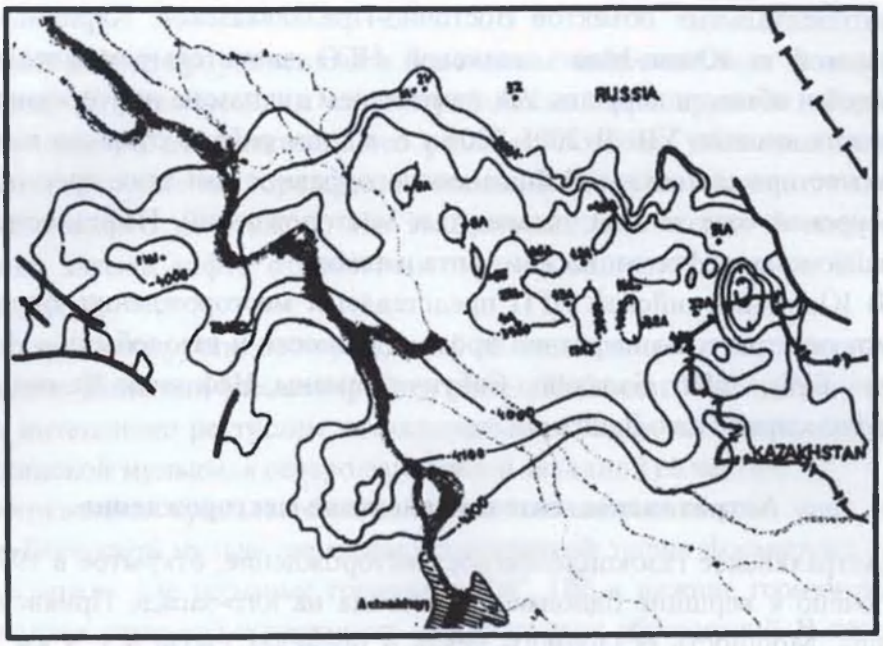


Рис. 3.3.1. Астраханское ГКМ. Структурная карта по кровле башкирского яруса среднего карбона

В отложениях серпуховского яруса преобладают известняки органогенно-детритовые и обломочные (известковые песчаники), реже встречаются известняки биоморфные коралловые и известняки микрозернисто-сгустковые. Выделяются коллекторы порового и каверно-порового, а также смешанного и трещинного типов. Известняки органогенно-детритовые имеют пористость 8,1 –10,4%, проницаемость 0,2 – 0,93 мД, пористость обломочных известняков 4-6,2%, проницаемость 0,04 мД. Трещинные коллекторы пористостью 1,2-1,3% выделяются в микрозернисто-сгустковых известняках с тонкозернистой матрицей и проявлениями выщелачивания.

Отложения башкирского яруса лежат на эродированной поверхности серпуховских. Залегающие в основании яруса отложения краснополянского горизонта и находящийся в кровле нижнебашкирского отдела прикамский горизонт накапливались в наиболее мелководных условиях. Органогенно-детритовые известняки краснополянского и прикамского горизонтов имеют пористость 6,4-9,7% и 1,5-13,4%, проницаемость 0,01-0,16 мД и 0,03-0,2 мД.

В разрезах северо-кельтменского горизонта помимо органогенно-обломочных и органогенно-детритовых распространены породы с более мелкими слагающими фрагментами – шламово-детритовые и шламово-сгустковые, а также биохемогенные, сгустково-комковатые разности. Их пористость составляет в среднем 7,7-11%, проницаемость 0,1-0,2 мД. (А.Н.Лихачева, А.В.Ярошенко, 2001).

Карбонатные фации мелководного шельфа вскрыты также в разрезах нижнекаменноугольных и верхнедевонских отложений (скв. 2 Володарская и др.) Нижнекаменноугольные (скв. 2 Володарская, интервал 4345-5450 м) отложения представлены известняками светло-серыми до темно-серых органогенно-обломочными, водорослево-комковатыми, мелкодетритовыми, криноидно-брахиоподовыми с порами и мелкими кавернами выщелачивания, соединенными микротрещинами. Характерны стилолитовые швы. Водорослевые и криноидно-брахиоподовые известняки часто образуют пластовые органогенные постройки-биостромы, холмовидные рифы и биогермы (скв. 2 Долгожданная, 60 Заволжская на периферии Астраханского свода).

В разрезе верхнего девона фации мелководного шельфа представлены шламово-мелкодетритовыми, микрозернистыми и сгустковыми известняками с обилием стилолитовых швов, каверн, трещин. Породы доломитизированы. Мощность карбонатных пород верхнего девона не менее 520 м. (А.Н.Лихачева, 2001).

Следует отметить, что изученный разрез девонско-каменноугольных отложений АГКМ характеризуется не столь большой ролью рифогенных построек в формировании структуры Астраханского свода, нежели это имеет место в ряде других мест бортовой зоны Прикаспийской впадины (Тенгиз, Карачаганак). Карбонатный массив Астраханского свода мог сформироваться за счет слоисто-шельфовых карбонатных пород отмелевых фаций. Большая амплитуда превышения массива над прилегающими одновозрастными отложениями объясняется более глинистым характером последних, вследствие чего их мощность при уплотнении уменьшилась в 2-3 раза, в то время как мощность карбонатных массивов осталась почти неизменной (В.Н. Кривонос, В.И. Попков, 2000).

Газоконденсатная залежь в серпуховско-нижнебашкирских известняках имеет массивно-пластовый тип, лишь частично заполняя крупнейшую ловушку. Геолого-промысловая информация, полученная в период опытно-промышленной эксплуатации АГКМ (С.В. Казаева, 2004), свидетельствует о вероятном наличии в поле месторождения системы малоамплитудных тектонических нарушений, определяющих сложную гидродинамическую связь различных частей залежи. Нарушения служат основными гидродинамическими каналами или экранами, накладываясь на ранние полости (каверны, трещины), связанные с карбонатным осадконакоплением, перерывами, палеокарстом. Позднее выщелащивание и трещинообразование обусловлено эпигенетическим внедрением в ловушку высоконапорных термальных углекислых гидрокарбонатно-натриевых вод. Современный термодинамический режим характеризуется как весьма жесткий: начальное пластовое давление 61 мПа, пластовая температура на глубине 4000 м 106-116^{0}С. Залежь представляет сложную систему флюидов. Газ включает смесь из метана и высших УВ – 50%,

кислых газов (H_2S, CO_2) – 50%. Отмечается высокое содержание паров ртути и гелия, что указывает на известную роль мантийного источника флюидов и вероятную связь формирования АГКМ с ртутоносным рудным поясом линеамента Карпинского (Н.А.Озерова, Н.Р.Машьянов и др., 2004). Газоконденсаты АГКМ, содержание которых достигает 200 $см^3$ на 1 $м^3$ смеси, обладают относительно высокой плотностью (до 0,80 $г/см^3$) и содержат большое (до 0,7%) количество серы (Т.А.Кирюхина, Н.П.Фадеева, А.В.Ступакова, 2001). Дебиты газа варьируют от 80 до 800 тыс. $м^3$/сут.

Начальные ресурсы месторождения, включая все нефтегазовые компоненты, до 4 трлн. $м^3$ газа и 1 млрд. т конденсата. При этом не учитываются признаки нефтегазоносности, полученные в нижнепермских (филипповский горизонт кунгурского яруса) и девонских отложениях. Нефтепроявление в скв. 2 Володарская близ контура серпуховско-башкирской газоконденсатной залежи, имевшее место при забое 5961 м (франский ярус в.девона) в процессе бурения, до настоящего времени не подтверждено качественным испытанием перспективных интервалов разреза. Нефтеносность филипповского горизонта, доказанная получением промышленных притоков в нескольких скважинах, не оценена в целом по месторождению из-за весьма сложного строения резервуара.

Формирование месторождения-гиганта явилось следствием благоприятного сочетания литолого-геохимических, структурных предпосылок. Расчеты (И.В.Орешкин, 1992) показали, что Астраханское ГКМ в современном его объеме могло сформироваться за счет собственного генерационного потенциала подсолевого палеозоя Астраханского свода. При этом палеозой кряжа Карпинского и зоны его сочленения с Прикаспийской впадиной, исчерпавший к началу формирования нижнепермских покрышек свой нефтематеринский потенциал, мог служить поставщиком в АГКМ только газообразных продуктов генерации, включая кислые газы (И.В. Орешкин, 2001). На основе геохимических исследований и изучения хронопараметров (В.Н.Боровиков, 2002) установлено, что продуктивные среднекаменноугольные отложения Астраханского свода входили в главную зону нефтеобразования (ГЗН) в диапазоне времени от 240 до 85 млн. лет (конец раннего триаса – середина позднего мела), а в главную зону газообразования (ГЗГ) – от 192 млн. лет (середина ранней юры) до современного этапа. Из этого следует, что формирование АГКМ продолжается.

По А.Н.Дмитриевскому с соавторами (А.Н.Дмитриевский, Ю.А.Повещенко, И.Е.Баланюк, Э.А.Абля, Л.Ш.Донгарян, 2002), образование АГКМ связано с движением флюидов по разломам, трассирующим надвиги кряжа Карпинского. В зонах разломов последовательно чередуются процессы дилатансии и компакции. При сдвиге в режиме дилатансии в разломе возникают отрицательные давления, создающие мощный эффект нагнетания флюидов. В результате изменения термобарических условий нагнетаемый газо-

конденсат испытывает фазовые переходы с выделением легко подвижной газовой фазы и жидких УВ. Косвенным свидетельством такого дифференциального улавливания может быть упоминавшееся выше нефтепроявление в скв. Володарская-2.

Эта нефть получена при бурении в интервале глубин 5602 – 5961 м, за пределами ГЗН (А.Я.Куклинский, Т.Е.Вориводина, Т.Б.Злодеева, М.А.Яхина, 2001). По плотности (856-847 кг/м^3) нефть относится к средним, содержание парафинов 9,4-16,0 % мас., температуры застывания 24-28^{0}С, содержание смол и асфальтенов повышенное – 6,6-9,1% мас. и 0,66-1,7% мас. соответственно. По составу биомаркеров источником такой нефти является ОВ континентального генезиса, в то время как весь интервал слагают известняки мелководного шельфа. Попутный газ, в отличие от основной залежи АГКМ, не содержит сероводорода.

Изложенное показывает, что формирование АГКМ представляет сложную и неоднозначно решаемую проблему, требующую дальнейших исследований на базе более представительной глубинной информации.

Проявления глубинных источников в формировании АГКМ (углекислота, ртуть, гелий) указывают на необходимость изучения строения земной коры Астраханского свода и сопредельных структур и привлечения глубинной информации для создания объективной модели месторождения. Особый интерес в этом аспекте представляют данные глубинных сейсмических исследований по методике многократного профилирования (МОГТ), показывающие, что консолидированная кора в зоне сочленения Астраханского свода и кряжа Карпинского характеризуется крупными латеральными неоднородностями. На отдельных участках весь интервал от поверхности кристаллического фундамента до раздела Мохоровичича насыщен пакетами интенсивных отражений; при этом граничные скорости увеличиваются от 6,3 км/с до 7,0 км/с, приближаясь к характеристикам океанической коры. Отмечена расслоенность верхней мантии (А.Я.Бродский, В.А.Шайдаков, А.Е.Шлезингер, С.Ю.Штунь, 1993).

Важнейшим фактором сохранности уникального месторождения является наличие соленосной толщи-покрышки. На АГКМ эта толща распространена по всей площади залежи и за ее пределами. Пласты-коллекторы, содержащиеся в этой пачке в небольшом числе и мощности, насыщены нефтью и высокоминерализованной водой; притоков сероводородсодержащего газа из этой части разреза не получено, что свидетельствует о достаточно надежной изоляции нижнепермских коллекторов от основной газоконденсатной залежи.

Поверхность ГВК слабо наклонена в западном направлении, что указывает на активный водонапорный режим и продолжающийся процесс формирования залежи **(рис.3.3.2)**.

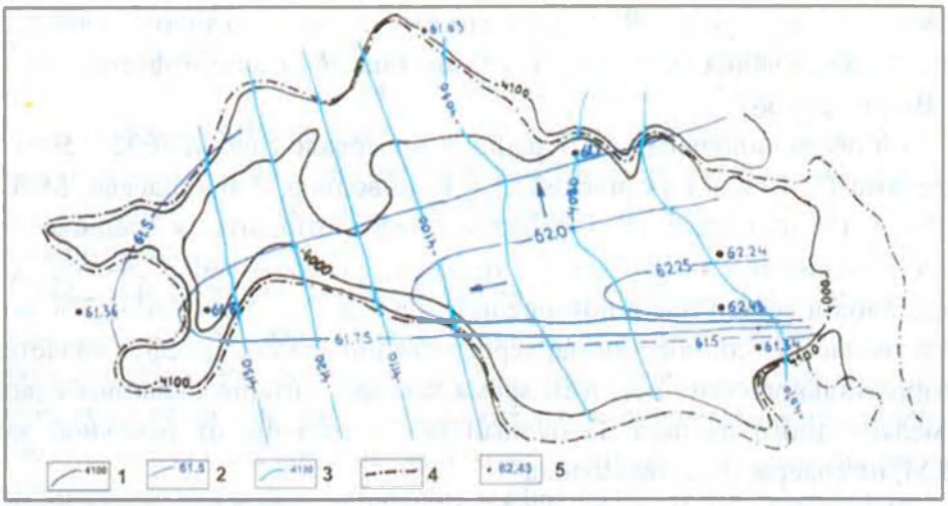


Рис. 3.3.2. Астраханское ГКМ. Влияние гидродинамики на положение ГВК (по Н.В.Клычеву, 1999)

1 - изогипсы кровли продуктивных отложений, м;
2 - гидроизопьезы приведенного пластового давления, мПа;
3 - изогипсы поверхности контакта вода-залежь по данным ГИС;
4 - контур месторождения;
5 - скважины с замером приведенного пластового давления водонапорного потока;
6 - направление движения водонапорного потока

Перспективы прироста запасов на месторождении определяются, прежде всего, возможностями девонского терригенно-карбонатного комплекса, залегающего на глубинах 5-7 км. Карбонатная толща фаменского яруса (известняки, доломиты) мощностью до 1000 м подстилается глинистыми известняками верхнего среднего франа (200 м). Аналоги кыновско-пашийских отложений нижнефранского подъяруса представлены преимущественно глинистыми породами с подчиненными прослоями прослоями песчаников и алевролитов (мощность до 400 м). Ниже весь разрез до глубины 7003м (скв. D-2) в основном глинистый с пачками карбонатных пород и песчаников (В.А.Пономарев, В.С.Коваленко, Л.А.Симоненко, Б.С.Коротков, 2002). В карбонатной и терригенной частях разреза по данным ГИС намечены объекты для испытания, но коллекторские возможности толщ весьма проблематичны.

Материалы бурения скважин на глубины свыше 5,5 км в сочетании с 3Д-сейсморазведкой послужили основой для конкретизации условий девонского осадконакопления (Н.Ф.Федорова, В.А.Григоров, 2003) и обоснования предпосылок для формирования объектов-ловушек УВ. Реконструкции палеорельефа предфранской, предфаменской и предтурнейской поверхностей позволяют прогнозировать, в частности, франско-турнейские палеоподнятия, в сводовых частях которых могли проявляться процессы денудации и карста, а между ними – образование шлейфов.

Нефтяное месторождение Тенгиз.

Супергигантское нефтяное месторождение Тенгиз открыто в 1978 году на восточном побережье Каспийского моря в 25 км от пос. Прорва в Казахстане. Месторождение приурочено к подсолевым девонско-каменноугольным отложениям Приморской (Каратон-Прорвинской) зоны поднятий в юго-восточной прибортовой части Прикаспийской впадины. Суммарная мощность осадочных образований в районе месторождения около 13 км, в том числе подсолевого этажа – более 9 км. Бурением достигнуты глубины 5,5 км, что дало возможность охарактеризовать разрез от антропогеновых до верхнедевонских отложений.

По данным сейсморазведки МОГТ подошва карбонатной девонско-среднекаменноугольной толщи (ОГ $П_3$) находится на глубине 7,0 – 7,2 км, а ее эродированная кровля (ОГ $П_2$) – на глубине 4,0 – 5,2 км **(рис. 3.3.3).** Общая мощность уменьшается за счет эрозии от 3,0 км в центральной части месторождения до 2,0 км на ее периферии, где на эрозионную поверхность выходит верхнедевонская часть разреза, в то время как средне- и нижнекаменноугольные отложения отсутствуют.

Верхнедевонско-башкирский карбонатный литолого-стратиграфический комплекс Тенгиза характеризуется преобладанием в разрезе рифогенных известняков, особенно широко представленных в фаменское, серпуховское и башкирское время. Рифогенные известняки фамена-нижнего турне характеризуются доминирующей ролью зеленых водорослей. Наиболее часты каменидовые вакстоуны, редко переходящие в грейнстоуны – продукты разрушения водорослевых матов. Верхневизейско-серпуховский интервал представлен органогенными известняками с обильными остатками разнообразной фауны криноидей (криноидные радстоуны, пакстоуны), брахиопод, реже – мшанок и единично – кораллов. Эти остатки в комплексе формируют разнообразные органогенные постройки: биогермы, биостромы, водорослевые холмы, намывные песчаные валы и т.д. (Н.Б.Гибшман, В.П.Гаврилов, М.И.Тарханов, 2001).

Между верхнедевонско-башкирской органогенной постройкой (ОП) и соленосной толщей кунгурского яруса нижней перми на всей площади месторождения распространены глинисто-алевролитовые отложения артинского яруса мощностью от первых десятков метров над вершиной ОП (скв. 6, 44 и др.) до 500 м (скв. 10) на ее периферии. Соленосные образования кунгурского яруса характеризуются развитием диапиров (куполов) и мульд меньшей контрастности по сравнению с Астраханским ГКМ. В связи с этим качество покрышки на Тенгизе представляется лучшим.

Надсолевая часть разреза представлена верхнепермскими и мезозойско-кайнозойскими (триас, юра, мел, неоген, антропоген) отложениями, в которых доминирующую роль играют терригенные образования.

Нефтеносность установлена в карбонатных органогенных образовани-

ях среднего и нижнего карбона и верхнего девона. Залежь массивная. Этаж нефтегазоносности превышает 1648 м. ВНК предполагается на уровне –6,0 км (Н.Д.Крылов, В.П.Авров, З.В.Голубева, 1994).

По материалам бурения и сейсморазведки (Н.Д.Павлов, А.В.Хортов, 1995) резервуар Тенгизского месторождения контролируется морфологией эрозионной поверхности $П_2$ и конфигурацией сейсмофациальных зон. Размеры ловушки по этой поверхности 15,0 х 27,0 км, амплитуда более 2,2 км **(рис.3.3.3).** По периферии выступа обосновывается подковообразный атолл, концентрирующий наиболее высокоемкие рифогенные коллекторы; в центре выделяется зона лагунного типа разреза. Изучение площадного распределения средневзвешенных значений коэффициентов пористости и нефтенасыщения показало, что они имеют кольцевую зональность: повышенные их значения прослеживаются по кольцу палеоатолла, где акустические и плотностные характеристики фиксируют пояс разуплотнения. Именно к этому поясу приурочены катастрофические поглощения бурового раствора при бурении и наибольшие дебиты нефти. В скв. 52 из известняков верхнего девона, вскрытых на глубине 5377 м, получен приток нефти дебитом 496 т/сут.

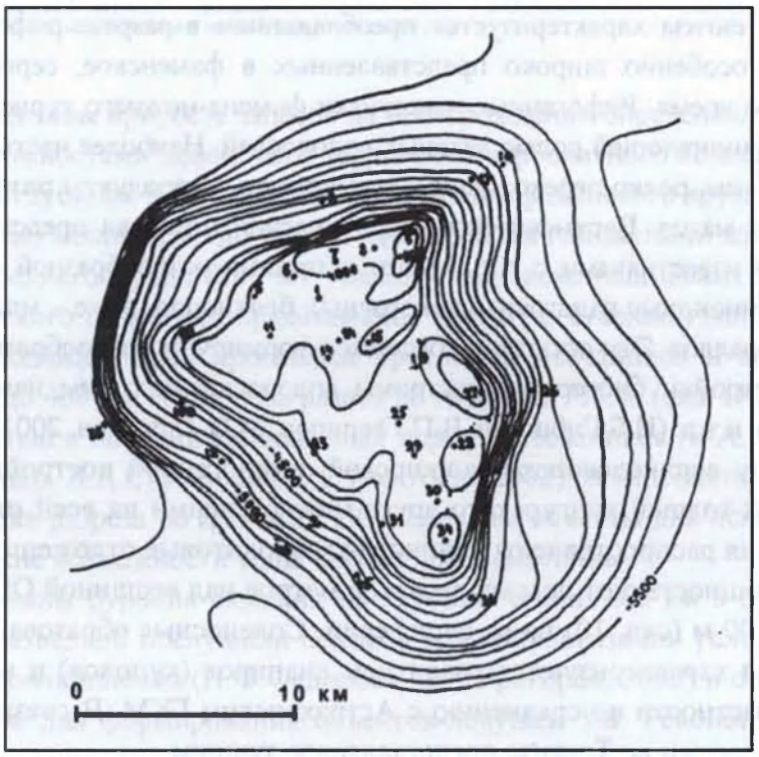


Рис. 3.3.3. Месторождение Тенгиз. Структурная карта по отражающему горизонту П2

Уникально большой этаж нефтеносности месторождения сказывается на параметрах флюидов. Так, плотности нефти в скв. 1 (интервал 4050 –4081 м) и скв. 2 (интервал 4766 – 4778 м) составляют соответственно 0,811 и 0,850 г/см^3, вязкости при 20^{0}С -3,1 и 10,2 сСт, до 200^{0}С выкипало 40 и 25 об.%. Идентичность обеих нефтей доказана молекулярным анализом, различия же нефтей оказались связанными с условиями отбора, хранения и транспортировки (А.Я.Куклинский, М.Ф.Яхина, 2004). Попутный газ, наряду с УВ (85%), содержит кислые компоненты (около 15%). Пластовые температуры на Тенгизе варьируют от 107^{0}С на глубине 4000 м до 125-130^{0}С на глубинах 5000-5300м. Пластовые давления в этом диапазоне глубин составляют 80-90 мПа.

Формирование Тенгизского месторождения – первичных нефтяных и вторичных газоконденсатных залежей - исследователи (Р.А.Твердова, Н.А.Скибицкая, А.Н.Степанов, П.А.Карпов, 2002) связывают с РОВ и твердыми битумами (ТБ) подсолевого карбонатного комплекса. Анализы элементного состава керогена и результаты экспресс - пиролиза подсолевых пород Тенгиза свидетельствуют о гумусово-сапропелевом типе исходного ОВ при значительном преобладании сапропелевых компонентов.

Элементный состав керогена*

NN скв.	Глубина, м	С, %	Н.%	N,%	S,%	О,%	Н/Сат	О/Сост	сА
8	4036-4038	78,7	8,6	3,9	1.8	7,0	1,3	0,06	0,54
7	4039-4046	75,2	6,9	2,4	2,6	13,9	1,1	0,18	0,58
11	4880-4893	80,9	6,8	1,5 – 3,0	3,9	6,8	1,01	0,07	0,62
44	4292-4309	75,7	6,4	3,2	7,9	6,9	1,1	0,07	0,62

* Анализы выполнены в ИГиРГИ (1989 – 1990 г.г.)

Экспресс-пиролиз подсолевых пород Тенгизской площади*

NN скв.	Глубина, м	Возраст	T_{max} ^{0}С	Мг УВ/г породы			$C_{орг}$,%	oJp	Pp	Jн	Jo
				S_0	S_1	S_2					
7	4042-4018	C_2	456	0,045	5,5	1,9	1,20	0,79	7,45	158	12,5
9	4051-4038	C_2	458	0,050	3,4	2,1	1,12	0.62	5,55	187	5.4
22		C_1	469	0,040	1,8	1,2	0,85	0,61	3,04	141	7,1

* Анализы выполнены в ГЕОС (1991 – 1992 гг.)

** Pp – остаточный потенциал генерации, кг УВ/т породы ($S_o + S_1 + S_2$)

oJp – продуктивность пород

Jo – индекс кислорода мг CO_2/г $C_{орг}$

Jн – индекс водорода мг УВ/г $C_{орг}$

Этими же исследованиями установлена идентичность стадий катагенеза РОВ и ТБ: преобладает стадия $МК_2 – МК_3$, соответствующая главной фазе нефтеобразования (ГФН).

По С.П.Левшуновой, легкие нефти Тенгиза образовались под влиянием внедрения водорода, генерированного базальтовым «слоем» консолидированной коры и являющегося мощным восстановителем (Левшунова, 2000).

Ряд исследователей (А.Н.Золотов и др.) обращает внимание на наличие субгоризонтальных зон разуплотнения и выщелачивания карбонатных толщ Тенгиза. Такие зоны могут быть связаны с пологими листрическими разломами, уходящими вглубь консолидированной коры и могущими служить каналами для поступления водорода и других флюидов (Г.В. Тарасенко, 2000).

Извлекаемые запасы месторождения 1,0-1,3 млрд.т. нефти, 335 млрд.$м^3$ газа, а потенциальные ресурсы оцениваются в 3,5 млрд. т. (Пол Томас, 2000).

Главными проблемами эксплуатации Тенгиза являются очистка нефти от меркаптанов и обратная закачка попутного газа в залежь. К 2002 году 5 технологических линий компании «Тенгизшевройл» позволяли очищать 12,5 млн.т. нефти в год. Объем попутного газа за 2002 4 млрд.$м^3$. Сероочистка обеспечила получение более 5 млн.т. серы. Нефть Тенгиза поставляется на мировой рынок по трубе КТК к терминалам в Новороссийске. Протяженность трубопровода 1500 км, производительность на первом этапе 560 тыс. баррелей (около 80 тыс. т) в сутки. Заключено соглашение с Ираном: в соответствии с ним Казахстан сможет поставлять высокосернистую нефть Тенгиза в количестве 160 тыс. баррелей в сутки в порт Нека для переработки на заводе в Тебризе и потребления на севере Ирана. Проект второй очереди направлен на увеличение добычи Тенгизской нефти до 22 млн.т в год, в том числе за счет обратной закачки газа в 8 новых нагнетательных скважин. Стоимость проекта 3,5 млрд. долл. «Тенгизшевройл» предполагал завершить работы до конца 2006 г.

Нефтегазовое месторождение Кашаган

Открыто в 2000 г. в Северном Каспии, в 75-80 км южнее казахстанского города Атырау. Высокоамплитудное, предположительно рифогенное поднятие по горизонтам подсолевого палеозойского комплекса обнаружено российскими геофизиками в 1988 – 1991 гг. на морском продолжении Каратон-Тенгизской зоны поднятий (А.А.Архипов, Д.Ф.Исмагилов, В.И.Попков, А.А.Терехов, 1990). В результате поисково-детальных геофизических работ, проведенных российскими и западными компаниями, в его составе выделены массивы Кероглы-Нубар и Кашаган, получившие в 1995 – 1999 гг. названия Западный Кашаган и Восточный Кашаган соответственно (**рис. 3.3.4**).

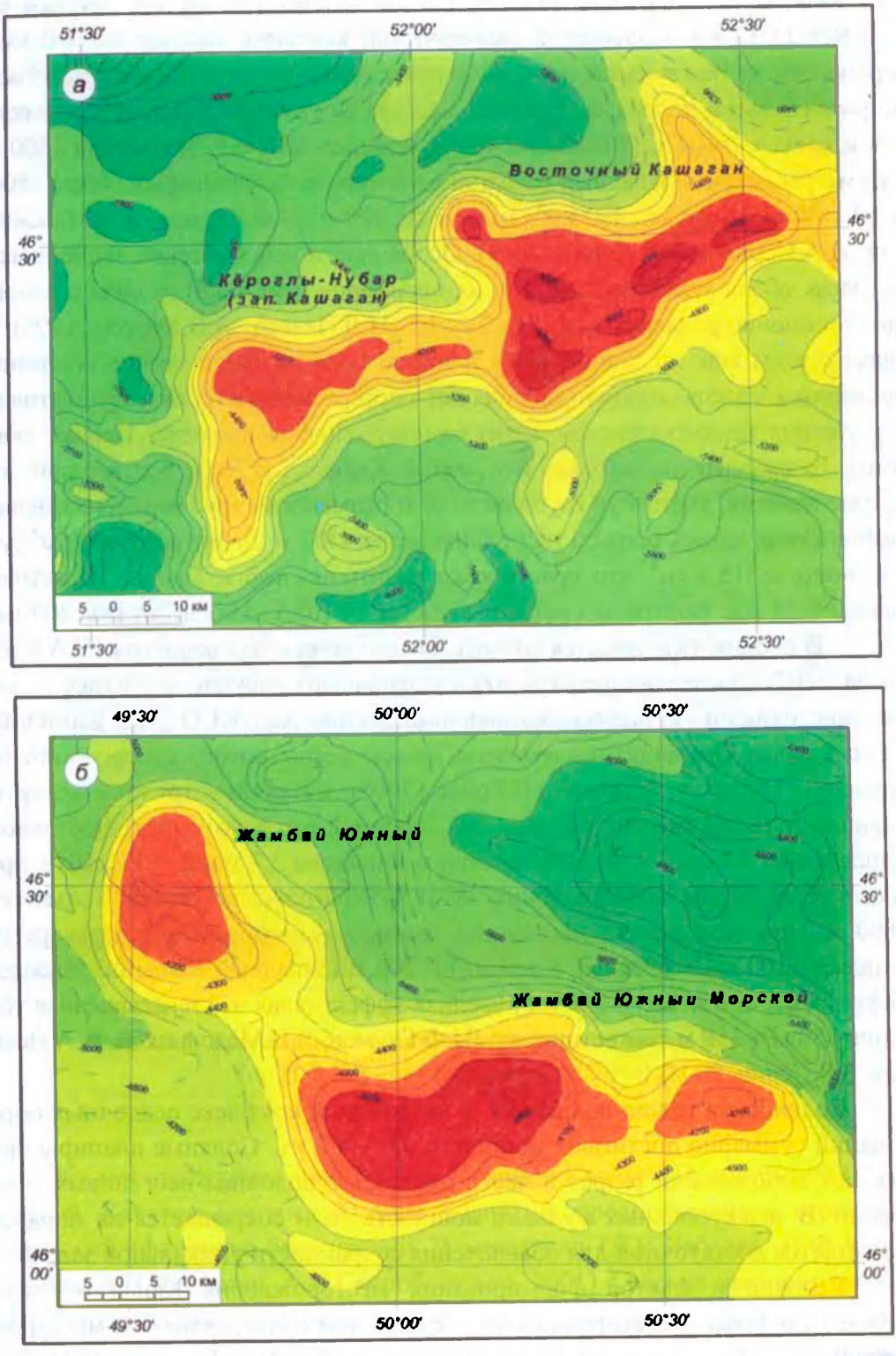


Рис. 3.3.4. Группа поднятий Кашаган и Жамбай в Северном Каспии (по Глумову с соавторами, 2004)

Мощность осадочных образований по сейсморазведочным данным ставляет 11-12 км. Подсолевой палеозойский комплекс мощностью 7-8 . в верхней части, на глубинах 4,0-6,5 км, представлен карбонатными, суще зенно рифогенными породами. Размеры массива Восточный Кашаган по кнутой изогипсе –5000 м (10 ÷ 25) х 40 км, площадь 930 км^2, амплитуд 300 м; параметры массива Западный Кашаган в контуре замыкающей изог ы –5000 м 10 х 40 км, площадь 490 км^2, амплитуда 900 м (И.Ф.Глумов, Я Маловицкий, А.А.Новиков, Б.В.Сенин, 2004). Особенности сейсмической писи как в пределах обоих массивов, так и по их периферии **(рис.3.3.5)** сх ны с площадью эрозионно-рифового массива Тенгиз (Н.Д.Павлов, А.В.Х гов, 1995). В связи с этим еще до постановки глубокого бурения были кие основания предполагать здесь сложную ассоциацию биогермных постр . и продуктов их разрушения верхневизейско-среднекаменноугольного воз га. Первая скважина, заложенная на массиве Восточный Кашаган (КЕ , подтвердила эти предположения, достигнув глубины 5170 м (фаменский с верхнего девона). Нефтегазовая залежь вскрыта на глубине около 4400 м. ит нефти 600 м^3/сут., плотность 0,815 г/см^3, что практически идентично н и Тенгиза. Пластовое давление 15 тыс. фунтов на квадратный дюйм (~ 105, Па), дебит газа 200 тыс. м^3/сут. В составе газа имеется значительная приме ероводорода (Н.А.Касьянова, 2002). Последующие разведочно-оценочные скважины оказались весьма оптимистичными. По оценкам компании-операто Agip KCO (Agip Kazakhstan North Caspian Operating) извлекаемые запасы н ги нового супергиганта составляют 7-9 млрд. баррелей (П.Томас, 2000 азличные группы экспертов оценивают геологические ресурсы УВ (преи щественно нефти) Восточного Кашагана от 1,2 до 7,9 млрд.т Западного Ка агана 2,7 млрд. т УТ. ВНК прогнозируется общим на обоих поднятиях и пр одится на абсолютной отметке – 4800 м. При этом высота массивного тре нно-кавернозного резервуара составляет 1100 м (Восточный Кашаган) и м (Западный Кашаган), площадь нефтеносности 650 км^2 и 340 км^2, средня ффективная нефтенасыщенная толщина 550 м и 350 м соответственно (И.Ф лумов, Я.П.Маловицкий, А.А.Новиков, Б.В.Сенин, 2004).

Соленосная толща-покрышка и дсолевый комплекс осадочных образований суммарно достигают мощнос и 4,0 – 4,2 км. Соляные диапиры прорывают мезозойский разрез и часто остигают подошвы неогеновых отложений. В межкупольных мульдах м ность соли сокращается на порядок, но остается достаточной для обеспеч ия сохранности уникальной залежи.

Условия и фактор формиров ия месторождения Кашаган имеют больше сходства с месторождением енгиз, чем с Астраханским месторождением.

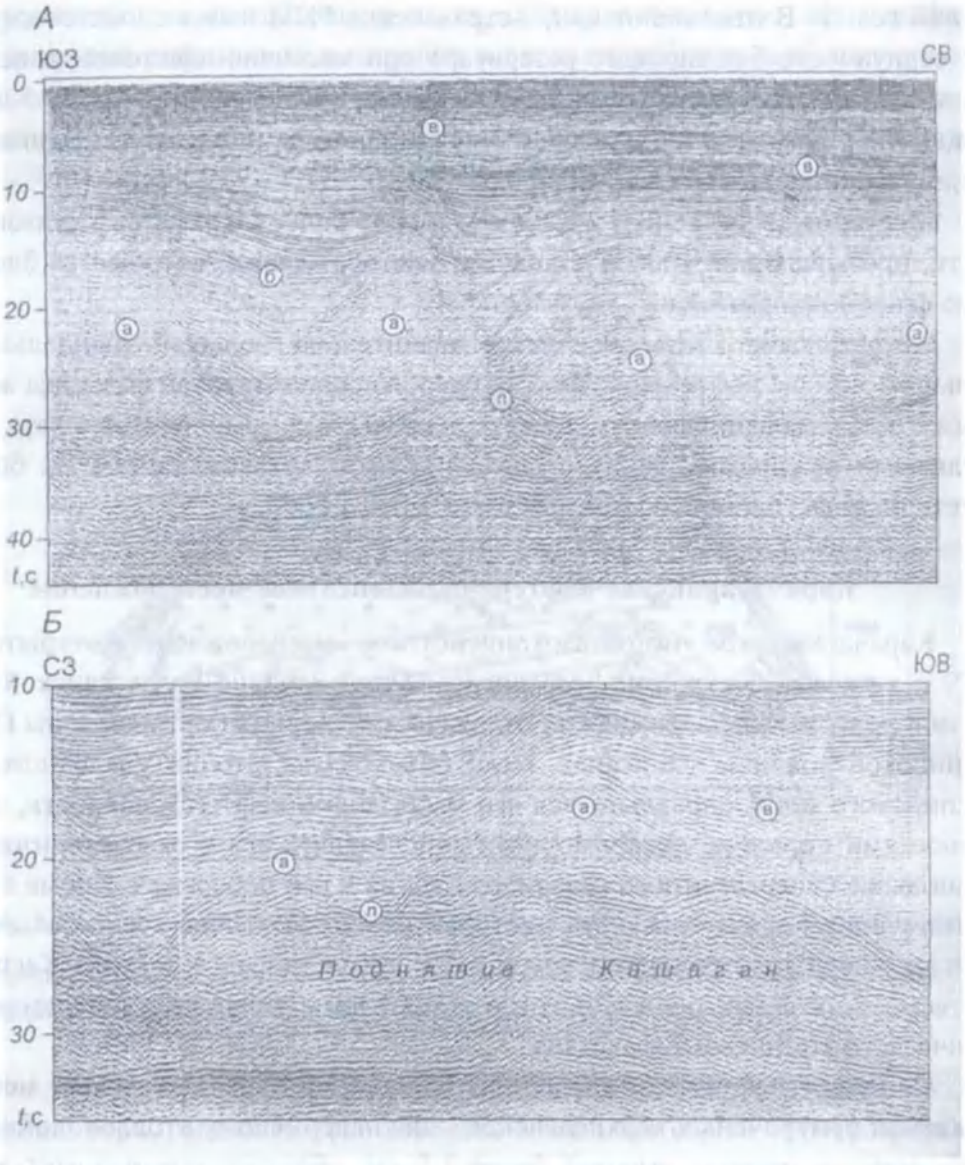


Рис.3.3.5. Временные сейсмические разрезы поднятия Кашаган (по И.Ф.Глумову с соавторами, 2004)

Оба месторождения приурочены к единой Каратон-Прорвинской (Приморской, Каратон-Тенгизской) зоне поднятий, представляющей верхнепалеозойский (фаменско-башкирский ?) мегаатолл (Л.И.Лебедев, Н.Ф.Акопджанова, А.В.Никишин, А.Н.Скоробогатько, 2001) с весьма широким развитием разнообразных рифогенных построек значительной мощности, сконцентрированных на сравнительно небольшой, в сопоставлении с Астраханским сводом, площади. Оба месторождения имеют массивный тип резервуара с признаками кольцевого расположения различных типов разреза продук-

тивной толщи. В отличие от них, Астраханское ГКМ имеет слоистое строение серпуховско-башкирского резервуара при массивно-пластовом типе залежи, где пластовые органогенные постройки составляют не более 5-10% мощности разрезов и не являются определяющими при формировании их коллекторской емкости (А.В. Ярошенко, 2002).

Месторождения Тенгиз и Кашаган имеют больший этаж нефтегазоносности, превышающий 1000 м. Сходство месторождений завершается близостью флюидодинамических характеристик.

Астраханское ГКМ отличается значительно большей площадью и меньшим этажом нефтегазоносности, преобладанием газовой фазы над жидкими УВ, аномально высоким содержанием кислых компонентов в газе, отчетливыми признаками гелие- и ртутоносности, указывающими на более заметную роль глубинного фактора в его генерации.

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1979 г. на севере Казахстана, севернее г. Аксай Западно-Казахстанской области в подсолевых палеозойских отложениях северной бортовой зоны Прикаспийской впадины. Описание этого объекта, достаточно удаленного от Каспийского моря, оправдывается его масштабами нефтегазоносности, особенностями строения, позволяющими сопоставлять его с охарактеризованными выше супергигантами северного Каспия и его побережья. Кроме того, эксплуатация Карачаганакского месторождения достаточно тесно связана с эксплуатацией других месторождений УВ казахстанского сектора Каспийского моря, позволяя решать некоторые проблемы развития топливно-энергетического комплекса Казахстана.

Основная нефтегазоконденсатная залежь на Карачаганакском месторождении приурочена к верхнедевонско-нижнепермскому атоллоподобному карбонатному массиву высотой более 1,5 км, образующему пластово-массивный резервуар (рис.3.3.6). В его пределах продуктивный разрез подразделяется на несколько пачек, но в целом слоистость выражена слабо, и массивный характер проявляется более четко как во внутреннем строении, так и во внешних контурах биогермной атоллоподобной постройки (Ю.С.Кононов, 1999). Особенность морфологии Карачаганакского карбонатного массива в том, что он состоит как бы из двух частей: верхнедевонско-каменноугольной и нижнепермской, каждая из которых имеет примерно одинаковую высоту. При этом верхнедевонско-каменноугольная рифогенная постройка более обширна, чем нижнепермская, которая из-за меньшей площади своего основания морфологически более резко выражена. Верхнедевонско-каменноугольная постройка имеет субширотную ориентировку, а нижнепермская,

«наложенная» на ее восточную часть, субмеридиональную. По периферии той и другой рифогенной постройки и атоллоподобного карбонатного массива в целом развиты глинисто-кремнисто-известковистые отложения, их толщина значительно меньше, чем у синхронных биогермных карбонатов.

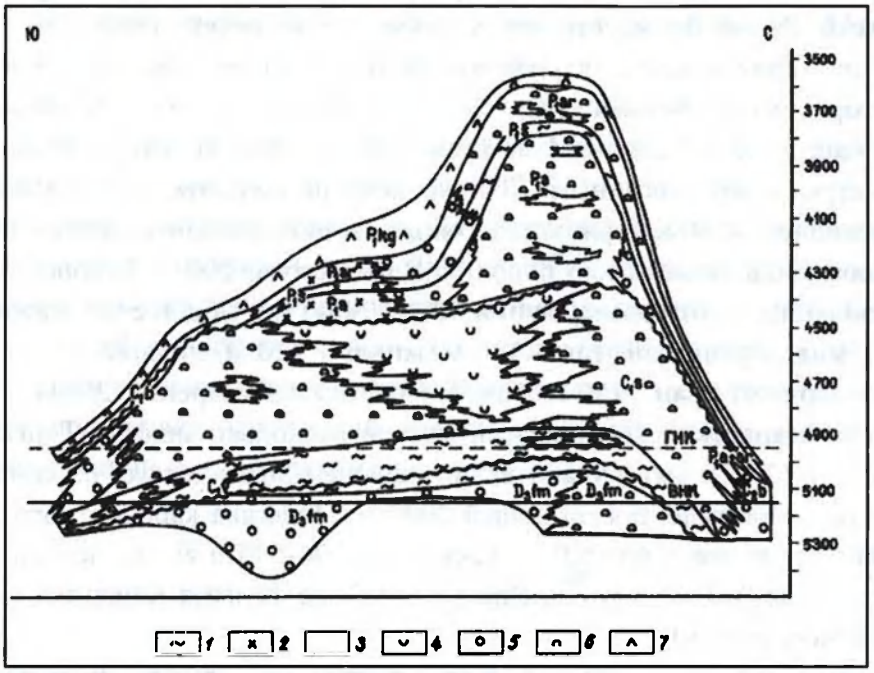


Рис.3.3.6. Карачаганакское НГКМ. Разрез массивной залежи в рифовом массиве

1-неморские осадки; 2-относительно глубоководные осадки; 3-рифовая осыпь; 4-осадки внутририфовой лагуны; 5-склоновые осадки; 6-ядро рифа; 7-ангидрит

Атоллообразный характер Карачаганакского карбонатного массива сближает его с Тенгизским (по девонско-каменноугольной части разреза).

Тектоническим цоколем карбонатного массива является морфологически выраженное поднятие в отложениях терригенного девона (средний девон и нижняя часть франского яруса верхнего девона). Такой цоколь имеют массивы Тенгиза и Кашагана.

Девонские отложения Карачаганакского НГКМ вскрыты скважинами (Д-1, Д-2) в диапазоне от нижнеэйфельских до фаменских. Нижнеэйфельский подъярус сложен известняками темно-серыми, плотными, органогенными, с глинисто-битумными микропрослойками. В верхней части разреза встречаются мергели известковые. Разрез верхнего эйфеля слагают преимущественно терригенные породы: песчаники темно-серые, кварцевые, среднемелкозернистые, с прослоями тонкозернистых известняков и аргиллитов. Состав и структура пород свидетельствуют об относительно глубоководных

условиях осадконакопления. В связи с этим породы низкопористые и низкопроницаемые ($К_п$ < 2%, $К_{пр}$ < 10 мД). Живетский ярус слагают известняки темно-серые, тонкозернистые с прослоями сланцев черных, тонкоплитчатых. Коллекторы этого яруса также низкопоровые и низкопроницаемые. Некоторое повышение пористости и проницаемости связаны с алевритовыми прослоями. Разрез франского яруса слагают известняки темно-серые, органогенные, характерные для рифовой фации. Породы обладают высокими коллекторскими свойствами ($К_п$ = 5 – 10 %, $К_{пр}$ = 0,1 – 10 мД). Фаменский ярус представлен в фации рифов и биогермов – известняками серыми и буровато-серыми, органогенными. Тип коллектора здесь трещинно-поровый, и увеличение емкостных и фильтрационных свойств связано с кавернозностью и сильной трещиноватостью пород (С.В.Можегова, 2001). Девонские отложения залегают в интервале глубин 5000 – 6000 м в мощностях: нижний эйфель – 50 м, верхний эйфель – 100 м, живет – 120 м, нижний фран – 25 м, средний-верхний фран – 130 м, фамен – 515 (Ю.А.Писаренко, 2004).

Карачаганакский карбонатный массив несколько меньше Тенгизского по площади (20х20 км) и значительно меньше Кашаганского, но соизмерим с ними по амплитуде, достигающей 2000 м. Подошва карбонатного девона вскрыта на глубине около 6,0 км (скв.2), на 200-500 м выше, чем на Астраханском своде (по данным бурения) и в районе Тенгиза-Кашагана (по данным сейсморазведки).

К настоящему времени на Карачаганакском месторождении установлена нефтегазоносность эйфельских, фаменских, серпуховских и нижнепермских отложений. Три из четырех горизонтов (кроме эйфельского) связаны с рифогенными коллекторами. Фамен-нижнетурнейский разрез, где доминируют зеленые водоросли, не способные противостоять высоким энергиям осадконакоплеиия, характеризуется водорослевыми холмами. Верхневизейско-серпуховский разрез Карачаганака отличается многообразием форм остатков фауны, сочетание которых позволило сформировать разнообразные органогенные постройки-биогермы, биостромы, водорослевые холмы, намывные песчаные бары и т.д. Раннепермский рифогенный комплекс, отсутствующий на других рассмотренных месторождениях, построен остатками тубифитов, мшанок, криноидей, брахиопод и водорослей. (Н.Б.Гибшман, В.П.Гаврилов, М.И.Тарханов, 2001). Наряду с первичной пористостью и кавернозностью, высокие ФЕС на Карачаганаке сформированы эпигенетическими процессами – выщелачиванием, трещинообразованием.

Надпродуктивную толщу Карачаганака можно разделить на ангидритово-карбонатные отложения филипповского горизонта кунгурского яруса, соленосный и надсолевой терригенный комплекс. Отложения филипповского горизонта представлены ангидритами, доломитами и известняками; мощность его варьирует от 150-300 м на вершине карбонатной постройки до не-

скольких метров в наиболее погруженных частях подсолевого палеорельефа. Интервалами породы филипповскрго горизонта сильно дислоцированы. Выше него залегает соленосная толща, в составе которой соли, ангидриты, доломиты, глины и алевролиты иреньского горизонта кунгурского яруса и защемленные в них в пределах куполов мощные пласты (до нескольких сотен метров) терригенных красноцветных пород верхней перми. Мощность соленосной толщи в Карачаганакской мульде, располагающейся над большей частью площади месторождения, не превышает 250 м, участками она полностью исчезает. С севера и юга мульда ограничена Карачаганакским и Кончебайским соляными куполами **(рис.3.3.7)**, пространственно соответствующими северному и южному склонам подсолевой карбонатной постройки. Максимальная мощность соленосной толщи в пределах Карачаганакского купола достигает 5000 м, в пределах Кончебайского – 4600 м. Вершине подсолевой рифогенной постройки соответствует зона сокращенных мощностей соли и ее полного выжимания. Вместе с тем, здесь значительно увеличены толщины верхнепермский и триасовых отложений, содержащих выдержанные глинистые покрышки (А.М.Тюрин, 2001).

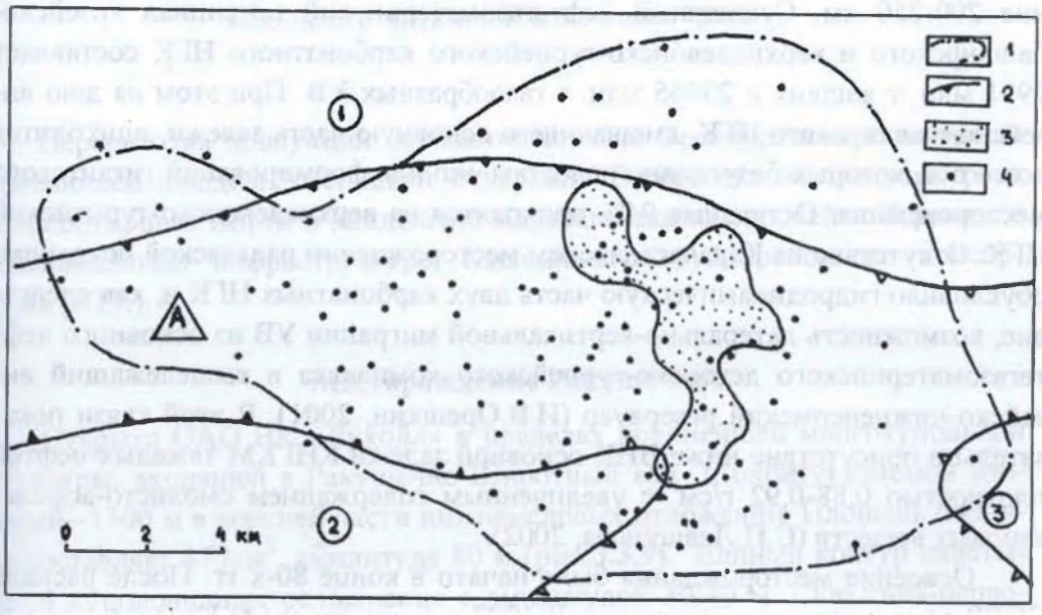


Рис. 3.3.7. Карачаганакскос НГКМ. Соотношение контура продуктивности всрхнедевонско-нижнепсрмских отложений с элементами соляной тектоники покрывающей толщи (по А.М.Тюрину, 2001).

1-контур нефтегазоносности; 2- границы соляных куполов и мульд; 3-контур нижнепермского рифогснного тела; 4-скважины. А-Карачаганакчкая мульда. Цифрами в кружках обозначены соляные купола: 1-Карачаганакский; 2-Кончебайский.

Нефтегазоконденсатная залежь Карачаганака открыта параметрической скважиной П-10, заложенной в своде подсолевой структуры. В результате разведочных работ этаж нефтегазоносности достиг 1800 м (интервал 3600 – 5400 м).Основная часть массивной залежи представлена газом и конденсатом. Нефтяная залежь подстилает газоконденсатную ниже глубины 5000 м. Состав пластового газа: метан – 75%, этан + высшие газообразные УВ – 15%, кислые компоненты (H_2S, CO_2), - 10%. Содержание конденсата высокое, около 600 $см^3/м^3$. Верхняя часть залежи представлена сухим газом, практически бессернистым. По мере продвижения вглубь газ сменяется газоконденсатной смесью, содержание серы в которой возрастает к подошвенной нефтяной зоны за счет меркаптанов, содержащихся в нефти. Поверхность ВНК слабо наклонена с ЮЗ на СВ (рис. **3.3.8).**

Доказанные запасы месторождения составляют 1,5 трлн. $м^3$ газа и 750 млн. т жидких УВ.

Расчетами (И.В.Орешкин, 1983) установлено, что Карачаганакское НГКМ могло сформироваться только при наличии подтока УВ, генерированных большей частью осадочного чехла в пределах нефтегазосборной площади при необходимом условии латеральной миграции УВ на расстояние 200-250 км. Суммарный нефтегазоматеринский потенциал визейско-башкирского и верхнедевонско-турнейского карбонатного НГК составляет 2991 млн. т жидких и 23965 млн. т газообразных УВ. При этом на дою визейско-башкирского НГК, вмещающего основную часть залежи, приходится всего 6%, которых безусловно недостаточно для формирований гигантского месторождения. Остальные 94% приходятся на верхнедевонско-турнейский НГК. Отсутствие на Карачаганакском месторождении радаевской покрышки обусловило гидродинамическую часть двух карбонатных НГК и, как следствие, возможность латерально-вертикальной миграции УВ из основного нефтегазоматеринского девонско-турнейского комплекса в вышележащий визейско-нижнепермский резервуар (И.В.Орешкин, 2001). В этой связи показательно присутствие ниже ВНК основной залежи КНГКМ тяжелых нефтей плотностью 0,88-0,92 $г/см^3$ с увеличенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ (С.П.Левшунова, 2002).

Освоение месторождения было начато в конце 80-х гг. После распада СССР темпы освоения снизились. В 1997 г. была основана Карачаганакская Интегрированная Организация (КИО), взявшая на себя работы на месторождении. Суточная добыча к этому времени находилась на уровне 43 тыс. баррелей нефти и конденсата и 290 млн. куб. футов газа в день. Осуществляемая КИО техническая программа, направлена на увеличение добычи нефти и конденсата до уровня 260 тыс. баррелей в день и газа до 2,4 млрд. куб. футов в день с обратной закачкой в пласт 0,4 млрд. куб. футов в день для поддержания пластового давления.

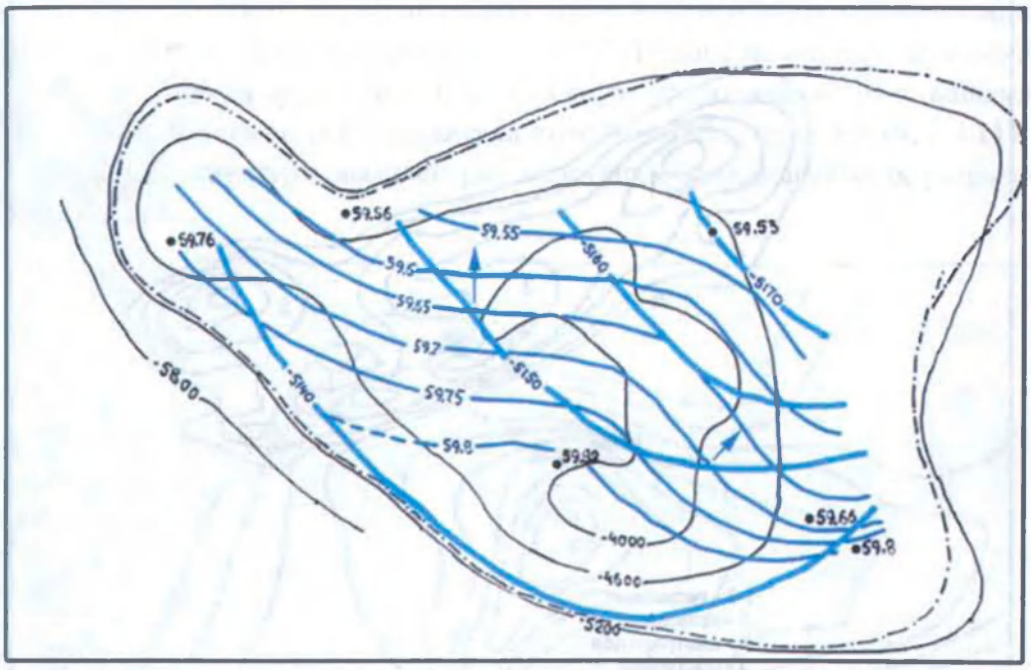


Рис. 3.3.8. Карачаганакское НГКМ. Влияние гидродинамики на формирование наклонного ВНК (по Н.В.Клычеву, 1999).

Переработка продукций осуществляется на Оренбургском газоперерабатывающем заводе в Российской Федерации. В перспективе предусмотрена транспортировка нефти и конденсата Карачаганака на европейский рынок с использованием инфраструктуры Каспийского трубопроводного консорциума (КТК).

Месторождение Ракушечное

Открыто ОАО НК «Лукойл» в пределах крупнейшей многокупольной структуры, входящей в Ракушечно-Широтный вал и оконтуриваемой изогипсой –1300 м в верхней части нижнемеловых отложений. Площадь поднятия составляет 875км^2, амплитуда 80 м **(рис.3.3.9).** Единый контур охватывает 4 куполовидных осложнения с амплитудой 30-40 м. Скважина-первооткрывательница месторождения (Ракушечная-1) пробурена на центральном куполе (вершина Ракушечная-Центральная).

Подошва юрских отложений вскрыта в пределах месторождения на глубине около 2000 м, зафиксировав заметное, более чем вдвое, сокращение мощности среднеюрских отложений по сравнению с ЮВ переклиналью вала – Широтным поднятием и менее значительное сокращение – верхнемеловых. Доюрский комплекс стратиграфически датирован пермо-триасом.

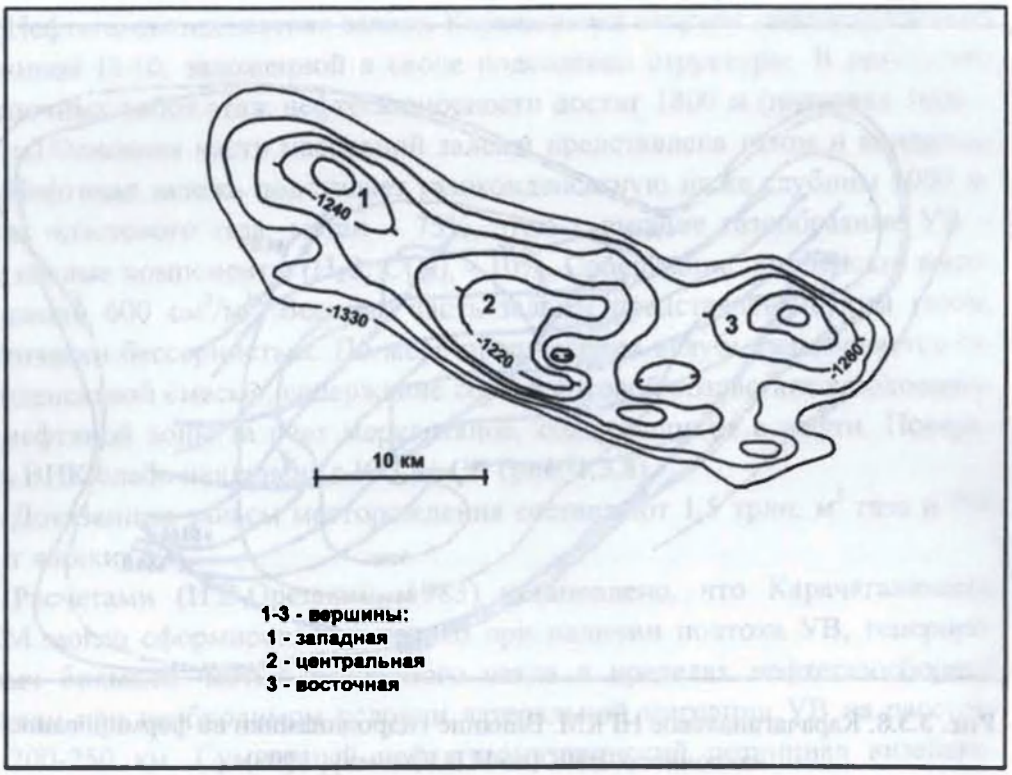


Рис. 3.3.9. Месторождение Ракушечное. Структурная карта (по И.Ф.Глумову с соавторами, 2004)

В терригенных нижнемеловых отложениях выявлены три газоконденсатные залежи. Наиболее интенсивный приток газа дебитом 403 тыс. $м^3$/с получен из коллекторов альбского яруса. Газы жирные, содержание метана 74%, этана 7-8%, пропана до 4,5%, $C_{7+в}$ – до 6%. Конденсаты легкие, с малым содержанием твердых парафинов, серы, селикагелевых смол и асфальтенов. Содержание конденсатов в газе до 90 г/$м^3$.

Кроме того, притоки нефти получены из готеривских песчаников нижнего мела (глубина 1420 м) и доломитов титонского яруса верхней юры (глубина 1470 м).

Запасы месторождения, утвержденные в принятом порядке и поставленные на государственный баланс, составляют по категории C_1 (разведанные): газ 28,217 млрд. $м^3$, конденсат 0,651 млн. т; по категории C_2 (перспективные): газ 95,128 млрд.$м^3$, конденсат 2,197 млн. т. Суммарно по двум категориям учтены: газ 123,345 млрд. $м^3$, конденсат 2,848 млн. т. Ресурсы УВ на месторождении (категория C_3) оцениваются в 85,5 млн. т. у.т.(А.А.Новиков, 2002) .

Хвалынское месторождение

Открыто работами ОАО НК «Лукойл» в пределах одноименного поднятия, выраженного в меловых, юрских и, возможно, пермо-триасовых от-

ложениях. Площадь поднятия по горизонту в кровле юры в замкнутом контуре изогипсы – 2950 м составляет 173 км^2. Предполагается (И.Ф. Глумов и др., 2004) его приуроченность к морскому продолжению Беке-Башкудукского вала Мангышлака. Амплитуда поднятия 140 м (рис. **3.3.10, 3.3.11**). По периферии структуры выявлен ряд коротких малоамплитудных разрывных нарушений.

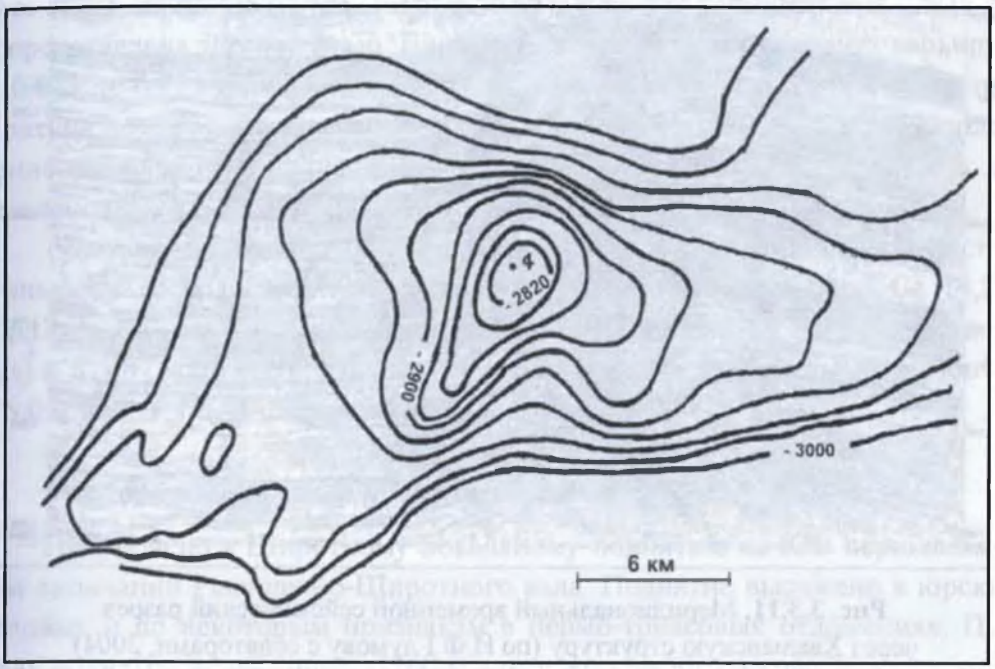


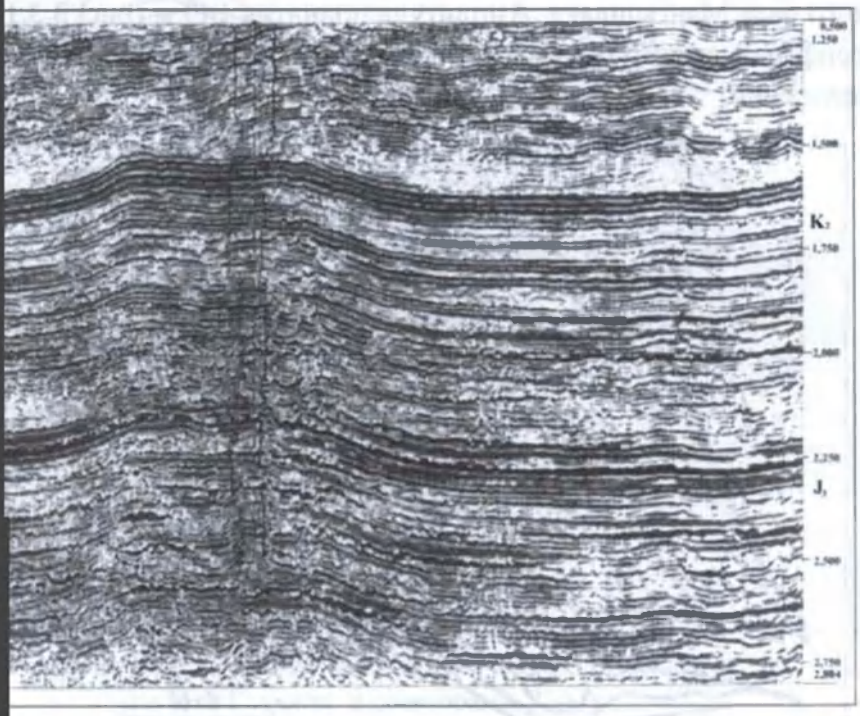
Рис. 3.3.10. Хвалынское поднятие. Структурная карта
(по И.Ф.Глумову с соавторами, 2004)

Разрез месторождения охарактеризован бурением до ааленского яруса средней юры. Подошва юрских отложений по сейсморазведочным данным находится на глубинах около 5,5 км.

Среднеюрские терригенные образования (песчаники, аргиллиты) включают ааленский (вскрытая толщина 69 м), байосский (449 м), батский (110 м) и келловейский (110 м) ярусы. Верхнеюрские отложения в составе оксфордского (в основном, мергели; толщина 212 м), кимериджского (переслаивание известняков, мергелей и аргиллитов, 158 м) и титонского (доломиты, ангидриты, 164 м) ярусов характеризуется отчетливой тенденцией снижения глинистости от подошвы к кровле.

Нижнемеловые отложения (общая толщина 545 м) состоят из песчано-глинистых пород неокома (122 м) и альба (318 м), разделяющихся карбонатно-песчано-глинистым разрезом апта (105 м). В составе верхнемеловых отложений, сложенных, главным образом, известняками и мергелями, выде-

манский (38 м), турон-коньякский (164 м), сантонский (42 м), 217 м) и маастрихтский (50 м) ярусы. Кровля меловых отложе-ется на глубинах около 1900 м.



. 3.3.11. Меридиональный временной сейсмический разрез Хвалынскую структуру (по И.Ф.Глумову с соавторами, 2004)

новые отложения представлены известняками и мергелями па-на (200 м) и глинами майкопской серии олигоцена (700 м).

вые образования (304 м) включают миоценовый и плиоцено-В составе миоцена (96 м) преобладают известняки и алевроли-го яруса (58 м), в то время как отложения нижнего миоцена ган, конк) имеют толщину 22 м, а мэотиса 16 м. Плиоценовый представлен глинами нижнего и верхнего плиоцена.

ю часть разреза слагает комплекс четвертичных отложений ором доминируют пески, алевриты и глины, содержащие про-ков.

срождении выявлено 6 залежей УВ в стратиграфическом диа-енских отложений средней юры до альбского яруса нижнего тельно, на глубинах 2422 – 4155 м.

е крупные запасы, по-видимому, сосредоточены в известняко-ом коллекторе титонского яруса верхней юры. При испытании овале 2978-2998 м получен приток газа дебитом 849 т.м^3/с, со-денсата 95 г/м^3 (А.А.Новиков, 2002). Пластовое давление в за-

лежи 32 МПа, пластовая температура 116,3^{0}С. Газ в пластовых условиях содержит (%мол) метан 90,57, этан 3,44, пропан 0,99 бутан 0,28, пентан + высшие 1,7, углекислый газ 2,8, азот 0,22, гелий – следы.

Из песчаника альбского яруса, испытанного в интервале 2422 –2479 м, также получен приток газа 253 т.м^3/с и конденсата 19,2 м^3/с.

Четыре залежи, открытые в ааленских, байосских (две) и кимериджских отложениях, по А.А.Новикову (2002), требуют доразведки. Жидкая фаза представлена здесь нефтью. Плотность в стандартных условиях варьирует от 0,823 до 0,885 г/см^3, температура застывания без обработки 22-33^{0}С, температура начала кипения 61-134^{0}С, отгон фракции до 200^{0}С 9 – 28%, содержание (% масс.) парафина 0,10 – 18,7, смол силикагелевых 2,0-11,0%, асфальтенов 0,1 – 1,39%, серы 0,14 – 0,62%.

Запасы месторождения, утвержденные в принятом порядке и поставленные на государственный баланс, составляют по категории C_1 14,265 млрд. м^3 (газ) и 1,074 млн. т (конденсат), по категории C_2 112, 732 млрд. м^3 (газ) и 8, 487 млн.т (конденсат). Ресурсы УВ по неразведанным горизонтам 176,0 млн. т у.т. (А.А.Новиков, 2002).

Месторождение им. Ю. Корчагина

Приурочено к Широтному локальному поднятию на ЮВ периклинальном окончании Ракушечно-Широтного вала. Поднятие выражено в юрских, меловых и по некоторым признакам в пермо-триасовых отложениях. Площадь поднятия по изогипсе –1760 м в отложениях юры около 75 км^2, амплитуда 80 м (рис. 3.3.12, 3. 3.13).

Пробуренными на месторождении скважинами (Широтная-1, 2) вскрыты осадочные образования четвертичной, палеогеновой, меловой и юрской систем суммарной толщиной около 2500 м. Доюрские отложения, коррелируемые с оленекским ярусом нижнего триаса и отличающиеся повышенной катагенической измененностью ($МК_5$), достигнуты в скв. 1, где представлены переслаиванием аргиллитов темно-серых и алевролитов серых полимиктовых.

Юрские отложения представлены песчано-глинистым средним (239-255 м) и глинисто-карбонатным верхним (196-228 м) отделами в диапазоне от байосского до титонского ярусов, на контактах которых имеются признаки стратиграфических перерывов..

Меловые отложения состоят из песчано-глинистой толщи нижнего мела-сеномана (готерив, баррем, апт, альб, сеноман) и глинисто-карбонатной толщи турона-маастрихта) мощностью 333 – 365 м и 442 – 470 м соответственно. Перерывы на границах ярусов имеются вплоть до подошвы кампанского яруса верхнего мела включительно.

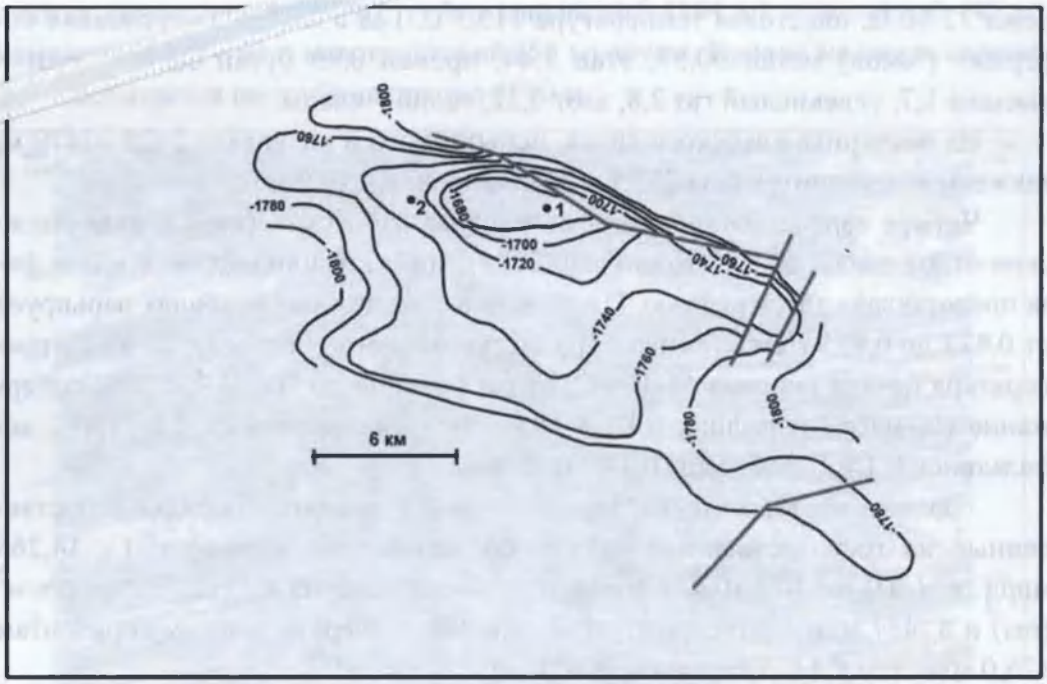


Рис. 3.3.12. Структурная карта Широтного поднятия
(по И.Ф.Глумову с соавторами, 2004)

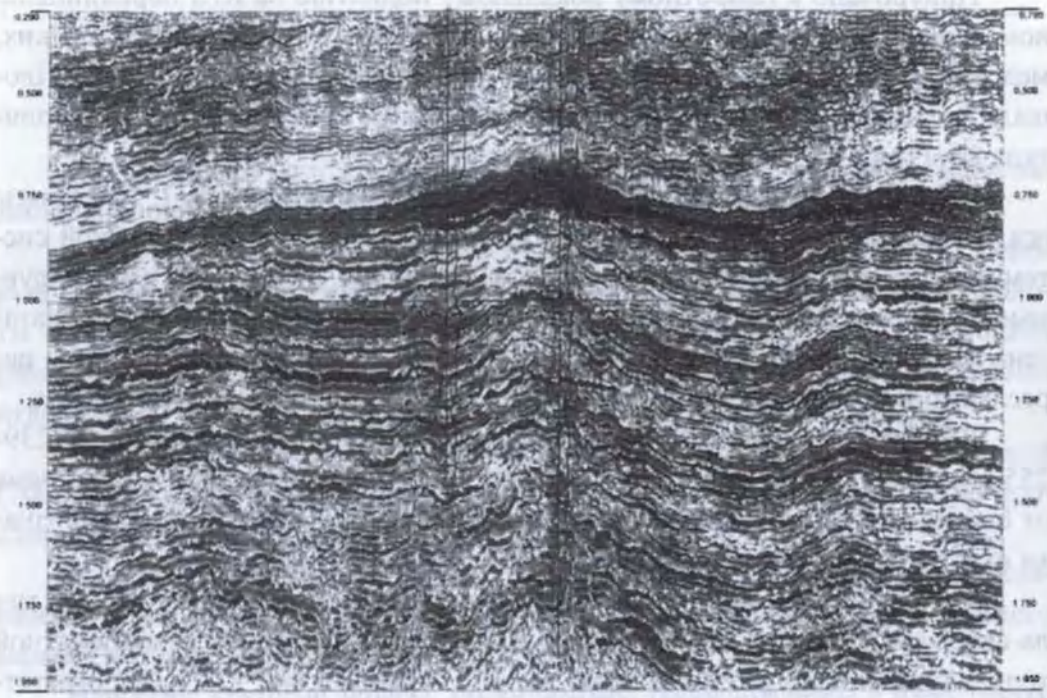


Рис.3.3.13. Временной сейсмический разрез Широтной структуры
(по И.Ф.Глумову с соавторами, 2004)

В палеогеновых отложениях выделяется маломощный карбонатный палеоцен-эоцен (43-52 м) и мощная (около 400 м) толща олигоцена – глины майкопской серии.

Завершает разрез терригенно-карбонатная толща четвертичных отложений – мергели, глины, известняки-ракушечники мощностью около 350 м.

На месторождении открыто 6 промышленных залежей УВ в интервале глубин 690-1860 м, соответствующем стратиграфическому диапазону от батских до эоценовых отложений включительно (Новиков, 2002).

Из песчаников батского яруса получен приток газа 627 т. $м^3$/с с конденсатом, дебит которого составил 46,3 $м^3$/с. В пластовом газе УВ часть состоит из метана (67,38 % мас), этана (9,50), пропана (7,40), изо и н-бутана (0,86 и 1,49), изо и н-пентана (0,67 и 0,61), изо и н-гексана (0,52 и 0,40) и остатка $C_{7+в}$ (7,20 %), а неуглеводородная – из углекислоты (1,66) и азота (2,31). Содержание $C_{5+в}$ 68,4 $г/м^3$.

Из доломитов титонского яруса получен приток нефти и газа с дебитом соответственно 377,5 $м^3$/с и 123,7 т. $м^3$/с. Нефть легкая (0,802-0,820 $г/см^3$), маловязкая (кинематическая вязкость при 20^0С 3,9-7,7 сСт, содержание (% мас) парафина 6,7-6,9, смол селикагелевых 1,52 – 1,97, асфальтенов 0,08 – 0,1, серы 0,7 – 0,8, температура плавления парафина 50-51^0С, начало кипения 47-62^0С, выход фракции до 200^0С 34-43 %, до 350^0С 75-77 %. Свободный газ состоит (% мас) из метана (73,48), этана (7,31), пропана (4,02), изо и н-бутанов (0,96 и 2,13), изо и н-пентанов (0,85 и 1,11), изо и н-гегсанов (0,66 и 0,93), $C_{7+в}$ (5,94); в неуглеводородной части отмечен углекислый газ (0,68), азот (1,93), гелий (0,001).

Из неокомских песчаников в скв. 1,2 получены притоки нефти, газа и конденсата. Плотность нефти при 20^0С 0,81 $г/см^3$, кинематическая вязкость 7,8 – 7,9 сСт, содержание (% мас) парафина 8,95 – 9,07, смол селикагелевых 1,0 – 1,3, асфальтенов 0,09 – 0,12, серы 0,07 – 0,09, температура плавления парафина 51-52^0С, начало кипения 50-52^0С, выход фракции до 200^0С 39-4-%, до 350^0С 70-73%. Пластовый газ идентичен свободному газу титонского объекта.

Из аптского песчаника в скв. 1 получен приток газа и конденсата. Пластовый газ имеет следующий компонентный состав (% мас): метан (73,7) этан (8,17), пропан (4,57) изо и н-бутан (1,02 и 1,98), изо и н-пентаны (0,89 и 0,97), изо и н-гегсанов (0,49 и 0,49), $C_{7+в}$ = 4,31. Неуглеводородная часть представлена углекислым газом (0,64), азот (1,93), азотом (2,77) и гелием (0,002).

Запасы месторождения, утвержденные в принятом порядке и поставленные на государственный баланс, составляют по категории C_1 (разведанные): нефть 6, 685 млн. т, конденсат 2,079 млн. т, газ 44,395 млрд.$м^3$; по категории C_2 (перспективные на месторождениях): нефть 42,586 млн. т, конденсат 1,419 млн. т, газ 41,542 млрд. $м^3$. Суммарно по двум категориям: нефть 49,271 млн. т, конденсат 3,498 млн. т, газ 85,937 млрд. $м^3$ (А.А.Новиков, 2002).

Газоконденсатно-нефтяное месторождение им. В.Филановского

В 2005 г. в Северном Каспии открыто новое крупное, шестое по счету, многопластовое газоконденсатно-нефтяное месторождение им. В.Филановского.

Основные продуктивные горизонты связаны с неокомскими отложениями. Месторождение приурочено к узкой и протяженной антиклинальной складке субширотного простирания, находящейся на одной оси с месторождением им. Ю.Корчагина. Отличается высокой продуктивностью. Получен приток легкой, маслянистой, малосернистой нефти с уникальным дебитом более 800 т (около 1000 м³) в сутки. Оценка запасов показала, что месторождение содержит 1,9 млрд. баррелей у.т., в том числе 1,6 млрд. барр. нефти (С.В.Делия. Состояние минерально-сырьевой базы ООО ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть и перспективы проведения геологоразведочных работ в акватории Каспийского и Азовского морей. – Коммерсант, № 217, 21 ноября 2006 г.).

Месторождение Центральное

29 мая 2008 г. пресс-службы компаний ОАО «Газпром» и ОАО «ЛУКОЙЛ» сообщили об открытии крупного нефтегазоконденсатного месторождения на структуре Центральная в Каспийском море. Структура Центральная расположена в пределах российского сектора акватории Каспийского моря, в 150 км восточнее Махачкалы, на границе между Россией и Казахстаном. Месторождение было открыто первой поисковой скважиной. При испытании месторождения из скважины получен фонтанный приток малосернистой нефти. ЛУКОЙЛ оценивает запасы структуры Центральная на шельфе Каспия в 300 млн т у. т.,

Нефтегазовые месторождения Азербайджанского сектора Кспийского моря изучаются и разрабатываются более 50 лет. Блестящая плеяда азербайджанских геологов и геофизиков, отмеченная высшими Государственными наградами, сыграла выдающуюся роль в освоении месторождений Каспийского моря. Описание некоторых месторожденй дано по материалам Государственной Нефтяной Компании Азербайджана.

Месторождение Нефт-Дашлары

Месторождение расположено в юго-восточной части Абшеронского архипелага, к востоку от о. Чилов, в открытом море. Площадь месторождения представляет группу небольших островков, которые несколько выступают над уровнем моря. В ее пределах установлены грязевые вулканы и многочисленные грифоны, выделяющие нефть и газ на дне моря. Первооткрывательницей месторождения является скв. № 1, из которой 5 ноября 1949 г. при испытании калинской свиты ПТ был получен фонтанный приток нефти дебитом до 100 т в сутки. В эксплуатацию скважина была принята 20 февраля 1951 г. С этой даты началась разработка нефтяных месторождений в открытом море.

В тектоническом отношении месторождение представляет антиклинальную складку северо-западного простирания. По кровле подкирмакинской свиты ПТ ее длина составляет 10 км, ширина – 4 км **(рис. 3.2.2.).** В результате проведенных буровых работ установлено, что складка осложнена множеством поперечных нарушений и одним крупным продольным разрывом, представляющим собой широкую зону дизъюнктивной дислокации, сложенную сильно перемятыми брекчиевидными глинистыми отложениями миоцен-олигоценового возраста. Именно к этой зоне приурочены погребенные грязевые вулканы. Свод складки смещен к северо-западу и располагается вблизи седловины, отделяющей складку от соседней структуры Палчыг-пильпиляси. Юго-восточная периклиналь имеет удлиненную форму. На ее юго-западном крыле слои ПТ залегают под углами 34-40°, а на северо-восточном 45-50°. При этом, на отдельных участках северо-восточного крыла углы падения увеличиваются до 72°.

Вскрытая бурением часть геологического разреза месторождения сложена отложениями от эоцена до верхнего плиоцена **(рис. 3.2.1)**. Распределение нефти и газа в разрезе и по площади обусловлено его тектоническими особенностями. Выделяются три крупных, резко различающихся нефтегазоносных поля: северо-западное, юго-западное и северо-восточное.

На северо-западном поле, отделенном от восточной части месторождения поперечным нарушением, промышленные залежи нефти приурочены к песчаным и алевритовым коллекторам калинской свиты. Все остальные свиты ПТ здесь обводнены.

В контуре юго-западного поля, охватывающем юго-западное крыло восточной части складки и ограниченном продольным и поперечным нарушениями, промышленные залежи нефти услановлены в песчаных и алевритовых коллекторах почти во всех свитах нижнего отдела ПТ (КаС, ПК, КС и НКП), а также в нижней части верхнего отдела ПТ.

Северо-восточное поле, охватывающее широкое северо-восточное крыло восточной периклинали складки, характеризуется приуроченностью промышленных залежей нефти к песчаным горизонтам всех свит ПТ от калинской до сураханской. Здесь выделено 28 самостоятельных нефтеносных горизонтов.

Нефти месторождения Нефт-Дашлары отличаются высоким качеством. Их плотность варьирует от 0,820 г/см³ до 0,925 г/см³, содержание парафина не превышает 0,5-0,6 %, содержание бензина 15-16%.

Пластовые воды месторождения преимущественно гидрокарбонатно-натриевые, щелочные.

Месторождение Азери-Чираг- Гюнешли

Месторождение Азери-Чираг-Гюнешли (до 1992 г. 26 Бакинских Комиссаров – Каверочкина – 28 Апреля) объединяет 3 площади и находится приблизительно в 85 км к юго-востоку от Абшеронского полуострова в глубоководной части Каспийского моря. Глубина моря на площади месторождения варьирует от 85 до 300 м. Месторождение является составной частью северной антиклинальной зоны Абшероно-Челекенского тектонического пояса, который берет начало от поднятия Хали и далее продолжается к складкам о. Чилов, Ази-Асланов, Палчыг-пильпиляси, Нефт-Дашлары, Гюнешли, Чираг, Азери и Кяпаз. Площадь месторождения осложнена наличием грязевых вулканов.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке северо-западного простирания, кулисообразно сочленяющейся на севере с месторождением Нефт-Дашлары. Протяженность брахиантиклинали около 50 км. Структура узкая, с более крутым северным и относительно пологим южным крыльями. Вдоль северной границы месторождения установлена протяженная зона взбросов с погружением в южном направлении. Эта зона образует дугу к юго-востоку, которая заканчивается вблизи погребенного грязевого вулкана на восточной границе площади Чираг. На востоке взброс разделяет площади Чираг и Азери. Выявлены также дополнительные продольные взбросы и поперечные нормальные сбросы, которые разделяют месторождение по длине, но в то же время они в меньшей степени осложняют структуру.

Поднятие ***Гюнешли*** было выявлено в 1979 г. Его длина по отложениям верхнего отдела ПТ 27 км при ширине 5-6 км. В северо-восточной присводовой части складки установлена крупная продольная зона тектонических нарушений (**рис. 3.3.14**). Западная, мелководная часть месторождения в настоящее время разрабатывается ГНКАР скважинами, пробуренными с 12 стационарных платформ.

Продуктивность поднятия ***Чираг*** установлена в 1984 г. по результатам бурения и . Небольшие заледжи нефти были также обнаружены в VIII, VII, VI и V горизонтах балаханской и сабунчинской свит.

Свита «перерыва» подразделяется на четыре продуктивных горизонта (А, В, С и Д), сложенных слоистыми песчаниками от тонкозернистых до очень тонкозернистых, перемежаемыми глинистыми разделами.

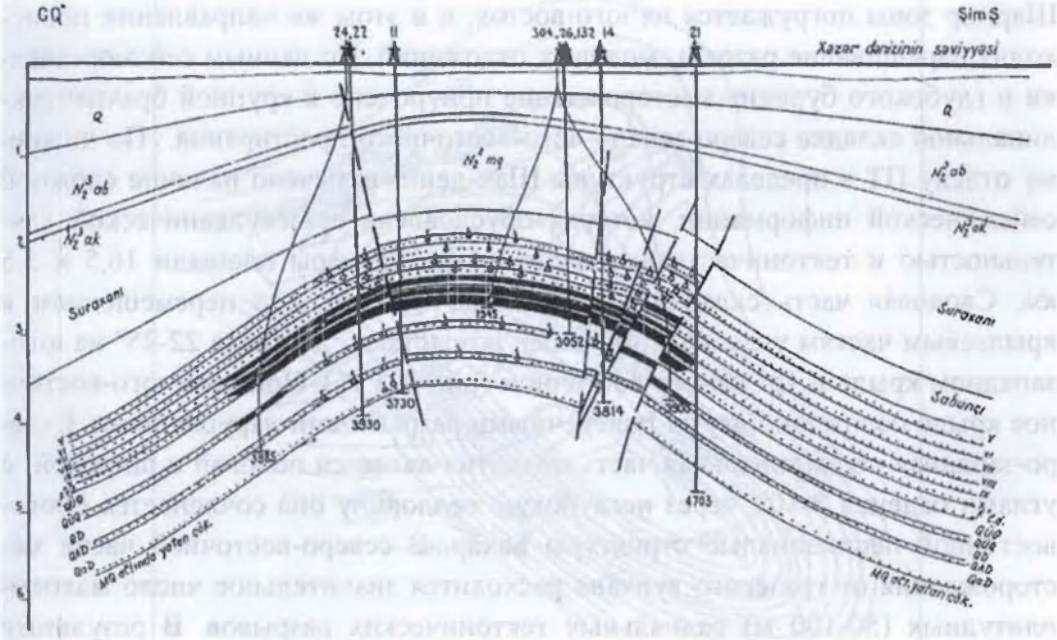


Рис. 3.3.14. Гюнешли. Геологический разрез.

X горизонт балаханской свиты характеризуется гораздо более тонкозернистыми песчаниками с тонкими прослоями глин.

Поднятие ***Азери*** выявлено в 1964 г. сейсморазведочными работами. Однако бурение в его пределах было начато лишь в 1985 г., а уже в феврале 1987 г. были открыты первые залежи нефти и газа. Из VII, VI и V горизонтов балаханской свиты были получены притоки газоконденсата, а к X.1X и VIII горизонтам сураханской свиты приурочены нефтяные залежи.

В связи с подписанием 20 сентября 1994 г. первого контракта по азербайджанскому сектору Каспия по разработке морских нефтяных месторождений месторождение, включающее глубоководную часть площади Гюнешли, а также Азери и Чираг в настоящее время разрабатываются консорциумом BP-Амосо.

Месторождение Шах-дениз

Газоконденсатное месторождение Шах-дениз (до 1992 г. Шахово-море) расположено в 18-20 км от месторождения Бахар, на крутом склоне дна Каспийского моря в глубоководной его части. Глубина моря на площади месторождения варьирует от 50 м в ее северо-западной части до 100 м и более – в юго-восточной. Площадь осложнена периодически извергающимися грязевыми вулканами, приуроченными к присводовым частям периклиналей.

Поднятие Шах-дениз выявлено сейсморазведочными работами МОВ в 1954 г. В тектоническом отношении оно представляет восточный структурный элемент антиклинальной зоны Гарачухур-Зых - Гум-адасы – Бахар.

Шарнир зоны погружается на юго-восток, и в этом же направлении происходит наращивание разреза молодых отложений. По данным сейсморазведки и глубокого бурения месторождение приурочено к крупной брахиантиклинальной складке северо-запад – юго-восточного простирания. По нижнему отделу ПТ в пределах структуры Шах-дениз отмечено наличие сложной сейсмической информации, которая обусловлена грязевулканической деятельностью и тектоническими нарушениями. Размеры площади 16,5 х 5,5 км. Сводовая часть складки относительно пологая, а с перемещением к крыльевым частям углы падения слоев возрастают, достигая 22-25° на юго-западном крыле и 18° на юго-восточном (рис. 3.3.16). При этом юго-восточное крыло осложнено двумя поперечными разрывными нарушениями. Северо-западная периклинальная часть поднятия является пологой и широкой с углами падения 8-10°; через неглубокую седловину она сочленяется с юго-восточной периклиналью структуры Бахар. В северо-восточной части месторождения от грязевого вулкана расходится значительное число малоамплитудных (50-100 м) радиальных тектонических разрывов. В результате свод складки раздроблен тектоническими нарушениями на отдельные блоки.

В геологическом строении месторождения по данным проведенных буровых работ принимает участие комплекс отложений от четвертичных до свиты «перерыва» ПТ (рис. **3.3.15).**

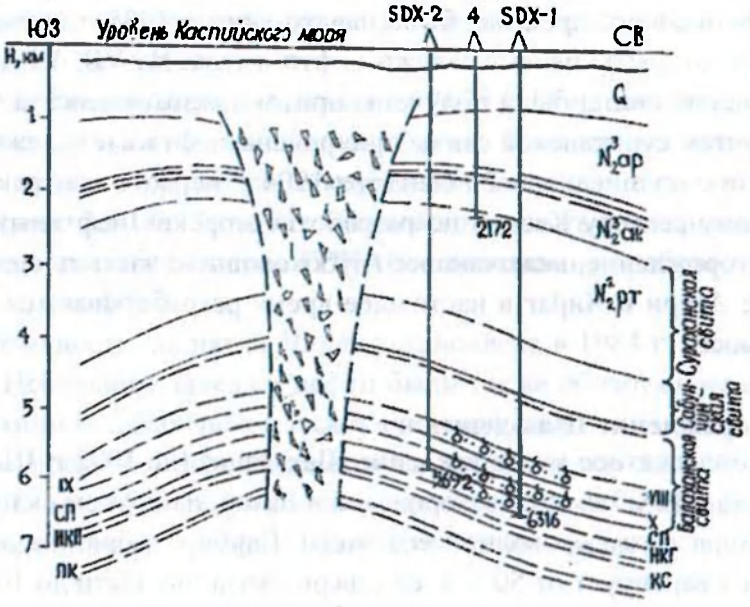


Рис. 3.3.15. Месторождение Шахдениз. Геологический разрез

Свита «перерыва» представлена песчано-алевритовой литофацией с глинистыми пропластками мощностью до 10-20 м. Мощность этой свиты по данным скважин SDX-I, SDX-2 и SDX-3 равна 100 м.

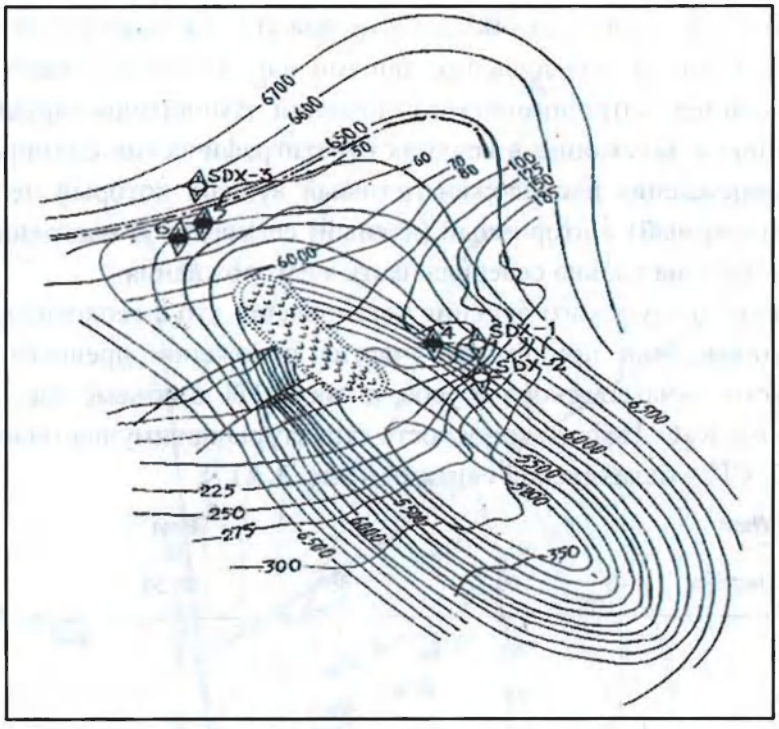


Рис. 3.3.16. Месторождение Шахдениз. Структурная карта.

Балаханская свита по абшеронской разбивке подразделяется на X, IX, VIII, VII, VI и V горизонты с общей мощностью 1400 м. Горизонты X (мощность 150 м), IX (150 м), VIII (100 м), VII (200 м), VI (230 м), V (130 м) балаханской свиты представлены песчано-алевритовой литофацией с глинистыми разделами. Количество последних увеличивается снизу вверх по разрезу.

Сабунчинская свита сложена чередующимися мелко-среднезернистыми водоносными песчаниками и глинами. Мощность этой свиты 625 м (скв. 6).

Сураханская свита сложена глинами с прослойками песка и песчаника. В верхней части преобладают глины, а в нижней – водоносные песчаные пачки. Мощность 1830 м (скв.6).

Месторождение Бахар

Газоконденсатное месторождение Бахар размещается в Азербайджанском секторе Южно-Каспийского бассейна на расстоянии 40 км к юго-востоку от г. Баку в акватории Каспийского моря. Это одно из крупных газоконденсатных месторождений Абшеронского архипелага. Структура Бахар была выявлена сейсморазведочными работами в 1962-1963 г.г. Месторождение открыто в 1968 г., когда из VII горизонта ПТ был получен первый газоконденсатный приток. С 1969 г. месторождение находится в эксплуатации.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке меридионального простирания **(рис. 3.3.18).** Размеры

складки 10 х 4,5 км, высота 500 м по кровле ПТ. Складка осложнена поперечными и продольными дизъюнктивными нарушениями, охватывающими комплекс плиоцен-антропогеновых отложений. Амплитуды нарушений имеют тенденцию к затуханию в верхних стратиграфических единицах. В пределах месторождения расположен грязевый вулкан, который делит его на основной (северный) и вторичный (южный) сегменты. В настоящее время в разработку введена только северная часть месторождения.

По данным глубокого бурения установлено, что в геологическом строении месторождения принимают участие отложения древнекаспийского, абшеронского, акчагыльского ярусов, а также ПТ в объеме всех ее компонентов, кроме КаС. Нефтегазоносность структуры преимущественно связана с ПК, НКП, СП и балаханской свитами **(рис. 3.3.17).**

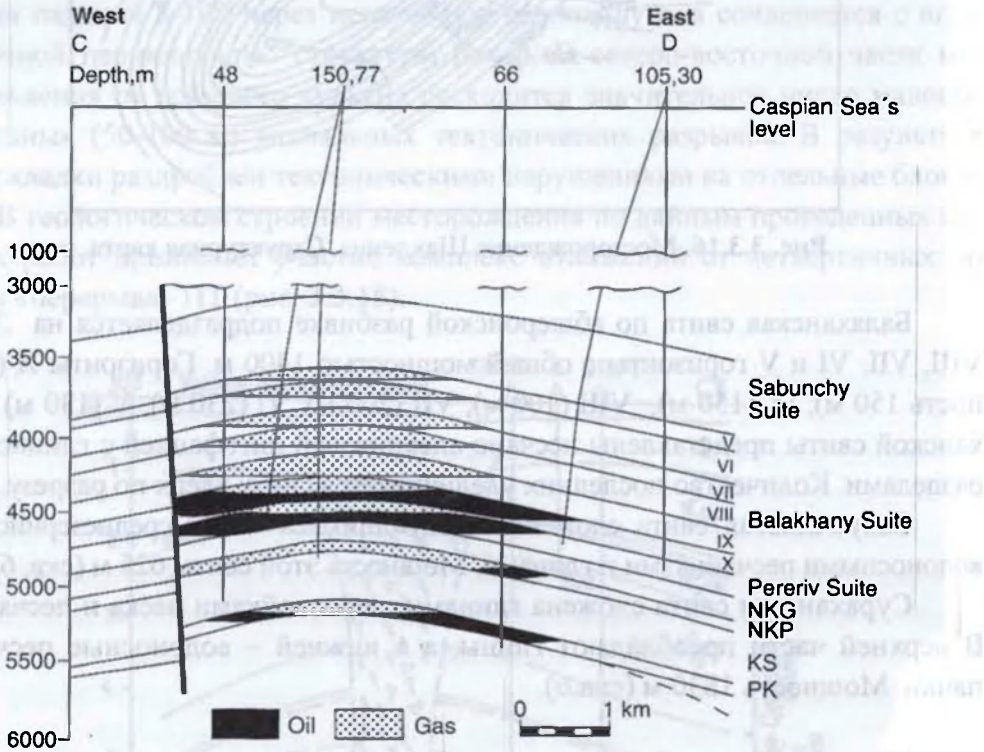


Рис. 3.3.17. Профиль и модель распределения залежей на месторождении Бахар

По гранулометрическому составу породы VII горизонта характеризуются большим содержанием алевритовой фракции – 49,2 %. Содержание песчаной фракции составляет 30 %. Карбонатность варьирует от 4,4 до 14,8 % и в среднем составляет 9,5 %. Пористость коллекторов изменяется от 10% до 23,5%, среднее значение 19,3%. Проницаемость колеблется от 3 до 520 мкм² и в среднем составляет 96 мкм².

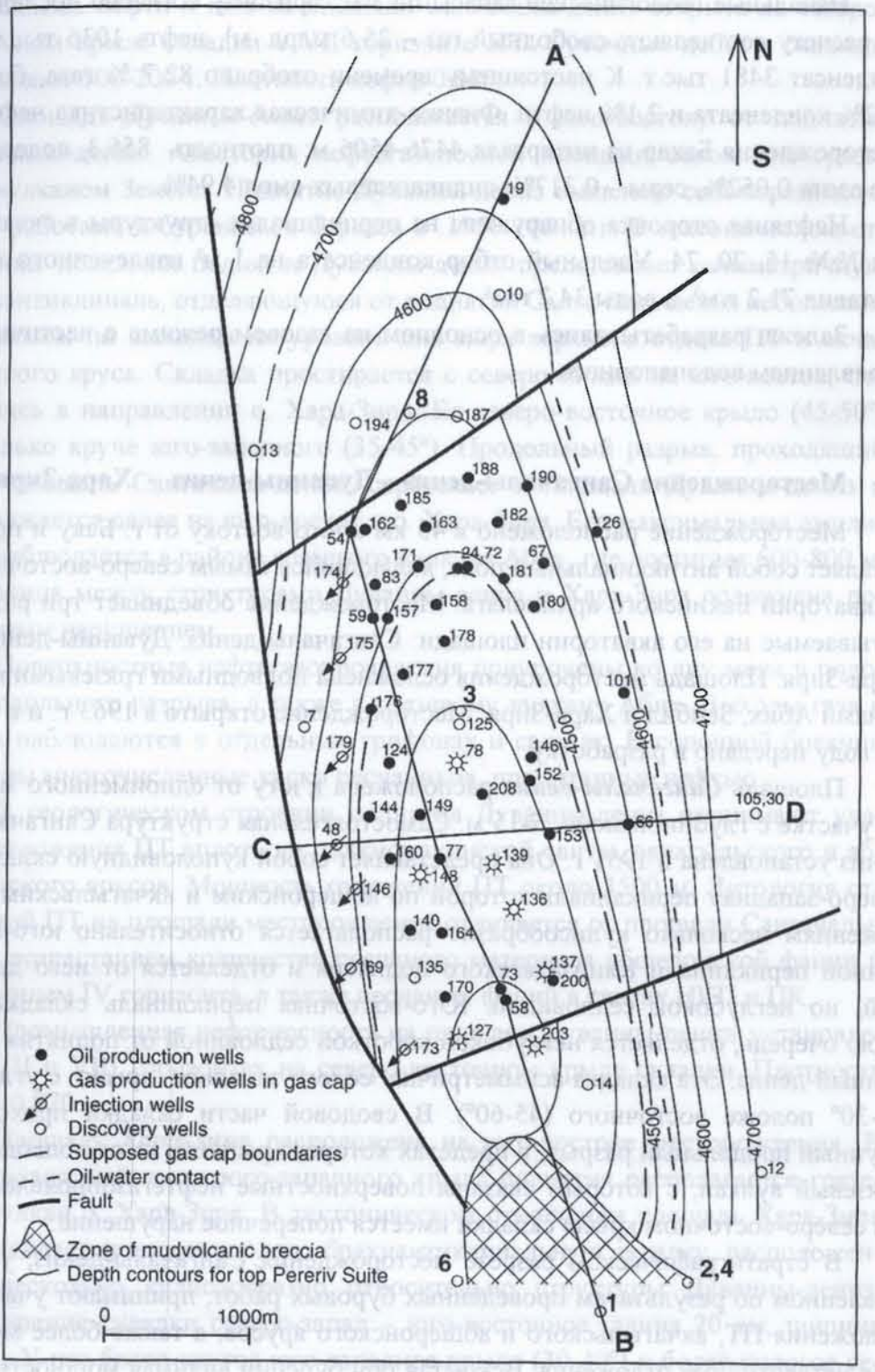


Рис. 3.3.18. Структурная карта по верхам свиты перерыва на месторождении Бахар

Начальные геологические запасы по VII горизонту согласно последнему расчету составляют: свободный газ – 25,6 млрд. м³, нефть 1036 тыс.т. и конденсат 3481 тыс.т. К настоящему времени отобрано 82,7 % газа, более 43,2% конденсата и 2,1% нефти. Физико-химическая характеристика нефтей месторождения Бахар из интервала 4476-4506 м: плотность 856,3, содержание азота 0,052%, серы – 0,317%, силикагелевых смол 4,94%.

Нефтяная оторочка обнаружена на периклиналях структуры в скважинах №№ 15, 70, 74. Удельный отбор конденсата на 1 м³ извлеченного газа составил 71,2 г/м³, а воды 34,2 г/м³.

Залежи разрабатывались в основном на газовом режиме с частичным проявлением водонапорного.

Месторождение Сангачалы-дениз – Дуванны-дениз - Хара-Зиря

Месторождение расположено в 45 км к юго-востоку от г. Баку и представляет собой антиклинальный пояс, являющийся самым северо-восточным в акватории Бакинского архипелага. Месторождение объединяет три разрабатываемые на его акватории площади: Сангачалы-дениз, Дуванны-дениз и Хара-Зиря. Площадь месторождения осложнена подводными грязевыми вулканами Абих, Зенбил и Хара-Зиря. Месторождение открыто в 1963 г. и в том же году передано в разработку.

Площадь ***Сангачалы-дениз*** расположена к югу от одноименного мыса на участке с глубиной моря 5-15 м. Самостоятельная структура Сангачалы-дениз установлена в 1951 г. Она представляет собой куполовидную складку, северо-западная периклиналь которой по абшеронским и акчагыльским отложениям несколько кулисообразно располагается относительно юго-восточной периклинали Кянизадагского поднятия и отделяется от него длинной, но неглубокой седловиной. Юго-восточная периклиналь складки, в свою очередь, отделяется неглубокой короткой седловиной от поднятия Дуванный-дениз. Эта складка асимметрична: ее юго-западное крыло с углами 20-30° положе восточного (45-60°). В сводовой части складки проходит крупный продольный разрыв, в пределах которого располагается подводный грязевый вулкан, с которым связаны поверхностные нефтегазопроявления. На северо-восточном крыле складки имеется поперечное нарушение.

В стратиграфическом разрезе месторождения Сангачалы-дениз, установленном по результатам проведенных буровых работ, принимают участие отложения ПТ, акчагыльского и абшеронского ярусов, а также более молодые четвертичные отложения. Вскрытая при бурении видимая мощность ПТ составляет 3500 м, а разрез ее представлен чередованием глин, песков, песчаников и алевритов при преобладании глин.

Залежь нефти и газа на площади Сангачалы-дениз открыта на северо-восточном крыле складки в VII горизонте ПТ. Суточные дебиты скважин составляют 100-200 т. Плотность нефти 0,880.

Площадь ***Дуванны-дениз*** располагается к юго-востоку от поднятия Сангачалы-дениз. Акватория нефтегазоносной площади осложнена грязевым вулканом Зенбил. Поднятие Дуванны-дениз выявлено сейсморазведочными работами и бурением с баркаса в 1950-1951 г.г. В тектоническом отношении локальное поднятие Дуванны-дениз представляет асимметричную брахиантиклиналь, отделяющуюся от поднятия Сангачалы-дениз небольшим пережимом по выходам на уровень дна моря верхнего отдела ПТ и акчагыльского яруса. Складка простирается с северо-запада на юго-восток, погружаясь в направлении о. Хара-Зиря. Ее северо-восточное крыло (45-50°) несколько круче юго-западного (35-45°). Продольный разрыв, проходящий через площадь Сангачалы-дениз, пересекает и площадь Дуванны-дениз и продолжается далее на юго-восток к о. Хара-Зиря. Его максимальная амплитуда наблюдается в районе грязевого вулкана Абих, где достигает 600-800 м. Седловина между структурами Дуванны-дениз и Хара-Зиря осложнена поперечным нарушением.

Поверхностные нефтегазопроявления приурочены ко дну моря в полосе продольного разрыва, а также к грязевому вулкану Абих. Выходы газа и нефти наблюдаются в отдельных грифонах и сальзах. В сопочной брекчии найдены многочисленные куски песчаников, пропитанные нефтью.

В геологическом строении поднятия Дуванны-дениз принимают участие отложения ПТ вплоть до подкирмакинской свиты, акчагыльского и абшеронского ярусов. Мощность отложений ПТ около 3500 м. Литология отложений ПТ на площади месторождения отличается от площади Сангачалы-дениз возрастанием количества песчаного материала абшеронской фации и появлением IV горизонта, а также песчаных фаций в свитах НКП и ПК.

Промышленная нефтеносность на площади Дуванны-дениз установлена в VII и VIII горизонтах на северо-восточном крыле складки. Плотность нефти 0,870.

Площадь ***Хара-Зиря*** расположена на юго-востоке месторождения. В северо-западной части юго-западного крыла поднятия располагается грязевый вулкан о. Хара-Зиря. В тектоническом отношении площадь Хара-Зиря представляет самостоятельную брахиантиклинальную складку, расположенную несколько кулисообразно относительно структуры Дуванны-дениз. Простирание складки северо-запад – юго-восточное, длина 20 км, ширина 4,5 км. У нее более крутое юго-западное крыло (30-40°) и более пологое северо-восточное (15-20°); при этом свод сильно нарушен. Именно с этой нарушенной зоной и связан грязевый вулкан о. Хара-Зиря. С этим вулканом связаны выходы газа, пленки нефти в сальзах и грифонах, а брекчия содер-

жит большое количество обломков, пропитанных нефтью. Тектонические нарушения делят структуру на шесть блоков, которые не представлены смещениями пластов и охватывают, в основном, комплекс отложений выше VIII горизонта. Ось складки в районе юго-восточной периклинали испытывает ундуляцию, в результате которой четко обособляется поднятие, отделенное от основной складки небольшой седловиной. Тектоническую картину юго-восточной периклинали дополняет деятельность грязевого палеовулкана, приведшая к замещению части разреза грязевулканической брекчией.

Залежи нефти на площади Хара-Зиря выявлены в VII и VIII горизонтах ПТ. Основные запасы нефти и газоконденсата сконцентрированы в погруженной северо-восточной части крыла структуры. Видимая мощность отложений VII горизонта в пределах площади Хара-Зиря 125 м, содержание песка 55%. В VIII горизонте песчанистость достигает 60%.

Месторождение Булла-дениз

Месторождение расположено в 55 км к юго-западу от г.Баку и приурочена к юго-восточному продолжению антиклинальной линии Алят-дениз - Булла-дениз – Умид. Эта структурная зона выражена не столь четко, как линия Сангачалы-дениз – Дуваны-дениз – Хара-Зиря.

Локальное поднятие Булла-дениз было выявлено геофизическими работами в 1957 г., а в 1965 г. на этой площади были начаты буровые работы. Первые притоки нефти получены из продуктивной толщи в 1974 г. (V горизонт) и 1982 г. (VIII горизонт). На месторождении пробурена одна из самых глубоких скважин в акватории Каспия (скв. 87) на глубину 6542 м. С 1975 г. месторождение находится в промышленной разработке.

В тектоническом отношении месторождение Булла-дениз представляет почти симметричную брахиантиклинальную складку, которая протягивается параллельно антиклинальному поясу Сангачалы-дениз – Хара-Зиря. В то же время, она кулисообразно расположена относительно других поднятий этой антиклинальной линии.

Перспективные структуры Южного Каспия

В ряду перспективных структур в нефтегазоносном отношении в Южном Каспии определенный интерес представляют структуры Абшерон, Умид, Бабек и др.

Структура ***Абшерон*** расположена в глубоководной части Южно-Каспийского бассейна, к югу от Абшероно-Прибалханской зоны поднятий, к востоку от выявленных месторождений Гум-дениз, Бахар, Шах-дениз и к юго-востоку от месторождения Кяпаз. Структура подготовлена к поисковому бурению в 1993 г. Рельеф дна моря в ее пределах переменчивый. Глубина моря варьирует

от 50 до 700 м. Дно моря покрыто современными наносами, представленными илистыми песками. Структура Абшерон представляет крупную асимметричную антиклинальную складку, ориентированную с северо-запада на юго-восток; ее длина 30-35 км, ширина 7,7 км **(рис.3.3.20).** Восточная и западная части площади отличаются друг от друга. В западной части углы падения на северном крыле 17-20°, на южном 8-10°. В восточной части южное крыло характеризуется наклоном пластов 33-35°, а северное 12-14° **(рис.3.3.21**). В верхах стратиграфического разреза углы падения уменьшаются, и на уровне современных наносов становятся минимальными. На юго-восточной периклинали выявлен активный грязевый вулкан, представленный в рельефе дна моря пологой банкой диаметром 5 км. К северу от вулкана в четвертичных отложениях установлена серия сбросов и взбросов, образованных в результате гравитационного оползня пород. Высота складки 1200 м.

В районе площади Абшерон выявлены две крупные зоны скопления приповерхностного газа, локализующиеся в четвертичных и верхнеабшеронских отложениях на глубине 800 м ниже уровня моря. Одна зона расположена в районе западной периклинали структуры, вторая – восточнее грязевого вулкана.

Пробуренная на площади Абшерон скважина № 1 вскрыла свиту «перерыва» на 1000 м ранее, чем было предусмотрено проектом. Вскрытые скважиной отложения ПТ представлены абшеронским типом литофации. В частности, свита «перерыва» сложена песчано-алевритовой литофацией, кварцевыми песками, песчаными алевритами и характеризуются хорошими коллекторскими свойствами. Пески чередуются с тонкими пропластками глин. Установленная бурением мощность свиты «перерыва» 110 м; при этом мощность песков и песчаников достигает 60 м.

Структура ***Умид*** была выявлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1981 г. к юго-востоку от месторождения Булла-дениз. В отличие от большинства структур Бакинского архипелага, поднятие Умид характеризуется глубокой погруженностью, обусловленной значительным замедлением его роста на общем фоне интенсивного прогибания области в антропогене.

В тектоническом отношении структура Умид представляет брахиантиклинальную складку, вытянутую в северо-восточном направлении примерно на 30-35 км при ширине 4-5 км **(рис.3.3.22).** Складка расположена в районе относительного мелководья; в южном и юго-восточном направлениях глубина моря увеличивается до 60-70 м.

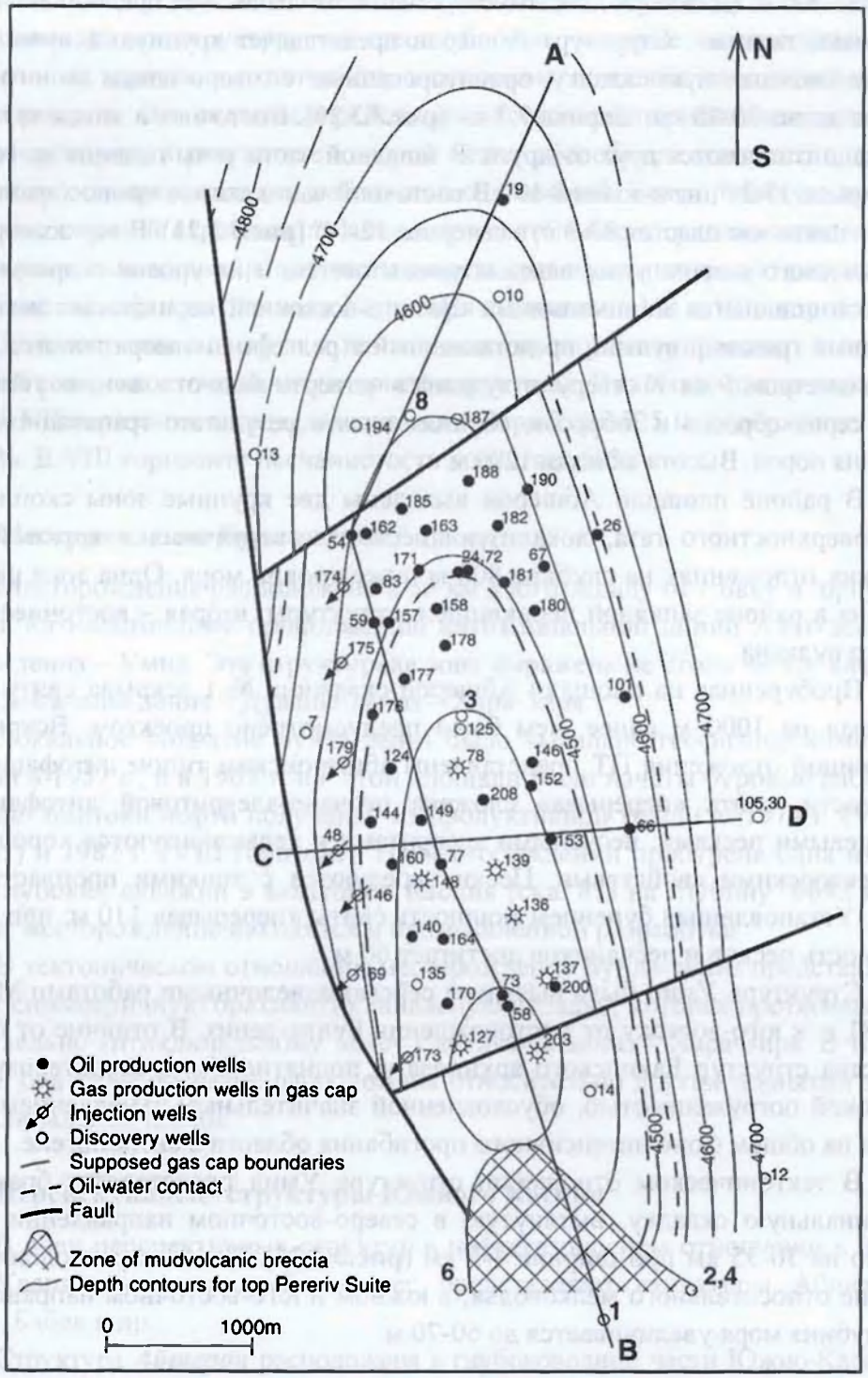


Рис. 3.3.20. Схематическая структурная карта поднятия Абшерон по подошве VII горизонта продуктивной толщи

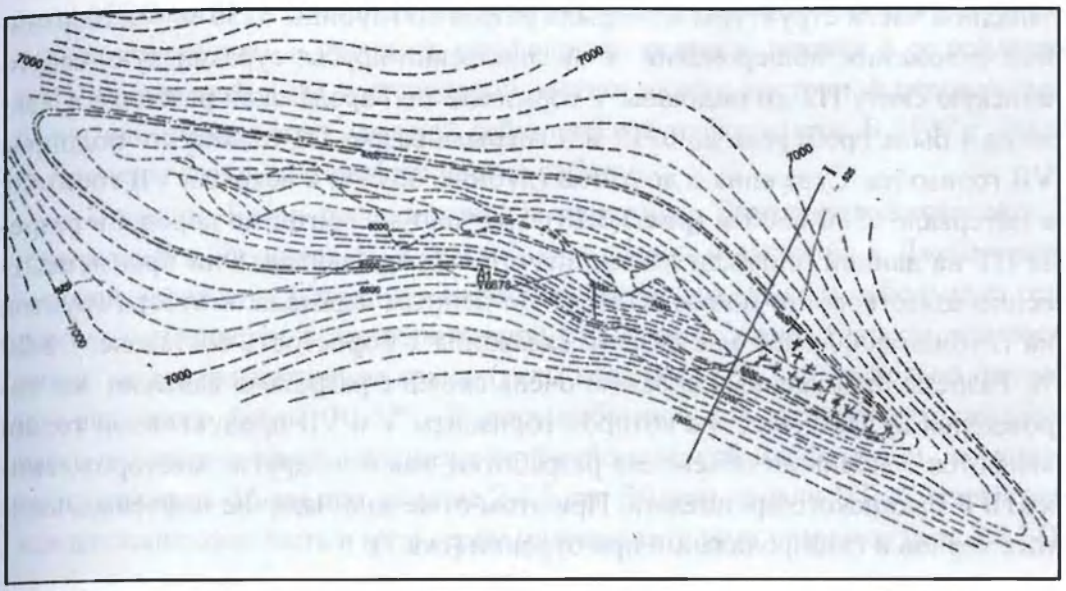


Рис. 3.3.21. Структурная карта поднятия Абшерон по подошве VI горизонта продуктивной толщи

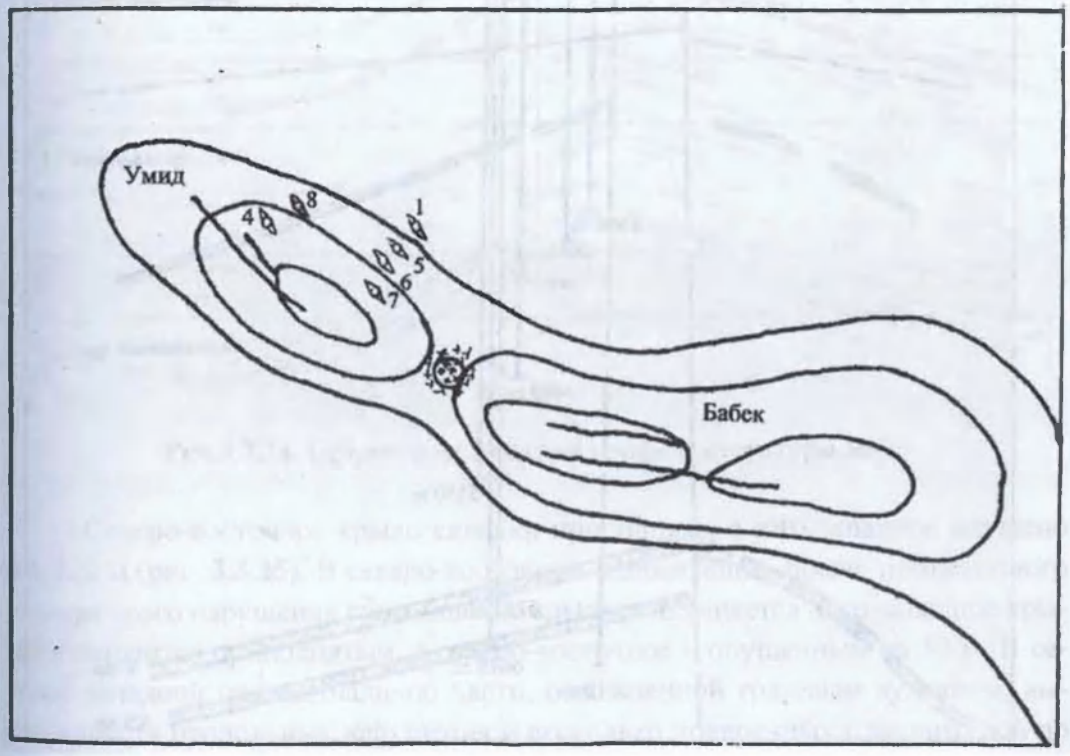


Рис. 3.3.22. Структурная схема площади Умид-Бабек

Первая скважина была заложена на северо-восточном крыле северо-западной части структуры и вскрыла разрез до глубины 6150 м – четвертичные отложения, абшеронский и акчагыльский ярусы, сураханскую, сабунчинскую свиту ПТ до подошвы V горизонта по Гарадагской разбивке. Скважина 4 была пробурена до 6715 м и вскрыла разрез ПТ вплоть до подошвы VII горизонта. Скважина 6 достигла глубины 6619 м и вскрыла VII горизонт в интервале 6500-6600 м **(рис.3.3.23)**. Песчано-алевритовые породы в разрезе ПТ на данной площади имеют значительное развитие. Они преимущественно известковисто-полимиктовые. По данным каротажа и отбора грунтов на глубине 6000-6060 м в разрезе скважины 1 пористость составляет 18-20 %. Разрезы пробуренных скважин очень схожи с разрезами скважин месторождения Булла-дениз, на котором горизонты V и VII продуктивной толщи являются основными объектами разработки, как и на других месторождениях НГР Бакинского архипелага. При этом отмечено наличие нефтенасыщенных кернов и газопроявлений при бурении (скв.3).

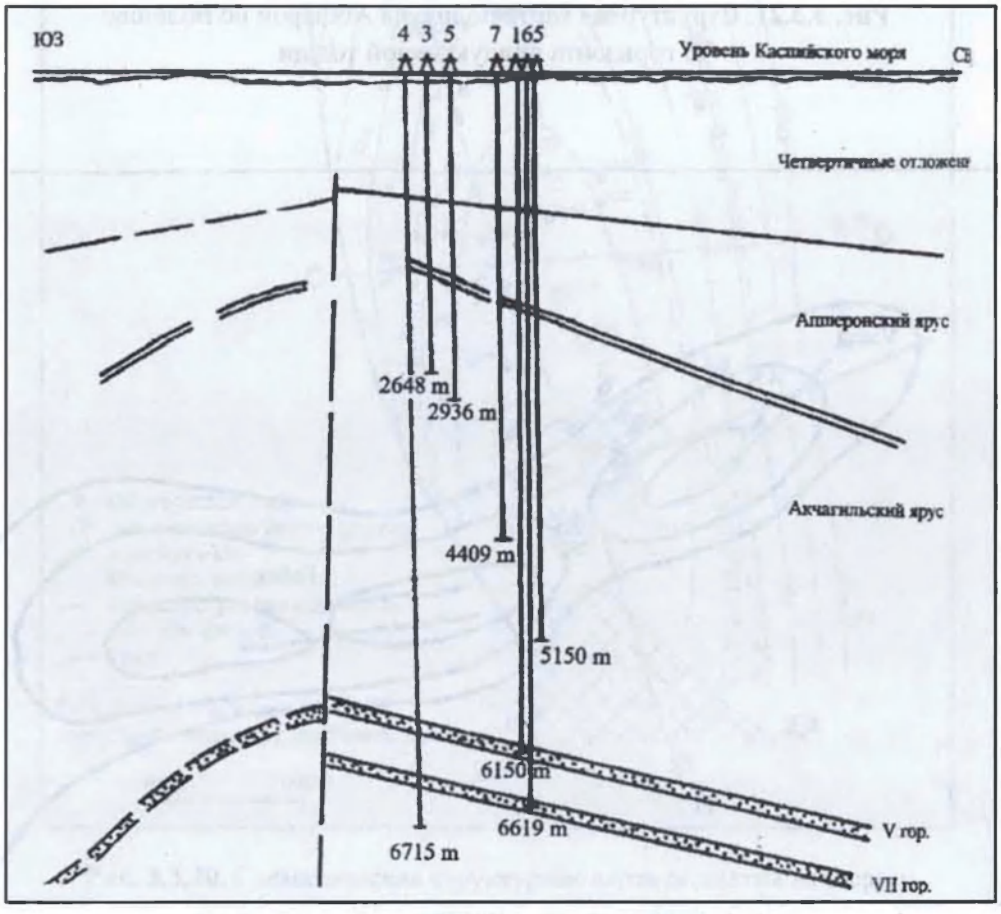


Рис. 3.3.23. Геологический профиль структуры Умид.

Структура ***Бабек*** впервые была выявлена сейсморазведочными работами МОВ в 1959 г. Дальнейшие геофизические исследования 1981-1983 г.г. позволили изучить и уточнить морфологию складки, выявив в ее пределах три ундуляции. В 1983 г. в сводовой части и на юго-восточной периклинали была оконтурена зона сложной сейсмической информации. В 1987 г. были выполнены детальные геофизические работы.

Площадь Бабек расположена на акватории Бакинского архипелага и приурочена к Кичикдаг-Андреевской синклинали и частично к Джейранкечмезской депрессии. Структура Бабек на северо-западе через небольшую седловину сочленяется с антиклинальной структурой Умид. Складка асимметрична: ее северо-восточное крыло (углы наклона 18-20°) значительно положе юго-западного (углы 30-35°). В верхнеабшеронских отложениях сводовая часть осложнена зоной неоднозначной сейсмической информации, имеющей протяженность 16 км при ширине 2-2,5 км. Вблизи кровли ПТ отмечена резкая дислоцированность в виде серии малоамплитудных разрывов (**рис.3.3.24).**

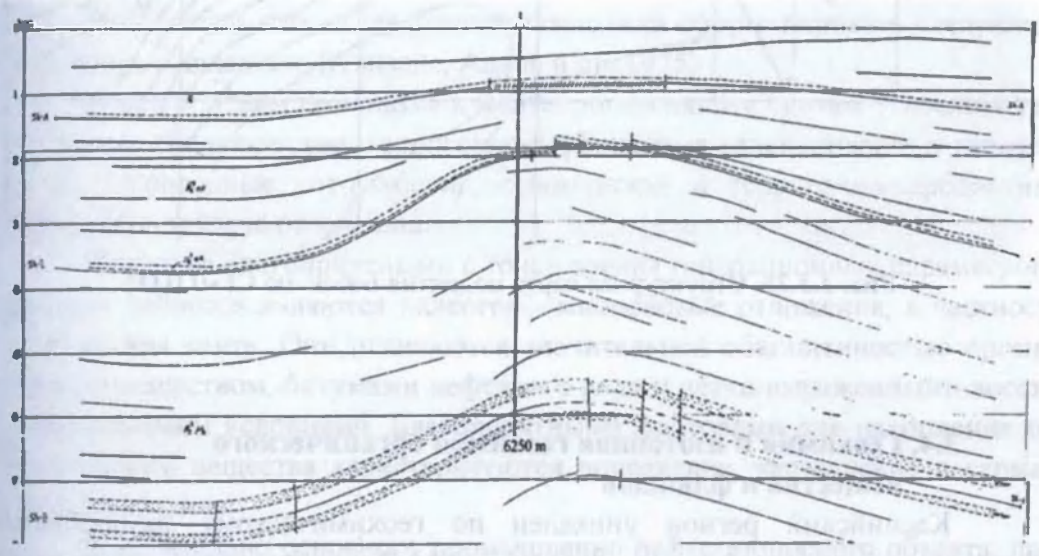


Рис.3.3.24. Ссйсмогеологический профиль структуры Бабек

Северо-восточное крыло складки приподнято, а юго-западное опущено на 100 м (рис. **3.3.25).** В северо-восточном направлении, после протяженного поперечного нарушения соотношение крыльев изменяется: юго-западное крыло становится приподнятым, а северо-восточное – опущенным на 50 м. В северо-западной периклинальной части, осложненной грязевым вулканом, выделено три продольных нарушения и несколько поперечных с амплитудой до 50 м. Размеры складки на уровне изолиний -2500 м 21,25 х 5,25 км.

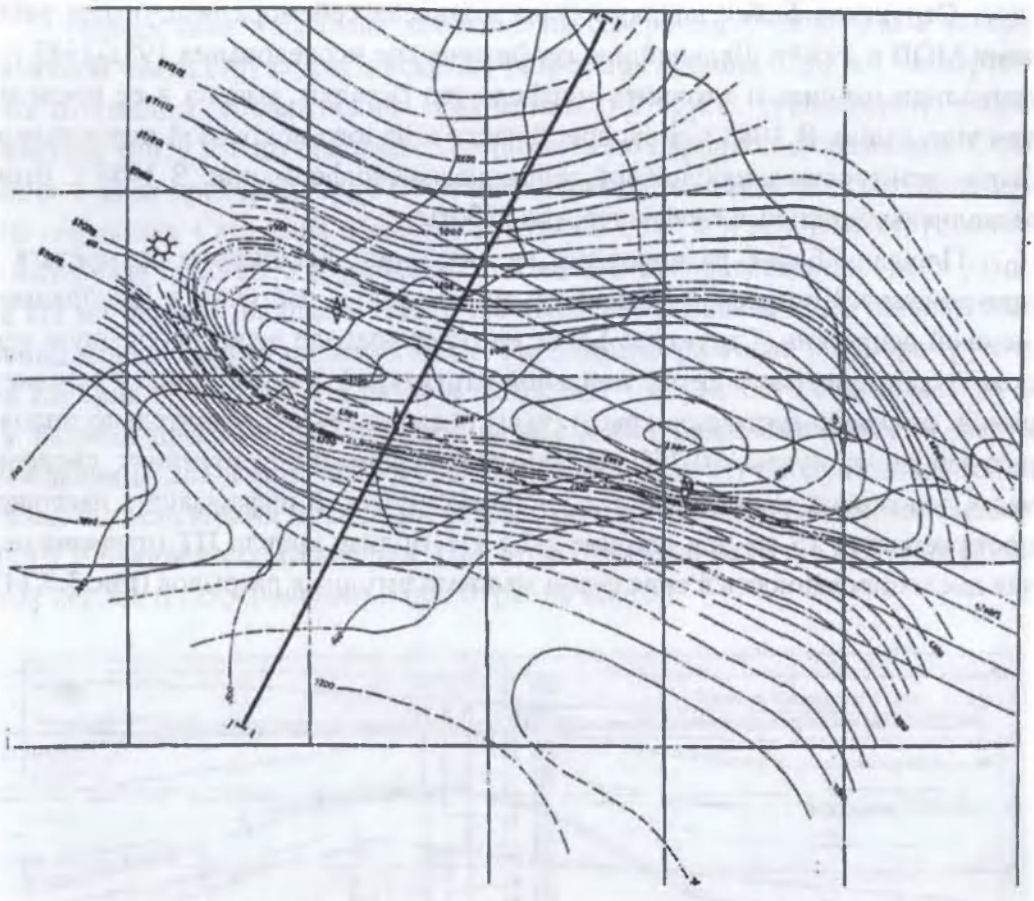


Рис. 3.3.25. Структурная карта поднятия Бабек по СГ-II (ПТ)

3.4. Геохимия и изотопная геохимия органического вещества и флюидов

Каспийский регион уникален по геохимическому разнообразию флюидов, обнаруженных в его недрах, - нефтей и конденсатов, свободных и попутных газов, пластовых вод. Открытие новых месторождений в Северном, Среднем и Южном Каспии, несмотря на ограниченность информации по ним, дает возможности сопоставлений с данными по западному, северному и восточному побережьям с целью изучения направленности изменений различных параметров и установления их возможных причин.

3.4.1. Органическое вещество

Анализ опубликованных данных по геохимии органического вещества указывает на широкий диапазон стратиграфических комплексов, могущих генерировать достаточные количества углеводородов.

Северный и Средний Каспий. Темноцветные и сероцветные морские алевропелитовые осадочные образования, в той или иной степени обогащенные органическим веществом, широко представлены в палеозойском (девон-нижняя пермь), мезозойском (средняя юра, нижний мел) и кайнозойском (эоцен, олигоцен) отложениях.

Характеристика рассеянного органического вещества этих отложений рассматривается ниже, в гл.4, как один из важнейших факторов функционирования углеводородных стстем, выделенных в данной части Каспийского региона.

Южный Каспий. Геохимические исследования органического вещества Южно-Каспийского региона были начаты в первой половине 30-х годов В.Э.Левенсоном, затем продолжены Д.В.Жабревым, А.А.Ализаде Ш.Ф.Мехтиевым, Г-М.А.Алиевым, А.А.Алиевым. Значительное место изучению органического вещества в своих исследованиях уделяли И.М.Губкин, Г.И.Теодорович, В.В.Вебер и другие. Естественно, что эти исследования проводились на материалах обнажений и скважинного материала по суше.

Результаты этих исследований позволили сформулировать следующие основные положения. (Ализаде, Алиев и др, 1975)

В мезозойском комплексе к нефтепроизводящим свитам относятся терригенные среднеюрские, терригенно-карбонатные валанжинские и готеривские, терригенные апт-альбские, сеноманские и терригенно-карбонатные маастрихт-датские отложения

Наиболее благоприятными с точки зрения генерационных параметров в разрезе кайнозоя являются палеоген - миоценовые отложения, в частности майкопская свита. Они отличаются значительной обагащенностью органическим веществом, битумами нефтяного ряда и четко выраженными восстановительными условиями. Благоприятными факторами для накопления органического вещества характеризуются чокракские, караганские и сарматские отложения.

Относительно основного промышленно нефтегазоносного объекта, продуктивной толщи мнения расходятся. Ряд исследователей считает, что плиоцене, в целом, господствовали неблагоприятные условия накопления органического вещества, что отразилась в его содержании и качестве. Другие признают возможность генерации УВ в нижнем отделе продуктивной толщи.

Начиная с 1992 г., когда в нефтегазовый сектор Азербайджана начали активно привлекаться международные транснациональные компании, проведен значительный объем исследований с привлечением современных технологий. Изучение распределения концентраций и типов органического вещества (ОВ) и оценка нефтегазогенерационного потенциала осадочных пород по данным исследований последних лет основано на результатах пиролитического и других видов анализа керна глубоких скважин, каменного ма-

териала из обнажений, кернового материала и твердых выбросов грязевых вулканов.

Результаты этих исследований изложены в ряде публикаций (Гулиев и др, 1991; Guliyev and Feyzullaev, 1996; Inan, et al., 1997; Ali-Zadeh, et al.,1997; Abrams and Narimanov, 1997; Lerche, et al.,1997; Tagiyev, et al.,1997: Huseynov, 2003). Стратиграфический диапазон исследованных отложений охватывает интервал от средней юры до нижнего плиоцена. Проведены анализы более чем 600 образцов пород, отобранных из более 50 участков, включая обнажения, грязевые вулканы (породы-выбросы) и скважины. Геохимическое изучение отложений нижнего отдела ПТ плиоцена было проведено в основном, с использованием образцов керна собранных с морских нефтяных месторождений.

Ниже приводится краткое описание геохимических особенностей мезокайнозойских отложений азербайджанского сектора Южно-Каспийской НГП.

Юрские отложения от аалена до келловея состоят из глин, тонкозернистых песков, кремнистых осадков и аргиллитов. В верхах бата и низах келловея обнаружены нефтематеринские породы хорошего качества. Палеогеографические данные показывают, что в это время происходило закрытие бассейна, и обстановка осадконакопления изменилась в связи с увеличением солености вод. Отношение PR/PH составляет 0,39-1,41. Органическое вещество смешанное, состоит из аморфных водорослей, древесины и растительности, что соответствует типам 2 и 3. Содержание органического углерода в среднем составляет 0,76 %, изменяясь в достаточно широких пределах – от 0,05 % до3,41 %. Нефтегенерационный потенциал юрских отложений невысокий, водородный индекс (HI) в среднем составляет 87.

Меловые отложения. Изучены образцы готеривского, альб-сеноманского и маастрихтского ярусов. В целом меловые отложения характеризуются невысоким содержанием С орг, которое варьирует от 0,05 % до 1,84 % при среднем значении 0,22 %.Низкий водородный индекс (HI= 83) свидетельствует о газопроизводящей способности исследуемых отложений.

Палеоценовые отложения являются самыми бедными по содержанию С орг породы в мезокайнозойском разрезе. Содержание органического вещества изменяется в пределах от 0,01 % до 0,08 %, составляя в среднем 0,03 %.

Эоценовые отложения характеризуются низким содержанием С орг. Органическое вещество состоит из инертинита и древесных остатков. Среднее содержание органического вещества 0,46 %, водородный индекс не превышает 29.

Олигоцен-нижний миоцен (майкопские отложения) отличается высоким содержанием С орг, достигающим 15,1 % при среднем содержании 1,86 %. Органическое вещество майкопских отложений содержит аморфное водорослевое вещество. Водородный индекс изменяется от 11 до 612 при среднем значении

146. Содержание и качество ОВ майкопских отложений повышается в восточном направлении, к Каспийскому морю. В связи с этим ожидается более высокое качество ОВ майкопских отложений в морской части бассейна.

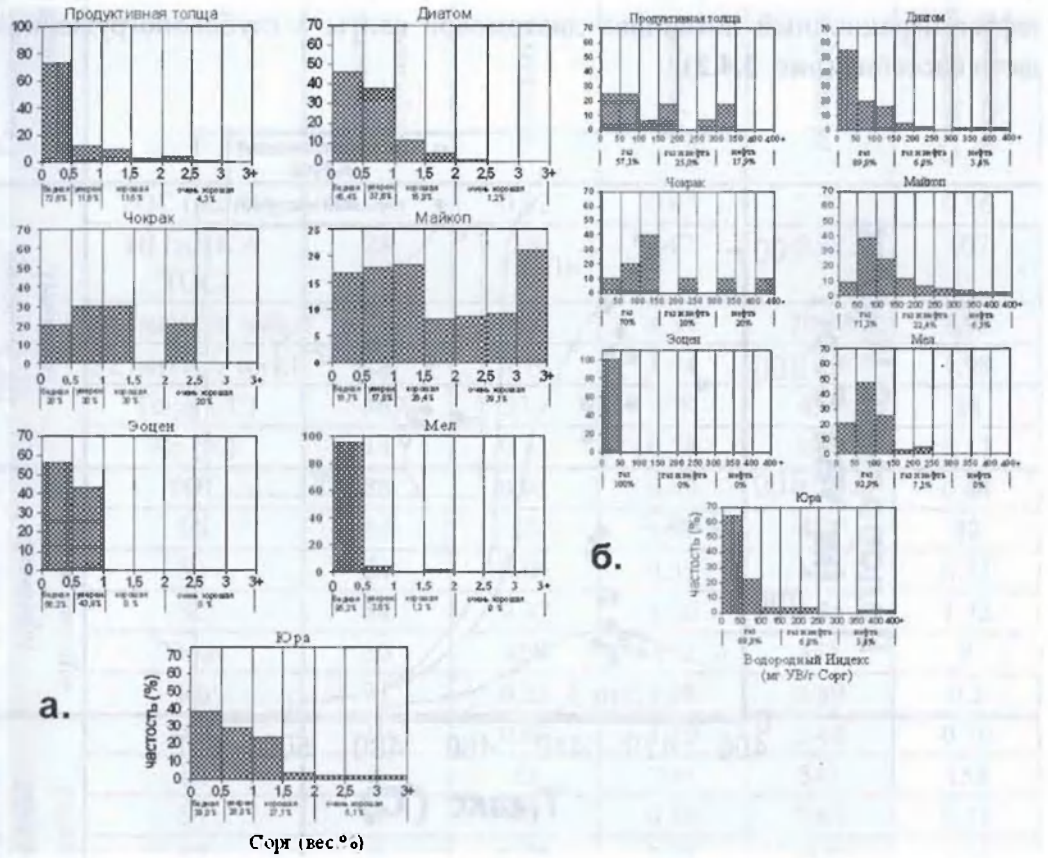


Рис. 3.4.1. Количественная (а) и качественная (б) характеристика органического вещества отложений различных стратиграфических комплексов

Среднемиоценовые отложения (чокракский горизонт) характеризуются содержаниеми С орг в пределах 0,09-2,44 % и значениями водородного индекса 73-541, что указывает на удовлетворительное качество ОВ и возможность генерации этими отложениями жидких и газообразных углеводородов.

Диатомовая свита рассматривается в качестве одного из основных нефтегазогенерирующих комплексов в ЮКБ. В северной части бассейна свита характеризуется средним содержанием С орг 0,63 % при вариации водородного индекса от 12 до 427 мг УВ/г. пород (среднее значение HI 105 мг УВ/г. пород). Содержание и качество ОВ отложений диатомовой свиты в отношении генерации жидких УВ улучшается с глубиной и в сторону регионального погружения отложений. Об этом свидетельствуют характеристики пород-

выбросов грязевых вулканов Шамахы-Гобустанского НГР и керна скважин Бакинского архипелага. Кероген этих образований в большинстве случаев соответствует 2-му типу. Высокое содержание С орг (0,09-7,8 %, среднее 1,03 %) и HI (107-708, среднее 308 мг УВ/г.пород) указывает на хороший нефтегенерационный потенциал диатомовой свиты в глубокопогруженной части бассейна **(рис. 3.4.2).**

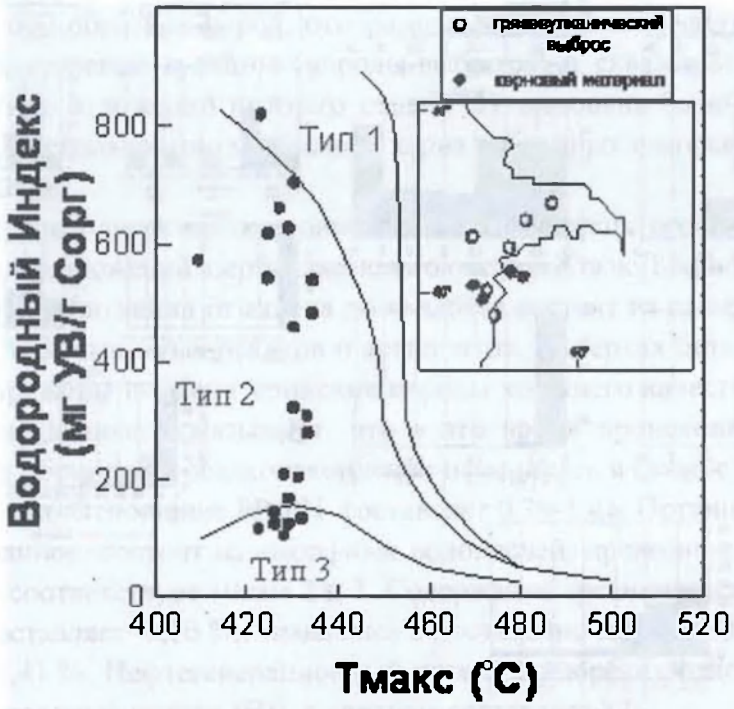


Рис. 3.4.2. Характеристика качества органического вещества диатомовой свиты Южно-Каспийского бассейна

Нижнеплиоценовые отложения, будучи сформированными в дельтовых и прибрежно-морских условиях, характеризуются низким качеством ОВ, принадлежащим к 2-3 типу и состоящим из переотложенных остатков древесной растительности с незначительной примесью аморфной и водорослевой органики. Содержание С орг составляет 0,02-2,71 % (среднее 0,47 %). Водородный индекс изменяется от 15 до 334 мг УВ/г. пород (среднее 147 мг УВ/г. пород). Параметры качества ОВ приведены также на **(рис 3.4.5.)**

Таблица 3.4.1.1

Геохимическая характеристика ОВ мезо-кайнозойских отложений Южно-Каспийского Бассейна по результатам пиролиза

Геологический возраст		Количество образцов	Минимум	Среднее	Максимум	Стандартное отклонение
ПТ (нижний плиоцен)	TOC (вес.%)	95	0.02	0.47	2.71	0.56
	HI (мгHC/г TOC)	28	15	147	334	107
	S1 (мгHC/г rock)	28	0.08	4.94	29.78	7.95
	S2 (мгHC/г rock)	28	0.14	1.94	7.28	1.98
	Tmax (°C)	28	333	408	437	28
	Ro (%)	14	0.31	0.58	0.90	0.17
Диатом (средний-верхний миоцен)	TOC	88	0.05	0.63	2.19	0.44
	HI	54	12	105	427	82
	S1	54	0.06	0.39	1.45	0.31
	S2	54	0.07	1.20	9.35	1.72
	Tmax	50	408	429	441	8
	Ro	21	0.25	0.48	0.89	0.2
Чокрак (средний миоцен)	TOC	10	0.09	1.10	2.44	0.70
	HI	8	73	204	541	158
	S1	8	0.1	0.39	0.65	0.21
	S2	8	0.74	3.21	10.88	3.55
	Tmax	6	426	431	435	4
	Ro	4	0.33	0.38	0.45	0.05
Майкоп (Олигоцен-нижний миоцен)	TOC	174	0.07	1.86	15.1	1.79
	HI	141	11	146	612	97
	S1	141	0.08	0.88	6.51	0.87
	S2	141	0.02	4.06	74.04	8.60
	Tmax	139	400	423	464	10
	Ro	48	0.21	0.39	0.76	0.13
Эоцен	TOC	16	0.02	0.46	0.90	0.35
	HI	9	13	19	29	5
	S1	9	0.04	0.12	0.20	0.06
	S2	9	0.08	0.14	0.23	0.06
	Tmax	9	406	422	437	5
	Ro	4	0.26	0.53	0.67	0.18

Мел	TOC	84	0.05	0.22	1.84	0.22
	HI	23	15	83	220	66
	S1	23	0.05	0.32	1.92	0.41
	S2	23	0.06	0.39	3.82	0.77
	Tmax	22	398	429	460	16
	Ro	14	0.38	0.62	0.80	0.11
Юра	TOC	59	0.05	0.76	3.41	0.66
	HI	36	22	87	413	94
	S1	36	0.00	0.17	0.57	0.11
	S2	36	0.23	1.39	13.57	2.78
	Tmax	36	431	479	543	33
	Ro	12	0.26	0.98	1.96	0.64

Качественная и количественная характеристика органического вещества мезокайнозойских отложений Южно-Каспийского бассейна хорошо иллюстрируется на гистограммах распределения С орг и HI **(рис. 3.4.3).**

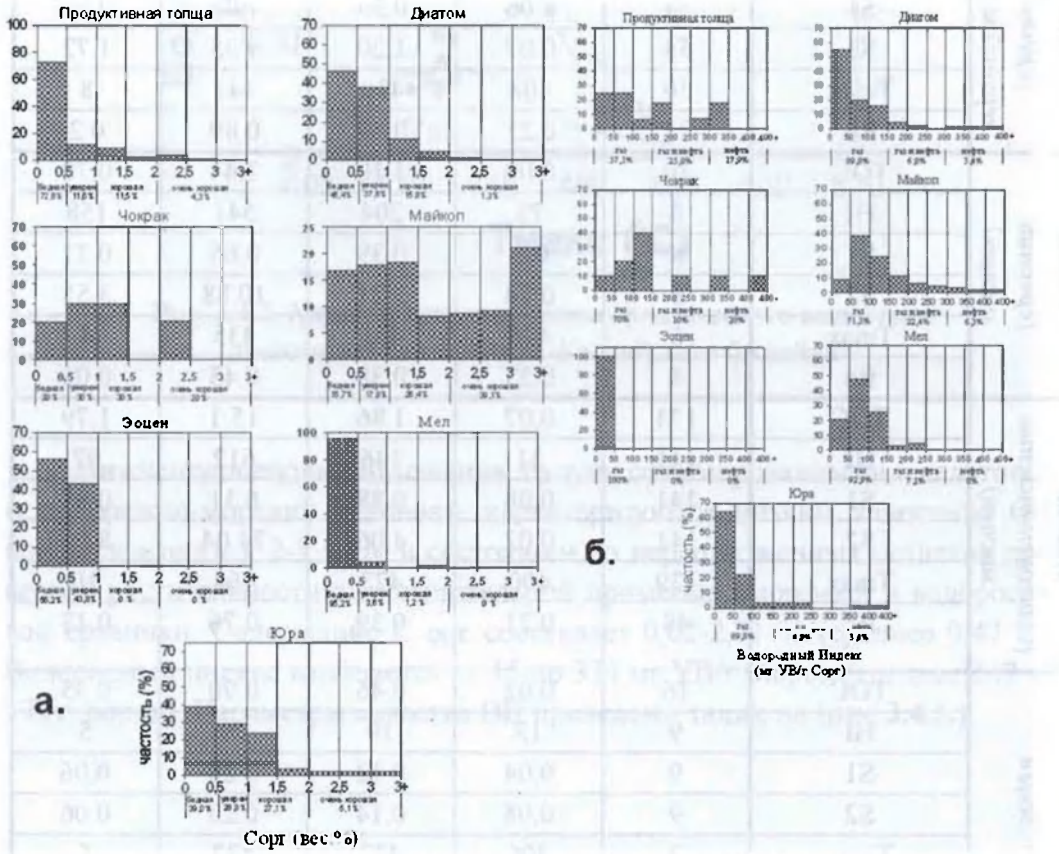


Рис.3.4.3. Гистограммы распределения TOC (а) и HI (б) для различных стратиграфических единиц. Вертикальные шкалы – частость (%)

Рис. 3.4.4. иллюстрирует степень зрелости органического вещества Южно-Каспийского бассейна по данным пиролиза (Т макс) и оптическим параметрам (R°, TAI, SCI). Как следует из приведенных диаграмм, ни один из рассматриваемых осадочных комплексов не может быть отнесен к категории нефтематеринских пород, основываясь только на средних геохимических параметрах. Тем не менее, нефтегенерирующие горизонты по значениям С орг и HI наиболее часто встречаются в олигоценово-миоценовом интервале. Однако важно отметить, что показанные здесь результаты получены преимущественно на образцах из обнажений, которые из-за процессов выветривания характеризуются пониженными значениями показателей УВ потенциала пород. Это подтверждается сравнением геохимических параметров ОВ одновозрастных пород из обнажений и керна скважин. Последние характеризуются относительно более высокими значениями всех рассмотренных геохимических параметров, отражая наиболее реальную картину УВ потенциала осадочных пород ЮКБ.

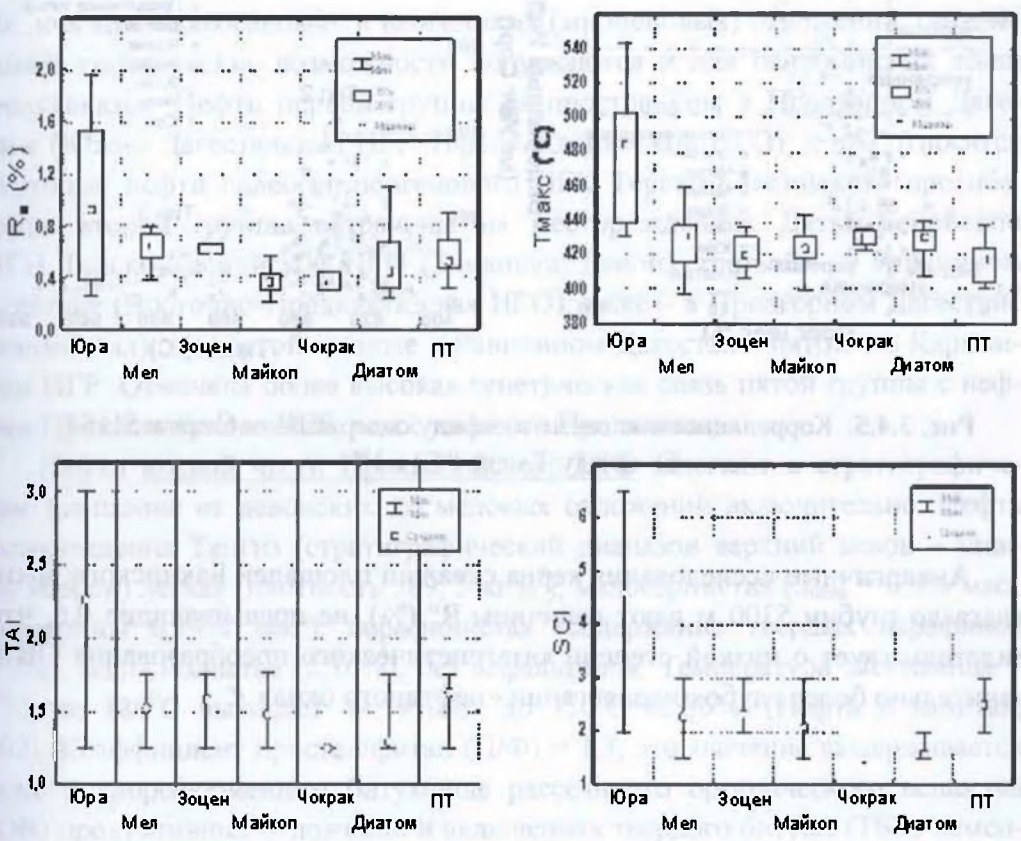


Рис. 3.4.4. Степень зрелости органического вещества разновозрастных отложений Южно-Каспийского бассейна

Оценка термальной преобразованности ОВ, основанная на пиролитических (Т макс) и оптических (R° витринита, TAI и SCI) параметрах, показывает, что все стратиграфические комплексы, за исключением юрского, подвергались термальному воздействию, недостаточному для разложения ОВ в УВ. Заметим, что юрские образцы отобраны в Прикаспийско-Губинском районе в условиях северо-восточного склона Большого Кавказа, тогда как более молодые отложения опробованы в пределах Шамахы-Гобустанского прогиба. Так, например, замеры R° (%) витринита, выполненные на образцах керна скважин площадей Западный Дуванный и Солахай из миоценового интервала до глубины 4500 м, показывают значения, не превышающие 0,48 % **(рис. 3.4.5).**

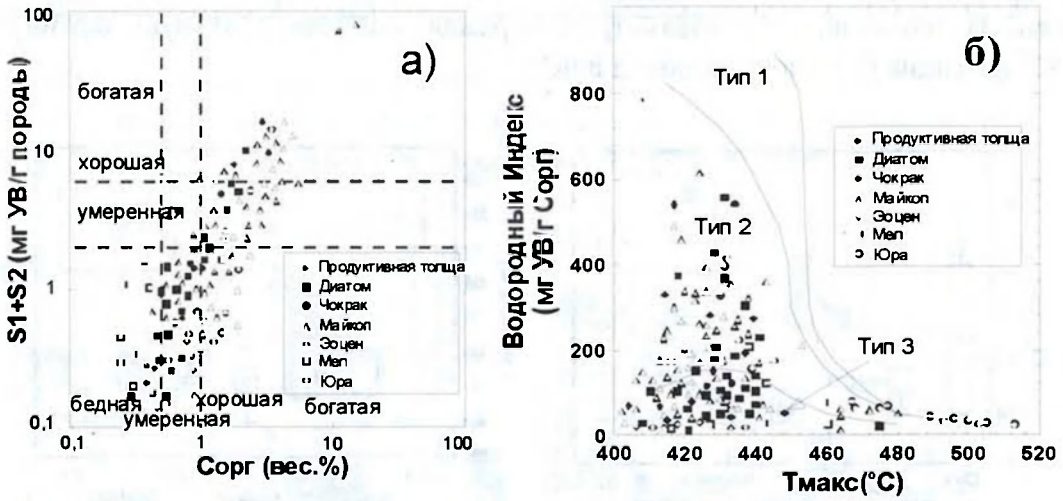


Рис. 3.4.5. Корреляционные связи: а) между содержанием С орг и SI+S2; б) между Т макс (°С) и HI

Аналогичные исследования керна скважин площадей Бакинского архипелага до глубин 5300 м дают величины R° (%), не превышающие 0,6, что свидетельствует о низкой степени катагенетического преобразования ОВ и значительно более глубоком залегании «нефтяного окна».

3.4.2. Нефть

Нефти Каспийского региона характеризуются большим разнообразием физико-химических свойств. Есть нефти легкие и тяжелые, бессернистые и сернистые, парафинистые и практически беспарафинистые, с большим содержанием легких фракций и совсем лишенные их. Типы нефтей определяются условиями генерации УВ в Прикаспийском, Северо-Устюртском, Средне-Каспийском и Южно-Каспийском бассейнах, воздействием факторов геологической истории на процессы формирования и разрушения нефтяных залежей. На основе изотопной технологии нефтей и органического вещества (ОВ) исследователи делают выводы о наличии или отсутствии генетических связей между конкретными нефтями и вмещающими или подстилающими нефтегазоматеринскими породами, равно как и другими флюидами-газами, газоконденсатами, пластовыми водами. Изучение нефтей с целью их типизации показало, что только в Предкавказье выделяются не менее пяти групп, в каждой из которых есть 2-3 подгруппы (Абля, 2002). Исходное ОВ для них установлено в осадочных формациях пермо-триасовых, юрских, палеогеновых и неогеновых (миоценовых) отложений; определенные генетические возможности допускаются и для палеозойских толщ Предкавказья. Нефти первой группы распространены в Предгорном Дагестане (Южно-Дагестанский НГР Терско–Каспийской НГО); к ней относятся некоторые нефти палеоген-неогенового НГК Терско-Каспийского прогиба. Нефти второй группы встречены на месторождениях Датых-Бенойской ЗНГН Терско-Каспийской НГО (Заманкул, Беной), третьей – в Равнинном Дагестане (Восточно-Предкавказская НГО), реже – в Предгорном Дагестане (Хошмензил), четвертой – также в Равнинном Дагестане, пятой – в Карпинском НГР. Отмечена более высокая генетическая связь пятой группы с нефтями Прикаспийского НГБ, чем с нефтями Предкавказья.

Нефти южной части Прикаспийского НГБ залегают в стратиграфическом диапазоне от девонских до меловых отложений включительно. Нефть месторождения Тенгиз (стратиграфический диапазон верхний девон – нижний карбон) легкая (плотность 789, 5 кг/м^3), малосернистая ($S_{общ.}$ = 0,6% мас., меркаптаны 0,14% мас.), парафинистая (содержание твердых парафинов 5,77%), малосмолистая (2,16%), без асфальтенов. Температура застывания – 57^{0}С, до 180^{0}С выкипает 44,39%об., до 350^{0}С 82,36%. (Нефть и капитал, 2002). Коэффициент пристан/фитан (П/Ф) = 1,3; это значение выдерживается также в хлороформенном битумоиде рассеянного органического вещества (РОВ) продуктивных отложений и включениях твердого битума (ТБ) в каменноугольных известняках (Твердова, Скибицкая, Степанов, Карпов, 2002).

На Астраханском СГКМ жидкая фаза УВ основной залежи представлена легкими и тяжелыми конденсатами. Проявления и притоки нефти здесь

приурочены к девонским, визейским и кунгурским (филипповским) отложениям. Нефть девонских отложений (?) из нефтепроявления в скв. 2 Володарская при необсаженном стволе в интервале 5602-5961 м имеет плотность 856-872 кг/м^3, высокое содержание твердых парафинов (9.4-16.0%), повышенное – смол (6.6-9.1%) и асфальтенов (0.66-1,7%); температура застывания 24-28^{0}С. Отношение П/Ф = 1,52.Отмечается большое содержание высокомолекулярных парафиновых УВ, высокая концентрация стеранов состава C_{29}, почти полное отсутствие трициклических терпанов (отношение трициклические/пентациклические = 0,9). Повышенное содержание перегруппированных стеранов (отношение диастераны/регулярные стераны равно 0.50) и большое значение отношения адиантан/гопан (C_{29}/C_{30} = 0,63), а также наличие диагопана связывает эту нефть с ОВ терригенных, часто угленосных отложений (Куклинский, Вориводина, Злодеева, Яхина, 2001).

В визейских карбонатных отложениях Астраханского свода вблизи АСГКМ (скв. 2 Светлошаринская, интервал 4354-4370 м) получен непромышленный приток нефти плотностью 872 кг/м^3 (совпадает с плотностью вышеописанной нефти скв. 2 Володарская !), в которой отмечено (Федоров, 1979) высокое содержание серы (3.71% масс.) и высокая температура начала кипения (145^{0}С). При этом до 200^{0}С выкипает 40 % об., а до 300^{0}С 84 % об. Исследование группового состава УВ показало преобладание метановых (41%) и ароматических (34% совместно с сероорганическими соединениями) при относительно пониженном (25%) содержании нафтеновых УВ.

Нефть нижне-средневизейских отложений на месторождении Тортай Южно-Эмбенского НГР (Казахстан) характеризуется невысоким содержанием твердых парафинов (2.3%), смол силикагелевых (2.06%) и асфальтенов (0.08%); плотность нефти 846 кг/м^3. До 200^{0}С выкипает 20 % об., до 300^{0}С – 50 % об.

В нижнепермских отложениях Астраханского свода (сакмарский и артинский ярусы), в скв. 1 Пионерская из интервала 3871-3914 м получен непромышленный приток нефти плотностью 856 кг/м^3 малосернистой (0.4%); до 200^{0}С выкипает 21.7 % об.

Нефти триасовых отложений юга Прикаспийской впадины легкие и средние по плотности (810-870 кг/м^3), малосернистые и сернистые (от 0,33 до 1,1%, в среднем 0,6% серы) парафинистые (твердых парафинов от 1.0 до 4,4%), среднесмолистые (от 8.0 до 20.0%, в среднем 13.4% смол). Содержание бензинов от 5 до 35%. Исключение представляют нефти Центральной и Восточной Прорвы, где, несмотря на большую глубину залегания (3000 м), встречены тяжелые нефти (890 кг/м^3) с низким выходом бензиновой фракции (Нечаева, Грайзер, 2002).

В юрских отложениях южной части Прикаспийской впадины на Бешкульском месторождении Каракульско-Смушковского НГР (скв. 2, интервал

1376-1380 м) получен промышленный приток нефти с параметрами: плотность 875.7 кг/м^3,кинематическая вязкость при 20^{0}С 11 сст, содержание (%) серы-1.66, твердых парафинов 11.4, кокса – 1,23, золы – 0,006, смол – 16. Температура начала кипения 76^{0}С. Выход фракции: 100^0 – 2%, 150^0 – 10%, 200^0 – 17%, 250^0 – 28%, 300^0 – 45%, 350^0 – 71%. В зоне ВНК отмечено увеличение плотности нефти до 919.2 кг/м^3 (Бегун, Бобух и др., 1966). В прибрежной части междуречья Урал-Волга (месторождение Мартыши) на глубинах менее 800 и плотность нефти в юрских горизонтах 798 кг/м^3, выход фракций 300^0 – 58%. На расположенном поблизости месторождении Камышитовый при глубине 450-550 м получена также легкая нефть (плотность 806.7-857.6 кг/м^3) с небольшим содержанием серы (0.5%), малосмолистая (1-2%), маловязкая, с большим содержанием светлых фракций (Джумагалиев, Мойсик, Утегалиев, 1970). В углеводородном составе н-алканов максимум отмечается в области нC_{20} - нC_{23} , среди изопренанов преобладает пристан (П/Ф > 1) (Кирюхина, Фадеева, Ступакова, 2001). Концентрация смол 7-28%, отгон бензиновой фракции 12-34%, тип бензинов метановый. Севернее Астраханского свода, на Верблюжьем месторождении из песчаников байосского яруса с глубин 1440-1640 м получены промышленные притоки легкой (плотность 796 кг/м^3) и тяжелой (892.5 кг/м^3) нефтей с возрастанием плотности вверх.

Нижнемеловые отложения нефтеносны на месторождениях приморской части междуречья Урал-Волга (Мартыши, Камышитовый, Жанаталап, Гран и др.). На месторождении Мартыши нефть нижнемеловых отложений значительно тяжелее юрской (плотности 894 кг/м^3 и 798 кг/м^3 соответственно), беспарафинистая, выход светлых фракций до 300^{0}С снижается до 27% (в юрских залежах 58%).

В целом, нефти южной части Прикаспийского НГБ, за отдельными исключениями, легкие и средние по плотности, малосернистые и сернистые, с небольшим или увеличенным количеством парафинов, смол и асфальтенов и значительными вариациями отгона легких и тяжелых фракций. Очень легкие нефти с плотностью около 800 кг/м^3 доминируют в палеозойском НГК на Тенгизе на глубинах более 4 км, но встречены также на небольших глубинах в юрском НГК месторождений Мартыши и Верблюжье. Увеличение плотности происходит не только с уменьшением глубин (Мартыши, Верблюжье), но и с их увеличением (палеозойский НГК Астраханского свода, триас района Центральной и Восточной Прорвы. Максимальное содержание серы (более 3.7%) установлено на Астраханском своде (скв. 2 Светлошаринская), увеличенное (1.6%) – в юрском НГК Бешкульского месторождения. Содержание парафинов, в основном, варьирует от 1 до 6%, лишь в девонском нефтепроявлении скважины 2 Володарская достигая 9.4-16%. Большое количество смол отмечается в нефтях триасовых (до 20%), юрских (до 28% на Камышитовом, 16% на Беш-

кульском месторождении) отложениях, а также в девонской (?) нефти Астраханского свода. Учитывая высказываемые в литературе (Куклинский, Вориводина и др., 2001) сомнения в стратиграфической привязке высокосмолистой «володарской» нефти Астраханского свода, уместно отметить, что тяжелые (880-920 кг/м^3), с увеличенным содержанием смолисто-асфальтовых веществ нефти обнаружены в девонской части резервуара Карачаганакского ГКМ, ниже ВНК основной залежи и глубже 5000 м (Левшунова, 2002). Максимальный выход низкокипящих фракций (нк – 200^{0}С) определен для палеозойских залежей Тенгиза и Астраханского свода (Светлошаринская пл.), минимальный – для юрских нефтяных залежей Бешкуля и Мартышей, а также триасовых горизонтов Центральной и Восточной Прорвы.

В Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП различаются по составу и свойствам нефти Бузачинского НГР, кряжа Карпинского, Восточно-Предкавказской, Терско-Каспийской, Северо-Абшеронской, Южно-Мангышлакской и Самурско-Песчаномысской НГО.

Бузачинский НГР концентрирует наиболее тяжелые нефти Северного Каспия: плотности нефтей изменяются от 904 кг/м^3 (Каламкас) до 929.6 кг/м^3 (Сев. Бузачи) и 937.3 кг/м^3 (Каражанбас) на глубинах 100-700 м. Смолисто-асфальтеновые соединения содержатся в количестве 15.89-23.77%; наибольшим содержанием асфальтенов (5.43%) отличаются нефти месторождения Сев. Бузачи, а относительно меньшим (2.12%) – Каламкаса. Все нефти данного района относятся к высокосернистым: содержание общей серы изменяется от 1.4% (Каламкас) до 1.69% (сев. Бузачи). На Каражанбасе и Каламкасе в составе нефтей присутствуют также меркаптаны в количестве 0.006% и 0.011% соответственно. Содержание твердых парафинов от 0,44% (Каражанбас) до 3.77% (Каламкас). Нефти характеризуется низкими температурами застывания (-25…-40^{0}С) и исключительно низкими выходами низкокипящих фракций: до 180^{0}С выкипают 3.1-7.7% об., до 350^{0}С 29-42% об.

Нефти *Карпинского НГР* имеют существенно иные физико-химические характеристики. В Цубукско-Промысловской ЗНГН, у границы Северо-Кавказско-Мангышлакской и Прикаспийской НГП, основные запасы жидких УВ, связанные с нижнемеловыми отложениями на глубинах 900-1150 м, представлены на Олейниковском и Тенгутинском месторождениях нефтями легкими (803-845 кг/м^3), малосернистыми и сернистыми (0.27-1.166% серы). Содержание твердых парафинов варьирует от 0.9% до 23.8%, что определяет изменения температур застывания от –20^{0}С до +15^{0}С. Температуры начала кипения 45-110^{0}С, выход фракций до 200^{0}С 18-41%, до 300^{0}С 47-62.75%. Южная, Камышанско-Каспийская ЗНГН, граничащая с Восточно-Манычским НГР, с продуктивными горизонтами на глубинах 1850-2250 м, характеризуется еще более легкими (791-818 кг/м^3) и менее сернистыми (0.01-0.35% серы) нефтями с более высоким содержанием твердых парафинов (15.9-

27.5%) и сохраняющимся на уровне 8-12% количеством смол. Температуры застывания увеличены до +7…+23^{0}С. Температуры начала кипения 45-70^{0}С, выход фракций до 200^{0}С 20-32%, до 300^{0}С 48-55% (Бегун, Бобух и др., 1966). В групповом углеводородном составе бензиновых фракций нефтей Каспийского месторождения преобладают алканы (64.1-73.6%), среди них – н-алканы (35.4-42.5%); содержание нафтенов 25.5-34.0% (больше циклогексановых). Арены отмечены в небольшом количестве (0.9-2.2%),преобладает толуол. В алканах средней фракции максимальную концентрацию имеет н-$С_{12}$, далее концентрация плавно снижается до н-$С_{27}$, более высокомолекулярные н-алканы резко уменьшаются. Среди изопренанов отмечено преобладание $С_{14}$-$С_{16}$ над $С_{18}$-$С_{20}$, отношение пристан/фитан > 1, что свойственно нефтям «континентального» генезиса (Егоркина, Соболева, 2004).

Нефти *Восточно-Манычского и Прикумского НГР* Восточно-Предкавказской НГО встречены в стратиграфическом диапазоне от палеозойских до олигоценовых отложений. По плотности большинство нефтей легкие (800-850 кг/см^3). Относительно более тяжелые разности (850-880 кг/м^3) встречаются в карбонатных верхнемеловых отложениях Озексуатской, Величаевско-Максимокумской и Прасковейско-Ачикулакской ЗНГН. Очень легкие нефти с плотностью 750-800 кг/м^3 описаны в нижнемеловых коллекторах Величаевско-Максимокумской ЗНГН и триасовых известняках и доломитах нефтекумской свиты на Цекертинской (Дадынский вал) и других площадях Восточно-Манычского НГР на глубинах 3200-5200 м.

Нефть триасовых отложений, поступившая из открытого скв. 1 Цекертинская при забое 5138 м в отложениях нефтекумской свиты нижнего триаса очень легкая (плотность 776 кг/м^3), малосернистая (0.02%), малосмолистая (0.9%), высокопарафинистая (10.3%), содержит 68% светлых фракций (до 300^{0}С). ИК – спектр свидетельствует о незначительной окисленности, невысоком содержании аренов, среди которых доминируют моноарены, главенствующей роли алканов в молекулярной структуре (интенсивные полосы поглощения 2900, 2800, 1470, 1380, 720 см$^{-1}$). В масляной фракции высока доля н-алканов (27.2% $\sum$ п- $С_{14-34}$), отношение пристан/фитан = 1.18. Основные максимумы концентраций н-алканов приходятся на низкомолекулярную область (п-$С_{14-15}$), средне- и высокомолекулярные гомологи присутствуют в сопоставимых концентрациях, коэффициенты нечетности больше 1 ($\sum$ нч/$\sum$ч - $С_{14-33}$ = 1.21). По изотопному составу углерода это изотопно-легкая нефть (-29,55%). Распределение реликтовых УВ, изотопный состав углерода, физико-химические свойства вписываются в диапазоны изменения характеристик нефтей нижних горизонтов нефтеносного разреза Восточно-Манычского НГР (Фрик, Быкова и др., 2004).

Большинство нефтей, залегающих в юрских отложениях Восточного Предкавказья на глубинах 2500-3000 м, как и в триасе, легкие (плотность

800-810 кг/м^3), малосернистые (серы менее 0.2%), высокопарафинистые (в Терско-Каспийской НГО 7-9%, в Прикумском НГР 19-21% твердых парафинов). Содержание смол на месторождениях Прикумского НГР 12-20%, выход бензинов 20-40%. В групповом составе УВ бензиновой фракции содержится более 50% метановых УВ.

В нижнемеловых отложениях Восточного Предкавказья преобладают легкие нефти (средняя плотность 820 кг/м^3) со значительным содержанием бензинов (23-40%, в среднем 29%) и концентрациями смол 5-10%. Нефти, в основном, малосернистые (но в Прикумской НГР есть и сернистые), высокопарафинистые.

Нефти верхнемеловых продуктивных горизонтов Восточно-Предкавказской НГО малосернистые, высокопарафинистые. На Прикумском валу плотность нефтей увкличивается до 840-880 кг/м^3, в них отмечается высокая концентрация смол (11-22%) и уменьшение содержание легких фракций (Нечаева, Грайзер, 2002).

В палеогеновых отложениях, нефтеносных в Прикумском НГР, плотность нефтей 830-860 кг/м^3, содержание парафина 11-17.8%, смол 5.78%, серы 0.15%. Выход легких фракций: бензина – 17%, лигроина – 8.5%, керосина – 11.5% (Бурштар, 1960).

В Терско-Каспийской НГО нефтеносность выявлена в диапазоне от верхнеюрских до миоценовых отложений включительно.

Верхнеюрские нефтеносные горизонты установлены в Терско-Сунженском НГР (Центральная и Датых-Бенойская ЗНГН). Нефти легкие (плотность 799-819 кг/м^3), малосернистые, высокопарафинистые.

Нефти нижнемеловых отложений известны в Терско-Сунженском НГР (Центральная и Советско-Курская ЗНГН). Отмечается некоторое снижение плотности (797-815 кг/м^3), в Центральной ЗНГН (месторождение Хаян-Корт), но на западных месторождениях этой зоны имеются и тяжелые нефти (плотность 870 кг/м^3). Тяжелые нефти получены в Южно-Дагестанском НГР на месторождениях Дузлак.

Нефти верхнемеловых отложений – основной ресурс Терско-Каспийской НГО – добываются во всех трех ЗНГН Терско-Сунженского НГР, а также в Южно-Дагестанском НГР. По плотности это легкие нефти: в Предгорном Дагестане плотность 795-820 кг/м^3 на глубинах 3400-4000 м, в Датых-Бенойской ЗНГН 820 кг/м^3, Центральной ЗНГН 801-835 кг/м^3, и лишь в Советско-Куской ЗНГН встречаются нефти плотностью выше 850 кг/м^3 (856-859 кг/м^3). В относительно тяжелых нефтях увеличено содержание смол (11-22%) и уменьшено – бензинов. Легкие нефти характеризуются отгоном бензинов до 20-30% об. Все нефти верхнего мела малосернистые, высокопарафинистые.

В палеогеновых отложениях Советско-Курской ЗНГН (хадумский го-

ризонт олигоцена) получены нефти плотностью 856-859 кг/м^3 смолистые, с уменьшенным содержанием бензинов.

Нефти неогеновых отложений связаны с песчаниками в верхней части майкопской серии (Южно-Дагестанский НГР) и с чокракским регионально продуктивным горизонтом – одним из основных в Терско-Сунженском НГР. Нефти Южно-Дагестанского НГР характеризуются плотностью 835-870 кг/м^3. В Терско-Сунженском НГР плотность варьирует в более широких пределах: от 830 до 879 кг/м^3 на месторождениях Сунженской антиклинальной зоны и от 837 до 941 кг/м^3 на месторождениях Терской антиклинальной зоны.

Геохимические исследования нефтей палеогеново-неогенового и верхнемелового НГК Южно-Дагестанского НГР (Яндарбиев, 2004; Яндарбиев, Конюхов и др., 2000) показали их существенные различия между собой и отличия от ОВ вмещающих пород.

Нефти палеогеново-неогеновых отложений месторождения Шамхал-Булак Нараттюбинской зоны Предгорного Дагестана (скв. 6, интервал 2270-2283 м); скв. 12, интервал 1910-1920 м) плотностью 856-859.6 кг/м^3 относятся к типу А1, характеризующемуся высоким содержанием нормальных парафинов и нафтенов. В групповом составе бензиновой фракции доля УВ составляет 93.5-93.7%, среди них насыщенные УВ – 81.4-84.7%, а ароматические 8.8-12.35%. Содержание смол 5.6-5.8%, асфальтенов не более 0.8%. В УВ фракции нефтей около 60% (58.6-62.5%) приходится на парафиновые и около 40% (37.3-41.4%) на нафтеновые; среди последних преобладают цикланы моно- и бициклические (около 25%), на трициклические нафтены приходится 6.9-7.6%. По данным ГЖХ н-алканы составляют 54.5-57.0%, изопреноидные УВ 10.7-11.0%. Отношение изо-алканов к н-алканам = 0,2. На хроматограммах нефтей максимум распределения УВ приходится на низкомолекулярную область (до C_{20}), где доминирует нечетный н-алкан C_{15}. С ростом молекулярной массы содержание последующих гомологов плавно снижается, что отражает значения коэффициентов нечетности OEP и CP1, близкие к 1. Генетические коэффициенты П/Ф=1.89-2.08; i-C_{19}/н-C_{17}=0.61-0.67; i-C_{20}/н-C_{18}=0.35-0.36 типичны для нефтей морского или смешанного генезиса.

В нефтях установлено высокое содержание стеранов (36-43,8%) и трициклических терпанов (17,6-19,1%); на долю пентациклических тепанов приходится 37.5-45%. Среди биологических 2OR изомеров $\alpha\alpha\alpha$-стеранов преобладают стераны состава C_{27}, а среди изостеранов ($\alpha\beta\beta$-стераны) отмечено небольшое преобладание C_{29}. Диастераны преобладают над регулярными стеранами, гомогопановые УВ ряда C_{31}-C_{34} над гопаном C_{35}. По сравнению с битумоидами вмещающих пород в нефтях установлена более высокая относительная концентрация оленана и бискоргопана. В нефтях нет стеранов состава C_{30}, присутствующих в ОВ пород.

Нефти верхнемеловых отложений Южно-Дагестанского НГР (Махачкала-Тарки-Димитровский участок) – легкие (плотность 796.3-819.8 кг/м^3), маловязкие, с невысоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов и 30-45% об. бензиновой фракции (нк-200^{0}С) – контрастируют с тяжелой нефтью из чокракского горизонта месторождения Махачкала-Тарки (плотность 890.1 кг/м^3). Среди насыщенных УВ нефтей преобладают н-алканы (отношение изо-алканы/н-алканы = 0.19-0.26). На хроматограммах насыщенной фракции нефтей и конденсатов верхнего мела максимум распределения приходится на УВ низкомолекулярной области (до C_{20}), тогда как нефть чокракского горизонта имеет пики на C_{15}, C_{17} и C_{20}. Генетические коэффициенты верхнемеловых нефтей П/Ф=2.08-2.53; i-C_{19}/н-C_{17}=0.53-0.75; i-C_{20}/н-C_{18}=0.29-0.42) типичны для нефтей морского или смешанного генезиса; лишь чокракская нефть имеет вышеперечисленные параметры на уровнях соответственно 1.59, 1.06, 0.73, что свидетельствует об ином типе исходного ОВ. Распределение стерановых и терпановых УВ показывает, что на долю стеранов приходится 41.3-53.3%, гопанов 25.7-54.3%, трициклических терпанов 4.4-25.2%. Наименьшее количество трициклических терпанов (4.4%), стеранов (41.3%) и наибольшее – пентациклических терпанов (54.3%) установлено в нефти чокракского горизонта. Среди биологических 20R $\alpha\alpha\alpha$-стеранов превалируют стераны состава C_{27} (0.37-0.55), а среди изостеранов ($\alpha\beta\beta$-стераны) незначительно преобладают C_{29}-гомологи, либо C_{27}. В нефти чокракского горизонта распределение концентраций стеранов равномерно.

Таким образом, нефти верхнемелового и миоценового (чокракского) НГК в Южно-Дагестанском НГР существенно различны как по физико-химическим, так и по изотопным характеристикам. Это с большой вероятностью указывает на различие источников и условий их генерации. Параметры палеогеново-неогеновых нефтей месторождения Шамхал-Булак ближе к нефтям верхнемелового НГК, нежели чем к чокракским.

Нефти Северо-Абшеронской НГО на площадях Хизино-Северо-Абшеронской подзоны НГН (Бегимдаг-Тегчай, Советабад) легкие (800 кг/м^3), продуктивные горизонты выявлены в нижнемеловых отложениях – валанжинских, готеривских, альбских. В верхнемеловых отложениях Сиазанской моноклинали на площадях Сиазань-Нардаран, Саадан, Амирханлы и др. получены нефти с широким разбросом значений плотности – от легких до тяжелых (790-900 кг/м^3).

Нефти Южно-Мангышлакской НГО выявлены в диапазоне от триасовых до нижнемеловых отложений включительно.

Нефти триасовых отложений (Жетыбай-Узеньская ЗНГН, месторождение Жетыбай) тяжелые (880-890 кг/м^3, малосернистые (0.01-0.38% серы), малосмо-

листые (1.6-9.3% смол), с высоким содержанием парафинов (9-28%); в групповом составе УВ бензиновых фракций преобладают нафтеновые УВ.

В нижне-и среднеюрских отложениях в пределах Жетыбай-Узеньской зоны преобладают нефти средней плотности (850-870 кг/м^3), малосернистые (серы менее 0,2%), высокопарафинистые (9-16% твердых парафинов), со средним содержанием смол (10-20%) и невысоким отгоном бензинов (11-17%). На ряде площадей этой зоны установлено присутствие тяжелых нефтей (880-890 кг/м^3; Актас, Жетыбай Восточный, Туркменой). На площадях Западный Тенге и Тасбулат встречаются легкие нефти плотностью 830-850 кг/м^3. Зона еще более легких нефтей (820-830 кг/м^3), малосернистых (0,1%) серы), малосмолистых (4-8% смол), высокопарафинистых (9-16% твердых парафинов) прослеживается на юге Аксу-Кендерлинского вала (площади Тамды, Южный Аламурын) и в Жазгурлинском прогибе (площади Дунга, Еспелисай). Нефти нижнемеловых отложений легкие (плотность около 820 кг/м^3), малосернистые (менее 0,2% серы), высокопарафинистые (9-16% твердых парафинов), малосмолистые (менее 10% смол). Распространены в зоне Жазгурлинского прогиба и близки по свойствам к верхним горизонтам юрского НГК этой зоны.

Самурско-Песчаномысская НГО характеризуется аномально тяжелыми нефтями триасовых и юрских, а также палеозойских отложений. Плотность нефтей триасового НГК на Северо-Ракушечном месторождении 950-970 кг/м^3. В юрском НГК этого месторождения плотность нефтей варьирует от 910 до 970 кг/м^3 характерна высокая парафинистость. Содержание серы менее 0,5%. Отметим, что столь тяжелые нефти залегают на глубинах более 3000 м; подобный факт установлен, кроме Северо-Ракушечного месторождения, для триасовых нефтей Центральной и Восточной Прорвы, на юге Прикаспийской НГП.

Нефти палеозойского НГК (месторождение Оймаша) химически близки к нефтям триасового и юрского НГК данной НГО.

В акватории Среднего Каспия установлена нефтеносность юрских, нижнемеловых и миоценовых образований.

Юрские продуктивные горизонты Хвалынского месторождения содержат нефти, значительно различающиеся по физико-химическим параметрам.

Нефти ааленского и байосского горизонтов, залегающие на глубинах 4000-4150 м, легкие (823-830 кг/м^3), маловязкие (кинематическая вязкость 5,1-5,5 мПа-с при 50^{0}С), малопарафинистые (0,1% твердых парафинов), с низким содержанием смол силикагелевых (2,0-2,9%) и асфальтенов (0,1%). Температура застывания +27^{0}С, температура начала кипения 72-74^{0}С. Выход фракций до 150^{0}С 17-18%, до 200^{0}С 27-28%, до 300^{0}С 47-51%. Подобных нефтей в других районах Средне-Каспийского НГБ нет; ближе всех к ним низкопарафинистая (2% твердых парафинов) нефть некоторых месторожде-

ний Карпинского НГР (напри[illegible]нижнеаптской залежи Восточно-Камышанского месторожден[illegible]ун, Бобух и др., 1966).

Нефть бат[illegible]оризонта с глубин 3640-3690 м имеет рекордно высокое содер[illegible] твердых парафинов (18,7%), повышенную температуру заст[illegible] (33^{0}С) и начала кипения (134^{0}С). В связи с этим находится аномально низкое содержание легких фракций: до 150^{0}С 4%, до 200^{0}С 9%, до 300^{0}С 34%. Плотность нефти 833 кг/м^3, содержание смол силикагелевых 2,9%, серы – 0,14%.Близкие по параметрам нефти встречаются на юге Аксу-Кендерлинского вала (Тамды, Южный Аламурын) и в Жазгурлинском прогибе (Дунга, Еспелисай).

Нефть кимериджского горизонта с глубин 3200-3250 м отличается высокой плотностью (885 кг/м^3) и вязкостью (19,8 Мпа-с при 50^{0}С), повышенной сернистостью (0,62% серы) и смолистостью (содержание смол силикагелевых 11%, асфальтенов 1,39%). Температуры застывания и начала кипения пониженные (до 22^{0}С и 61^{0}С соответственно). Выход фракции до 150^{0}С 15%, до 200^{0}С 22%, до 300^{0}С 37%. Подобные нефти известны на ряде площадей Жетыбай-Узеньской ЗНГН Южно-Мангышлакской НГО (Актас, Жетыбай Восточный, Туркменой).

Титонский горизонт нефтеносен на месторождениях Хвалынском и им. Ю.Корчагина. Нефти месторождения им. Ю.Корчагина (глубины 1540-1560 м) легкие (плотность 802-820 кг/м^3), малосернистые (0,07-0,08% серы), маловязкие (кинематическая вязкость 2,1-2,5 Ссг при 50^{0}С), с низким содержанием смол силикагелевых (1,52-1,97%) и асфальтенов (0,08-0,10%), парафинистые (содержание твердых парафинов 6,7-6,9%). Температуры застывания и начала кипения 0 …-4^{0}С и 47-62^{0}С соответственно. Выход фракций до 150^{0}С 22-30%, до 200^{0}С 34-43%, до 300^{0}С 62-65%. Близкие параметры нефтей имеют место на востоке Камышанско-Каспийской ЗНГН Карпинского НГР (неокомская залежь Улан-Хольского месторождения) (Бегун, Бобух и др., 1966).

Нефти нижнемеловых отложений Среднего Каспия характеризуются по неокомской залежи месторождения им. Ю. Корчагина. Плотность нефтей 809-810 кг/м^3, кинематическая вязкость 2,5 Сст при 50^{0}С, содержание серы 0,07-0,09%, парафина 8,95-9,07%, смол силикагелевых 1,0-1,3%, асфальтенов 0,9-0,12%. Температуры застывания –1^{0}С…+2^{0}С, температуры начала кипения 50-52^{0}С. Выход фракции до 150, 200, 300^{0}С соответственно 27-28%, 39-40%, 60-62%. Все параметры этих нефтей практически идентичны нефтям титонских горизонтов данного месторождения.

Нефти миоценовых отложений выявлены на морских площадях Южно-Дагестанского НГР (Инчхе-море и др.), их параметры близки к нефтям приморских месторождений (Махачкала-Тарки и др.).

В целом, состав и свойства известных нефтей акватории Среднего Каспия свидетельствуют о сложном сочетании здесь условий генерации, свой-

ственных Восточно-Предкавказской. Терско-Каспийской, Южно-Мангышлакской и других НГО региона.

Нефти *Южно-Каспийской НГП* характеризуются рядом геохимических особенностей, по-разному проявляющихся в различных нефтегазоносных районах (Гулиев, Алиев, Фейзуллаев, Гусейнов, Тагиев, 2008)

Абшеронский нефтегазоносный район. Для данного района характерно отсутствие строгой стратиграфической направленности изменения физико-химических свойств и состава нефтей по разрезу месторождений, в частности,"инверсионная" картина колебаний плотности с тенденцией к ее увеличению со стратиграфической глубиной. Такие "аномалии" отмечаются при сравнительно неглубоком залегании нефтесодержащих пластов (1000-2500 м) в сильнодислоцированных структурах, где действуют гипергенные процессы.

С другой стороны, наблюдаются вполне определенные закономерности изменения состава нефтей одноименных горизонтов продуктивной толщи в региональном плане в зависимости от палеогеографических условий бассейна и гипсометрической глубины залегания.

В приподнятых частях антиклинальных структур, развивающихся в прибрежных зонах бассейна продуктивной толщи с переменно окислительно-восстановительными условиями и преимущественно гумусовым исходным органическим материалом встречаются тяжелые смолистые нефти, содержащие сложные высокомолекулярные циклические соединения.

В отдаленных частях палеобассейна, где накапливалась автохтонная органика сапропелевого типа и создавалась устойчивая восстановительная обстановка, распространены легкие нефти метанового основания. При опускании продуктивных горизонтов на глубину 3000-5000м первостепенное значение приобретают процессы катагенного изменения нефтей, а роль исходных генетических факторов снижается, хотя частично в нефтях сохраняются некоторые "первичные" компоненты.

В пределах отдельных антиклинальных зон Абшеронского района увеличение глубины погружения синхронных продуктивных горизонтов на 2000-2500м и более (до 3500-4700 м), а пластовой температуры на 30-50^{0}С (от 40-50 до 90-100^{0}С) приводит к затуханию гипергенных процессов и появлению характерных признаков термокаталитического катагенного метаморфизма нефтей.

В частности, в пределах Фатмаи-Зыхского антиклинального пояса, где указанная закономерность проявляется особенно отчетливо, по региональному падению пластов от Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения к Сураханскому, Карачухурскому и далее к о.Гум Адасы и Бахару уменьшаются плотность и смолистость нефтей, содержание гетероэлементов, понижастся температура начала кипения, повышастся содержание легкокипя-

щих фракций. В составе последних возрастает количество метановых и ароматических углеводородов за счет снижения доли нафтеновых, обусловливая тем самым изменение типа нефтей от нафтенового (Балаханы-Сабунчи-Раманы) до метанового (Гум Адасы и Бахар),содержание твердых парафинов увеличивается от 2.1% (Сураханы) до 16.6% (Гум Адасы) и т.д.

Закономерность катагенных изменений качества нефтей по площади, по погружению продуктивных пластов распространяется и на ряд других антиклинальных зон Абшеронского района, завершаясь на больших глубинах, как, например на структуре Джануб (антиклинальный пояс б.Дарвина-о.Пир Аллахи-Гюргяны дениз-Джануб) переходом от нефтяных к газоконденсатным и газовым залежам.

Шамахы-Гобустанский район. Нефти месторождений этого района менее разнообразны по своим физико-химическим характеристикам, чем нефти любого другого района. По величине плотности их можно отнести к средним и тяжелым (890-910 кг/м^3),причем значения с глубиной залегания нефти увеличиваются. Только для нефти VII гор.ПТ пл.Кянизадаг, залегающей стратиграфически ниже относительно других на значительно большей глубине (4697-4714м) величина плотности приобретает наименьшее для района значение 870 кг/м^3.

Нефти этого района смолистые и высокосмолистые, содержание смол составляет 6.5-14.0%.Содержание азота укладывается в интервал 0.11-0.19%, серы-0.11-0.17%, причем по погружению одновозрастных пластов сернистость несколько уменьшается. При этом большему количеству азота и серы в нефти соответствует и большее количество силикагелевых смол, что позволяет констатировать существование генетической связи серы и азота со смолистыми веществами.

В компонентном составе нефтей наблюдаются более заметные различия и прослеживается влияние глубины залегания на степень их восстановленности, о чем свидетельствует содержание масляной фракции в составе нефтей, последовательно возрастающей с глубиной от 70.6% (Чеильдаг, Солахай) до 82.4% (Кянизадаг), и понижение величины отношения спирто-бензольных смол к бензольным.

С увеличением гипсометрической глубины также заметно возрастает степень метанизации, о чем свидетельствует повышение значения коэффициента метоморфизма-(М+А/Н),в результате чего наблюдается постепенное изменение типа нефтей от нафтенового, характерного для Чеильдага и Рагима, до нафтено-метанового на площадях Дашгиль и Кянизадаг.

В районе нефтеносны также майкопские и чокракские отложения. Нефти этих отложений тяжелые, плотность их измеряется от 887 до 957 кг/см^3.

Нижнекуринский НГР. Нефти здесь залегают сравнительно глубоко и большей частью приурочены к регионально погруженным структурам, бла-

годаря чему они несут основные черты катагенного превращения. Нефти преимущественно средней плотности, иногда легкие, значительно реже тяжелые, характеризуются метановым основанием бензин-лигроиновых и высококипящих фракций. В то же время этим нефтям также присуще непостоянство геохимических характеристик, обусловленное сложностью геологической обстановки и взаимоисключающим воздействием ряда внешних факторов. Изменение степени превращенности нефтей наблюдается в пределах отдельных месторождений, когда их структурно-тектонические особенности разобщают залежи, создавая в обособленных нефтегазоносных блоках различные термодинамические и гидрогеологические режимы, разные условия сохранности нефти. В залежах, приуроченных к погруженным частям структур или запечатанных тектоническим нарушением, создаются более благоприятные условия для сохранения легких углеводородов, чем в приподнятых блоках, особенно при наличии в последних связи залежи с дневной поверхностью.

Степень превращенности таких нефтей, при относительно однородных гидрогеологических, литофациальных и других условиях, находится в прямой зависимости от глубины залегания.

Примером закономерного изменения свойств нефтей с увеличением гипсометрической глубины в пределах одного и того же месторождения может служить пл.Кюровдаг. Здесь, в направлении погружения пластов и повышения температуры недр от центрального и юго-восточного поля к северо-западному нефтегазоносному полю отмечается облегчение нефтей, уменьшение их цикличности, выхода низкокипящей фракции и содержание легкой ароматики.

Влияние стратиграфической глубины на степень катагенного изменения нефтей Нижнекуринского района проявляется лишь при значительной мощности продуктивных горизонтов, когда одновременно с увеличением возраста последних заметно возрастает и гипсометрическая глубина. Такая закономерность прослеживается наиболее отчетливо на месторождениях Кюрсангя и Карабаглы, где в I и V-VI горизонтах ПТ глубина залегания нефтей увеличивается на 700-800м, а температура пласта на $12\text{-}15^0$.

Региональные катагенные изменения нефтей в пределах всей территории Азербайджана проявляются в общей тенденции к повышению глубины превращенности по направлению от бортов ЮКВ к депрессионным зонам в частности от Абшеронского п-ва и Гобустана к Бакинскому архипелагу и Нижнекуринской впадине. В этом направлении наблюдается облегчение, метанизация и дециклизация нефтей при соответствующих изменениях усредненных значений коэффициента метаморфизма.

НГР Бакинского архипелага. Изучены нефти продуктивной толщи глубокопогруженных структур Сангачал-дениз, Дуванный-дениз, Хара-Зиря

адасы, приуроченных к одной антиклинальной зоне; глубины залегания нефтей от 2700м до 5000м.

В компонентном составе нефтей содержание масляной фракции в пределах 44.0-76.4%, в то время как количество бензольных и спирто-бензольных смол колеблется в небольшом диапазоне, соответственно 3.8-4.7 и 3.8-5.1%. На месторождении Дуванный содержание масел с глубиной закономерно увеличивается от 59% до 82.9%.

Отсутствие отчетливых закономерностей в изменении свойств нефтей, на основании которых можно было бы судить о степени их превращенности, объясняется сложностью обстановки обусловленной взаимоисключающим влиянием различных факторов.

В целом, следует отметить,что с гипсометрической глубиной степень востановленности нефтей увеличивается, как следствие влияния термокаталитических процессов, и на глубинах около 3000м и более нефти ПТ становятся более превращенными и восстановленными.

Общим для всех нефтей Бакинского архипелага является преобладание метановых УВ в групповом составе легких и высококипящих фракций. В месторождении Сангачал дениз содержание метановых УВ уменьшается по падению пластов от 66.8 до 52.7%, а содержание нафтеновых УВ и легкой ароматики растет, соответственно, от 12.2 до 21.5%. На месторождении Дуванный дениз содержание метановых УВ с гипсометрической глубиной увеличивается от 48.4 до 64.3%, а содержание нафтеновых наоборот, уменьшается от 33.6 до 15.9%. Высококипящие фракции нефтей характеризуются близкими значениями общей цикличности, варьирующей в пределах 1.7-1.9.

В исследованных нефтях содержание атомов углерода изменяется от 25 до 43%, ароматических- от 8.71 до 15.3%.

Таким образом, нефти Бакинского архипелага залегают на больших глубинах, где они подвергаются воздействию высоких температур, давлений и природных катализаторов. Термодинамические условия благоприятствуют катагенному преобразованию нефтей в залежах, в то же время низкий геотермический градиент в этом районе не способствует резким изменениям качества нефтей при близких отрезках геологического времени воздействия катагенных факторов.

Прикаспийско-Губинский НГР. В пределах Сиазаньской моноклинали нефтегазоносность приурочена к интервалу разреза от верхнего мела до чокракского горизонта среднего миоцена. Здесь от чокрака к майкопу и далее в палеогене и верхнем мелу нефти становятся легче, теряют азот и серу, уменьшается их смолистость; в легкой фракции повышается содержание алканов и ароматики, растет степень их алифатичности отбензиненной фракции.

Легкие нефти верхнемеловых отложений северо-западной части моноклинали (пл.Зейва), состав которых не осложнен воздействием генерацион-

ных факторов, ввиду закрытости структуры могут служить примером как глубокого метаморфизма, так и миграции на значительные расстояния. Они высоковостановленные, самые легкие из исследованных нефтей, отличаются высоким значением отношения низкомолекулярных нормальных алканов к высокомолекулярным их разновидностям.

Нефти синхронных отложений юго-восточной части Сиазаньской моноклинали (пл.Чандагар-Зарат), где целостность покрышки нарушена тектоническим разрывом, отличаются от нефтей Зейва большей плотностью, смолистостью, меньшей востановленностью и превращенностью.

Евлах-Агджабединский НГР. Для разновозрастных нефтей месторождений этого прогиба (Мурадханлы, Шихбаги, Джафарли, Зардаб, Газанбулаг, Мирбашир, Нафталан) характерны как черты сходства, так и заметные различия свойств и состава. Идентичность состава нефтей разного стратиграфического уровня сводится, главным образом, к сравнительно близким значениям плотности в пределах значения 860-880 кг/м^3, малосернистости, повышенному содержанию смолистых компонентов и преимущественно метановому составу, повышенной парафинистости нефтей (3.12-6.35%).

Вместе с тем, геологический возраст исследованных нефтей накладывает определенный отпечаток на их состав, обусловливая заметные или закономерные различия между ними.

Нефти чокракских отложений отличаются от майкопских, эоценовых и верхнемеловых нефтей по всем своим свойствам. Они характеризуются сравнительно высоким значением плотности (887 кг/м^3),содержанием серы (0.32%), суммарных смол (44%), началом кипения (135^{0}С), метанизацией. От нефтей чокракского горизонта к нефтям майкопа, эоцена и мела эти показатели снижаются, но растет содержание масел, низкомолекулярной ароматики, петролейно-эфирных смол, асфальтенов (от 3.4 до 6.8% в среднем).

Существенное влияние геологического возраста приводит к уменьшению в нефтях относительного количества кислых смол за счет повышения доли нейтральных смол. Отношение бензольные смолы/спирто-бенз.смолы, мало изменяясь от чокракских нефтей к эоценовым, заметно возрастает (до 1.4) в верхнемеловых нефтях. Бензин-лигроиновые фракции нефтей майкопа, эоцена и верхнего мела в целом сходны между собой по содержанию метановых углеводородов. Однако чокракская нефть выделяется, отличаясь повышенной концентрацией указанной группы низкомолекулярных УВ-82.7%. В данном случае сказывается, возможно, влияние исходного органического материала, а также изменение со временем характера термокаталитических процессов. В то же время, общее содержание легкой фракции в нефти чокрака значительно меньше (11.65%), чем в более древних нефтях (16.9-22.8%).

К числу показательных соотношений между компонентами нефтей, изменяющихся в зависимости от возраста, следует отнести последователь-

ное возрастание отношения низкомолекулярных алканов, а также нафтенов к спирто-бензольным смолам. Еще более заметны различия в отбензиненной части нефтей. Эти сравнительно тяжелые фракции изменяются с увеличением возраста в сторону понижения общей цикличности от майкопа к верхнему мелу с уменьшением содержания как нафтеновых, так и ароматических структур при одновременном увеличении содержания парафинов от 48 до 56%. Степень алифатичности нефтей при этом возрастает, составляя 1.1 для майкопа, 1.4-для эоцена и 1.7 для верхнего мела.

Таким образом, от чокракских к более древним нефтям повышается степень их восстановленности, метанизация, а, следовательно, и катагенная превращенность, достигающая максимума в вулканогенной толще верхнего мела. В составе нефтей уменьшается количество смолистых компонентов, степень цикличности, упрощается структура высокомолекулярных УВ, растет содержание асфальтенов.

Вместе с тем, на фоне закономерного роста метаморфизма нефти во времени, свои отличительные черты имеют нефти каждого стратиграфического комплекса, возможно связанного с автохтонным органическим материалом вмещающих эту нефть отложений. Для чокракских нефтей - это повышенная метанизация и сернистость; майкопским нефтям свойственна относительно высокая общая цикличность и ароматизация; в эоценовых нефтях, наоборот, последние два показателя заметно (так же как и плотность нефтей) понижены при значительном росте суммы низкомолекулярных парафинов.

Междуречье Куры и Габырры. Изучены нефти площадей Тарсдалляр и Гюрзундаг. По показаниям общей физико-химической характеристики нефти района различаются между собой даже в пределах каждой из изученных площадей. Так, плотность нефтей пл. Тарсдалляр·изменяется в пределах от 859 до 894 кг/м^3, а содержание силикагелевых смол колеблется от 5.12 до 12.4%. На уровне легких, средних и тяжелых определяется плотность нефтей пл. Гюрзундаг.

Вместе с тем, наблюдается определенная закономерность: с увеличением глубины залегания уменьшаются плотность, температура начала кипения, вязкость нефтей, содержание в них силикагелевых смол. В компонентном составе доминируют масла и другие нейтральные соединения.

Со стратиграфической глубиной увеличивается степень востановленности нефтей пл. Тарсдалляр.

Изменение гипсометрической глубины отразилось и на характере соотношения УВ различных классов в групповом составе этих нефтей. Содержание метановых УВ достигает 59%; нафтеновые УВ уменьшаются до 27.5%. По результатам хроматозграфического анализа нефти пл. Тарсдалляр проявляют признаки катагенного метаморфизма.

На пл.Гюрзундаг продуктивный объект залегает в среднем на 1300-1500м гипсометрически ниже, чем на пл.Тарсдалляр. Естественно, факторы катагенного метаморфизма здесь в большей степени проявляются на составе нефтей. В компонентном составе нефтей сравнительно пониженное содержание масел (57.9%), количество суммарных смол около 37%, асфальтенов-49%. В групповом составе преобладают метановые УВ (54.3%), коэффициент ароматичности 0.27

Индивидуальный состав н-алканов масел нефти пл. Гюрзундаг идентичен с таковым нефтей пл.Тарсдалляр. Однако коэффициент нечетности последней несколько выше-1.18, что свидетельствует о меньшей степени ее превращенности. Судя по отношению Нч/ч нефти обоих площадей характеризуются сравнительно высокой превращенностью.

Микроэлементный состав нефтей основных нефтеносных свит азербаджанского сектора Южно-Каспийской НГП

В нефтях Азербайджана установлен широкий спектр элементов: Si, Al, Mg, Ti, Fe, Cu, V, Ni, Co, Cr, Mn, Zn, Pb, Mo, Ag, Au, Sr, Ba, Ga, Ge, Cd, Tl, Sn, Zr, Be, Ca, Na, K, B.

Перечисленные компоненты золы нефтей по степени распространения не идентичны. Некоторые из них являются постоянной составной частью золы: Si, Al, Mg, Fe, Ni, Mn, V, Cu, Co, Cr, Sr, Ba, другие составляют группу элементов встречающихся наиболее часто: K, Sn, Pb, Zn, Ag а третью-встречающиеся спорадически: Cd, Ga, Ge, Tl, Zr, Be, Ma.

С генетической точки зрения и для сравнительной характеристики месторождений наибольший интерес представляют элементы первой группы, а именно концентрационные ряды элементов группы железа с примыкающей к ним медью.

Характерной особенностью нефтей Азербайджана является постоянное преобладание в составе их золы никеля над ванадием, а также железа над никелем в большинстве месторождений. Другой характерной чертой является невысокое содержание в составе их золы ряда тяжелых металлов. Так, например, сумма окислов $CuO+ NiO+V_2O_5$ не превышает 3.5%, тогда как в золе нефтей ряда месторождений мира, они составляют более 50% золы. Учитывая токсикологическое действие соединений ванадия, меди и никеля, а также высокую коррозионность ванадия в отношении железа и ряда металлов, низкое содержание их в нефтях Азербайджана является благоприятным технологическим и экологическим фактором, определяющим товарную ценность последних.

Ниже приводится характеристика распределения микроэлементов в золах нефтей месторождений, сгруппированных по возрасту нефтеносных отложений.

Нижний плиоцен (прдуктивная толща).

Нижний отдел ПТ. Нефти нижнего отдела Абшеронского НГР устойчиво группируются в два самостоятельных тренда- железистый и никелевый. Первый объединяет золы нефтей Абшеронского п-ва и имеет вид:

Fe>Ni>Mn>V>Cu>Co>Cr

Второй тренд представляет нефти Абшеронского архипелага с концентрационным рядом:

Ni>Fe>V>Co>=Cu>Mn>Cr

Как следует из приведенного, ведущими элементами зол нефтей Абшеронского п-ова являются Fe, Ni и Mn, а в нефтях архипелага - Ni, Fe и V с перемещением Mn с третьей позиции на шестую По абсолютному содержанию микроэлементов нефти полуострова обогащены относительно зол нефтей архипелага железом, кобальтом, ванадием, хромом. В целом на Абшеронском п-ове наблюдается закономерное уменьшение по площади содержания железа и марганца и увеличение никеля в южном-юго-восточном направлении (в сторону центральной части Южно-Каспийской впадины).

Верхний отдел ПТ. Нефти верхнего отдела ПТ месторождений Абшеронского архипелага наследуют тенденцию концентрационных рядов:

Ni>Fe>V>Co>Cu>Mn>Cr

Абсолютные значения содержания элементов в золе существенных изменений не претерпевает. Аналогичное в части концентрационных рядов имеет место для зол нефтей верхнего отдела ПТ Абшеронского п-ова:

Fe>Ni>Mn>V>Cu>Co>Cr

В последних, наблюдается некоторое обеднение никелем, марганцем, железом и обогащение кобальтом. По сравнению с одновозрастными нефтями Абшеронского архипелага исследуемые нефти обеднены Co и V.

Ведущими элементами в золах нефтей Бакинского архипелага являются Fe, Ni, Cu. Микроэлементы распределены в концентрационном ряду в следующей последовательности:

Fe>Ni>Cu>Mn>V>Co>Cr

По содержанию железа нефти Бакинского архипелага занимают промежуточное положение между нефтями Абшеронского п-ва и архипелага. Данные нефти сильно обогащены никелем, а также медью, кобальтом и марганцем относительно нефтей Абшеронского НГР.

Нефти Шамахино-Гобустанского НГР по расположению элементов в концентрационном ряду, а также по содержанию V, Cu, Mn сходны с нефтями Бакинского архипелага:

Fe>Ni>Cu>=Mn>Cr>V

хотя по содержанию железа и никеля уступают последним (по Fe в 3.1, по Ni в 4.1 раза).

Существенной особенностью нефтей Нижнекуринского НГР является обогащенность хромом относительно нефтей ПТ вышеописанных НГР (от 1.16 до 11.33 раза). Ведущими элементами нефтяной золы являются Fe, Ni, V и Cr. В концентрационном ряду элементы располагаются в следующей последовательности:

Fe>Ni>V>Cr>Mn>Cu

В количественном отношении содержание ведущих элементов не высокое.

Как следует из приведенного описания концентрационных рядов, распределение микроэлементов группы железа в золах нефтей полного сходства нефтей ПТ различных НГР Азербайджана не наблюдается. Более того, четко проявлена принципиально противоположная тенденция в пределах одного Абшеронского НГР. Максимальное подобие нефтей ПТ по характеру расположения микроэлементов в концентрационном ряду (структуре концентрационных рядов) фиксируется только для зол нефтей Шамахино-Гобустанского НГР и Бакинского архипелага.

Олигоцен-ниж.миоцен (Майкопская свита). Ведущими элементами из группы тяжелых металлов в золах нефтей майкопской свиты являются железо, никель и ванадий. Здесь соблюдается описанная для нефтей ПТ закономерность: Fe>Ni>V. Концентрационные ряды для зол нефтей различных НГР имеют одинаковый вид:

Fe>Ni>V>Cu>Mn>Cr

Характерной и отличительной чертой нефтей ПТ является содержание большого количества ванадия и меди (на порядок больше), а также марганца и хрома.

Следует отметить, что различия нефтей Прикаспийско-Губинского и Шамахино-Гобустанского НГР по содержанию микроэлементов не наблюдается.

Геолого-геохимические факторы формирования состава и типов нефтей.

Известно, что с увеличением глубин залегания нефтей возрастает степень их катагенной преобразованости. Основным фактором при этом является не столько глубина погружения нефтеносных горизонтов, сколько связанное с ней повышение пластовой температуры. Однако термобарический режим определяется, в свою очередь тектоникой и литологией пород, вследствие чего между глубиной залегания нефтей и изменением их свойств не всегда наблюдается соответствие, выраженное закономерной зависимостью. Помимо этого с изменением глубины меняется направленность процессов метаморфизации нефтей. На относительно небольших глубинах преобладают термокаталитические превращения, а на больших (порядка 3000м и глубже) каталитическая активность пород ослабевает и доминирующую роль приобретают термические процессы. На все факторы преобразования нефтей накладывается влияние геологического возраста (длительность протекания процессов термокатализа и термолиза), состава исходного органического материала, процессов миграции, осложняющих изучение последовательности катагенных превращений. Таким образом, из вышеприведенного далеко не полного перечня факторов метаморфизма становится очевидным, что выявление условий формирования состава нефтей является сложной задачей, не всегда имеющей однозначное решение. В процессы формирования нефтей вовлекаются все ее компоненты, изменения которых взаимосвязаны.

Для выявления некоторых закономерностей преобразования нефтей по пути термокаталитического метаморфизма весьма показательна взаимосвязь их свойств с гипсометрической глубиной, содержанием алканов и аренов в бензин-лигроиновой фракции, степенью алифатичности высококипящей части нефтей, отношением М+А/Н. В обратной зависимости от этого фактора находится степень циклизации высококипящих фракций, в том числе содержание ароматических колец и отношение М+А/Н. Слабее выражены обратные связи глубины залегания нефтей с их сернистостью, смолистостью и удельным весом.

В пределах депрессионных зон Нижнекуринского района и Бакинского архипелага, где нефти по всему региону приурочены к глубокопогруженным структурам, влияние рассматриваемого фактора на свойства нефтей проявляется, в основном, локально на отдельных площадях и корреляционные коэффициенты для района в целом, как правило, слабозначимые или незначимые. Сильнее чем на Абшероне выражена в Нижнекуринском районе обратная зависимость удельного веса нефтей от глубины, а для нефтей Бакинского архипелага получена довольно тесная, но в отличие от нефтей Абшерона, противоположная по знаку связь между глубиной их залегания и легкой ароматикой, содержание которой уменьшается по мере погружения нефтеносных пластов.

Корреляция качества нефтей с пластовой температурой, несмотря на постоянство геотермического градиента, довольно закономерна. Корреляционные зависимости от глубины залегания сходны по характеру, показывая аналогичную обратную связь плотности, смолистости и степени цикличности высокомолекулярных фракций нефтей с температурным режимом и прямую связь с последним содержания низкомолекулярных аренов.

Со смолистостью нефтей их плотность связана прямой зависимостью, но значительно лучше она коррелирует с общим содержанием низкокипящих фракций.

С увеличением содержания бензин-лигроиновой фракции в ее составе возрастает доля ароматических УВ. Довольно тесная корреляционная связь между указанными параметрами показывает, что облегчение нефтей сопровождается не только процессами их метанизации, но и формированием низкомолекулярных ароматических структур. Содержание легких нефтепродуктов и низкомолекулярных аренов, а также степень алифатичности отбензиненой нефти показывает обратную зависимость от ее смолистости.

Рассматривая осмоление нефтей как один из признаков их частичного окисления, следует отметить, что этот процесс приводит, по-видимому, к усложнению высокомолекулярных циклических структур, поскольку между содержанием смол и числом колец в усредненной молекуле, особенно их ароматической частью, существует прямая связь. Удалось установить прямую корреляцию этих компонентов с серой и азотом, а также аналогичную связь последних со смолами в нефтях Абшеронского района.

Помимо смол и асфальтенов, азот в абшеронских нефтях связан прямой зависимостью с числом ароматических колец в усредненной молекуле тяжелой фракции, образуя возможно гетероциклические соединения.

Одной из немаловажных причин разнообразия свойств нефтей Азербайджана является распространение гипергенных процессов, обусловленных сложными и изменчивыми геологическими и гидродинамическими условиями, перебитостью структур, размывом сводов локальных поднятий, наличием тектонических нарушений, грязевого вулканизма и т.д. Зона гипергенеза ограничивается, в основном, верхними интервалами вмещающих отложений, максимально до 2000-2500м, где пластовая температура не превышает 60-70^{0}С. К гипергенным факторам изменения нефтей относятся, как известно, потеря легких фракций, выпадение отдельных компонентов, сорбция их породами, взаимодействие с пластовыми и инфильтрационными водами и др.

Развитие процессов дегазации и частичного окисления нефтей отмечается по Абшеронскому НГР, где эти процессы распространены в сторону регионального подъема антиклинальных зон.

Наложенное влияние гипергенных факторов, в условиях сравнительно слабого развития на небольших глубинах процессов термокатализа, привело

к образованию в ряде свит ПТ месторождений Балаханы-Сабунчи-Раманы (НКГ, НКП, КС, ПК), Сураханы (НКГ, НКП, КС, ПК), Гарачухур (НКГ), Бузовны (КС, ПК) и Гала (НКГ, КС) высокоцикличных нефтей преимущественно нафтенового основания, содержащих большое количество смолистых компонентов.

В глубокозалегающих нефтях Бакинского архипелага и Нижнекуринского района гипергенный характер изменения нефтей отмечается локально, причём в приконтурных зонах имеет второстепенное значение. Почти во всех случаях сохраняется метановый тип нефтей, но вблизи водонефтяного контакта отмечается некоторое обеднение их маслами и низкомолекулярными алканами, понижение алифатичности и повышение цикличности высокомолекулярных фракций (Сангачал-дениз, Дуванный-дениз, Кюровдаг) и на отдельных месторождениях осмоление нефтей (Булла-дениз).

В нефтях кайнозоя азербайджанского сектора Южно-Каспийского НГБ, залегающих на глубинах 3-5 и более км, особенно в мезозойских нефтях, главную формирующую роль играют факторы катагенного метаморфизма, которые приводят к деструкции малоустойчивых высокомолекулярных компонентов, и образованию более устойчивых простых и легких соединений.

На многих нефтегазоносных площадях Азербайджана прослеживается влияние литологического состава вмещающих отложений на качество нефтей, связанное, возможно, с различной адсорбционной активностью пород, а также с другими их физическими и физико-химическими свойствами. В ряде случаев имеет место эффект гравитации, однако однозначная фиксация его затрудняется вследствие тектонической разобщенности залежей.

Комплексное влияние совокупности разнообразных геолого-геохимических факторов формирования состава нефтей мезокайнозоя азербайджанского сектора Южно-Каспийского НГБ обусловило региональную зональность их распределения по качественным характеристикам и выделение среди них шести основных типов.

I тип: легкие, малосмолистые, малоцикличные, высоковостановленные метановые нефти верхнемеловых отложений, обогащенные низкомолекулярными ароматическими УВ. Эти нефти приурочены к карбонатным породам северо-западной части Сиазаньской моноклинали (Заглы-Зейва). Метаморфизм верхнемеловых нефтей месторождения Зейва связан не столько с режимом температуры, сколько с фактором времени, т.е. длительностью геологического периода их существования в соответствующих условиях.

II тип: средние, смолистые, метановые, большей частью малоцикличные нефти верхнего мела и палеоген-миоцена. Встречаются, главным образом, на месторождениях Евлах-Агджабединского НГР и междуречья Куры и Габырры (Мурадханлы, Джафарли, Тарсдалляр и др.) как в осадочных, так и

в вулканогенных породах, а также в пределах юго-восточной части Сиазаньской моноклинали.

Вследствие длительного воздействия относительно жестких термодинамических условий в глубокозалегающих продуктивных горизонтах (3000-5800 м) нефти месторождений Мурадханлы, Джафарли, Зардаб характеризуются общими чертами катагенного метаморфизма: высокой восстановленностью и метанизацией как легких, так и высококипящих фракций.

Таким образом, факторами, определившими образование и глубокую степень превращенности нефтей I и II типов послужили благоприятные геолого-геохимические условия формирования нефтепроизводящих отложений, а также преобладающее влияние катагенного метаморфизма в течении длительного геологического времени.

III тип - преимущественно легкие, смолистые, парафинистые, малоцикличные нефти метанового основания, с незначительным содержанием нафтеновых кислот. Приурочены они к зоне наиболее погруженных структур морских месторождений Абшеронского НГР и Бакинского архипелага.

IV тип - средние нефти небольшой плотности, смолистые, метанового основания и со средними значениями общей циклизации. Распространены в основном в Нижнекуринском НГР, в юго-восточном Гобустане, а также в северной зоне Бакинского архипелага.

V тип - средние и тяжелые смолистые нефти нафтенового основания с повышенной степенью циклизации. Приурочены, главным образом, к северо-восточной части Нижнекуринского НГР, центральной части Абшеронского п-ва и Абшеронского архипелага.

VI тип - тяжелые смолистые и высокосмолистые нефти нафтенового основания, относительно обогащенные нафтеновыми кислотами с максимальной степенью циклизации высокомолекулярных структур и резко пониженным содержанием ароматики и твердых парафинов. Наиболее характерны они для западной и северной части Абшеронского п-ва и Абшеронского архипелага.

Остановимся более подробно на характеристике нефтей морских месторождений. Нефтеносные горизонты залегают на глубинах от 100 м (Банка Дарвина) до 5240 м (Сангачалы-море).

Плотность нефтей варьирует от 816,9 (Булла-море) до 924,7 (Банка Дарвина) кг/м^3; более тяжелые нефти концентрируются на глубинах менее 500 м. Наиболее распространены нефти с плотностью 860-880 кг/м^3. Содержание серы изменяется от 0,06% (Булла-море, глубина 4811 м) до 0,40% (Банка Дарвина, глубина 1200-100 м). Средние значения 0,2-0,22%. Определены меркаптаны в количестве до 0,03%. Силикагелевые смолы присутствуют в количестве от 4,97% (Булла-море) до 16% (Банка Дарвина), асфальтены от 0,2% (о. Песчаный) до 2,7% (Банка Дарвина).

Содержание твердых парафинов определяет разделение всех нефтей морских месторождений Азербайджана на парафинистые и малопарафинистые. Наиболее высокие концентрации парафинов отмечаются на месторождениях Гумм Адасы (4,7%), Бахар (20%); средние значения для группы парафинистых нефтей 5,9%. Малопарафинистые нефти установлены на месторождениях Пираллахи (0,37%), Азери (1,75%), Грязевая сопка (0,58-0,64%).

Температуры застывания в группе малопарафинистых нефтей от -20^0C (Нефт Дашлары, Пираллахи) до -45^0C (Грязевая Сопка); среднее значение – 28^0C. В группе парафинистых нефтей температура застывания значительно выше – от -3^0C (Булладениз) до $+25^0$C (Бахар).

Выход легких фракций (до 200^0C) для группы малопарафинистых нефтей ниже, чем для парафинистых (соответственно 6,2-11,7% и 15,0-41,0%). Светлые фракции (до 360^0C) составляют у малопарафинистых нефтей 37,8-52%; у парафинистых 42,0-72,0%. Значительные вариации выхода фракций наблюдаются в различных скважинах одного месторождения. Так, на месторождении ДуванныДениз выход фракции до 150^0C меняется от 1% (скв.57, интервал 3878-3900 м) до 11% (скв. 8, интервал 4920-4936 м) (Багир-заде, Нариманов, Бабаев, 1988).

В групповом составе УВ нефтей морских месторождений Азербайджана выделяются:

- нефти с преобладающими нафтеновыми (53,0-80,8%) и метановыми (16,7-41,0%) УВ и небольшой ролью ароматических УВ (2,0-6,0%); кплотность нефтей, высокая (885-924 кг/м^3); глубина залежей менее 1500 м;
- нефти с преобладающими метановыми (44,1-53,3%) и нафтеновыми (33,2-46,8%) УВ и значительной примесью ароматических УВ (8,6-18,8%); плотность нефтей пониженная (850-880 кг/м^3), легкая (800-850 кг/м^3), и очень легкая (менее 800 кг/м^3); глубина залежей более 2000 м.

Тяжелые нефти имеют весьма низкое содержание низкомолекулярных алканов $C_4 - C_9$ (менее 2%). В некоторых легких нефтях $\sum C_{4\text{-}9}$ превышает 10%, а в нефти IX горизонта месторождения Бахар, глубина 4324 м достигает 24,4%. Отмечается преобладание в тяжелых нефтях изоалканов $C_{4\text{-}9}$ над нормальными алканами $C_{4\text{-}9}$ (отношение н-алканы/изоалканы = 0,1-0,3). В облегченных и легких нефтях содержание н-алканов $C_{4\text{-}9}$ и изоалканов выравнивается, и отношение н-алканы/изоалканы составляет 0,8-1,1.

Среди УВ C_6-C_7 соотношение нафтенов и алканов различно. Значительное преобладание алканов (отношение $\sum$ нафтенов/$\sum$алканов = 0,2-0,3) отмечается для нефтей ПК горизонта Пираллахи и Банки Дарвина с плотностью выше 920 кг/м^3. Преобладание нафтенов выявлено в нефтях залежи СП месторождения Бахар, VII горизонта месторождения Дуванный-море, где упомянутое отношение составляет 1,4-1,5; плотность этих нефтей 882-888 кг/м^3.

Высокомолекулярные н-алканы (C_{10}-C_{30}) присутствуют, главным образом, в нефтях второй группы (месторождения Гумм Адасы, Бахар, Сангачалы Дениз, Дуванный Дениз, о. Булла, Булла Дениз) в количестве 5,0-17,3%. Наибольшее значение установлено для залежи горизонта VII месторождения Песчаный-море, наименьшее – для залежи горизонта СП месторождения Бахар. Отметим, что нефть залежи VII месторождения Гумм Адасы – одна из наиболее легких в Азербайджанском секторе Каспия (плотность 816,3 кг/м^3), в то время как нефть горизонта СII месторождения Бахар намного тяжелее (плотность 887,6 кг/м^3).

Соотношение н-алканов C_{10}-C_{15} и н-алканов C_{16}-C_{30} в общем количестве высокомолекулярных алканов весьма различно. Наиболее высокомолекулярная составляющая преобладает ($\sum C_{10}$-$C_{15}/\sum C_{16}$-$C_{30} < 1$)в нефтях месторождения Нефтяные Камни (горизонт ПК), залежи НКП месторождения Бахар, залежей НКП, СП и Х месторождения Гумм Адасы. Н-алканы C_{10}-C_{15} преобладают в залежах горизонтов VII, Х месторождения Песчаный-море, залежи НКП месторождения Бахар, залежах VII горизонта месторождений Сангачалы Дениз и Булла-муре. В трех залежах нефти на месторождении Бахар (VII,СП,IX) н-алканы C_{10}-C_{15} имеют более чем 5-кратное превосходство над н-алканами C_{16}-C_{30}.

Содержание изопреноидных УВ (C_{11}-C_{23}) максимально в легких нефтях месторождения Бахар (залежь VII горизонта – 14,378%, IX горизонта – 4,843%. Большинство залежей второй группы, где присутствуют изопреноидные УВ, характеризуются значениями менее 2%.

Генетический показатель – отношение пристан/фитан (П/Ф) в большинстве нефтей меньше 1 (0,315 в нефти горизонта месторождения Бахар; 0,532 в нефти VII горизонта месторождения Сангачалы Дениз).

Отношение i–C_{19}/н-C_{17} для нефти месторождения Бахар (горизонт Х в) составляет 0,37; отношение i–C_{20}/н-C_{18} равно 0,28. Для нефти месторождения Булла Дениз (горизонт VII) эти отношения равны соответственно 0,53 и 0,38, для нефти горизонта VIII 0,58 и 0,39. Частное от деления i–C_{19}/н-C_{17} на i–C_{20}/н-C_{18} для трех нефтей весьма близко (1,32-1,49), что может указывать на общность исходного РОВ (Агафонова, 2004).

Особенности формирования состава нефтей по изотопно-геохимическим данным.

Многообразие процессов генерации и аккумуляции УВ флюидов в недрах Азербайджана, привело к формированию здесь вышеуказанной региональной геохимической зональности. Последняя выражена в закономерном уменьшении плотности нефтей ПТ параллельно с увеличением в их составе легких УВ, а также замещении высокоциклических нафтеновых нефтей метановыми в сторону регионального погружения пластов.

Приуроченность месторождений нефти в Южно-Каспийской мегавпадине (ЮКМВ) к резервуарам широкого возрастного диапазона, от верхнего мела до верхнего плиоцена-антропогена, а также исключительно высокая мощность ее осадочного выполнения, не имеющая аналогов в мире и характеризующаяся наличием нескольких нефтегенерирущих комплексов, представляют большую сложность в выяснении реального вклада каждого из них в формирование скоплений углеводородов в главном нефтеносном объекте - Продуктивной толще (ПТ, нижний плиоцен). По мнению одной группы исследователей нефть в ПТ является первичной, т.е. продуцирована органическим веществом самой ПТ (или ее нижним отделом), а затем латерально, латерально-ступенчато и вертикально мигрировала к месту аккумуляции из областей генерации, размещающихся в глубокопогруженных частях ЮКМВ (Вебер, 1978; Ализаде, Салаев, и др., 1985; Ализаде, Алиханов, Шойхет, 1967; Ализаде, Хеиров, Шойхет, 1962; Багирзаде, Салаев, Керимов, 1987; и т.д.). Другая группа исследователей развивает идею вторичности нефти и миграцию ее в породы-коллектора ПТ из нижезалегающих палеоген-миоценовых и более древних отложений по разломам и трещинам (Губкин, Горин, 1964, 1974; Мехтиев, 1956; 1985; M.A.Abrams, A.A.Narimanov, 1997 и т. д.).

Внести ясность в этот, а также другие проблематичные вопросы возможно комплексом исследований, в том числе геохимическими методами изучения органического вещества (ОВ) пород, нефтей и газов. Ранее применявшиеся в Азербайджане химические, газохроматографические, ИКС методы исследования нефтей и органического вещества пород позволили получить определенные представления о некоторых их геохимических особенностях. Однако эти методы оказались недостаточно эффективными в решении данной проблемы, в силу невысокой информативности необходимой при классификационной детализации по генетическому типу органического вещества, палеоэкологическим и фациально-геохимическим условиям формирования нефтепродуцирующих отложений. Наиболее надежно данный вопрос может быть решен на базе современных высокотехнологичных и высокоэффективных геохимических методов, в основе которых лежат исследования вариаций стабильных изотопов углерода и изучение биомаркеров в нефти и ОВ, чутко реагирующих и фиксирующих флуктуации режима осадконакопления, палеоклимата, генетического типа исходной органики, степени зрелости нефтей и т. д. Накопленный на данный момент авторами представительный аналитический материал по изотопному составу углерода и биомаркерам нефтей практически из всех месторождений Азербайджана в купе с имеющимися геохимическими данными позволил на качественно новом уровне рассмотреть данную проблему и получить определенные результаты, изложение которых предполагается в серии публикаций.

В данном разделе приводятся результаты исследований стабильных изотопов суммарного углерода нефтей и углерода ее алкановой и ароматической фракций по 152 пробам (скважинам) 38 месторождений Абшеронского, Евлах-Агджабединского, Шамахы-Гобустанского, Нижнекуринского нефтегазоносных районов, Бакинского и Абшеронского архипелагов и Междуречья Куры и Габырры из резервуаров нефти от верхнего мела до верхнего абшерона включительно (67 изученных проб составляют сырые нефти, а 85 - алкановую и ароматическую фракции в отдельности). По результатам определений построены и проинтерпретированы графики и гистограммы частот распределения значений изотопных соотношений для суммы нефтей из резервуаров в.мел-в.плиоцен, для нефтей из резервуаров конкретного возрастного комплекса в отдельности, а также для нефтей каждого нефтегазоносного района (Гулиев, Фейзуллаев, Гусейнов, 2001, 2004; Геология Азербайджана, том Нефть и Газ, 2008).

Значения изотопных отношений углерода $\delta^{13}C$ в нефтях ЮКМВ варьируют в широких пределах от -28.0‰ до -24.34‰ для суммарного углерода и от -29.1‰ до -24.8‰ для алкановой фракции нефтей (**рис. 3.4.6, 3.4.7, 3.4.8**). При этом наблюдается четко выраженный бимодальный характер частот распределения для алкановой, и полимодальный - для суммарного углерода значений изотопных соотношений, по которому нефти ЮКМВ группируются в два класса: 1) изотопно-легкие - со значениями $\delta^{13}C$ $-28.0^{‰} \div -27.0^{‰}$ по суммарному углероду и -29.1‰ ÷ -27.0‰ - по углероду алкановой фракции и 2) изотопно утяжеленные - -26.5‰ ÷ -24.0‰ и -26.5‰ ÷ -24.5‰ - соответственно по суммарному углероду и углероду алкановой фракции, что подтверждает ранее сделанные аналогичные выводы (Guliev I.S., Feizullaev A.A., 1994).

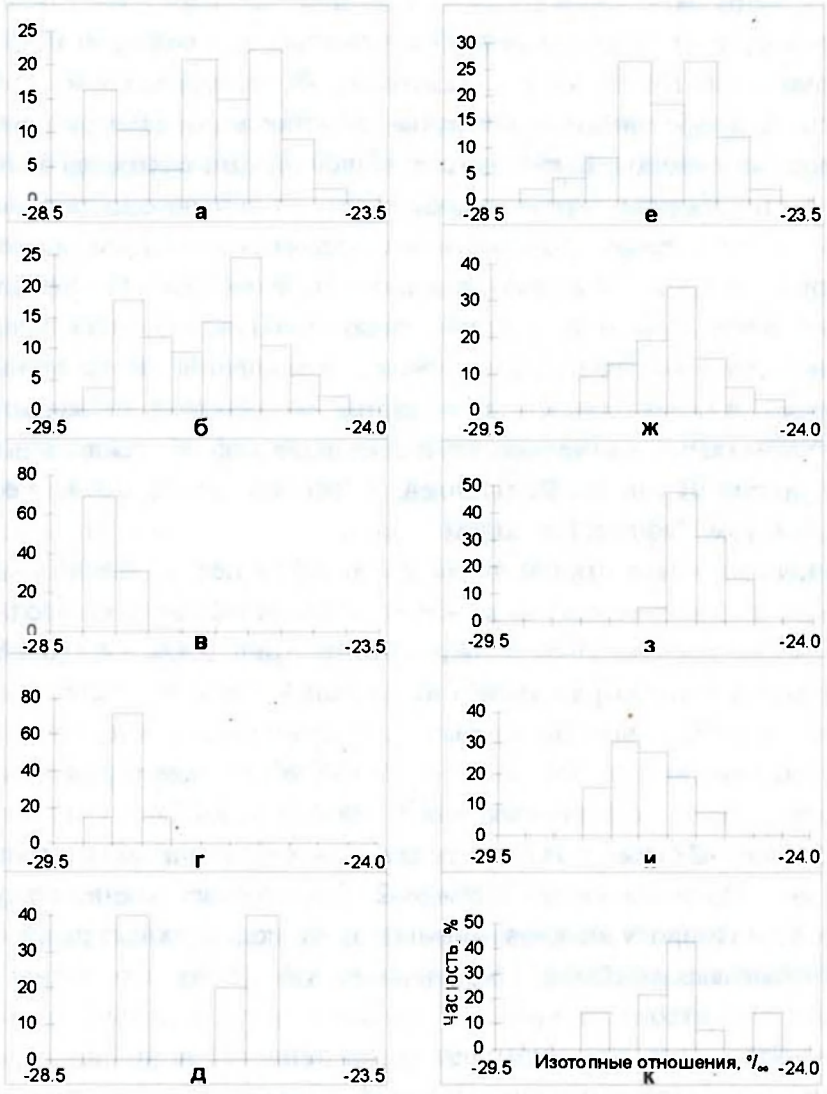


Рис. 3.4.6. Частости распределения значений изотопных отношений суммарного углерода и углерода алкановой фракции нефтей Южно-Каспийской мегавпадины.

А, Б - нефтей из резервуаров верхнемелового, эоценового, майкопского, диатомового и плиоценового комплексов: А - суммарного углерода нефтей, Б - алкановой фракции нефтей; В, Г - нефтей из резервуаров верхнемелового, эоценового, майкопского, чокракского комплексов. В - суммарного углерода нефтей, Г - алкановой фракции нефтей; Д - суммарного углерода нефтей из резервуаров диатомового комплекса; Е, Ж - нефтей из резервуаров плиоценового комплекса: Е - суммарного углерода нефтей, Ж - алкановой фракции нефтей; З - алкановой фракции нефтей плиоценового резервуара Бакинского и Абшеронского архипелагов; И - алкановой фракции нефтей плиоценового резервуара Нижне-Куринского нефтегазоносного района; К - алкановой фракции нефтей плиоценового резервуара Абшеронского полуострова.

Основную массу нефтей ЮКМВ составляют нефти второй группы, на долю которых приходится от 57.6% до 68.6% проанализированных проб, тогда как изотопно-легкие составляют 31.3%-42.3%. Крайне важным обстоятельством является ярко выраженное закономерное изменение величин изотопных отношений в стратиграфическом разрезе (рис. 3.4.7 и рис. 3.4.8).

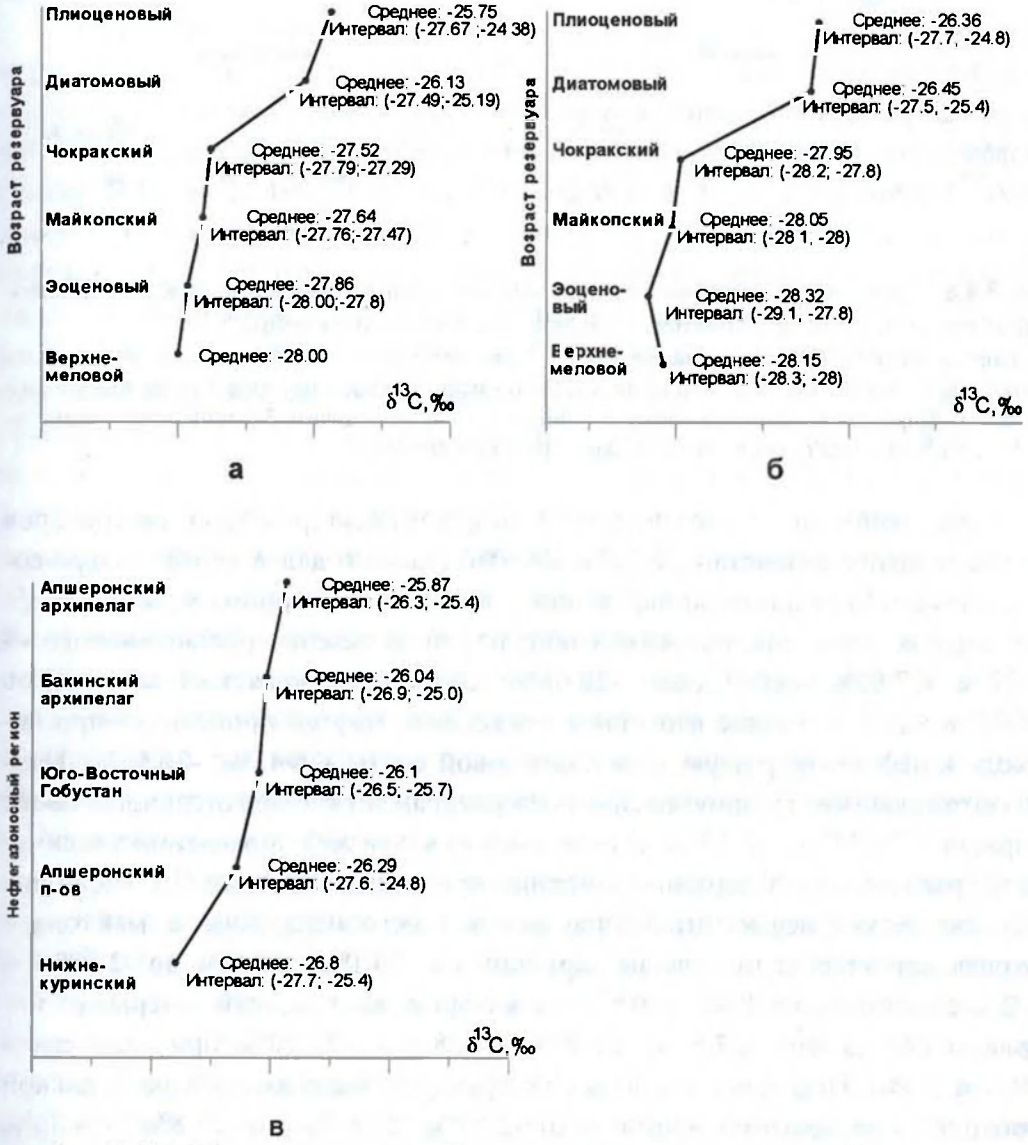


Рис. 3.4.7. Диаграммы вариаций величин изотопных отношений суммарного углерода и углерода алкановой фракции нефтей Южно-Каспийской мегавпадины. а, б - в нефтях разновозрастных резервуаров: а - суммарного углерода нефтей, б – углерода алкановой фракции; в - углерода алкановой фракции нефтей плиоценового резервуара.

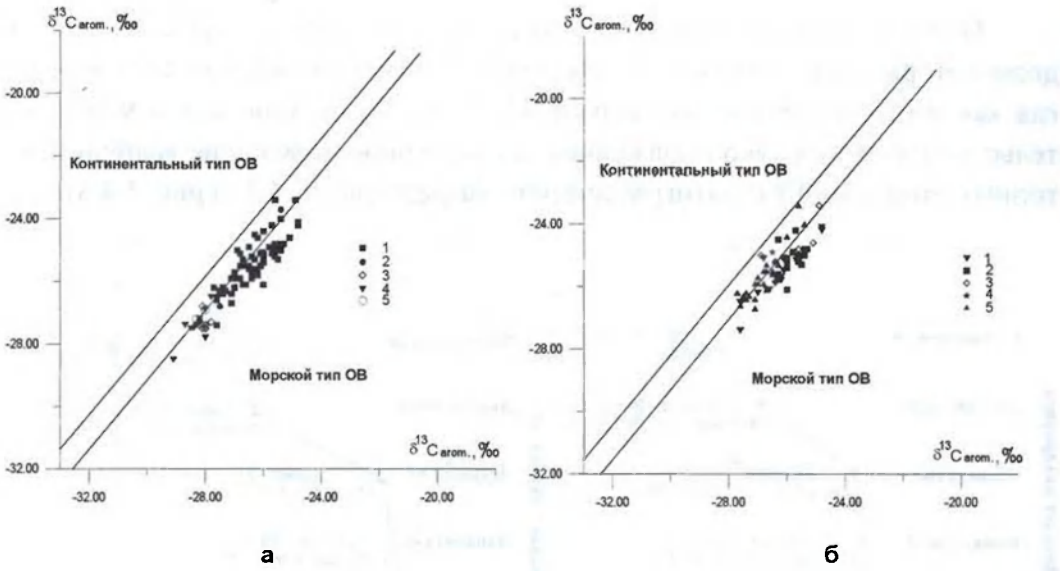


Рис. 3.4.8. Диаграммы соотношения значений изотопных отношений углерода алкановой и ароматической фракций нефтей Южно-Каспийского бассейна.
а - нефтей из резервуаров: 1-плиоценового, 2-диатомового, 3-майкопского и чокракского, 4-эоценового и 5-верхнемелового комплексов; б - нефтей из резервуаров плиоценового комплекса: 1-Абшеронского полуострова, 2-Абшеронского архипелага, 3-Бакинского архипелага, 4-юго-восточного Гобустана, 5- Нижнекуринской впадины.

Так, наиболее изотопно-легкие нефти характерны для резервуаров верхнемелового возраста (-28.15‰;-28.0‰) (здесь и далее первая цифра соответствует $\delta^{13}C$ в алкановой фракции, а вторая - суммарному углероду нефти), которые последовательно сменяют нефти из резервуаров эоценового - -28.32‰; -27.86‰, майкопского -28.05‰; -27.64‰ и чокракского комплексов -27.95‰; -27.5‰. Резкое изотопное утяжеление нефтей происходит при переходе к нефтям из резервуаров диатомовой свиты -26.45‰; -26.13‰. Наиболее тяжелые нефти приурочены к резервуарам нижне-верхнеплиоценового возраста - -26.35‰; -25.75‰. Одновременно в том же направлении увеличивается разброс между верхним и нижним пределами значений $\delta^{13}C$. Если для изотопно-легких нефтей из резервуаров верхнего мела, эоцена, майкопа и чокрака характерны интервалы вариаций от -29.1‰; -28.0‰ до -27.8‰; -27.2‰ с разностью в 1.3‰ и 0.8‰, то в нефтях диатомового резервуара интервалы составляют -27.5‰; -27.79‰ - -25.4‰; -25.19‰ при разности в 2.1‰ и 2.6‰. Нефти плиоценовых резервуаров выделяются максимальной вариацией соотношений изотопов от -27.7‰; 27.67‰ до -24.8‰; -24.38‰ при разности 2.9‰ и 3.29‰. Гистограммы частот распределения значений $\delta^{13}C$ суммарного углерода и углерода алкановой фракции наглядно показывают соотношения нефтей в резервуарах диатомовой свиты и плиоцена. Как следует из рис. 3.4.7 Д, 40% нефтей из диатомового резервуара Абшеронского НГР составляют изотопно-легкие - -27.49‰ - -27.01‰ и 40% изотоп-

но-тяжелые - -25.67‰ - -25.19‰.

В плиоценовых резервуарах Абшеронского, Шамахы-Гобустанского, Нижнекуринского НГР, Бакинского и Абшеронского архипелагов 22.6% по определениям $\delta^{13}C$ алкановой фракции составляют изотопно-легкие -28.0‰ - -27.0‰, а 9.68% изотопно-тяжелые нефти -25.5‰- -24.5‰. Основная масса - 67.7% приходится на долю нефтей промежуточного класса со значением $\delta^{13}C$ -27.0‰ - -25.5‰ (**рис. 3.4.6 Е**). Аналогичная закономерность наблюдается в распределении $\delta^{13}C$ суммарного углерода нефти **(рис.3.4.6 Ж).**

Общей особенностью нефтей ЮКМВ являются высокие концентрации нормальных алканов n-C_{15}, n-C_{17}, n-C_{19} при несопоставимо низких - n-C_{27}, n-C_{29}, n-C_{31}, а также низкие пристан-фитановое отношение и содержание серы, в редких случаях достигающие 1.4 и 0.4% соответственно, что согласно (Chung H.U., et al., 1992; Collister J.W. and Wavrek D.A., 1996; Sofer Z., 1984; Peters K.E.et al., 1986) характерно для нефтей, формирующихся в условиях морских дельт. На это также указывает характер соотношения изотопов углерода в алкановой и ароматической фракциях нефтей, в соответствии с чем их фигуративные точки на графиках $\delta^{13}C_{alk}$-?$\delta^{13}C_{arom}$ располагаются в поле маринной исходной органики, образуя вытянутый восходящий тренд вдоль граничной линии "Континентальный-Морской типы ОВ" **(рис. 3.4.8 А)**. Следует особо подчеркнуть важность данного вывода для нефтей плиоценового резервуара , который указывает на, главным образом, эпигенетичность их данному возрастному комплексу отложений, ибо формирование последних согласно палеогеографическим построениям происходило в замкнутом опресненном бассейне, куда наряду с терригенным кластическим материалом интенсивно поступала континентальная органика. Последнее должно было отразиться на изотопном составе углерода генерируемых ими нефтей. Изложенное также подтверждается биомаркерными параметрами нефтей плиоценовых резервуаров всех нефтегазоносных регионов, базирующихся на аналогично большом объеме проб.

Опыт изотопно-геохимических исследований нефтей, основанный на изучении разновозрастных объектов из различных нефтегазоносных провинций мира показывает, что величина соотношений стабильных изотопов углерода достигает своего максимума в нефтях, генерируемых средне-верхнемиоценовым комплексом отложений, как считается, в силу глобального уменьшения концентраций CO_2 в атмосфере и, как следствие этого, растворенного CO_2 в морской воде, ставших причиной уменьшения изотопного фракционирования легкого изотопа C^{12} морским планктоном в процессе фотосинтеза. В этом контексте изотопное утяжеление нефтей по средним значениям $\delta^{13}C$ в диатомовых и плиоценовых резервуарах ЮКМВ вполне объяснимо. Следовательно, локализация в диатом-плиоценовых резервуарах фациально-однородных как изотопно-легких, так и изотопно-тяжелых неф-

тей с разностью в значениях $\delta^{13}C$ от 2.1‰ до 3.29‰ свидетельствует об их генерации как минимум двумя разновозрастными сериями отложений (Tissot B.P., and Welte D.H., 1984, Chung H.U., 1992) - додиатомовой (мел-майкоп) и диатомовой (караган, конк, сармат, меотис).

Необходимо подчеркнуть наблюдаемую отчетливую дифференциацию нефтегазоносных районов по величинам $\delta^{13}C$ алкановой фракции нефтей плиоценовых резервуаров. По средним значениям данного параметра нефтегазоносные районы располагаются в следующей последовательности: Нижнекуринский (-26.8‰), Абшеронский (-26.29‰), Шамахы-Гобустанский (-26.1‰), Бакинский архипелаг(-26.04‰), Абшеронский архипелаг (-25.87‰) **(рис. 3.4.**7 В). Как видно из приведенного графика, нефти плиоценового резервуара акваториальной части ЮКМВ выделяются некоторым утяжелением изотопного состава. Однако это различие усиливается и проявляется более контрастно при рассмотрении вариаций значений $\delta^{13}C$. Так для нефтей Нижнекуринского НГР и Абшеронского полуострова верхний и нижний интервалы $\delta^{13}C$ соответственно равны -27.7‰; -25.4‰ при разности 2.3‰ и -27.6‰; -24.8‰ с разностью 2.8‰, а Абшеронского и Бакинского архипелагов -26.3‰; -25.4‰ и -26.5‰: -25.0‰ при разностях 0.9‰ и 1.5‰ соответственно. Это указывает на то, что нефти морских плиоценовых резервуаров в отличие от резервуаров Нижнекуринского НГР и Абшеронского полуострова более однородные. Если учесть, что максимальное значение $\delta^{13}C$ алкановой фракции нефтей диатомового резервуара равно -25.4‰, а плиоценового -24.8‰, при верхнем пределе этого показателя для нефтей стратиграфического диапазона верхний мел - низы среднего миоцена (чокрак) - -27.5‰, то интервал -25.03‰ можно считать репером характеризующим нефти, генерированные диатомовым комплексом нефтематеринских отложений. Следовательно, нефти, значения $\delta^{13}C$ алкановаой фракции которых лежат в интервале -27.5‰ - -25.03‰ являются смесью состоящей из нефтей, сформировавшихся в отложениях как додиатомового комплекса, так и диатомовой свиты. Естественно, что в зависимости от преобладания той или иной составляющей в нефтях плиоценового резервуара, значение $\delta^{13}C$ должно смещаться в соответствующую сторону. В таком случае представляется возможным охарактеризовать степень однородности или разбавленности нефтей плиоценовых резервуаров нефтегазоносных регионов ЮКМВ, сопоставить их между собой, и, самое главное, на основании этого количественно оценить реальное участие диатомовой свиты и подстилающих отложений в формировании нефтегазовых месторождений плиоценового комплекса и с учетом нефтегенерирующих потенциалов данных отложений рассчитать возможные ресурсы углеводородов на уровне миоцен-палеогенового этажа.

Гистограммы частот распределения нефтей по значениям $\delta^{13}C$ алкановой фракции, построенные в отдельности для каждого нефтегазоносного региона наглядно иллюстрируют соотношения изотопно разнородных нефтей

(**рис. 3.4.6 З, И, К**). Из приведенных графиков следует, что морские месторождения состоят преимущественно из смеси палеоген-нижнемиоценовых и диатомовых нефтей, и преимущественно диатомовых нефтей. На Абшеронском п-ве объем смешанных нефтей уменьшается за счет обособления преимущественно палеоген-нижнемиоценовых, а объем нефтей с диатомовой изотопной меткой остается примерно тем же. Общим для морской части мегавпадины и Абшеронского полуострова является примерно одинаковый объем модальных значений (-26.5‰ - -26.0‰) равный 47.36% и 42.85%. Плиоценовый резервуар Нижнекуринского НГР по содержанию смешанных палеоген-нижнемиоценовых и диатомовых нефтей кардинально отличается от вышеописанных отсутствием преимущественно диатомовых нефтей, увеличением объема палеоген-нижнемиоценовых и резким смещением модальных значений $\delta^{13}C$ в области (-27.5‰--27.0‰) (изотопно-легких) объемом 30.77% и (-27.0‰--26.5‰) в объеме 26.92%, которые в сумме составляют 57.69%. Как видим, в Нижнекуринском НГР в составе нефтей плиоценового резервуара доля палеоген-нижнемиоценовых нефтей заметно выше.

Установление величин граничных значений $\delta^{13}C$, типизирующих додиатомовые и собственно диатомовые нефти, позволяет количественно оценить реальный вклад того или иного нефтепродуцирующего комплекса в формирование скоплений углеводородов в плиоценовых коллекторах ЮКМВ в целом, и в отдельно взятом месторождении в частности.

Расчеты основанные на выявленной изотопной метке нефтей показывают, что в месторождениях плиоценового резервуара Абшеронского полуострова роль различных нефтегенерирующих интервалов палеоген-нижнемиоценового и диатомового комплексов в формировании залежей нефти примерно одинакова. Это характерно и для плиоценовых резервуаров юго-восточного Гобустана и Бакинского архипелага хотя здесь проявляется некоторое преимущество диатомового комплекса. Примерно 3/4 нефтей Нижнекуринского НГР сформированы в палеоген-нижнемиоценовых отложениях, в то время как в формировании залежей ПТ Абшеронского архипелага главную роль выполняли диатомовые отложения на долю которых приходится до 2/3 нефтей.

Близость изотопного состава углерода нефтей и долевого участия различных комплексов для Ю-В Гобустана и Бакинского архипелага подтверждает ранее сделанный на основании тектонических построений вывод о том, что северная часть Бакинского архипелага по существу является морским продолжением юго-восточного Гобустана (Джейранкечмесской депрессии).

В целом можно отметить, что в направлении от суши к морю отмечается тенденция изотопного утяжеления нефтей объясняемое вовлечением в “Oil window” более молодых отложений. Это вполне закономерно, поскольк-

ку в указанном направлении отмечается существенное увеличение мощности молодых плиоценово-четвертичных отложений и подстилающие их более древние образования погружаются на значительные глубины.

Подсчеты, проведенные для состава нефтей плиоценового резервуара центральной части ЮКМВ, показывают, что в среднем он состоит из примерно равных соотношений палеоген-нижнемиоценовых и диатомовых нефтей. Принимая во внимание тот факт, что мощность только олигоцен-нижнемиоценовых отложений в данной части мегавпадины примерно вдвое превышает мощность отложений диатомовой свиты при равных средних содержаниях органического углерода (соответственно 0.68% и 0.63% на толщу) (Али-заде А.А и др., 1975), можно утверждать о сконцентрированности в плиоценовых резервуарах не более чем половины реализованного углеводородного потенциала додиатомового комплекса. Следовательно, остаются невыявленными как минимум 50% генерированных палеоген-нижнемиоценовыми отложениями ресурсов углеводородов.

Степень зрелости нефтей разновозрастных резервуаров Южно-Каспийской мегавпадины. Уровень зрелости нефтей является важнейшим параметром, который в комплексе с другими геолого-геохимическими параметрами позволяет получить достаточную информацию о глубине зоны нефтегазообразования, стратиграфической приуроченности нефтематеринских пород, направлении и условиях миграции углеводородных флюидов и в конечном итоге оценить потенциал нефтегазоносного бассейна. Особую ценность исследования степени зрелости нефтей имеют для нефтегазоносных бассейнов (НГБ), в которых в процессы углеводородообразования вовлечены несколько флюидогенерирующих комплексов. Примером последнего может служить интенсивно развивающаяся Южно-Каспийская мегавпадина (ЮКМВ), уникальность которой заключается в высокой мощности осадочного выполнения, достигающей 30-32км. В кайнозойском разрезе впадины выделяются несколько флюидогенерирующих комплексов - эоценовый, олигоцен-нижнемиоценовый (майкопский), среднемиоценовый (чокраксий горизонт), средне-верхнемиоценовый (диатомовый) (Али-заде А.А. и др., 1975).

В тектоническом отношении Южно-Каспийская область регионального прогибания, будучи сопряженной с главнейшими геоструктурными элементами Кавказа, Копет-дага и Эльбурса с различными геодинамическими режимами, оказалась разбитой на ряд депрессионных структур, являющихся совокупностью отличающихся по своему геолого-тектоническому строению межгорных впадин и прогибов. Геолого-тектоническое строение прогибов ЮКМВ находит отражение в геохимическом облике сосредоточенных в них нефтей.

Особенностью мегавпадины является сильное качественное геохимическое разнообразие нефтей плиоценового резервуара, из которого добываются различные по составу нефти, как легкие, так и тяжелые малосернистые

и высокосмолистые, метановые и нафтеновые и т. д. Широкий геохимический спектр нефтей этого резервуара, как показывают исследования, является следствием проявления ряда факторов термокаталитического, генетического (как то участие в нефтеобразовании разновозрастных флюидогенерирующих комплексов), миграционного, биодеградирующего характера и т. д.

Другой особенностью ЮКМВ является низкая степень зрелости нефтей из верхнемелового, олигоцен-нижнемиоценового (майкопского) и миоценового резервуаров Шамахы-Гобустанского НГР по сравнению с нефтями из резервуаров плиоценового возраста сопредельных НГР. Как известно, зрелость нефти является функцией температурного режима недр и длительности пребывания нефтепроизводящих отложений в зоне нефтеобразования, прямо взаимосвязана с возрастом нефтегенерирующих толщ, т. е. нефти, генерируемые подстилающими толщами, должны быть более зрелыми в сравнении с нефтями перекрывающих комплексов.

Важнейшим фактором является низкая зрелость нефтей в известных нефте-газоконденсатных месторождениях, что не вписывается в существующие представления о вертикальной зональности нефтегазобразования, согласно которой конденсаты являются продуктами высококатагенетической деструкции органического вещества.

Широко применяемые в органической геохимии высокотехнологичные методы исследования органического вещества и нефтей на уровне молекулярных ископаемых (биомаркеров) дали возможность осуществлять корреляцию нефть-нефть, нефть-нефтематеринская порода, определить стратиграфический возраст нефти и, что очень важно, установить степень зрелости нефтей, а точнее уровень катагенетической превращенности производящего его керогена. Использованы такие высокоинформативные и широко применяемые биомаркерные параметры как степень изомеризации стерана {C29 (20S/S+R)} и ароматизации моноароматического стерана {C_{28}triarom.sterane/ C_{28}triarom.+ C_{29}monoarom.sterane}. Сущность первого параметра заключается в том, что живые организмы синтезируют только предшественника эпимера 20R стерана C_{27}, C_{28}, C_{29}. С увеличением зрелости керогена эпирмер 20R проходит реакцию изомеризации с образованием эпимера 20S. Следовательно в нефтематеринских породах незначительной зрелости и генерируемых ими нефтях эпимер 20R всегда является доминирующим. По мере возрастания зрелости керогена в составе стеранов увеличивается доля эпимера 20S, что отражается на увеличении соотношения C_{29} (20S/S+R) в нефтях. Зрелые нефти характеризуются высоким уровнем эпимеризации -стеранов C_{29} (20S/S+R) со значениями от 0.50 до 0.54, что соответствует установлению равновесия между биологическими (R) и геологическими (S) эпимерами (Петров Ал.А., 1994; Peters K.E., et al., 1986). Данные значения характеризуют интервалы нефтяного окна, в котором органическим веществом (ОВ)

нефтематеринских пород генерируются наибольшие объемы жидких углеводородов, т. е. наступает пик нефтегенерации. Следует подчеркнуть, что этому интервалу соответствует степень зрелости керогена равная по эквиваленту отражательной способности витринита (ЭОСВ) Ro=0.8-0.9%.

Сущность параметра C_{28}triarom.sterane/C_{28}triarom.+C_{29}monoarom.sterane выражается в том, что с увеличением степени термальной зрелости нефтей наблюдается его рост от 0 до 1. Это является следствием, того, что в жестких термокаталитических условиях моноароматический стеран C_{29} ОВ и нефтей теряет метильную группу и трансформируется в триароматический стеран C_{28} (Mackenzie A.S., 1984; Peters K.E., et al., 1986; Requejo A.G., 1992). Максимальное значение данного коэффициента равнозначно ЭОСВ Ro=0.8-0.9%.

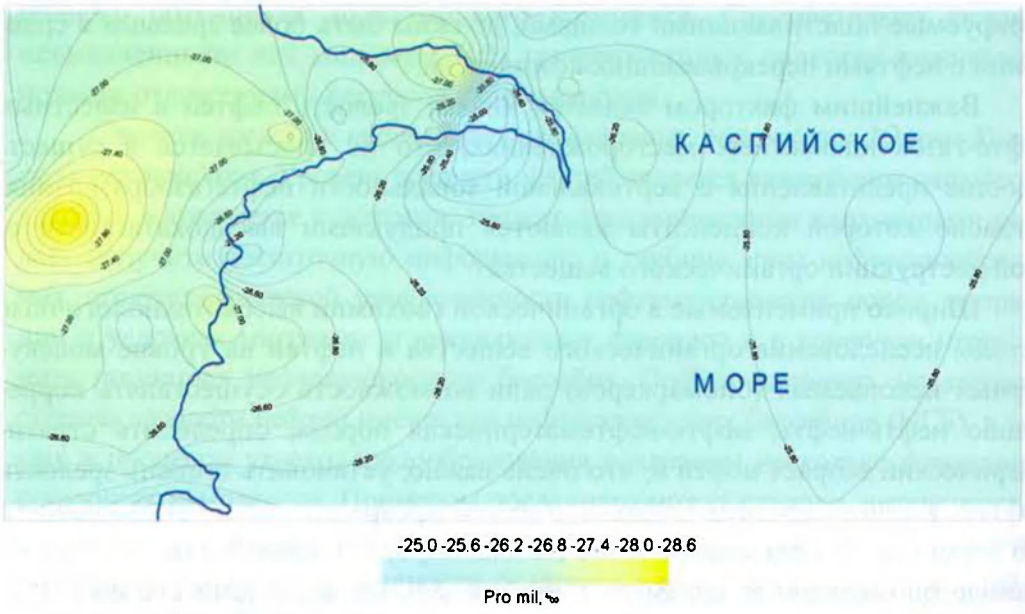


Рис. 3.4.9. Карта распределения нефтей плиоценового резервуара ЮКМВ по соотношению стабильных изотопов углерода.

Результаты исследований месторождений всех НГР Южно-Каспийской мегавпадины показали, что зрелость нефтей по изомеризации стерана изменяется от 0.155 до 0.49. Наиболее зрелые нефти сосредоточены в пределах НГР Средне-Куринской впадины со значениями 0.35-0.49. Гистограммы частот распределения **(рис. 3.4.10)** показывают, что в 50% объектов нефти имеют значение зрелости по изомеризации стерана 0.45-0.5, что равнозначно эквиваленту отражательной способности витртнита (ЭОСВ) Ro=0.68-0.73%, а в 40% - 0.4-0.5 или Ro=0.63-0.68%, т. е. в целом исследуемые нефти характеризуют невысокую и среднюю превращенность керогена нефтематеринских пород. В стратиграфическом интервале разреза верхний мел - эоцен - олигоцен-нижний

миоцен их средние величины практически не изменяются и составляют 0.43-0.45 (по степени изомеризации стерана).

Принимая во внимание приуроченность исследуемых залежей нефти в Евлах-Агджабединском прогибе в верхнемеловой части разреза к эффузивным образованиям (месторождение Мурадханлы), их перекрытие и облекание эоценовыми нефтеносными песчано-глинистыми отложениями, а также одинаковую катагенную превращенность нефтей обоих резервуаров, можно утверждать о межформационной миграции углеводородных флюидов из палеогенового комплекса в вулканогенный верхнемеловой. Идентичность нефтей рассматриваемых резервуаров подтверждается генетическими биомаркерными параметрами: соотношениями нормальных стеранов C_{27}:C_{28}:C_{29}, изостеранов C_{27}:C_{28}:C_{29}, соотношением изопреноидов (Pr/Ph) и т.д. (Гулиев И.С., Фейзуллаев А.А., Гусейнов Д.А., 1999). Важнейшим показателем схожести и генетической принадлежности их кайнозойскому комплексу служит повсеместное присутствие в нефтях олеанановой молекулы. Вместе с тем, в НГР междуречья Куры и Габырры контрастно обособляются две группы месторождений, для одной из которых характерны наименьшие для Среднекуринской впадины значения зрелости нефтей равные Ro=0.58-0.63%. Генетические биомаркерные параметры совместно с соотношениями изотопов углерода указывают на то, что в генерации нефтей данной части впадины участвовали два литофациальных комплекса эоценовых отложений. Для группы более зрелых нефтей характерны интервалы изотопных отношений углерода равные -28.0‰-27.8‰ (в алкановой фракции), преобладание C_{27} над C_{28} и C_{29} в составе нормальных, и примерно равное соотношение изостеранов. Для группы низкозрелых нефтей свойственны более низкие значения изотопных соотношений углерода - -29.1‰ -28.7‰, преобладание C_{28} над C_{27} и C_{29} среди нормальных и изостеранов. Вместе с тем как в первой, так и во второй группах нефтей установлено присутствие олеанана. Изотопно-биомаркерные характеристики указывают на принадлежность нефтегенерирующих отложений первой группы к типично морским, а второй к - прибрежно-морским, придельтовым, фациям заливов и лагун (Kenneth E.Peters, 1993; Peters K.E., et al., 1986).

Необходимо подчеркнуть, что относительно невысокая степень катагенной превращенности нефтей Среднекуринской впадины, (Ro=0.58-0.75%) прекрасно коррелирует с уровнем зрелости РОВ вмещающих их палеогеновых отложений, находящихся в интервале градаций катагенеза МК1-МК2 (Ro=0.65-0.85%) (Алиев Г.-М.А., 1993). Это убедительно свидетельствует о сингенетичности нефтей палеогеновому комплексу и дает веские основания утверждать о высоких перспективах подстилающих эоценовый комплекс мезозойских нефтепроизводящих и нефтеаккумулирующих отложений в отношении обнаружения более зрелых нефтей и конденсатов.

В плиоценовых месторождениях ЮКМВ, сосредоточенных в пределах Нижне-Куринского, Шамахы-Гобустанского, Абшеронского прогибов, Бакинского и Абшеронского архипелагов, степень зрелости нефтей варьирует в очень высоких пределах - от Ro=0.45 до 0.67%. Основную массу плиоценовых месторождений (имеется ввиду возраст резервуара) ЮКМВ (81.58%) составляют объекты со средними значениям данного параметра лежащими в интервале Ro=0.53-0.63%, что свидетельствует о низкой степени превращенности ОВ нефтематеринских пород. На этом фоне выделяются месторождения с очень низкой зрелостью нефтей с Ro=0.5-0.53%, в объеме 13.16%, и незначительное число с относительно зрелыми нефтями с Ro=0.7%, составляющими 5.2% всех месторождений. Гистограммы частот распределения и графики (**рис. 3.4.10**) наглядно иллюстрируют количественные соотношения плиоценовых объектов по зрелости нефтей в нефтегазоносных районах.

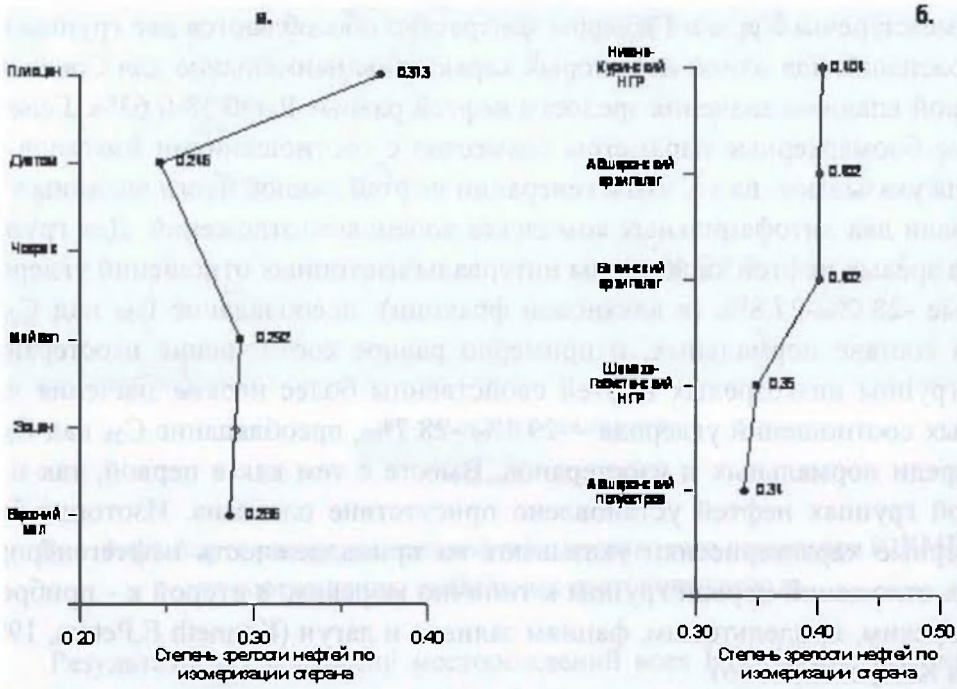


Рис. 3.4.10 Срднекуринская впадина: Частости распределения месторождений по степени зрелости нефтей (а) (в верхнем ряду по оси абцисс интервалы значений степени зрелости нефтей по изомеризации стерана, в нижнем-ЭОСВ (Ro,%) и изменение степени зрелости нефтей (по изомеризации стерана) в стратиграфическом разрезе (б).

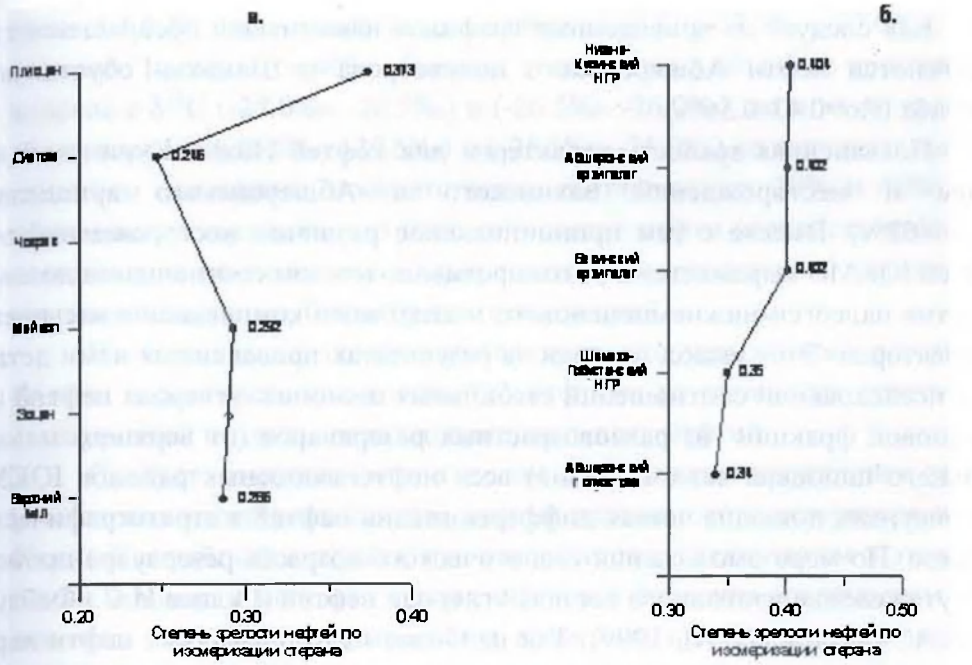


Рис. 3.4.11. Частости распределения месторождений плиоценового резервуара ЮКМВ по степени зрелости нефтей (в верхнем ряду по оси абцисс интервалы значений степени зрелости нефтей по изомеризации стерана, в нижнем-ЭОСВ (Ro,%).

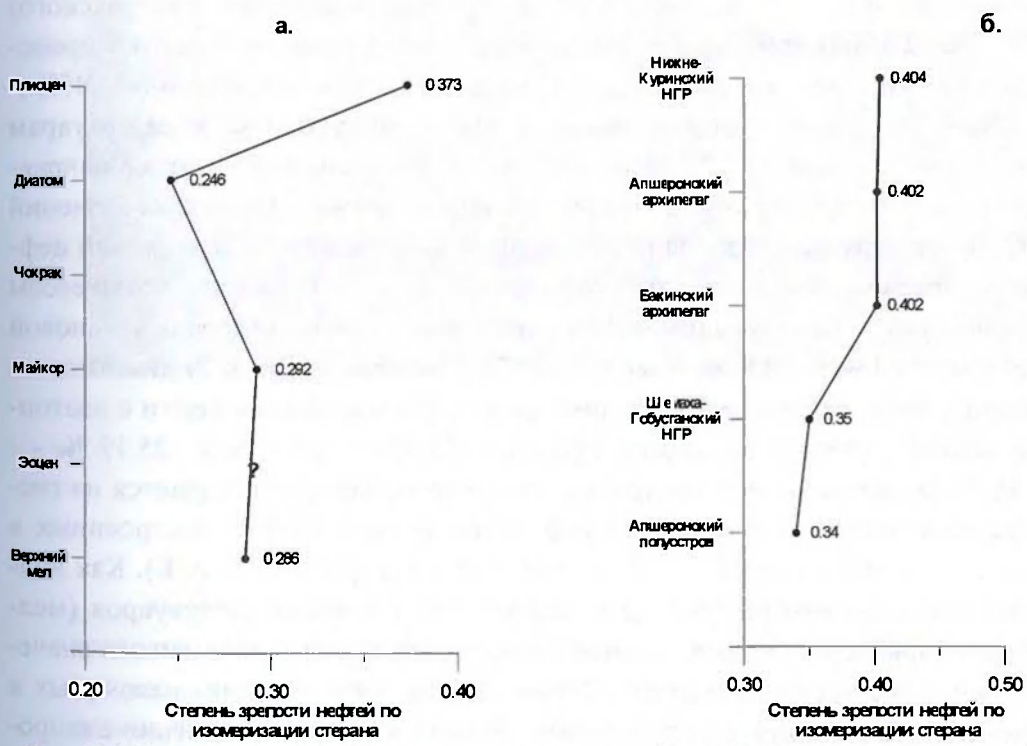


Рис. 3.4.12. Графики изменение степени зрелости нефтей (по изомеризации стерана) в стратиграфическом разрезе (а) и в нефтегазоносных районах (б) ЮКМВ.

Как следует из приведенных графиков наименьшей превращенностью отличаются нефти Абшеронского полуострова и Шамахы-Гобустанского прогиба (Ro=0.43-0.56%).

Повышенная зрелость характерна для нефтей Нижне-Куринской впадины и месторождений Бакинского и Абшеронского архипелагов (Ro=0.62%). Вместе с тем принципиальное различие месторождений этих частей ЮКМВ выражается в резко противоположном соотношении долевого участия палеоген-нижнемиоценового и диатомого комплексов в насыщении коллекторов. Этот вывод основан на результатах проведенных нами детальных исследований соотношений стабильных изотопов углерода нефтей и ее алкановой фракции из разновозрастных резервуаров (от верхнего мела до верхнего плиоцена включительно) всех нефтегазоносных районов ЮКМВ. На рисунках показана четкая дифференциация нефтей в стратиграфическом разрезе. По мере омоложения геологического возраста резервуара происходит утяжеление изотопного состава углерода нефтей (Гулиев И.С., Фейзулаев А.А., Гусейнов Д.А., 1999). Так наиболее изотопно-легкие нефти характерны для резервуаров верхнемелового возраста (-28.15‰;-28.0‰) (здесь и далее первая цифра соответствует $\delta^{13}C$ в алкановой фракции, а вторая - суммарному углероду нефти), которые последовательно сменяют нефти из резервуаров эоценового (-28.32‰; -27.86‰), олигоцен-нижнемиоценового (майкопского) (-28.05‰; -27.64‰) и среднемиоценового (чокракского) (-27.95‰;-27.5‰) комплексов. Резкое изотопное утяжеление нефтей происходит в нефтях диатомового резервуара (средне-верхний миоцен) (-26.45‰;-26.13‰). Наиболее изотопно-тяжелые нефти приурочены к резервуарам плиоценового возраста (-26.35‰;-25.75‰). Одновременно в том же направлении увеличивается разброс между верхним и нижним пределами значений $\delta^{13}C$. В предыдущем разделе мы объяснили эту тенденцию генерацией нефтей разновозрастными сериями отложений: 1) додиатомовым комплексом (мел-чокрак), генерирующим нефти с изотопной меткой углерода алкановой фракции -29.1‰ - -28.8 ‰ и -28.0 ‰ - -27.2 ‰ всей нефти и 2) диатомовым (караган, конк, сармат, меотис) комплексом, формирующим нефти с изотопной меткой углерода алкановой фракции -25.4‰ - -24.8 ‰ и -25.19 ‰ - -24.38 ‰ всей нефти. Эта тенденция довольно четко прослеживается на гистограммах частот распределения нефтей по значениям $\delta^{13}C$ построенных в отдельности для каждого возрастного резервуара **(рис. 3.4.6. A-E).** Как видно из приведенного рисунка, для нефтей додиатомовых резервуаров (мел-чокрак) характерно одномодальное распределение с максимальными значениями $\delta^{13}C$ не превышающими -27.5‰- -27.0‰, тогда как для диатомовых и плиоценовых резервуаров свойственно бимодальное распределение с широким интервалом вариаций $\delta^{13}C$ - от -28.0‰ до -24.0‰. Обособленное положение на гистограммах, характеризующих нефти диатомового резервуара,

(рис. 3.4.6 Д) частотного класса значений $\delta^{13}C$ (-27.5‰- -27.0‰), на долю которого приходится 40% объектов, и отсутствие объектов промежуточных классов с $\delta^{13}C$ (-27.0‰- -26.5‰) и (-26.5‰- -26.0‰), но в то же время выделение классов (-26.0‰- -25.5‰) и (-25.5‰- -25.0‰) со значительным преобладанием последнего, соответственно составляющих 20% и 40% выборки позволяют утверждать, что изотопно-легкие нефти несвойственны данному комплексу и по-видимому мигрировали из подстилающих олигоцен-палеогеновых и, вероятно, более древних отложений.

Из всего вышеизложенного следует, что чем моложе резервуар тем больше вероятность насыщения его нефтями из различных стратиграфических уровней и тем выше неоднородность этих нефтей.

Следует отметить, что в целом наблюдается отчетливая тенденция утяжеления изотопного состава нефтей плиоценового резервуара в сторону Южно-Каспийской впадины, что согласуется с увеличением в этом направлении мощности молодых отложений, и все большим вовлечением в нефтяное окно диатомового комплекса и, возможно, нижних свит плиоцена.

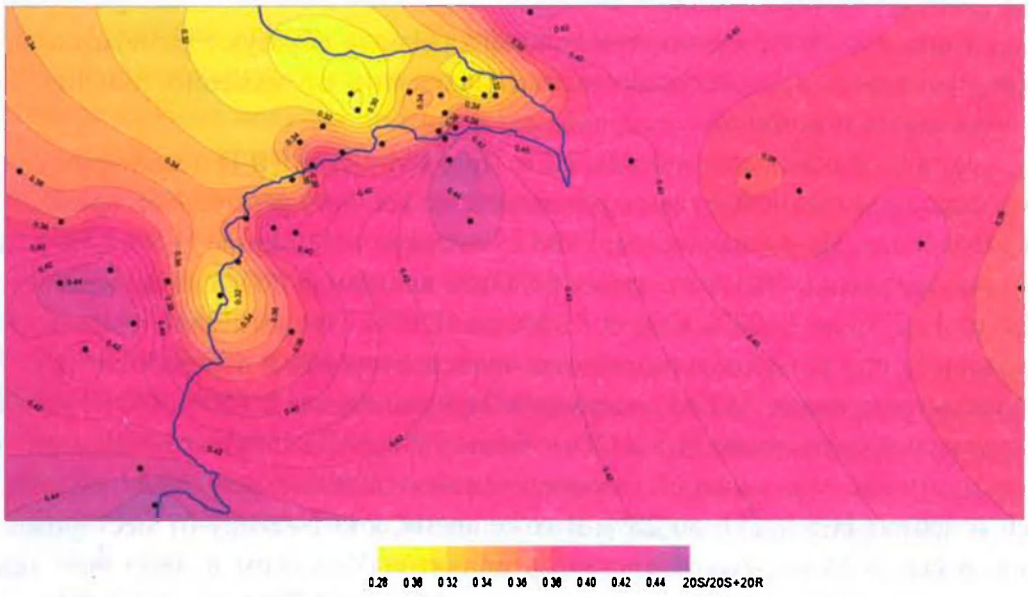


Рис. 3.4.13. Карта распределения нефтей плиоценового резервуара ЮКМВ по степени зрелости.

Необходимо особо подчеркнуть, что какой-либо связи между степенью зрелости нефтей ЮКМВ и их изотопным составом не существует. Так, например, относительно высоко зрелые нефти характеризуют как изотопно-легкие так и изотопно-тяжелые нефти независимо от возраста резервуара. Тоже касается и низкозрелых нефтей.

Таким образом, подводя итоги проведенным исследованиям, можно сделать следующие основные выводы:

- в целом установлена невысокая степень зрелости нефтей ЮКМВ, не превышающая R=0.73% (Средне-Куринская впадина), что существенно повышает перспективы обнаружения нефтей более зрелых стадий;

- исходя из того, что наиболее зрелые нефти известных месторождений генерированы в диатомовой свите в центральной части ЮКВ, с учетом ее геологического строения можно утверждать о приуроченности пика генерации нефти (Ro=0.8-0.9%) к палеоген-нижнемиоценовым отложениям;

- изотопное утяжеление нефтей продуктивной толщи с одновременным увеличением степени их зрелости в направлении Южно-Каспийской впадины не связано с уровнем катагенетической преобразованности органического вещества, а является следствием вовлечения в зону нефтегенерации диатомовых отложений, продуцирующих изотопно-тяжелые нефти.

3.4.3. Газ и газоконденсат

Газы и газоконденсаты Каспийского региона образуют разномасштабные скопления в стратиграфическом диапазоне от каменноугольных до плиоценовых отложений.

В подсолевом палеозойском НГК Прикаспийской НГП доминируют углеводородно-углекислые газы с различной, но весьма значительной примесью сероводорода. На Астраханском ГКМ суммарное содержание H_2S и CO_2 в газе приближается к 50%, испытывая большие колебания по площади и разрезу: H_2S от 16,77% до 30,02%, CO_2 от 7,75% до 18,66%. Это вызывает технические сложности при разведке и разработке, транспортировке и переработке газа. В подошвенных водах АГКМ содержание H_2S составляет 20-55%, CO_2 11-34%, а суммарное содержание H_2S и CO_2 – более 70%. В филипповском ангидритовом горизонте над основной газоконденсатной залежью попутные газы нефтей содержат H_2S и CO_2 до 28%. В тоже время, к юго-западу от месторождения, в скв. 6 Южно-Астраханская на поднятии Уланском в пластовом газе башкирских отложений – продуктивного горизонта АГКМ – кислые газы обнаружены в виде следов (CO_2 – 0,32%). В Каракульско-Смушковской зоне, на Краснохудукской площади из башкирских же отложений получен приток газа, состоящего на 97,4% из $C0_2$, но без признаков H_2S (Бембеев, Хулхачиев, Зорькин и др., 2001) Значительна примесь H_2S в попутном газе месторождения Тенгиз и продукции месторождения Кашаган.

Резкие локальные колебания содержания H_2S в газах являются одной из характерных особенностей его распространения. Астраханское ГКМ уникально по концентрации H_2S, поскольку условия его формирования сочета-

ют все выявленные благоприятные факторы накопления сероводорода. Среди них такие факторы, как положение ловушки АГКМ в центральной части карбонатной платформы с большой толщиной известняков; непосредственный контакт УВ залежи с сульфатными породами и удаленность от терригенных отложений; высокие резервуарные температуры в залежи при наличии в ней конденсата в больших или малых количествах (Дахнова, Горшков, Ивлев, 2002).

В составе газов Астраханского месторождения обращает внимание повышенное содержание ртути, которое изменяется в скважинах от $0{,}3 \cdot 10^{-6}$ г/м^3 до $3{,}5 \cdot 10^{-6}$ г/м^3 (Озерова, Машьянов и др., 2004).

Повышенное содержание ртути связывается с высокой проницаемостью земной коры и наличием мантийного источника ртути и газа в пределах линеамента Карпинского.

Газоконденсаты подсолевого палеозойского НГК АГКМ обладают относительно высокой плотностью (> 800 кг/м^3) и содержат большое количество серы (до 0,7%). В скв. 32 с глубины 3900 м плотность газоконденсата составила 811-815 кг/м^3 («легкий конденсат»), в скв.8 с этой же глубины 846 кг/м^3 («тяжелый конденсат») (Тарханов, Голованова, 2002). На восточной окраине Астраханского свода из алексинского горизонта визейского яруса нижнего карбона получен приток углеводородного (Σ УВ=89%) газа (скв. 3 Заволжская, интервал 4260-4304 м) с конденсатом; плотность конденсата 806 кг/м^3, содержание серы 0,31% начало кипения 108^{0}С, 98% выкипает при температуре 183^{0}С. В газе тяжелые гомологи метана составляют 12,0% и включают этан (5,66%), пропан (2,72%), бутан (2,86%), пентан (0,64%) и гексан (0,12%) (Федоров, 1979). В составе УВ бензиновых фракций конденсатов башкирского яруса алканы превосходят цикланы в 2,4-2,7 раза, а содержание цикланов и изоалканов либо одинаково, либо небольшое преимущество имеют цикланы. Генезис конденсатов Астраханского свода вторичен (Дахнова, Обрядчиков, 2001) и связан с поступлением из глубоких прогибов обрамления углеводородно-углекислых газов, растворявших первично жидкие УВ. В пользу этого вывода свидетельствует анализ биомаркеров «легкого конденсата» из скв. 32 АГКМ и органического вещества башкирских и подстилающих верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений, установивший смешанный характер залежи и участие в ее формировании ОВ подстилающих пород, поступавших из Сарпинского прогиба (Тарханов, Голованова, 2002).

Мезозойские и кайнозойские отложения юга Прикаспийской НГП характеризуются углеводородными и азотно-углеводородными газами. Небольшие по запасам Бугринское, Шаджинское, Царынское месторождения, открытые на СЗ периферии Астраханского свода и в Сарпинском прогибе, представлены практически исключительно метаном (85-97%), а газы-при-

меси состоят из азота и этана. На Кирикилинской площади вблизи южной границы АГКМ из апшеронских отложений (антропоген) с глубины 438-444 м получен газ (свободный дебит 74,8 тыс. $м^3$/сут.) с содержанием метана 99,5% и азота 0,5% (Бегун, Бобух и др., 1966). Водорастворенные газы представлены, главным образом, азотом и лишь вблизи ГВК резко обогащаются метаном (Кулаков, Серебряков, 1971). Показательно отсутствие в этих газах признаков сероводорода и углекислоты, составлявших существенную часть газов подсолевых отложений. Оно может означать либо полную изоляцию палеозойского НГК от надсолевого, либо изменение состава газа, внедрившегося в надсолевой НГК из подсолевого палеозоя.

Газы и конденсаты Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП формируют месторождения и отдельные залежи в ЗНГН Карпинского, Восточно-Манычского, Прикумского, Терско-Сунженского НГР.

В Цубукско-Промысловской ЗНГН Карпинского НГР из 5 месторождений 3 являются газовыми. Цубукское месторождение, наиболее удаленное от акватории Каспия, характеризуется следующим составом газа основной, нижнеальбской залежи (%): метан – 74,7-81,5; этан 3,0-4,4; пропан 4,6-5,58; бутан 1,04-2,81; пентан + гексан 0,34-0,81; азот 8,9-12,0. Плотность газа по воздуху 0,677-0,740, теплотворная способность 8250-8500 ккал/$м^3$. Глубина залегания 935-960 м. На расположенном восточнее Межевом месторождении этот же горизонт залегает в интервале глубин 870-900 м. Газ здесь значительно более легкий и сухой. Содержание метана 92,6-95,5%, этана 0,35-1,3%, а суммарное количество пропана и бутана не превышает 0,2%. Отмечена незначительная (0,4-0,7%) примесь углекислоты, сероводород отсутствует, среднее содержание азота 3,24%. Теплотворная способность 7845-8417 ккал/$м^3$. На двух месторождениях – Тенгутинском и Олейниковском – газ образует газовые шапки нефтяных залежей. Оба месторождения находятся в восточной части ЗНГН. На Тенгутинском месторождении глубина основного, нижнеальбского горизонта 1000-1100 м. Состав газа: метан – 61,2-7,5%, этан 7,89-14,8%, пропан 4,55-10,8%, бутан 1,74-4,5%, пентан + высшие 0,38-1,0%, углекислота 0,2-1,5%; сероводород отсутствует; азот 7,3-9,0%; плотность по воздуху 0,711-0,833. Конденсат на месторождениях Цубукско-Промысловской ЗНГН из-за незначительного содержания не исследовался.

В Камышанско-Каспийской ЗНГН основным продуктивным горизонтом, в отличие от Цубукско-Промысловской ЗНГН, является песчаниковый пласт VIII в основании аптского яруса нижнего мела, залегающий на 1,2-1,3 км глубже альбского горизонта Цубукско-Промысловской ЗНГН. Здесь сосредоточены, главным образом, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения. В западной части ЗНГН, на Красно-Камышанском нефтегазоконденсатном месторождении, свободный газ имеет следующий состав (%%): метан – 75,00; этан – 10,70; пропан – 5,60; бутан – 1,10; пентан – 3,0;

углекислота + водород – 3,70; сероводород – нет; азот – 3,90; аргон – 0,02; гелий 0,02. Конденсат, отобранный на устье, имеет плотность 770 кг/м^3, начало и конец кипения на 87°С и 326°С соответственно, фракционный состав (график выкипания): 10% - 115°; 20% - 128°; 30% - 140°; 40% - 156°; 50% - 174°; 60% - 198°; 70% - 227°; 80% - 254°; 90% - 295°. На других месторождениях зоны газы содержат: метан – 59,1 - 82,8%; этан – 7,3 - 13,8%; пропан – 2,3 - 6,4%; изо-бутан – 0,3 - 1,4%; н-бутан 0,4 - 2,5%, пентан + высшие 0,8 - 20,2% ; углекислота 1,0 - 3,2%; азот 2,5 - 6,5% (Мурадян и др., 1974). Плотность конденсатов 713-790 кг/м^3, вязкость при 20°С 0,83-2,2 сст, содержание (%%мас.): серы – 0,002-0,4; парафинов 0,3-6,8; смол силикагелевых от следов до 1,3%; асфальтенов от следов до 0,3%. Начало кипения 36-80°С, конец кипения 261- - более 360°С. Групповой состав УВ фракции, выкипающей до 200°С (%: метановые 42,3-67,3 (среднее содержание 52,94), нафтеновые 20,8-41,4 (31,04), ароматические 9,0-38,7 (16,02).

В Восточно-Манычском НГР, где преобладают нефтяные месторождения, газ и газоконденсат находятся в нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождениях, а газ, кроме того, - в газовых шапках нефтегазовых месторождений. В юрских продуктивных горизонтах свободный газ содержит 62-80% метана, 15-20% тяжелых гомологов, 2-3% азота, 3-5% углекислоты; плотность газа по воздуху 0,865. Конденсат имеет плотность 770-800 кг/м^3 и сосредоточен в нижнемеловых пластах. В Плавненско-Озерной ЗНГН плотность конденсатов 748-760 кг/м^3

В Прикумском НГР основной зоной газонакопления является Сухокумская ЗНГН – единственная, где запасы и ресурсы газа превышают запасы нефти. Газ юрских газоконденсатных залежей метановый; содержание (%%) метана 74-87,7, тяжелых гомологов 10-15, азота 1,6-2,6, углекислоты 4,2-9,1; плотность по воздуху 0,640-0,730. Конденсат имеет плотность 778-785 кг/м^3. Нижнемеловые продуктивные горизонты насыщены также газом метанового типа с содержанием (%%) метана 64-82, азота 0,8-2,8, углекислоты 1,0-4,9; плотность по воздуху 0,683-0,794. Плотность конденсата 765-799 кг/м^3. На юго-востоке Прикумского НГР (Тюбинско-Соляная ЗНГН) в составе газа залежей юрского НГК содержание метана не более 36%, азота 4,3%, углекислого газа 16,4%; плотность газа по воздуху 1,05.

В Терско-Каспийской НГО основные ресурсы УВ газа и газоконденсата выявлены в Южно-Дагестанском НГР в верхнемеловых и валанжин-верхнеюрских отложениях. Газ верхнемеловых отложений на 90,0-92,3% метановый, количество азота 0,3-2,7%, углекислого газа 2,2-5,2%, плотность по воздуху 0,626-0,648. В газе валанжин-верхнеюрской залежи отмечается примесь сероводорода – 1,8 г/м^3. Сероводород в количестве более 2% отмечен в попутном газе нефтей валанжинского яруса Советско-Курской ЗНГН Терско-Сунженского НГР.

На месторождениях Мангышлака (Узень, Жетыбай и др.) газоконденсаты содержат 77-89% метана, 3,5-9,2% этана, 1,5-2,0% пропана, 0,5-1,6% более тяжелых УВ, 0,8-1,0% углекислого газа, 0,7-4,8% азота.

В акватории Среднего Каспия притоки газа и газоконденсата получены на месторождениях Хвалынском, им. Ю.Корчагина, Ракушечном и им. В. Филановского. На Хвалынском месторождении в пластовом газе из титонской нефтегазоконденсатной залежи (скв. 1, интервал 2978-2998 м) установлено содержание (%%) метана 90,57, этана 3,44, пропана 0,99, бутанов 0,28, пентана + высших УВ 1,7, гелия – следы, углекислого газа 2,8, азота 0,22. На месторождении им. Ю.Корчагина определен состав пластового газа батской, неоком-титонской и аптской залежей, представленный в табл. 3.4.2.

Таблица 3.4.2

Состав пластовых газов месторождения им. Ю. Корчагина.

Компоненты	**Содержание (мас. %) в залежах**		
	Батский горизонт	Титон-неокомский горизонт	Аптский горизонт
Сероводород	0	0	Н/о
Углекислый газ	1,66	0,68	0,64
Азот	2,31	1,93	2,77
Гелий	0	0,0001	0,002
Метан	67,38	73,48	73,7
Этан	9,50	7,31	8,17
Пропан	7,40	4,02	4,57
Изо-бутан	0,86	0,96	1,02
Н-бутан	1,49	2,13	1,98
Изо-пентан	0,67	0,85	0,89
Н-пентан	0,61	1,11	0,97
Изо-гексан	0,52	0,66	0,49
Н-гексан	0,40	0,93	0,49
Остаток $C_{г+в}$	7,20	5,94	4,31
ВСЕГО	**100,00**	**100,00**	**100,00**

В Южно-Каспийской НГП залежи газа и газоконденсата промышленного значения распространены весьма широко.

Здесь в результате поисково-разведочных работ (Дадашев, 1970) обнаружены 75 месторождений природного газа, из коих 6 газовых, 8 конденсатных, 18 нефтяных месторождений с газовыми шапками, 30 месторождений с газом, растворенным в нефти. Перечисленные месторождения содержат горючие газы, кроме которых известны и 13 месторождений углекислого газа. Большое количество проявлений газа отмечено в поисковых скважинах на около 100 площадей. Перечисленные проявления газа указаны на карте «Природные газы Азербайджана», которая вместе с геолого-геофизическими и геохимическими данными позволила установить ряд закономерностей газового режима азербайджанского сектора Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна. При первом обзоре карты становится очевидным, что наибольшее количество газопроявлений различных форм отмечается на востоке республики и их заметно меньше на западе.

По мере погружения продуктивной толщи в направлении погруженных зон Южно-Каспийской впадины отмечается последовательный переход от нефтяных месторождений с растворенным газом к нефтяным месторождениям с газовыми шапками и зонам распространения газоконденсатных залежей. В восточных районах Азербайджана газовые и газоконденсатные месторождения не известны. Наиболее крупные запасы газа связаны с газоконденсатными залежами. Например, на площади Гарадаг эти запасы составляли 30 млрд. $м^3$ газа, на площади Бахар - 70 – 80 млрд. $м^3$. Запасы газа на площади Шах-Дениз составляют около 1 трл. $м^3$. Немалое количество газа залегает на контрактных площадях Гюнешли, Азери, Чираг, особенно в низах продуктивной толщи, где общие запасы газа составляют примерно 400 – 500 млрд. $м^3$.

Запасы чисто газовых месторождений Юго-Восточного Гобустана не превосходят 2-4 млрд. $м^3$ газа, но они залегают на небольшой глубине и представляют определенный промышленный интерес. Запасы углеводородных газов на нефтяных месторождениях изменяются от 50 до 4000 млн. $м^3$.

В целом, природные газы Южно-Каспийской мегавпадины характеризуются разнообразным химическим составом. Анализы более 500 проб газа показали, что основными компонентами природных газов являются метан, углекислый газ и азот с содержанием > 50 %. Остальные компоненты, такие как этан, пропан, бутан, аргон и др., являются примесями, содержание которых не превышает единицы процентов, а такие, как сероводород, гелий, неон и др., содержатся в микроконцентрациях в долях одного процента. В соответствии с изложенным, различной раскраской выделены площади с распространением метана, углекислого газа и азота, которые являются общим фоном упомянутой карты.

Наиболее широким распространением характеризуются метановые газы, которые приурочены в основном к Южно-Каспийской и Куринской впадинам, а также к Большому Кавказу и Прикаспийско-Губинской наложенной мульде. Углекислые газы занимают территорию Малого Кавказа и западную часть Талыша. Азотные газы небольшими по площади зонами присутствуют на Большом Кавказе, Талыше и северо-востоке Прикаспийско-Губинской наложенной мульде.

Наблюдаемое распределение основных газовых компонентов обусловлено историей геологического развития структур первого порядка. Длительное накопление осадочных толщ в Южно-Каспийской и Куринской впадинах и окружающих районах привело к термокаталитическим превращениям органического материала с образованием метана и других углеводородов. Высокая интенсивность этих процессов подтверждается образованием с миоценового времени грязевого вулканизма. По числу и размерам грязевых вулканов, количеству выделяемого газа этот своеобразный музей природы не имеет себе равного в мире.

В орогенный период (начало кайнозоя) при воздымании горных систем на Малом Кавказе отмечается интенсивная вулканическая деятельность, фумарольная стадия которой сегодня привела к выделению углекислых газов. На Большом Кавказе размыв коренных пород отложений и образование многочисленных тектонических разломов создали условия для дегазации метана и замещения его азотом, в основном воздушного происхождения. Азотная зона на северо-востоке Прикаспийско-Губинского района в определенной степени связана с влиянием Скифско-Туранской эпигерцинской платформы и, по-видимому, является результатом превращений органического материала. В пределах Талыша присутствие зон всех трех основных газовых компонентов позволяет говорить о незаконченности ранее начавшихся геологических процессов.

Химический состав углеводородных газов азербайджанского сектора ЮКМВ. Химический состав углеводородных газов нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений Азербайджана был исследован в соответствующих лабораториях Азербайджанского Научно-Исследовательского Института по Нефтепереработке, Азгаза и Института геологии АН Азербайджанской Республики и др. зарубежных организаций, начиная с 40 годов по настоящее время. Ниже приводится характеристика природных газов по (Дадашев, 1970, Дадашев, Гулиев, 1985; Дадашеву и др , 2007, Геология Азербайджана, Нефть и газ, 2008).

По данным этих анализов состав газа представлен следующими компонентами и пределами их содержания:

1) углеводородные компоненты: метан - от 51,0 до 99,0 %, этан - от 0,14 до 11,0 %, пропан - от 0,04 до 4,4 %, бутан - от 0,04 до 3,8 %, пентан - от 0,04 до 3,3 %.

2) негорючие газы: углекислый газ - от 0 до 46,0 %; азот - от 0,01 до 9,0 %, аргон - от 0,001 до 0,04 %.

3) микропримеси: гелий - от 0,0002 до 0,03 %; сероводород от - 0 до 0,5 %.

В ряде проб было установлено присутствие непредельных углеводородов и водорода.

Метан является основным компонентом углеводородных газов нефтяных месторождений Азербайджана, и его содержание в редких случаях снижается до 50 %. Сопоставляя между собой частоту повторяемости проб газа с одинаковым пределом содержания компонентов, можно отметить различие в ее распределении для метана, этана, с одной стороны, и пропана, бутана, пентана, с другой. Если в первом случае максимальное количество проб характеризуется промежуточным пределом содержания (для метана — 90,0 - 95,0 % и этана — 2,0 - 3,0 %), то для пропана, бутана и пентана наибольшее число анализов приходится на минимальный предел содержания.

Содержание различных газовых компонентов, изменяется в широких пределах. Поэтому было изучено изменение углеводородных компонентов в разрезе и по площади отдельных месторождений, районов и западного борта Южно-Каспийской впадины в целом.

Среднее содержание отдельных компонентов в различных отложениях приведено в таблице 3.4.3. Если по содержанию метан + этан и углекислого газа не удается выявить последовательного изменения, то количество пропана, бутана и пентана от продуктивной толщи к низам разреза третичных отложений последовательно возрастает.

Таблица 3.4.3

Содержание основных компонентов природных газов в литолого-стратиграфических комплексах азербайджанского сектора ЮКМВ

Возраст вмещающих пород	метан + этан	Пропан	Бутан	Пентан	Пропан+ высшие	Углекислый газ	$\frac{\text{метан}}{\text{тяжелые}}$
Абшеронский ярус	95,28	1,57	0,8	0,37	2,74	0,8	35
Продуктивная Толща	90,92	0,64	0,60	0,60	1,84	6,2	49
Чокракский горизонт	94,50	1,58	1,25	0,77	3,60	1,6	26
Майкопская свита	88,66	3,90	2,65	1,63	8,18	3,1	10
Фораминиферовые слои	84,61	5,50	6,22	2.96	14,68	0,7	5

Увеличение содержания метана и его гомологов происходит вверх по разрезу от продуктивной толщи к абшеронскому ярусу. Более четкая закономерность наблюдается по отношению $\frac{метан}{тяжелые}$. Последнее последовательно уменьшается вниз по разрезу от продуктивной толщи к фораминиферовым отложениям. Отклонение от этой закономерности отмечается при переходе от продуктивной толщи к абшеронскому ярусу. Здесь отмечается уменьшение указанного отношения.

Интересные результаты были получены по данным отношения нормального бутана к изобутану и нормального пентана к изо-пентану (таблица 3.4.4). Величины этих отношений закономерно увеличиваются сверху вниз по разрезу третичных и мезозойских отложений. Полученный вывод был установлен для газов ряда нефтяных месторождений Абшеронского полуострова, ЮВ Гобустана и Прикаспийско-Губинского района. Однако для газов продуктивной толщи газоконденсатного месторождения Гарадаг эти величины значительно увеличиваются и нарушают указанную последовательность.

Таблица 3.4.4

Возраст вмещающих Пород	Число анализов	$\frac{Норм.бутан}{Изо-бутан}$	$\frac{Норм.пентан}{Изо-пентан}$
Абшеронский ярус	25	0,31	0,20
Продуктивная толща	62	0,67	0,58
Чокракский горизонт	9	1,10	0,87
Майкопская свита	28	2,01	1,06
Фораминиферовые отложения	1	3,24	1,58
Мел	1	4,2	2,0

Составленные многочисленные карты изменения состава газа в залежах месторождений, расположенных в различных геологических условиях и различных нефтегазоносных районах, показали, что в пределах отдельной залежи отмечается изменение процентного содержания углеводородных компонентов и углекислого газа. В зависимости от характера изменения состава газа по площади изученные нефтегазовые залежи можно объединить в три группы. В первой группе залежей наблюдается увеличение содержания метана и уменьшение содержания тяжелых углеводородов в юго-восточном и южном направлениях. Во второй группе залежей отмечается увеличение содержания метана и уменьшение его гомологов на своде по сравнению с частями залежей, приуроченных к крыльевым и периклинальным участкам структуры. В третьей группе залежей зоны различного содержания углево-

дородных компонентов и углекислого газа разделены тектоническими нарушениями.

Для сравнения состава газа продуктивной толщи с газами других промышленно нефтегазоносных свит Азербайджана ниже приводятся их характеристика для газов чокракских отложений в таблице 3.4.5. и майкопской свиты в таблице 3.4.6.

Таблица 3.4.5

Месторождения	Число анализов	Содержание. %					
		метан+ этан	пропан	бутан	пентан	пропан+ тяжелые	углекислый газ
Умбаки	6	97,05	0,45	0,38	0,32	1,15	1,8
Сиазань	3	92,44	2,71	2,13	1,22	6,06	1,5

Таблица 3.4.6

Месторождение	Число анализов	Метан+ этан	Пропан	Бутан	Пентан	Пропан+ тяжелые	углекислый газ
Умбаки	10	93,43	3,17	1,63	0,97	5,74	0,6
Амирханлы	5	79,81	7,49	5,59	4,41	17,49	2,7
Сиазань	33	84,91	3,03	1,25	1,41	6,39	8,7
Газанбулаг	5	87,02	5,32	3,64	1,36	10,32	2,6
Нафталан	5	97,90	0,50	0,5	0,02	1,06	1,2

Изотопы углерода, водорода и углекислого газа в углеводородных газах азербайджанского сектора ЮКМВ. За последнее десятилетие в геохимических исследованиях широко используется изучение изотопного состава элементов, входящих в состав исследуемых объектов. В нефтегазовой геологии изучают изотопы углерода метана и его гомологов, углекислого газа, изотопы водорода и кислорода углекислого газа.

Для исследования изотопного состава газа из 29 нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений Азербайджана в контейнеры отобраны 45 проб свободного газа из различных горизонтов и свит продуктивной толщи (38 проб) и подстилающих продуктивную толщу отложений (7 проб) (чокрак, майкоп).

По данным результатов анализов изотопный состав углерода метана ($\delta C^{13}CH_4$) изменяется от -37,2 ‰ до -60,3 ‰, в среднем -45,0 ‰, углерода-этана — от -21,0 ‰ до -40 ,3 ‰, в среднем -28,9 ‰, пропана — от -10,5 ‰, до -33,7 ‰, в среднем -23,7 ‰, изо-бутана — от -21,5 ‰, до -35,8 ‰, в среднем -27,0 ‰, нормального бутана — от -14,8 ‰ до -30,8 ‰, в среднем -23,5 ‰, бутана — от -18,0 ‰ до -32,6 ‰, в среднем -25,3 ‰, изотопный состав водорода метана $\delta ДСН_4$ изменяется от — -101,0 ‰ до -277 ‰, в среднем -207 ‰.

Двуокись углерода сопутствует углеводородным газам. В отобранных пробах δC^{13} углекислоты изменяется от -13,2 ‰ до +21,5 ‰, среднее значение – +3,6 ‰. Углерод углекислоты более обогащен тяжелым изотопом по сравнению с углеродом метана. Изотопный состав кислорода углекислоты также изменяется в широком диапазоне от +2,5 ‰ до -12,5 ‰, в среднем -2,9 ‰. Более широкий диапазон изменения изотопов углекислоты по сравнению с изотопами углерода углеводородов вполне соответствует разнородным источникам CO_2, их происхождению и фракционирования. Результаты изучения изотопного состава газа позволяют сопоставить распределение изотопного состава газа нефтегазовых залежей по разрезу, по глубине и по типу залежей.

Выявить четкую закономерность по изменению изотопов углерода УВ газов и углекислоты, а также изотопа водорода метана и кислорода углекислоты по отдельным горизонтам и свитам продуктивной толщи не удается. Сопоставление изотопного состава газов верхнего и нижнего отдела продуктивной толщи (показывает, что по абсолютным значениям они близки друг к другу. Так, по изотопному составу углерода метана изменений не происходит, а по изотопам водорода метана, углерода этана, пропана отмечается незначительное утяжеление. Более заметное утяжеление отмечено в изотопном составе углекислоты. $\delta C^{13}CO_2$ в среднем утяжеляется от +0,5 ‰ до +8,6 ‰, а $\delta O^{18}CO_2$ — от -5,4 ‰ до -1,6 ‰.

В отличие от сопоставления изотопов УВ газов и углекислоты по отдельным горизонтам, свитам и по верхнему и нижнему отделам ПТ, более четкие изменения наблюдаются при сопоставлении продуктивной толщи с подстилающими отложениями ПТ. По изотопам углерода УВ газов, углекислоты, водорода метана и кислорода углекислоты как по пределам значений, так и по средним значениям от продуктивной толщи к подстилающим отложениям происходит облегчение изотопного состава. Заметное различие отмечается в газах чокракского горизонта по сравнению с газами продуктивной толщи и майкопской свиты. В газах чокракского горизонта отмечается значительно облегченный состав изотопа углерода.

Исследованные газы приурочены к нефтяным, газоконденсатным и газовым залежам. Сопоставление средних значений изотопов углеводородных газов и углекислоты разнотипных залежей показывает, что от нефтяных залежей к газовым по всем компонентам УВ, углерода углекислоты изотопный состав углерода обогащается тяжелым изотопом, изотопный состав водорода метана облегчается, а кислород углекислоты не изменяется. Газы газоконденсатных залежей занимают промежуточное положение. Углерод и водород метана как от нефтяных залежей, так и от газовых к газоконденсатным залежам обогащаются тяжелым изотопом. Изотопный состав углерода этана, пропана, изо- и нормального бутана, углекислого газа и кислорода углекислого газа облегчается.

Исследованные пробы охватывают глубины от 230 до 5754 м, поэтому была предпринята попытка проследить изменение изотопного состава газа с глубиной. На построенных графиках по результатам анализов изотопа углерода углеводородов четкой закономерности не наблюдается. Однако по изотопам углерода и кислорода углекислого газа наблюдается четкая закономерность с увеличением глубины, изотопный состав углерода и кислорода облегчается. (**Рис. 3.4.14).**

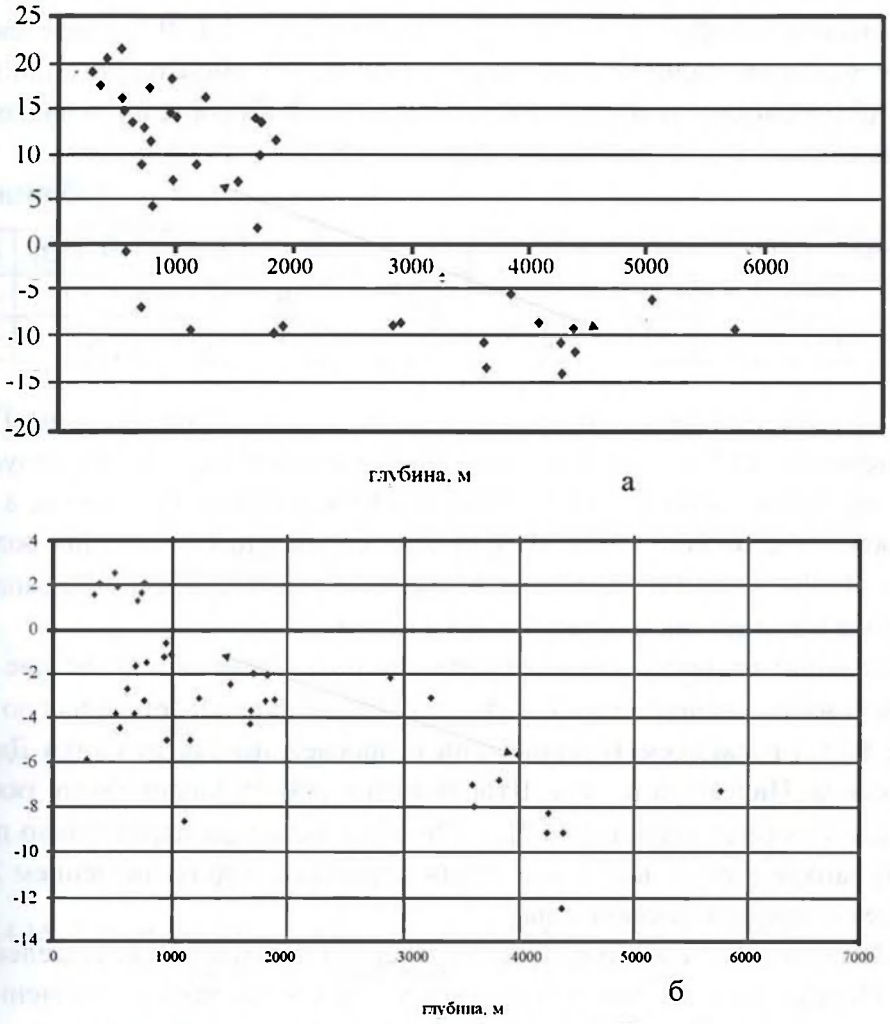


Рис.3.4.14. Изменение величины δC_{CO_2} (а) и $\delta O^{18}_{CO_2}$ (б) с глубиной

Полученные результаты анализов были разделены по глубинам: до 2000 м (32 анализа) и более 2000 м (13 анализов). Из таблицы 3.4.6 видно, что с увеличением глубины изотопы углерода метана, этана, изобутана, и водорода метана незначительно утяжеляется, изотопы углерода пропана, нормального бутана, углекислого газа, кислород углекислого газа облегчаются.

Учитывая выше описанные закономерности изменения химического состава газов ЮКВ, были составлены соответствующие карты по изотопным данным. На карте **(рис. 3.4.21)** распределения изотопа углерода метана выделяются две основные зоны с различным пределом концентраций. Первый предел характеризуется облегченным изотопом метана, изменяющимся в пределах -57,3 ‰ ÷ -46,2‰. В пределах исследуемой территории эти газы выделены в южной зоне и охватывают месторождения Нижнекуринского района и южной части Бакинского архипелага. Второй предел с более тяжелым изотопом углерода метана в пределах -37,2 ‰ ÷ -46,0 ‰ выделен в газах центрально-восточной и западной части исследуемой территории в пределах Абшеронского полуострова и архипелага, Гобустана и Бакинского архипелага.

Таблица 3.4.7

Глубины	δC_1	δC_1H	δC_2	δC_3	δiC_4	δnC_4	δCCO_2	δCO
0-2000	-45,0	-217	-29,0	-22,7	-27,4	-23,6	+6,0	-1,2
2000-6000	-44,5	-181	-28,8	-26,8	-25,8	-25,6	-9,5	-5,9

В распределения изотопов водорода метана выделены две зоны. Первая со значениями -277 ‰ ÷ -194 ‰ охватывает районыАбшеронского полуострова, Абшеронского архипелага, Гобустана и Нижнекуринского района, а также месторождение Биби - Эйбат. Вторая зона со значениями изотопа водорода метана -194‰ ÷ -101‰ выделена в пределах центрального, юго-западного Абшерона и в пределах Бакинского архипелага.

На карте распределения изотопа углерода этана выделены две зоны. Первая зона со значениями -32,5 ‰ ÷ -27,1 ‰ охватывает большую часть (более 80 %) исследуемой территории и прослеживается от банки Дарвина на севере до Пирсагата на юге. Вторая зона с относительно более тяжелым изотопом углерода этана (-25,6 ‰ ÷ -26,2 ‰) выделена параллельно первой зоне на западе и севернее от нее, лишь площадь Бахар со значением 26,6‰ попадает в пределы первой зоны.

На карте распределения изотопа углерода пропана также выделены две зоны. Первая зона с легким изотопом углерода пропана со значениями -30,2‰ ÷ -25,0‰ к югу от месторождения Карачукур, огибая месторождения Биби - Эйбат и Лок-батан, продолжается до месторождения Пирсагат с охватом исследованных месторождений Бакинского архипелага и Нижнекуринского района. Вторая зона с более тяжелым изотопом углерода пропана со значениями -25,0‰ ÷ -23,8‰ располагается в пределах Абшеронского архипелага и полуострова, частично охватывая Гобустан и север Нижнекуринского района.

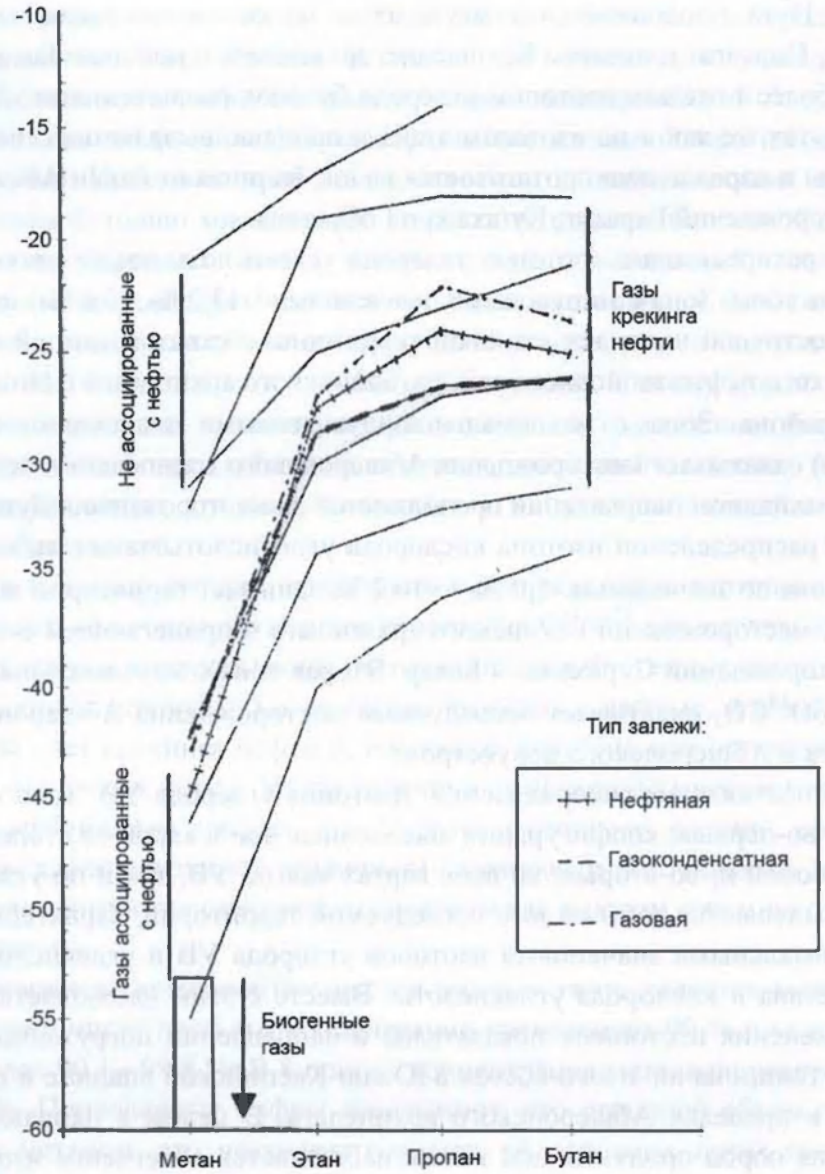


Рис. 3.4.15. Характеристика углеводородных газов по средним значениям изотопов углерода в зависимости от типа залежей

На карте распределения изотопов углерода бутана в газах нефтегазовых месторождений ЮК впадины также выделены две зоны. Первая зона со значениями изотопа углерода бутанов -29,4‰ ÷ -25,0 ‰ выделяется в пределах северной части Абшеронского архипелага, от месторождения банка Дарвина, в виде заливообразной формы линия огибает месторождение Гала с охватом месторождений Сураханы и Гарачухур, продолжается на юго-запад и вновь огибает Биби-Эйбат, Локбатан, Гарадаг, Кушхана с охватом Ясамальской до-

лины и Пута, продолжается в направлении на юг - юго - запад до площади Калмас, Пирсагат с охватом Бакинского архипелага и площади Бахар. Вторая зона с более тяжелым изотопом углерода бутанов со значениями -21,6 ‰ ÷ -24,6 ‰, так же как и по изотопам этана и пропана, выделяется севернее первой зоны и параллельно протягивается на юг, начиная от банки Абшеронской, до месторождений Гарадаг, Кушхана и Гобустана.

В распределении изотопов углерода углекислоты также четко выделяются две зоны. Зона с минусовыми значениями (-13,2 ‰; -3,6 ‰) выделена в юго - восточной части исследуемой территории с охватом южной части Абшеронского нефтегазоносного района, Бакинского архипелага и Нижнекуринского района. Зона с максимальными плюсовыми значениями (+7 ‰ ÷ +21,7‰) охватывает месторождения Абшеронского архипелага и полуострова и в юго-западном направлении продолжается до месторождения Дуванный.

В распределении изотопа кислорода углекислоты также выделены две зоны. Зона со значениями -5,0 ‰ ÷ -10,2 ‰ занимает территории всех исследуемых месторождений Бакинского архипелага и прилегающей суши, а также месторождений Сураханы и Бахар. Вторая зона с максимальными значениями $\delta O^{18}CO_2$ охватывает исследуемые месторождения Абшеронского архипелага и Абшеронского полуострова.

Сопоставление распределения изотопов углерода УВ газов показывает, что, во-первых, конфигурации выделенных зон в какой то степени схожи между собой и, во-вторых, во всех картах как по УВ, так и по углекислоте, четко выделяются зоны на юге исследуемой территории, характеризующиеся минимальными значениями изотопов углерода УВ и углекислоты, водорода метана и кислорода углекислоты. Вместе с этим наблюдается тенденция изменения изотопных показателей в направлении погружения продуктивной толщи на юг и юго-восток в Южно-Каспийской впадине и на северо-восток в пределах Абшеронского архипелага. В целом в направлении погружения пород продуктивной толщи наблюдается облегчение изотопов углерода в углеводородных газах и углекислоте и утяжеление изотопа кислорода в углекислом газе.

Наличие материала по изотопным данным различных углеводородных компонентов газа и углекислоты позволило использовать ряд методик, разработанных M.Schoell, C.Clayton, G.D.Floodgate, A.G.Juddi и др. В работе M.Schoell на основании теоретических и эмпирических данных разработан ряд зависимостей изменения изотопного и химического состава углеводородных газов в зависимости от условий их образования и миграции в толще пород. Это позволило установить приуроченность газов к различным зонам образования: биогенной, главной фазе нефтегазобразования, верхней и нижней зонам газообразования, а также зонам смешанных и миграционных газов.

Распределение химического и изотопного состава углеводородных газов месторождений Азербайджана показало, что образование углеводородных газов нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений Азербайджана связано с главной фазой нефтегазообразования и главной верхней зоной газообразования. Несколько проб газа в основном из подстилающих отложений продуктивной толщи миоценового возраста тяготеют к биогенной зоне генерации углеводородных газов и, возможно, имеют смешанный характер. Вместе с отмеченным следует заметить, что в основном данные проб газа приурочиваются к зонам расположения неглубокой миграции углеводородов и практически отсутствуют в зонах глубинной миграции. К этому можно добавить, что и газы грязевых вулканов приурочиваются к отмеченным выше зонам. Несмотря на их более глубинный источник, связанный с миоцен - палеогеновыми отложениями, эти газы, по-видимому, не достигли главной нижней фазы газообразования.

Не меньший интерес представляет распределение изотопных данных, где указаны величины изотопного отношения C^{13}/C^{12} для метана, этана, пропана и бутана и выделены зоны распространения биогенных газов, газов, ассоциирующих (попутных) и не ассоциирующих с нефтью, и газы, образующиеся за счет крекинга нефти и, возможно, керогена или органического вещества осадочных пород. Из построенных графиков по многим месторождениям Азербайджана следует, что, судя по изотопному составу, исследованные газы характеризуются различным генезисом и источниками. Многие из них характеризуются смешанным составом как в целом, так и по отдельным компонентам.

Основным компонентом исследованных газов является метан. В подавляющем числе проб его концентрация превосходит 90 % и укладывается в пределах 90,1 - 99,8 %. В 8 пробах концентрация метана снижается до 63,6 - 89,0 %. Приведенные цифры показывают, что основной объем газа представлен метаном, что позволяет говорить об основных путях генерации и источниках основных объемов газа по изотопным данным метана. Большее количество проб характеризуется величиной $\delta^{13}Ссн_4$ от -42 ‰ до -52 ‰, что соответствует представлениям о генерации метана в ассоциации с нефтью. Утяжеление изотопа метана до -37 ‰ в ряде проб (около 10) позволяет предполагать, что эти молекулы метана образовались за счет превращения (крекинга) нефтей или керогена органического вещества. Облегчение изотопов углерода метана в трех пробах до -56,7; - 58,1 и -60,3 ‰ свидетельствует о биогенном их происхождении. Эти три пробы были отобраны из скважин, эксплуатирующих миоценовые отложения на площади Гарадаг и чокракский горизонт на площади Умбаки (скважина № 3) и Саадан (скважина № 1604).

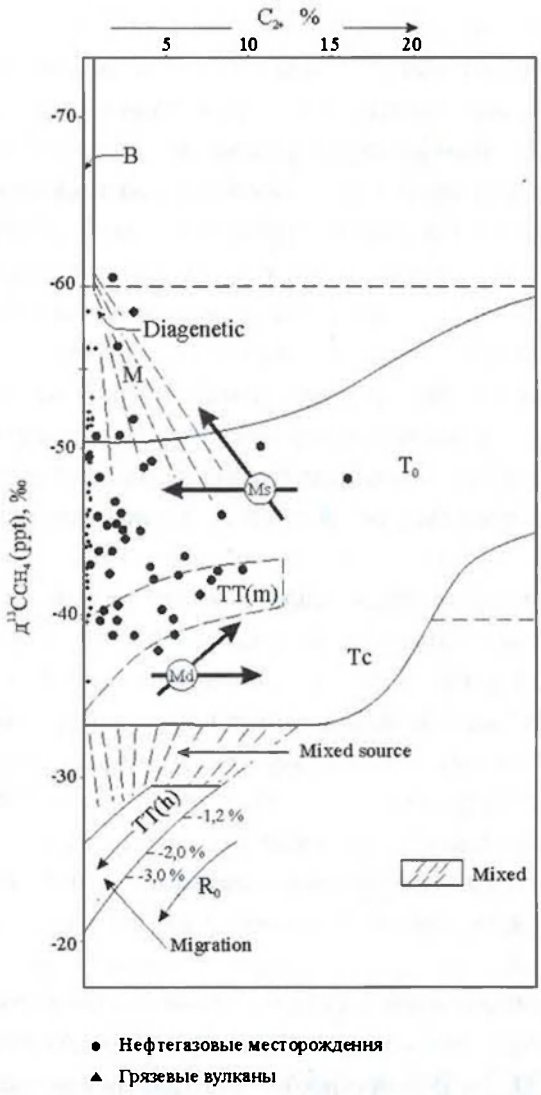


Рис. 3.4.16. Генетическая характеристика углеводородных газов Азербайджана

Аналогичная картина отмечается и по данным изотопного состава углерода этана, пропана и бутана. Концентрация этих компонентов в газах не высока и в среднем не превосходит нескольких процентов. Генерация этана и бутана, судя по данным графиков, приурочивается к двум зонам: это газы, ассоциирующие с нефтью и генерируемые в результате крекинга нефти и органического вещества пород. В одной пробе газа из скважины № 3 площади Умбаки изотопная характеристика углерода этана приурочивается к зоне биогенных газов, причем почти на границе с газами, ассоциированными с нефтью.

Несколько большее разнообразие отмечается по изотопному составу углерода пропана. Подавляющая часть проб приурочивается к зонам газов,

ассоциированных с нефтью, и зоне крекинга газов из нефти. Однако ряд проб, отобранных на площадях Локбатан, Бинагады, Биби-Эйбат, Гала, Нефт-Дашлары, Гушхана, Кергез характеризуется значительным утяжелением изотопов углерода до -10,5 ‰, -18,8 ‰. Эти данные позволяют отнести указанные газы к газам, не ассоциируемым с нефтью.

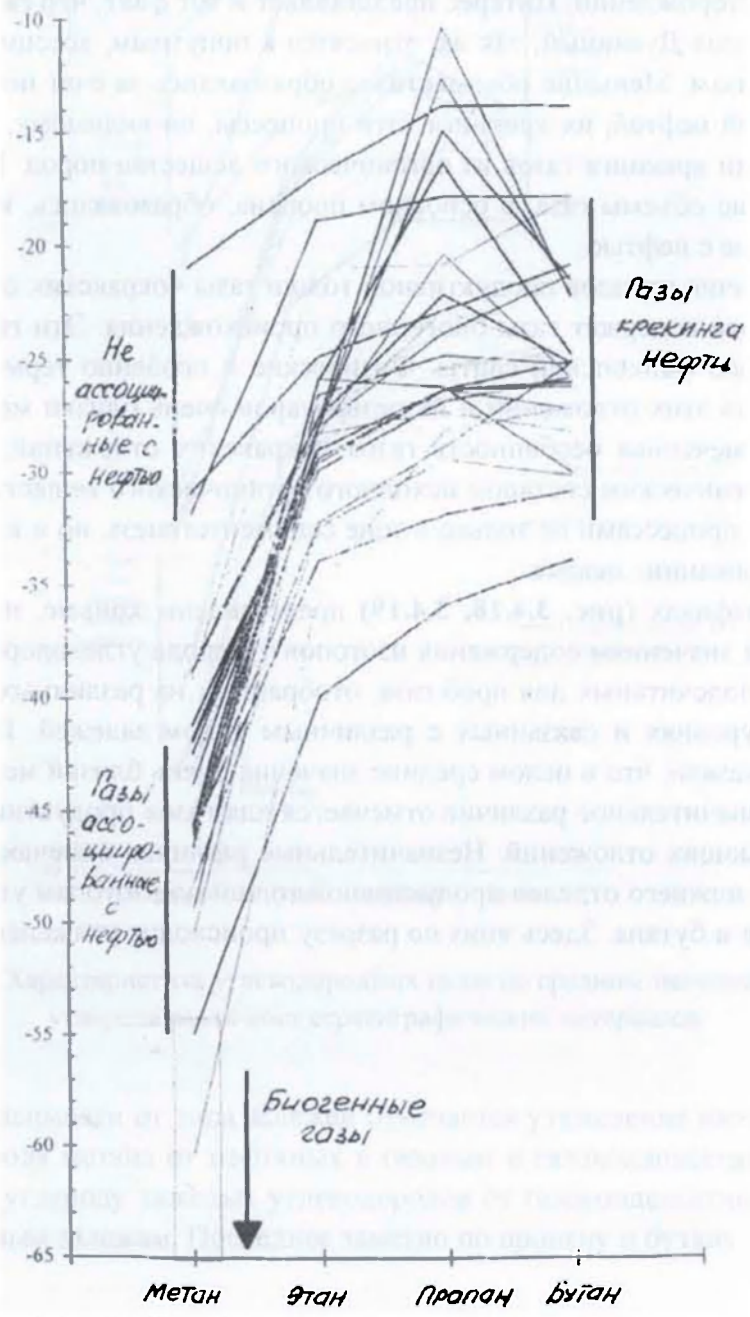


Рис. 3.4.17. Характеристика углеводородных газов нефтегазоносных месторождений Азербайджана

Таким образом, проведенный изотопный анализ позволяет указать на многообразие генезиса и источников исследованных газов продуктивной толщи и подстилающих отложений. Основной объем газов продуктивной толщи образовался совместно с генерацией жидких углеводородов, т.е. как попутные газы. Это относятся не только к газам нефтяных, но и газоконденсатных месторождений. Интерес представляет и тот факт, что газы газового месторождения Дуванный, так же относятся к попутным, ассоциированным с нефтью газам. Меньшие объемы газов образовались за счет последующих превращений нефтей, их крекинга. Эти процессы, по-видимому, сочетались с процессами крекинга газов из органического вещества пород. И, наконец, еще меньшие объемы газа, в основном пропана, образовались, как не ассоциированные с нефтью.

В отличие от газов продуктивной толщи газы чокракских отложений в своем составе содержат газы биогенного происхождения. Эти газы отличаются от газов майкопской свиты. Физические и особенно термодинамические условия этих отложений и их резервуаров очень близки между собой, поэтому отмеченная особенность газов чокракских отложений, возможно, связана с химическим составом исходного органического вещества и микробиальными процессами не только в зоне седиментогенеза, но и в зоне диагенеза, литофикации осадка.

На графиках (**рис. 3.4.18, 3.4.19**) представлены кривые, построенные по средним значениям содержания изотопов углерода углеводородных компонентов, подсчитаных для проб газа, отобранных на различных стратиграфических уровнях и связанных с различным типом залежей. Полученные данные показали, что в целом средние значения очень близки между собой. Наиболее значительное различие отмечается для газов продуктивной толщи и подстилающих отложений. Незначительные различия отмечаются в газах верхнего и нижнего отделов продуктивной толщи по изотопам углерода этана, пропана и бутана. Здесь вниз по разрезу происходит утяжеление изотопа углерода.

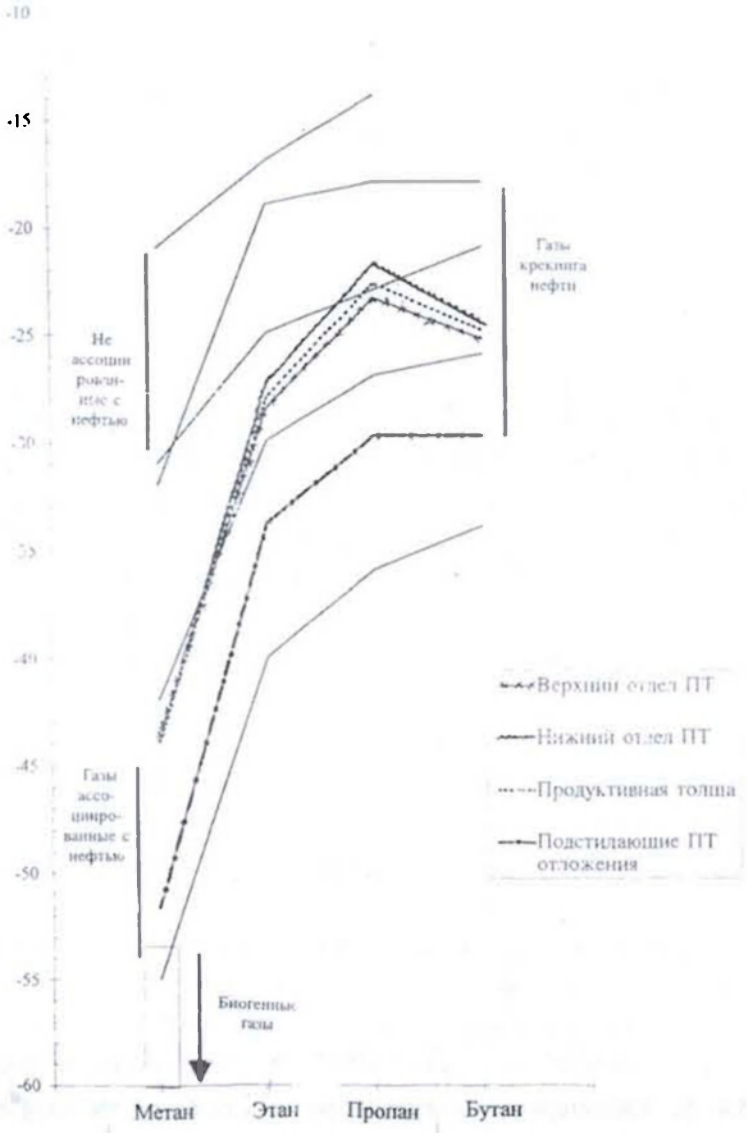


Рис. 3.4.18. Характеристика углеводородных газов по средним значениям изотопов углерода различных стратиграфических интервалов

В зависимости от типа залежей отмечается утяжеление изотопного состава углерода метана от нефтяных к газовым и газоконденсатным скоплениям, а по углероду тяжелых углеводородов от газоконденсатных к нефтяным и газовым залежам. Последнее заметно по пропану и бутану.

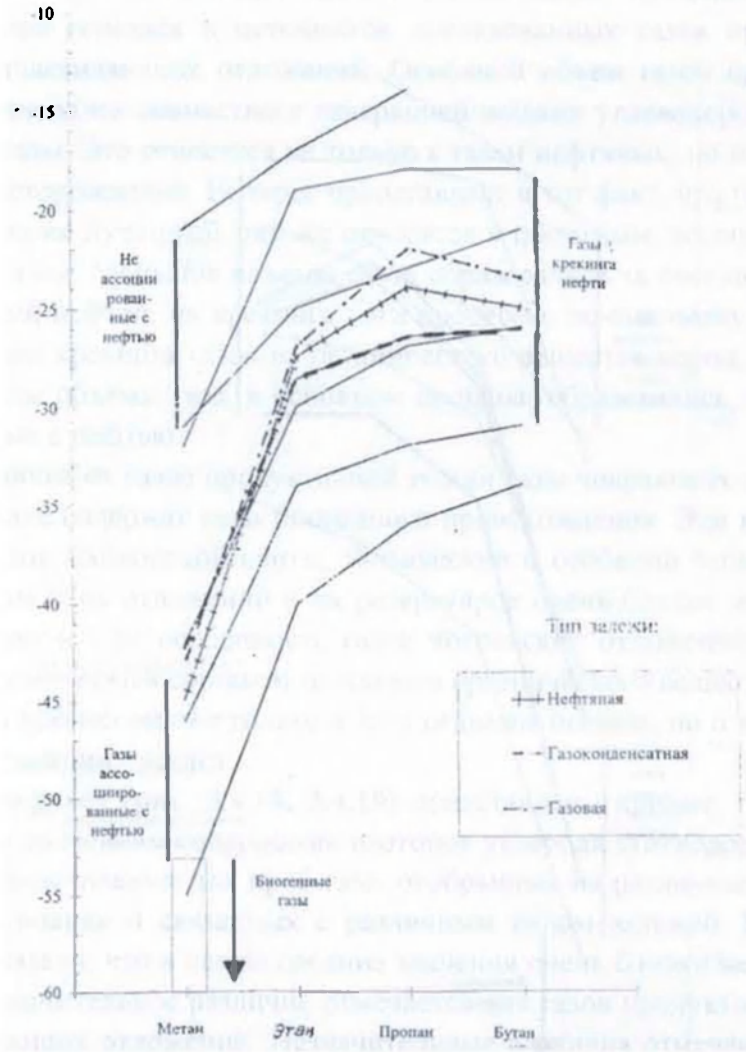


Рис. 3.4.19. Характеристика углеводородных газов по средним значениям изотопов углерода в зависимости от типа залежей

3.4.4. Пластовые воды и водорастворенные разы

В Каспийском регионе проявляются гидрогеологические условия трех артезианских бассейнов – Прикаспийского, Средне-Каспийского и Южно-Каспийского.

Пластовые воды Прикаспийского артезианского бассейна установлены данными глубокого бурения в палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложениях. На северо-востоке бассейна, в частности, приток пластовой воды дебитом 72 $м^3$/сут. получен из нижнедевонских отложений в интервале 6266-7005 м (скв. 501 Всршиновская на юге Оренбургской области).

Воды каменноугольных отложений Астраханского свода имеют минерализацию 70-110 г/л; на восточной окраине свода минерализация возрастает до 130 г/л. На Астраханском ГКМ при минерализации 100 г/л содержание натрия и калия достигает 34 г/л, кальция 2,4 г/л, магния 0,8 г/л; из анионов преобладают хлориды (содержание хлор-иона 56,7 г/л) при значительно меньшем количестве сульфатов (о,6 г/л) и гидрокарбонтов (3,0 г/л). В водах содержатся также йод (0,02 г/л) и бром (0,8 г/л). В подошвенных водах газоконденсатной залежи содержание сульфатов снижается до 30-40 мг/л, возрастая на порядок в Каракульско-Смушковской зоне дислокаций.

Показательно, что минерализация подошвенных девонских вод Карачаганакского месторождения в северной части бассейна практически идентична минерализации подошвенных вод АГКМ: в интервале 5185-5342 м получена вода с содержанием солей 101,7 г/л, в том числе ионов брома и йода 0,2-0,55 г/л и 0,01-0,045 г/л (Севастьянов, Захарова, 2004). Региональный фон минерализации и ионного состава вод по данным бурения в этой части бассейна составляет для эйфельского горизонта среднего девона: плотность 1,130-1,134 г/см^3, минерализация 170,9-187,7 г/л, содержание калия 3162,5-3222,2 мг/экв. для верхнего девона: плотность 1,156-1,166 г/м^3, минерализация 234,0-257,9 г/л, содержание калия, брома и йода соответственно 1456,4-2304,3 мг/экв.220,4- 298,6 мг/экв. 2,5-3.74 мг/экв., для нижнепермских докунгурских отложений: плотность 1,153-1,165 г/см^3, минерализация 222,7-241,0 г/л, содержание калия, брома и йода 1618,7-2569,3 мг/экв., 299,4-480,8 мг/л и 7,61-15,2 мг/л.

Мезозойско-кайнозойский водоносный комплекс Прикаспийского артезианского бассейна формируется под знаком солевого диапиризма, существенно влияющего на величину минерализации пластовых вод и ее характер. Так минерализация пластовых вод триасовых отложений на Астраханском своде достигает 323 г/л, намного превышая региональных фон минерализации подсолевых горизонтов. Основное место в солевом составе занимает хлорид натрия, несколько уменьшается содержание гидрокарбонат-иона и возрастает количество сульфатов. Содержание бром-иона уменьшается на порядок. Вверх по разрезу минерализация уменьшается.

Граница Прикаспийского и Средне-Каспийского артезианских бассейнов в Калмыцко-Астраханском и Бузачинском Прикаспии проходит по Цубукско-Промысловскому валу и осевой части Бузачинского свода. Пластовые воды основных водоносных горизонтов характеризуются следующими параметрами и компонентами (табл.3.4.8).

Таблица 3.4.8

Характеристика пластовых вод западной части Средне-Каспийского артезианского бассейна

Тектонический элемент, структура, горизонт	№ № скв	Интервал перфорации,м	Плотность, г/см^3	Минерализация, г/л	Солевой состав мг-экв./л						Микрокомпоненты, мг/л		Na/Cl
					Cl	HCO_3	SO_4	Ca	Mg	Na+K	J	Br	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Цубукско-Промысловский вал													
Цубукская, н.альб	19	964 – 967	1,053	82,970	1423	4,02	0,14	116,9	36,6	127,3	10,5	173,2	0,89
Межевая, н.альб	64	832 – 834	1,06	101,197	1731,6	7,2	0,15	12,09	51,8	1566,1	10,7	212,8	0,90
- « -	57	900 – 901	1,06	92,914	1595,7	4,0	0,2	134,5	52,6	1412,7	8,4	196,1	0,88
Тенгутинская, неоген	109	160 – 300	1,01	22,907	392	4,8	0,2	26,2	50,5	320,3	6,0	10,0	0,82
Тенгутинская в. Мел	81	522 – 530	1,026	41,500	700	17,6	0,2	110	85	522,8	-	79,8	0,75
Тенгутинская в. Мел	111	644 – 650	1,042	60,623	1039	1,0	1,7	76,8	24,2	942,5	16,0	116,0	0,91
Тенгутинская, н. Альб	119	1155 – 1158	1,061	88,234	1520	1,6	-	125	60	1336	6,0	149,0	0,88
Олейниковская, н. Альб	23	922 – 923	1,06	84,921	1450	7,9	0,51	103,7	49,9	1307,7	6,85	182,3	0,90
Олейниковская, юрский	1	2030 - 2040	1,089	124,018	2140	2,3	0,50	268,0	82,8	1792	-	-	0,84

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Камышанско-Каспийский вал													
Красно-Камышанская, нижнсаптский	2	2256 – 2263	1,062	100,246	1725,9	4,0	1,6	188,7	56,1	1486,7			0,86
Ермолинская, нижнсаптский	10	2220 – 2224	1,075	121,235	2086,3	6,9	2,5	249,9	75,8	1770			0,85
Каспийская, нижнеальбский	17	1654 – 1670	1,065	106,108	1823,8	7,2	2,08	168,3	76,7	1588			0,87
Улан-Хольская, неокомский	2	2180 – 2181	1,079	125,089	2150	6,39	5,75	318,5	63,5	1780			0,83
Прикумско-Тюленевский вал													
Озек-Суат, н. мел				75,000	1247,9	4,3	-	2565	28,8	1217,4	2	187	0,97
Озек-Суат, сред. Юра				93,000	1583,1	7,5	0,8	425	49,3	1173,9	5	170	0,74
Русский Хутор, и. мел				110,000	1921,1	4,3	4,8	330	33,8	1521,7	14	247	0,79
Русский Хутор, сред. Юра				125,000	2197,2	6,1	8,1	390	33,8	1782,6	8,5	273	0,81
Терско-Каспийский прогиб													
Малгобек-Вознесенская, н. мел				65,000	1073,2	8,75	7,3	100	6,4	1021,7	22	110	0,95

В Карпинском НГР (Цубукско-Промысловская и Камышанско-Каспийская ЗНГН) отчетливо прослеживается увеличение плотности и минерализации пластовых вод с общей и стратиграфической глубиной в диапазоне от неогеновых до юрских отложений включительно. В Восточно-Манычском и Прикумском НГР нижнемеловой и среднеюрский водоносные комплексы на отдельных участках (в частности, на Озек-Суатском выступе) отклоняются от этой общей закономерности, что проявляется в относительном опреснении вод сопоставляемых горизонтов с увеличением глубин. В нижележащим пермо-триасовом гидрогеологическом комплексе выделяют два водоносных горизонта – нефтекумский и кизлярский, между которыми на отдельных участках существует гидравлическая связь. Минерализация вод пермо-триасового комплекса изменяется в очень широких пределах – от 14 до 172 г/л. Единой зависимости изменения минерализации с глубиной не существует. Пониженная минерализация, до 50 г/л, установлена вблизи выклинивания пермо-триаса в западной части Восточно-Предкавказской НГО (Каменская, Арзгирская, Довсунская площади) и в центральной части Величаевско-Максимокумской ЗНГН (Ново-Колодезная, Мектебская, Зурмутинская площади). Изучение зависимости изотопного состава кислорода от изотопного состава водорода в водах пермо-триасового комплекса в скв. 10 Зурмутская показало их магматогенно-ювенильную природу, а метаново-углекислый состав водорастворенных газов комплекса при росте общего газосодержания с глубиной от 450 до 4010 $см^3/л$ может указывать на их мграцию из подстилающих палеозойских образований (Пяткова, 2004).

В акватории Среднего Каспия притоки пластовых минерализованных вод с растворенным газом получены на шельфе Южного Мангышлака (площади Аралда-море, Ракушечная-море, Западно-Ракушечная-море, им. Година, Скалистая) из нижне- и среднетриасовых (Ракушечная-море, скв. 3, интервал 2705-2794 м, дебит 120 $м^3$/сут), среднеюрских (Западно-Ракушечная-море, скв. 11, интервал 2568-2731 м, дебит 770 $м^3$/сут), нижнемеловых (Аралда-море, скв. 4, интервал 2105-2166 м, дебит 700 $м^3$/сут), верхнемеловых (Аралда-море, скв. 6, интервал 1405-1545 м, дебит 2000 $м^3$/сут) отложений. На площадях Российского сектора (Широтная, Хвалынская, 170-й км, Сарматская, Ракушечная) водоносные объекты не испытывались.

Особенности геологического строения Южно-Каспийской впадины – большие мощности осадочных пород, зоны аномально высоких пластовых давлений, интенсивные процессы нефтегазообразования, грязевой вулканизм и другие — предполагают сложный гидрохимический профиль пластовых вод.

По данным обощающей работы (Гаджиев, 1998) минерализация пластовых вод изменяется в широких пределах, достигая значений 300 г/л и

выше. В ЮКВ за исключением предгорных зоншироко развиты литогенно измененные талласогенные и эпиталассогенные воды с высокой минерализацией. Изотопный состав кислорода изменяется от 3,65 до -12, 35 %, что указывает на значительную обогащенность легким изотопом и опресненость вод бассейна седиментации.

В пластовых водах установлено наличие значительного количества растворенных УВ газов.

Водорастворенные газы Южно-Каспийской впадины изучались Э.А.Агамирзоевой, Л.М.Зорькиным, Л.С.Писаревой, Ф.Г.Дадашевым, Р.А.Гусейновым и другими.

Сравнительно подробно исследованы водорастворенные газы на нефтяных месторождениях и разведочных площадях Балаханы-Сабунчи-Рамаы, Кюровдаг, Мишовдаг, Кюрсянга, Гарабаглы, Каламаддын, Нефтчала, Хиллы, Тарсдалляр, Мурадханлы, Джафарлы, Кергез, Гум адасы. Отбор проб воды в скважинах проводился глубинными пробоотборниками ПД-3М и ПГ-1000. Химический состав отдегазированных проб газа определялся на хроматографе ЛХМ-8МД. По методике В.Н.Корценштейна определялась общая газонасыщенность, а по методике А.Ю.Намиота и М.М.Бондаревой - упругость, т. е. давление насыщения пластовых вод. Газонасыщенность и химический состав природных газов, находящихся в пластовых водах исследованных нефтегазовых месторождений, представлены в таблице. Изученные газы связаны с тремя типами вод: - хлоркальциевым, хлормагниевым и гидрокарбонатно-натриевым.

Химический состав водорастворенных газов - углеводородный с небольшой примесью негорючих компонентов и сероводорода. Содержание компонентов (%) изменяется в следующих пределах: метана — 36,1 - 98,5, $\sum$ ТУВ — 0,34 - 60,1, углекислого газа — следы - 1,01, азота — 0,01 - 8,1, сероводорода — 0,01 - 1,7. Пределы изменения химических компонентов довольно широкие, что связано с влиянием возраста вмещающих пород и глубиной залегания опробованных горизонтов.

Газы продуктивной толщи характеризуются повышенным содержанием метана (81,4 - 98,2 %), пониженным $\sum$ ТУВ (0,62 - 9,7 %) и сероводорода (0,02 - 0,97 %), а газы эоценовых и меловых отложений - наоборот, пониженным содержанием метана (51,4 -69,4%), повышенным $\sum$ ТУВ (24,7 - 44,4 %) и сравнительно высоким содержанием сероводорода (0,16 - 0,93 %). Последовательное увеличение концентраций метана с глубиной отмечается на графике (**рис. 3.4.20)** по данным для газов, приуроченных к нижнеплиоценовым отложениям.

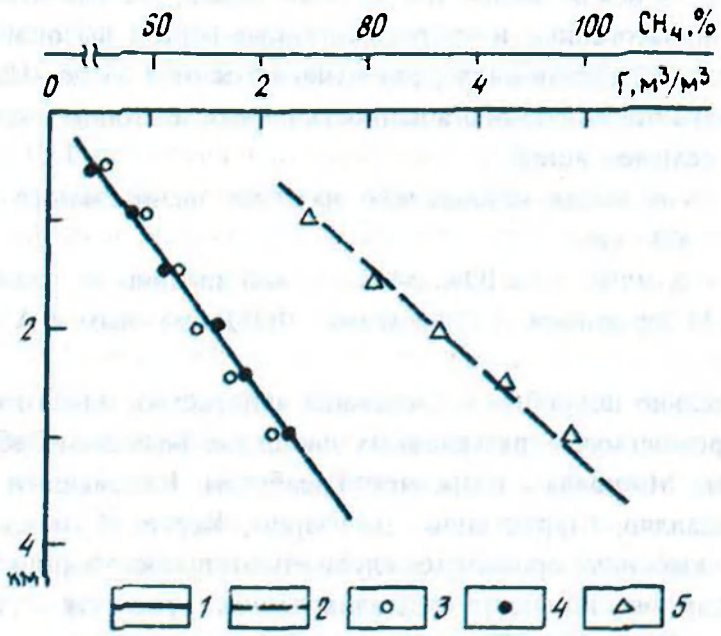


Рис. 3.4.20. Изменение газонасыщенности и содержания CH_4 в пластовых водах с глубиной.

1 - газонасыщенность, $м^3/м^3$; 2 - содержание CH_4, %; средние значения газонасыщенности: 3 - расчетной, $м^3/м^3$, 4 - фактической, $м^3/м^3$; 5 - среднее содержание CH_4, %

Газонасыщенность вод изменяется от 0,3 до 40 $м^3/м^3$. Низкая газонасыщенность - до единицы (0,3; 0,4; 0,8 $м^3/м^3$) характерна соответственно для месторождений Кюровдаг, Мишовдаг, Каламаддын. Средняя газонасыщенность - в пределах единиц (2,2; 2,5; 2,7; 8,3 $м^3/м^3$) характерна для вод месторождений Гарабаглы, Кюрсянга, Тарсдалляр, Джафарлы. Высокая газонасыщенность, измеряемая величиной 11,7 и 40 $м^3/м^3$, отмечена в пробах месторождений Мурадханлы и Гум дениз.

Изменение газонасыщенности пластовых вод находится в зависимости от глубины залегания. Это четко следует из графика (см. рис. 3.4.20) зависимости газонасыщенности от глубины. Построенная по осредненным фактическим данным кривая полностью совпадает с экспериментальными данными по растворимости метана в воде. Отклонение от общей закономерности отмечается по ряду проб, взятых из низов продуктивной толщи на месторождении Гум-дениз, где газонасыщенность составила соответственно 31 и 40 $м^3/м^3$ (глубины 2300 и 3200 м), на площадях Мурадханлы (11,7 $м^3/м^3$) и Джафарлы (83 $м^3/м^3$). Высокая газонасыщенность указывает на присутствие в про бе свободного или диспергированного (находящегося в пластовых условиях в свободном, фазовообособленном состоянии) газа.

Следует считать, что количество газа в пластовых водах Южно-Каспийской впадины будет зависеть от их газонасыщенности в соответствии с известными физико-химическими законами растворения газов в воде, а повышенные концентрации природных газов связаны с наличием их в диспергированном и свободном состояниях вблизи от разрабатываемых месторождений, зон интенсивной генерации и миграции УВ.

Полученные эмпирические и расчетные данные позволили в Южно-Каспийской впадине выделить площади, характеризующиеся различной величиной газонасыщенности пластовых вод средне-плиоценового возраста (рис. 3.4.21).

Газонасыщенность до 3,1 $м^3/м^3$ имеют воды западного борта впадины, включая Абшеронский, Гобустанский, Нижнекуринский нефтегазоносные районы и Бакинский архипелаг. Воды более погруженных зон продуктивной толщи характеризуются газонасыщенностью от 3,1 до 5 $м^3/м^3$. В глубоководной части Южно-Каспийской впадины располагаются воды с газонасыщенностью 5 - 6 $м^3/м^3$ и более.

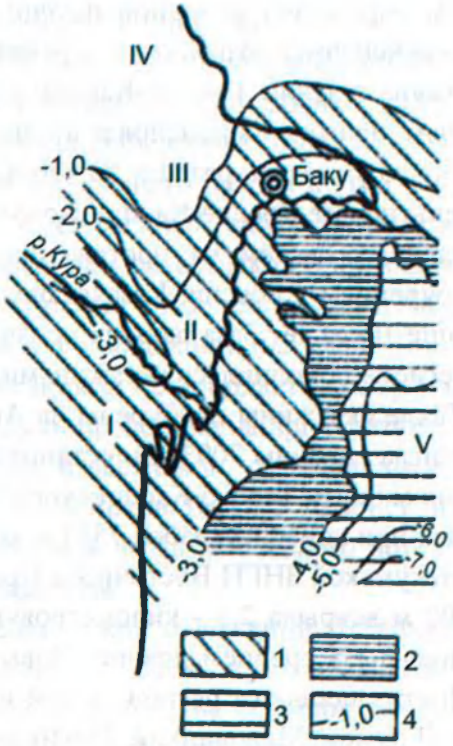


Рис. 3.4.21. Схематическая карта распределения зон различной газонасыщенности вод продуктивной толщи Южно-Каспийской впадины

Зоны с газонасыщенностью вод, $м^3/м^3$: 1 - менее 3,1; 2 – 5 – 6; 3 - более 6; 4 - изогипсы по кровле продуктивной толщи (среднего плиоцена), км.

В Каспийском регионе на протяжении длительного геологического времени существовали благоприятные палеогеографические, структурные и термодинамические условия для формирования осадочнопородных бассейнов и реализации в них нефтегазоматеринского потенциала. В фанерозойской истории региона зафиксированы поворотные вехи, когда происходили весьма резкие изменения соотношения областей денудации и аккумуляции, скоростей осадконакопления, активизации структурообразования и замедления или прекращения проявления геологических структур различных порядков. В результате весь многокилометровый разрез осадочных образований оказался разделенным на структурно-формационные комплексы, каждый из которых представляет относительно самостоятельную нефтегазоносную или углеводородную (УВ) систему. Выделено (Гулиев, Левин, Федоров, 2003) 6 УВ систем: девон-нижнепермская, верхнепермско-триасовая, юрская, мел-эоценовая, олигоцен-миоценовая и плиоцен-четвертичная. Первая из перечисленных УВ систем определяет основной потенциал нефтегазоносности Северного Каспия; верхнепермско-триасовая, юрская и мел-эоценовая системы присущи преимущественно Средне-Каспийскому, а также Северо-Устюртскому бассейнам; олигоцен-миоценовая и плиоцен-четвертичная системы представляют большую часть разреза Южно-Каспийского бассейна и широко распространены на юге Средне-Каспийского бассейна.

Строение выделенных систем на протяжении длительного времени изучалось глубоким бурением в России, Казахстане, Азербайджане и Туркменистане. В последние 10-20 лет база данных по геологии и нефтегазоносности Каспийского региона пополнилась скважинами, забои которых превысили отметку 6 км. Такие скважины пробурены на Астраханском своде, где скв. 2 Девонская достигла глубины 7003 м и остановлена в нижнедевонских отложениях; на северном борту Терско-Каспийского прогиба пробурена скв. 1 Бурунная, вскрывшая при конечном забое 7501 м мощную вулканогенную толщу триаса; в Нефтекумской ЗНГН Восточного Предкавказья скв. 1 Достлукская с забоем 6000 м вскрыла 2,5 - километровую толщу палеозойских образований и остановлена в среднем девоне. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности региона в той или иной степени отражены в монографиях (Глумов, Маловицкий, Новиков, Сенин, 2004; Гулиев, Левин, Федоров, 2003; Керимов, Рахманов, Хеиров, 2001); «Геология регионов Каспийского и Аральского морей», Алматы, 2004 и др.), публикациях специалистов научно-исследовательских и производственных организаций, занятых проблемами Каспия и его недр.

4.1. Девон-нижнепермская УВ система

4.1.1. Строение системы

Девон-нижнепермская УВ система на всей площади Каспийского региона скрыта под осадочными образованиями различных стратиграфических комплексов, от верхнепермского до юрского и мел-эоценового. Исключением является небольшой участок мегантиклинория Большого Кавказа, где в обнажении описаны доманикоидные образования девонского возраста (Богуш, 2001). В скважинах девонско-нижнепермские отложения выделены на Астраханском своде, в Приморской, Каракульско-Смушковской, Карпинско-Мангышлакской, Самурско-Песчаномысской и Прикумско-Тюленевской зонах поднятий.

На Астраханском своде_информация о рассматриваемой системе охватывает стратиграфический диапазон от нижнего девона до кунгурского яруса нижнепермских отложений включительно; общая мощность превышает 3000 м **(рис. 4.1.1).** Наиболее древние образования вскрыты скважиной 2 Девонской в интервале глубин 6775-7003 м и представлены конгломератами, гравелитами, песчаниками различной окраски с включением пирита и глауконита. Из-за отсутствия палеонтологических данных интервал относится к эмскому ярусу нижнего девона (Ю.А.Писаренко, 2004) или, возможно, к додевонским образованиям (Н.Ф.Федорова, 2004).

К эйфельскому ярусу среднего девона в этой скважине отнесен интервал глубин 6570-6775 м, сложенный внизу аргиллитами и песчаниками, в средней части переслаиванием известняков и аргиллитов, в верхней известняками доломитизированными, слабо глинистыми. Живетский ярус мощностью до 450 м представлен в основании (95 м) пачкой грубообломочных пород – гравелитов и песчаников - с пропластками аргиллитов, мергелей и известняков; остальная часть представлена аргиллитами с прослоями доломитизированных глинистых известняков с включением пирита и битуминозностью, алевролитов и песчаников. В скв. 3 Девонской, пробуренной в 15 км восточнее, вскрытая верхняя часть живетского яруса характеризуется возрастающей ролью известняков.

В составе верхнедевонских отложений Астраханского свода установлены франский и фаменский ярусы, в которых доминируют карбонатные породы. Латеральные литологические особенности франского яруса позволяют на данном этапе выделить 5 типов разреза.

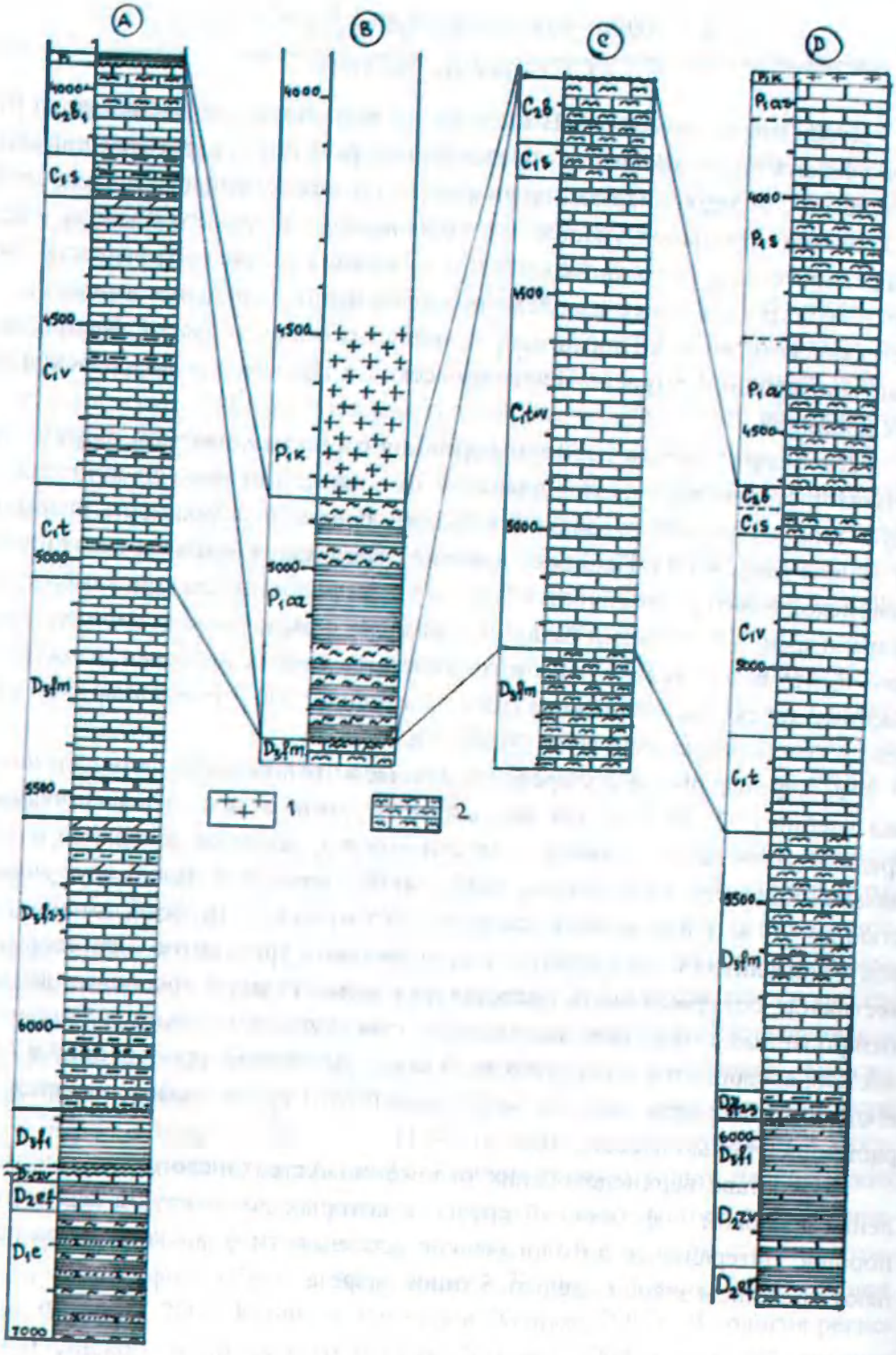


Рис. 4.1.1. Типы разрезов верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложений Астраханского свода (по Н.Ф.Федоровой, 2004).
В северо-западной частим свода (скв. 1 Правобережная, 2 Воложковская)

На юго-западе (Светлошаринская площадь) распространен разрез, имеющий трехчленное строение. Нижняя часть сложена песчаниками и аргиллитами пашийского и тиманского горизонтов; их толщина незначительна. Выше аргиллиты сменяются чистыми известняками мощностью более 250 м. Верхняя часть разреза начинается песчаниками и завершается аргиллитами и битуминозными известняками, в той или иной степени доломитизированными. Общая толщина 500-650 м. В середине северной части свода на площади 45х25 км по данным скв. 2 Володарской толщина франских отложений сокращается до 380-550 м; нижнюю половину разреза слагают пашийско-тиманские песчаники, алевролиты и аргиллиты, верхнюю – глинистые известняки и кавернозные доломиты, вновь сменяющиеся глинистыми известняками в кровле яруса. В северо-восточной части территории на площади 1220 км^2 распространен третий тип разреза; в его основании – пашийско-тиманские песчаники и аргиллиты, выше – глинистые известняки, доломитизированные известняки и доломиты; мощность 450-600 м. В центральной части, включая площадь АГКМ, нижняя часть франского яруса представлена песчаниками разнозернистыми, щебенкой терригенных и карбонатных пород, гравелитами, пропластками глинистых известняков, а верхняя – доломитизированными известняками и доломитами; толщина 500 –650 м. На восточной окраине территории в нижней части разреза представлены глинистые доломиты, сменяющиеся вверх доломитизированными глинистыми известняками с прослоями аргиллитов и песчаников; толщина остается на уровне 550-650 м.

Фаменский ярус относительно франского более литологически выдержан, о чем свидетельствует выделение на той же площади трех типов разреза вместо пяти. В северной части территории на площади около 5000 км^2 повсеместно прослежены известняки с различными структурно-текстурными особенностями, с развитием трещиноватости и битуминозности в отдельных интервалах, прослоями доломитизированных известняков и доломитов (скв. 2 Володарская); толщина 250-450 м, интервал глубины в скв. 2 5380-5820 м. На западе, в скв. 1 Правобережной, фаменский ярус вскрыт в интервале 5480-6035 м. Снизу на ¾ разрез слагают доломиты, верхняя часть представлена доломитизированными известняками. В интервале 5618-6155 м, частично включающем франский ярус, имеет место рифогенная постройка (Федорова, 2004). В центральной и восточной частях свода на площади около 2300 км^2 локализован третий тип разреза, полностью пройденный в скв. 2 Девонской (интервал 5040-5560 м). В нижней части яруса он представлен известняками, в средней – переслаиванием доломитизированных и чистых известняков, в верхней – известняками, битуминизированными в отдельных интервалах; толщина 520 м.

Турнейский ярус нижнего отдела каменноугольной системы, согласно залегая на фаменских отложениях верхнего девона, представлен на Астра-

ханском своде четырьмя типами разреза. В северной, центральной, юго-западной и юго-восточной частях ярус сложен чистыми известняками; толщина 200-350 м. В западной части (район скв.1 Правобережной) толщина уменьшается до 195-250 м. Нижняя часть разреза представлена известняками слабоглинистыми и доломитизированными, верхняя – известняками с пропластками аргиллитов. В центральной части свода и, возможно, в районах Волго-Ахтубинской поймы южнее с. Замьяны и Светлошаринской площади в основании турнейского яруса развиты известняки, содержащие пропластки рыхлых глинистых известняков, сменяющиеся вверх окремнелыми мергелями, битуминизированными известняками и, в кровле, чистыми известняками. Толщина этого типа разреза 100-250 м. На востоке свода ярус слагают известняки и аргиллиты толщиной 200-250 м; известняки в средней части и кровле доломитизированы и битуминизированы (Федорова, 2004).

В разрезе визейского яруса Астраханского свода доминируют глинистые известняки. Выделено 9 типов, различающихся соотношением глинистых известняков с чистыми известняками, доломитизированными и ангидритизированными известняками, доломитами, аргиллитами. В центральной и юго-восточной частях свода толщина разрезов 540-650 м. Нижняя часть сложена аргиллитами и доломитизированными известняками; средняя часть представляет переслаивание битуминизированных известняков, доломитов и аргиллитов, а верхняя – чистые известняки, участками битуминизированные. В районе скв. 23 Астраханской нижняя часть разреза представлена сильно битуминизированными известняками, а средняя и верхняя – чистыми разностями известняков. Толщина сокращается до 528 м. В северной части свода весь разрез сложен известняками с маломощными прослоями аргиллитов; толщина 850 м является максимальной для визейского яруса Астраханского свода. В пределах северной части АГКМ (скв. 7 Астраханская), а также, вероятно, в Волго-Ахтубинской пойме, нижнюю часть разреза слагают известняки глинистые, битуминозные; выше переслаиваются известняки и аргиллиты, на которых залегают чистые известняки, в свою очередь, сменяющиеся переслаиванием известняков и аргиллитов. Толщина 500-800 м. На северо-востоке, в районе скв. 1 Табаковской, в подошве визейского яруса залегают известняки глинистые с прослоями аргиллитов, в средней части – известняки с большим количеством обломков фауны, углефицированных растительных остатков, включениями пирита и глинисто-битуминозного вещества, а в верхней – чистые известняки с редкими прослоями глинистых и битуминозных разновидностей; толщина не более 600 м. Восточнее, в скважинах Еленовской площади, при небольшом уменьшении мощности (550-600 м) в разрезе визе описаны чистые известняки, слагающие его среднюю часть; в нижней части известняки содержат терригенную примесь и битуминизированы, а верхняя часть разреза представлена битуминизированными и доломитизированными известняками с

ангидритом по трещинам. Визейские отложения правобережной части Астраханского свода содержат переслаивающиеся чистые, глинистые и доломитизированные известняки с прослоем кремнистой породы и включением кварца (низ), окремнелые доломиты, глинистые и доломитизированные, ангидритизированные известняки (600-750 м). На Светлошаринской площади нижняя часть визе сложена доломитизированными известняками и пластами доломитов, средняя – чистыми известняками участками доломитизированными, доломитами, ангидритами. Толщина 200-600 м. В крайней восточной части свода низы визейского разреза представлены карбонатно-терригенной толщей – глинистыми доломитизированными известняками с прослоями аргиллитов; далее следуют доломиты и известняки с примазками битумов, прослоями аргиллитов, глинистых доломитов; в верхней части переслаиваются известняки глинистые и известняки доломитизированные, отмечается битуминизация. Толщина 450-650 м.

Разрез нижнекаменноугольных отложений завершается серпуховским ярусом. На большей части площади представлен тип разреза, характеризующийся переслаиванием известняков (иногда битуминизированных и доломитизированных) и подчиненных прослоев аргиллитов; толщина 17-115 м. В северной части свода доминируют чистые известняки, на отдельных участках слабоглинистые и доломитизированные. В районе скв. 1 Правобережной преобладающая роль переходит к известнякам слабоглинистым, доломитизированным, битуминизированным, окремнелым; наблюдается интенсивная ангидритизация первичных известняков, широкое развитие стилолитовых швов. Вместе с ангидритами прослеживаются тонкие (менее 5 мм) прослойки доломитов, на отдельных участках окремнелых. Толщина 119 м. (Федорова, 2004).

Среднекаменноугольные отложения Астраханского свода представлены только башкирским ярусом, залегающим на серпуховском ярусе с признаками стратиграфического перерыва. Нижнебашкирский подъярус сложен мелководно-морскими карбонатными породами – известняками серыми и темно-серыми, органогенно-обломочными, полидетритовыми, неравномерно доломитизированными, с прослоями аргиллитов и глинистых доломитов. В составе подъяруса фаунистически обоснованы краснополянский, северокельтменский и прикамский горизонты. Краснополянский горизонт представлен известняками органогенно-детритовыми и биоморфными, криноидными, криноидно-фораминиферово-водорослевыми, массивными; толщина 70-126 м. Северокельтменский горизонт слагается известняками обломочными, биоморфно-детритовыми, прослоями оолитовыми и псевдооолитовыми, хемогенными, с синезелеными и багряными водорослями, остатками брахиопод, остракод, кораллов, мшанок, члениками криноидей; толщина 46-90 м. В прикамском горизонте преобладают водорослевые известняки, неравномерно перекристаллизованные, с развитием органогенных, обломоч-

ных и оолитовых разностей; толщина 0-74 м. Верхнебашкирский подъярус на Астраханском своде распространен локально в отдельных скважинах лево- и правобережья; представлен преимущественно известняками черемшанского горизонта, участками переходящими в доломиты. Известняки органогенно-детритовые, фораминиферово-криноидные, микро- и тонкозернистые, участками шламовые, сильно трещиноватые, с остатками раковин брахиопод, остракод, фораминифер, различных водорослей; толщина 0-43 м.

На размытой поверхности башкирских известняков на Астраханском своде залегают артинские отложения нижней перми – относительно глубоководные породы представленные известняками, доломитами, аргиллитами темносерыми, почти черными, тонкослойчатыми, плотными, кремнистыми, неравномерно битуминозными; толщина 25-60 м уменьшается с юго-запада на северо-восток.

Девон-нижнепермская УВ система Астраханского свода завершается сульфатно-галогенной толщей кунгурского яруса. В ее основании находится пачка неравномерного переслаивания ангидритов, доломитово-ангидритовых пород, доломитов и известняков с примесью глинисто-алевролитового материала, выделяемая как филипповский горизонт; толщина 20-50 м. Вышележащая часть кунгурского яруса представлена галогенными образованиями. Вследствие солевого диапиризма толщина галогенных образований варьирует от первых десятков метров до 3 км и более.

Астраханский свод структурно выражен на различных уровнях – от поверхности консолидированной коры (граница «Ф») до поверхности подсолевой части палеозойских отложений (граница $П_1$), а с учетом соляной тектоники и по мезозойскоско-кайнозойскому комплексу. Основная часть структуры по поверхности «Ф» находится западнее р. Волга; на левобережье приходится лишь две небольших вершины с отметками –8,0 км **(рис. 4.1.2).**

По отражающему горизонту IIП `` ($D_2ef?$) гипсометрические отметки варьируют в диапазоне –6,0 … -6,6 км с более крутым наклоном на С и СВ и сравнительно пологим на Ю и ЮЗ; наиболее выражены две крупные вершины с отметками менее –6,3 км, из которых одна приходится на Волго-Ахтубинскую пойму, а другая прижата к восточной границе свода. По вышележащему отражающему горизонту IIП `(D_3f_1) с отметками -5,8 … -6,3 км вершины с отметками менее –6,0 км находятся в восточной части левобережья (скв. 53 Астраханская, 2 Еленовская) и на небольшом участке в районе скв. 1 Светлошаринской. Горизонт $П_2$ в кровле башкирских отложений имеет отметки менее –4,0 км также почти исключительно в левобережной части свода **(рис. 4.1.3).**

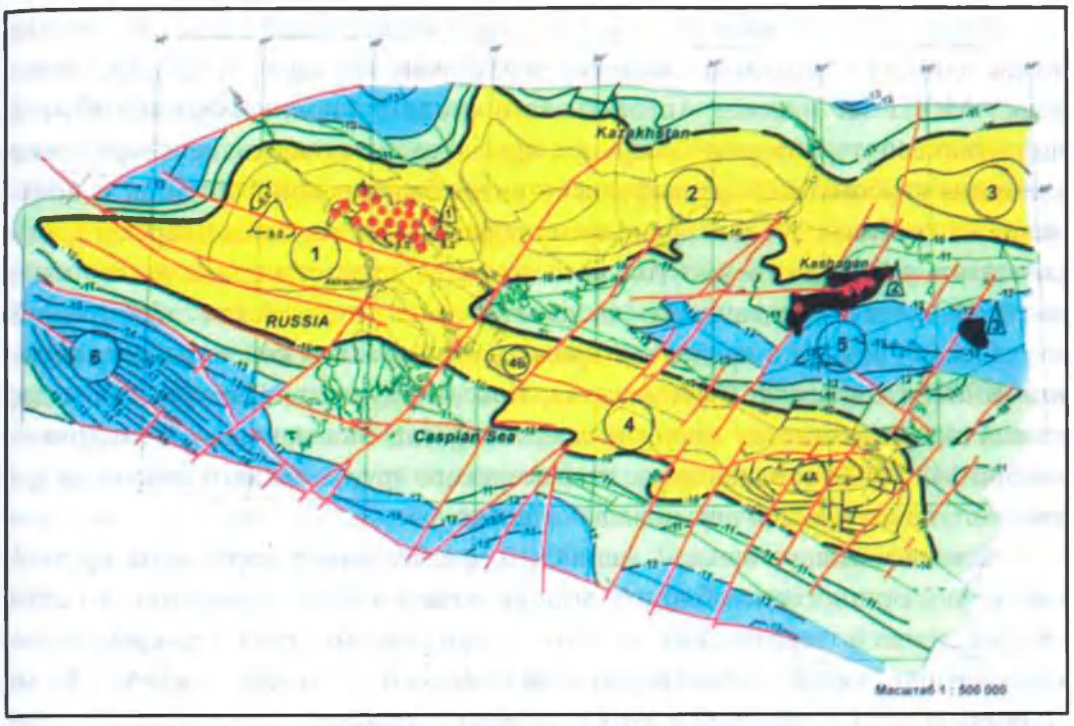


Рис. 4.1.2. Гипсометрия поверхности консолидированной коры (горизонт Ф) Северного Каспия и побережья

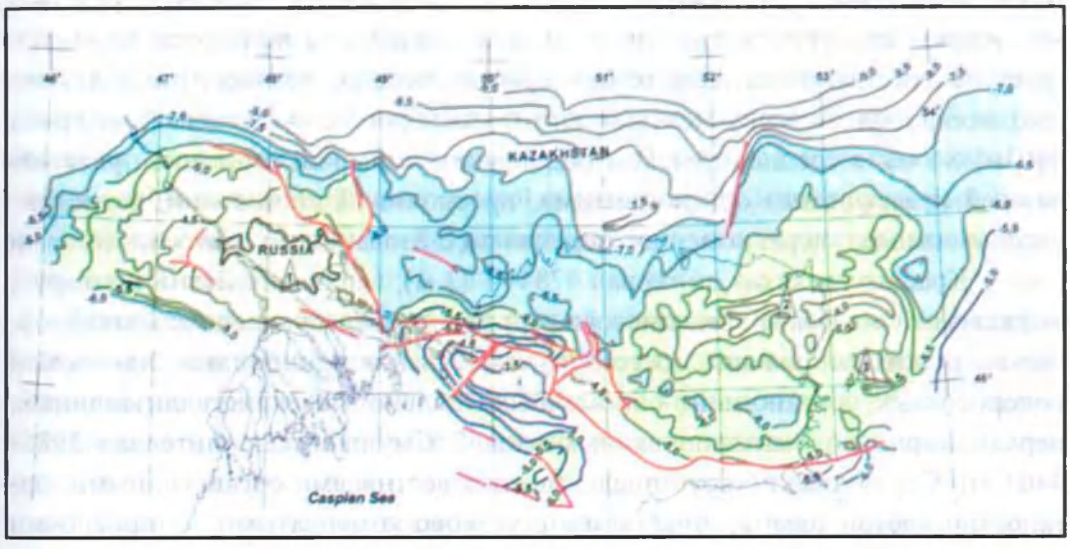


Рис.4.1.3. Структурная карта Северного Каспия и побережья по отражающему ризонту П2 – поверхности фаменско-нижнебашкирской карбонатной толщи (подсолевой тектонический этаж). Месторождения (цифры в треугольниках) : 1 – Астраханское, 2 – Кашаган, 3 – Тенгиз. Перспективные структуры (цифры в кружках): 1 – Жамбай Южный Морской.

Характер изменения строения девон-нижнепермской осадочной толщи к северу и югу от Астраханского свода различен. По материалам сейсморазведки МОГТ на границе Астраханского свода с Сарпинским прогибом и прилегающей территории северного крыла свода происходит сокращение толщины карбонатной среднефранско-нижнебашкирской формации и появление на глубинах 5-7 км терригенных образований верхнебашкирского, московского и верхнекаменноугольного возраста, отсутствующих на вершине свода. Южнее Астраханского свода строение палеозойских образований изучалось бурением в пределах ***Каракульско-Смушковской зоны поднятий*** или КСЗП (Ашунская, Смушковская, Краснохудукская, Джакуевская и др. площади, Астраханская опорная скважина), где они вскрыты в интервале глубин 1480-5024 м в диапазоне от фаменского яруса верхнего девона до артинского яруса нижней перми включительно.

Фаменский ярус в скв. 1 Ашунской представлен известняками органогенными и органогенно-обломочными (толщина 186 м); известняки подстилаются толщей чередования черных битуминозных глинисто-кремнисто-карбонатных пород глубоководного палеобассейна (интервал 4534-5024 м, толщина 490 м), относимой к верхнему девону условно.

Нижнекаменноугольные отложения КСЗП, как и на Астраханском своде, расчленяются на турнейский, визейский и серпуховский ярусы. Турнейский ярус представлен толщей мелководных морских известняков органогенно-обломочных, биоморфно-детритовых, массивных, плотных, участками сильно перекристаллизованных. В нижневизейском подъярусе визейского яруса описаны известняки темно-серые до черных, органогенно-обломочные, псевдооолитовые, участками детритовые (скв.2 Смушковская, интервал 4401-4486 м); в средневизейском подъярусе – тульский горизонт, представленный известняками органогенными, прослоями криноидными, разнокристаллическими, неравномерно перекристаллизованными, битуминозными (скв. 1 Краснохудукская, интервал 4784-4983 м); верхневизейский подъярус, выделяемый в составе алексинского горизонта и нерасчлененных михайловско-веневских отложений, состоит из известняков криноидных, прослоями водорослевых, органогенно-обломочных, сильно перекристаллизованных, неравномерно доломитизированных (скв. 2 Смушковская, интервал 3985-4401 м). Серпуховский ярус представлен известняками органогенными, органогенно-детритовыми, участками сгустково-комковатыми, с прослоями аргиллитов. На Смушковском поднятии имеет место тонкое чередование известняков строматолитовых и доломитов, на Краснохудукском – известняков органогенных и кремнистых.

Мелководно-морские карбонатные породы – известняки серые и темно-серые, органогенно-обломочные, полидетритовые, неравномерно доломитизированные, с прослоями аргиллитов и глинистых доломитов с раннебашкир-

скими фораминиферами описаны на Смушковской (скв. 2) и некоторых других площадях КСЗП. Толщина нижнебашкирского подъяруса здесь 230 м. Верхнебашкирский подъярус палеонтологически не охарактеризован и выделяется условно в составе пачки терригенно-карбонатных пород толщиной 100-120 м. Отложения московского яруса, отсутствующие на Астраханском своде, в КСЗП представлены переслаиванием аргиллитов, песчаников и алевролитов темно-серого цвета, описанным в разрезах скв. 2,3 Смушковских, Краснохудукской и др., но отнесенным к московскому ярусу условно из-за отсутствия палеонтологического обоснования; толщина 330-460 м. Столь же условно к верхнекаменноугольным отложениям в КСЗП отнесены флишоидные образования, представленные неравномерным переслаиванием темно-серых аргиллитов, алевролитов, песчаников с редкими тонкими прослоями карбонатных пород. Суммарная толщина московско-верхнекаменноугольных флишоидных образований 2,0-2,6 км. Разрез нижнепермских отложений в КСЗП также намного полнее описанного на Астраханском своде; в нем выделены ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы, а общая толщина превышает 2,5 км. Ассельский ярус представлен сероцветной молассовой толщей, состоящей из переслаивания темно-серых аргиллитов, алевролитов и песчаников со спорово-пыльцевым комплексом, характерным для ассельских отложений различных районов Прикаспийской впадины. Сакмарский ярус состоит из песчаников, алевролитов, и аргиллитов серых и темно-серых молассового облика (низкая степень окатанности и сортированности обломков, карбонатный цемент базального типа). Артинский ярус представляет верхнюю часть сероцветной молассы в составе трех секций – преимущественно аргиллитовой, ангидритово-карбонатно-глинистой и карбонатно-алевролитово-глинистой – толщиной более 2,0 км с редкими находками артинских фораминифер. Филипповский горизонт кунгурского яруса литологически близок описанному на Астраханском своде; возраст датирован по комплексу миоспор.

Девонско-нижнепермский осадочный комплекс КСЗП имеет специфическую складчато-надвиговую структуру, представленную узкими, асимметричными протяженными антиклиналями субширотного простирания, разделенными несколько более широкими синклиналями и осложненными продольными взбросами и надвигами. Во фронтальной части КСЗП, непосредственно сопряженной с южным крылом Астраханского свода, выделяются Каракульский и Джакуевский валы, южнее расположен Смушковский вал и в тыловой части – Краснохудукский вал. Структуры КСЗП продолжаются под дельтой Волги, где их геолого-геофизическому изучению препятствует природный госзаповедник, и в мелководной части акватории Каспия. Материалы современных (1991-1996 гг.) морских сейсморазведочных работ МОГТ показывают, что непосредственно к северу от морского продолжения

кряжа Карпинского установлена значительная дислоцированность палеозойской части разреза. По кровле палеозоя выделен ряд поднятий (Рябовское, Укатное, Безымянное, Прибортовое, Северо-Кулалинское); два последних имеют слоистое строение волнового поля палеозойских отложений, не характерное для палеозоя кряжа (Исмагилов и др., 1999). В более поздней работе (Исмагилов, Козлов, Терехов, 2003) высказывается представление о возможном продолжении КСЗП в структуре палеозойских отложений полуострова Бузачи: в пределах Центральнобузачинского блока Бузачинского свода на глубине 2-3 км под отложениями триаса обнаружены девонско-нижнекаменноугольные и верхнекаменноугольно-нижнепермские породы с развитием карбонатных и терригенно-карбонатных отложений, свойственных разрезам КСЗП и практически отсутствующих в палеозое кряжа Карпинского **(рис. 4.1.4).**

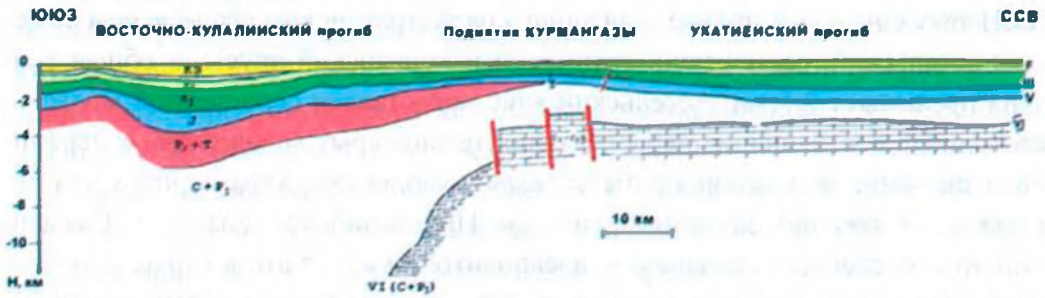


Рис. 4.1.4. Соотношение палеозойских и мезокайнозойских отложений в районе поднятия Курмангазы (по материалам сейсморазведки МОГТ ПО Союзморгео с дополнениями С.И.Кулакова).

Формирование структур девонско-нижнепермского комплекса КСЗП обусловлено коллизией, происходившей в подвижном поясе у южной границы Восточно-Европейской платформы во второй половине позднего палеозоя и завершившейся к началу юрского периода. Одной из важных структур подвижного пояса представляется Донецко-Карпинско-Мангышлакская система поднятий (в рамках Каспийского региона употребляется сокращенное название ***Карпинско-Мангышлакская система поднятий*** или КМСП).

В акватории Северного Каспия строение девонско-нижнепермского комплекса освещено, главным образом, данными сейсморазведки МОГТ о структуре и толщинах девонско-башкирского и московско-нижепермского интервалов, сведениями об их сейсмофациальном облике. Основными прослеженными горизонтами являются поверхности $П_1$ – кровля подсолевого палеозоя, $П_2$- поверхность предмосковского несогласия, $П_3$ – поверхность преддевонского несогласия; их глубины в Северном Каспии 2,8 – 6,0 км, 4,5 –6,5 км и 6,5 –9,0 км. Девонско-башкирский сейсмокомплекс, заключенный

между горизонтами $П_3$ и $П_2$, на западе морского продолжения Прикаспийской впадины изменяет толщину от 800 м (север) до 3600 м (юг), на востоке от 600 м (север) до 3000 м (юг). Крупноамплитудными (500-800 м) поднятиями по кровле комплекса – горизонту $П_2$ – и специфическим рисунком сейсмической записи в интервале $П_2$-$П_3$ отмечены рифогенные массивы Кашаган (70х25 км, высота 800 м в контуре изогипсы – 4500 м), Жамбай-море (18х14 км, высота 500 м в контуре изогипсы – 4500 м) ряд более мелких и малоамплитудных объектов также, возможно, связан с органогенными постройками. В основании комплекса выделена глубоководная сейсмофация, сложенная карбонатно-глинистыми породами среднего девона и нижнего подъяруса франского яруса верхнего девона на всей площади Северного Каспия; исключением является массив Кашаган, где этот интервал представлен в сейсмофации мелководных известняков. Средняя и верхняя части девонско-башкирского сейсмокомплекса на всей площади имеют мелководный облик с прогнозируемыми рифовыми сейсмофациями. Московско-нижнепермский сейсмокомплекс (интервал П2-П1) на морском продолжении Прикаспийской впадины имеет толщину 200-400 м. Лишь на западе, в приразломном блоке у границы впадины с продолжением Каракульско-Смушковской зоны поднятий выделен участок с толщиной интервала $П_2$-$П_1$ до 2400 м. Низ интервала (московский ярус среднего карбона + касимовский ярус верхнего карбона), представленный в глубоководной карбонатно-глинистой сейсмофации, на эрозионно-рифовых массивах размыт; средняя часть (гжельский ярус верхнего карбона + ассельский ярус нижней перми) на приподнятых участках представлена мелководной карбонатной сейсмофацией с органогенными постройками; верхняя часть (сакмарский и артинский ярусы нижней перми) имеет глубоководной тип разреза, на выступах-мелководный и рифовый (Д.Ф.Исмагилов, В.Н.Козлов, А.А.Терехов, 2003).

На северо-восточном побережье Каспия девонско-нижнепермская УВ система охарактеризована данными бурения в пределах Приморской зоны поднятий в диапазоне от фаменского яруса верхнего девона до кунгурских отложений нижней перми. Фаменские отложения представлены известняками серыми, коричневато-серыми, сгустково-комковатыми, прослоями органогенно-обломочными, водорослевыми, неравномерно доломитизированными, трещиноватыми, перекристаллизованными. Вскрытая толщина на площади Каратон 378-411 м, на площади Тенгиз – 20 м. С учетом данных сейсморазведки о положении отражающего горизонта П3, картирующего подошву среднефранско-нижнебашкирской карбонатной плиты, общая толщина стратиграфического интервала средний-верхний фран и фамен достигает 1,7 км; это на 300-400 м больше, чем на Астраханском своде. Турнейский ярус нижнего карбона установлен в полном объеме с выделением палеонтологически обоснованных (по фораминиферам) малевского, упинского, черепетского и кизеловского горизон-

тов. В малевском горизонте описаны известняки серые, мелкокомковатые, органогенно-обломочные, микросгустковые; в упинском – известняки темно-серые, разнозернистые, прослоями органогенно-обломочные; черепетский горизонт слагают известняки серые, органогенно-обломочные, микросгустковые, неравномерно перекристаллизованные, а в кизеловском горизонте преобладают известняки серые, органогенно-обломочные (известняковые гравелиты), прослоями микросгусковые, в верхней части горизонта полидетритовые. Суммарная их толщина 100-200 м соответствует установленной на Астраханском своде. Визейский ярус представлен в полном объеме и подразделяется на два надгоризонта: кожимский и окский. Кожимский надгоризонт состоит из нерасчлененных косьвинского и радаевского, а также бобриковского горизонтов, полностью сложенных известняками. В нижней части известняки черные, полидетритовые, перекристаллизованные, трещиноватые; в средней – серые, органогенно-обломочные, псевдооолитовые, детритовые, тонкоплитчатые. Бобриковский горизонт на Тенгизе (скв. 6, 41, 44) представлен известняками, в основном, водорослевыми, прослоями фораминиферово-водорослевыми. Окский надгоризонт повсеместно сложен толщей известняков, в которой выделяются тульский, алексинский горизонты и нерасчлененные михайловско-веневские образования. Тульский горизонт сложен, в основном, известняками органогенно-обломочными, полидетритовыми, криноидными, неравномерно перекристаллизованными. В средней части горизонта на Тенгизе среди полидетритовых известняков присутствуют прослои аргиллитов, а на Каратоне аргиллиты в этой части горизонта преобладают. Верхняя часть обычно представлена биогермными известняками. Алексинский горизонт сложен известняками микросгустковыми, криноидными, в нижней части с прослоями реликтово-полифитных; (скв. 8 Тенгиз, интервал 4365-4368 м); известняками органогенно-обломочными и известняковыми гравелитами с обломками известняков реликтово-полифитных (в средней части) и известняками органогенно-обломочными, криноидными (в верхней части). Михайловско-веневские отложения представлены полидетритовыми, криноидными, органогенно-обломочными, микросгустковыми известняками. В ряде скважин (скв. 7, 19, 41 – Тенгиз, скв. 10 – Королевская) михайловско-веневские отложения представляют ядро органогенной постройки – известняки реликтово-полифитные со строматактоидальной текстурой. Толщина визейских отложений 570-760 м соизмерима с толщиной этих отложений на Астраханском своде. Серпуховский ярус представлен тарусско-стешевскими биогермными известняками, водорослевыми, мшанково-водорослевыми, водорослево-криноидными, микросгустково-полидетритовыми и протвинскими известняками полидетритовыми, криноидными и водорослево-криноидными; толщина 80-110 м. Среднекаменноугольные отложения палеонтологически подтверждены в объеме башкирского и московского ярусов. Башкирский ярус, как и на Астраханском своде, состоит из нижнебашкирского

и верхнебашкирского подъярусов с выделением в первом краснополянского, северокельтменского и прикамского горизонтов. Краснополянский горизонт на Тенгизской и Южной площадях сложен известняками органогенно-обломочными, оолитовыми, прослоями водорослевыми, криноидными, неравномерно перекристаллизованными, в нижней части переслаивающиеся с гравелитами известняковыми. Северокельтменский горизонт слагается известняками разнообразной структуры: криноидными, крупнооолитовыми, оолито-водорослевыми, органогенно-обломочными, неравномерно перекристаллизованными. Прикамский горизонт сложен известняками водорослевыми, полидетритовыми, органогенно-обломочными, оолитовыми, микросгустковыми. На прикамском горизонте без видимых следов размыва залегает верхнебашкирский подъярус – нерасчлененная толща черемшанского и мелекесского горизонтов, представленная известняками микрозернистыми, прослоями спикуловыми, плотными, местами сильно окремнелыми. Толщина: краснополянского горизонта 28-37 м, северокельтменского 19-83 м, прикамского 18-147 м, верхнебашкирского подъяруса – до 60 м. Полнота и толщина башкирских отложений уменьшаются с юга на север вследствие размыва. На размытую поверхность каменноугольных образований ложатся стратиграфические подразделения нижней перми. Ассельский ярус установлен на Южной площади, где представлен известняками водорослевыми (тубифитовыми), массивными, нередко перекристаллизованными и засульфаченными с отдельными прослоями известняков биоморфно-детритовых, фораминеферово-водорослевых; толщина 88-378 м. На других площадях ассельские отложения отсутствуют. Сакмарский ярус также не установлен в рассматриваемом районе. Артинский ярус представлен своим верхним подъярусом. Глубоководные верхнеартинские отложения со стратиграфическим несогласием залегают на породах различного возраста – от каменноугольных до верхнедевонских. В основании яруса описаны брекчии, в которых обломочная часть состоит из алевролитов, известняков биоморфных, криноидных, микросгустковых, шламово-детритовых, а цементирующее вещество представлено глинисто-карбонатным материалом. В вышележащей толще выделяются 5 пачек, сложенных (снизу): пачка I – мергелями, доломитами, спонголитами темно-серыми до черных, слоистыми, с прослоями конгломератов; пачка II – литовитрокластическими туфами, пачка III – известняками черными, микрозернистыми, сильно глинистыми, с большим количеством рассеянного органического вещества (РОВ); пачка IV – аргиллитами с сильно глинистыми известняками почти черного цвета с обилием углефицированной растительной органики (УРО); самая верхняя V пачка сложена известняками реликтовой строматолитовой структуры и распространена не повсеместно, что может быть обусловлено ее размывом в предкунгурское время. Толщина верхнеартинских отложений меняется от 11 м в своде Тенгизского поднятия до 300 м и более на юго-восточной его периклинали. Артинские отложения отсутствуют на Юж-

ном поднятии. Кунгурский ярус на площади Тенгиз представляет переслаивание соли с ангидритом и аргиллитом; толщина изменяется от 446 до 1655 м. На Южном поднятии кунгурские отложения имеют относительно небольшую толщину, преимущественно ангидритовый состав и характеризуются пластовым залеганием и выклиниванием к югу.

В целом, рассмотренный разрез фаменско-нижнепермских отложений Приморской зоны поднятий имеет многие черты сходства с разрезом Астраханского свода, указывающие на общность истории развития южной окраины Прикаспийской впадины в конце девона, карбоне и ранней перми. Таковы карбонатный состав и толщины фаменско-нижнебашкирских отложений, отсутствие московских и верхнекаменноугольных отложений, стратиграфический диапазон нижнепермских докунгурских отложений и характер его изменения по площади. В то же время очевидны значительные различия двух разрезов в таких аспектах, как относительная роль рифообразующих организмов и органогенных построек в фаменско-раннебашкирском интервале геологического времени и интенсивность денудационных процессов в предпозднеартинское время, когда на Тенгизе, в частности, была разрушена часть органогенной постройки со вскрытием фаменских отложений (скв. 10). Еще более существенны различия в структурной ситуации. В отличие от Астраханского свода – стабильно развивавшегося крупного выступа фундамента – Приморская зона поднятий сформировалась в области глубокого прогиба в структуре фундамента (**рис. 4.1.2**) и характеризовалась большей динамичностью движений, восходящих и нисходящих. В таких условиях сформировались высокоамплитудные, но относительно небольшие по площади системы органогенных построек – атоллов, простирающиеся в нынешнюю акваторию Каспия и не имеющие заметных связей с выступами фундамента. Кашаган-Каратонское звено системы атоллов унаследовало от Гурьевского свода, на погружении южного крыла которого оно находится, лишь близширотную ориентировку; Тенгизская органогенная постройка вовсе не находит отображения в структуре фундамента. Отметим, в то же время, более высокую, чем для района левобережной части Астраханского свода, степень соответствия структурных планов по горизонтам в подошве и кровле девонско-башкирской карбонатной толщи, заключающим органогенные постройки на Тенгизе и Кашагане. Это свидетельствует об однонаправленности процессов осадконакопления в одном случае и нарушении однонаправленности – в другом. Для лучшего понимания этих процессов приведем некоторые сведения о строении девонско-нижнепермских отложений смежных районов – полуострова Бузачи, Мангышлака, кряжа Карпинского, Восточного Предкавказья и Большого Кавказа.

В северной части полуострова Бузачи глубокими скважинами (скв. Северный Каражанбас 1-П, Северные Бузачи 7, Култай 4, Восточный Карату-

рун 1-П, Арман 1-П) вскрыт представительный разрез сероцветных палеозойских отложений в диапазоне от верхнего карбона до нижней перми. На максимальную толщину (2373 м) эти отложения пройдены в скв. Северный Каражанбас 1-П. Разрез расчленяется (В.И.Попков, 1992) на две толщи: нижнюю - вулканогенно-осадочную (интервал 2982-4128 м) и верхнюю-карбонатно-глинистую. Преобладающее значение в той и другой толщах принадлежит аргиллитам, расслоенным тонко- и мелкокристаллическими биоморфно-детритовыми известняками и мергелями. В низах вулканогенно-осадочной толщи распространены андезитовые порфириты, покровы которых, залегающие параллельно напластованию осадочных пород, имеют толщину от 6-10 м до 20-50 м. Карбонатно-глинистая толща (интервал 1755-2982 м, толщина 1227 м) по соотношению типов пород подразделяется снизу вверх на аргиллитовую (227 м), аргиллито-известняковую (335 м) и известняково-аргиллитовую (665 м) части. В скв. Северные Бузачи 7 (интервал 1954-3500 м) карбонатно-глинистая толща также состоит из трех выше названных частей с толщинами 484 м, 483 м и 579 м. В скв. Култай 4 вскрыта только вулканогенно-осадочная толща. Из биоморфно-детритовых известняков определена фауна, позволившая Г.Д.Киреевой и Т.К.Замилацкой отнести породы к верхнему карбону-нижней перми (скорее всего к последнему стратиграфическому подразделению). В керне видны признаки дислоцированности отложений, выражающиеся в углах падения плоскостей напластования от первых до десятков градусов.

В приморской части **кряжа Карпинского** палеозойские образования вскрыты Джанайской опорной скважиной в интервале 2475-2840 м: представлены толщей переслаивания глинистых сланцев, аргиллитов, песчаников и алевролитов с редкими прослоями мергелей и известняков, из которых Г.Д.Киреевой определены фораминиферы, обосновывающие нижнепермский, ассельский возраст отложений. Вскрытая толщина 365 м. Ассельские отложения перекрываются юрскими. Представительные разрезы каменноугольных отложений кряжа вскрыты скважинами на востоке Ростовской области (скв. 3 Цимлянская, интервал 705-4935 м, вскр. толщина 4230 м); доминируют аргиллиты темно-серые с прослоями песчаников и алевролитов, возрастной диапазон от визейского яруса нижнего карбона до башкирского яруса среднего карбона. Породы содержат в значительном количестве углефицированные растительные остатки. Углы наклона плоскостей напластования в керне варьируют от первых градусов до десятков градусов, средние значения около 25^0. В восток-юго-восточном направлении стратиграфический диапазон верхней части палеозойских отложений возрастает за счет московско-верхнекаменноугольных и нижнепермских (по крайней мере, ассельского яруса) образований, в составе которых доминируют черные аргиллиты и глинистые сланцы при малозначительной роли прослоев извест-

няков. Относительная литологическая однородность палеозоя в приморской части кряжа Карпинского затрудняет изучение его внутренней структуры, поскольку, по существу, вся сейсморазведочная информация относится к эрозионной поверхности палеозоя. Эта поверхность представляет моноклиналь, наклоненную на юг, к Восточно-Манычскому прогибу, с гипсометрическими отметками –2,0 … -3,2 км. Продольными субширотными разрывами амплитудой 100-500 м обособляется серия тектонических блоков шириной 5-15 км. В пределах блоков локализуются малоамплитудные субширотно ориентированные выступы и ложбины эрозионного или тектонического происхождения, что дает обоснование для выделения в полосе кряжа положительных и отрицательных структур второго порядка, унаследованных в вышезалегающих осадочных образованиях, - Полдневского, Цубукско-Промысловского и Камышанско-Каспийского валов, Биркосинского и Придорожного прогибов (Тектоническая схема Астраханско-Калмыцкого Прикаспия под редакцией Н.И. Воронина, 1996).

В акватории Среднего Каспия девонско-нижнепермские образования бурением пока не достигнуты. По материалам морских геофизических работ (Д.Ф.Исмагилов и др., 1991-1996 гг.) морским продолжением Полдневского вала является Новогеоргиевско-Кулалинская антиклинальная зона, где по кровле палеозойского комплекса выделен ряд поднятий (Рябовское, Укатное, Безымянное, Северо-Кулалинское, Прибортовое). Цубукско-Промысловский и Камышанско-Каспийский валы в акватории сравнительно быстро сменяются моноклиналями и террасами, тогда как на продолжении Придорожного прогиба формируется Ракушечно-Широтный вал. Последний на Мангышлакском шельфе через седловину сочленяется с Тюбкараганским валом, в пределах которого девонско-нижнепермский комплекс перекрыт мощной толщей пермо-триаса, зафиксированной также и на Ракушечно-Широтном валу (скв. 1 Широтная, глубина 2497,9 м).

Южнее **Карпинско-Мангышлакской системы поднятий** наиболее представительный разрез палеозойских образований вскрыт в скв. 1 Дострлукской, пробуренной в Нефтекумском районе Восточного Ставрополья до глубины 6000 м. В его основании – глинистые сланцы среднего девона, прорванные магматическими породами – габбро, диабазами, ортоамфиболитами, дацитами и дацитовыми порфирами, а также роговики (интервал 4570-6000 м, толщина 1430 м). Верхнедевонские (?) отложения представлены известняками и глинистыми сланцами известняково-сланцевой свиты (интервал 4330-4570 толщина 240 м). Каменноугольные образования включают нижний отдел, состоящий из турнейских (известняки белые, толщина 37 м) и визе-серпуховских (глинистые сланцы, песчаники, толщина 320 м) отложений. В кровле (интервал 3973-4050 м) описаны риодациты и дациты (Б.Г.Вобликов, А.Ф.Лопатин, 2002). Разрез сопоставим с палеозойскими от-

ложениями северного склона Передового хребта Большого Кавказа, в основании которого, в частности, на 200 км протягивается тоханская серия средне- и верхнедевонского возраста (живет-фамен) толщиной 700-2500м, состоящая из первично осадочных пород – глинистых сланцев, известняков, песчаников, с редкими пластовыми телами риолитов и риодацитов. Толща прорвана интрузиями гранитов и гранодиоритов и претерпела зеленокаменный метаморфизм (И.А.Богуш, 2001). На всей площади Восточного Предкавказья вскрытый скважинами на незначительную толщину девонско-нижнепермский комплекс представлен сланцами, часто углистыми (скв. 2 Северо-Кочубеевская, 2 Даргинская, 1 Дружба), известняками темно-серыми мелкокристаллическим (скв. 1, 2 Привольненские), пластовыми телами диабазов (скв. 57 Сухокумская), интрузиями гранитов. Отметим в качестве наиболее существенных отличий палеозоя Восточного Предкавказья от кряжа Карпинского весьма ограниченную площадь распространения средне- и верхнекаменноугольной толщи аргиллитов с прослоями песчаников (сосредоточена, главным образом, в синклинальных зонах) и широкое распространение интрузий гранитов, часто осложняющих ядра антиклиналей. Площадь отдельных интрузий достигает 75х20 км (Знаменский батолит в Восточно-Манычской антиклинальной зоне, вскрытый скважинами на Эбелекской, Плавненской, Байджановской, Надеждинской, Знаменской, Южно-Буйнакской площадях). На контактах интрузий с вмещающими породами описаны роговики (Юбилейная площадь в Равнинном Дагестане).

Палеозой Предкавказья имеет сложную внутреннюю структуру, обусловленную проявлениями складчатости и дизъюнктивов, магматизма и метаморфизма. Выделяются два комплекса: нижний (девон + нижний карбон) с высокой степенью метаморфизма, дислоцированности и признаками интрузивного магматизма и верхний (средний и верхний карбон, пермь), который метаморфизирован и дислоцирован в меньшей степени. По А.Н.Резникову и А.А.Ярошенко (Резников, Ярошенко, 2000), выделившим 7 типов осадочных бассейнов по степени тектоно-динамической возбужденности (ТДВ), предкавказский палеозой входит в типы повышенной и очень сильной ТДВ ($IV_Д$ – $VI_Д$). Метаморфизм и складчатость комплекса не имеют всеобщего характера. Повышенная дислоцированность характеризует зоны дробления древних глыб добайкальского и байкальского фундамента, очаги вулканизма и флюидодинамических процессов, которые способствовали развитию метасоматических преобразований пород. Формирование современной структуры палеозоя Предкавказья тесно связано с орогенным подэтапом развития Большого Кавказа – режимом меридионального сжатия и широтного растяжения (Доценко, Моллаев, Ковалев, 2001). Снижение дислоцированности намечается в районах докембрийских овальных структур. Для палеозоя Предкавказья замечена (Ярошенко, Лялин, Варягов, Грабкин, Говоров, 2000)

трансформация, заключающаяся в том, что первично высококлассные поровые коллекторы в результате катагенетических процессов становятся флюидоупорами, в то время как глинистые, карбонатные, магматические породы преобразуются в трещинно-кавернозные коллекторы. Наибольший интерес как массивный трещинный коллектор во всем палеозойском разрезе представляет карбонатная толща девона-турне (достлукская свита). Основными структурными элементами палеозойского этажа являются Манычский и Кавказский антиклинории и Северо-Предкавказский синклинорий. Во всех этих структурах выделяются антиклинальные зоны (поднятия II порядка) по поверхности каменноугольных отложений: Восточно-Манычская, Северо-Ставропольская, Озек-Суатская, Южно-Ставропольская, Журавско-Ачикулакская, Архангельская и др. Принципиально новая информация, полученная в результате бурения Кунаковской скважины на северном крыле Янкульско-Нагутской антиклинали (Южно-Ставропольская антиклинальная зона), состоит в выявлении элементов покровно-надвиговой структуры палеозойского комплекса. В зонах надвигов могут формироваться трещинные коллекторы, к которым, возможно, приурочено нефтепроявление с глубины около 4500 м (Скрипкин, Вобликов, Чепак, Жиденко, 1999).

На восточном побережье Среднего Каспия, в районе мысов Песчаный и Жиланды, палеозойские породы вскрыты скважинами на площадях Оймаша, Жантанат, Западный Жантанат, Жага, Жиланды и др. на глубинах 3550-4070 м. Это терригенные отложения, метаморфизированные на стадии хлорит-мусковитовой субфации зеленосланцевой фации регионального метаморфизма и прорванные дайками основного и кислого составов. Наиболее широко распространены кварцево-слюдяного и полевошпатово-кварцевого составов серицито-кварцевые, углеродисто-кварцево-слюдяные сланцы, а также кварциты (В.И.Попков, О.В.Япаскурт, А.А.Демидов, 1985). По мнению Ч.М.Халифа-заде (Халифа-заде, Гурбанов, 2001), этот комплекс представляет каледонский структурный этаж фундамента; распространенные по данной площади также толщи глинистых сланцев палеозоя относятся к герцинскому структурному этажу. На площади Оймаша выявлена гранитная интрузия, прорывающая сланцевый комплекс и выходящая на дотриасовую эрозионную поверхность на глубине около 3550 м; по радиометрическим данным возраст интрузии 320-349 млн. лет (поздний девон – средний карбон). Интрузия – ровесница карбонатных плит южной окраины Прикаспийской впадины, содержащих уникальные месторождения УВ на Астраханском своде и в Приморской зоне поднятий, - вмещает залежь нефти в трещинном гранитном коллекторе, иллюстрируя многообразие и масштабность девонско-нижнепермской УВ системы Каспийского региона.

Резюмируя изложенную информацию, подчеркнем следующие факты, важные для функционирования данной УВ системы в Северном и Среднем Каспии:

- преобладающую роль осадочных образований морского генезиса во всем стратиграфическом диапазоне при весьма ограниченном распространении грубообломочных толщ;

- наличие визуальных признаков РОВ во всех осадочных породах комплекса прежде всего в аргиллитовых и глинисто-сланцевых толщах;

- благоприятные структурные и литологические особенности для формирования природных резервуаров различных типов, прежде всего – в карбонатных толщах;

- благоприятные условия консервации УВ при наличии солевой покрышки в кровле комплекса (для Северного Каспия).

4.1.2. Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации

Представления о палеогеографической обстановке седиментации на протяжении девонско-раннепермского времени менялись в зависимости от фактологической основы и авторских концепций (Буш и др., 1973;Павлов, Хортов, 1995; Попков, 1999). В последние годы наибольший прогресс достигнут в этом вопросе по району Астраханского свода и Каракульско-Смушковской зоны вследствие бурения скважин на глубины 6-7 км и научного обобщения полученных данных (Н.Ф.Федорова, В.А.Григоров, 2003; Ю.А.Писаренко, 2004; Н.Г.Чернецкая, 2002; К.А.Клещев, В.С.Шеин, 2004; В.Е.Хаин, Н.А.Богданов, В.И.Попков, П.А.Чехович, 2004).

Палеогеографическая ситуация девонско-раннепермского времени определялась взаимодействием Восточно-Европейского палеоконтинента, Гурьевского, Устюртского и Северо-Кавказского палеомикрококонтинетов. К началу девона образовались Астраханская, Биикжальская, Эмбинская, Мынсуалмасская пассивные окраины. В позднем девоне – раннем карбоне произошло отделение Гурьевского микроконтинента от Восточно-Европейского континента, а к середине визе - объединение Гурьевского и Устюртского микроконтинентов. В позднем визе Устюртско-Гурьевский микроконтинент претерпел столкновение с Северо-Кавказским микроконтинентом, приведшее к образованию орогена столкновения – кряжа Карпинского. К началу кунгурского века завершилось формирование южного полукольца горно-складчатого обрамления Прикаспийской впадины, возникшего в результате столкновения в карбоне-ранней перми Восточно-Европейского и Казахского континентов. Таковы основные вехи девонско-раннепермского этапа развития северной части Каспийского региона (Клещев, Шеин, 2004).

На этом региональном фоне Астраханский свод в среднедевонскую эпоху вместе с южной частью Гурьевского микроконтинента представлял область накопления известняково-песчано-глинистых отложений островного шельфа с участками относительно глубоководного шельфа и морфологиче-

ски выраженными островами. Общая толщина среднедевонских осадков достигает 700 м; о близости источников сноса свидетельствует обнаружение гравелитов и песчаников в основании живетского яруса (скв. 2 Девонская). Предфранский палеорельеф морского дна по степени расчлененности и проявлению геоморфологических процессов подразделяется на левобережный участок с преобладанием денудационных форм рельефа и правобережный с преимущественно аккумулятивным палеорельефом. Левобережный участок в среднем девоне мог быть крупным водоразделом между южным и северным бассейнами, приуроченными соответственно к современным крыжу Карпинского и Заволжскому прогибу; относительные отметки палеорельефа на водоразделе достигали 250-500 м. Палеорельеф предфаменской поверхности резко отличается от предфранского. Участки эрозии и денудации располагаются в периферических частях Астраханского свода, в то время как его центральная часть представляет обширную область аккумуляции, разделяемую на два неравных участка – правобережный и левобережный с водоразделом по Волго-Ахтубинской пойме. В области аккумуляции широко развита древняя гидросеть с узкими невыработанными долинами (**рис.4.1.5**), что указывает на преобладание донной эрозии. В предтурнейское время левобережный участок представлял протяженную субширотно ориентированную зону денудационного рельефа, служившую водоразделом между двумя областями аккумуляции, из которых одна практически совпадает с Еленовским поднятием (валом), а другая – со сводовой частью Аксарайского вала, к которому приурочено АГКМ (**рис. 4.1.6).** Еще одна крупная область аккумуляции выделена в северо-западной части свода. В Волго-Ахтубинской пойме преобладает денудационный рельеф, а в правобережье имеет место денудационный (район Светлошаринской площади) и аккумулятивный (Долгожданная, Пионерская площади). Отметки предтурнейского палеорельефа варьируют в диапазоне 0-300 м, фаменского 0-450 м.

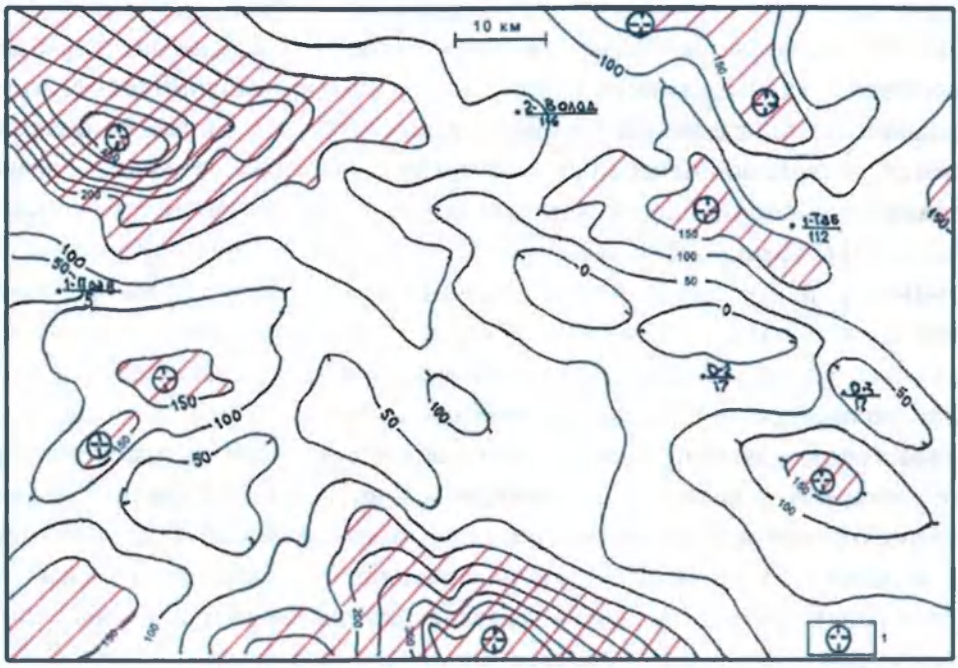


Рис. 4.1.5. Астраханское ГКМ. Палеогеоморфологическая карта предфаменской поверхности (по Н.Ф.Федоровой, В.А.Григорову, 2003).

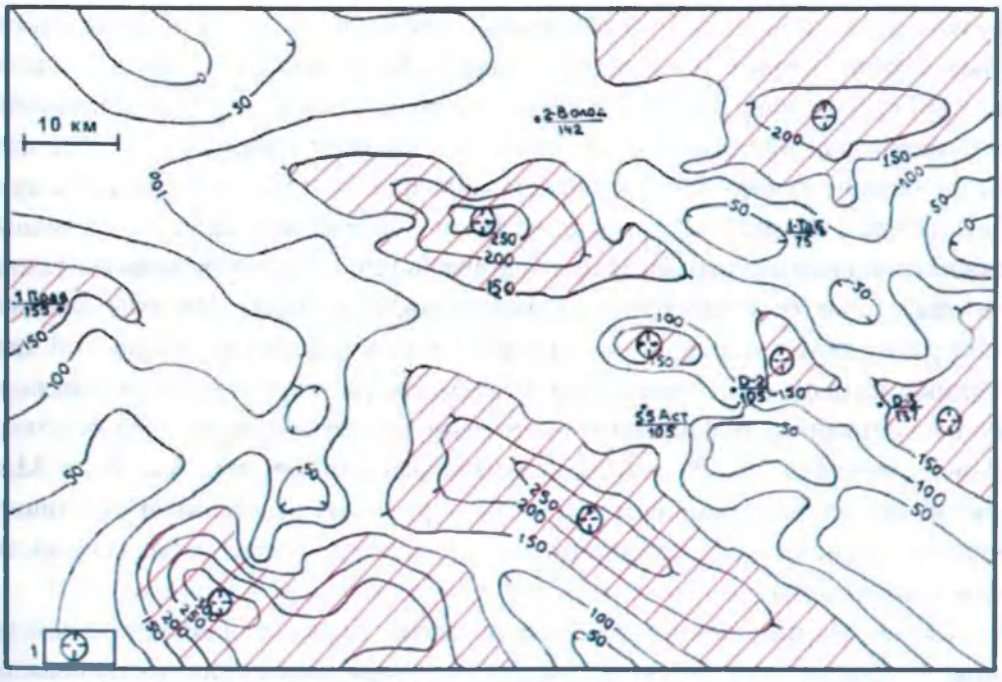


Рис. 4.1.6. Астраханское ГКМ. Палеогеоморфологическая карта предтурнейской поверхности (по Н.Ф.Федоровой, В.А.Григорову, 2003).
Заштрихованы палеоподнятия. 1 – карстовые формы рельефа.

Сопоставление палеоморфологических обстановок для трех рубежей девонского периода показывает очевидные различия в размерах форм денудационного и аккумулятивного рельефа, их количестве, контрастности, соотношении по площади. На предфранской карте из 7 аномалий рельефа 6 являются денудационными формами, тогда как в предтурнейском рельефе отображено 9 аномалий, из которых лишь 4 являются денудационными формами (Н.Ф.Федорова, В.А.Григоров, 2003). Денудационный рельеф благоприятствовал при карбонатном осадконакоплении формированию породколлекторов в связи с развитием карстовых процессов, образованием воронок, пустот, каверн. В районах с преобладанием процессов аккумуляции получили распространение низкопоровые коллекторы.

Обстановка мелководного карбонатного шельфа на Астраханском своде, в Северном Каспии и Приморской зоне существовала во франско-раннебашкирское время, обеспечив формирование полифациальной карбонатной плиты толщиной от 2,5 км (Астраханский свод) до 3,0-3,2 км (Приморская зона). Полифациальный характер определялся колебаниями глубин морского дна, привносом терригенной (главным образом, глинистой) составляющей за счет новых областей денудации, зарождением и ростом органогенных построек. Раннефранское время характеризовалось на Астраханском своде условиями относительно мелководного шельфа с локальными зонами денудации и зоной относительно глубоководного шельфа (в районе поймы Волга-Ахтуба). В среднем и позднем фране на этой площади существовала обстановка островного шельфа с накоплением глин известковистых и известняков; по периферии прогнозируется узкая полоса развития рифогенных барьерных построек, отделяющая островной шельф от глубоководного шельфа, где отлагались кремнисто-глинисто-известковыстые образования. Фаменско-турнейское время несколько уменьшило площадь зоны островного шельфа; при этом накапливались слоистые известняки, окаймленные полосой рифогенных построек. В визе-раннебашкирское время морской мелководный шельф существовал в фаменско-турнейских границах, вдоль которых накапливались рифогенные образования, сменявшиеся далее обломочными и глинисто-известковыми отложениями карбонатных склонов. Московский век на Астраханском своде был временем регрессии и денудации, продолжавшейся в позднекаменноугольную эпоху и в ассельско-сакмарское время ранней перми.

Южнее Астраханского свода, в пределах Каракульской пассивной окраины, в среднем девоне существовала палеогеографическая обстановка относительно глубоководного шельфа с накоплением глинисто-карбонатных отложений. Далее на юг, в зоне нынешнего кряжа Карпинского, накапливались глинисто-кремнисто-известковые образования глубоководного бассейна, наличие которых установлено в Достлукской скважине Нефтекумского ра-

йона Ставрополья. Глубокий прогиб существовал и в раннефранское время, заполняясь, по-видимому, терригенно-карбонатными глубоководными депрессионными образованиями (известняково-сланцевая свита Достлукской скважины). Средне- и позднефранское время сопровождалось накоплением кремнисто-известковых гемипелагических отложений впадины, фаменско-турнейско-теригенно-карбонатных отложений континентального склона. Визейско-раннебашкирский интервал представлен глубоководными глинисто-карбонатными и кремнисто-карбонатными отложениями. Московско-позднекаменноугольные отложения присутствуют в фациях теригенного флиша.

В палеозойской истории осадконакопления Центрального Предкавказья исследователи отмечают стабильную тенденцию углубления дна палеобассейнов, выражающуюся в увеличении толщин основных комплексов палеозоя. Это говорит о том, что с конца протерозоя до конца каменноугольного времени здесь формировался динамически стабильный бассейн осадконакопления с резким расчленением морского дна, отдельные участки которого испытали подъем в предпермское время. Таким образом, на палеозойском этапе развития в Центральном и, очевидно, Восточном Предкавказье на территории Ставропольского края существовали обширные бассейны морского осадконакопления и, следовательно, зоны генерации УВ (А.В.Лялин, А.А.Ярошенко, 2002). Образование карбонатных пород в палеозое Ставрополья связано с активной магматичесой деятельностью и поступлением продуктов вулканизма в морские воды. Характерно, что известняки верхнедевонско-турнейского возраста в Достлукской скважине залегают на среднедевонском комплексе, содержащем, наряду с глинистыми сланцами, широкий спектр магматических пород – габбро, диабазы, ортоамфиболиты, дациты, дацитовые порфиры, а покровы риодацитов и дацитов обнаружены также в визе-серпуховских отложениях, представленных севернее (Астраханский свод, Каракульско-Смушковская и Приморская зоны) исключительно в карбонатной формации. Разрезы верхнекаменноугольных-нижнепермских отложений приморской части кряжа Карпинского и полуострова Бузачи имеют многие черты сходства и, и вероятно накапливались в едином бассейне, восточная часть которого (Бузачи) отличалась проявлениями эффузивного магматизма основного состава (андезитовые порфириты) и, соответственно, повышенной ролью карбонатных прослоев.

Поворотным пунктом истории палеозойского осадконакопления в Северном и Среднем Каспии, резко изменившим палеогеографию региона, явилась середина ранней перми, когда в результате коллизии Устюртско-Гурьевского и Северо-Кавказского микроконтинентов получил морфологическое выражение кряж Карпинского, а существовавшая в московско-позднекаменноугольное или московско-ассельско-сакмарское время суша Астраханского свода и Приморской зоны поднятий подверглась резкому

опусканию, став частью глубоководного бассейна. На границе прежней и новой суши в сравнительно неширокой полосе формировалась сероцветная сакмарско-артинская моласса со свойственной ей набором пород, включающим, в частности, грубообломочные образования конусов выносов и глинисто-известково-кремнистые образования склона Прикаспийской впадины, а также песчаники глинистые (турбидиты). На отдельных участках Астраханского свода (северное крыло, восточная периклиналь) и Приморской зоны поднятий (северная часть) глубоководные образования артинского яруса залегают на эродированных до уровня нижнего карбона и даже верхнего девона (Тенгиз, скв. 10) известняках мелководного шельфа. В пределах новообразованной суши (кряжа Карпинского, Бузачинского поднятия) сакмарско-артинские отложения не установлены. Вышележащие кунгурские эвапориты имеют площадь распространения меньшую в сравнении с артинским бассейном. В Предкавказье, где палеозойская суша формировалась на протяжении более длительного геологического времени, чем в пределах кряжа Карпинского и Бузачинского поднятия, обозначаются палеозойские поднятия (антиклинории) с редуцированными разрезами и прогибы (синклинории) с более полными разрезами. В Центральном и Восточном Предкавказье исследователи (Б.Г.Вобликов, А.Ф.Лопатин, 2002) выделяют Манычский антиклинорий, Северо-Предкавказский синклинорий и Кавказский антиклинорий. В Манычском антиклинории неизвестны осадочные образования девона и среднего-позднего карбона. Углистые сланцы нижнего-среднего карбона имеют толщину от 1 км в своде до 3-3,5 км на крыльях и перекрываются верхнепермско-триасовыми или юрско-меловыми образованиями. В Северо-Предкавказском синклинории диапазон осадков возрастает вниз и вверх – от среднего девона до позднего карбона с увеличением толщины до 5 км и, возможно, более. Наиболее полные разрезы средне- и позднекаменноугольных отложений достигают здесь нескольких сотен метров. Кавказский антиклинорий, погружающийся под Терско-Каспийский мезозойско-кайнозойский прогиб, сложен палеозойскими сланцами и известняками не моложе позднего девона. Проявления среднепалеозойского магматизма отмечены в Манычском антиклинории (граниты раннего-среднего карбона на Саджайской площади), Северо-Предкавказском синклинории (габбро, диабазы, дациты, дацитовые порфиры среднего девона, риодациты и дациты визе-серпуховского возраста раннего карбона) и Кавказском антиклинории (кварцевые диориты раннего палеозоя).

Обнаружение верхнепалеозойской сероцветной молассы на юге Мангышлака в районе мыса Ракушечный вносит важный дополнительный штрих в палеографию девонско-раннепермскоо осадконакопления. Поскольку этот район в свете новых данных морской сейсморазведки структурно приурочен к крупнейшей на Каспии Самурско-Песчапомысской зоне мезозойско-

кайнозойских поднятий, а молассовый характер верхнепалеозойских отложений означает существование отрицательной структуры (прогиба, синклинория), налицо проявление здесь инверсии. О позднепалеозойском прогибании на фоне режима растяжения свидетельствует также вскрытие скважинами гранитных интрузий на площади Оймаша.

Распределение скоростей девонско-раннепермской седиментации находится в прямом соотношении с палеогеографической обстановкой. Максимальная скорость седиментации оказывается присущей кряжу Карпинского, где достигает 60-80м/млн. лет и местами может превышать эту величину. Близкие значения устанавливаются для Тенгизского, Приморского, Кашаганского поднятий, что отчасти связано с интенсивностью роста рифовых массивов. Район поднятия Жамбай-море имеет скорость седиментации 40-60 м/млн. лет, Астраханский свод – менее 40 м/млн. лет. Для районов Предкавказья, Бузачей, Мангышлака оценка скорости седиментации затруднительна ввиду недостатка информации.

4.1.3. Термобарический режим

На большей части площади Северного и Среднего Каспия девонско-нижнепермский комплекс находится в жестких термобарических условиях.

На Астраханском своде по данным скважинных замеров температура на глубине 4000 м, вблизи кровли комплекса, варьирует в диапазоне 98,5-116,5°С. Наиболее глубинные замеры на уровне 5900-6000 м дали значения 136,5-139°С. Геотермический градиент в интервале 4000-5900 м, сложенном известняками и доломитами, составляет 1,8°С на 100 м. Пластовые давления в интервале 4000-4750 м 60-65 мПа. В нижней части комплекса прогнозируются температуры 150-180°С и давления 76,0-88,9 мПа (М.И.Тарханов, С.И.Голованова, 2002).

В Приморской зоне поднятий исследуемый комплекс имеет в интервале глубин 4000-5500 м относительно пониженные температуры (85-105°С) и повышенные давления (72,6-99,2 мПа). На юге этой зоны (пл. Южная) температуры и давления снижаются до уровня 73°С и 43,2 мПа на глубине 4000 м.

Палеозойские отложения Каракульско-Смушковских дислокаций имеют в интервале глубин 2750-4300 м температуры 90-115°С (термоградиент около1,6°С на 100 м); пластовые давления на глубинах 3000 –4300 м 32,7-56,0 мПа. Относительно Астраханского свода имеет место заметное снижение температур и давлений. Более значительным, как показывают проведенные данные по Южной площади Приморской зоны, является это снижение для палеозоя Бузачинского поднятия.

В пределах кряжа Карпинского палеозойский комплекс не содержит флюидонасыщенных объектов, в связи с чем о термодинамических условиях

можно судить косвенно по замерам, сделанным в вышележащих интервалах осадочного чехла. На глубинах 2500-3500 м, соответствующих положению верхней части палеозоя, температуры достигают 107-145°С при термоградиенте 3,8°С на 100 м, а пластовые давления 30-42 мПа.

Условия палеозойского комплекса Восточного Предкавказья характеризуют данные по скв. 1 Достлукской. Пластовые температуры на глубинах 5200 м и 5900 м соответственно составляют 201,1°С и 215,9°С при термоградиенте 2,1°С на 100 м; пластовое давление на глубине 4940 м 63,5 мПа. По данным А.А. Ярошенко и Л.В. Писцовой (Ярошенко, Писцова, 2001) на срезе – 5000 м температура изменяется от 160°С до 230°С. При этом наиболее напряженный тепловой режим (220-230°С) характеризует центральную часть Ставропольского свода. Для Прикумской системы поднятий и Восточно-Ставропольской впадины отмечаются температуры 160-170 °С.

Палеотемпературы, в которых палеозойские отложения пребывали на этапах максимального погружения, и которые важно учитывать для оценки их генерирующих возможностей, составляют для районов Приморских поднятий (в расчете на уровень подошвы палеозоя) 350-370 °С, Астраханского свода 250-280 °С, Северного Устюрта 100 °С и менее. В пределах кряжа Карпинского, где толщина осадков могла достигать 8 км, палеотемпература на уровне палеокровли палеозоя до инверсии, по мнению А.В.Бочкарева с соавторами (Бочкарев и др., 2001), оценивается около 400 °С.

Органическое вещество (ОВ), рассеянное в породах палеозоя, вследствие охарактеризованных выше термодинамических условий претерпело вместе с породами катагенетические изменения различной интенсивности. Градации катагенеза определялись методом измерения отражательной способности витринита (ОСВ) в лаборатории ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть.

РОВ **Астраханского свода** характеризуется градациями катагенеза от $МК_3$ для нижнепермских до $МК_4$-$МК_5$ для каменноугольных и девонских отложений. Геохимическими исследованиями керна установлены следы миграции жидких УВ, в большинстве случаев претерпевших глубокое окисление и потерявшие подвижность. Количество асфальтоподобных веществ на глубинах около 5 км достигло 0,3%. Окислительные процессы проходили на рубеже C_2/P_1 в течение длительного времени. С глубиной битуминозность в целом уменьшается.

В продуктивном разрезе **Тенгизского месторождения** наряду с РОВ установлены твердые природные битумы (ТБ), относимые по совокупности геохимических исследований к оксикеритам и, главным образом, к высшим керитам – импсонитам (Твердова, Скибицкая и др., 2002). Высокое содержание кислорода в элементном составе ТБ (6-13%) свидетельствует о проявлении гипергенных процессов при формировании этого месторождения. РОВ имеет гумусово-сапропелевый тип со значительным преобладанием сапро-

пелевых компонентов. Величины максимальных палеотемператур с глубин 4018-4051 м (T_{max} = 456-469°С), отношение $H/C_{ат}$ ($H/C_{ат}$ = 1,01-1,3) указывают на стадии $МК_2$ – $МК_3$ катагенеза, что свидетельствует главной фазе нефтеобразования (ГФН). Содержание РОВ ($C_{орг}$) 0,85-1,2%.

Палеозойские отложения **Каракульско-Смушковской зоны** в диапазоне глубин 1,6-4,2 км (кровля) и 5,3 км (подошва) характеризуются высоким содержанием $C_{орг}$. Нижнепермские аргиллиты и алевролиты имеют градации катагенеза $МК_1$ – $МК_4$, каменноугольные – $МК_3$ – $АК_2$, девонские $АК_1$ – $АК_2$. Каменноугольные отложения опробованы или испытаны более чем в 20 скв. с получением в приточных объектах (44% от общего числа испытанных) незначительных притоков воды с газом; содержание неуглеводородных компонентов в газовой смеси 64-97% (Бембеев, Хулхачиев и др., 2001).

Палеозойский комплекс **кряжа Карпинского** имеет в составе прослои и пачки углистых аргиллитов и, следовательно, весьма насыщен РОВ. Каменноугольные отложения по результатам замеров ОСВ имеют градации катагенеза $МК_5$ – $АК_3$ на глубинах 1,5-4,3 км. Плотность аргиллитов 2,79-2,9 г/см^3, песчаников 2,6-2,75 г/см^3 .

В **Восточном Предкавказье**, по данным Б.А.Соколова, А.И.Конюхова, Н.Ш.Яндарбиева, Ф.Н.Хайрутдинова, У.Р.Хамзина, З.Х.Маллаева, Т.П.Жеглова, Г.С.Нечитайло (Соколов и др., 2002), содержание $C_{орг}$ в палеозойских отложениях составляет 0,04-1,58%. Степень катагенетической преобразованности палеозойских пород, как правило, превышает уровень «нефтяного окна» и соответствует градациям нижней зоны газообразования, т.е. превышает градацию $МК_3$. Однако по данным хроматомассспектрометрических исследований (стерановые и гопановые коэффициенты термической зрелости) степень катагенеза битумов, экстрагированных из РОВ, соответствует уровню главной зоны нефтеобразования, причем в большинстве случаев началу ГЗН. Это позволяет предположить существование палеозойских очагов генерации УВ на протяжении эволюции данного нефтегазоносного бассейна. По совокупности геохимической информации можно утверждать, что складчатое палеозойское основание Восточного Предкавказья представляет интерес с точки зрения поисков здесь УВ скоплений. Катагенетическая превращенность ОВ в кровле каменноугольных отложений Центрального и Восточного Предкавказья изменяется в диапазоне $МК_4$ – $АК_4$. (Ярошенко, Писцова, Серов, 2001). Минимальная превращенность ОВ (градация $МК_4$) отмечена на вершинах Ставропольского свода, к западу и юго-востоку от которых происходит последовательное увеличение, достигающее максимальных градаций $АК_3$ - $АК_4$ в Восточно-Ставропольской впадине, зоне Манычских прогибов, Прикумской системе поднятий, Ногайской ступени. По расчетам вышеупомянутых авторов, градация $АК_1$ охватывает глубины 2,3-2,8 км, $АК_2$ 2,8-3,8 км, $АК_3$ 3,8-4,5 км, $АК_4$ 4,5-7 км. Плотность сланцев и песчани-

ков карбона 2,63-2,76 г/см^3 и 2,62-2,69 г/см^3 соответственно (Скрипкин, Вобликов, Чепак, Жиденко, 1999).

4.1.4. Модели углеводородообразования

Основой для прогноза нефтегазоносности девонско-нижнепермской УВ системы является принадлежность к ней открытых уникальных месторождений в Прикаспийской впадине (Северо-Каспийском нефтегазоносном бассейне) – Астраханского, Кашаганского, Тенгизского, Карачаганакского, нефтегазопроявлений и промышленных притоков нефти и газа из одновозрастных отложений Предкавказья и Южного Мангышлака (Средне-Каспийский НГБ).

Углеводородообразование в **Северо-Каспийском НГБ** в рамках девонско-нижнепермской УВ системы принципиально вписывается в генетическую концепцию «нефтяного окна», представление о главной фазе нефтеобразования (ГФН) и главной фазе газообразования (ГФГ) в недрах НГБ (Бочкарев, Самойленко, Степанов, 2001; Орешкин, 2001), реализуемого в рамках бассейнового моделирования. Современные технологии бассейнового моделирования представляют широкие возможности реконструкции условий образования скоплений УВ – выявленных и прогнозируемых, особенно если эти технологии не вступают в противоречие со здравым смыслом и практическим опытом исследователей. Применительно к девон-нижнепермскому комплексу отложений эти модели опираются:

на данные о наличии в разрезе нефтематеринских толщ; в рассматриваемой ситуации ими являются глинистые и глинисто-карбонатные образования раннего карбона и девона;

на данные о наличии резервуаров, причем не пространственных, а локализуемых, - в нашем случае карбонатных построек с рифогенной составляющей;

на наличие флюидоупоров, в конкретной ситуации – эвапоритов. Важной исходной характеристикой модели является приоритет (или паритет) того или иного вида миграции флюидов в рассматриваемой части бассейна – латеральной или вертикальной, что зависит как от литологической изменчивости пород, так и от геодинамической обстановки. Вопросы формирования основных месторождений девонско-нижнепермской УВ системы затрагивались в разделе 3.3. Ниже акцентируется внимание на ряде важных особенностей моделей образования двух месторождений-супергигантов – Астраханского и Тенгизского

Астраханское месторождение сформировалось над крупным выступом кристаллического фундамента. Центральную часть этого выступа и Астраханского свода по подсолевой части осадочных образований, вероятно, пе-

ресекает крупный разлом земной коры с ЮВ ориентировкой, примерно по оси г.г. Волгоград-Астрахань. Разлом, точнее - достаточно широкая шовная зона, очень молод в масштабе геологического времени. Возникнув и развиваясь на рубеже позднетретично-раннечетвертичного времени, разлом развернул течение пра-Волги от прежнего южного направления к Манычу, на юго-восток, к формирующейся котловине Каспийского моря. Прежнее русло Волги осталось запечатленным в уступе Ергенинской возвышенности (бывшего правого берега реки) и цепочке Сарпинских озер. При подходе к современному контуру Каспия Волга, как известно, разделяется на массу (до нескольких сотен) больших и малых рукавов, что прямо указывает на возобновившийся в новейшее время подъем Астраханского блока фундамента. Этот подъем не мог, естественно, не сказаться на резком увеличении макро- и микротрещиноватости толщи палеозойских пород, ранее достаточно консолидированной. Астраханский блок был приподнят и в позднепалеозойское время, о чем говорит высокая доля мелководных, рифоподобных известняков, участвующих в строении разреза карбона Астраханского свода и перекрытых эвапоритовой нижнепермской покрышкой.

Позднее время основной структуроформирующей фазы тектогенеза и сравнительная ненадежность эвапоритовой покрышки, особенно маломощной на южном борту свода, обусловили крайнюю недонасыщенность высокоамплитудной ловушки газовой смесью. При гигантских размерах структурно-литологической ловушки, 85 х 35 км, и амплитуде почти 1500 м она насыщена газоконденсатной смесью всего на 200 м. Газовая составляющая представлена равной концентрацией УВ и кислых газов при достаточно высоком содержании гелия и ртути. УВ составляющая газовой смеси АГКМ, по нашему мнению, вполне могла быть генерирована в значительном объеме толщей глинисто-карбонатных пород среднего карбона и аккумулирована в кровле карбонатного массива, сложенного чередованием строматолитовых известняков и более плотных хемогенных известняков и доломитов. Учитывая плотности пород и отсутствие далеко протяженных зон развития биогермных известняков, их концентрацию лишь на приподнятых (ранее хорошо прогревавшихся) участках палеобассейна, возможности дальней латеральной миграции при формировании Астраханского ГКМ были ограничены.

Модели формирования месторождений УВ не могут не учитывать того обстоятельства, что, подобно любому другому осадочному бассейну, в Северо-Каспийском палеозойском бассейне проходили одновременно два процесса, накладывавшихся друг на друга. С одной стороны, это деструкция первичного накопившегося ОВ растительного и животного происхождения во всех типах пород, с другой – их преобразование в УВ и другие газообразные компоненты. Дальнейшая их судьба зависит от геодинамических процессов на данном участке земной коры в целом, а не только от масштабов латеральной

миграции. Процессы рифтогеиеза любого масштаба, динамика зон глубинных разломов (например, Нижневолжского разлома), внедрение диапиров изверженных пород в толщу осадков резко интенсифицируют вертикальную миграцию высокотемпературных флюидов (вода, разнообразные газы). Поднимаясь вверх по зонам трещиноватости в осадочных породах, эти флюиды увлекают за собой катагенетически образованные флюиды и интенсифицируют их дополнительное образование. Под первой надежной покрышкой скапливаются и смешиваются нефти, конденсаты, газы самого разного происхождения, включая органогенные и мантийные. Нетрудно представить себе вероятность, хотя и в разных масштабах, протекания этих процессов и на Астраханском своде, расположенном на пересечении крупнейших разломов, и в районе Тенгиза, относящегося к Южно-Эмбенскому рифту.

За счет таких процессов могут образовываться пояса сравнительно однотипных месторождений (пример – месторождения восточного борта Прикаспийской впадины) или резко отличающиеся , хотя и недалеко расположенные в контурах южного борта впадины месторождения Астраханское и Тенгиз. Масштабы вертикальной миграции разнообразных флюидов в таких тектонически активных зонах теоретически неограниченны, а практически зависят от энергетики глубинных источников, мощности, состава и степени трещиноватости толщи пород, лежащих ниже основной ловушки-резервуара. Подобная тектонически активная зона в Каспийском регионе известна на контакте Среднего и Южного Каспия, связана с поддвигом плит и называется Абшерон-Балханским порогом.

Чем радикально отличаются модели образования залежей девонско-нижнепермской УВ системы Каспийского региона? На Астраханском месторождении важную роль играют крупные древние и молодые разломы, имеющие глубинные корни. Нижняя часть осадочного чехла (девон-нижний карбон) обладает ухудшенными коллекторскими свойствами, но в целом тектоническая раздробленность осадочного чехла и фундамента, расположение месторождения в зоне активного Нижневолжского разлома обеспечивает связи с глубинными источниками генерации и миграцию флюидов, в том числе и неуглеводородных. Сама ловушка АГКМ относительно молода по возрасту, и решающее значение в ее формировании играют не рифовые фации, а субантиклинальная форма изогнутых слоев карбонатных и терригенных пород девона-карбона под влиянием нескольких фаз подъема Астраханского блока фундамента, в том числе и в новейшее время. Сумма накопившегося потенциального объема газоконденсатной смеси в привершинной части ловушки около 4 трлн.м^3 газовой смеси и до 1 млрд.т. конденсата. Углеводородная составляющая в виде метана, его газообразных и жидких гомологов достигает 3,5-4 млрд.т условного топлива.

Ловушка месторождения Тенгиз сравнительно невелика по размерам

(30 х 20 км). Высокоамплитудный округлый биогермный массив, сложенный разнообразными рифостроителями, надстраивался в краевой, но постоянно углублявшейся части морского палеозойского бассейна. Высота залежи соответствует высоте ловушки, превышая 1000 м. В отличие от Астраханского свода, облекающего крупный выступ кристаллического фундамента, Тенгизский массив и в палео-, и в современном структурном плане располагается в контурах глубокого Южно-Эмбенского прогиба (рифта); глубина до поверхности фундамента составляет 12-14 км **(рис. 4.1.2).** Лежащая ниже подошвы залежи толща осадочных пород мощностью до 6 км, включающая девонские, нижнепалеозойские и, возможно, рифейские отложения **(рис.4.1.7),** залегает в относительно спокойных условиях и существенно уплотнена. Связь с возможными глубинными очагами генерации и миграции разнообразных флюидов затруднена. В итоге сформировалась «моно»-залежь нефти, аккумуляция которой в ловушке началась непосредственно вслед за образованием покрышки, то есть в позднем палеозое. Сумма накопившейся углеводородной составляющей (нефть + растворенный газ, содержащий в 3-4 раза меньше кислых компонентов по сравнению с АГКМ) близка к ресурсам УВ на АГКМ (около 3,5 млрд. т. условного топлива).

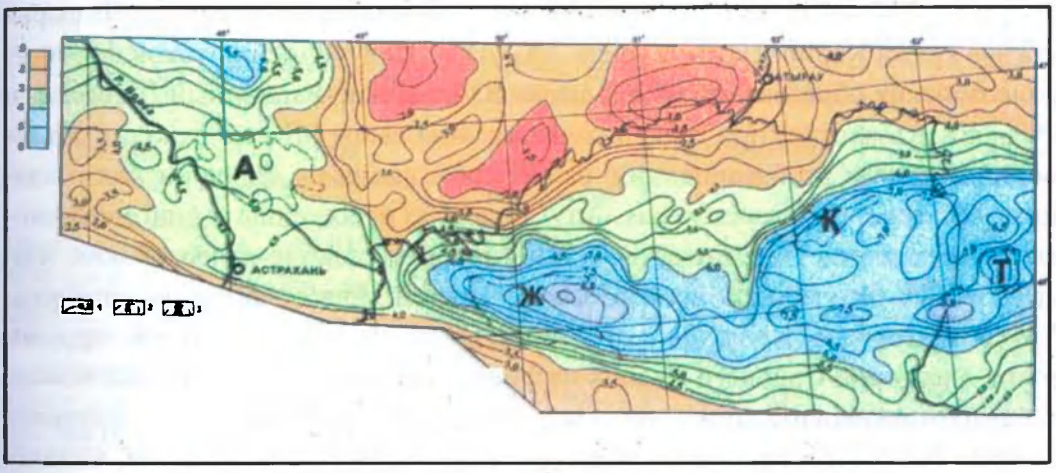


Рис. 4.1.7. Карта изопахит нижней части осадочного чехла (Ф-П2) северо-восточного Каспия и побережья.

Месторождение Кашаган, расположенное в едином с АГКМ и Тенгизом Северо-Каспийском нефтегазоносном бассейне и приуроченное к рассматриваемой УВ системе, в первом приближении представляется увеличенным аналогом Тенгизского. Оба месторождения относятся к крупнейшему мегаатоллу и имеют соизмеримые амплитуды массивных ловушек и высококачественную эвапоритовую покрышку. Флюиды в обоих случаях характеризуются близким содержанием кислых компонентов. Наконец, оба месторождения

расположены в условиях крупного прогиба по поверхности фундамента. В то же время, в строении месторождения Кашаган проявляются отдельные отличительные черты. Единый карбонатный массив по содержанию рифостроителей, разной степени глинизации известняков и, соответственно, уплотнения пород, вероятно, расслоен на субпластовые резервуары

Суть общего резюме к моделям формирования месторождений-гигантов на южном борту Прикаспийской впадины сводится к их индивидуальности. Наиболее принципиальные различия предопределяются неодинаковой ролью глубинных факторов, геодинамическими особенностями местоположения ловушек. От них зависит термодинамическая ситуация, предопределяющая и состав флюидов, и тип, и масштаб залежей.

.Анализ катагенетической зональности и других результатов комплексных исследований показывает, что терригенные и карбонатные толщи палеозоя к югу от Северо-Каспийского бассейна находятся в более жестких термодинамических условиях. Широтная зональность полей катагенеза в диапазоне $МК_4$-$АК_4$ дифференцирует земли ***Средне-Каспийского НГБ*** по палеозойскому комплексу на бесперспективные на нефть и низко перспективные на газ (УВ с большой примесью CO_2 и H_2S) в пределах Каракульско-Смушковских дислокаций и кряжа Карпинского, где уровень катагенеза достигает градаций $МК_4$-$МК_5$, и бесперспективные на любые виды УВ сырья южнее кряжа Карпинского, в зонах $АК_1$-$АК_4$. Получение притоков нефти из палеозойских образований на площадях Юбилейная (Равнинный Дагестан) и Оймаша (Казахстан) при градациях катагенеза выше $МК_5$ не находит объяснений в рамках этой концепции, равно как и данные о более низких градациях катагенеза эпигенетичных битумоидов по отношению к сингенетичному РОВ палеозоя Предкавказья, о генетическом родстве палеозойских эпигенетичных битумоидов и мезозойских нефтей Предкавказья по критерию Грэхема (Соколов, Конюхов и др., 2002). Очевидно, что выведение территории и акватории Среднего Каспия из фонда нефтегазоперспективных земель по девон-нижнепермскому комплексу отложений на основе всех имеющихся данных было бы в настоящее время неправомерным. Вместе с тем, количественный прогноз генерации УВ девон-нижнепермских отложений сегодня возможен только для Северо-Каспийского НГБ.

По термодинамическим условиям подсолевых палеозойских отложений южная часть ***Северо-Каспийского НГБ*** характеризуется существенными различиями между ее восточными и западными районами с условной границей по меридиану 50°00` в.д. Восточные районы территории и акватории пребывают в условиях умеренной преобразованности пород и ОВ (градации $МК_2$-$МК_3$). Вся Приморская зона поднятий, включая ловушки Западного и Восточного Кашагана, находится в условиях начальной фазы газообразования, при которой УВ газы поступают в крупные рифогенные структуры,

растворяясь в сформировавшихся здесь ранее залежах нефти и обеспечивая их высокое газосодержание и АВПД. Основные перспективы нефтегазоносности связаны здесь с залежами нефти и газоконденсата. Астраханский свод и другие поднятия западного района (Жамбай-море, Северо-Каспийское) по расчетам (Боровиков, 2002) прошли ГЗН в диапазоне геологического времени 240-85 млн. лет назад, время вхождения кровли среднекаменноугольных отложений в ГЗГ установлено от 192 млн. лет назад (начало ранней юры) до современного этапа. Длительное пребывание этого района в условиях ГЗГ предопределило поступление в первичные нефтяные залежи значительно большего количества газа и, их преобразование в газоконденсатные месторождения; процессы, связанные с развитием смежной территории кряжа Карпинского и обусловившие более активный катагенез ОВ палеозойских отложений, обеспечили основной приток в существовавшие ловушки кислых газов финальной стадии ГЗГ.

Изучение корреляционных зависимостей отражательной способности витринита и современных температур от глубин в пределах кряжа Карпинского, Каракульско-Смушковской зоны и Астраханского свода (Куклинский, Вориводина, 2004) дает основания прогнозировать фазовое состояние УВ для этих структур **(табл. 4.1.1.):**

Таблица 4.1.1

Флюиды	Глубины, м			
	Кряж Карпинского	Каракульско-Смушковская зона поднятий	Астраханский свод	Северная периферия Астраханского свода
Нефть	< 1400	< 3000	< 3700	< 5500
Нефть и газоконденсат	1400 - 1800	3000 - 3800	3700 -4400	5500 - 6700
Газоконденсаты и жирные газы	1800 - 2300	3800 - 5000	4400 -5500	6700 - 8200
Сухие газы	2300 - 3400	5000 - 7500	5500 - 7800	8200 - 11800
Кислые газы	> 3400	> 7500	> 7800	> 11800

Соответствующие границы фазовых состояний флюидов в Тенгиз-Кашаганском районе предполагаются на увеличенных глубинах (нефть до 5500 м).

Механизм, прокачивающий флюиды из зон их генерации в ловушки УВ Астраханского свода, по А.Н.Дмптриевскому с соавторами (Дмитриевский, Повещенко, Баланюк, Абля, Донгарян, 2002), связан с геодинамическими причинами - автоколебаниями корового волновода на границе кряжа Карпинского и Астраханского свода. Источником всех движений является

горизонтальное напряжение в коре и литосфере, которое создается в результате геодинамических процессов, определяемых конвективными движениями в мантии. Характер флюидных процессов в глубоких разломах зависит от последовательно чередующихся дилатансии и компакции. При сдвиге в режиме дилатансии в разломе возникает вакуум, создающий мощный эффект нагнетания флюидов и формирования АВПД. Разрез девон-нижнепермских отложений Астраханского свода моделируется как неустойчивый слоистый флюидоупор – накопитель газа под основным карбонатным массивом, на глубине 7-7,5 км; оттуда газ прорывается в главный (визе-башкирский) резервуар, растворяя нефть и формируя сложную залежь с переменным по площади и разрезу составом газа, количеством и свойствами газоконденсата. Важная роль горизонтальных напряжений в формировании месторождений в юго-восточных районах Северо-Каспийского НГБ (Тенгиз и др.) документируется множеством факторов – от обнаружения субгоризонтальных зеркал скольжения в кернах до выявления признаков пологих листрических разломов в консолидированной земной коре (Тарасенко, 2000).

4.1.5. Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов

Для оценки потенциальных ресурсов углеводородов крупных палеозойских структурных элементов в северо-восточной части Каспийского моря использован метод аналогии в плотности ресурсов оцениваемых элементов и разрабатываемых на прилегающей суше месторождений (Астраханское, Тенгиз).

Начальные ресурсы Астраханского ГКМ составляют 4 трлн.м^3 газа и 1 млрд.т газоконденсата, что эквивалентно 3,5-4 млрд.т условного топлива. Площадь вершины Астраханского свода в контуре изогипсы -4,3 км по отражающему горизонту $П_2$ – поверхности продуктивного горизонта - 4200 км^2. Удельная плотность потенциальных ресурсов на площади, включающей месторождение и ряд структур-сателлитов меньшего масштаба, около 1 млн. т УТ (в основном газ и газоконденсат). Реальная плотность может существенно возрасти за счет неоцененных ресурсов девонской и нижнепермской секции разреза.

Нефтяное месторождение Тенгиз с извлекаемыми запасами 1,0 млрд..т нефти и 335 млн. м^3 попутного газа (всего 1,3 млрд.т условного топлива) имеет потенциальные геологические ресурсы 3,9 млрд.т УТ. Площадь вмещающего месторождение карбонатного рифогенного массива в контуре замыкающей изогипсы -5,0 км по кровле массивного резервуара 300 км^2. Удельная плотность потенциальных геологических ресурсов 13 млн.т УТ.

Таким образом, удельные плотности потенциальных ресурсов на двух месторождениях-гигантах различаются более чем на порядок. Как показано

в гл. 3.3, эти различия определяются разной ролью высокоемких коллекторов в обоих резервуарах, разным сроком (временем) формирования ловушек, качеством покрышки, а также флюидодинамическими характеристиками. Очевидно определяющее влияние на масштаб месторождения качества соленосной толщи-покрышки в пределах оцениваемой структуры.

В монографии И.Ф.Глумова с соавторами (Глумов, Маловицкий, Новиков, Сенин, 2004) на основе современной сейсморазведочной информации в акватории северного Каспия, относящейся к Северо-Каспийскому НГБ, к крупнейшим среди известных на сегодня нефтегазоперспективных объектов подсолевых палеозойских отложений отнесены объекты, входящие в группы Кашаган и Жамбай Южный морской.

Группа поднятий Кашаган включает три крупных (Кашаган Восточный, Кашаган Западный и Кашаган Южный) и ряд более мелких объектов. На поднятиях Кашаган Восточный и Кашаган Западный установлена промышленная нефтегазоносность подсолевого палеозоя при массивных типах залежей и высококачественной солевой покрышке. Высота залежи Кашаган Восточный оценивается в 1100 м, площадь нефтеносности 650 км^2 при размерах поднятия 40х(10-25) км. Высота ловушки Кашаган Западный 700 м, площадь 490 км^2. Поднятие Южный Кашаган имеет площадь 47 км^2 и высоту ловушки 500 м. Геологические ресурсы трех объектов, по экспертным оценкам, приведенным в работе (Глумов и др., 2004) составляют для Кашагана Восточного 1,2 – 7,9 млрд.т, для Кашагана Западного 2,7 млрд.т, Кашагана Южного около 150 млн.т; суммарно ресурсы объектов оцениваются на уровне 4,05 – 10,75 млрд. т УТ, и с высокой степенью вероятности в них преобладают жидкие УВ.

Очевидное сходство геологического строения этих объектов с месторождением Тенгиз позволяет, по нашему мнению, использовать для оценки ресурсов группы объектов Кашаган удельные плотности ресурсов Тенгиза с понижающими коэффициентами, применение которых оправдывается современной невысокой степенью изученности этого интереснейшего объекта Расчетная плотность 9,1 млн.т. на 1 кв.км (понижающий коэффициент 0,7) используется для объекта Кашаган Восточный. Другие объекты оцениваются с понижающими коэффициентами, пропорциональными отношению амплитуд структур (высот массивных резервуаров) Кашаган Западный и Кашаган Южный к амплитуде ловушки Тенгизского месторождения. Приняты коэффициенты по Кашагану Западному 0,5 (плотность 6,5 млн.т/км^2), по Кашагану Южному 0,3 (плотность 3,9 млн.т/км^2). Ресурсы УВ при таком подходе к их оценке составляют 9.3 млрд.т УТ (**табл. 4.1.2).**

Таблица 4.1.2

Группа поднятий Кашаган.

Оценка потенциальных ресурсов УВ в девонско-нижнепермской системе

Месторождения и перспективные площади	Площадь, км^2	Высота ловушек УВ, м	Уд. плотность ресурсов УВ эталона, млн.т/км^2	Коэффициент для расчета уд. плотности	Уд. плотность ресурсов УВ расчетная млн.т/км^2	Потенциальные ресурсы УВ, млрд.т
Кашаган Восточный	650	1100	13	0,7	9,1	5,9
Кашаган Западный	490	700	13	0,5	6,5	3,2
Кашаган Южный	47	500	13	0,3	3,9	0,2
Всего:						**9,3**

Группа поднятий Жамбай Южный морской локализована в пределах выделявшегося ранее крупного Северо-Каспийского поднятия, юго-восточнее Астраханского свода. По материалам сейсморазведочных работ предполагается крупный рифогенный массив площадью 910 км^2 при амплитуде 500 м. Вероятный фазовый состав флюидов – газ и газоконденсат. Оконтуривающая стратоизогипса -4400 м. Из-за недостаточной густоты сети профилей остаются невыясненными многие детали структурного плана и степень надежности соленосной покрышки. В связи с этим для оценки потенциальных ресурсов УВ на данном этапе целесообразно использовать удельную плотность 1,0 млн.т УТ/км^2, рассчитанную для вершины Астраханского свода. Ресурсы данной группы поднятий 0,9 млрд.т УТ. В оптимальном же варианте потенциал этого массива оценивается в 6,6 млрд.т УТ при значительной доле газа и газоконденсата (Глумов и др., 2004).

В южной окраинной части Северо-Каспийского НГБ (Каракульско-Смушковская зона поднятий и ее морское продолжение) по имеющейся геолого-геофизической информации при благоприятной литофациальной характеристике девонско-нижнепермских отложений проявляется ряд негативных факторов, снижающих потенциальные ресурсы УВ. Среди них отсутствие соляной толщи-покрышки и проявление складчатости. В силу этого количественная оценка ресурсов данной системы на данном этапе не производится. Крупные и, по-видимому, средние по запасам объекты в этой зоне отсутствуют.

Потенциальные ресурсы УВ девонско-нижнепермских отложений Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП могут быть весьма значительными, если иметь в виду не только известные в регионе промышленные месторождения (Юбилейное, Оймаша) и нефтегазопроявления, но и практические результаты нефтегазопоисковых и разведочных работ по палеозойскому складчатому ос-

нованию Западно-Сибирской плиты (Запивалов, 2004). В рамках данной работы количественная оценка потенциальных ресурсов УВ складчатого основания Средне-Каспийского НГБ не производится, поскольку на большей части площади оно находится на глубинах 7 км и более. Исключением являются Полдневско-Бузачинская и Самурско-Песчаномысская зона поднятий.

В Полдневско-Бузачинской зоне поднятий, расположенной на границе Северо-Каспийского, Средне - Каспийского и Северо - Устюртского НГБ, определенные потенциальные ресурсы УВ концентрируются в прогнозируемых по материалам сейсморазведки карбонатных девонско-башкирских отложениях; покрышкой является глинистая (глинисто-сланцевая) толща среднего-верхнего карбона.

В Самурско-Песчаномысской зоне поднятий установленная нефтеносность палеозойского комплекса (месторождение Оймаша) характеризуется нетрадиционным трещинно-жильным типом ловушки УВ, приуроченной к гранитной интрузии, и зон трещиноватости с ныне неизвестными ловушками, которые будут установлены при проведении поисково-разведочного бурения. В то же время ловушки этого типа трудны для прогнозирования и опоискования и невелики по запасам, что снижает их значимость, тем более в условиях морских работ.

4.2. Верхнепермско-триасовая УВ система

4.2.1. Структура

Осадочные, эффузивно-вулканогенные и интрузивные образования верхней перми и триаса пользуются широким распространением в Северном и Среднем Каспии и на побережье, отсутствуя лишь на площадях активной предъюрской денудации или соляной тектоники. На ***Астраханском своде*** нерасчлененные верхнепермские отложения, представленные аргиллитами красновато-коричневыми с прослоями аргиллитов песчанистых, достигают в некоторых межкупольных депрессиях правобережья (скв. 1 Степновская, 1Долгожданная) и левобережья (60 Заволжская) 2800 м (интервал 1200-4000 м). Триасовые образования распространены в пределах отдельных мульд и присводовых частей некоторых соляных куполов (рис.4.2.1, 4.2.2).

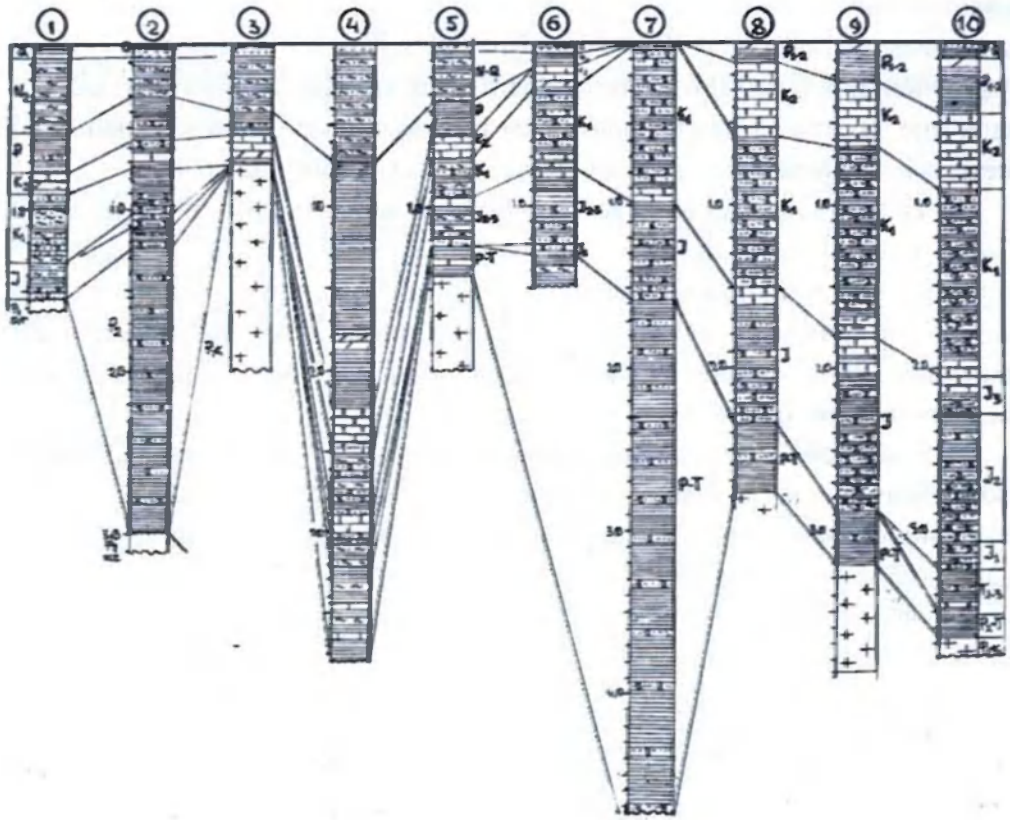


Рис. 4.2.1. Схема литолого-стратиграфической корреляции разрезов надсолевых отложений Прикаспийской НГП

В Южной мульде (скв. 16 Астраханская, интервал 2938-3725 м) вскрыт разрез среднего триаса, нижняя часть которого состоит из переслаивающихся глин, известняков и известковистых песчаников (толщина 525 м), средняя представлена известняками (интервал 3078-3200 м, толщина 122 м), а верхняя – глинами с прослоями песчаников (140 м). В Аксарайской мульде (скв. 2 Девонская) в разрезе триаса толщиной более 600 м преобладают серые глины, содержащие прослои алевролитов и известняков; кровля комплекса вскрыта на глубине 3226 м **(рис. 4.2.2)**.

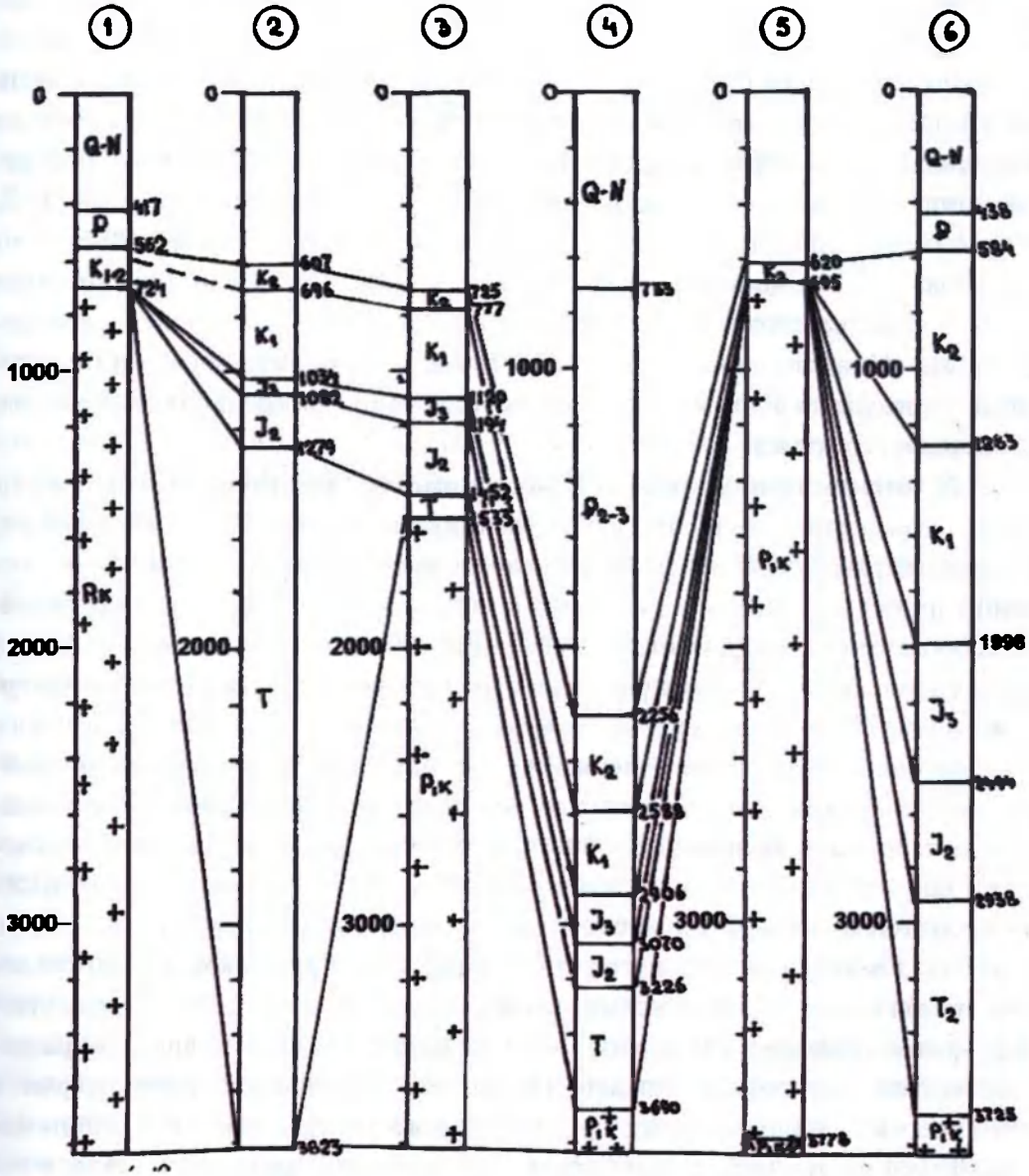


Рис. 4.2.2. Расчленение разрезов солянокупольного тектонического этажа Астраханского свода

1- Замьяновский купол (скв. Правобережная-1)

2-Ахтубинская мульда (скв.54э)

3-Ахтубинский купол (скв. Ахтюбинская -3)

4- Аксарайсуая мульда (скв. Девонская-2)

5- Аксарайский купол (скв. 926 э)

6- Южная Мульда (скв. Астраханская - 16)

На севере (скв. 1 Харабалинская) и востоке (скв. 1 Табаковская) в условиях присводовых частей солянокупольных структур вскрыты разрезы сокращенной толщины (90-160 м). В разрезе скв. 1 Харабалинская нижняя часть (60 м) представлена песчаниками предположительно индского яруса, средняя и верхняя – соответственно аргиллитами (40 м) и известняками (60 м) оленекского яруса. Севернее Астраханского свода, в Прибаскунчакских скв. 1, 2, вскрытая толщина триасового разреза достигла 3230 м (интервал 1770-5000 м) при углах падения до 40-45^0. В средней части выделена толща соли (интервал 2395-4333 м), расслоенная алевролитами и мергелями и отнесенная к среднему триасу. Нижележащая часть разреза, представленная аргиллитами и мергелями, в интервале 4986-5000 м отмечена присутствием остракод оленекского яруса нижнего триаса.

***В* юго-восточной части Прикаспийской впадины** (Новобогатинский, Гурьевский своды) триасовые отложения формационно и стратиграфически неразделимы с верхнепермскими, представляя пестроцветную песчано-глинистую формацию; толщина в межкупольных депрессиях превышает 3000 м, кровля вскрывается на глубинах 500-1600 м. В Приморской зоне верхнепермские отложения расчленяются на уфимский, казанский и татарский ярусы. Уфимский ярус, выделенный условно, без палеонтологического обоснования, представлен в нижней части сульфатно-терригенной (аргиллиты красноцветные, алевролитистые, массивные, с прослоями гипс-ангидритовых пород; в основании – брекчии из обломков известняков спикуловых, биоморфно-детритовых, микросгустковых, оолитовых, аргиллитов, алевролитов и ангидритов, сцементированных глинисто-карбонатным материалом), а в верхней – терригенной толщей коричневато-красных аргиллитов, неравномерно алевритистых и известковистых с прослоями глинистых ангидритов. Толщина на Тенгизе 0-284 м. Казанский ярус в западных разрезах Тенгиза представлен нижней, терригенно-карбонатной (глины серые и темно-серые с маломощными прослоями известняков, мергелей и доломитов; 80-100 м), галогенно-сульфатной (каменная соль кристаллическая, в основании – прослои гипсов и доломитов; 100-120 м) и верхней, терригенно-карбонатно-сульфатной (пестроцветные песчаники, алевролиты, глин, мергели с прослоями известняков, ангидритов и гипсов) толщами суммарной мощностью 210-760 м. В восточных скважинах галогено- сульфатная толща отсутствует, а общая мощность сокращается до 0-170 м. Татарский ярус, распространенный в Приморской зоне неповсеместно, сложен песчано-глинистыми породами с характерной красновато-коричневой окраской, повышенной известковистостью и ангидритизацией аргиллитов, прослоями гравелитов, песчаников, алевролитов, ангидритов; толщина 0-410 м.

В Каракульско-Смушковской зоне верхнепермско-триасовый комплекс распространен ограниченно в синклиналях, раздсляющих валообраз-

ные поднятия и представлен красновато-коричневыми песчано-глинистыми образованиями, субсогласно залегающими на подстилающей сероцветной артинской молассе; толщина 0-1000 м.

В приморской части **кряжа Карпинского** нерасчлененные пермо-триасовые отложения представлены широко и вскрыты на Полдневском, Цубукско-Промысловском и Камышанско-Каспийском валах и в разделяющих их прогибах. Вскрытая толщина отложений в скв. 4 Восточно-Можарская (восточное окончание сухопутной части Камышанско-Каспийского вала) 1340 м. В разрезе преобладают аргиллиты темно-серые, местами гематитово-бурые, коричнево-бурые, зеленовато-серые с трещинами, заполненными кварцем и кальцитом, и зеркалами скольжения, прослоями известковистого и окварцованного песчаника; углы плоскостей наслоения варьируют от 5-9^0 до 45-90^0. По наслоению отмечаются скопления углефицированных растительных остатков и налеты пирита.

На морском продолжении кряжа (Ракушечно-Широтный вал, скв. 1 Широтная) установлено присутствие оленекского яруса нижнего триаса, представленного переслаиванием аргиллитов темно-серых, алевритистых и алевролитов серых полимиктовых, на глубине около 2500 м.

В разрезах на **полуострове Бузачи** верхнепермско-триасовый осадочный красноцветный комплекс отчетливо разделяется на три части – верхнепермскую, нижнетриасовую и среднетриасовую. Верхнепермские отложения выделены в каражанбасскую свиту – красноцветную толщу неравномерного переслаивания песчано-алевролитовых и глинистых осадков при значительном преобладании последних; толщина превышает 600 м, возраст определен по спорово-пыльцевым комплексам. Нижне-триасовые отложения объединяют две свиты – северобузачинскую (песчаники, алевролиты, туфоалевролиты; толщина 600-900 м) и бузачинскую (темно-коричневые и серо-коричневые аргиллиты, алевропелиты, алевролиты, туфоалевролиты, песчаники). В разрезе, на контакте северобузачинской и бузачинской свит и в кровле бузачинской свиты установлены признаки несогласий. Толщина нижнетриасовых (оленекских) отложений от 885-1120 м на приподнятых участках Бузачинского свода до 1850-2050 м на его склонах. Среднетриасовые отложения, сохранившиеся от предъюрского размыва в наиболее погруженных зонах (каламкасская свита), подразделяются на три подсвиты: нижняя – серовато-коричневые алевролиты с прослоями песчано-алевролитовых пород и аргиллита; средняя –сероцветные алевропесчаные, алевроглинистые породы, прослои туфов, редкие прослои известняков; верхняя – аргиллиты. Максимальная толщина 690 м.

***В* Горном Мангышлаке** обнаружены наиболее полные разрезы верхнепермских и триасовых отложений. В основании (биркутская свита) описаны дымчато-зеленовато-серые аргиллиты с прослоями кварцево-слюдистых

алевролитов, редко песчаников, толщина 400 м. Глинистые породы превращены в хлорито-серицитовые сланцы. Выше залегают мелко- и среднезернистые, с волноприбойными знаками, буровато-коричневые песчаники отпанской свиты, содержащие прослои алевролитов; толщина 790 м. Отпанская свита перекрываются долнапинской свитой – континентальными русловыми и пойменными осадками, состоящими из песчаников, алевролитов и аргиллитов (600-950 м) с палеонтологически обоснованным индским (н. триас) возрастом. Оленекский ярус слагают темно-серые, зеленовато-серые и буровато-красные аргиллиты и алевролиты с подчиненными прослоями песчаников и известняков (тарталинская свита,450-500 м) и мелководноморская толща переслаивания серых аргиллитов и бурых песчаников с прослоями алевролитов и известняков (караджатыкская свита, 400 м). Такой же тип разреза оленекского яруса характерен для Южно-Бузачинского прогиба.

***В* Восточном Предкавказье** в основании верхнепермско-триасового литолого-стратиграфического комплекса описана куманская свита верхнепермского возраста. В Восточно-Манычском прогибе это, в основном, песчаники (150-200 м), на Дадынском валу (скв. 82 Светлоярская, 7 Арбали и др.) – песчаники серые, мелкозернистые, аркозовые, в скв. 2 Даргинская гравелиты (330 м). Нижнетриасовые отложения состоят из нефтекумской, култайской и демьяновской свит оленекского возраста. Нефтекумская свита – это известняки мелко- и глубоководные с органогенными постройками и прослоями туфогенного материала; толщина 0-530 м. Култайская свита представлена брекчированными пестроцветными известняками с прослоями мергелей, доломитов, известковистых аргиллитов. Толщина 50-100 м. В Восточно-Манычском прогибе свита состоит, возможно, из продуктов разрушения органогенных построек, в том числе, биогермов нефтекумской свиты. На Дадынском валу известняки глинистые и аргиллиты темносерые, толщина 300-600 м (скв. 2 Даргинская и др.). Демьяновская свита представлена аргиллитами, известковистыми с известняками глинистыми и мергелями. На Дадынском валу толщина 670-900 м. Установлено, что толщины култайской и демьяновской свит увеличиваются с уменьшением толщины известняков нефтекумской свиты (Ворфоломеева, 1998). Это может указывать на некомпенсированное прогибание и рост органогенных построек в нефтекумское время. На отдельных участках Восточно-Манычского прогиба и Прикумской зоны поднятий нефтекумские известняки вскрываются непосредственно под юрскими отложениями, на глубинах 3400-3500 м; на других – погружены до глубин 5-5,5 км. Среднетриасовые отложения представлены анизийским и ладинским ярусами. Анизийский ярус в нижней части сложен известняками темно-серыми до черных, в верхней – переслаиванием аргиллитов темно-серых и алевролитов зеленовато-серых с мергелями и туфогенными песчаниками; толщина в Восточно-Манычском прогибе 250-300 м.

Ладинский ярус представлен полными разрезами в скв. 40 Колодезная, 232 Величаевская, 6 Эбелекская и др. Толщина 360-400 м и более. В основании яруса выделена сероцветная аргиллито-сидеритовая пачка с 20-30 м прослоем известняка в подошве; верхняя часть сложена пестроцветными глинисто-песчаными породами и обилием гальки и гравия в базальном пласте песчаника. Состав гальки, в основном, кварцевый, имеется галька мергеля и известняка. В кровле 10-30 метровый пласт песчаника с обломками эффузивов. Верхнетриасовые отложения состоят из карнийского яруса и ногайской серии. Карнийский ярус слагается пачкой известняков глинистых алевролитов и аргиллитов (маджинская свита) и аргиллитов с прослоями алевролитов и глинистых песчаников (максимокумская свита). Толщина 0-800 м. Ногайская серия залегает на карнийском ярусе с угловым и стратиграфическим несогласием и представлена конгломератами, брекчиями, гравелитами, песчаниками с прослоями туфов и туфолав. К наиболее представительным разрезам серии относятся разрезы скв. 7 Приманычская (толщина 1168 м) и скв. 1 Бурунная (интервал 5972-7501 м, вскрытая толщина 1529 м).

Верхнепермско-триасовые отложения **южной части Среднего Каспия** вскрыты в условиях Северо-Абшеронского прогиба и Самурско-Песчаномысской зоны поднятий.

В Северо-Абшеронском прогибе (Азербайджан) на структуре Агзыбирчала, относящейся к Присамурской структурной линии, в скв. 1 (интервал 4970-5142 м, вскрытая толщина 172 м) пройдена толща андезитов, перекрываемая вулканогенными нижнеюрскими породами и относимая к пермотриасу (Керимов, Рахманов, Хеиров, 2001). Возможна увязка этой толщи с ногайской серией Предкавказья.

На юге Мангышлака (Казахстан) выделен (Попков, Письменная, 1986) песчаномысско-ракушечный тип разреза триаса. В его основании залегает пестроцветная алевролито-аргиллитовая толща (T_1^1) с грубообломочным базальным пластом песчаника, содержащего гальки подстилающих магматических и метаморфических пород палеозоя (25 м), погруженных в красноцветную глинистую цементирующую массу. В монотонной толще аргиллитов отмечаются отдельные маломощные прослои алевролитов, песчаников и карбонатных пород. Толщина 204 м (скв. 8 Ракушечная). Вышележащий разрез состоит из вулканогенно-доломитовой, известняково-вулканогенной, вулканогенно-аргиллитовой толщ среднего триаса. Первые две толщи отнесены к жиландинской свите, третья – к оймашинской. Верхний триас начинается грубообломочной терригенной пачкой (20-25 м) и состоит из туфогенно-терригенной (T_3') (60-237 м) и песчаниково-аргиллитовой толщ. Последняя в значительной степени подверглась предъюрскому размыву. В районе мыса Ракушечного она отсутствует, а в погруженных зонах достигает 340 м. На остальной площади к югу от Горного Мангышлака разрез триаса

отнесен к жетыбай-узеньскому типу, сохраняющему основные черты описанного разреза, но отличающемуся увеличенными толщинами.

Наконец, в **северо-западном Прикарабогазье** по данным параметрической скважины 1 Темир-Баба в интервале 2827-4503 м вскрыт мощный и полный в стратиграфическом отношении разрез нижне- и среднетриасовых отложений. В его основании выделяется гравелито-песчаниковая толща переслаивания красновато-бурых аргиллитов, алевролитов, песчаников, гравелитов и конгломератов туфогенных пород (около 300 м). Галька кварца, метаморфических сланцев, магматических пород основного и среднего состава; степень окатанности варьирует в широких пределах. Эта толща вскрыта также на морском продолжении Карауданской зоны в скв. 2 на площади Ракушечное-море (интервал 2610-2840 м, забой). Возраст датирован условно как индский ярус нижнего триаса. Вышележащая толща алевролито-аргиллитового состава состоит из пестроцветных аргиллитов, туффитов, туфов, алевролитов, маломощных прослоев песчаников с остатками фауны и флоры, свидетельствующими о принадлежности толщи к оленекскому ярусу нижнего триаса; толщина 330-450 м. Верхняя часть разреза состоит из туфогенно-карбонатной (70-360 м), алевролито-песчаниковой (275-440 м), и туфогенно-аргиллитовой (45-185 м) толщ. В первой представлены известняки светло- и темно-серые с буроватым оттенком доломитизированные, органогенно-детритовые с прослоями алевролитов, песчаников и туффитов, роль которых возрастает вверх по разрезу. В алевролито-песчаниковой толще наблюдаются крупнозернистые и гравийные разности, приуроченные к ее подошве.

Туфогенно-аргиллитовая толща сложена аргиллитами, туфами, туфоизвестняками, микрозернистыми известняками. Среднетриасовые отложения, датированные остракодами, представлены терригенно-карбонатной пачкой, сохранившейся от предъюрского размыва на незначительной площади. Толщина 0-185 м.

В целом, верхнепермско-триасовый комплекс, как следует из вышеизложенного, литологически весьма разнообразен, стратиграфически полон, что свидетельствует о преобладающем режиме устойчивого прогибания на большей части Северного и Среднего Каспия.

В региональной структуре комплекса выделяются три геологических области: *межкупольных депрессий, складчато-надвиговая и ступенчато-блоковая*.

Область *межкупольных депрессий* относится к южной окраине соляно-купольной зоны, охватывающей всю площадь Прикаспийской впадины. Депрессии вписаны в грядово-ячеистую макроструктуру нижнепермской соленосной толщи, характеризуясь разнообразием размеров, форм, глубин погружения и толщин верхней перми-триаса. Кровля комплекса находится на глубинах 500-1500 м, опускаясь в наиболее глубоких депрессиях до 3000-3500 м;

подошва может достигать глубин 5500-6000 м и более, лишь в пределах наиболее выраженных девон-нижнепермских подсолевых поднятий поднимаясь до 3500-4000 м. Большинство депрессий имеют синклинальную структуру. Потенциальные ловушки УВ, в основном, приурочены к бортам депрессий и крыльям соляных гряд и куполов. В акватории Северного Каспия общая площадь межкупольных депрессий около 20 тыс. км^2. Геофизическими работами здесь выявлено более 50 потенциальных ловушек УВ.

Складчато-надвиговая область включает Каракульско-Смушковскую, Бузачинскую и Карпинско-Мангышлакскую зоны поднятий, а также морские продолжения названных тектонических элементов. Надвиги имеют субширотную ориентировку и выражены в рельефе доюрской поверхности уступами с амплитудой до нескольких сотен метров (в Бузачинской зоне – до 300 м). Плоскости надвигов имеют южное падение под углами от 70-90^0 до 45-50^0 с дальнейшим выполаживанием с глубиной. С юга к надвигам примыкают полуантиклинали (В.И.Попков, 2001), в которых могут формироваться ловушки УВ тектонически экранированного, трещинно-жильного и комбинированного типов. Кровля комплекса залегает на глубинах от 400-600 м на локальных поднятиях центральной части Бузачинского свода (Каражанбас, Сев. Бузачи и др.) до 1,3-1,4 км на востоке Каракульско-Смушковской зоны поднятий и 2,0-2,8 км в приморской части кряжа Карпинского. В акватории Северного Каспия выраженность надвигов в гипсометрии кровли доюрских отложений уменьшается с востока на запад. Размеры складок Бузачинского свода по подошве платформенного чехла и их амплитуды достигают 33х6 км и 250 м (Каламкас), 40х10 км и 700 м (Жаманорпа). Основной положительной структурой акватории в складчато-надвиговой области является Ракушечно-Широтный вал, сводовая часть которого по подошве юрских отложений оконтуривается на гипсометрическом уровне –2,3 …-2,4 км.

Ступенчато-блоковая область охватывает большую часть площади акватории Среднего Каспия и смежных территорий Восточного Предкавказья, Северного Прикарабогазья, Южного Мангышлака. Основной отрицательной структурой акватории Среднего Каспия по подошве юрских отложений является морское продолжение и замыкание Терско-Каспийского прогиба, в котором зафиксировано погружение кровли пермо-триаса до отметок –6… -9,5 км; наиболее глубокая часть прогиба находится в море у западного берега Каспия в полосе протяженностью 220-230 км севернее и южнее г. Махачкала и шириной 80-110 км **(рис.4.3.1).** В пределах этой ступени площадью около 20 тыс. км^2 положительных структур по подошве юрских отложений сейсморазведкой не выявлено. К северу вплоть до южного крыла Ракушечно-Широтного вала кровля пермо-триаса испытывает региональный подъем от отметок –6,0 км до –3,0 км с увеличением градиентов на флексурно-разрывных границах ступеней. Отдельные участки ступеней осложнены малоамплитудными (менее 50 м) поднятиями (Сарматское и др.) и террасами. К западу ширина моноклинали увеличивастся, и на

побережье в ее пределах обособляются Восточно-Манычский прогиб, Прикумская зона поднятий и Ногайская ступень. Здесь структурные условия верхнепермско-триасовых отложений исследованы не только по кровле комплекса, но и по внутритриасовым отражающим горизонтам, один из которых приурочен к известнякам нефтекумской свиты. Сохраняется региональный наклон кровли комплекса в южном направлении; в то же время, кровля нефтекумских известняков имеет выраженную блоковую структуру, при которой приподнятые блоки нередко располагаются южнее погруженных. На некоторых поднятых блоках-горстах нефтекумские известняки выведены на предъюрскую эрозионную поверхность при глубинах 3,3-3.5 км (Максимокумское, Величаевское, Зимнеставкинское, Приграничное и др. поднятия), на Озексуатском выступе на эту поверхность выведены верхнепермские и каменноугольные отложения. В Восточно-Манычском прогибе нефтекумские известняки погружены до глубин 4,5-5,5 км и перекрыты средне- и верхнетриасовыми отложениями, толщина которых достигает 800-1000м и более. Простирание тектонических нарушений на границах блоков преимущественно субкавказское, но установлены и иные направления. Преобладающие амплитуды смещения по вертикали 100-300 м. В пределах блоков локализуются положительные и отрицательные структуры III порядка размерами до 10 км^2 и амплитудой 20-40 м. Некоторые блоки-грабены характеризуются выпадением нефтекумских известняков из разреза и залеганием песчано-алевролито-аргиллитовых отложений верхнего триаса – нижней юры на сланцах палеозоя (скв. 20 Нефтекумская, интервал 3600-4200 м). Пермо-триасовые отложения выпадают из разреза плотностью в Каясулинско-Тарумовской антиклинальной зоне, и вероятно, на некоторых участках северного борта Терско-Каспийского прогиба.

Структура верхнепермско-триасовых отложений Самурско-Песчаномысской зоны поднятий сравнительно хорошо изучена в ее северо-восточной части, на Песчаномысском своде, где кровля комплекса залегает на гипсометрическом уровне –3,2 …-3,6 км, а подошва -3,6…-4,5 км. На Оймашинском участке свода, северо-восточнее мыса Песчаный, разрез среднего-верхнего триаса толщиной 400-450 м залегает на размытой поверхности палеозоя, представленного метаморфическими породами и гранитной интрузией. Поверхность комплекса полого наклонена в северном направлении, а в структуре подошвы выделяются ступени, разделенные взбросами, амплитуда которых составляет 50-150 м. Отдельные взбросы сопровождаются мелкими складками в толще среднего-верхнего триаса, но не прослеживаются в вышележащих юрских отложениях. На Северо-Ракушечной и Ракушечномысской площадях в районе мыса Ракушечный на предъюрскую эрозионную поверхность в направлении СВ-ЮЗ (от суши к морю) выходят последовательно верхне- и среднетриасовые отложения, толщина которых сокращается от 800 м до 650 м. Северо-Ракушечная антиклиналь является приразломной; осложняющие ее взбросы имеют субширотную (ВСВ)

ориентировку и амплитуду 50-100 м, выраженную в подстилающих палеозойских и перекрывающих нижне- и среднеюрских отложениях. В обоих приведенных случаях структура триасового комплекса отличается от структуры его эрозионной поверхности более высокой контрастностью и большей амплитудой дизъюнктивов.

Основная часть площади Самурско-Песчаномысской зоны поднятий, находящаяся в акватории Среднего Каспия, закартирована по отражающему горизонту V – эрозионной поверхности доюрских отложений – на отметках –3,2...-4,0 км. Данный крупнейший тектонический элемент прослежен от дагестанско-азербайджанскго до казахстанского побережья. Его площадь в контуре изогипсы –4,0 км около 18,5 тыс. км^2 при длине 230-250 км и ширине 40-120 км, увеличивающейся с ЮЗ на СВ, по простиранию зоны поднятий. В юго-западной части расположено валообразное поднятие Хачмасморе размерами 15х50 км и амплитудой 400-500 м; простирание СЗ-ЮВ. От других структур данной зоны оно отделено нарушением, амплитуда которого по рассматриваему горизонту менее 100 м, а протяженность около 120 км. К наиболее крупным положительным структурам юго-западной части Самурско-Песчаномысской зоны, кроме названной, относятся Ялама-Самурское поднятие, Центральное поднятие, Пограничный вал. Их размеры 32х65 км, 15х40 км, 15х70 км, амплитуды 300 м, 150 м и 120 м соответственно. Морское продолжение Песчаномысского свода осложнено рядом малоамплитудных поднятий и западным окончанием Аксу-Кендерлинского (Туаркыр-Кендерлинского) вала, для которого характерно субкавказское простирание и более резкая морфологическая выразительность локальных структур. Поисково-детальными геофизическими работами внутритриасовые поднятия выявлены на площадях Туаркырский разлом-1, Западно-Песчаномысское – море –1. Западно-Песчаномысское-море-2, Ракушечное-море, Казахский Залив-3, Песчаномысское-1, Песчаномысское-2, Песчаномысское-3, и др. На СЗ крыле зоны поднятий предполагается крупный Поперечный вал с глубиной горизонта в осевой части около 3,5 км. К этому валу может относиться выявленная по внутритриасовым горизонтам структура Сегендык-2 (Б.С. Ужкенов, Н.Г. Давыдов, Б.Д. Елеманов, 2004), ориентированная поперек доминирующему субкавказскому простиранию объектов.

Южнее Самурско-Песчаномысской зоны поднятий пермо-триасовый комплекс погружается в Северо-Абшеронский прогиб на глубины 6-6,5 км и более, а восточнее испытывает региональный подъем к вершине Карабогазского свода.

Дизъюнктивные элементы структуры пермо-триасового комплекса Самурско-Песчаномысской зоны поднятий имеют преобладающее ЮЗ-СВ простирание и небольшую (менее 100 м) амплитуду; встречены также разрывы меридионального, субширотного и СЗ-ЮВ простирания.

4.2.2. Палеографическая обстановка и скорость седиментации

Верхнепермско-триасовый комплекс отложений Каспийского региона сформировался в обстановках континентального, прибрежно-морского и глубоководного, в том числе некомпенсированного морского осадконакопления. В Северном Каспии и на прилегающем побережье значительная часть пермо-триаса отлагалась в условиях рифтогенеза и активного магматизма - эффузивного и интрузивного. Крупнейший Центрально-Прикаспийский рифт во многом определил палеогеографию триасового и позднепермского времени в Прикаспийской впадине и, следовательно, в Северном Каспии.

Палеогеографическая ситуация на большей части региона в продолжение рассматриваемого этапа характеризовалась наличием крупной области денудации в южной части, которая охватывала сооружения Большого Кавказа почти всю область Южного Каспия и частично Куринскую впадину. На северо-западе и юго-востоке меньшие по масштабам области денудации сформировались в пределах кряжа Каспийского и Карабогазского свода, на востоке – в зоне сооружений Мангышлака, на северо-востоке – в полосе Южно-Эмбенского поднятия. С раннего триаса районы Центрального Мангышлака и юго-востока кряжа Карпинского находились ниже уровня моря. Дифференцированные тектонические движения имели следствием денудацию верхнепермских и триасовых отложений в отдельных блоках Скифско-Туранской плиты.

В поздней перми – начале раннего триаса на обрамлении областей денудации имели место континентальная и параллическая обстановки седиментации, получившие отражение в формировании красноцветной и пестроцветной терригенных, местами крупно- и грубообломочных формаций на юге Предкавказья, в обрамлении кряжа Карпинского, полуострова Бузачи, на западе Горного Мангышлака.

Оленекский век раннего триаса был временем трансгрессии морского бассейна из центральных районов Прикаспийской впадины на юг, к Большому Кавказу. Контуры этого бассейна на северо-западе окаймляют кряж Карпинского, на северо-востоке находятся восточнее долины р. Волги, следуют на юг вдоль восточной береговой линии Каспийского моря, пересекают Горный Мангышлак и устанавливаются к востоку от Карабогазского свода; в этих контурах развиты терригенно-карбонатная и сопутствующая рифогенная формации нижнего триаса. Терригенно-карбонатная формация в Предкавказье не содержит заметных примесей песчано-алевролитовой составляющей, развитой в восточных районах бассейна (Устюрт, Южный Мангышлак). На северо-востоке, севернее Южно-Эмбенского поднятия, в раннетриасовое время находилась область континентальной седиментации с признаками речных водотоков (косая слоистость).

Морской бассейн среднетриасового времени отличается большей площадью за счет вовлеченных в него новых районов Прикаспийской впадины и Среднего Каспия. В Предкавказье и на юге Мангышлака в ряде скважин карбонатные, терригенно-карбонатные и вулканогенно-карбонатные образования залегают на сланцах и гранитах палеозоя. В свою очередь, средний триас отсутствует (размыт?) в ядрах отдельных поднятий Жетыбайской ступени. На полуострове Бузачи пестроцветные и сероцветные песчано-алевролитовые отложения среднего триаса содержат пласты известняков и туфов, а в центральной части Прикаспийской впадины – солей.

Позднетриасовое время характеризуется преобладанием континентального осадконакопления. На юге Среднего Каспия и в Предкавказье в это время активизировались дифференцированные движения блоков и проявления вулканической активности (скв. Светлоярская, Бурунная, Агзыбирчала и др.). Неглубокий морской бассейн сохранился в Центральном Мангышлаке и центральной части Прикаспийской впадины. Активизация соляного диапиризма в нижнепермских отложениях в конце триаса могла вывести участки наиболее динамичных штоков на уровень гипергенеза и способствовала переотложению солей.

Скорость седиментации в связи с внутриформационными перерывами может быть оценена лишь в первом приближении. В целом для региона она оказывается относительно невысокой и находится в диапазоне 10-100 м/млн. лет (Гулиев, Левин, Федоров, 2003).

Минимальные значения (10-15 м/млн. лет) прогнозируются для Бузачинского свода, поднятия Курмангазы, Самурско-Песчаномысской зоны поднятий и узких полос вдоль контуров областей денудации. Скорости 15-25 м/млн. лет характеризуют Астраханский свод, большую часть солянокупольной области Северного Каспия, юго-восточное продолжение кряжа Карпинского, морское продолжение Восточно-Манычского и Северо-Абшеронского прогибов, Прикумско-Тюленевской зоны поднятий. Скорости 25-50 м/млн. лет установлены для периферии Терско-Каспийкого, Мангышлакско-Южно-Бузачинского прогиба и Прикаспийской впадины; скорости 50-75 м/млн. лет – для наиболее погруженной части Терско-Каспийского и центральной части Мангышлакско-Южно-Бузачинского прогиба. Высокая скорость прогибания свыше 75 м/млн. лет установлена к востоку от Бузачинского свода и на участке между восточным окончанием Горного Мангышлака и северным окончанием Карабогазского свода.

Промышленная нефтегазоносность рассматриваемого комплекса выявлена в районах со скоростью седиментации 10-15 м/млн. лет (Песчаномысский свод), 15-25 м/млн. лет (Восточно-Манычский прогиб, Прикумская зона поднятий), 25-50 м /млн. лет (Узень-Жетыбайская ступень, солянокупольная область Прикаспийской впадины).

4.2.3. Термобарический режим

По накопленным скважинным замерам температуры в верхнепермско-триасовом комплексе варьируют в широких пределах, свидетельствуя о весьма пестром тепловом режиме недр.

Наиболее жесткие температурные условия установлены в южной части солянокупольной области Прикаспийской впадины на площади Мынтобе, где в интервале 3000-4800 м замерены температуры 165-240^{0}С. Региональным фоном здесь являются значения 35-100^{0}С в интервале глубин 500-4000 м с термоградиентом 1,85 ^{0}С/100 м. Мынтобинская тепловая аномалия объясняется поступлением перегретых гидротермальных растворов через проницаемые зоны с больших глубин.

На Астраханском своде в интервале 1500-3500 м, характерном для рассматриваемого комплекса, определены температуры 55-70^{0}С для левобережной и 60-105^{0}С для правобережной его частей; геотермический градиент изменяется от 0,75 ^{0}С/100 м до 2,25^{0}С/100 м.

Верхнепермско-триасовые отложения полуострова Бузачи прогреты на глубинах 3950-4050 м до 94-115^{0}С.

В Средне-Каспийском бассейне зафиксирована наиболее высокая степень региональной прогретости комплекса. В Восточно-Манычском прогибе и Прикумской зоне поднятий в интервале глубин 3500-5100 м определены температуры 150-175^{0}С и термоградиенты 1,56^{0}С/100 м; в Южно-Мангышлакском районе в интервале 3100-3700 м – температуры 118-163^{0}С. В Прикаспийско-Губинском районе Азербайджана, относящемся к Северо-Абшеронскому прогибу, в скважине 1 Агзыбирчала пермо-триас прогрет до 137^{0}С на глубине 5022 м (Мухтаров, Джаббарова, 2005). В акватории Среднего Каспия, где скважинные температурные измерения единичны, а глубины подошвы пермо-триаса по геофизическим данным составляют 6-12 км, пластовые температуры превышают 200^{0}С, а на некоторых участках и 300^{0}С (Гулиев, Левин, Федоров , 2002, расчетные данные).

Пластовые давления, в целом, на 15-30% превышают гидростатические, причем Средне-Каспийский бассейн отличается повышенными коэффициентами аномальности в сравнении с Северо-Каспийским.

По термодинамическим условиям с учетом замеров степени катагенетических изменений пород и рассеянного органического вещества методом пиролиза установлены градации катагенеза от МК$_1$ до АК$_3$.

Градация МК$_1$ в юго-восточной части Прикаспийской впадины охватывает диапазон глубин 3000-4000 м. В Приморской зоне поднятий верхняя граница поднимается до 2500-2600 м, а на Астраханском своде – до 2000 м.

Градация МК$_2$ на юго-востоке Прикаспийской впадины занимает интервал глубин 4000-5000 м, а на Астраханском своде 2600-3200 м. Симпто-

матично ее присутствие на глубинах 2700-2800 м на востоке кряжа Карпинского (Восточно-Камышанская площадь): столь не высокий уровень катагенеза может поставить под сомнение представление о низких перспективах нефтегазоносности пермо-триаса в этом районе.

Градация $МК_3$ в юго-восточных районах Прикаспийской впадины определена в интервалах 5000-6000 м, на Астраханском своде 3200-4000 м, в Восточном Предкавказье (Восточно-Манычский прогиб, Прикумская зона поднятий) 3500-4200 м. На морском продолжении кряжа Карпинского верхняя граница зоны МКз для пермо-триаса поднимается до глубин 2250 м.

Градация $МК_4$ в юго-восточной прибортовой части Прикаспийской впадины прогнозируется на глубинах свыше 6000 м, но на крайнем юге (Култук) установлена значительно выше, на глубине 3850 м. На Астраханском своде ее диапазон глубин 4000-4600 м охватывает крылья и периклинали. В Восточном Предкавказье ей соответствует интервал глубин 4200-4800 м, на отдельных площадях 3600-4200 м (Надеждинская, Байджановская, Джеланская и др.) Градация $МК_5$ прогнозируется в Восточном Предкавказье на глубинах 4800-5100 м. На морском продолжении кряжа Карпинского, в восточной части Ракушечно-Широтного вала, эта градация определена на глубине около 2500 м. Столь значительные перепады глубин обусловлены разной степенью дислоцированности одновозрастных образований.

Наиболее высокая степень катагенеза (градации $АК_1$-$АК_3$) установлена в Восточном Предкавказье на глубинах более 5100 м (скв.1 Дружба, 2 Северо-Кочубеевская).

В акватории Северного Каспия пермо-триасовые отложения имеют градации катагенеза $МК_1$-$МК_3$, на некоторых участках достигается $МК_4$. В Среднем Каспии к югу от Ракушечно-Широтного вала в соответствии с геотермическими условиями и структурным планом по кровле пермо-триаса прогнозируются градации мезокатагенеза и апокатагенеза с предполагаемыми диапазонами глубин: для Самурско-Песчаномысской зоны поднятий $МК_3$-$МК_5$ 3000-5500 м, $АК_1$-$АК_3$ 5500-7000 м, для морского продолжения Восточно-Манычского прогиба, Прикумской зоны поднятий и Ногайской ступени с глубинами кровли пермо-триаса 3000-5000 м – градации $МК_3$-$МК_5$ 3000-5000 м, $АК_1$-$АК_3$ 5000-6500 м, свыше $АК_3$ – глубже 6500 м. Градации свыше $АК_3$ – глубже 6500 м. Градации свыше $АК_3$ характеризуют всю площадь акватории Терско-Каспийского прогиба.

В Северо-Абшеронском прогибе по данным бурения скважины 1 Агзыбирчала градация АК установлена в перекрывающих пермо-триасовый разрез юрских отложениях на глубинах 4097-4558 м (Керимов, Рахманов, Хеиров, 2001). Из этого следует, что вне градации АК по пермо-триасовому комплексу находятся лишь сравнительно узкая полоса северного борта прогиба, граничащая с Самурско-Песчаномысской зоной поднятий.

4.2.4. Модели углеводородообразования

Верхнепермско-триасовый осадочный комплекс традиционно не относится к основным нефтегазоматеринским толщам Каспийского региона в силу ряда причин, главными среди которых обычно считаются в значительной степени неблагоприятная обстановка захоронения и преобразования РОВ и сложная история формирования современной структуры. Поэтому, несмотря на значительное число месторождений УВ, открытых в пермо-триасе Северо-Каспийского и Средне-Каспийского НГБ, генетическая их связь с вмещающим комплексом и в настоящее время не очевидна. Среди моделей углеводородообразования для пермо-триаса Северо-Каспийского НГБ еще в 70-80-е гг. прошлого века преобладали, в частности, модели перетоков флюидов из подсолевых нефтегазогенерировавших отложений (В.Л.Соколов, 1968). Что касается Средне-Каспйского НГБ, то частичный генезис флюидов триаса за счет их поступления из палеозоя в Ставрополье не вызывает сомнений и сегодня (А.Г.Пяткова, 2004).

Вместе с тем, сегодня несомненно и углеводородообразование за счет РОВ пермо-триасовых отложений. Как следует из анализа палеогеографических обстановок пермо-триасового осадконакопления (Бедина, Савельева, 2004; Фрик, Быкова и др., 2004; Соколов, Конюхов и др., 2002), роль красноцветных континентальных образований в пермо-триасе не столь всеобъемлюща. И в Северо-Каспийском, и в Средне-Каспийском осадочных бассейнах достаточно широко представлены сероцветные и темноцветные морские фации вплоть до глубоководных глинисто-карбонатных включительно. Содержание РОВ в глинистых известняках повсеместно достигает 0,2-0,5%, а на некоторых площадях превышает 1-2%. Тип РОВ смешанный сапропелево-гумусовый с переменным соотношением обеих составляющих. В Северо-Каспийском НГБ, к северу от Астраханского свода, морской генезис РОВ триасовых отложений подтвержден определениями отношений пристан/фитан (Бражников, 1990). В Восточно-Манычском прогибе в триасовых отложениях скв. 8 Цекертинской содержание Сорг 0,2% не намного уступает этому параметру в нижне- среднеюрских породах (0,26%) – ведущей нефтегазоматеринской формации мезозойского разреза. В алевролитах и известняках кизлярской свиты, а также известковистых аргиллитах демьяновской свиты триаса определены зоны микроаккумуляции УВ. Известняки и доломиты нефтекумской свиты нижнего триаса на глубине более 5000 м обеднены ОВ (Сорг менее 0,1%), но в породах интервала 4728-5070 м повсеместно присутствуют эпибитумоиды. По данным пиролиза ОВ максимальные палеотемпературы, отвечающие нижней границе ГЗН (градации катагенеза $МК_3$-$МК_4$), составляют 468-477^{0}С и находятся на глубине около 4500 м. Исследование мезозойских и кайнозойских пород, нефтей и конденсатов Предгорного Дагестана (Яндарби-

ев, 2004) и Калмыкии (Егоркина, Соболева, 2004) позволило сделать выводы о нефтегазогенерации не только в морских, но и в континентальных отложениях; установлено также (по критерию Грэхема), что некоторые нефти Димитровского месторождения генерированы пермо-триасом, хотя и находятся в настоящее время в верхнемеловых отложениях.

Верхнепермско-триасовая УВ система включает нефтяные месторождения юго-восточной части Прикаспийской впадины (верхняя пермь, нижний триас, в Приморской зоне поднятий – нижний и верхний триас), нефтяные и газоконденсатные месторождения Прикумской зоны поднятий и Восточно-Манычского прогиба (нижний и средний триас), нефтяные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатные месторождения Мангышлака (нижний, средний и верхний триас), газовые месторождения юго-западной части Прикаспийской впадины (нижний, средний триас).

В юго-восточной части Прикаспийской впадины продуктивные горизонты триаса нередко залегают на небольших глубинах в условиях протокатагенеза. При этом вследствие проявлений соляной тектоники имеются возможности перетоков УВ внутри комплекса из нижних горизонтов, прошедших ГФН, в верхние. В юго-западной части впадины подошва пермо-триаса, погруженная на 6-8 км, находится в еще более жестких термодинамических условиях ГФГ, а газовые залежи, сформированные в коллекторах среднего и нижнего триаса в условиях солянокупольных структур, также, в основном, вторичны. На это указывают весьма выразительные различия состава свободных и водорастворенных газов триаса (Кулаков, Серебряков, 1969).

В Средне-Каспийском НГБ современные температурные условия пермотриаса свидетельтвуют о том, что вся толща отложений прошла ГФН, а в Терско-Каспийском и, вероятно, Северо-Абшеронском прогибах – и ГФГ. На границе Северо-Каспийского и Средне-Каспийского, а также в Северо-Устюртском НГБ (Каракульско-Смушковская, Полдневско-Бузачинская и Карпинско-Мангышлакская зоны поднятий) пермо-триас был вовлечен в складкообразование, завершившееся к началу юрского периода (древнекиммерийская фаза тектонической активизации) и значительно усложнившее структурные условия комплекса, одновременно ускорив реализацию его нефтегазоматеринского потенциала. Об этом, в частности, говорит аномально высокая катагенетическая измененность оленекских отложений на морском продолжении Карпинско-Мангышлакской зоны поднятий (до градации $МК_5$ на глубине 2500 м) в сопоставлении со значительно более низкими градациями на этих и больших глубинах вне области проявления складчатости.

Основная область генерации УВ в пермо-триасе Средне-Каспийского НГБ располагается к югу от Карпинско-Мангышлакской зоны поднятий. Ее наиболее погруженная часть – Терско-Каспийский и Северо-Абшеронский прогибы – характеризуются максимальной для региона современной прогре-

продолжение, Тюбкараганский, Беке-Башкудукский валы, Самурский, Песчаномысккий и Карабогазский своды), 2-4 км (Укатненский, Южно-Эмбенский, Западно-Кулалинский, Восточно-Кулалинский, Казахского залива, Восточно-Манычский прогибы, Прикумская зона поднятий, Ногайская ступень, Хвалынский вал, Самурско-Песчаномысская зона поднятий, отдельные участки Терско-Каспийского прогиба), 4-6 км (периферия Терско-Каспийского прогиба, Северо-Абшеронский прогиб), 6-7,8 км (центральная часть Терско-Каспийского прогиба), более 8 км (Южно-Каспийская впадина) (**рис.4.3.2).** Подошва комплекса по геолого-геофизической информации находится на глубинах до 3 км к северу от Лаганского порога (южного ограничения Ракушечно-Широтного вала в акватории), 3-6 км в Восточно-Манычском прогибе, Прикумской и Самурско-Песчаномысской зонах поднятий, на Ногайской ступени и их морских продолжениях, на северном борту Северо-Абшеронского прогиба. Глубже 6 км подошва комплекса погружена на всей площади Терско-Каспийского прогиба и в центральной части Северо-Абшеронского прогиба. Юрские отложения образуют систему унаследованных, инверсионных и наложенных структур, современный облик которых сформировался в определяющей степени на альпийском этапе в плиоценовое время (**рис. 4.3.1).**

В северной части Каспийского региона, относящейся к ***Прикаспийской впадине***, юрский комплекс характеризуется структурными формами соляной тектоники. Соляные штоки выводят кровлю комплекса на гипсометрические отметки –700…-1000 м, в то время как в межгрядовых депрессиях она погружена глубже 2 км. Разрез состоит из нижнего, среднего и верхнего отделов, слагаемых переслаиванием песчаников и глин. В южной части междуречья Урала-Волги, на месторождении Камышитовый Юго-Западный, в разрезе толщиной 500 м выделено пять пластов песчаников (VIII, IX, X, XI, XII), являющихся продуктивными горизонтами. Их толщины изменяются от 14 м (XII) до 92 м (IX), открытая пористость 31-37%, проницаемость 900-1050 мд.

На **Астраханском своде** юрский литолого-стратиграфический комплекс меняет полноту и гипсометрическое положение в зависимости от степени проявления соляной тектоники. В правобережной окраинной части в условиях ослабления солевого диапиризма юрские отложения, залегающие на красноцветах верхней перми, представлены верхним байосом и батским ярусом толщиной 200-250 м на гипсометрическом уровне –1000…-1250 м. В левобережной части, отличающейся более активной соляной тектоникой, наряду с участками полного выпадения юрских отложений из разреза (над соляными штоками и грядами) отмечены площади резкого увеличения их толщины (Южная мульда, скв. 16 Астраханская, интервал 1998-2938 м, толщина 940 м) и стратиграфической полноты. Наряду со среднеюрскими (байос-бат-келловей, 450 м) песчано-глинистыми образованиями, здесь описаны сульфатно-карбонатно-галогенные отложения верхней юры – известняки, ангидриты, галит с прослоями глин и песчаников; толщина 490 м.

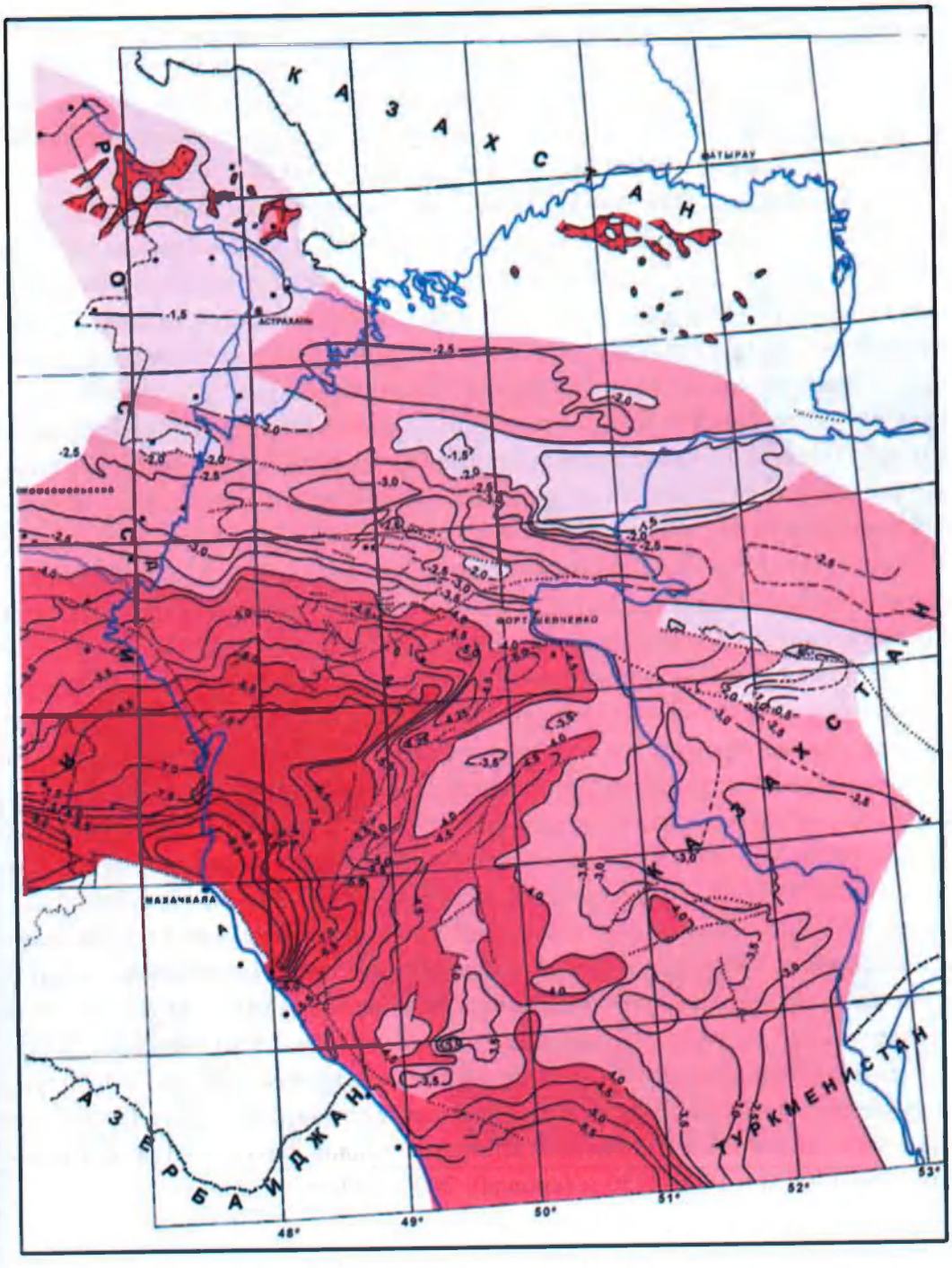


Рис. 4.3.1. Северный и Средний Каспий. Структурная карта подошвы юрских отложений (по Д.Л.Федорову и др., 2001).

В зоне **Каракульско-Смушковских дислокаций** юрский комплекс сопоставим с разрезами правобережья Астраханского свода; присутствует бат-келловейская песчано-глинистая пачка толщиной 100-120 м. Установлена промышленная нефтегазоносность среднеюрских песчаников (Бешкульское месторождение нефти) на глубинах около 1400 м.

В **Карпинско-Мангышлакской зоне поднятий** доминирующую роль в строении юрского комплекса играют терригенные среднеюрские отложения. Наибольшая дифференциация толщин выявлена в пределах Бузачинского свода, занимающего самое высокое гипсометрическое положение относительно других структур региона. В осевых частях антиклиналей отмечается сокращение толщин до первых десятков метров, в синклиналях – увеличение до 200-300 м и более. Морское продолжение этой структурной линии (поднятие Курмангазы) также представлено редуцированными разрезами юрских отложений, но их толщина в осевой части поднятия по данным сейсморазведочных работ не менее 200-300 м при толщинах в смежных Укатненском и Восточно-Кулалинском прогибах 700-800 м и 1000-1200 м соответственно. Поднятие Курмангазы по кровле комплекса имеет размеры 110х30 км в контуре изогипсы – 1000 м и амплитуду около 500 м.

В полосе **кряжа Карпинского** выделяются Цубукско-Промысловский и Камышанско-Каспийский валы, а также Полдневской вал, структура которого на уровне юрского комплекса изучена недостаточно из-за специфических условий дельты Волги. Что касается Цубукско-Промысловского вала, то его осевая часть характеризуется увеличением толщин юрских отложений до 650-800 м против 450-500 м на крыльях. В разрезе описаны тоар-ааленские глины (317-382 м), байосские песчаники (281-390 м), бат-байосские глины (135 м) и келловейские глины с пачкой песчаников (100 м). Камышанско-Каспийский вал сформирован в полосе некоторого сокращения толщин комплекса; разрез представлен байосскими песчаниками, алевролитами и глинами (210-240 м), бат-байосскими глинами (156-177 м), келловейскими глинами с песчаниками в основании и ближе к кровле (140-163 м) (Бегун, Бобух и др., 1966). Кровля и подошва комплекса на структурах Цубукско-Промысловского и Камышанско-Каспийского валов фиксируются на глубинах 1250-1500 м и 1900-2250 м (кровля), 2000-2800 м (подошва).

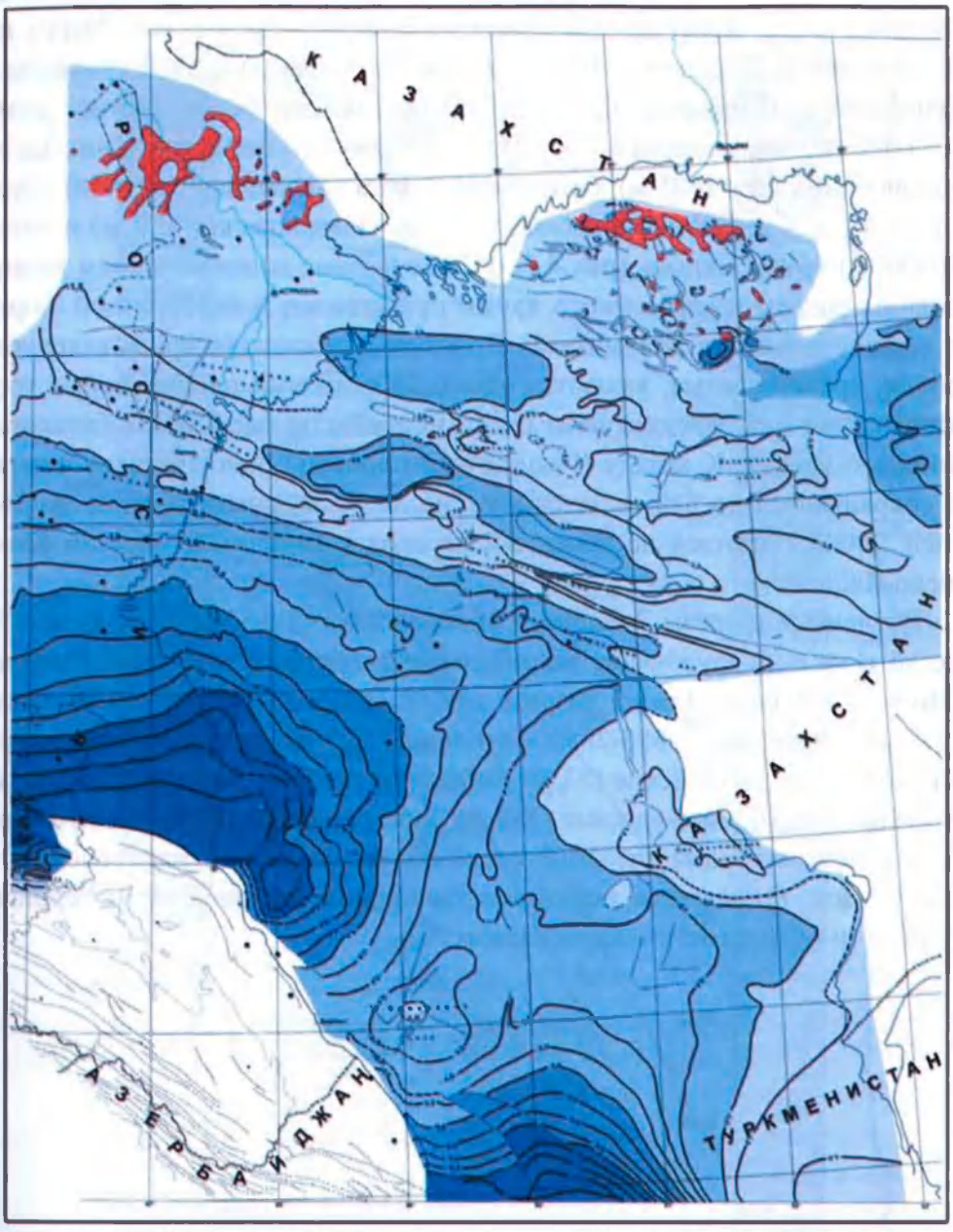


Рис. 4.3.2. Северный и Средний Каспий. Структурная карта кровли юрских отложений (по Д.Л.Федорову и др., 2001)

Ракушечно-Широтный вал, трассирующий морское продолжение кряжа Карпинского, характеризуется относительным возрастанием толщин юрского комплекса до 800-900 м, но выражен региональным сокращением толщин против смежных зон прогибания на севере (Западно-Кулалинский прогиб) и юге. Контур вала по кровле комплекса замкнут изогипсой –1500 м,

по подошве - -2500 м. Восточнее 49^0 в.д. через седловину происходит его сочленение с морским продолжением Тюб-Караганского вала. Разрез юрских отложений Ракушечно-Широтного вала охарактеризован скважинами Ракушечной и Широтной площадей. Относительно более полный разрез (скв. 1 Широтная, интервал 1540-2455 м) включает песчано-глинистые отложения байосского (485 м), батского (115 м) и келловейского (90 м) ярусов средней юры, а также оксфордский (100 м), кимериджский (50 м) и титонский (80 м) ярусы мальма **(рис.4.3.3)**. Весь мальм, за исключением нижней половины разреза оксфордского яруса, представлен в карбонатной формации – известняками и доломитами. Доломиты титонского яруса каверново-поровые, трещиноватые, являются одним из основных продуктивных горизонтов; кроме них, продуктивны отдельные пласты песчаников батского и байосского ярусов. К западу (Ракушечная площадь) байос-батские отложения сокращаются до 510 м, келловейские до 74 м, кимериджские до 36 м (Репей, 2004); очевиден постепенный переход к типичным разрезам Камышанско-Каспийского вала.

Изученные разрезы ***Западного Мангышлака*** (Тюб-Караган, Дунга, Эспелесай и др.) обнаруживают значительное сходство с разрезами Ракушечно-Широтного вала. Так, в разрезе скв. 2 Эспелесай юрские отложения, вскрытые в интервале 1855-2850 м (толщина 995 м), расчленяются на нижнеюрские (15 м), ааленские (55 м), байосские (363 м), батские (150 м), келловейские (145 м), оксфордские (130 м), кимериджские (100 м) и титонские (35 м). При этом общий литологический облик одновозрастных толщ достаточно близок. Отмечается некоторое увеличение песчанистости терригенных толщ и глинистости - карбонатных.

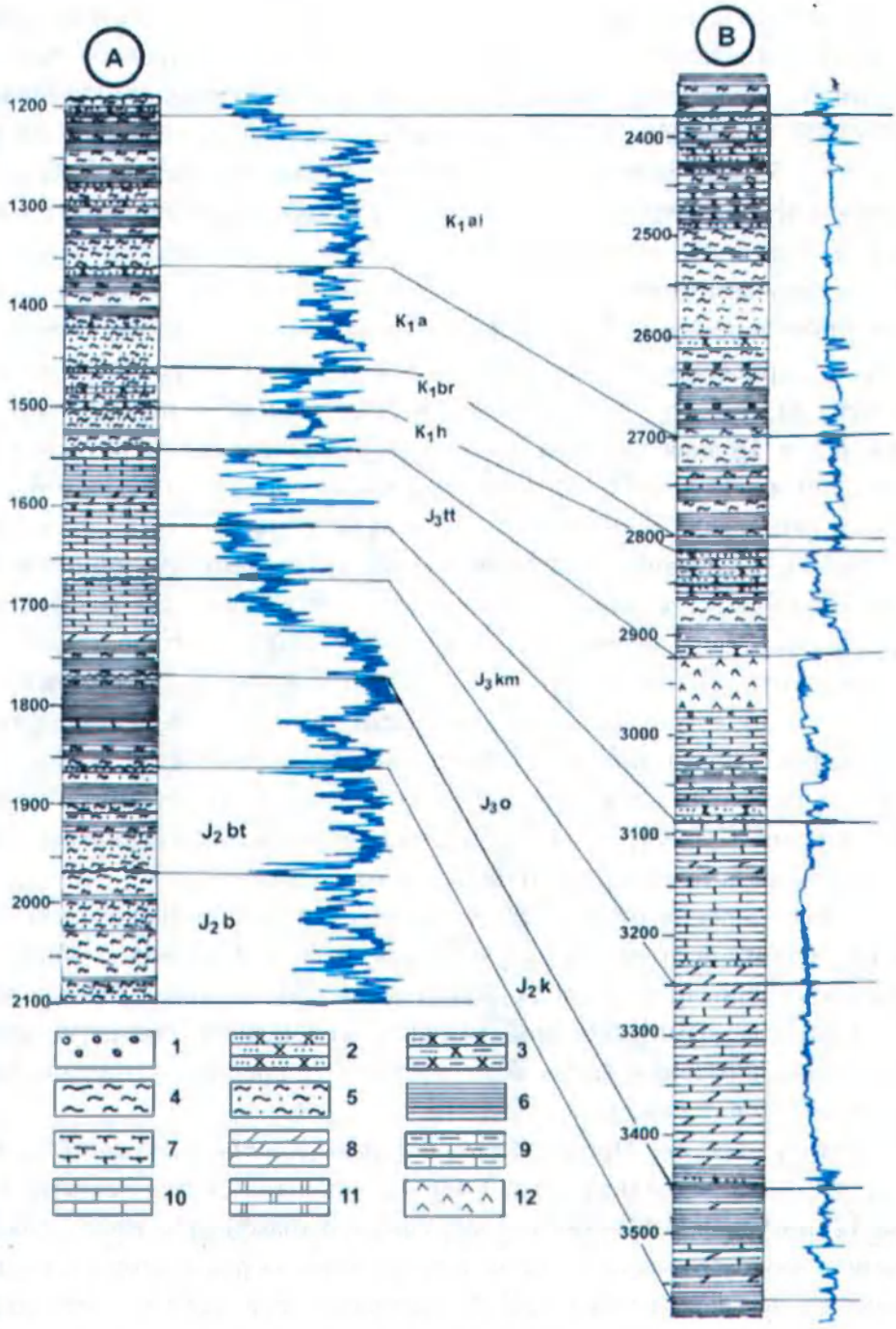


Рис.4.3.3. Схема геолого-геофизической корреляции разрезов юрских и нижнемеловых отложений акватории Среднего Каспия:
А – рождение им. Ю.Корчагина; В – Хвалынское

К югу от структурного барьера, образованного Ракушечно-Широтным и Тюб-Караганским валами, происходит весьма существенное разрастание толщины юрских отложений – до 1500 м в полосе шириной 40-50 км и до 2500-3000 м в районе 44^0 с.ш. Градиент наращивания толщины увеличивается от 30-35м/км до 45 м/км. Субширотная ориентировка изопахит, свойственная северной полосе, уступает место сложной конфигурации с элементами субширотного, меридионального и диагонального направлений. Фактические данные о строении юрских отложений южной полосы получены в результате бурения на Хвалынской и Сарматской площадях. Первая расположена в присводовой части одноименного вала, где кровля комплекса погружена на глубину около 2900 м, а вторая – ближе к границе южной и северной зон. Полная толщина комплекса по данным сейсморазведки составляет 2500 м и 1500-1600 м. На Хвалынской площади при вскрытой толщине 1270 м (интервал 2930-4200 м) достигнута лишь кровля ааленского яруса средней юры. Следовательно, невскрытый интервал толщиной около 1200 м приходится на ааленские и нижнеюрские отложения. Во вскрытой части стратифицированы ааленский (75 м), байосский (450 м), батский (115 м), келловейский (110 м), оксфордский (210 м), кимериджский (165 м) и титонский (155 м) ярусы. Байос-келловейский интервал представлен песчано-глинистыми образованиями, оксфордский, главным образом, мергелями, а в верхней части титонского яруса (50-60 м) известняки и доломиты перекрыты ангидритами. Продуктивные горизонты приурочены к песчаникам ааленского и батского, а также доломитам титонского яруса.

Разрез юрских отложений Хвалынской площади значительно превосходит полноту и толщину разрезов, вскрытых в Восточном Предкавказье (Восточно-Манычский прогиб, Прикумская зона поднятий, Ногайская ступень). Его главными особенностями являются наличие сульфатно-карбонатных пород кимеридж-титонского возраста и предположительно песчано-глинистой толщи нижней юры-аалена.

На юго-востоке Предкавказья, в ***Терско-Каспийском прогибе,*** юрский комплекс имеет толщину до 2-3 км. На площади Датых вскрытый разрез (скв.12, интервал 2664-4394 м) охватывает диапазон от титона до оксфорда. Значительную его часть слагают эвапоритовые образования, расчленяющие разрез на нижнюю солевую (1000 м), межсолевую (230 м), верхнюю солевую (270 м) и надсолевую (150 м) толщи. Межсолевая толща сложена, в основном, известняками органогенно-детритовыми, литологически выдержанными на обширном пространстве от Кабарды до Дагестана. В надсолевой толще представлены известняки и доломиты. Каждая из выделенных толщ содержит карбонатные пласты-коллекторы, насыщенные нефтью и сероводородсодержащим газом. Структура юрских отложений здесь представлена высокоамплитудными складками, осложненными разрывами (в том числе,

взбросо-надвигами) и соляной тектоникой.

На южном борту Терско-Каспийского прогиба, в Предгорном Дагестане, поверхность юрского комплекса по данным бурения скважин вскрыта в большом диапазоне глубин – от 550-1100 м (Эльдама, Дузлак, Хошмензил., Берикей) до 3000-4000 м (Ялама, Шамхал-Булак), что указывает на весьма сложное пликативно-дизъюнктивное строение борта **(рис. 4.3.4)**. Широко распространена система продольных взбросо- надвигов. На ряде площадей (Дузлак, скв. 100) вскрыты сдвоенные разрезы юрских отложений; в надвинутом блоке толщина комплекса достигла 2100 м. При этом верхнеюрские отложения распространены ограниченно.

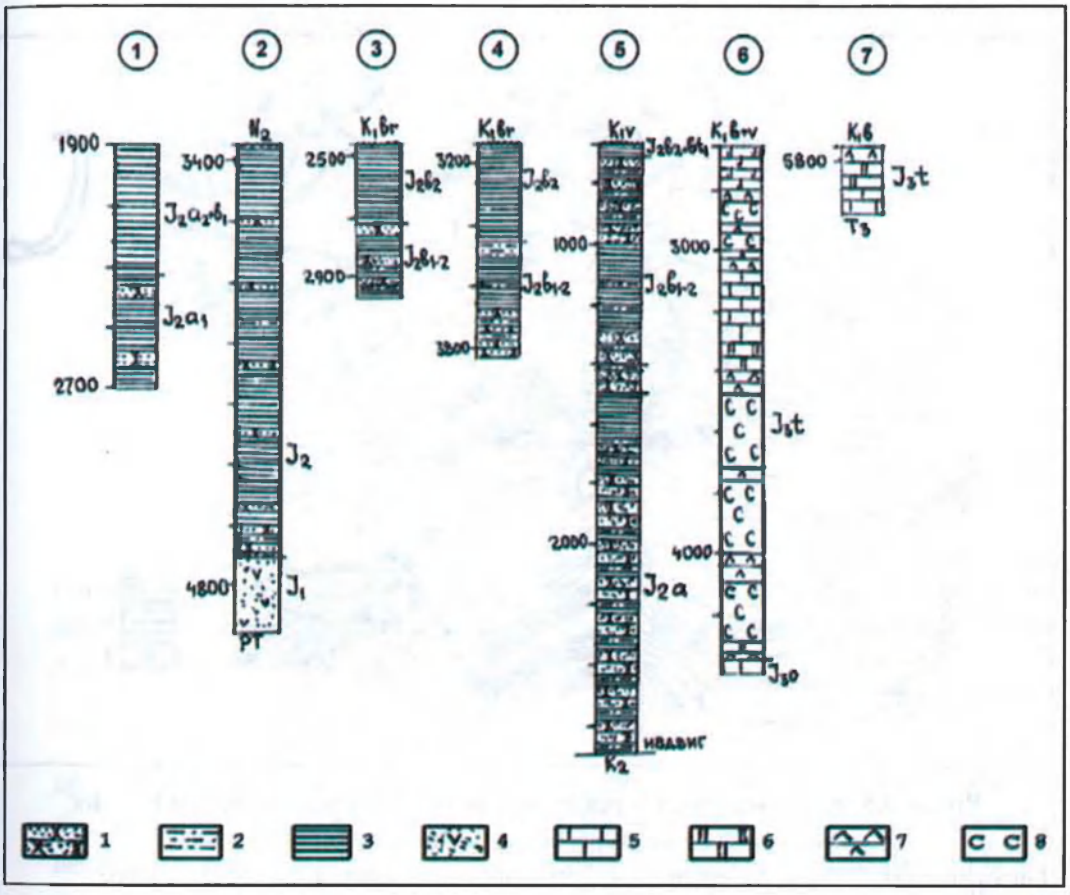


Рис. 4.3.4. Схематические геологические разрезы юрских отложений северо-восточного Предкавказья по скважинам (цифры в кружках: 1 – Кешчай-2; 2 – Агзыбирчала-1; 3 – Худат-10; 4 – Ялама-8; 5 – Дузлак-100; 6 – Датых-12; 7 – Бурунная-1. Литология: 1-песчаники; 2-алевролиты; 3-глины, аргиллиты; 4-вулканиты; 5-известняки; 6-доломиты; 7-ангидриты; 8 – галиты.

Морское продолжение Восточно-Манычского и Терско-Каспийского прогибов характеризуется толщинами юрского комплекса 1000-2000 м (по данным сейсморазведки).

Севернее 44° с.ш. толщины растут в южном и юго-западном направлениях. При этом значительная часть современных локальных поднятий не находит отображения в распределении толщин **(рис. 4.3.5).** Вопрос о стратиграфической полноте комплекса в этой части акватории и, в частности, о распространении эвапоритовых толщ имеющимися материалами однозначно не решается. Отсутствие признаков соляной тектоники в структуре кровли юрских отложений свидетельствует в пользу представлений об ограниченном масштабе соленакопления в верхнеюрском бассейне Терско-Каспийского прогиба.

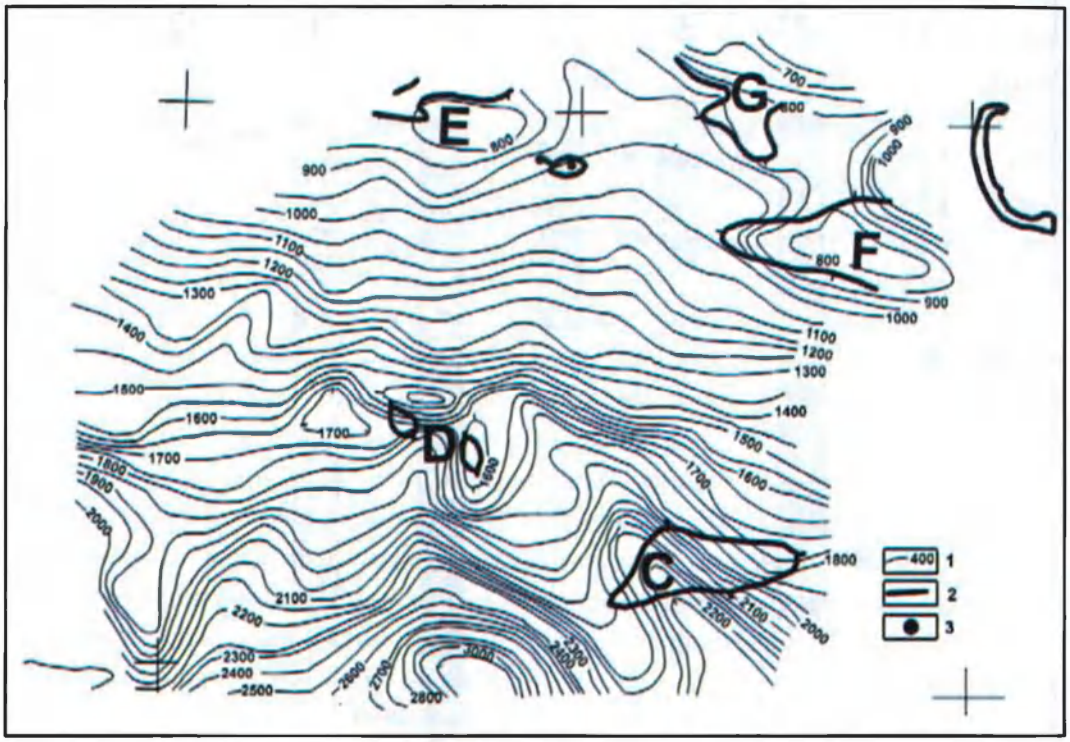


Рис. 4.3.5. Карта изопахит юрских отложений участка акватории Каспия, совмещенная с контурами поднятий по горизонту 2K1J
1-изогипсы,м; 2-контуры поднятий; 3-скважины; поднятия: C – Хвалынское; D – Сарматское; E – Ракушечно-Широтное; F – Тюб-Караган; G –Курмангазы.

Самурско-Песчаномысская зона поднятий, ограничивающая Терско-Каспийский прогиб в Среднем Каспии, по данным сейсморазведки, характеризуется толщинами юрских отложений от 800-2000 м на северо-востоке (Песчаномысский свод, Поперечный вал) и юго-востоке (ЮВ склон поднятия Ялама - Самур) до 2000-2500 м на остальной площади **(рис. 4.3.6)**.

Рис. 4.3.6. Схема изопахит юрских отложений Ялама-Самурского участка акватории Каспия, совмещенная с контурами поднятий по кровле комплекса. Поднятия: А- Ялама-Самур; В-Центральное

В скважинах Песчаномысского свода (Северо-Ракушечная, Оймаша и др.) толщины нижне-, средне- и верхнеюрских отложений соответственно составляют 300-400 м, 1000-1100 м и 300-400 м. В песчаниках средней и известняках верхней юры имеются высоко- и среднеемкие коллекторы, содержащие признаки нефтегазоносности и залежи УВ. На поднятии Ялама-Самур сейсморазведкой установлен локальный максимум толщин (1400-2000 м) с сокращением в направлении Северо-Абшеронского прогиба, Выявленное сокращение, вероятно, связано с денудацией на постседиментационном этапе в предмеловое и, возможно, в более позднее геологическое время. Максимум мощности в районе вершины поднятия с несомненностью указывает на отсутствие признаков конседиментационного роста этой структуры на протяжении юрского периода.

Разрез юрских образований **Северо-Абшеронского прогиба** охарактеризован в скв.1 Агзыбирчала (Кусаро-Дивичинский прогиб на СВ Азербайджана, морским продолжением которого является Северо-Абшеронский прогиб). Юрский комплекс вскрыт на глубине 3360 м непосредственно под отложениями плиоцена и представлен толщей аргиллитов с прослоями метаморфизованных алевролитов и песчаников. Верхнеюрские отложения в этом разрезе отсутствуют. Толщина среднеюрских отложений 1340 м. В основании комплекса (интервал 4700-4970 м) залегают вулканогенные породы нижнеюрского возраста, подстилаемые пермо-триасовыми андезитами (Керимов, Рахманов, Хеиров, 2001). На площади Талаби кровля среднеюрских отложений, перекрытых толщей миоцена, находится на глубине 4557 м. Юрские отложения прогиба смяты в складки с крутыми (35-70^0) углами падения на крыльях.

Юрские отложения распространены на северном борту **Южно-Каспийского бассейна** вдоль приводораздельной части Большого Кавказа. Отложения средней юры (главным образом, байосский и батский ярусы) представлены чередованием довольно мощных пачек плотных песчаников, алевролитов, известняков, глин и глинистых сланцев. Аналогичные пачки песчаников мощностью 25-30 м вскрыты на сопредельных площадях Прикаспийско-Губинского района, где они имеют спорадическое нефтегазонасыщение. Отложения верхней юры представлены двумя литофациальными комплексами: оксфорд-лузитанским, состоящим из флишевого чередования кремнисто-известковистых алевритов и глин, и кимеридж-титонским, представленным чередованием крепких розоватых трещиноватых известняков, песчаников, алевролитов и глин. Общая мощность верхней юры достигает 2000 м.

4.3.2. Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации

Палеогеографическая обстановка юрской седиментации в Каспийском регионе определялась наличием четырех крупных областей денудации (на западе кряжа Карпинского, в пределах складчато-надвигового сооружения Мангышлака, орогенов Решта и Эльбурса, Карабогазского свода), глубоководных трогов Тетиса и обширных областей континентальной, паралической, мелководно-морской и лагунной седиментации. В северной и средней частях региона это обусловило формирование, главным образом, песчано-глинистых толщ лейаса-доггера, карбонатных, карбонатно-сульфатных и, ограниченно, эвапоритовых (соленосных) толщ мальма.

Песчано-глинистые толщи лейаса-доггера отличались усилением псефитовой составляющей в районах, граничащих с областями денудации. Этим объясняется обогащенность аален-байосских отложений высококлассными песчаниковыми коллекторами на востоке кряжа Карпинского, в Бузачинском и Южно-Мангышлакском районах, Прикумской зоне поднятий, на

Песчаномысском своде. Карбонатное осадконакопление получило широкое распространение в оксфорд-кимериджское время мальма, охватив районы Среднего и Северного Каспия. Титонское время ознаменовалось локальным проявлением лагунного режима (Терско-Каспийский, Астраханский и другие участки соленакопления).

Исследование скоростей юрской седиментации в Среднем Каспии на объектах Ракушечно-Широтного и Хвалынского валов (ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть, 2001) показало их значительные различия. При сравнительно небольшом (75-80 км) расстоянии между объектами скорости прогибания зоны Хвалынского вала превышают аналогичный показатель для Ракушечно-Широтного вала в 2-3 раза **(рис.4.3.5).** Наибольшая интенсивность прогибания отмечается в среднеюрскую эпоху. В полосе Ракушечно-Широтного вала палеогеографическая обстановка лейаса и доггера – это цикличная смена низкой суши, прибрежного моря и мелководного шельфа с глубиной дна моря до 20 м; в мальме трансгрессия моря приводит к обстановке внутреннего шельфа с глубиной дна до 200 м. В западной части вала (Ракушечное поднятие) в лейасе диагностируется также обстановка высокой суши. Южнее, в районе Сарматского поднятия, на границе лейаса и доггера происходит резкая смена прибрежно-морского режима внешнего шельфа с глубиной моря 200-1000 м, а на границе доггера и мальма последний, в свою очередь, сменяется обстановкой внутреннего шельфа с глубиной бассейна менее 200 м. Район Хвалынского поднятия к началу доггера был частью внутреннего шельфа, а в течение доггера входил в область внешнего шельфа (глубина морского дна 200-1000 м). В мальме доминировала вновь обстановка внутреннего шельфа.

В северной части региона повышенными скоростями осадконакопления характеризуется Западно-Кулалинский, Восточно-Кулалинский, Укатненский и Южно-Бузачинский прогибы, а также отдельные мульды соляно-купольной области Прикаспийской впадины (Ширяевская и Южная мульды Астраханского свода и др.) Пониженные скорости установлены для Бузачинского поднятия, структуры Курмангазы, Каракульско-Смушковской зоны поднятий и прилегающих частей Астраханского свода.

На юге, в зоне активного проявления Карабогазской области денудации и интенсивного погружения смежных территорий, сформировались мощные терригенные толщи внутреннего шельфа и континентального склона, распространившиеся в пределах Терско-Каспийской, Самурско-Песчаномысской и Северо-Абшеронской областей прогибания.

В результате общей регрессии морского бассейна, начиная с кимериджского века, площадь осадконакопления к концу мальма сузилась до нескольких неглубоких лагун. На западе Терско-Каспийской области прогибания установлено не менее двух циклов соленакопления.

4.3.3. Термобарический режим

Современные пластовые температуры юрских отложений, замеренные в скважинах, варьируют в диапазоне 30-175^{0}С для интервалов глубин 250-5000 м.

Температуры 30-50^{0}С определены на площадях Бузачинского свода и солянокупольной области Прикаспийской впадины для глубин до 1000-1200 м. Температуры 50-70^{0}С характеризуют прогретость юрских отложений Астраханского свода, Каракульско-Смушковской зоны поднятий и юго-восточных районов Прикаспийской впадины на глубинах 1000-2000 м (на Володарской площади Астраханского свода – до 3000 м). В эту температурную градацию попадает верхняя часть разреза Узень-Жетыбайской ступени Южного Мангышлака на глубинах 1000-1500 м.

Область температур 70-90^{0}С охватывает районы юго-восточной и юго-западной частей Прикаспийской впадины с глубинами залегания юрских отложений 2000-2500 м. На площадях Узень-Жетыбайской ступени этими температурными условиями характеризуются интервал глубин 1500-2000 м, а в акватории Среднего Каспия – структуры Ракушечно-Широтного вала в этом же интервале глубин.

Температуры 90-120^{0}С характеризуют тепловой режим юрской толщи Камышанско-Каспийского вала и Узень-Жетыбайской ступени на глубинах 2000-2700 м и наиболее погруженные окраинные участки юго-восточной части Прикаспийской впадины с глубинами 3000-3200 м и более (Култук и др.). В эту градацию в акватории попадает верхняя часть юрских отложений Хвалынского вала с глубинами до 3100 м.

Более высокие температуры (120-150^{0}С) зафиксированы на площадях Восточно-Манычского прогиба и Прикумской зоны поднятий в диапазоне глубин 3200-3800 м, Камышанско-Каспийского вала на глубинах 2700-3000 м, Узень-Жетыбайской ступени и Песчаномысского свода на глубинах 2700-3500 м. Аномально высокая прогретость комплкса (150-175^{0}С) характеризует Восточно-Манычский прогиб, Прикумскую зону поднятий и Ногайскую ступень в интервале глубин 3800-5000 м.

В соответствии с установленными зависимостями распределения температур от глубин залегания комплекса значительная часть акватории Среднего Каспия с глубинами кровли юрских отложений 3800 м и более характеризуются температурами свыше 150^{0}С. В Терско-Каспийском прогибе температура 200^{0}С прогнозируется на глубине около 6000 м, 220^0 С на 6900-7000 м. Самурско-Песчаномысская зона поднятий с глубинами юрского комплекса 2000-3500 м в осевой части и 4000-5000 м на крыльях может быть прогрета от 90^{0}С в районе вершины поднятия Ялама - Самур до 120-140^{0}С на склонах. В Северо-Абшеронском прогибе современные температуры юр-

ской толщи по данным замеров в скважинах составляют 110-137^{0}С на глубинах 3252-5022 м (Мухтаров, Джаббарова, 2005). В Северном Каспии прогрев юрского комплекса свыше 70^{0}С вероятен в Западно-Кулалинском, Восточно-Кулалинском, Южно-Бузачинском и Укатненском прогибах на глубинах более 2500 м, а также в наиболее погруженных межгрядовых депрессиях солянокупольной области Прикаспийской впадины.

Пластовые давления в юрской толще превышают гидростатические на 2-10%. Гидродинамические аномалии с коэффициентами 1,2-1,5 отмечены на Бузачинском своде и в Терско-Каспийском прогибе. Уменьшение давлений до уровня ниже гидростатического выявлено на некоторых участках Узень-Жетыбайской ступени и Восточно-Манычского прогиба.

4.3.4. Модели углеводородообразования

Юрский комплекс Каспийского региона, наряду с палеозойским и олигоценово-миоценовым, является важнейшим нефтегазоматеринским объектом всего разреза осадочных образований. В Восточном Предкавказье содержание $С_{орг}$ в байосских аргиллитах, по Д.А.Мирзоеву (1979), варьирует от 0,23 до 3,21%, составляя в среднем 1%. Тип РОВ смешанный сапропелево-гумусовый с преобладанием гумусовой составляющей; среднее содержание хлороформенного битумоида 0,06%, спиртобензольного - 0,015%.

Исследования степени катагенической преобразованности РОВ по отражательной способности витринита свидетельствуют о том, что на значительной части площади катагенез РОВ отвечает градациям $МК_1$-$МК_4$. Меньшая зрелость РОВ (градации $ПК_{1-3}$) характеризует Бузачинский свод, юго-восточные районы Прикаспийской впадины с глубинами до 2300-2500 м (Прорва и др.), верхнюю часть разреза Узень-Жетыбайской ступени (до глубин 1600-1700 м) и Предгорного Дагестана (до 2400-2500 м).

Градация $МК_1$, отвечающая началу главной фазы нефтегазообразования (ГФН), охватывает всю площадь Северного и Среднего Каспия. На юго-востоке Прикаспийской впадины ей соответствует интервал глубин 2500-3000 м, на Астраханском своде 1200-1800 м, на Камышанско-Каспийском валу и в Узень-Жетыбайской зоне 1700-2200 м, в Предгорном Дагестане 2500-3600 м.

Градация $МК_2$, завершающая ГФН, распространена в Восточно-Манычском прогибе в интервале глубин 3500-4300 м, в Узень-Жетыбайской зоне и на валу Карпинского в интервале 2200-2800 м, в Предгорном Дагестане 3600-4200 м, на юго-востоке Прикаспийской впадины 3000-3600 м.

Градация $МК_3$, открывающая главную фазу газообразования (ГФГ), охватывает глубины 3400-4000 м на Прикумском валу, 4300-5000 м в Восточно-Манычском прогибе и на Ногайской ступени. В этой градации пребывает юрский комплекс акватории Среднего Каспия на площади Самурско-Песча-

номысской зоны, Хвалынского вала до глубины 5000 м.

Градация $МК_4$ характеризует состояние нижних горизонтов юрского комплекса Восточно-Манычского прогиба и верхней части – на периферии Терско-Каспийского прогиба.

Более высокие градации ($МК_5$-$АК_2$) отмечаются в Терско-Каспийском и Северо-Абшеронском прогибах на глубинах 5500 м и ниже.

Катагенез РОВ и современный температурный режим недр позволяют утверждать, что к концу мелового периода юрские отложения Среднего Каспия южнее Ракушечно-Широтного вала находились в главной зоне нефтегазообразования и генерировали залежи нефти и газа, накапливавшиеся в ловушках Самурско-Песчаномысской, Ракушечно-Широтной и Прикумско-Тюленевской зон нефтегазонакопления. Крупной зоной нефтегазонакопления в позднемеловое время был Хвалынский вал протяженностью 80-100 км и шириной 15-20 км. Эта структура, как и другие объекты Среднего Каспия, преобразованы активным погружением Терско-Каспийского прогиба и развитием южного регионального наклона. Современный облик ловушек определился к середине плиоцена, когда юрский комплекс Среднего Каспия пребывал в главной зоне газообразования.

В Северном Каспии главная фаза нефтеобразования на значительной площади наступила в плиоценовое время. Основная область генерации УВ находилась в юго-восточной части Прикаспийской впадины, Южно-Бузачинском прогибе, второстепенные – в Укатненском, Западно-Кулалинском и Восточно-Кулалинском прогибах.

В южной части Средне-Каспийского нефтегазоносного бассейна к середине плиоцена были сформированы складчато-надвиговые структуры борта Терско-Каспийского прогиба, в ловушках которых накапливались УВ с примесью кислых газов, генерированные юрскими толщами с высшими градациями катагенеза.

В Северо-Абшеронском прогибе, получившем современное структурное оформление в плиоцене-антропогене, юрский комплекс, наряду с интенсивным складкообразованием, подвергся активной денудации; в результате в ряде скважин (1 Агзыбирчала, Талаби и др.) среднеюрские отложения имеют аномально высокие градации катагенеза и выведены на предплиоценовую эрозионную поверхность.

4.3.5. Распределение плотностей начальных потенциальных ресурсов углеводородов

Удельные плотности генерированных УВ юрского комплекса варьируют в диапазоне от 0,1 до 6,5 млн.т. на 1 км^2. Максимальные плотности, более 5 млн.т/км^2, характеризуют центральную, наиболее погруженную и прогре-

тую часть Терско-Каспийского прогиба, где потенциальные ресурсы реализованы полностью (рис.4.3.7).

Плотность 2,5-5,0 млн.т/км^2 также прогнозируется в контуре Терско-Каспийского прогиба, который представляет, несомненно, главную область генерации УВ в юрских отложениях Средне-Каспийского НГБ. Более низкие значения, на уровне 1,7-2,5 млн.т/км^2, охватывают периферию Терско-Каспийского прогиба, включая район акватории Среднего Каспия южнее Ракушечно-Широтного вала и северо-западнее Самурско-Песчаномысской зоны поднятий. Плотность менее 1,0 млн.т/км^2 характеризуют северную часть региона (солянокупольную область Прикаспийской впадины Каракульско-Смушковскую зону поднятий, Бузачинский свод, Цубукско-Промысловский, Камышанско-Каспийский, Ракушечно-Широтный, Тюб-Караганский вылы, Укатненский, Западно-Кулалинский, Восточно-Кулалинский, Восточно-Манычский прогибы), Прикумский вал и Самурско-Песчаномысскую зону поднятий, западную часть Карабогазского свода и Северо-Абшеронский прогиб.

Удельные плотности эмигрировавших УВ в юрском НГК Северного и Среднего Каспия изменяются от 0,1 до 6,3 млн.т/км^2 адекватно изменениям плотности генерированных УВ.

На основе выявленных термодинамических характеристик и катагенетической измененности РОВ в юрских отложениях прогнозируются области преимущественной аккумуляции различных типов УВ.

Преимущественная аккумуляция **нефти** отличает районы Северо-Каспийского НГБ и северной окраины Средне-Каспийского НГБ. Зонами нефтенакопления Северо-Каспийского НГБ являются различные элементы грядово-ячеистой структуры солянокупольной области Прикаспийской впадины. В северной части Средне-Каспийского НГБ зоны нефтенакопления связаны с морским продолжением Бузачинского свода и поднятием Курмангазы.

Преимущественная аккумуляция **газообразных УВ** - газов и газоконденсатов – прогнозируется в Терско-Каспийской НГО в интервале глубин 2500-8000 м. В контур этой НГО по юрскому НГК включается выявленная Хвалынская зона нефтегазонакопления, находящаяся на ее северо-восточной окраине и структурно оформившаяся в постмайкопское время.

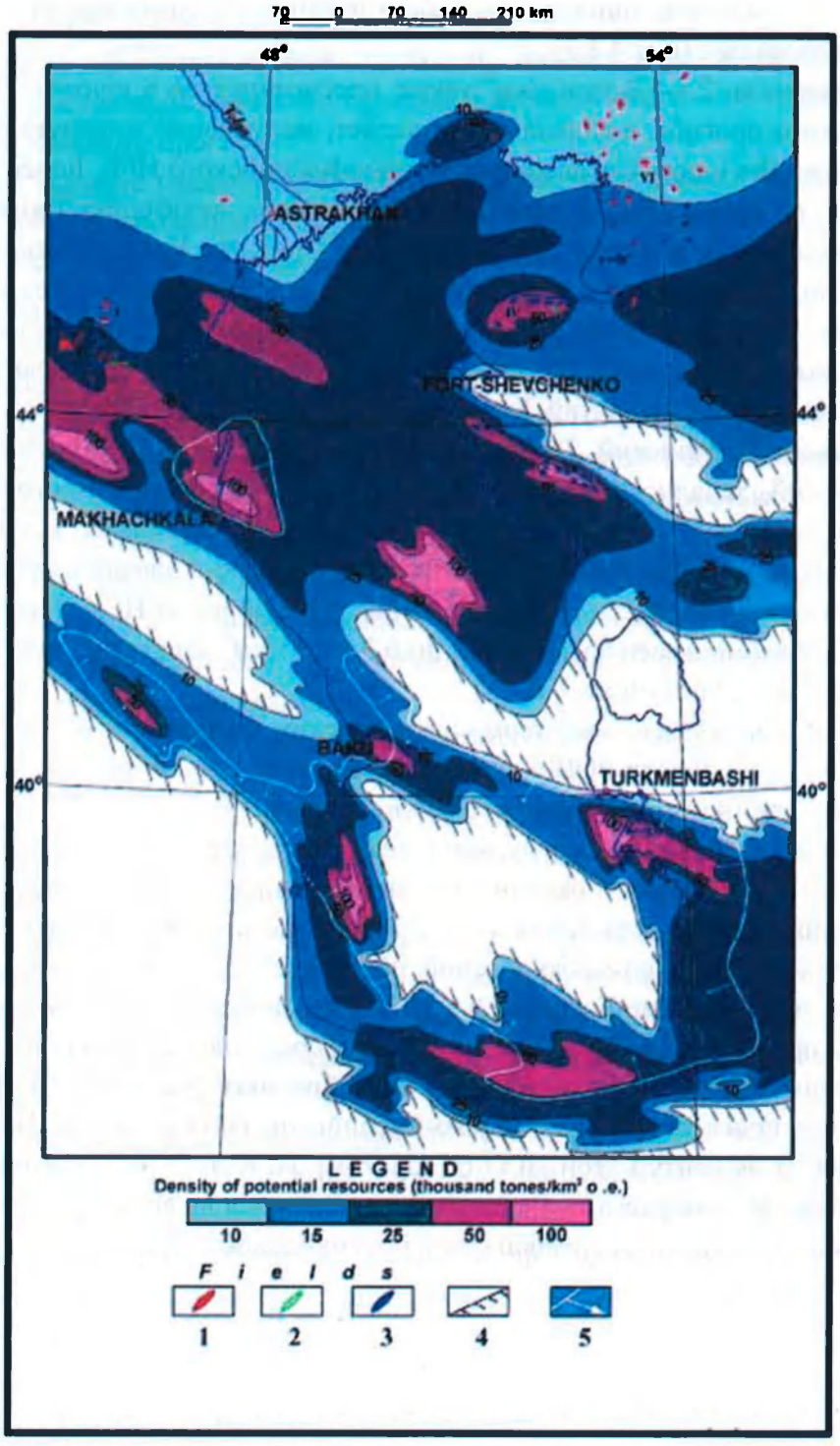


Рис. 4.3.7. Карта распределения потенциальных ресурсов углеводородов юрского комплекса (по И.С.Гулиеву, Л.Э.Левину, Д.Л.Федорову, 2003).

1-нефть; 2-газ; 3 – нефть-газ и газ-конденсат; 4 – области, неперспективные для поисков углеводородов; контур области с глубиной залегания кровли отложений свыше 7 км.

Остальная площадь Средне-Каспийского НГБ аккумулировала нефть, газ и газоконденсат. Интервал глубин возможной продуктивности 1500-6000 м. Зонами нефтегазонакопления являются Ракушечно-Широтный вал, морское продолжение Песчаномысского свода, поднятия Ялама - Самур, Центральное и другие структуры Самурско-Песчаномысской зоны поднятий, антиклинальные зоны Северо-Абшеронского прогиба.

Количественная оценка потенциальных ресурсов УВ юрского комплекса по технологии бассейнового моделирования выполнена для акватории Средне-Каспийского и Северо-Устюртского НГБ на площади 86,0 тыс. км^2. Миграционные потери жидких и газообразных УВ в целом по комплексу составили 92%. Объем ресурсов, способных к аккумуляции в пределах зон нефтегазонакопления, 2,4 млрд.т условного топлива, в том числе 0,89 млрд.т жидких УВ. Максимальными удельными плотностями ресурсов, способных к аккумуляции, характеризуется центральная часть Терско-Каспийского прогиба (342-537 тыс. т/км^2). Соотношение жидких и газообразных углеводородов Ж/Г=0,2. В связи с отсутствием благоприятных структурных условий в пределах центральной части прогиба зонами аккумуляции УВ служат структурные элементы его борта в Южно-Дагестанском НГР. Средняя удельная плотность геологических ресурсов УВ здесь оценена величиной 27,6 тыс.т/км^2. На остальной площади принятые удельные плотности геологических ресурсов варьируют в диапазоне 8,0-21,6 тыс.т/км^2.

Зоны нефтегазонакопления, связанные со складчато-надвиговыми структурами юго-западного борта Терско-Каспийского прогиба и подпитываемые кислыми газами поздней генерации, могут содержать примесь углекислоты и сероводорода. В Северо-Абшеронском прогибе, где проявляется аномально высокий современный тепловой поток (до 130 мВт/м^2 против 35-40 мВт/м^2 в Терско-Каспийском прогибе), следует предполагать активные процессы перетоков УВ из юрского комплекса в покрывающие отложения вплоть до неоген-четвертичных.

4.4. Мел-эоценовая УВ система

4.4.1. Структура

Мел-эоценовые отложения распространены в Каспийском регионе практически повсеместно, отсутствуя на хребтах Большого Кавказа, а также в районе Мангышлакского орогена и на отдельных соляных грядах соляно-купольной области Прикаспийской впадины. Относительно меньшей площадью распространения характеризуются базальные горизонты нижнего мела (берриас-валанжин) и палеоцен-эоценовые образования: первые – в силу сокращения ареала осадконакопления на границе юра-мел, вторые – из-за активной предплиоценовой денудации. На полуострове Бузачи и по периферии Ман-

гышлакского орогена на эрозионную поверхность выведены верхнемеловые и частично нижнемеловые отложения. На многих солянокупольных структурах юга Прикаспийской впадины предплиоценовая поверхность, находящаяся на глубинах 150-200 м, представлена различными горизонтами верхнего мела. Предплиоценовый размыв кровли мел-эоцена зафиксирован на различных участках региона от Астраханского до Ялама-Самурского свода. Структура мел-эоценовых отложений охарактеризована данными сейсморазведки по отражающим горизонтам вблизи кровли ($К_2$) и подошвы ($IIIК_1 пс$) комплекса. В Северном Каспии, на соляных куполах и морском продолжении структур Каракульско - Смушковской, Полдневско-Бузачинской и Карпинско-Мангышлакской зон поднятий, кровля комплекса имеет гипсометрические отметки менее -1000 м, а подошва – менее -2000 м. Основные положительные структуры этой части региона – поднятие Курмангазы, Ракушечно-Широтный и Тюб-Караганский валы – находятся на гипсометрических отметках -100...-200 м, -800...-900 м, -300...-800 м по кровле верхнего мела и -1000 м, -1500 м по подошве неокома. В Укатненском, Западно-Кулалинском и Восточно-Кулалинском прогибах подошва комплекса погружена на глубины -2000...-2500 м. К югу от Ракушечно-Широтного вала гипсометрическими отметками кровли верхнего мела -3000 м обозначается морское продолжение Терско-Каспийского прогиба, в тальвеге которого кровля комплекса фиксируется на отметках -7000 м. Между Ракушечно-Широтным валом и Терско-Каспийским прогибом выделяется параллельная валу моноклиналь с отметками -1000...-3000 м, осложненная флексурами, структурными террасами и малоамплитудными поднятиями (Сарматское, Дружба). На юге моноклинали отметками -1800...-1900 м выделяется крупный Хвалынский структурный нос, соответствующий одноименному валу по подошве комплекса (с гипсометрическими отметками -3000...-3100 м) (рис.4.4.1).

Самурско-Песчаномысская зона поднятий имеет по кровле комплекса отметки до -2000 м, по подошве – до -3000 м. Поднятие Ялама-Самур оконтурено по горизонту $К_2$ изогипсой -1800 м и имеет амплитуду около 250 м и размеры 40 х 60 км, являясь наиболее крупным из поднятий, входящих в данную зону. Другим крупным объектом этой зоны является Центральное поднятие, восточное крыло которого осложнено палеоврезом. В контуре палеовреза эродирована верхняя часть меловых отложений. Размыв поверхности верхнемеловых отложений выявлен сейсморазведкой на южном крыле поднятия Ялама-Самур.

На крайнем юге и юго-востоке Среднего Каспия обозначается северный борт Северо-Абшеронского прогиба и западное крыло Карабогазского свода. В пределах северного борта Северо – Абшеронского прогиба кровля верхнемеловых отложений, наклоненная на юг, погружается от -2000 м до -6000 м, а подошва – от -3000 м до -7000 м. Западное крыло Карабогазского свода имеет по-

логий наклон в диапазоне отметок кровли комплекса -500...-1500 м.

Дизъюнктивная составляющая в структуре мел-эоценовых отложений наиболее значительна в солянокупольной области Северного Каспия, структурах Бузачинского свода, Цубукско – Промысловского вала, морского продолжения Тюб-Караганского вала, антиклиналях Предгорного Дагестана, поднятия Ялама-Самур. Короткие малоамплитудные смещения выявлены сейсморазведкой в зоне Ракушечно-Широтного вала и на южном крыле Хвалынского вала. Простирание разрывов разнообразно – субширотные, меридианальные, диагональные (СЗ-ЮВ, ЮЗ-СВ).

Наиболее полные разрезы комплекса установлены в Терско-Каспийском прогибе, Южно-Мангышллакском районе и на юго-востоке Прикаспийской впадины. В их основании в разрезах Северного Кавказа залегают алевритистые глины, известковистые алевролиты, мергели и известняки берриаса. Отложения валанжина в основном сложены известняками, в нижней части в Дагестане встречаются гипсы и ангидриты. В восточном направлении в разрезах берриаса-валанжина гипсы и ангидриты преобладают. Это хорошо видно во многих скважинах Западного и Южного Мангышлака (Жоласкан, Эспелесай и др.). На юго-востоке Прикаспийской впадины уникальный (толщиной более 2500 м) разрез берриас-валанжинских отложений вскрыт в скв. П-58 Западный Кусанбай, в междуречье Урал-Волга, где представлен, главным образом, темно-серыми известковистыми глинами с прослоями глинистых известняков с плохо выраженной пологоволнистой или линзовидной слоистостью.

Готеривский ярус в Восточном Предкавказье и Дагестане представлен преимущественно песчаниками, алевролитами и глинами с фосфоритовыми стяжениями в основании. В Терско-Каспийском прогибе его толщина достигает 200 м. В Дагестане присутствуют прослои известняков. В центральной части Прикумской зоны поднятий (Озек-Суатская, Солончаковая и др. структуры) в основании готерива залегают разнозернистые песчаники (пласт XII по промысловой номенклатуре), выше – известняки оолитовые, пелитоморфные, органогенно-шламовые (пласт XI). Максимальная толщина 90-96 м. Здесь в основании готерива установлены признаки размыва валанжинских отложений, а в северной части вала готерив залегает на глинах средней юры. В полосе кряжа Карпинского готерив отсутствует или выделяется в виде маломощного песчаного пласта. В разрезах Западного и Южного Мангышлака готерив представлен песчано-глинистой пачкой толщиной до 50 м, на юго-востоке и юге Прикаспийской впадины толщина песчано-глинистого готерива не превышает 75 м.

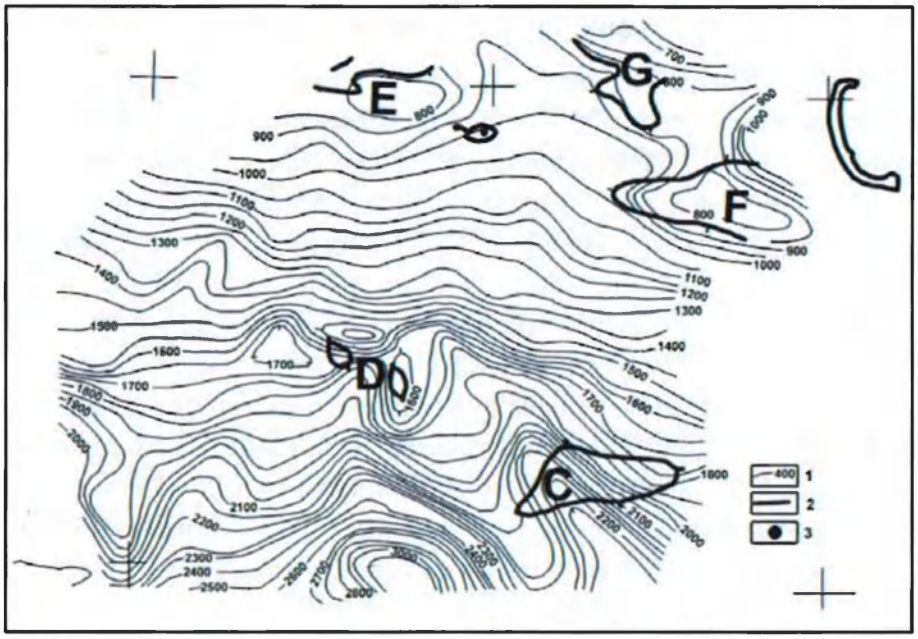


Рис.4.4.2. Карта изопахит нижнемеловых отложений участка акватории Каспия, совмещенная с контурами поднятий по горизонту 2К1J

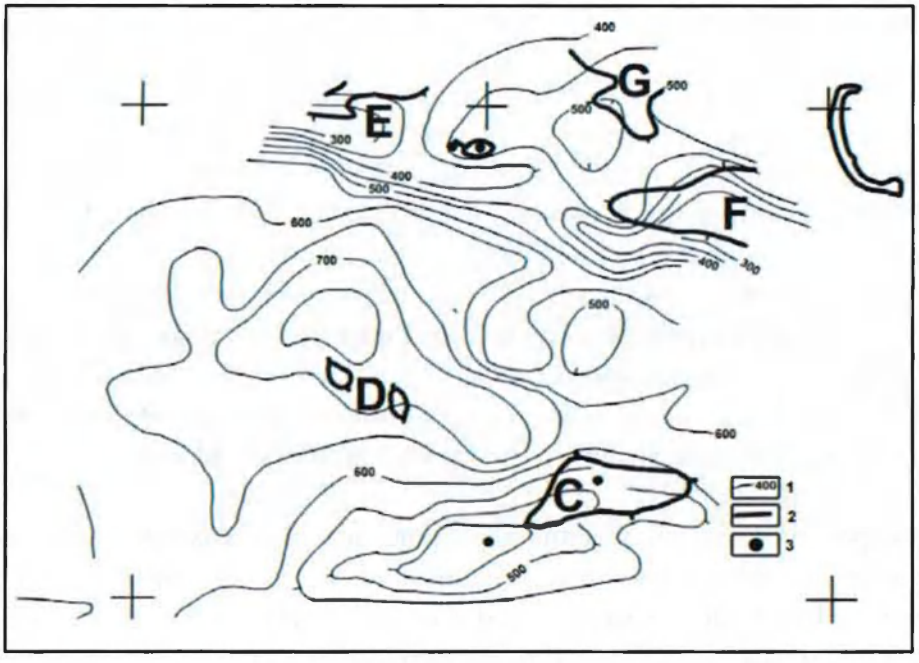


Рис.4.4.3. Карта изопахит верхнемеловых и палеоцен-эоценовых отложений участка акватории Каспия, совмещенная с контурами поднятий по горизонту 2К1J (название поднятий см. на рис. 4.6.2.)

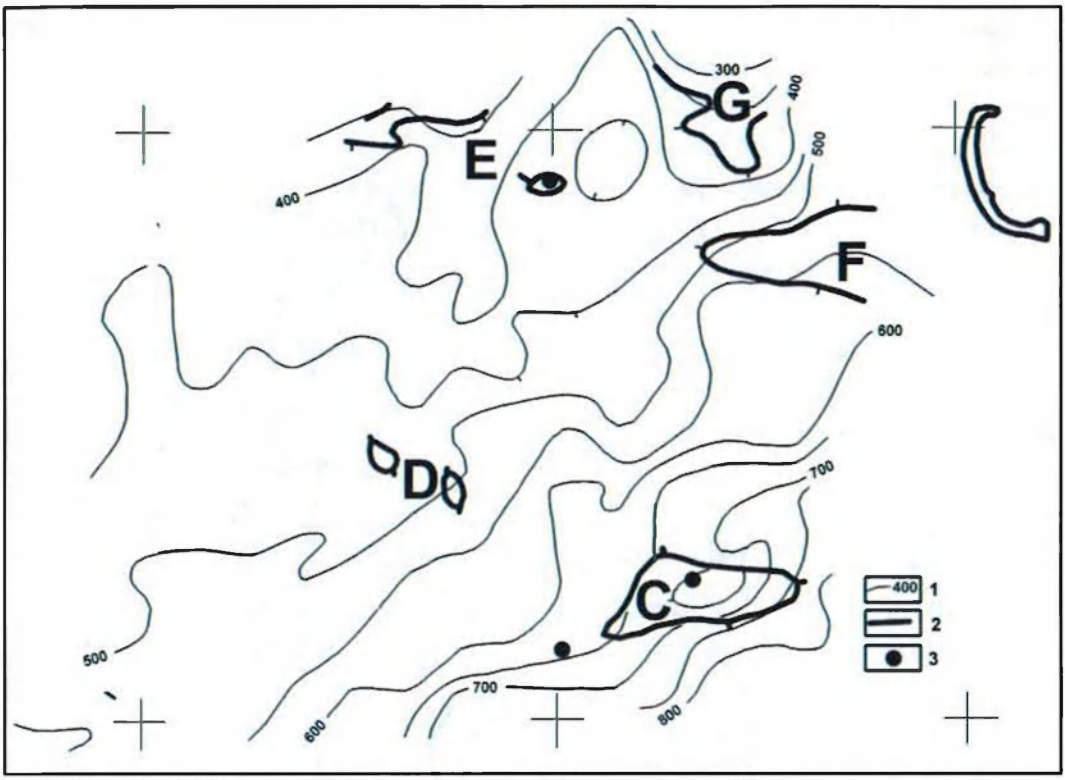


Рис. 4.4.4. Карта изопахит мел-эоценовых отложений участка акватории Каспия, совмещенная с контурами поднятий по горизонту 2К1J (название поднятий см. на рис. 4.6.2.)

В пределах северного участка меньшими мощностями (650-850 м) и, соответственно, скоростями прогибания выделяются Ракушечно-Широтный и Тюб-Караганский палеовалы, а также входящая в рисунок южная периферическая часть поднятия Курмангазы. Восточно-Кулалинский прогиб обозначается изопахитами 900-1100 м, внедряясь на запад вплоть до восточной периклинали Ракушечно-Широтного палеовала. Полоса уменьшенных толщин ограничивается на юге палеофлексурой Лаганского порога, в пределах которой толщины увеличиваются от 850 м до 1000 м на расстоянии 10-15 км. Южнее палеофлексуры до широты о. Чечень толщины изменяются более плавно от 1000 м до 1300 м, локализуя малоамплитудные палеоподнятия и палеоложбины. Наиболее крупное палеоподнятие находится в районе Хвалынского вала, но значительно превосходит его нынешние контуры по подошве комплекса. Южнее Хвалынского палеовала, протяженность которого превышает 70 км, изопахитами 1400 м намечается переход к Терско-Каспийскому палеопрогибу.

Отметим, что в толщинах нижнемеловых отложений рассматриваемого участка фиксируется лишь региональное увеличение скорости прогибания с

севера на юг. Только верхнемеловая и палеоценово-эоценовая секции разреза подчеркивают наметившуюся структурную дифференциацию (рис.4.4.3).

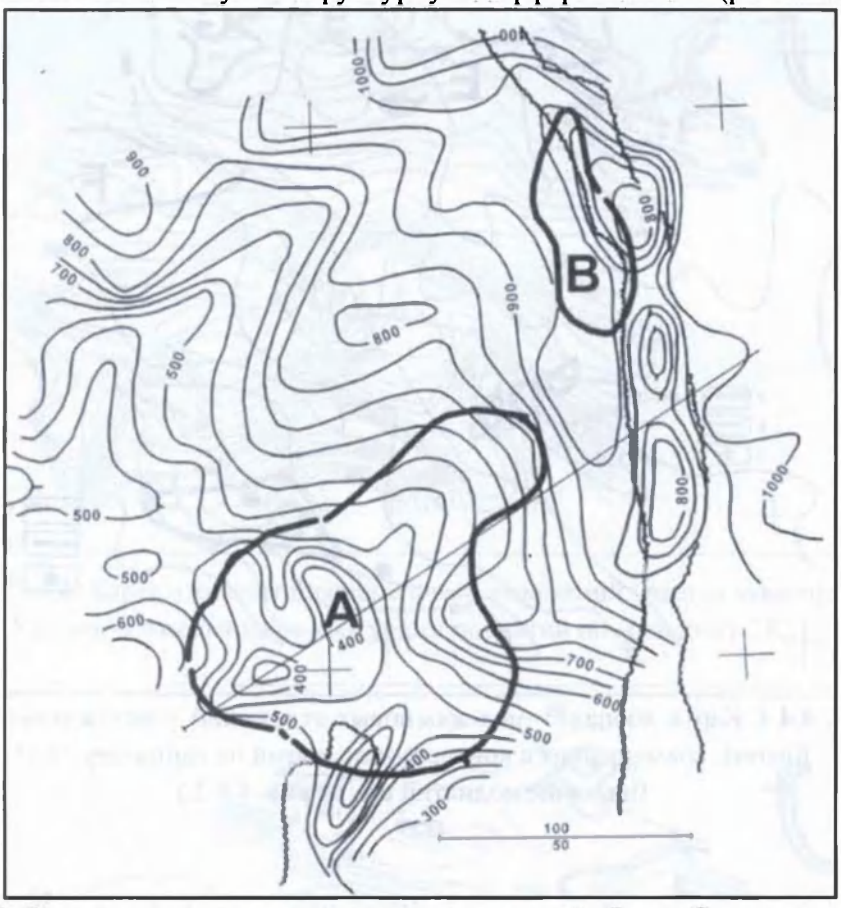


Рис.4.4.5. Карта изопахит мел-эоценовых отложений Ялама-Самурского участка акватории Каспия, совмещенная с контурами поднятий по подошве комплекса. Поднятия: А – Ялама-Самур; В – Центральное.

На южном участке Среднего Каспия (рис.4.4.5), соответствующем структурам Самурско-Песчаномысской зоны поднятий мел-эоценовый комплекс сокращен до 300-1000 м. Но это сокращение обусловлено не только скоростью седиментации, а и воздействием постседиментационных процессов. Поднятие Ялама-Самур выражено минимальными (350-450 м) толщинами мела-эоцена, но его палеоразмеры намного уступают нынешнему контуру свода по подошве комплекса. В районе Центрального поднятия зафиксировано увеличение толщин комплекса, указывающее на отсутствие признаков формирования этой структуры на данном отрезке геологического времени. Восточнее Центрального поднятия и южнее-юго-восточнее поднятия Ялама-Самур выявлены участки сокращенных разрезов комплекса, обусловленные палеоврезами, относящимися к плиоценовому времени. Рисунок изопахит в южной части акватории Среднего Каспия допускает значитель-

ную степень денудации мел-эоцена на северном борту Северо-Абшеронского прогиба.

Наибольшей скоростью мел-эоценовой седиментации в Средне-Каспийском бассейне, таким образом, отличается Терско-Каспийский прогиб. В Северо-Каспийском и Северо-Устюртском бассейнах повышенные скорости прогибания характеризуют Укатненскую, Западно-Кулалинскую и Восточно-Кулалинскую палеовпадины, а также некоторые межгрядовые депрессии солянокупольной области Прикаспийской впадины, в том числе Аксарайскую и Южную мульды солянокупольного этажа Астраханского свода.

В пределах южного склона Кавказа и, вероятно, на части котловины Южного Каспия в глубоководной обстановке формировалась мощная толща мел-эоценовой флишевой формации.

4.4.3. Термобарический режим

Температурные замеры, выполненные в скважинах и относящиеся к глубинам 200-5600 м, характеризуют прогрев мел-эоценовых отложений региона в диапазоне 20-170° С.

Температуры 20-70° С отмечены на глубинах 200-1500 м в юго-западной и юго-восточной частях соляно купольной области Прикаспия, на севере кряжа Карпинского (Цубукско-Промысловский вал). Бузачинском своде, в Узень-Жетыбайской зоне Мангышлака и Предгорном Дагестане. Наибольшая степень прогрева (более 150° С) фиксируется на глубинах 3500-5600 м в Равнинном Дагестане и Терско-Каспийском прогибе. На остальной площади мел-эоценовая толща прогрета до 70-150° С. В области наибольшего погружения, характеризующей центральную часть Терско-Каспийского прогиба, включая акваторию, температура прогрева превышает 180° С. Относительно невысокие, менее 90-100° С, температуры замерены на площадях Южно – Мангышлакского прогиба. Укатненский, Западно-Кулалинский и Восточно-Кулалинский прогибы, где подошва комплекса погружена до глубин 2000-2500 м, находятся в диапазоне 70-80° С.

Пластовые давления в мел-эоценовом комплексе на большей площади превышают гидростатические на 10-15%. Аномальное повышение пластовых давлений – на 30-50% больше гидростатических – отмечены в Предгорном Дагестане, а на Малгобек-Вознесенской площади в Терско-Каспийском прогибе коэффициент аномальности достиг величины 1,75.

В таком термобарическом режиме катагенез пород и ОВ по данным изучения отражательной способности витринита варьирует от 0,35% (Сев. Бузачи, глубина 300 м) до 1.52 % (Малгобек-Вознесенская пл., глубина 5539 м). Градации протокатагенеза характеризуют Бузачинский свод и юго-восточные районы Прикаспийской впадины до глубин 1500-1600 м (на площади Култук

до 2100 м). К этим градациям относится мел-эоцен в зоне поднятия Курмангазы и на большей части площади Ракушечно-Широтного и Тюб-Караганского валов. В Укатненском, Западно-Кулалинском и Восточно-Кулалинском прогибах катагенез комплекса достигает градации МК1, в районе Хвалынского вала – МК2, на морском продолжении Терско-Каспийского прогиба – МК3-МК5. Высокая интенсивность современного теплового потока в Северо-Абшеронском прогибе (Берлин, Марина,2004) указывает на вероятность повышенных градаций мезокатагенеза в мел-эоцене прогиба в сравнении с Терско-Каспийским прогибом.

4.4.4. Модели углеводородообразования

Породы мел-эоценового комплекса содержат рассеянное органическое вещество смешанного сапропелево-гумусового (П-Ш) и сапропелевого (П) типов. В РОВ альбских отложений сапропелиты и гумиты находятся в примерно равном соотношении. РОВ верхне-меловых отложений состоит, главным образом, из сапропелитов, а в керогене кумской свиты эоцена при гумито-сапропелитовом составе также резко преобладает сапропелитовая составляющая. Средневзвешенное содержание Сорг в нижнемеловых отложениях 0,8-1,5%, в верхнемеловых 0,3-0,7%, в палеоцен-эоценовых отложениях 0,4-0,6 %.

Наиболее высоким НГМ потенциалом обладает РОВ эоценового возраста. Содержание С орг в мергелях кумской свиты 0,2-8,1% (в среднем 1,5-3%). Генетический потенциал (S1 +S2) 0,4-28,3 кг УВ на 1 т породы, что характеризует потенциал свиты от низкого до отличного. В образцах из обнажений свиты в Предгорном Дагестане (район ЧиркейГЭС) зрелость РОВ (Т макс=440° С) показывает, что кумская свита ранее была погружена на большие глубины. Содержание хлороформенного битумоида (ХБА) составляет 0,035-0,1 %, величина битумоидного коэффициента 0,64-2,3 % указывает на сингенетичность битумоида. По данным газожидкостной хроматографии отмечается двумодальное распределение н-алканов с максимумами на С16-С18 и С28-С29, отношение пристан/фитан, в среднем, 0,55. Накопление осадков кумской свиты в Восточном Предкавказье протекало в условиях глубоководного морского бассейна нормальной солености при гумидном климате. Обилие ОВ привело к созданию обстановок восстановительных и резко-восстановительных. В кумских нефтематеринских породах коллекторы развиты слабо, их качество низкое. Эмиграция нефти в них могла происходить в районах высокой тектонической активности в позднеальпийское время (Дистанова,2005).

В условиях установленной зональности градаций катагенеза максимальные удельные плотности генерированных УВ в мел-эоценовых отложениях приурочены к Терско-Каспийскому прогибу, где достигают 0,9 мг на 1 г породы. На широте Хвалынского вала значения удельных плотностей гене-

рации УВ уменьшаются на порядок, а в пределах Карпинско-Мангышлакской системы поднятий еще почти вдвое. Генерация УВ в мел-эоценовых отложениях межгрядовых депрессий солянокупольной области имела локальный характер и была приурочена к наиболее глубоким депрессиям с залеганием подошвы комплекса на глубинах 2,5-3 км. Генерационные возможности Укатненского, Западно-Кулалинского и Восточно-Кулалинского прогибов по мел-эоценовому комплексу оцениваются как невысокие.

Максимальные удельные плотности эмигрировавших УВ также приурочены к Терско-Каспийскому прогибу, где в зависимости от принимаемых при моделировании пороговых значений объемов мел-эоценового УВ, остающихся в породах- генераторах, составляют 40-60% от удельных плотностей генерированных УВ. Повышенные плотности эмигрировавших УВ прогнозируются также в районах Укатненского, Западно-Кулалинского, Восточно- Кулалинского, Восточно-Манычского, Южно-Мангышлакского и Северо-Абшеронского прогибов. По соотношению объемов пород в зонах с различными градациями катагенеза ОВ отношение жидких УВ к газообразным определяется для Северного и Среднего Каспия приближенно как 2:1. При этом Терско-Каспийский прогиб рассматривается как область эмиграции преимущественно газообразных УВ.

Аккумуляция эмигрировавших УВ в ловушки мел-эоценового комплекса началась в Северном и Среднем Каспии до крупнейшей предплиоценовой структурной перестройки и продолжается на современном этапе. Наибольшие масштабы структурной перестройки характеризуют Карпинско-Мангышлакскую систему поднятий, юго-западную часть Самурско-Песчаномысской зоны поднятий и Северо-Абшеронский прогиб. В целом по комплексу миграционные потери УВ, обусловленные литологическими особенностями и фактором структурной перестройки, оцениваются величиной около 90 %. Основными зонами аккумуляции в Северном Каспии являются периферические части межгрядовых депрессий, а в Среднем Каспии – Ракушечно-Широтный и Тюб-Караганский валы (нефть и газ), Прикумская зона поднятий, Хвалынский вал (нефть, газоконденсат), Самурско-Песчаномысская зона поднятий, антиклинальные зоны Предгорного Дагестана и Северо-Абшеронского прогиба (нефть, газоконденсат, газ).

Сложность моделей формирования залежей УВ в ловушках мел-эоценового комплекса проявляется в фазовом разнообразии УВ в пределах одной зоны нефтегазонакопления на уровне одного и того же продуктивного горизонта. Наибольшим фазовым разнообразием отличаются ловушки Средне-Каспийского НГБ, а среди них – Цубукско-Промысловской и Камышанско-Каспийской зон нефтегазонакопления, где в идентичных геологических условиях соседствуют газовые, нефтегазовые и нефтяные залежи. При этом нефтегазоносные отложения Цубукско-Промысловской зоны – песчаники нижнеальбского

подъяруса – находятся в стадии протокатагенеза. Очевидна решающая роль внутрирезерввуарной и межрезервуарной миграции УВ в условиях широкого развития разрывов, часть которых стала путями миграции, а другая – экранами. Аномальными зонами дизъюнктивной тектоники комплекса, где столь же ярко проявилась внутрирезервуарная и межререзервуарная вертикальная миграция, являются многие соляные диапиры Прикаспийской впадины, антиклинали Предгорного Дагестана и Северо-Абшеронского прогиба. Большая часть их сформировалась в плиоценовое время, когда получила достаточно широкое распространение денудация верхней части мел-эоцена в сводах антиклиналей и куполов. Степень денудации, являясь показателем роста формировавшихся структур, во многих районах обусловила не только формирование и заполнение ловушек углеводородами, но и разрушение образовавшихся залежей. Признаки частичной денудации мел-эоцена, которая могла иметь отрицательные последствия для консервации залежей УВ, установлены в акватории на таких крупных объектах, как поднятия Курмангазы и Ялама-Самур.

4.4.5. Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов

Геологические ресурсы УВ мел-эоценовых отложений Северного и Среднего Каспия на сопоставимых площадях, согласно принятым моделям строения областей генерации и аккумуляции УВ, составляют около 80 % от геологических ресурсов юрского комплекса. В связи с большей долей жидких УВ в общем балансе эмигрировавших УВ извлекаемые потенциальные ресурсы условного топлива оцениваются в 55-60 % от извлекаемых потенциальных ресурсов юрских отложений или в 45-50 % от геологических ресурсов.

Более 60 % потенциальных извлекаемых ресурсов УВ приурочено к выявленным Ракушечно-Широтной и Хвалынской зонам нефтегазонакопления, а также к участку дагестанского шельфа южнее 43° с.ш., где обоснованно прогнозируются крупные перспективные ловушки (Мирзоев и др., 2002). Интерес вызывает поднятие Ялама-Самур – один из крупных объектов на юге Среднего Каспия. С одной стороны, положение объекта на борту Терско-Каспийского прогиба, в котором мел-эоценовый комплекс (по крайней мере, его верхнемеловая составляющая) является важнейшим нефтегазоносным горизонтом, убеждает в правомерности причисления его к перспективным зонам аккумуляции УВ в Среднем Каспии; с другой, сложное строение объекта, проявления дизъюнктивной тектоники и – главное – активная предплиоценовая денудация могли сыграть определенную негативную роль, способствуя разрушению залежей, перетоку УВ в вышележащие плиоценово-антропогеновые образования. Авторы придерживаются на данном этапе

сдержанно-оптимистической оценки нефтегазоперспективности свода. Относительно лучшие условия для сохранности залежей УВ в мел-эоцене следует ожидать на участках, где от размыва уцелела некоторая часть олигоценово-миоценовой (майкопской) толщи-покрышки или глинистой толщи среднего-верхнего альба.

На севере региона интересным объектом в рассматриваемом комплексе отложений является валообразное поднятие Курмангазы. Располагаясь между двумя прогибами (Укатненским и Восточно-Кулалинским), в которых комплекс полностью или частично пребывает в условиях ГЗН, само поднятие находится в условиях протокатагенеза. В своде поднятия кровля комплекса по сейсморазведочным данным частично размыта в предплиоценовое время, отсутствуют глины и мергели палеоцена-эоцена, что является в определенной негативным фактором. Основные перспективные горизонты поднятия представлены песчаниками нижнего альба, апта, неокома. Расположение поднятия Курмангазы на морском продолжении бузачинских структур позволяет относить его к категории перспективных.

Другой перспективный объект по мел-эоценовому комплексу на севере региона – это поднятие Каламкас-море, выявленное сейсморазведочными морскими работами на северном борту Укатненского прогиба, вблизи южной границы распространения солянокупольных структур Прикаспийской впадины. От поднятия Курмангазы его отличают несколько меньшие размеры и амплитуда, увеличение глубин залегания комплекса (на 300-350 м), а сближает выраженная субширотная ориентировка, свойственная бузачинским структурам. В меловых отложениях данного объекта может быть аккумулировано месторождение более легких нефтей, среднее по запасам. В области Северного Каспия ловушки УВ мел-эоценового комплекса, как и на побережье, по потенциальным ресурсам относятся к категории мелких.

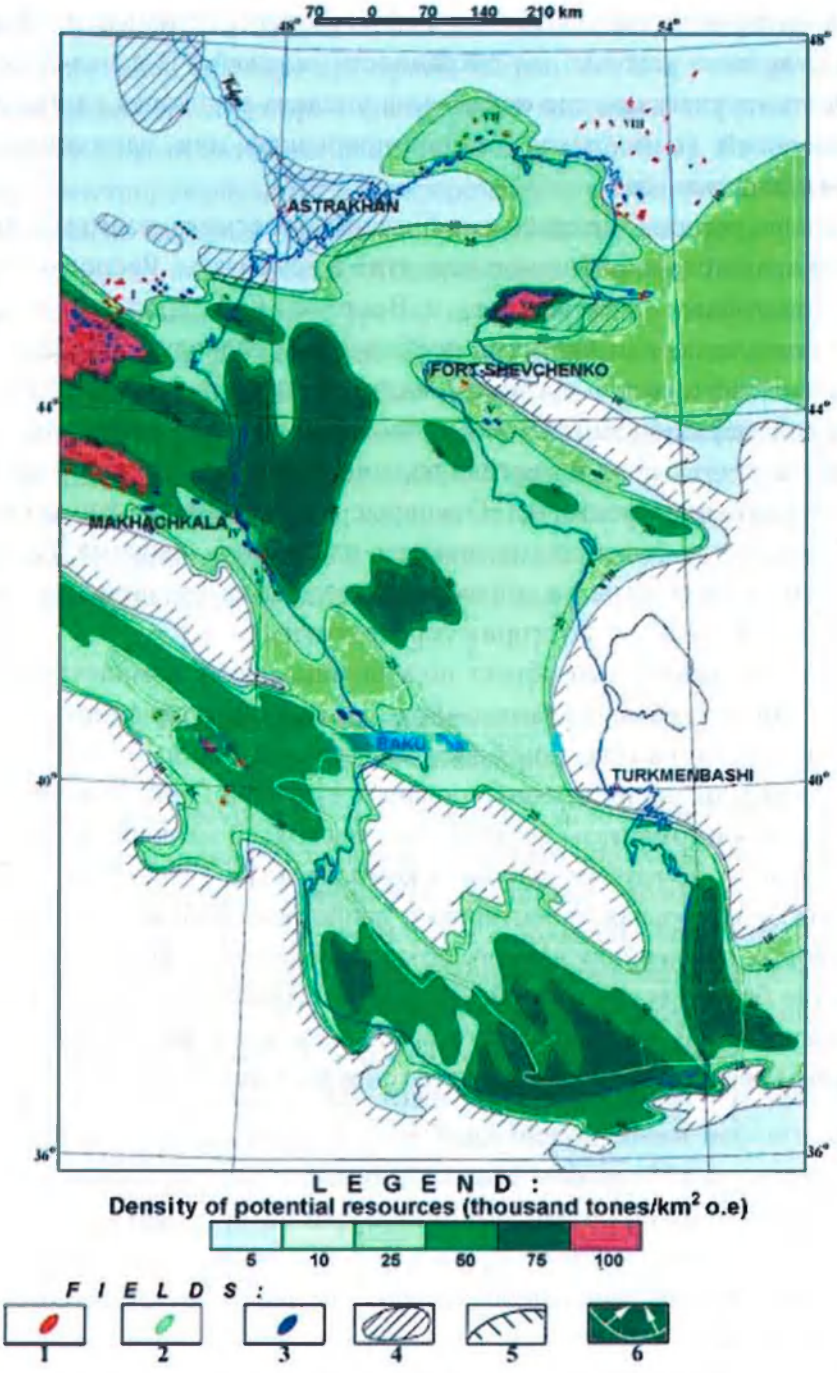


Рис. 4.4.6. Карта распространения потенциальных ресурсов углеводородов в мел-эоценовых отложениях (по И.С.Гулиеву, Л.Э.Левину, Д.Л.Федорову, 2003)

1-нефть; 2-газ; 3 – нефть-газ и газ-конденсат; 4-внутренние районы частичной денудации мел-эоценовых осадков. 5-области, неперспективные для поисков углеводородов; 6-контур области с глубиной залегания кровли комплекса свыше 7 км.

4.5. Олигоценово-миоценовая УВ система

4.5.1. Структура

Олигоценово-миоценовые отложения Каспийского региона относятся к наиболее литологически выдержанным комплексам осадочного чехла, а в распределении их толщин нашла наилучшее отражение предплиоценовая структурная перестройка, результатом которой стало оформление главных черт нынешнего тектонического плана **(рис.4.6.1)**. Отсутствие отложений вследствие полной денудации зафиксировано скважинами на юго-востоке и юге солянокупольной области Прикаспийской впадины, Бузачинском своде и Мангышлакском орогене, локально – в пределах кряжа Карпинского. Материалами морской сейсморазведки доказывается их отсутствие также в своде поднятия Курмангазы и на значительной части площади Самурско-Песчаномысской зоны поднятий. Неоднозначно решается вопрос о присутствии олигоценово-миоценовых отложений в Северо-Абшеронском прогибе. Их эродированная поверхность наиболее приподнята в сводах некоторых антиклинальных структур Терско-Каспийского прогиба и Предгорного Дагестана, где выведена на уровень современной денудации (структуры Серноводская, Дузлак, Датых, Каранай-Аул и др.). На глубинах менее 500 м она вскрыта скважинами в пределах Цубукско-Промысловского, Камышанско-Каспийского , Тюб-Караганского, Ракушечно-Широтного валов, в интервале глубин 500-1000 м в Восточно-Манычском прогибе, Прикумской зоне поднятий и на Хвалынском валу, 1000-1500 м – на большей части Терско-Каспийского прогиба. В Северо-Абшеронском прогибе, на площади Кайнарджа, кровля комплекса достигнута на глубинах 5104-5370 м (Керимов и др., 2001). Подошва олигоценовых отложений находится на глубинах до 500 м в Укатненском прогибе, на Тюб-Караганском валу и некоторых структурах Предгорного Дагестана и погружается до глубин 5000-5100 м в Терско-Каспийском прогибе, достигая в его тальвеге отметок -6500...-7000 м.

В Терско-Каспийском прогибе описаны наиболее полные разрезы комплекса. В его основании – майкопская серия, представленная глинами темно-серыми, тонкослоистыми, плотными, известковистыми, с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Толщины 1500-2100 м, на антиклиналях Датых-Бенойской и Терско-Сунженской зон 700-1000 м. Возраст серии олигоцен-ранний миоцен. Вышележащие отложения расчленяются на чокракский + тарханский (чередование песчаников светло-серых и глин серых, темно-серых, темно-бурых и черных, толщины 250-550 м), караганский (песчаники, алевролиты, глины с редкими прослоями мергелей) и конкский (глины и мергели) горизонты среднего миоцена (суммарно 250-350 м), сарматский (глины с прослоями мергелей, песчаников и алевролитов, 500-1200 м) и мэотический (глины, переслаивающиеся с имеющими подчиненное зна-

чение пачками песчаников и алевролитов, 200-900 м) горизонты верхнего миоцена. Последний на некоторых площадях неразделим с породами понтического горизонта нижнего плиоцена. Общая толщина комплекса в Терско-Каспийском прогибе превышает 5000 м (скв.1011 Андреевская и др.). В северном направлении толщина сокращается до 2500 м с сохранением стратиграфической полноты (скв. 1 Дружба, интервал 1428-3971 м), а в Равнинном Дагестане на предакчагыльскую эрозионную поверхность выходит сарматский ярус при дальнейшем уменьшении толщины до 1500 м. Здесь в разрезах майкопской серии появляются многочисленные (до 15) прослои песчаников кварцево-полевошпатовых, мелко- и среднезернистых, а в ее основании (хадумский горизонт, регионально газоносный в Центральном Предкавказье) – песчаников и мергелей.

В азрезах Камышанско-Каспийского вала комплекс представлен только майкопской серией (толщина 600-820 м), в которой вновь доминируют глины. На площадях Цубукско-Промысловского вала олигоценово-миоценовые отложения полностью денудированы. В полосе Каракульско-Смушковских дислокаций майкопская серия встречается локально (скв. 5 Южно-Астраханская, интервал 303-410 м), а на Астраханском своде, отсутствуя на большей площади, в некоторых мульдах достигает толщины 1500 м (Аксарайская мульда: скв. 2 Девонская, интервал 733-2256 м).

На восточном побережье Каспия, в разрезах скважин западного Мангышлака (Жоласкан, Эспелесай и др.) олигоценово-миоценовые отложения в объеме майкопской серии сохраняют толщину 300-500 м. В таком объеме по данным сейсморазведки можно предполагать их присутствие в Укатненском и Кулалинских прогибах в акватории. На Ракушечно-Широтном валу толщина комплекса 300-550 м, в западной части Тюб-Караганского вала 50-400 м, в полосе Лаганского порога 600-800 м В диапазоне изопахит 800-1200 м южнее Лаганского порога в акватории выделяется район с размерами 50 х 90 км, в котором локализовано до 5 палеоподнятий, включая известные Хвалынскую и Сарматскую структуры. При этом размеры Хвалынского палеоподнятия и его амплитуда уступают нынешнему контуру поднятия по базисному горизонту – подошве юрских отложений (2К1 J), тогда как на Сарматской площади имеет место обратное соотношение **(рис 4.5.1).**

В районе о. Чечень толщина олигоцена-миоцена увеличивается до 2400 м, что обозначает переход к Терско-Каспийскому прогибу. Наблюдается разворот в простирании изопахит от СЗ-ЮВ в районе западного побережья до широтного к югу от Хвалынского поднятия. Переход от Терско-Каспийского прогиба к Самурско- Песчаномысской зоне поднятий сопровождается последовательным уменьшением толщины комплекса от 3000 м до 500 м **(рис.4.5.2)**. На поднятии Ялама-Самур изопахитой 100 м, занимающей южную половину площади нынсшнсй структуры по кровлс юрских отложений,

обозначается район, испытавший наиболее активную предплиоценовую денудацию. Подобный район выделяется также к востоку от Ялама-Самура и включает площадь Центрального поднятия, на которое распространяется крупнейший субмеридиональный палеоврез.

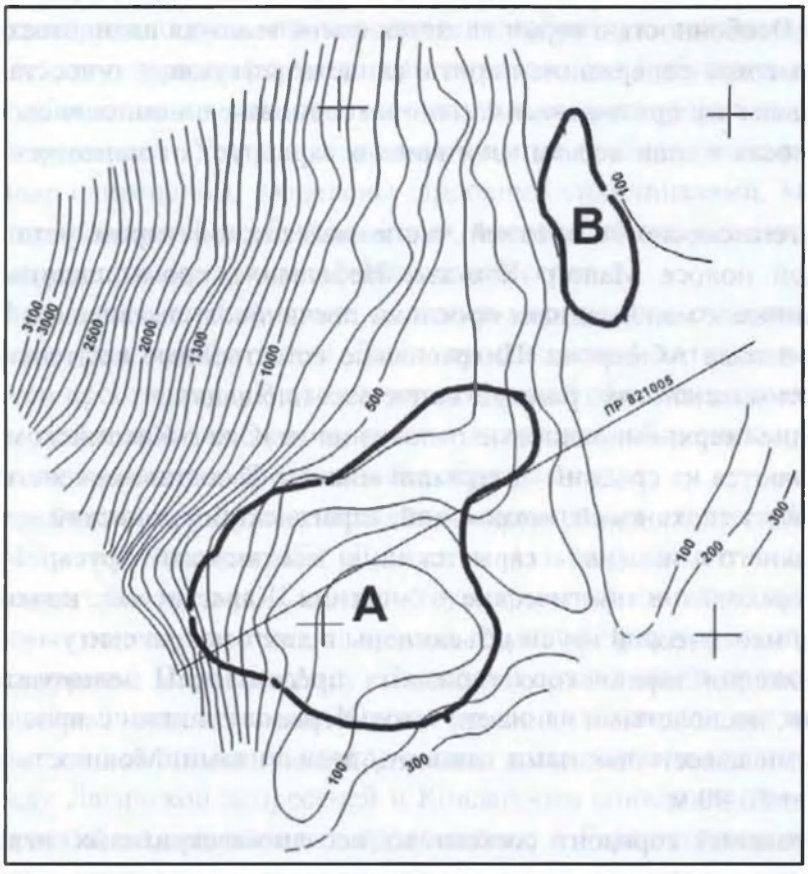


Рис. 4.5.1. Карта изопахит олигоценово-миоценовых отложений участка акватории Каспия, совмещенная с контурами поднятий по горизонту 2К1J.
Условные обозначения: 1-изопахиты,м; 2-контуры поднятий; 3-скважины.
Поднятия: А- Ялама-Самур , В- Центральное

В юго-восточной части площади Ялама-Самурского участка изопахитами 200-300 м намечается переход к Северо-Абшеронскому палеопрогибу. Толщины и стратиграфический объем олигоценово-миоценовых отложений в его пределах не ясны. В отдельных скважинах континентальной части прогиба (например, в скв. 1 Агзыбирчала) олигоцен-миоцен отсутствует, и мощный плиоценово-антропогеновый комплекс залегает на среднеюрских отложениях, в других пунктах (Талаби) среднеюрские отложения контактируют на глубинах 4500-4600 м с верхнемиоценовыми (сарматскими), в третьих (Кайнарджа) на глубинах 5100-5400 м лишь достигнута кровля майкопской серии (Керимов и др., 2001).

Майкопская серия широко распространена в восточных районах Азербайджана (в частности, в Шамахы-Гобустанском районе серия описана в обнажениях). Ее присутствие предполагается на всей площади Южно-Каспийской впадины. Майкопская серия сложена темно-зелеными и шоколадно-коричневыми глинами с обильными остатками рыб и обугленных стволов деревьев. Особенностью серии является очень высокая глинистость разреза, а также высокое содержание пирита, свидетельствующее о восстановительных условиях на протяжении всего олигоценово-раннемиоценового времени. Мощность толщи весьма изменчива и варьирует от менее чем 500 м до 2000 м.

Нефтегазоносность нижней части майкопской серии установлена в предгорной полосе Малого Кавказа. Небольшие промышленные залежи, приуроченные к маломощным прослоям песчаников, выявлены в Гобустане и на юго-западе Абшерона. Интенсивные естественные нефтегазопроявления известны на многих грязевулканических площадях.

Средне- верхнемиоценовые отложения в Южно-Каспийском бассейне подразделяются на средний и верхний миоцен. В составе среднего миоцена присутствуют тарханский, чокракский, караганский и конкский ярусы, в составе верхнего миоцена - сарматский и меотический ярусы. Последний плавно переходит в понтические отложения. Караганский, конкский, сарматский и меотический ярусы объединены в диатомовую свиту.

Отложения тарханского горизонта представлены зеленовато-серыми мергелями, неслоистыми глинами, темно-серыми глинами с прослоями песков, серыми известковистыми глинами, песчаниками. Мощность толщи не превышает 80-90 м.

Чокракский горизонт состоит из песчано-алевритовых отложений с прослоями сланцеватых черных глин (их суммарная мощность около 100 м), доломитов и песчаников. Мощность горизонта увеличивается от Абшерона к южному Гобустану, где достигает 500 м. Его нефтегазоносность установлена на отдельных участках юго-западного Гобустана и Джалилабадского района. Интенсивные нефтегазопроявления имеют место в юго-западных районах Абшерона.

Диатомовая свита (караган-конк-сармат-меотические отложения) состоит из серых и серовато-зеленых сланцеватых глин с маломощными прослоями песков, желтовато-коричневых алевролитов, мергелей и трещиноватых доломитов. Отпечатки рыб и диатомиты весьма характерны для этих отложений. Максимальная мощность достигает 1500 м. Небольшие промышленные притоки нефти из диатомовой свиты получены на площадях западного Абшерона, южного Гобустана, междуречья Куры и Иори.

Понтические отложения представлены чередованием глин и мергелей; мощность от 110-200 м на Абшероне до 300-500 м в Гобустанс.

Структурные формы олигоценово-миоценовых отложений южной части Каспийского региона сравнительно хорошо изучены в районах их выхода на поверхность или неглубокого залегания – в Шамахы-Гобустанском, Северо-Абшеронском и некоторых других.

В центральном Гобустане широко развиты пластичные глинистые породы палеоген-миоцена, что породило своеобразную тектонику, отличающуюся от структурных форм северного и южного Гобустана небольшими размерами складок и частыми отклонениями их простирания от общекавказского направления. Узкие и сильно вытянутые гребневидные антиклинали, сложенные олигоценом, разделены широкими синклиналями, выполненными верхнемиоценовыми образованиями, несогласно и с размывом перекрывающими различные горизонты майкопской серии.

В юго-западном Гобустане олигоцен-миоценовые отложения выражены песчано-глинистой толщей. Здесь прослежены 4 антиклинальные зоны широтного простирания. В сводах антиклиналей обнажены олигоценовые и, местами, эоценовые отложения, крылья антиклиналей и синклинали выполнены миоценовыми и вышележащими образованиями.

Складчатая структура олигоценово-миоценовых отложений установлена в Джейранкечмезском НГР (Донгузлук-Агзыкирская антиклинальная зона, Чувалдагская мульда, Гиджаки-Узундеринская синклиналь). Палеоген-миоценовые отложения слагают крылья крупной Чухурюртской антиклинали в междуречье Пирсагат-Ахсу. Свод этой антиклинали представлен мел-палеоценовыми отложениями. Южное крыло антиклинали срезано пологим надвигом, сливающимся на северо-западе с Зангинским надвигом – границей между Лагичской депрессией и Ковдагским синклинорием. На востоке Чухурюртский надвиг находит продолжение в Герадильском надвиге. Палеогеновая синклиналь, расположенная между Ангеланской и Чухурюртской антиклиналями, к северо-западу сливается с Лагичской депрессией.

Палеоген-миоценовые отложения слагают среднюю часть Шамахы-Маразинской зоны, характеризующейся крайне напряженной тектоникой, развитием покровных, грязевулканических и оползневых явлений. Складчатость отличается здесь сжатостью и линейным расположением складок при общекавказском простирании. В междуречье Ахсу-Гирдыманчай палеогеновые отложения находятся под пластиной Баскальского мелового покрова. Местами полоса выходов палеогеновых отложений на поверхность имеет крутое, с опрокидыванием на юг, моноклинальное строение. Выходы палеоген-миоценовых отложений на дневную поверхность зафиксированы в сводовых частях некоторых антиклиналей Абшеронского района (Бинагади, Фатмаи и др.). В северо-западной части Северного Гобустана палеогеновые отложения залегают в автохтоне под пластинами меловых отложений (Астараханский и Дамирчинский покровы). На крайнем северо-востоке, в Дибрар-

Хызынском районе, скважинами вскрыты глинистые образования майкопской серии с прослоями песков и песчаников (площади Шурабад-дениз, Яшма-дениз). Здесь и в северной части Абшеронского архипелага мощности палеогена составляют на площади Куркачидаг-дениз 320 м при углах падения слоев 16-40°, на площади Яшма-дениз 342 м (менее 10°), на площади Шураабад-дениз до 700 м (40-70°). Ещё более значительные мощности палеогена (нерасчлененный эоцен-олигоцен) установлены на площади Гилавар Северо-Абшеронского района в интервале глубин 3345-4275 м - 930 м при углах падения не менее 55-60°

4.5.2. Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации

Основные депоцентры олигоценово-миоценового времени находились в областях Средне- и Южно-Каспийской глубоководных котловин. В них толщины комплекса могут достигать 6-8 км, а на их периферии 0-2 км. В Северо-Каспийском бассейне олигоцен-миоценовые осадки сохранились на ограниченной площади. Но их значительная толщина (возможно, более 1500 м) и монотонный глинистый состав свидетельствуют о достаточно большой площади осадконакопления, равно как и о глубоководности бассейна. Мелководно-морская и отчасти континентальная седиментация в майкопское время отмечалась в периферических районах бассейна, где доминирующие глинистые отложения насыщены прослоями песчаников и алевролитов. Одним из таких районов был, по-видимому, Шамахы-Гобустанский район Восточного Азербайджана. В среднем и позднем миоцене площади мелководного осадконакопления разрастались, что привело к более широкому распространению песчано-алевролитовых пластов и пачек в разрезах чокракского горизонта, известняков – в сарматском горизонте.

Скорости седиментации за 20 млн. лет, соответствующих продолжительности олигоцена-миоцена, оцениваются для Северного Каспия и смежных районов побережья менее 25 м/млн.лет, для Среднего Каспия – от 25 м/млн.лет южнее Цубукско-Промысловского вала до 150-200 м/млн.лет в осевой части Терско-Каспийского прогиба, в Северо-Абшеронском прогибе 50-120 м/млн. лет, в Самурско-Песчаномысской зоне поднятий менее 50 м/млн.лет, на большей части Южно-Каспийской впадины 200-400 м/млн.лет. Таким образом, в двух районах – Терско-Каспийском прогибе и на большей части Южно-Каспийской впадины – превышаются пороговые значения скоростей лавинной седиментации, что создает максимально благоприятные условия для формирования залежей УВ за счет олигоценово-миоценового комплекса.

4.5.3. Термобарический режим

Температуры в интервале олигоценово-миоценовых отложений Северного и Среднего Каспия и побережья, замеренные в диапазоне глубин 170-4480 м, составляют 19-128°С. Менее 50° С прогреты глубины 170-1000 м на Астраханском своде, в Каракульско-Смушковской зоне поднятий, на Камышанско-Каспийском и Тюб-Караганском валах и в антиклинальных зонах Предгорного Дагестана. Температуры 51-70°С характеризуют глубины 1000-1500 м Камышанско-Каспийского вала, Восточно-Манычского прогиба, Прикумской зоны поднятий, некоторых структур Предгорного Дагестана (Избербаш, Тернаир), Терско-Каспийского прогиба (Гудермес). Температуры 71-100° С определены в интервалах глубин 1200-2000 м из этих же районов, а более 100° С – на глубинах свыше 2400 м в Восточно-Манычском, Терско-Каспийском прогибах и Прикумской зоне поднятий. В Северо-Абшеронском прогибе температура 95° С зафиксирована на глубине 3000 м на площади Кайнарджа (Фейзуллаев, Ибрагимов, 2000).

Пластовые давления в описываемом комплексе превышают гидростатические давления на 10-15 %.

Катагенез пород и ОВ в целом характеризуется невысокими градациями. На северном борту Терско-Каспийского прогиба (район скв. 3 Западный Аксай) сарматские отложения на глубине около 3200 м находятся в градации протокатагенеза. Граница градаций протокатагенеза и начального мезокатагенеза в скв. 1 Сулак проходит в чокракских отложениях на глубине более 3500 м. В то же время, майкопские отложения в скв. ПРВ-1., пробуренной в условиях северного борта прогиба в акватории, имеют градацию МК2 на глубине менее 1400 м. В Северо-Абшеронском прогибе, на площади Кайнарджа, порог зрелости ОВ находится в понтических отложениях раннего плиоцена. На остальной площади Северного и Среднего Каспия, за исключением, возможно, некоторых мульд солянокупольной области Прикаспийской впадины, породы олигоцена-миоцена пребывают в градациях протокатагенеза.

4.5.4. Модели углеводородообразования

Олигоценово-миоценовая УВ система представлена нефтяными, нефтегазовыми и газовыми залежами в Восточно-Предкавказской, Терско-Каспийской и Северо-Абшеронской НГО. Продуктивные горизонты установлены в майкопской серии (мергели, листоватые глины, песчаники, известняковые олистостромы), чокракских и караганских отложениях (песчаники). Глины майкопской серии Предкавказья много десятилетий рассматривались в качестве хрестоматийного эталона нефтематеринской толщи.

ОВ майкопской серии (С орг= 0,1-18,0 %) содержит кероген П-Ш типа. Величины генерационного потенциала в Предкавказье 0,7-127,3 мг УВ/г породы, водородный индекс HJ 110-680 мг УВ/г С орг. Расчетное балансовое моделирование (Баженова, Фадеева,2005) показало, что максимальная генерация хлороформенного битумоида (ХБА) в породах майкопской серии происходит на градации МК2, легких УВ (С7-С14) – на границе градаций МК3 и МК4-МК5. Генерация газа происходит в течение всего катагенеза с максимумами на границах градаций МК1/МК2, МК3/МК4-МК5,АК1-2/АК3-4. Наиболее интенсивная генерация сероводорода и азота отмечается в раннем катагенезе, а углекислоты – в конце градации МК3. В середине апокатагенеза фиксируется второй импульс в образовании азота. Углеводородный потенциал ОВ майкопской серии (газовые и жидкие УВ суммарно) достигает 39% при соотношении нефть/газ, равном 1,49. Расход ОВ на генерацию кислых продуктов- 27,3%, остаточное ОВ 33,7%. Эти параметры ОВ уступают соответствующим характеристикам доманикоидных толщ, в связи, с чем ОВ майкопской серии Предкавказья в настоящее время не относится к категории высокопотенциального.

В силу невысоких градаций катагенеза ОВ майкопской серии в Северо-Каспийском и на большей части Средне-Каспийского НГБ не достигло главной фазы нефтеобразования. Исключением является центральная часть Терско-Каспийского прогиба (Сулакская котловина) и районы развития олигоценово-миоценовых отложений в Северо-Абшеронском прогибе.

В Терско-Каспийском прогибе майкопские отложения промышленно нефтегазоносны на глубинах 1900-2300 м (месторождение Шамхал-Булак в Южно-Дагестанском НГР). ОВ майкопских отложений здесь накапливалось в мелководно-морских, слабо восстановительных и восстановительных обстановках. Катагенетическая преобразованность ОВ отвечает уровню ГЗН (МК1-начало МК2). На активные процессы генерации и перераспределения подвижных УВ внутри майкопской нефтематеринской толщи в условиях «нефтяного окна» указывают высокая доля восстановленных битумоидов как в породах (0,1-0,13%), так и в расчете на ОВ (до 36%), преобладание в составе битумоидов УВ масляной фракции (до 70,5 %), высокая концентрация УВ в ОВ (17-23%) и УВ в породе (1,5-2,1 кг/м. куб). Содержание смол и асфальтенов 26,7-33,5 % и 2,3-2,7 % соответственно. Изотопно-геохимические исследования пород и нефтей (Яндарбиев, Конюхов и др., 2000) свидетельствуют об общем, морском или смешанном, генезисе тех и других. В то же время ряд параметров указывают на генетическую разнородность майкопских нефтей и ОВ вмещающих пород. К таковым относятся присутствие в ОВ стеранов состава С30 и их отсутствие в нефтях, более высокое по сравнению с нефтями содержание гомогопанов С31-С35 в ОВ, более низкая относительная доля диагопана в ОВ. В целом, нефти майкопских отложений

исследованных месторождений Предгорного Дагестана (Махачкала-Тарки, Димитровское и др.) характеризуются более высокой степенью зрелости по сравнению с ОВ. Это может указывать на их миграционный характер.

В северо-восточной окраинной части Терско-Каспийского прогиба, в разрезе скв. ПРВ-1, градация МК1 определена в майкопских отложениях на глубине около 1400 м, градация МК2 – на уровне 2200 м. В центральной части прогиба (Сулакская котловина) майкопская серия, погруженная глубже 4500 м, находится в условиях градации МК2. Здесь, в интервале 3500-4500 м, установлены наиболее молодые породы, вступившие в ГЗН, - караган-чокракские отложения. Исследования (Серов, Сабанаев, 2005) показывают возможность формирования в караган-чокракском комплексе Сулакской котловины залежей УВ, смешанных по фазовому состоянию, так как из-за малого геологического времени нахождения нефтематеринских пород в ГЗН масса новообразованных жидких УВ недостаточно велика, чтобы растворить в себе объем УВ газов ранней генерации. Примером подобной модели формирования, вероятно, является месторождение Инчхе-море в акватории Южно-Дагестанского НГР.

В Северо-Абшеронском прогибе майкопские отложения нефтеносны на структурах Сиазанской моноклинали. Их генетический потенциал оценивался специалистами Института геологии НАН Азербайджана с использованием двух основных моделей (Фейзуллаев, Ибрагимов, 2000). Согласно модели с неизменным тепловым потоком 44,7 мВт/м², вычисленным по современным температурам на поверхности и в недрах и литологической информации, нефтематеринские майкопские отложения достигли средней и поздней стадий нефтегенерации в течение позднего миоцена. Другая модель, использующая комбинацию современного и палеотеплового потока, прогнозирует более высокую зрелость ОВ майкопских отложений (R=1,0-1,3 %), а пик нефтегенерации (R = 0,7-1,0 %) опускает в среднемиоценовое время. Из обеих моделей следует, что к началу предплиоценовой структурной перестройки процесс генерации нефтяных УВ в Терско-Каспийском, нефтяных и газовых УВ в Северо-Абшеронском прогибах близился к завершению.

В Южно-Каспийской впадине в результате многолетних комплексных исследований установлено, что олигоценово-миоценовые отложения обладают лучшими нефтематеринскими свойствами как по содержанию ОВ, его качеству, так и по температурным условиям, необходимым для его преобразования. На основании изучения показателей зрелости ОВ миоценовых отложений (R o, T макс, PJ) начало нефтегенерации определяется на глубинах 2,5-3 км. В то же время ни один из этих показателей не фиксирует пика нефтегенерации до глубин 5 км (Фейзуллаев, Исмайлова, Джаббарова, 2005). Изотопно-геохимические исследования нефтей и пород, осуществление корреляции нефть-нефть, нефть-порода, бассейновое моделирование склоняют

специалистов к выводу, что скопления УВ в плиоценовых резервуарах Южно-Каспийской впадины также являются, главным образом, производными ОВ олигоценово-миоценовых отложений.

Генерация, эмиграция и аккумуляция УВ в олигоценово-миоценовом осадочном бассейне была ускорена образованием в позднем миоцене Транскавказского поднятия и проявлением складчато-надвиговых деформаций на его периферии в предпонтическое время. На плиоценово-антропогеновом этапе в результате изменения величин и направлений региональных наклонов произошло переформирование и, вероятно, частичное расформирование залежей УВ. Одним из районов активного прохождения этих процессов является юг Среднего Каспия. Самурско-Песчаномысская зона поднятий испытала в этот период воздымание, сопровождавшееся частичной или полной денудацией олигоценово-миоценового комплекса. Южнее, на площади Северо-Абшеронского прогиба, произошли складчато-надвиговые деформации, в которые оказался вовлеченным весь осадочный чехол. В результате мощного складкообразования олигоценово-миоценовый комплекс на отдельных участках, в сводах антиклиналей, оказался частично или полностью денудированным (к таким относится, например, район Агзыбирчала), на других сохранился от размыва, став частью поднадвигового структурного этажа. Широкое развитие складчато-надвиговых деформаций пред-полагается в пределах всей площади Дагестанского клина и его продолжения на шельфе.

Другой район предплиоценовой структурной перестройки находился в пределах кряжа Карпинского и западной части Туранской плиты. В полосе кряжа получили структурное оформление Цубукско-Промысловский, Полдневский и Камышанско-Каспийский валы мегавала Карпинского. На Цубукско-Промысловском валу, занявшем наиболее высокое гипсометрическое положение, произошла практически полная денудация олигоценово-миоценовых осадков.

На восточном побережье в результате предплиоценовых тектонических движений олигоценово-миоценовые отложения подверглись денудации на значительных площадях, сохранившись лишь в осевых частях прогибов.

В связи с изложенным аккумуляция УВ в ловушках олигоцена-миоцена за счет собственного генерационного потенциала на большей части Северного и Среднего Каспия имела относительно небольшие масштабы и сопровождалась значительными потерями.

4.5.5. Распределение плотностей начальных потенциальных ресурсов углеводородов

Наибольшая плотность геологических ресурсов УВ, способных к аккумуляции в пределах зон нефтегазонакопления олигоценово-миоценового нефтегазоносного комплекса, прогнозируется в акватории Южно-Дагестанского НГР, где открыто многопластовое нефтегазовое месторождение Инчхе-море и выявлен ряд перспективных локальных структур (Мирзоев, Пирбудагов, 2002). Плотность оценивается величиной около 40 тыс.т. УТ/км. Несколько меньшая плотность, порядка 30 тыс.т. УТ/км², ожидается на структурах морского продолжения Прикумской зоны поднятий и в Северо-Абшеронском прогибе. Средняя плотность для оцениваемого района Северного и Среднего Каспия площадью 65 тыс.км^2 менее 10 тыс.т.УТ/км² при отношении жидких УВ к газообразным 1,5 : 1.

4.6. Плиоценово-четвертичная УВ система

4.6.1. Структура

Строение плиоценово-четвертичных отложений Каспийского региона сочетает структурные и седиментационные, а также эрозионные формы, имеющие разное значение в Северном, Среднем и Южном Каспии.

В **Северном Каспии** и на прилегающей части Прикаспийской низменности плиоценово-четвертичные осадочные образования распространены в широкой субмеридиональной полосе, ограниченной Ергенинской возвышенностью на западе и Урало-Эмбинским денудационным плато на востоке. Подошва комплекса залегает на глубинах до 500 м, лишь на отдельных небольших площадях достигая 750-800 м (**рис.4.6.1).** На северном крыле Астраханского свода (скв. 1 Харабалинская) плиоцен, выделяемый в объеме акчагыльского яруса, представлен переслаиванием пачек песчаников (10-65 м) и глин (30-95 м) при суммарной толщине 280 м. В перекрывающих четвертичных отложениях выделяется нижняя часть в объеме абшеронского регияруса – глинистая толща с пачкой известняков – и песчано-глинистая верхняя часть; общая толщина 270 м. В районе Астраханского ГКМ толщина плиоцена-антропогена изменяется в диапазоне 320-730 м, возрастая на участках с увеличенными толщинами олигоцена-миоцена и сокращаясь до первых десятков метров над некоторыми соляными куполами (например, над куполом Азау).

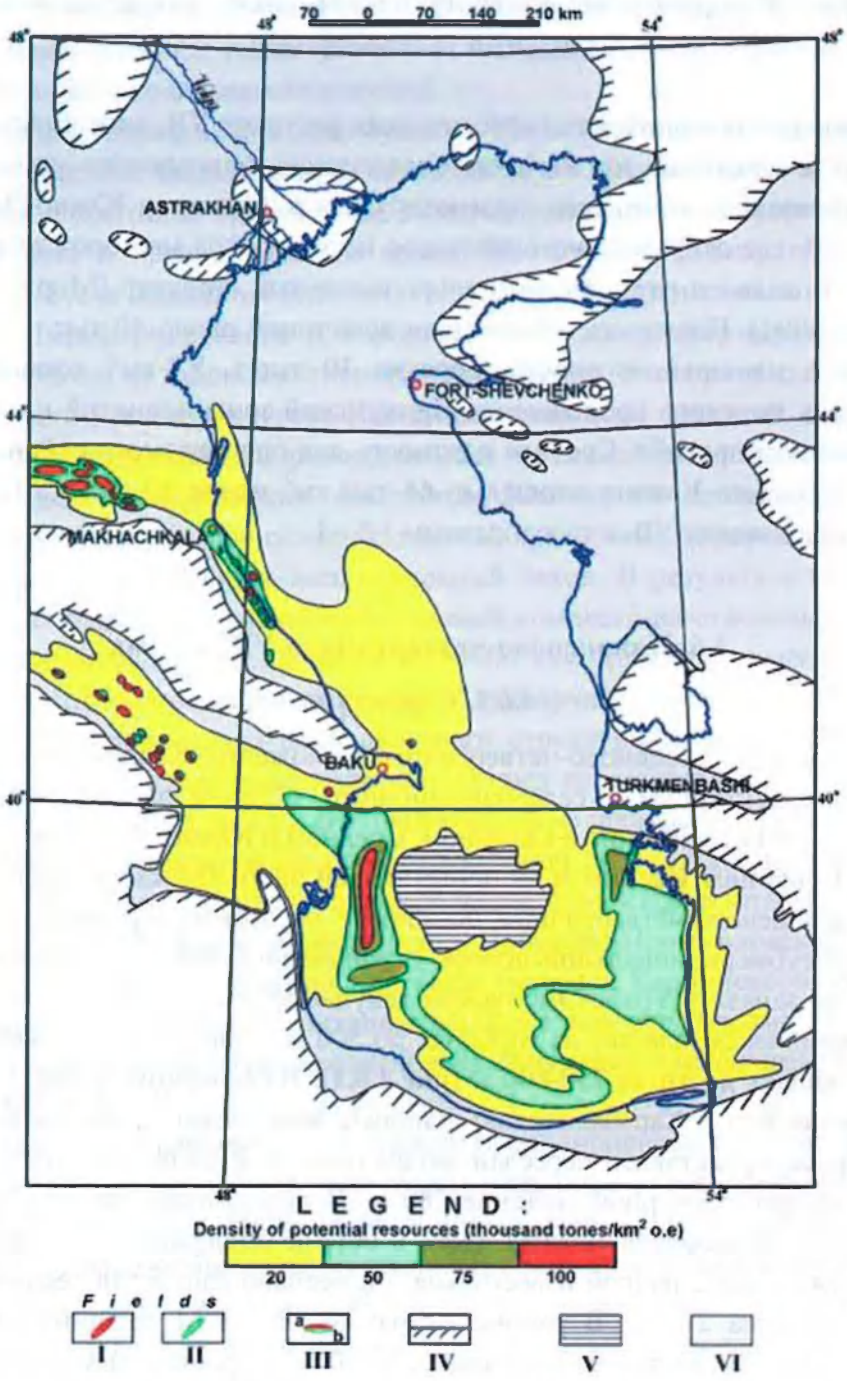


Рис. 4.5.2. Карта распределения потенциальных ресурсов углеводородов в олигоцен-ново-миоценовых отложениях (по И.С.Гулиеву, Л.Э.Левину и Д.Л.Федорову, 2003). I-нефть; II-газ; III-поднятия с установленным интенсивным притоком: а – нефти, в – газа; IV-контур распространения олигоцен-миоценовой системы;V-область залегания комплекса на глубине свыше 9 км, плотность потенциальных ресурсов не определена; VI-области маломощных отложений, не перспективные для поиска углеводородов.

К югу от солянокупольной области Прикаспийской впадины песчано-глинистый состав комплекса сохраняется, а толщина сокращается до 300-400 м (Каракульско-Смушковская зона поднятий) и 100-150 м (поднятие Курмангазы). В дельте р. Волга, на Новогеоргиевской и Полдневской площадях, акчагыльский ярус толщиной 150-285 м сложен глинами, иногда мергелеподобными или опесчаненными; в разрезе абшеронского яруса также доминируют глины, в которых выделяются 5 пластов песчаников толщиной 4-7 м и один – до 38 м. Вышележащая часть четвертичных отложений относится к древнекаспийским образованиям и представлена глинами с 4 горизонтами песков толщиной 6-15 м. Общая толщина комплекса на названных площадях 620-690 м. Южнее, в пределах Цубукско-Промысловского вала, в подошве плиоцена установлен эрозионный врез с днищем на отметках -340...-390 м. Ширина вреза 6-10 км, простирание субширотное (ВЮВ), амплитуда 70-85 м. Врез заполнен русловыми образованиями, отсутствующими вне его.

На площадях Камышанско-Каспийского вала толщина плиоценово-четвертичных отложений остается на уровне 290-390 м, а в разрезе чередуются глины, пески и алевриты.

В акватории северной части **Среднего Каспия** минимальными толщинами (200-300 м) и соответствующим гипсометрическим уровнем подошвы комплекса характеризуется участок севернее 45 градусов северной широты и восточнее 49 градуса восточной долготы, наложенный на восточную периклиналь Ракушечно-Широтного вала, западную периклиналь Тюб-Караганского вала и смежные положительные и отрицательные структуры по нижележащим горизонтам (**рис. 4.6.2).** Пробуренными здесь скважинами 1,2 Широтными вскрыт разрез, в котором отсутствуют породы акчагыльского яруса плиоцена, а четвертичные образования эоплейстоцена (абшеронский ярус) и неоплейстоцена+голоцена сложены переслаиванием мергелей зеленовато-серых, мелоподобных, глин алевритовых, оливково-зеленых, известковистых, известняков-ракушечников бело-розовых до коричнево-красных с остатками раковин моллюсков, остракод, фораминифер. В верхней части толщиной около 100 м, относящейся к неоплейстоцену и голоцену, выделены две пачки: нижняя, состоящая из песчаников, и верхняя – глин с примерно равными толщинами.

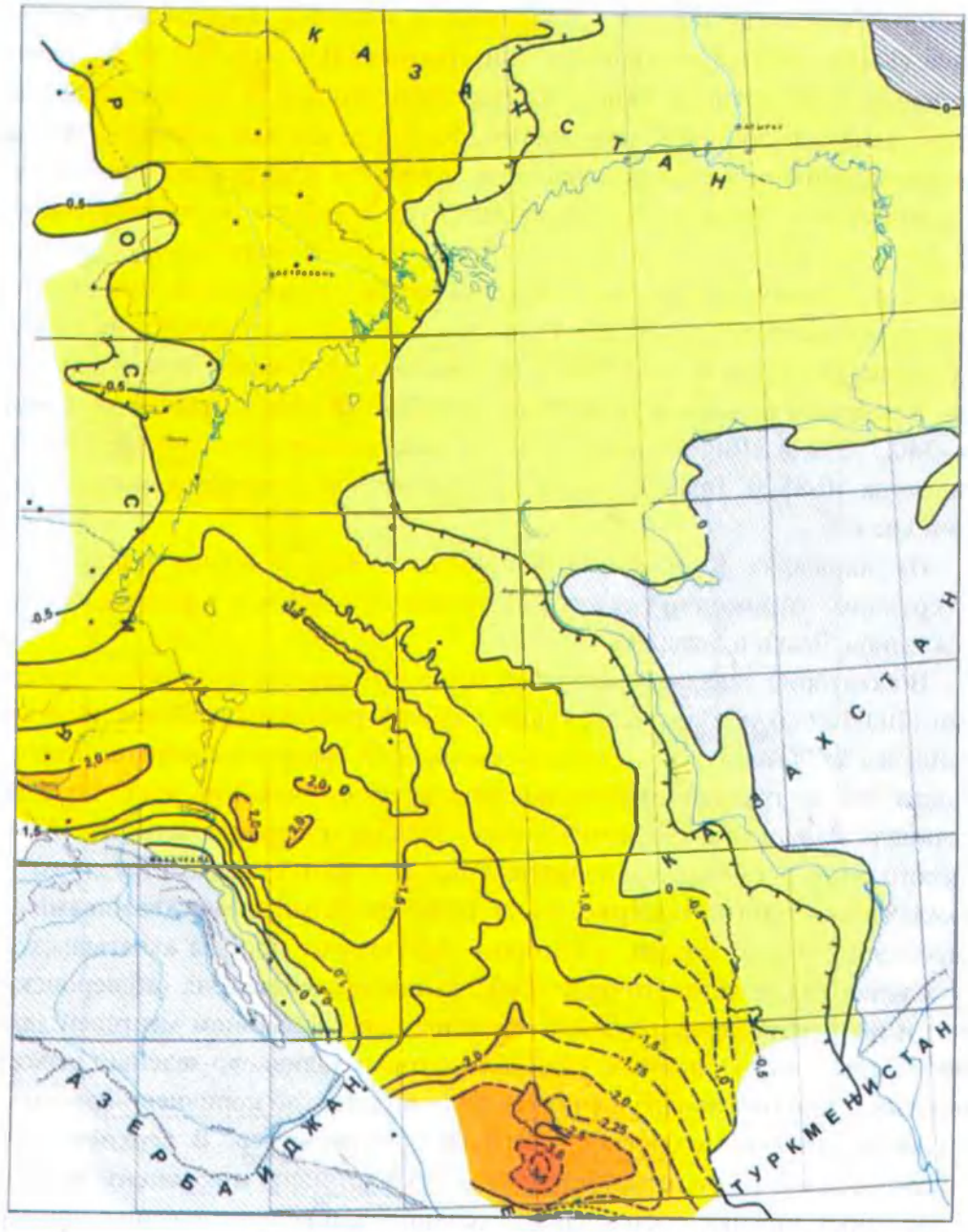


Рис.4.6.1. Северный и Средний Каспий.
Структурная карта подошвы плиоценовых отложений

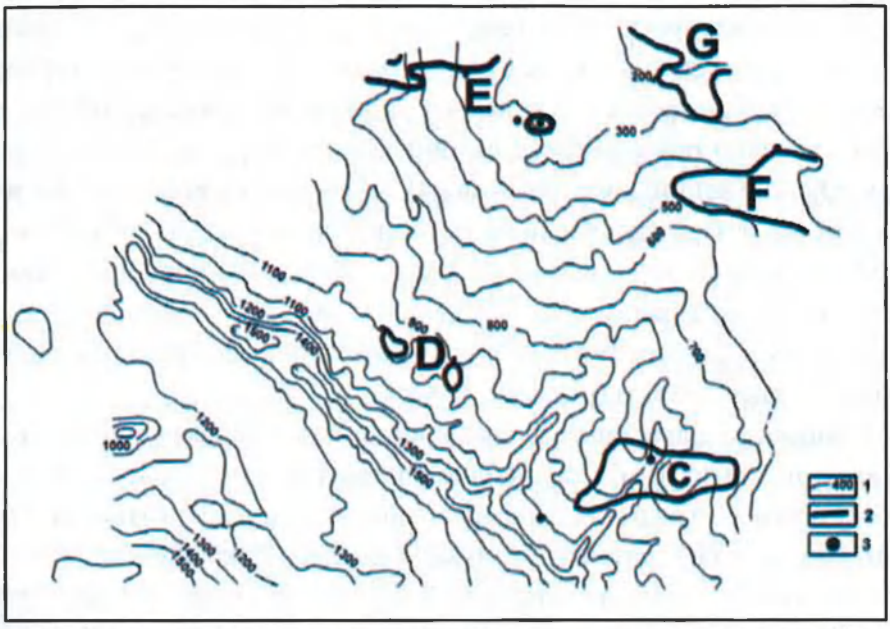


Рис. 4.6.2. Структурная карта подошвы плиоцен-четвертичных отложений участка акватории Среднего Каспия, совмещенная с контурами поднятий по горизонту 2К1J.
1-изогипсы, м; 2-контуры поднятий; 3-скважины; поднятия: C – Хвалынское; D – Сарматское; E – Ракушечно-Широтное; F – Тюб-Караган; G –Курмангазы.

К югу при сохранении преобладающей субширотной ориентировки изопахит толщины относительно равномерно увеличиваются до 1500 м на широте о. Чечень и 2000 м в Терско-Каспийском прогибе и на его морском продолжении. На Хвалынском валу при толщине 900 м разрез наращивается снизу понтическим, киммерийским и акчагыльским ярусами. В первом (толщина 34 м) переслаиваются песчаники мелкозернистые и алевролиты с включением органогенного детрита; второй (75 м) слагается глинами зеленовато-серыми с раковинным детритом и прослоями алевролитов; в третьем (99 м) преобладают глины зеленовато-серые, известковистые, с раковинным и углефицированным растительным детритом. Абшеронский ярус (520 м) слагают пески, и алевриты в верхней части и глины известковистые с прослоями органогенных известняков в нижней. Неоплейстоцен, завершающий разрез Хвалынского вала, представлен глинами в нижней части, песками и глинами – в верхней. Общая толщина 184 м.

Южнее, в разрезе скв. ПРВ-1, зафиксировавшем толщину плиоценово-четвертичных отложений 1381 м, появляются среднеплиоценовые отложения – возрастные аналоги продуктивной толщи (ПТ) Южно-Каспийской впадины в Азербайджане и красноцветной толщи в Туркменистане. Их толщина 181 м. По материалам морской сейсморазведки ареал распространения среднего плиоцена отвечает границам эрозионного вреза, трассирующего

русло крупной палеореки. Этот врез значительно превосходит по размерам палеорусло, выявленное в аналогичном стратиграфическом интервале разреза Цубукско-Промысловского вала, что однозначно определяет их иерархию. Показательно определенное расширение палеорусла в южном направлении, к Южно-Каспийскому палеоморю, и изменение его главного направления к северу от 44-й параллели на северо-западное – юго-восточное.

Моноклинальная в целом морфология участков, прилегающих к палеоруслу, осложнена рядом разномасштабных выступов подошвы плиоцена, с которыми могут; быть связаны внутриплиоценовые структуры облекания на глубинах менее 1200 м (рис. 4.6.2, 4.6.3).

В Равнинном Дагестане толщины плиоценово-четвертичного комплекса составляют 800-1550 м. Среднеплиоценовый палеорусловой набор фаций здесь отсутствует. Акчагыльский ярус, представленный, главным образом, песчаниками и алевролитами, а также глинами, сокращен до 600-150 м. Нижняя половина разреза абшеронского яруса состоит из глин песчанистых, известковистых, а в верхней значительное место занимают пески и песчаники слабосцементированные, мелко- и тонкозернистые. Неоплейстоценовые образования сложены желто-серыми глинами, песками и слабосцементированными песчаниками.

В Терско-Каспийском прогибе и на Ногайской ступени развиты наиболее представительные для Средне-Каспийского осадочного бассейна разрезы плиоцена-антропогена (скважины 1 Шелковская, 3 Западный Аксай, 1 Бурунная, 1 Дружба и др.). В скважине 1 Шелковская, где толщина комплекса достигает 1910 м, на породах мэотического горизонта верхнего миоцена залегают среднеплиоценовые континентальная и назрановская толщи (334 м) – переслаивание глин, песков и песчаников, в основании – пласт базального конгломерата (около 20 м). Акчагыльский ярус (258 м) сложен глинами с прослоями песка, редко – песчаника; в подошве также присутствует базальный конгломерат (10 м). Главной составляющей разреза является абшеронский ярус (1225 м) – чередование песков, песчаников, алевритов и глин с прослоями мергелей, количество и толщины которых возрастают к подошве. Неоплейстоценовые образования (83 м) сложены лессовидными суглинками. В скважине 3 Западный Аксай в подошве плиоцена выделена нерасчлененная мэотис-понтическая толща переслаивающихся глин (преобладают) и алевропесчаников (745 м). Средний плиоцен (155 м) сложен пестроцветными глинами – серыми, темно-серыми, зеленовато- и голубовато-серыми. Вышележащий разрез литологически близок к разрезу скважины 1 Шелковская.

В полосе Ногайской ступени песчано-глинистый разрез плиоцена-антропогена толщиной 1400-1600 м представлен понтическим (120-125 м), акчагыльским (310-330 м), абшеронским и неоплейстоценовым (1000-1060 м) ярусами; между понтическим и акчагыльским ярусами выделена континен-

тальная песчано-глинистая толща среднего плиоцена (125-150 м).

На Ялама-Самурском участке акватории Каспия подошва плиоцена по сейсморазведочным данным образует синклинальную структуру с гипсометрическими отметками 0...-100 м у западного и восточного берегов моря до -1500...-2500 м в осевой части, где протрассирован эрозионный врез шириной 3-5 км на севере и 25-30 км на юге. Вдоль западного берега в акватории протягивается 20-35- километровая зона крутого восточного наклона горизонта с градиентом 40-60 м/км, сменяющаяся крупнейшей (70 х 90 км) террасой на уровне -1400...-1500 м, осложненной несколькими малоамплитудными (менее 50 м) выступами. Терраса включает площади Ялама-Самурского и Центрального поднятий по кровле юрских отложений. В гипсометрии подошвы плиоцена эти структуры не отражены **(рис. 4.6.3)**.

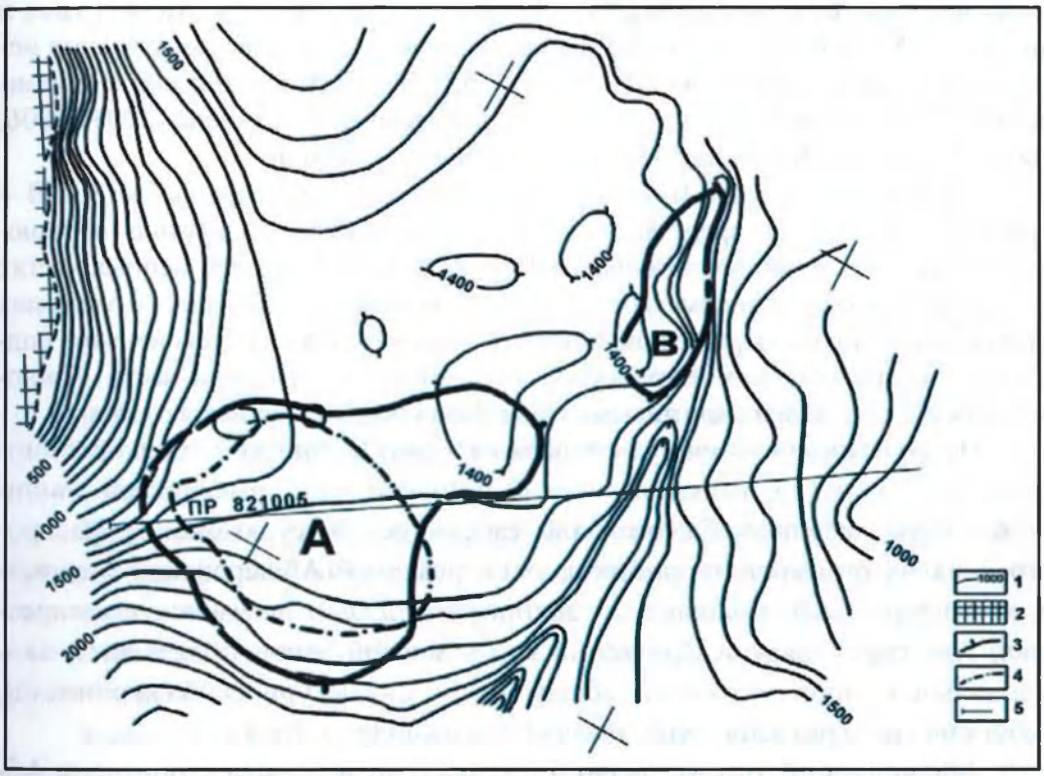


Рис. 4.6.3. Структурная карта Ялама-Самурского участка акватории Каспия по подошве плиоцена, совмещенная с контурами поднятий по кровле юрских и кровле меловых отложений.

1-изогипсы; 2-отсутствие плиоцена; 3-4 –контуры поднятий: 3- по кровле юры, 4-по кровле мела; 5-профиль МОГТ. Поднятия: А - Ялама-Самур; В – Центральное.

В Северо-Абшеронском прогибе подошва плиоценово-четвертичных отложений резко дифференцирована по глубинам, а разрез – по толщинам. Подошва акчагыльского яруса находится на глубинах от 900 м (Ялама) до 1850 м (Агзыбирчала), толщина подстилающих среднеплиоценовых отложений на этих площадях 400 м и 1500 м. Наибольшие толщины плиоцена-антропогена фиксируются на структурах юго-западного борта прогиба, относящихся к Талаби-Заратской линии: до 4500 м на структуре Талаби и около 5000 м на структуре Кайнарджа (Керимов и др., 2001).

Разрезы **Южно-Каспийской впадины (ЮКВ)** являются уникальными и наиболее представительными для данного стратиграфического диапазона. Стратиграфическое расчленение и корреляция детально проработаны геологами Азербайджана, Туркменистана, специалистами научно-исследовательских организаций России и обобщены в обзорных монографиях (Али-заде, 1960, Али-заде, Салаев, Алиев, 1985, Али-заде, Аширмамедов, Хаджинуров и др., 1985, Алиханов, 1977, 1978). Выполненные в последнее десятилетие исследования позволили существенно расширить наши представления о формировании этих уникальных геологических образований (Алиева, 2003, 2006, 2008, Нариманов, Багирзаде, Нариманов, Бабаев, 1988 и др.)

Продуктивная толща (ПТ) и ее аналог в восточном обрамлении ЮКВ – красноцветная толща представляют собой ритмичное чередование песчано-глинистых отложений, достигающих в мощности в глубокопогруженных частях бассейна нескольких километров. Осадконакопление происходило в условиях замкнутого водоема, образование которого сопровождалось интенсивными поднятиями в прилегающих зонах суши, опусканием центральной части Южно-Каспийской впадины и значительным падением уровня Каспийского моря.

Продуктивная толща, состоящая из 9 свит (калинской, подкирмакинской, кирмакинской, надкирмакинской песчаной, надкирмакинской глинистой, свиты перерыва, балаханской, сабунчинской, сураханской), распространена на огромной территории, охватывающей Абшеронский полуостров, Абшеронский и Бакинский архипелаги, Джейранкечмезскую депрессию, Алятскую гряду и Прикаспийско-Губинский район. Выделяется пять фациальных типов отложений: абшеронский, нижнекуринский (куринский), гобустанский, прикаспийский, южнокаспийский (рис. 4.6.4).

Абшеронский тип отложений распространен по всей территории Абшеронского полуострова, Абшеронского архипелага и охватывает северную часть Бакинского архипелага. Эти отложения вдаются в виде широкого залива в Джейранкечмезскую депрессию Шамахы-Гобустанского прогиба. Литологически этот тип отложений представлен кварцевыми песками и алевритами. Характерными признаками являются кварцевый состав и наличие дистена и ставролита. Мощность песков, алевритов и глин, слагающих разрез абшеронского типа отложений продуктивной толщи, колеблется в широких пределах – от нескольких сантиметров до нескольких метров, со-

ставляя в общей сложности около 700 м. В разрезе выделяются продуктивные газонефтяные алевропесчаные пласты, число которых доходит до 40-50. Основная часть терригенного материала переносилась крупной водной артерией палео-Волги, впадавшей в северную зону бассейна (Алиева,2005).

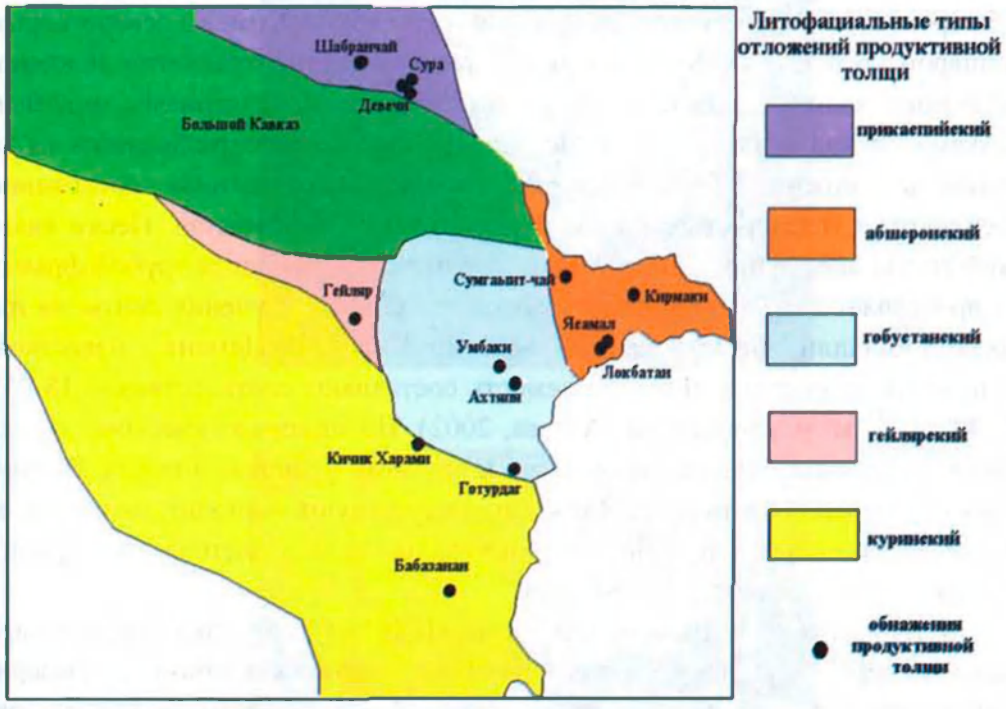


Рис. 4.6.4. Литофациальные типы отложений продуктивной толщи западной части Южно-Каспийского НГБ (по Алиевой, 2005)

Подчиненное значение, наряду с северной питающей провинцией - Русской платформой имеют и другие источники сноса что подтверждается наличием в осадках абшеронского типа палеозойских галек, приносимых, очевидно, со Среднекаспийской суши, и меловой, третичной фауны с Большого Кавказа.

Крайняя северная граница распространения абшеронского типа осадков проходит в районе мыса Амия, западная - в районе Перекюшкюля. Южная граница значительно менялась на отдельных этапах накопления ПТ в зависимости от положения дельты палео-Волги и ее положние в настоящее время установить сложно.

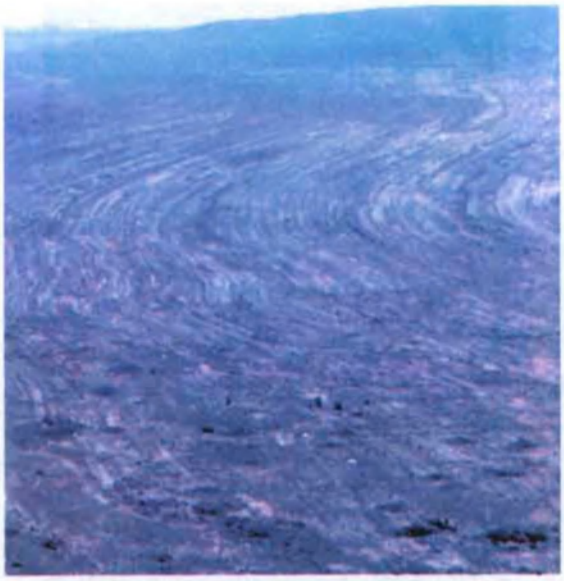
Мощность пачек ритмичного чередования песков, алевритов и глин колеблется в широких пределах от нескольких метров до нескольких сотен и тысяч метров в Южно-Апшеронском прогибе (- до 5000м).

Абшеронский литофациальный тип состоит из 9 нефтесодержащих свит (снизу вверх) - калинской, подкирмакинской, кирмакинской, надкирма-

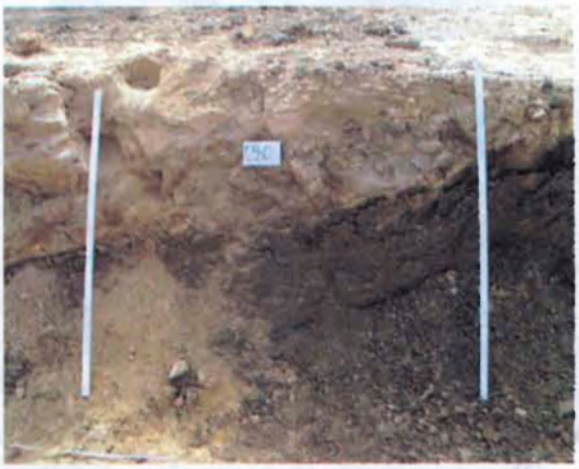
кинской песчаной, надкирмакинской глинистой, перерыва, балаханской, сабунчинской, сураханской, характеризующихся последовательным выклиниванием нижних свит в северо-западном направлении.

Нижний отдел ПТ объединяет первые пять свит. *Калинская свита* (КаС) имеет ограниченное распространение в южной и юго-восточной части Абшеронского полуострова и на Абшеронском архипелаге. На северо-востоке Абшеронского полуострова и в некоторых частях центрального и южного Абшерона калинская свита отсутствует. Она сложена глинами, мощными пачками песков и алевролитов. По данным каротажа подразделяется на три подсвиты – нижняя - более глинистая, средняя - образованная чередованием песчанистых и глинистых прослоев и верхняя – песчанистая. Пески калинской свиты преимущественно мелко-, среднезернистые, доля грубой фракции не превышает 2%. Карбонатность пород по данным изучения свиты на площадях Гюнешли, Чираг, Азери меняется от 1 до 11%. Цемент – известково-глинистый, пористость и проницаемость составляют соответственно 18-25%, 22-40 $\cdot 10^{-15}$ м^2 (Сулейманова, Атаева, 2002). По минералогическому составу наблюдается различие между тонкими и грубыми фракциями пород. В глинистых образованиях в тяжелой фракции присутствуют марказит, целестин, ангидрит, в песчаных – преобладают минералы группы дистена и ставролита. Максимальная мощность свиты 430м.

Отложения *подкирмакинской свиты* (ПК) занимают также центральную часть Абшеронского полуострова. Она представлена в основном среднезернистыми и грубыми кварцевыми песками (рис. 4.6.5). Содержание кварца доходит до 95%. В нижней половине разреза отмечаются мелкие черные угловатые гальки в песках, которые в целом плохо сортированы. Вверх по разрезу наблюдается уменьшение размеров зерен песчаной фракции. В восточном, юго-восточном и юго-западном направлениях от центральной части Абшеронского полуострова также отмечается утоньчение слагающего свиту терригенного материала. В тяжелой фракции доминируют минералы магнетит, ильменит, пирит, дистен, ставролит, силлиманит, гранат, циркон, турмалин и т.д. Так, минералогический состав осадков подкирмакинской свиты площадей Гюнешли, Чираг, Азери характеризуется преобладанием кварца - 60-83%. В значительно меньших количествах отмечаются полевые шпаты – 8-16%, обломки пород – 5-20%. В тяжелой фракции доминируют рудные минералы - пирит, лимонит и др., дистен-ставролит, эпидот, цоизит (до 5%) (Сулейманова, Атаева, 2002). Карбонатность по данным тех же авторов небольшая - до 10%, а цемент карбонатно-глинистый и глинисто-карбонатный. Пористость песчаников меняется от 9 до 18%, проницаемость - 26-132 $\cdot 10^{-15}$ м^2.



А



Б

Рис. 4.6.5. А - панорамная фотография Кирмакинской долины. Слои прослеживаются по простиранию на несколько километров; Б - контакт понта – подкирмакинской свиты. (Алиева, 2008)

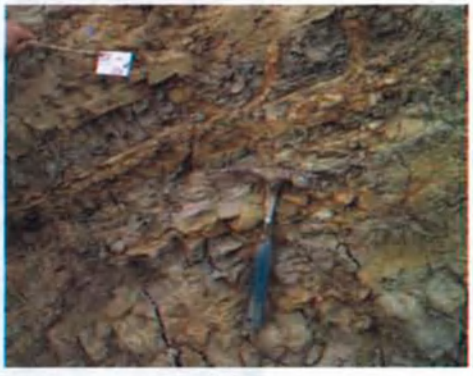
На обнажении просматривается фациальный переход от глинистых отложений понта к грубозернистым пескам свиты ПК, осадконакопление которой было инициированы резким падением уровня ПалеоКаспия.(Алиева, 2005)

Песчанистые глины имеют подчиненное значение, составляя десятую часть разреза. Мощность свиты доходит до 150м.

Кирмакинская свита (КС) представленная чередованием глинистых, песчаных, алевритовых прослоев, распространена по всему Абшеронскому полуострову, выклиниваясь в юго-западной его части.

А

Б



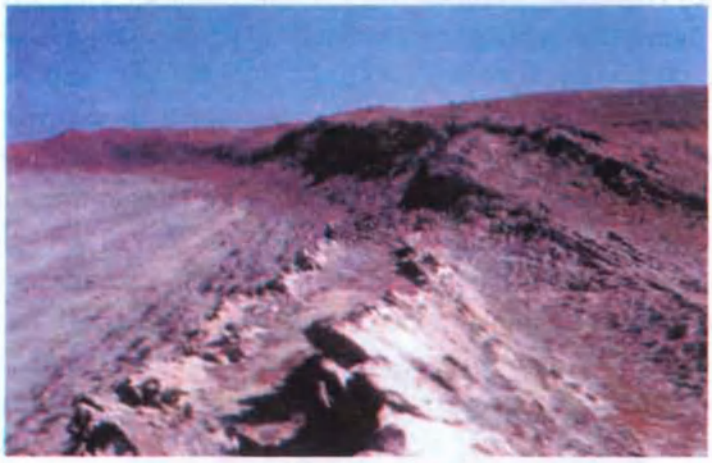
В

Рис. 4.6.6. Фотографии обнажений кирмакинской свиты в Кирмакинской долине: А -Протяженная на несколько сотен метров песчаная пачка, отложенная в условиях дальнего фронта дельты (Reynolds et al., 1998); Б - пример частого чередования разнофациальных пород в средней части свиты; В - трещины усыхания в низах свиты. Осадконакопление данного интервала имело место, по-видимому, в условиях дельтовой равнины. (Алиева, 2008)

Глины в нижней и верхней части кирмакинской свиты алевритисто-песчанистые, сланцеватые, серо-бурого цвета. В средней части свиты глины более массивные, темно-серого или черного цвета.

Мощность свиты – около 300м. К западу от Абшеронского полуострова в меридиональной полосе, пограничной между Абшероном и Гобустаном, кирмакинская свита также выпадает из разреза, и продуктивная толща начинается с надкирмакинской песчаной свиты.

Надкирмакинская песчаная (НКП) и *надкирмакинская глинистая* (НКГ) свиты названы так по преобладанию в них песчаного или глинистого материала. Пески и песчаники НКП свиты средне -, грубозернистые, плохо-сортированные, иногда содержат мелкую черную гальку (рис. 4.6.7,А).



А

Б

Рис. 4.6.7. А - базальная часть надкирмакинской песчаной свиты, обнажающейся в Кирмакинской долине, Б - огромные трещины усыхания в надкирмакинской глинистой свите, Кирмакинская долина (Hinds et al., 2004)

В легкой фракции доминирует кварц - до 85%, в тяжелой - ильменит, магнетит, дистен, ставролит, устойчивые минералы, пирит. Количество кварца в отложениях данной свиты на площадях Гюнешли, Чираг, Азери растет, цемент песчаников и алевролитов известково-глинистый и иногда ангидритовый - 8-10%. Пористость в песчаниках составляет 18%, алевролитах - 7%, проницаемость соответственно >100 и $34 \cdot 10^{-15}$ м^2. Коэффициент сортированности S_0 - 1, 65 (Сулейманова, Атаева, 2002).

В НКГ свите в центральной части Абшеронского полуострова преобладают серо-бурые алевритистые глины с подчиненными прослоями мелко-, среднезернистых, иногда глинистых песков (рис. 4.6.7). Встречается также значительное количество суглинков и супеси. В юго-западной части полуострова разрез НКГ почти полностью сложен глинами. Пористость песчаников данной свиты на площадях Гюнешли, Чираг, Азери составляет 22%, алевролитов 18%, проницаемость – (100-150) · 10^{-15} $м^2$, карбонатность – не более 10 %. В минеральном составе песчаников и алевролитов доминируют кварц, полевые шпаты (21%), обломки минералов (24%). В тяжелой фракции отмечаются рудные минералы, мусковит, биотит, глауконит, эпидот, цоизит, пироксены (Сулейманова, Атаева, 2002).

Суммарная мощность двух свит - НКП и НКГ- составляет 250-280 м.

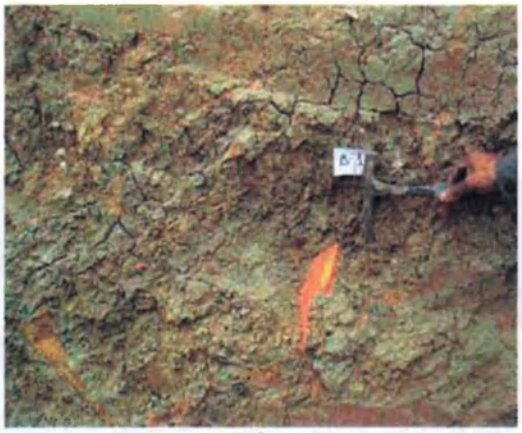
Вехний отдел – начинается со *свиты перерыва* (СП), на 90% сложенной грубо-, среднезернистыми песками (рис.4.6.8). В подошве залегает прослой конгломератов, достигающий по мощности 4,3 м в Кирмакинской долине. Вверх по разрезу свиты перерыва пески становятся более среднезернистыми. Кварц доминирует в легкой фракции, составляя до 90%. В тяжелой фракции преобладают магнетит и ильменит.

Глины свиты перерыва сильно песчанистые, зачастую представляют собой окатыши, образовавшиеся в результате деятельности речного потока, размывающего и переотлагающего глины продуктивной толщи.

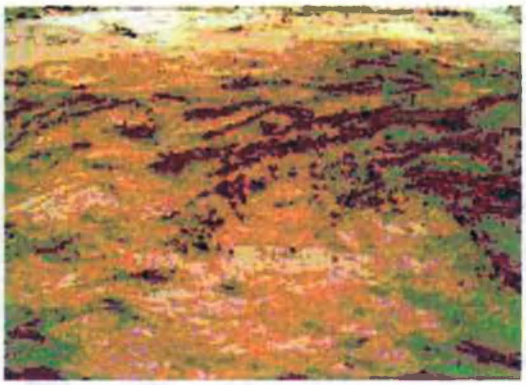
В легкой фракции песчано-алевритовых пород все тех же площадей Гюнешли, Чираг, Азери преобладает кварц, а в глинистых - обломки пород. Тяжелая фракция в основном состоит из рудных минералов. В небольших количествах присутствуют дистен, ставролит и в малых - роговая обманка, авгит, диопсид, минералы группы эпидота, мусковит, биотит, хлорит. В тонкопелитовой фракции преобладают гидрослюды. Цемент песчаников – известково-глинистый.

Мощность свиты - около 100 м.

Балаханская свита состоит из 6 продуктивных горизонтов - с V по X, характеризующихся попеременным преобладанием в них песчаного или глинистого материала. Пески и песчаники сложены в основном мелкими и среднезернистыми разностями. Наблюдается рост мощности свиты от Абшеронского полуострова в сторону Абшеронского, Бакинского архипелагов, где она достигает 900 м.



А



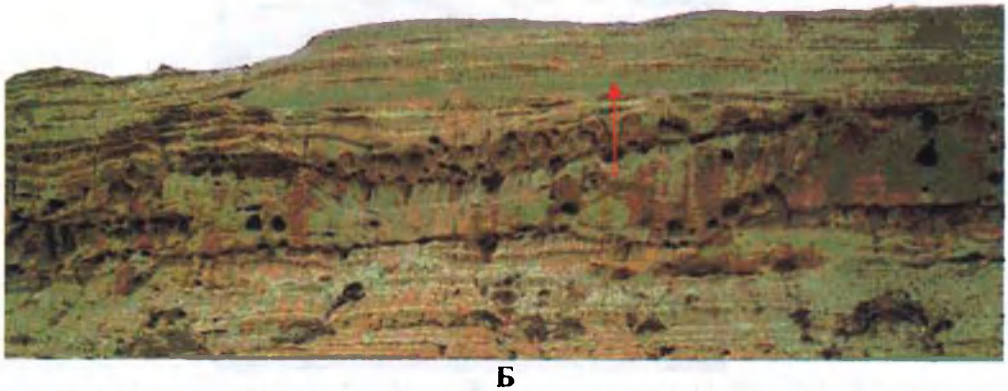
Б

В

Рис.4.6.8. Обнажения балаханской свиты в Кирмакинской и Ясамальской долинах: А. трещины усыхания в глинах X горизонта; Б. пески с текстурами рябей течения VII горизонт), Ясамальская долина; В. Протяженные прослои красноцветных глин свидетельствуют об осадконакоплении в субаэральных условиях поймы реки или дельтовой равнины. Песчаные пачки, очевидно,были образованы в результате прорыва берегов реки во время половодья и отложении грубых осадков на глинистых пойменных фациях (Алиева, 2008)

X, VIII, VI горизонты сложены преимущественно средне-, мелкозернистыми песками и песчаниками, переслаивающимися с песчанистыми и алевритистыми глинами (рис.4.6.9, рис. 4.6.10).

А



Б

Рис.4.6.9 Обнажение VI горизонта балаханской свиты в Ясамальской долине: А). протяженная песчаная пачка, образованная в условиях речного канала; Б). часть снимка А в увеличенном размере. Форма песчаного тела свидетельствует о его флювиальном генезисе (Алиева,2008)

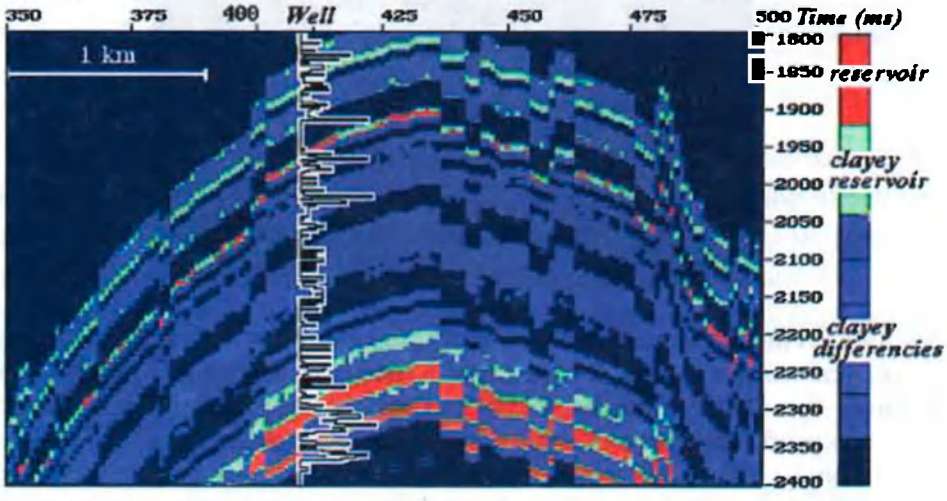


Рис.4.6.10 Прогноз литофациального состава отложений продуктивной толщи площади Чираг на базе сейсмического имиджа (Шихалиев Ю.. 2003).

В нижних горизонтах свиты - X, VIII - пески более грубые, в верхних горизонтах – представлены более мелкими разностями. Как и в других свитах ПТ, по процентному содержанию полевые шпаты (до 35-40%) и обломки пород. Типичным для балаханской свиты является также небольшое содержание вулканического стекла и анальцима.

IX, VII, V горизонты имеют в основном глинисто-алевритовый состав с подчиненными прослоями песчаных пород. Для V горизонта характерно частое чередование несколько сантиметровых прослоев красновато-бурых песчанистых глин и алевритов, реже тонкозернистых песков (рис.4.6.9). Отмечаются также несколько метровые прослои мелкозернистых песков.

На площадях Гюнешли, Чираг, Азери свита представлена песчаниками, глинами, алевролитами, суглинками, супесями (рис. 4.6.11).

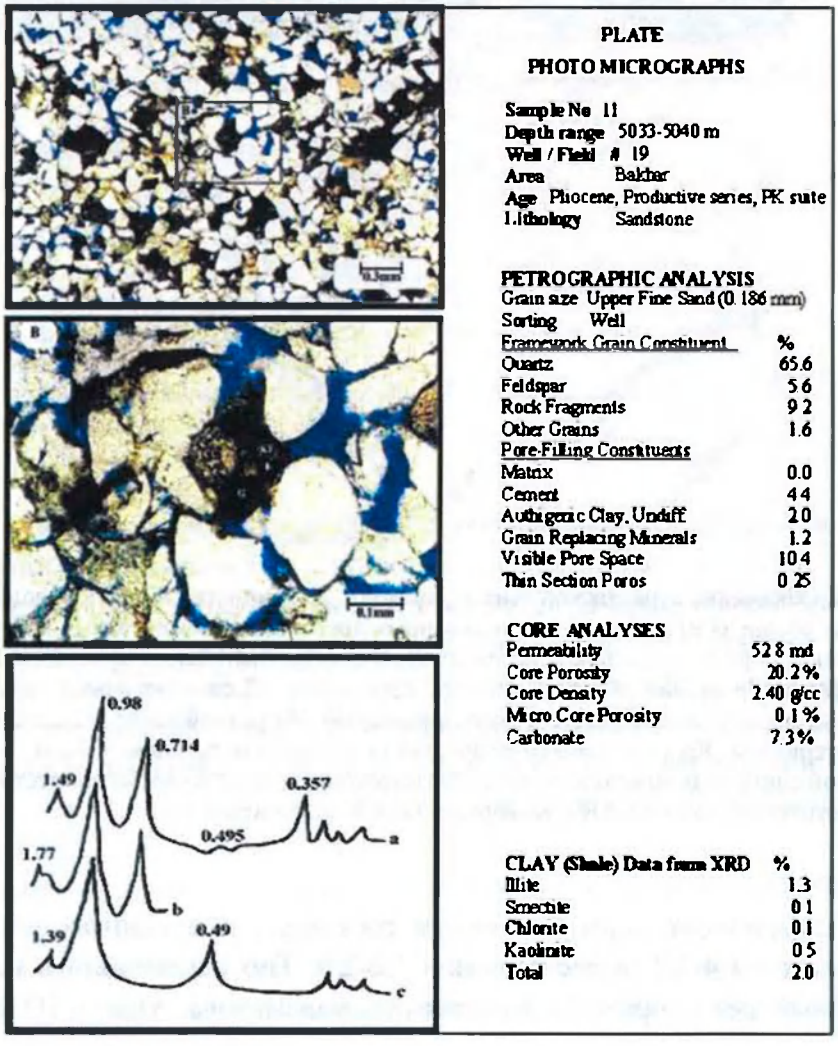


Рис.4.6.11. Электронномикроскопически снимок песчаников продуктивной толщи площади Бахар

В легкой фракции песчано-алевритовых пород преобладает кварц, а в глинистых – обломки пород (до 65%). Тяжелая фракция состоит из рудных минералов (лимонит - 53%, магнетит-ильменит - 25%, пирит - 14%), минералов дистен-ставролитовой группы (до 6%), мусковита, биотита, хлорита. Тонкопелитовая фракция представлена каолинитом (15-20%), монтмориллонитом (20-40%), гидрослюдой (40-60%) (рис.3.9).

Пористость в алевролитах меняется от 10 до 26%, проницаемость – 12-94 $\cdot 10^{-15}$ м^2. В песчаниках- 7-28% и 6-82 $\cdot 10^{-15}$ м^2 (соответственно в суглинках – 13-16% и 4-30$\cdot 10^{-15}$ м^2, в глинах – 10-18%, проницаемость очень слабая (рис.3.10, 3.11).

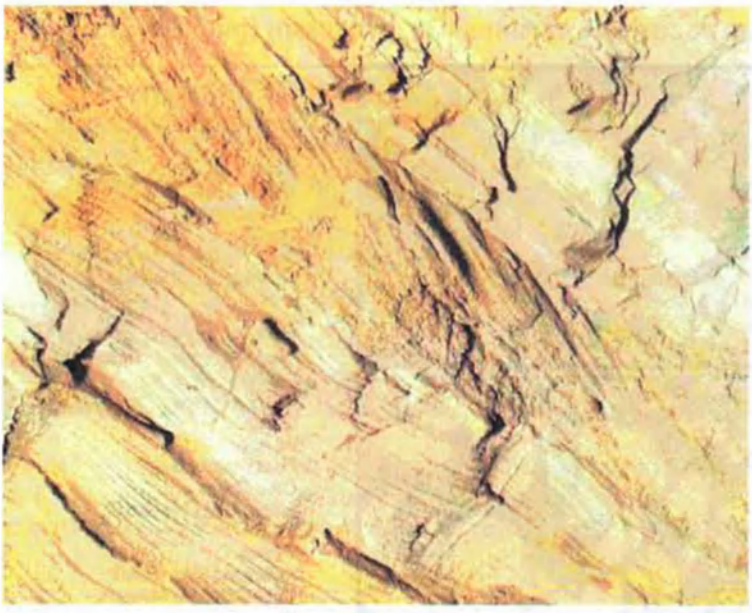


Рис.4.6.12. Обнажение сураханской свиты, Локбатан: А. глинистая толща в подошве свиты. В середине толщи залегает серия напластованных друг над другом песчаных пачек; Б-пятнистые глины, образованные в результате палеопочвообразовательных процессов; В-следый корней древних растений; Г-ходы древних организмов; Д-сингенетичный гипс; Е-мелкозернистые пески с перекрещенной косослоистостью; Ж- речной канал, заполненный песчаным материалом. Красной линией подчеркнута эрозионная подошва канала; З- контакт сураханской свиты и акчагыльского яруса Фотографии сделаны во время совместной экспедиции Института геологии НАН и Кембриджского Университета

Коэффициент сортированности составляет в суглинках –1,2-2,1, в алевролитах - 1,4-2,2, в песчаниках - 1,2-2,0. Тип цементации в основном контактовый, реже поровый и базальный (Сулейманова, Атаева, 2002).

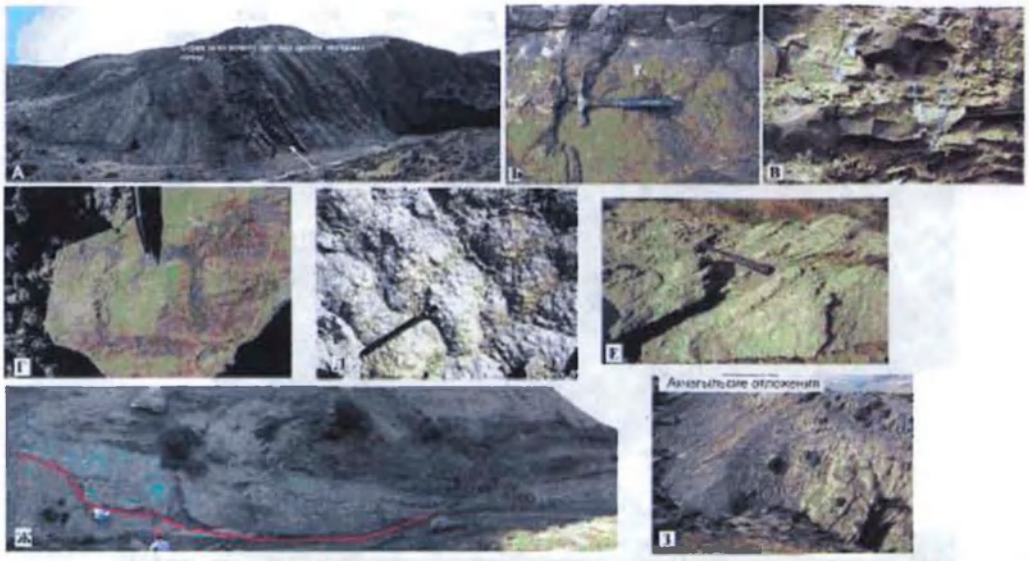


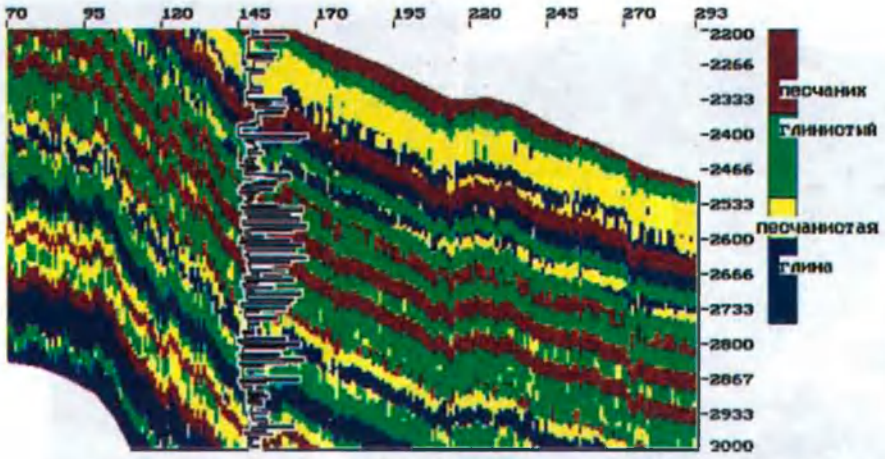
Рис.4.6.13. Обнажения верхов продуктивной толщи в Юго-восточным Гобустане: Котурдаг:

А. панорамная фотография разреза;
Б. увеличение из снимка А, серия залегающих друг на друге песчаных пачек, имеющих речной генезис;
В. следы корней растений;
Г. обнажение параллельно слоистых песков;
Д. песчаная пачка с перекрещенной косослоистостью;
Е. Панорамная фотография разреза Чеил-даг. Отчетливо видны многочисленные песчаные пачки, образованные в речных каналах.
Фотографии сделаны во время совместной экспедиции Института геологии и Кембриджского Университета (Алиева, 2008).

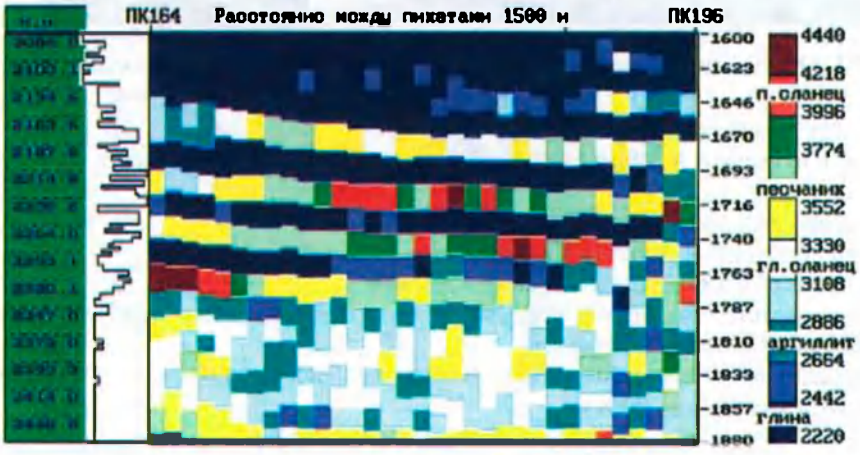
Сабунчинская свита состоит из плохосортированных алевритов, алевритовых глин, мелкозернистых глинистых песков, причем в разных частях Абшеронского полуострова состав свиты меняется. В центральной части полуострова содержание песков и глин примерно равно, отмечаются протяженные песчаные пачки до 50 – 60 м мощности и столь же мощные преимущественно глинистые прослои, для которых характерно частое чередование бурых песчанисто-алевритистых глин с песчанистыми алевритами и глинистыми песками. Отмечается присутствие в большом количестве бурых суглинков и гипса.

В западной части полуострова глинистость растет, в восточной части выделяется три нефтеносных песчаных пласта.

Пески сабунчинской свиты в основном от очень мелкозернистых до мелкозернистых, плохосортированные, зачастую с большой примесью глинистого материала.



А



Б

Рис.4.6.14. Прогноз литофациального состава отложений продуктивной толщи Нижнекуринской депрессии на базе сейсмического имиджа: А. площадь Малый Харами; Б. площадь Гарасу (Шихалиев Ю.).

Как и во всех свитах ПТ характерным является доминирование кварца. В составе алевритов и проницаемость в песчаниках площадей Гюнешли, Чираг, Азери составляет 25-28% и 50-82·10^{-15} м^2 соответственно, в алевролитах – до 20% и 8-20·10^{-15} м^2, в суглинках - 15% и 8·10^{-15} м^2. Коэффициент отсортированности песчаников составляет 2,3, а алевролитов – 2,1 - 2,2 (Сулейманова, Атаева, 2002).

Мощность свиты достигает до 450м.

Сураханская свита имеет наибольшую мощность в разрезе продуктивной толщи - максимально до 1680 м. Представлена чередованием алевритистых, песчанистых глин, глинистых алевритов и песков **(рис. 4.6.14).** Глинистость вверх по разрезу растет, где мощность песчаных прослоев не превышает 2-10 м. В нижней половине свиты мощность песчаных пачек составляет 30-35 м.

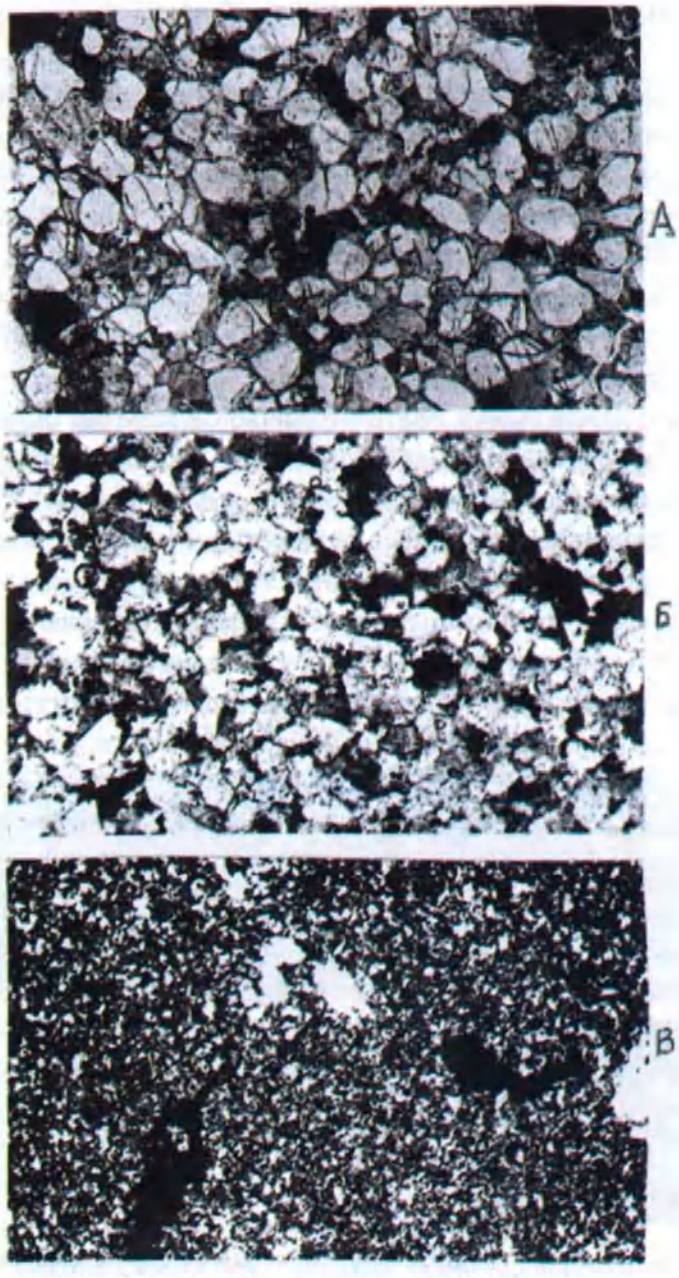


Рис.4.6.15 Шлифы песчано-алевритовых пород ПТ (х 52): А- псаммоалевритовая (Гарабаглы); Б- алевропсаммитовая (Санги-Мугань); В- пелоалевритовая (Пирсагат) структуры.

Гобустанский тип

Назван также «цирконово-эпидотовой провинцией» по преобладанию в осадках этих двух минералов. В пределах гобустанского типа отложений ПТ выделяются два подтипа - донгуздыкский и восточно-гобустанский.

Донгуздыкская серия развита в Центральном Гобустане вдоль северо-западной зоны Джейранкечмезской депрессии. Ширина зоны - 4-5 км, протяженность - 25-30 км. Подразделяется на два отдела. Нижний отдел представлен чередованием известковистых песчанистых глинистых прослоев с грубозернистыми песками, содержащими гальку, верхний - чередованием бурых суглинков с конгломератами и галечниками. Галька имеет миоценовый возраст. Мощность донгуздыкской серии составляет от 200 до 400м. Южнее постепенно переходит в восточно-гобустанский подтип осадков с уменьшением размеров зерен и увеличением степени сортированности отложений, а восточнее – в абшеронский тип.

Восточно-гобустанский подтип отличается заметно более тонкозернистым составом по сравнению с донгуздыкским. Осадки этого типа занимают собственно Джейранкечмесскую депрессию и Алят-Пирсагатскую зону, где развиты типичные разрезы. Данные отложения участвуют также в строении морских структур, расположенных вблизи Гобустана.

Осадки плохо сортированы и слабо дифференцированы. Чисто песчаные или глинистые пачки отсутствуют и превалируют смешанные типы пород - глинисто-песчаные, песчано-алевритовые и т.д., в которых лишь можно говорить о преобладании той или иной фракции (рис. 4.6.15).

Рис.4.6.16. Обнажение верхов продуктивной толщи (аналог сураханской свиты), Бабазанан, Нижнекуринская депрессия: А. панорамная фотография обнажения; Б. 3-х метровой мощности песчаная пачка, представляющая собой образование речного канала; Г. древесный обломок в мелкозернистых песках; Д. трещины усыхания в глинах, заполненные песчаным материалом; Е. асимметричные ряби в кровле заполненного тонкозернистым материалом канала. (Алиева, 2008)

Солахайская свита представлена глинами с прослоями алевритов, песков, песчаников. Мощность - 500-550 м. Согласно перекрывается отложениями *дуванинской свиты*, литологически выраженной песчаниками, алевролитами. Мощность – 225-275 м.

Глинистая свита в основном сложена тонкозернистыми разностями, что очевидно из названия этой серии. Мощность - 150-170м.

Миаджикская свита выражена чередованием песков, песчаников, песчанистых глин и алевролитов. Мощность – 420-430 м.

Глинисто-песчаная свита сложена серыми глинами с тонкими прослоями

МЕЛКОЗЕРНИСТЫХ ПЕСКОВ И ПЕСЧАНИКОВ. МОЩНОСТЬ – 170-180 М.

Песчано-глинистая свита, как следует из названия, отличается доминированием в разрезе более грубых разностей. Мощность – 550-700 м.

Особенностью минералогического состава является значительное падение содержаний кварца по сравнению с абшеронским типом и преобладание в легкой фракции полевых шпатов, обломков осадочных пород, в тяжелой – эпидота, циркона, граната, турмалина. Подобный минеральный состав идентичен составу отложений Южного склона Большого Кавказа, что свидетельствует о главной роли этой питающей провинции в формировании отложений гобустанского типа.

Нижнекуринский тип

Данный тип осадков аккумулировался в Нижнекуринском прогибе. Граница между осадками нижнекуринского и гобустанского типа проходит по Ленгебиз-Алятской гряде.

Общая мощность отложений нижнекуринского литофациального типа составляет 3500 - 4000м. Обломочный материал в основном привносился в бассейн крупнейшей речной артерией - ПалеоКурой, а также ПалеоАраксом, несущими продукты размыва Куринской низменности, Большого, Малого Кавказа, Талыша. Разрез представлен чередованием алеврито-глинисто-песчаных пород (рис. **4.6.16**). Отличается значительной глинизацией по сравнению с абшеронским типом (рис. **4.6.17, 4.6.18, 4.6.19**), небольшим содержанием кварца и ростом количества полевых шпатов, пироксена, горнблендита, что говорит о доминировании изверженных пород в области размыва. Мощность песчаных пачек доходит до 20м.

Вдоль северной границы данной литофациальной зоны - Ленгебизского хребта - развит *ленгебизский* подтип осадков, представляющий собой сочетание донгуздыкского и восточно-гобустанского литофациальных типов. Здесь наряду с доминированием тонкозернистых разностей встречаются разнозернистые пески и песчаники, а также пропластки конгломератов. Мощность - около 1000м.

Прикаспийский тип

Распространен вдоль северо-восточного склона Большого Кавказа. Литологически представлен алеврито-песчаными, галечниковыми и конгломератовыми образованиями. Стратиграфически данные отложения являются аналогом сураханской свиты абшеронского литофациального типа.

Вырисовывается четкая зональность распределения двух типов осадочного материала - песчано-глинистого - на юго-востоке (гызылбурунский тип), галечникового - на северо-западе (губинский тип).

Песчано-глинистый *гызылбурунский* комплекс сложен преимущественно тонкозернистыми осадками, пески и песчаники имеют подчиненное значение, причем представлены они в основном мелкозернистыми разностями (рис. **4.6.18**).

Вверх по разрезу доля песчаного материала увеличивается. Мощность песчаных прослоев изменяется от нескольких см до 1-5 м. В низах серии залегают красные гравелиты. Наибольшая мощность гызылбурунского комплекса 2000м. В целом отмечается постепенное сокращение мощности данных отложений с юго-востока на северо-запад, где гызылбурунский тип переходит в губинский. В минералогическом составе в легкой фракции преобладают полевые шпаты (до 70%), кварц (до 32%), обломки пород (до 68%), в тяжелой фракции – бурый железняк (до 98%), мусковит (до 14%), магнетит и ильменит (до 10%).

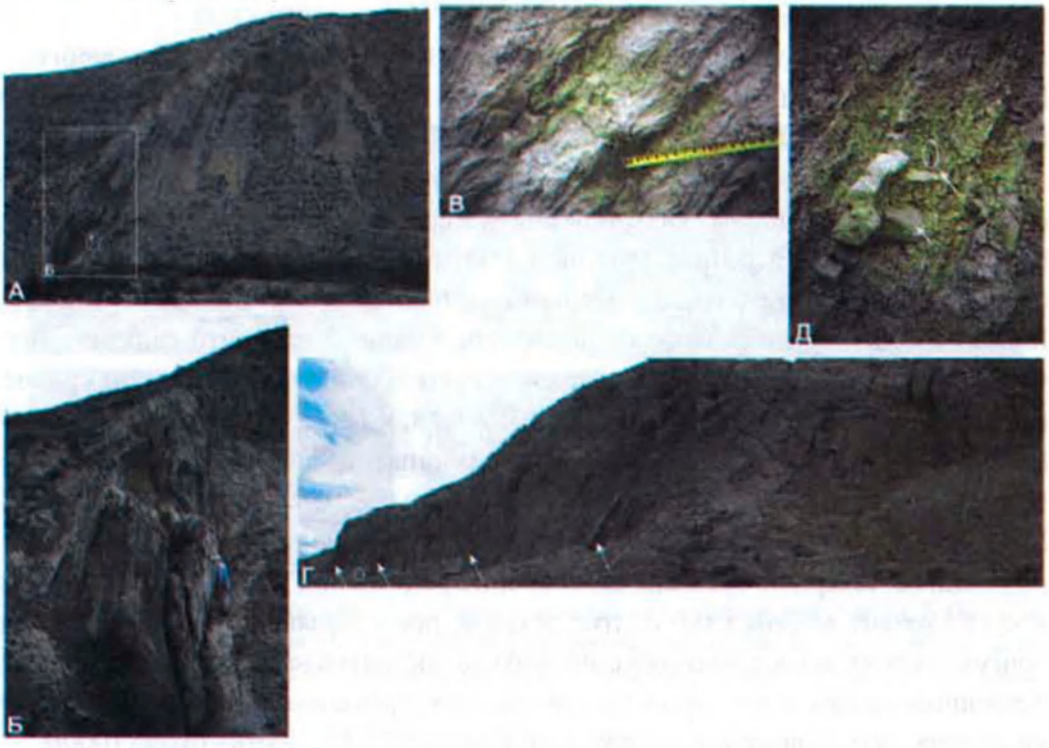


Рис.4.6.17. Обнажение верхов продуктивной толщи (аналог сураханской свиты). Сура. Прикаспийско-Губинский район: А. базальная часть разреза. Довольно мощные пески речного генезиса, залегающие в толще глинистых отложений; Б. песчаная пачка речного канала на снимке А в увеличенном масштабе. Подошва пачки эроднирована;В. ряби течения сантиметрового масштаба; Г. верхняя часть разреза. На снимке отчетливо видны 4 пачки речных песков, аналогичные запечатленным на снимке Б; Д. Довольно крупные трещины усыхания, заполненные песчаным материалом.

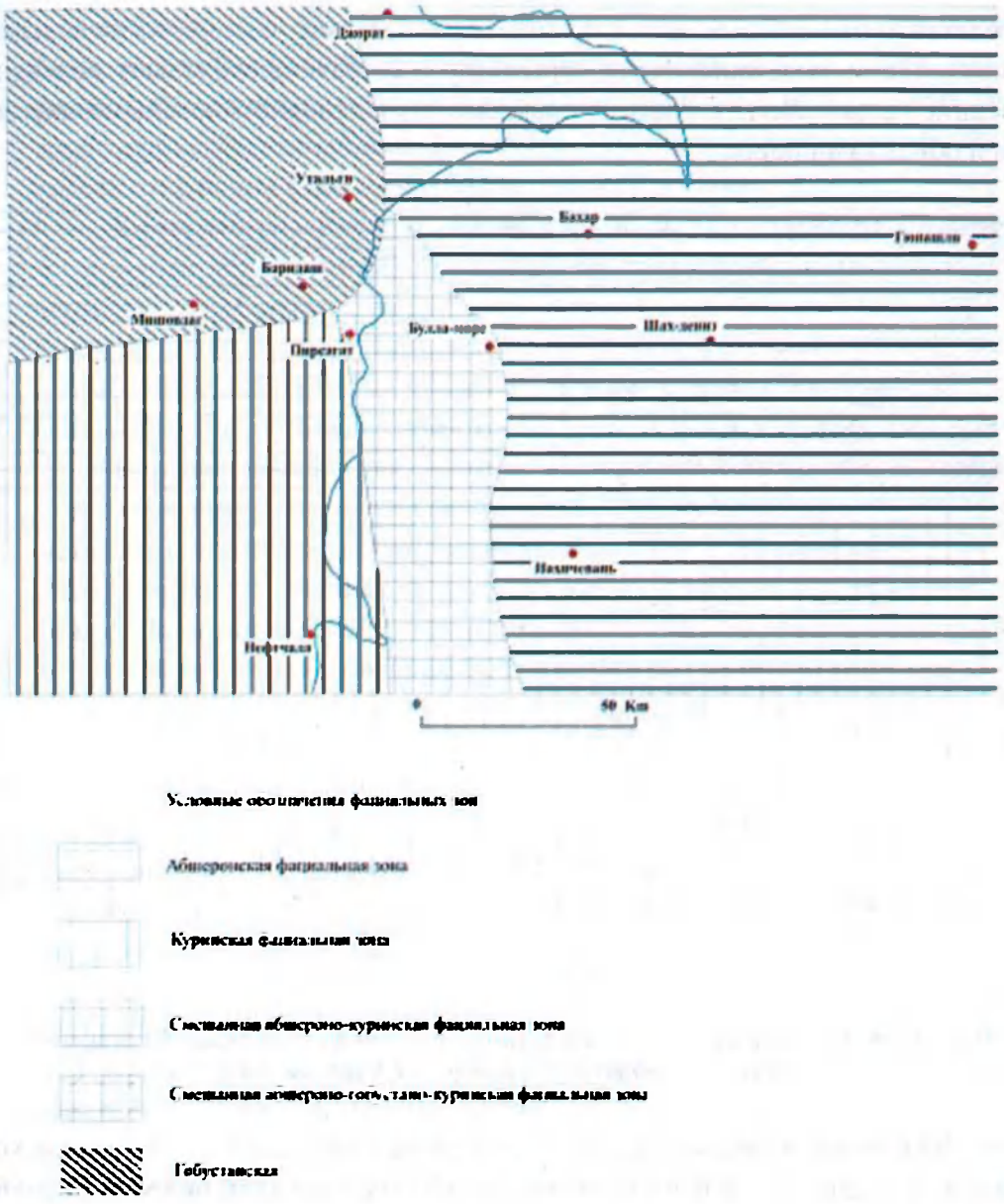


Рис.4.6.18. Карта распространения фациальных зон в отложениях свиты перерыва западного борта ЮКВ (по Алиевой, 2008).

Аутигенные и вторичные минералы представлены целестином, баритом, ангидритом, лимонитом. Последний придает красноватую окраску породам.

Губинский литофациальный тип представляет собой переслаивание плохо сортированных грубых песков, песчаников, галечников и конгломератов. Размер галек колеблется от мелких, менее 2 см, до отдельных валунов до 1 м в основном титон-неокомского возраста. Петрографически гальки

представлены юрскими песчаниками, известняками, сланцами, меловыми известняками, мел-эоценовыми мергелями. В составе преобладают мелкие и средние гальки. Легкая фракция представлена в основном полевыми шпатами и обломками пород.

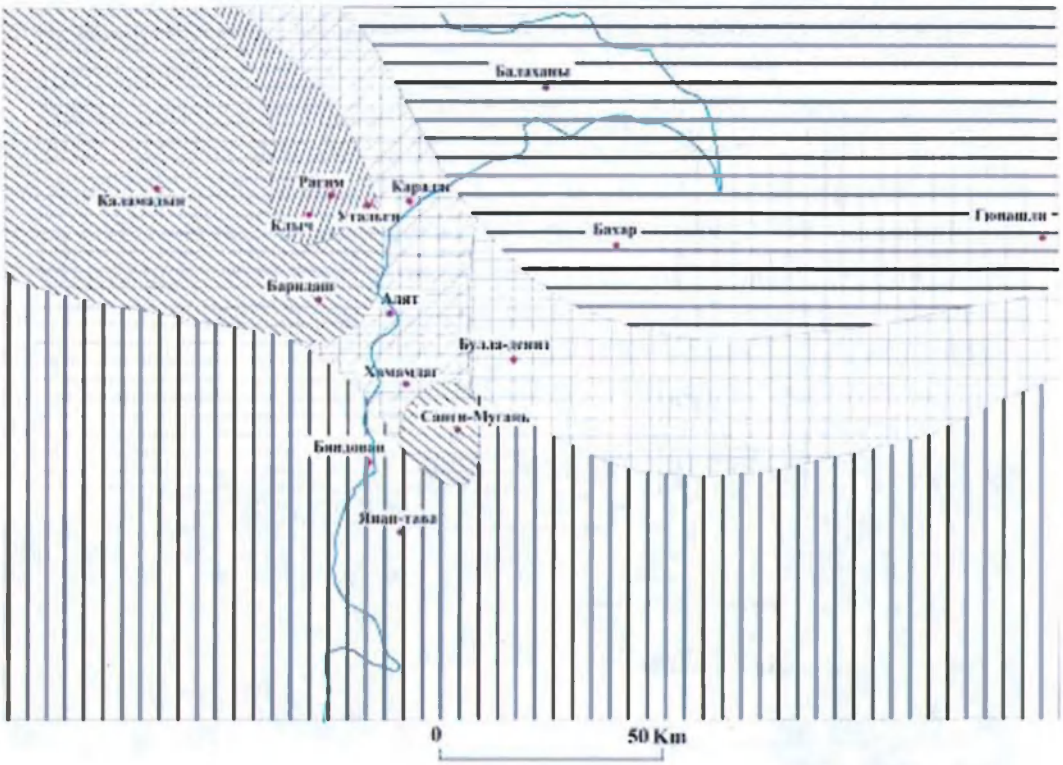


Рис.4.6.19. Карта распространения фациальных зон в отложениях балаханской свиты западного борта ЮКВ (по Алиевой Э.Г.).

Южно-Каспийский тип. Накопление осадков данного типа происходило в пределах передового прогиба в самой крайней южной части Каспийской впадины, примыкающей к Талышской и Эльбурсской складчатым зонам. Эти поднятия, подвергавшиеся интенсивной эрозии, оказались эффективными поставщиками терригенного материала для южной части бассейна.

Красноцветная толща. В туркменском секторе Южно-Каспийской НГО широко развит особый тип отложений плиоцена, представленный терригенной красноцветной толщей. Этот тип распространен в пределах прикаспийской равнины западного Туркменистана, где он заполняет обширную впадину. Этими отложениями сложены почти все структуры западного Туркменистана. К ним здесь приурочены богатые залежи нефти и газа. Весь разрез толщи выражен переслаиванием конгломератов, песков, алевритов и глин. Мощность 2500-2800 м.

Вблизи горной системы Кубадага и Большого Балхана, где проходила береговая линия бассейна, туркменский тип разреза представлен конгломератами, состоящими из галек и валунов осадочных и изверженных пород и грубозернистых песчаников. Во внутренней части бассейна литофациальный состав отложений становится более тонкозернистым.

Качество резервуаров продуктивной толщи изучалось не только по материалам естественных обнажений, но также и на основании кернового материала, отобранного из глубоких скважин (Буряковский и др., 1991). Для сопоставления использовались анализы пород верхнемеловых и палеоген-миоценовых выбросов из грязевых вулканов, расположенных на юго-востоке Гобустана, в Нижнекуринской депрессии и в Бакинском архипелаге.

Результаты изучения более 2500 образцов с континентальной и морской частей впадины показывают, что с увеличением глубины наблюдается четкая закономерность уменьшения пористости и проницаемости. Заметное уменьшение в значениях пористости/проницаемости для песков и других осадков отмечается до глубины примерно 4 км, ниже которой они остаются относительно стабильными до 6 км (приблизительная глубина для образцов глубоководной части). В пределах первых 4 км большая часть песчаников имеет пористость до 26 % и проницаемость до 800 мД, в то время как от 4 до 6 км средняя пористость остается около 15-20 %, проницаемость падает до 250 мД. Аналогичные параметры для алевролитов чуть ниже. Аргиллиты, которые могут содержать значительную примесь песка, имеют широкий спектр пористости (обычно 0 – 24 %) на всех глубинах, но низкую проницаемость (в среднем, меньше 0,5 мД).

Осадки, доставленные с глубин более 10 км и изверженные грязевыми вулканами, имеют обычные значения пористости 19 % и проницаемости 70 мД. Аргиллиты с глубины около 6 км имеют пористость до 29 %, проницаемость может быть около 8 мД и,реже, достигать 90 мД.

На небольших глубинах начальные значения пористости и проницаемости доходят до 26 % и 160 мД соответственно. Вместе с тем, 87 % образцов имеют проницаемость ниже 80 мД. Тем не менее, в интервале глубин 1-2 км свыше 20 % образцов имеют проницаемость выше 650 мД; возможно, такие высокие значения связаны с относительно чистыми, сыпучими песками.

Данные пористости/проницаемости для алевролитов указывают на высокие значения пористости для мелкозернистых фаций: 68 % образцов в пределах первых километров имеют значения в диапазоне 15-28 %. Значения проницаемости также высокие; для 50 % образцов они превышают 50 мД.

Как следует из приведенных данных, литологический состав и коллекторские свойства отложений продуктивной толщи разнофациальных зон сильно разнятся. Это делает задачу прогнозирования фациального типа пород ПТ, особенно в морской части бассейна, крайне важной.

На основании обобщения данных целого ряда работ по минералогическому составу легкой и тяжелой фракций песчаных пород продуктивной толщи ряда площадей, расположенных как в пределах морской части западного борта ЮКБ, так и на суше, была построена серия карт содержаний основных компонентов минералогического состава легкой фракции, а также дистена и ставролита в песчаных породах. К сожалению имеющийся в распоряжении материал позволил провести подобные построения только для верхнего отдела ПТ.

Согласно полученным картам распределения кварца, полевых шпатов и обломков пород в песчаных отложениях свиты перерыва содержание этих минералов существенно варьирует по площади, что отражает поступление осадочного материала в Южный Каспий с различных источников сноса. Зона наибольшего содержания кварца в песчаных породах свиты перерыва протягивается строго с севера на юг, охватывая структуры Гюнешли, Чираг, Азери, Шах-дениз, Бахар, Нахчыван. Контуры ее почти полностью повторяют контуры зон наименьшего содержания полевых шпатов и обломков пород. Таким образом, очевидно, что осадки абшеронской фациальной зоны, которые в основном были сформированы за счет терригенного материала, поставляемого палео-Волгой, характеризующегося доминированием кварца и значительно меньшим содержанием полевых шпатов и обломков пород в минеральном составе легкой фракции, простирались далеко на юг до структуры Нахчыван во время формирования свиты перерыва (рис. **4.6.21).**

Второй зоной, которая, на наш взгляд, выделяется в отложениях свиты перерыва, является зона гобустанской литофации, характеризующаяся доминированием обломков пород в составе легкой фракции, достигающих в отложениях свиты перерыва 80%. Данная зона имеет четкое северо-западное - юго-восточное простирание, т.е. от структуры Пирсагат на север и северо-запад, охватывая территорию северо-западного Гобустана. (рис. **4.6.21**). Подобное простирание данной зоны, отражающее убывание количеств обломков пород в составе легкой фракции в направлении с северо-запада на юго-восток свидетельствует, что основным источником поступления осадочного материала являлся Большой Кавказ.

Следующая зона, которая четко выявляется по данным минералогического состава легкой фракции песчаников, характеризуется наименьшим содержанием кварца, зачастую менее 8%, довольно высоким присутствием полевых шпатов - до 30% и обломков пород - около 30%. Эта зона покрывает Нижнекуринскую депрессию и прилегающую к ней часть Бакинского архипелага. Как известно, основная масса полевых шпатов поставлялась в бассейн речной системой палео-Куры, формирующей свой водосбор как за счет рек Малого Кавказа, так и Большого. Этим объясняются примерно равные количества полевых шпатов, источником поступления которых являлся Ма-

лый Кавказ, и обломков пород, поступающих с Большого Кавказа, в отложениях данной зоны. Таким образом, мы рассматриваем вышеописанную зону, как область распространения куринской литофации (рис. **4.6.21**). Доминирование в составе обломков пород куринской литофациальной зоны эффузивных обломков также свидетельствует о том, что кластический материал приносился с Малого Кавказа и Талыша.

При этом площадь Иннам согласно полученным нами данным расположена в пределах Куринской зоны.

По нашему мнению, выделяется также зона смешанной абшероно-куринской литофациальной зоны, которая констатируется по примерно равным содержаниям всех компонентов легкой фракции - содержание кварца колеблется в пределах 25-40%, обломков пород- 25-35%, полевых шпатов-20-40%. Это район расположения структур Булла-дениз, Пирсагат, Дуванный, Аран-дениз, Янан тава, Аташкях (рис. **4.6.21**).

Во время накопления осадков балаханской свиты наблюдается отступание зоны наибольшего содержания кварца к северу. Она все еще покрывает весь Абшеронский полуостров и область Абшеронского порога, но южная граница смещается к северу, располагаясь несколько южнее структуры Шах-дениз. Интерес представляет тот факт, что контуры зоны присутствия дистена в отложениях балаханской свиты почти в точности повторяют контуры зоны наибольшего содержания кварца, причем направление поступления обоих этих минералов в балаханский бассейн одно и то же – с севера на юг, т.е. с Русской платформы в Южно-Каспийский бассейн. Как известно, наличие дистена является одним из основных характерных признаков осадков волжской (абшеронской) литофации и, таким образом, эти два показателя были использованы для оконтуривания данной литофациальной зоны, южная граница которой для отложений балаханской свиты нами проводится южнее площади Шах-дениз (рис.**4.6.20**).

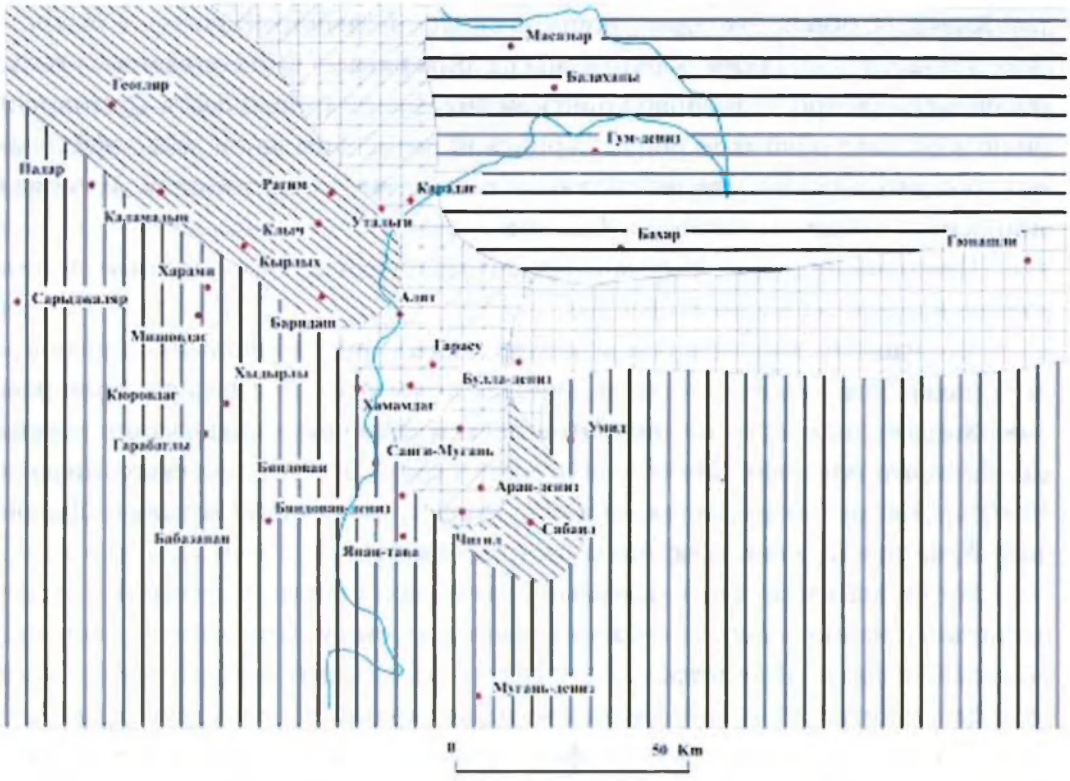


Рис.4.6.20. Карта распространения фациальных зон в отложениях сабунчинской свиты западного борта ЮКВ (по Алиевой Э.Г.).

Незначительно сокращается также область гобустанской литофации, которая покрывает несколько меньшую территорию, чем во время накопления свиты перерыва, охватывая структуру Мишовдаг и территорию севернее от нее (рис. **4.6.20**). Данная область, как выше отмечалось, выделяется по значительным содержаниям обломков пород в легкой фракции песчаников, превышающим таковые для полевых шпатов и кварца. В отложениях балаханской свиты их доля составляет более 60% в среднем, что несколько ниже, чем в отложениях свиты перерыва. Вместе с тем область распространения куринской фациальной зоны незначительно увеличивается, продвигаясь к востоку и располагаясь в районе структур Хамадаг-дениз, Янан тава. Бяндован-дениз, Мугань-дениз, Инам (рис. **4.6.20**). Как и в осадках свиты перерыва, содержание кварца очень незначительно, не более 8%, а доля полевых шпатов и обломков пород примерно равна - около 30%. Возрастает количество прочих компонентов легкой фракции. Направления поступления основных компонентов легкой фракции в балаханский бассейн те же, что и в бассейн свиты перерыва: кварца - с севера на юго - юго-восток, обломков пород - с северо-запада, полевых шпатов- с юго-запада.

Значительно расширяется область распространения смешанных волжско (абшероно) – куринских осадков. Эта зона протягивается клином между абшеронской и куринской литофациальными зонами, покрывая территорию структур Пирсагат, Алят–дениз, Булла-дениз, Санги-Мугань, Аран-дениз, Сабаил, Нахчыван (рис. **4.6.20**). Данная зоны находилась под влиянием как стока ПалеоКуры, так и ПалеоВолги, что констатируется по примерно равным количествам всех компонентов - кварца, обломков пород (около 30%), полевых шпатов, прочих минералов легкой фракции (около 20%).

Переход к сабунчинской свите сопровождался сохранением тенденций поступательной ретродеградации дельты палео-Волги на север, что сопровождалось расширением контуров куринской литофациальной зоны на восток с охватом площадей Сабаил, Аран-дениз, Чигил, Умид (рис. **4.6.21**). Подобный вывод нами делается на основании расширения зоны наибольшего содержания полевых шпатов, количество которых в среднем составляет около 25%. Характерно, что наблюдается рост доли обломков пород - в среднем до 56%, и кварца – до 19%.

Что касается абшеронской (волжской) литофации, то южная граница ее располагалась несколько южнее площади Бахар, что подтверждается данными распределения как кварца, так и дистена (рис. **4.6.21**). Как нам представляется, контуры зоны распространения собственно гобустанской литофации также изменяются. Она отступает к западу, но вместе с тем продвигается в бассейн на юго-восток. Этот вывод делается на основании аномально высоких содержаний обломков пород (88,8%) на площади Санги-Мугань, и низких кварца (9%) и полевых шпатов (2,2%).

Подобная тенденция сохраняется и в сураханской свите, что делает данный вывод более обоснованным (рис. **4.6.21**). В среднем для отложений гобустанской литофациальной зоны в сабунчинское время содержание обломков пород в легкой фракции песчаных отложений стабильно высокое – в среднем 77%, а кварца и полевых шпатов не превышает 10-12%.

Характерной особенностью отложений сабунчинской свиты является значительное расширение зоны так называемых смешанных литофаций. Как нам представляется, это не только волжско-куринская литофация, но и зона смешения куринских и гобустанских осадков (рис. **4.6.21**). Последняя, на наш взгляд, расположена в районе структур Рагим, Клыч, минералогический состав легкой фракции песчаников сураханской свиты которых существенно отличается от такового других литофациальных зон. Наряду с большими содержаниями обломков пород, что свидетельствует о распространении осадков гобустанского типа, отмечается существенный рост доли полевых шпатов - до 30%, и незначительное содержание кварца – около 10%. Подобный состав не характерен ни для одной из вышеописанных зон.

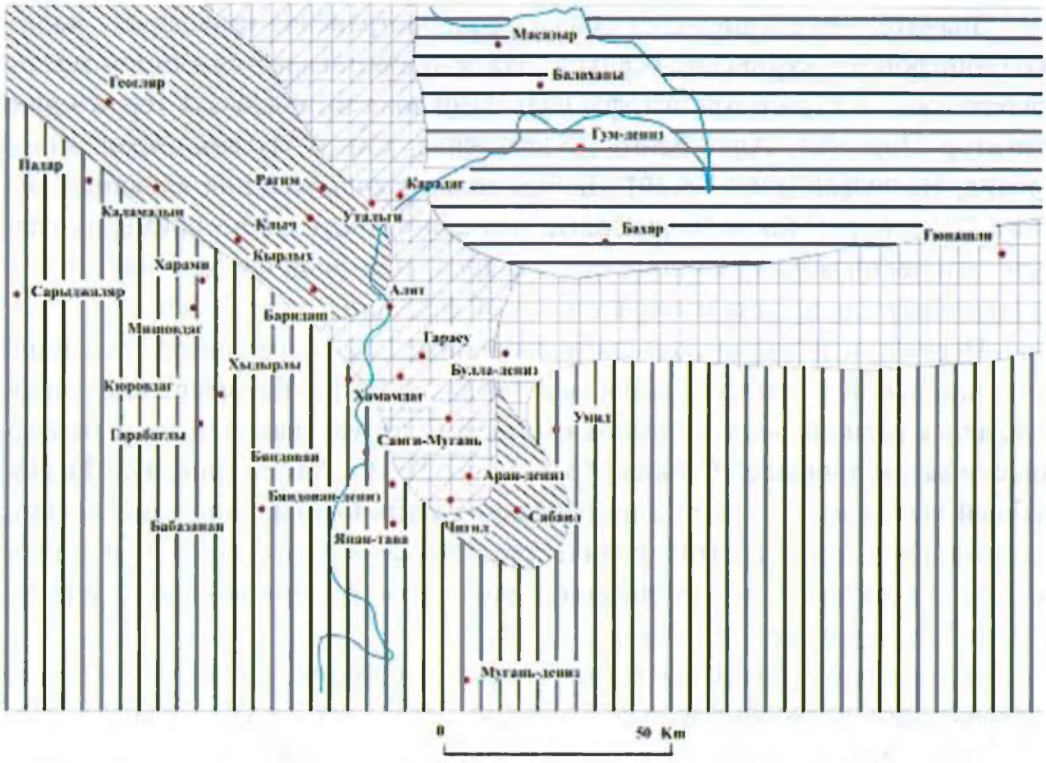


Рис.4.6.21. Карта распространения фациальных зон в отложениях сураханской свиты западного борта ЮКВ (по Алиевой Э.Г.).

Расширение зоны влияния стока палео-Куры проявляется, по нашему мнению, не только в продвижении собственно куринской литофации на восток и смешанной волжско-куринской литофации на север, но и возникновении также зоны смешения осадочного материала, поступавшего со всех трех основных источников сноса - Русской платформы, Большого Кавказа и Малого Кавказа. Данная зона, образование которой связано с расширением сферы влияния речного стока с Большого Кавказа и стока ПалеоКуры, нами рассматривается как смешанная абшероно (волжско) –гобустано - куринская (рис. **4.6.20).** Состав легкой фракции здесь характеризуется высоким содержанием обломков пород – в среднем 50%, что отличается от содержаний этого компонента в осадках смешанной волжско-куринской литофациальной зоны и свидетельствует о существенной доле осадков гобустанского типа. Процентные содержания полевых шпатов и кварца равны и также довольно велики – около 25% в среднем, что говорит о влиянии одновременно и куринского и волжского стоков. Данная литофациальная зона протягивается с северо-запада на юг и юго-юго-восток, оконтуривая все три основные литофациальные зоны - волжскую, гобустанскую и куринскую, и охватывая площади Пирсагат, Хамамдаг-дениз, Алят, Алят-дениз, Гарадаг.

Основные тенденции распространения литофациальных зон в отложениях сабунчинской свиты сохраняются и в сураханской свите. Зона распространения волжской литофации продолжает отступать на север, что констатируется по данным распределения кварца и дистена в осадках сураханской свиты (рис. **4.6.21**).

Зона гобустанской литофации сужается и продвигается далее в бассейн, где она смещается от структуры Санги-Мугань к структуре Сабаил. Аналогично составу легкой фракции песчаников сабунчинской свиты площади Санги - Мугань, в песчаных отложениях сураханской свиты площади Сабаил доля обломков пород очень высока - 65%, при относительно низких содержаниях полевых шпатов - 15%, и кварца - 20%. В среднем для песчаных осадков гобустанской литофации в сураханское время характерно содержание обломков пород около 77% и полевых шпатов и кварца – по 15%.

Контуры распространения осадков палео-Куры меняются несущественно.

И, наконец, расширяется зона смешения осадков всех трех зон - волжской, куринской, гобустанской. Она продвигается к югу, охватывая, помимо площади Хамамдаг-дениз, также площадь Санги- Мугань.

На основе полученных данных нами составлена следующая минералогическая характеристика легкой фракции песчаных пород верхнего отдела продуктивной толщи **(табл. 4.6.1)**:

Таблица 4.6.1

Усредненный минералогический состав легкой фракции песчаных пород верхнего отдела ПТ

литофациальные зоны	**Кварц (%)**	**Полевые шпаты (%)**	**Обломки пород (%)**
абшеронская	40-50	20-10	20-10
куринская	5-20	20-30	30-55
гобустанская	10-15	5-15	60-80
смешанная абшероно - куринская	25-40	20-40	25-35
смешанная абшероно - гобустано – куринская	- 25-30	20-25	45-50
смешанная гобустано - куринская	10-15	25-30	45-50

Основные **породы-покрышки** промышленных залежей Южно-Каспийского бассейна – это глины, состоящие из групп гидрослюдистых и монтмориллонитовых минералов. На западном борту бассейна наблюдается относительно высокое содержание смектита (до 60 %), которое уменьшается с глубиной. Содержание других глинистых минералов следующее: иллит – до 45 %,

каолинит – до 10 %, хлорит – до 5 %. Состав глин на восточном борту Южно-Каспийской впадины характеризуется преобладанием иллита (50-60 %), присутствуют также каолинит (10-25 %), монтмориллонит (2-17 %) и хлорит (5-10 %). Установлено также присутствие незначительных количеств (5-10 %) смешанно-слойных минералов – иллит-хлорита, монтмориллонит-хлорита и вермикулит-монтмориллонита.

Различия в составе глинистых минералов из осадочных разрезов на западном и восточном бортах бассейна являются следствием их различного происхождения и, в меньшей степени, постседиментационных изменений.

Разрез вышележащих образований представлен акчагыльским (30-50 м), абшеронским (650-1400 м) ярусами, Бакинским, хазарским и хвалынским горизонтами неоплейстоцена (270-520 м), новокаспийскими и современными осадками (до 400 м). Акчагыльские и абшеронские отложения представлены плотными сланцеватыми глинами с прослоями вулканического пепла (в акчагыле) и известняка-ракушечника (в абшероне), песков и песчаников. Бакинские, хазарские, хвалынские, новокаспийские и современные отложения выражены вязкими бурыми и серыми глинами со слоями серого тонко- и мелкозернистого водонасыщенного песка и грязевулканической брекчии (1200 м).

Размах вариаций толщин плиоцена-антропогена иллюстрируют следующие данные: на месторождении Грязевая Сопка базальная свита продуктивной толщи – КаС – находится на глубинах 800-1500 м, в то время как на месторождении Шах-дениз одной из скважин, достигнувшей забоя 6688 м, вскрыты лишь куяльницкие отложения – верхняя часть продуктивной толщи (Халилов, Хыдырова, 2002). В разрезах Шах-дениза толщины свиты перерыва, балаханской, сабунчинской и сураханской свит достигают соответственно 100 м, 1400 м, 625 м и 1830 м, а суммарная вскрытая мощность продуктивной толщи приближается к 4000 м.

Структурные формы плиоценово-четвертичных отложений Южно-Каспийской впадины генерированы позднеальпийскими и новейшими движениями блоков фундамента, а также флюидодинамическими факторами, главным из которых является грязевый вулканизм. Характерна сложная морфология структур и значительная роль дизъюнктивов в их строении и нефтегазоносности.

На площади ***Абшеронского полуострова*** и одноименного НГР господствующими простираниями антиклинальных зон являются «общекавказское» (северо-запад-юго-восточное) в северной части и субширотное, изменяющееся на меридиональное в южной1 части. Общим для трех складчатых зон – Западно-Абшеронской, Центрально-Абшеронской и Восточно-Абшеронской - является постепенное погружение шарниров складок с северо-запада на юго-восток и уменьшение дислоцированности плиоценовых отло-

жений в этом направлении. Все антиклинали Абшеронского НГР имеют асимметричное строение, сильно разбиты тектоническими нарушениями продольного и поперечного простирания и часто осложнены грязевыми вулканами и диапировыми ядрами. Многие складки северо-западного Абшерона значительно эродированы – вплоть до выхода в обнажениях доплиоценовых (Бинагади, Фатмаи и др.) и различных горизонтов плиоценовых (Кирмаку, Балаханы-Сабунчи-Романы и др.). Характерной особенностью тектоники Западно-Абшеронской зоны являются диапировое строение, развитие грязевого вулканизма и виргация складчатости, образующая кольцевые структурные формы, окаймляющие чашеобразные мульды. (Гюздекская, Бакинская). Здесь в большинстве структур диапирового строения на поверхности обнажаются подстилающие палеоген-миоценовые отложения и весь разрез продуктивной толщи до кирмакинской свиты включительно. Большинство нефтяных залежей Западного Абшерона сформировалось в ловушках стратиграфически и тектонически экранированных типов (Бинагади, Чахнагляр, Сулутепе, Аташкя, Сабандаг, Ясамальская долина и др.). В юго-западном направлении разрез продуктивной толщи становится более глинистым, погружаются шарниры складок, возрастает глубина залегания нефтегазоносных свит и горизонтов, нефтяные залежи сменяются последовательно газонефтяными и газоконденсатными. В состав структур юго-западного Абшерона обычно включают и Бибиэйбатскую, сочленяющуюся через неглубокую седловину с поднятием Аташкя.

В Гараэйбат-Локбатан-Гарадагской антиклинальной зоне Западного Абшерона выделяются нефтегазоносные Гараэйбатская, Локбатан-Пута-Гушханинская, Кергез-Гызылтепинская и Гарадагская складки. Южнее антиклинали Локбатан, в акватории Каспия, выявлена погребенная складка Локбатан-дениз. В северном ответвлении этой зоны расположены Шонгарская, Сарынджа-Гюльбахтская и Шорбулагская складки.

В северо-западной части Абшеронского полуострова расположена Сараи-Бинагадинская антиклинальная зона, состоящая из кулисообразно сочленяющихся Сараинской, Кечалдаг-Зигильпиринской и Бинагадинской антиклинальных складок. Юго-восточнее Кечалдаг-Зигильпиринской антиклинали в промышленной разработке находятся нефтяные месторождения Бинагади, Чахнагляр, Сулутепе, Бибиэйбат и др.

Центрально-Абшеронская тектоническая зона пересекает Абшеронский полуостров с северо-запада на юго-восток и состоит из поднятий Фатмаи, Кирмаку, Балаханы-Сабунчи-Романы, Сураханы, Гарачухур-Зых на суше и Гумм-адасы на море. Перечисленные складки отделены друг от друга пологими, но ясно выраженными седловинами. На далеком восточном погружении крыла южной части этой зоны, имеющей меридиональную ориентировку, на суше примыкает Говсанский структурный выступ – погребен-

ное поднятие по слоям калинской свиты продуктивной толщи. Все структуры этой тектонической зоны оказались нефтегазоносными. Крупные складки рассматриваемой зоны, расположенные в средней части полуострова, от Кирмакинской долины до Гум-адасы, содержат многопластовые месторождения нефти и газа, где количество эксплуатационных объектов достигает 40 (Сураханы, Балаханы-Сабунчи-Романы и др.).

На северо-востоке Абшеронского полуострова выделена Бузовна-Зиринская антиклинальная зона, объединяющая кулисообразно расположенные друг к другу нефтегазоносные поднятия Кюрдаханы, Бузовна-Маштага, Гала и Зиря.

Крайней восточной антиклинальной зоной Абшеронского НГР является расположенная вдоль Шахово-Азизбековского разлома в акватории субмеридионально ориентированная линия складок, состоящая из северной и южной складок Пираллахи-адасы и структуры Гюргян-дениз. Все поднятия этой зоны промышленно нефтегазоносны.

Антиклинальные зоны Абшеронского полуострова разделяются довольно широкими синклиналями, представленными в виде мульд. Отдельные синклинали раскрываются в южном направлении.

В Нижнекуринском НГР, расположенном западнее Абшеронского полуострова и граничащем с Абшеронским НГР по Западно-Абшеронскому разлому, геолого-геофизическими работами выделены три антиклинальные зоны, выраженные в структуре плиоценово-четвертичных отложений, - Пирсаат-Хамамдаг, Каламаддын-Мишовдаг-Бяндован и Кюровдаг-Гарабаглы-Нефтчала. Между второй и третьей антиклинальными зонами расположены погребенные складки Шимали Кюрсангя и Дженуби Кюрсангя. К северо-западу от складки Кюровдаг сейсморазведкой выявлено крупное Падарское поднятие. Каждая из названных антиклинальных зон состоит из сильно дислоцированных складок, рассеченных протяженными продольными нарушениями большой амплитуды и многочисленными поперечными и радиальными нарушениями различных амплитуд. Структуры имеют, в основном, северо-запад-юго-восточное простирание и осложнены грязевыми вулканами. В сводовых частях наиболее приподнятых структур (Каламаддын, Большой Харами, Малый Харами, Бабазанан и др.) и вдоль Ленгебизской гряды продуктивная толща плиоцена обнажается на поверхности и значительно размыта, в то время как в синклиналях ее кровля находится на глубинах 5000 м и более. Сохранившаяся от размыва часть продуктивной толщи стратифицирована как верхний отдел по абшеронской разбивке. На площади Бяндован вскрыт и нижний отдел толщи до подкирмакинской свиты включительно. Этот важный факт дает основание полагать, что в наиболее погруженных синклинальных зонах Нижнекуринского района (например, в Каргалинской синклинали), нижний отдел продуктивной толщи развит в полном объеме.

К северу от Нижнекуринского НГР, в ***Джейранкечмезской депрессии***, в сводах антиклиналей на дневной поверхности представлены продуктивная толща и акчагыльский ярус, а в смежных синклиналях – абшеронский ярус и антропоген. Антиклинальные складки имеют крупные размеры и в меньшей степени осложнены, а антиклинальные зоны испытывают в плане завороты и разветвления, простираются в различных – от широтного до меридионального – направлениях и четко разделяются хорошо выраженными широкими и пологими (плоскодонными) синклинальными понижениями (мульдами). Более крутые крылья складок обычно обращены к более глубоким синклиналям, что характерно для всех депрессионных зон, где развитие складок носит конседиментационный характер.

Наиболее крупные грязевые вулканы, известные в этом регионе (Торагай, Большой Кяниздаг, Отманбоздаг и др.), расположены на сводах антиклиналей Джейранкечмезской депрессии, что объясняется значительным (на 3-3,5 км) погружением этих структур, способствовавшим увеличению внутренний энергии и движущей ее силы.

В Джейранкечмезской депрессии на участках распространения субширотно простирающихся антиклиналей структурный план плиоценовых отложений носит унаследованный характер. На участках же развития субмеридионально ориентированных антиклиналей ранний структурный план нижележащих отложений подвергся резкой перестройке вплоть до полного исчезновения прежних форм складчатости и формирования нового, наложенного структурного этажа.

Вдоль западного борта Джейранкечмезской депрессии проходит Чеилдаг-Рагимское поперечное тектоническое нарушение с амплитудой смещении я 600-800 м; оно является западной границей депрессии. Северной границей служит тектоническое нарушение широтного простирания, пересекающее южное крыло Донгузлук-Агзыкирской антиклинальной зоны. Продолжением этого нарушения на западе является разрыв, пересекающий южное крыло Шейтанудской антиклинали. Подобный разрыв проходит и по северному крылу Нардаран-Ахтарминской складки юго-западного Гобустана. Наличите этих двух нарушений предопределило интенсивное опускание Гиджаки-Узундеринской синклинали в плиоценовое время и проникновение вод Джейранкечмезского бассейна в пределы юго-западного Гобустана.

В Шамахы-Гобустанском НГР плиоценово-четвертичный комплекс распространен ограниченно и приурочен к синклинальным складкам Юго-Западного Гобустана. Своды антиклиналей там сложены эоцен-олигоценовыми осадками. Оси плиоценово-четвертичных синклиналей прижаты к крутым северным крыльям смежных антиклиналей, осложненным нарушениями взбросового или надвигового типа. Наибольшие смещения северных крыльев по надвигам наблюдается ближе к Алятской антиклинальной зоне (пло-

щадь Гадживели). В Юго-Западном Гобустане отмечены также многочисленные поперечные тектонические нарушения, иногда пересекающие несколько антиклинальных зон (сквозные нарушения). Эти нарушения, вероятно, следует увязывать с проявлением поперечной дислокации в структуре юго-восточного погружения Большого Кавказа, связанной с образованием поперечной Каспийской впадины. Широкое развитие в Юго-Западном Гобустане получили также грязевые вулканы.

На крайнем юго-западе Шамахы-Гобустанского прогиба располагается Ленгебиз-Алятская антиклинальная зона, сложенная на дневной поверхности плиоценовыми и антропогеновыми отложениями, а также тектонической и грязевулканической брекчиями значительной мощности. Через своды всех входящих в Ленгебиз-Алятскую зону поднятий проходит крупное продольное тектоническое нарушение. Плоскость нарушения падает на северо-восток, а крутизна его возрастает по простиранию с северо-запада на юго-восток. Вдоль всей гряды приподнятым является северо-восточное, а опущенным – юго-западное крылья. Амплитуда смещения слоев по этому нарушению варьирует от нескольких сот метров до 1,8-1,9 км. Между всеми стратиграфическими единицами, слагающими разрез складок гряды, в той или иной степени наблюдаются угловые несогласия, резко увеличивающиеся к сводам складок. Это указывает на бурный рост складок в плиоценовое время при одновременном неравномерном опускании всего региона. Процесс плиоценового складкообразования имел наибольшую интенсивность во время отложения понтических слоев, низов продуктивной толщи и акчагыльского яруса, мощности которых к сводам антиклиналей сильно сокращаются, нередко доходя до нулевых значений.

Аджичай-Алятский разлом, разделяющий Нижнекуринский и Шамахы-Гобустанский нефтегазоносные районы, сопровождается рядом приразломных поднятий весьма сложного строения. Характерны поперечные нарушения, грязевые вулканы и др. С запада на восток активность Аджичай-Алятского разлома существенно убывает. Наблюдаемая в настоящее время большая амплитуда смещения отложений вдоль разлома обусловлена, в основном, подвижками в постплиоцене.

В Северо-Гобустанском районе и в акватории Каспия к северу от Абшеронского полуострова плиоценово-четвертичный комплекс имеет сокращенную мощность и сосредоточен, главным образом, в синклиналях. Исключением является акватория Северо-Абшеронского прогиба, где мощность комплекса по сейсморазведочным данным превышает 2,5 км. Но его литология и структура в этом районе изучены весьма слабо.

К востоку от Абшеронского полуострова, в границах ***Восточно-Абшеронского акваториального НГР***, рассматриваемый комплекс распространен повсемсстно. Литофациальиая характеристика основного нефтеносного ин-

тервала – нижнего плиоцена – схожа с таковой для Абшеронского НГР. Структурно обособлены три антиклинальные зоны: Хали – Нефт Дашлары, Гюнешли – Кяпаз и Дженуб – Огуз. Восточная антиклинальная зона, объединяющая поднятия Гюнешли, Чираг, Азери и Кяпаз, кулисообразно расположена относительно западной зоны, состоящей из поднятий Хали, Чилов адасы, Ази Асланов, Палчыг пилпиляси, Нефт Дашлары. Южнее обеих зон располагается зона, включающая поднятия Джануб, Джануб-2, Огуз, Джаббар Гарягды.

В отличие от Абшеронского НГР, структуры Восточно-Абшеронского района простираются строго субширотно и более глубоко погружены, особенно на востоке и юге.

В ***НГР Бакинского архипелага***, расположенном южнее и юго-западнее Абшеронского полуострова, на структурных картах и схемах, составленных по подошве акчагыльского яруса, наиболее четко вырисовывается геологическое строение синклиналей и крыльевых частей антиклиналей. Присводовые и сводовые участки поднятий, размытые и осложненные тектоническими разрывами, пока еще недостаточно изучены. В частности, детальное геологическое строение сводовых участков складок, расположенных в прибрежной мелководной полосе от мыса Алят до мыса Сангачал (поднятия Дашлы, Сабаил, Бяндован-дениз, Чигиль-дениз) изучено весьма слабо. Сейсморазведкой и последующими буровыми работами уточнено строение ряда известных в этом районе поднятий, а также выявлены новые поднятия Азизбеков, Аташгях-дениз, Кюрдашы, Мугань-дениз и др. Геолого-геофизическими работами выявлено и в определенной степени изучено 50 поднятий, в большинстве случаев выраженных в рельефе морского дна в виде банок, осложненных грязевыми вулканами (Сангачал-дениз, Дуванный-дениз, Хамамдаг-дениз, Дашлы, Янан-тава и др.) или конусов грязевых вулканов, образующих банки и острова (Хара-Зиря, Умид, Ширван-дениз, Мугань-дениз и др.). Располагаясь линейно в направлении с северо-запада на юго-восток, эти поднятия объединены в антиклинальные зоны Сангачалы-дениз – Дуванны-дениз – Хара-Зиря, Алят-дениз – Умид – Мешал, Пирсаат – Хамамдаг-дениз – Гарасу – Санги - Мугань – Ульфат - Аран-дениз – Дашлы - Сабаил – Нахчыван, Ширван-дениз – М.Алекберли, Бяндован-дениз - Мугань-дениз – Интигам, Гисас гюни – Иннам – Ниязи, Нефтчала-дениз – Надир Шах, Гызылагач-дениз – Араз-дениз.

Антиклинальная зона Сангачалы-дениз – Дуванны-дениз – Хара-Зиря расположена на юго-восточном погружении тектонической зоны Утальги – Кяниздаг и включает три самостоятельных поднятия, отделенные друг от друга неглубокими седловинами. Складки асимметричны, с крутыми северо-восточными и сравнительно пологими юго-западными крыльями. В присводовых частях прослеживастся продольное нарушение надвигового характера.

Северо-восточные крылья разбиты поперечными нарушениями на отдельные тектонические блоки. К юго-востоку от поднятия Хара-Зиря сейсморазведкой выявлена и изучена крупная погребенная, асимметрично построенная брахиантиклиналь Булла-дениз северо-запад-юго-восточного простирания. В рельефе морского дна это поднятие не отображено. По материалам сейсморазведочных работ на далекой юго-восточной периклинали указанного поднятия обнаружено новое осложнение в виде очередной ундуляции, оконтуренной изогипсой -5800 м по кровле УП горизонта продуктивной толщи.

К юго-западу от вышеописанного антиклинального пояса расположено куполовидное поднятие Алят-дениз, в ядре которого обнажается продуктивная толща. Далее к юго-востоку располагается поднятие Умид, юго-восточная периклиналь которого более протяженная по сравнению с северо-западной периклиналью и по мере погружения меняет свое простирание с северо-запад-юго-восточного на субширотное; эта зона заканчивается поднятием Мешал.

Наиболее протяженной тектонической зоной Бакинского архипелага является Хамамдаг-дениз – Нахчыван. Располагаясь на продолжении Алятской гряды, эта зона протягивается на юго-восток, образуя несколько ундуляций, отделенных друг от друга сложно построенными седловинами. Здесь сейсморазведкой и бурением изучены локальные поднятия Хамамдаг-дениз, Ульфат, Гарасу, Санги-Мугань, Аран-дениз, Дашлы, Сабаил, Нахчыван. Последние три поднятия выявлены и изучены, в основном, сейсморазведкой. С северо-востока и юго-запада эти поднятия ограничены синклиналями, заполненными мощным комплексом четвертичных образований. Описываемые поднятия по нижнеплиоценовым отложениям представлены брахиантиклиналями северо-запад-юго-восточного простирания, осложненными дизъюнктивными нарушениями, среди которых основную роль играют продольные, прослеживаемые вдоль всей антиклинальной зоны. В верхнем плиоцене и верхней части нижнего плиоцена эти нарушения выражены серией малоамплитудных разрывов, которые образуют ступенчатые сбросы и с глубиной, возможно, сливаются в единый разрыв. Помимо продольных разрывов, складки осложнены рядом поперечных нарушений, наиболее крупные из которых фиксируются в крыльевых и периклинальных частях поднятий.

Южнее, несколько кулисообразно к вышеописанной зоне, расположена антиклинальная зона Ширван-дениз – М.Алекберли, выявленная и изученная сейсморазведочными работами. Зона ориентирована с северо-северо-запада на юго-юго-восток и состоит из двух названных поднятий. К северо-востоку расположено поднятие М.Расулзаде – вытянутая асимметричная брахиантиклиналь с более крутым юго-западным крылом. Поднятие М.Азизбеков представлено узкой северной периклиналью; в южной части складка раздваивается, образуя две ветви. Восточная ветвь вытянута в северном направлении поч-

ти на 30 км и через седловину сочленяется со складкой М.Азизбеков, образуя с ней единую антиклинальную зону. Другая ветвь вытянута в направлении структуры Ширван-дениз, представляющей брахиантиклиналь с широкой зоной тектонических нарушений вдоль сводовой части.

В этом районе находят продолжение антиклинальные зоны Нижнекуринского прогиба. Сейсморазведочными работами установлено 4 антиклинальных зоны с большим количеством самостоятельных локальных поднятий: Бяндован-дениз, Чигиль-дениз, Янан-тава, Аташгях, Мугань-дениз, группа поднятий Иннам, Интигам, Нефтчала-дениз, Кюрдашы, Гызылагач-дениз и др. Антиклинальные зоны отделяются друг от друга синклиналями, широкими на севере и узкими на юге. Каждая антиклинальная зона в пределах изобаты 50 м состоит из 3-6 поднятий, иногда кулисообразно расположенных относительно друг друга. Седловины между ними не всегда вырисовываются четко.

Характерной особенностью складчатой зоны Бакинского архипелага является изменение простирания складок от субширотного, свойственного Нижнекуринскому прогибу и Юго-восточному Гобустану, на субмеридиональное (Зафар, Нахчыван, Азадлыг и др.). Почти все антиклинальные зоны и отдельные поднятия осложнены крупными продольными и поперечными разрывами. Складки характеризуются брахиантиклинальным или, реже, куполовидным строением. Они часто асимметричны как в поперечном сечении, так и в продольном. Углы падения на крыльях складок достигают 35-40°, а иногда 45-55°. С удалением от сводов к крыльям и с глубиной слои резко выполаживаются. Это особенно характерно для антиклинальных складок, расположенных ближе к берегу и размытых в сводах до верхов продуктивной толщи (Сангачалы-дениз, Дуванный-дениз, Алят-дениз, Хамамдаг-дениз и др.). Отмечается удлиненность и приподнятость отдельных брахиантиклинальных складок по сравнению со складками продолжения этих антиклинальных зон на суше прии общем их погружении в юго-восточном направлении. По морфологическим параметрам эти складки являются «гибридными», то есть они совмещают черты конседиментационных складок и складок нагнетания диапирового типа.

В восточной и юго-восточной частях Бакинского архипелага сейсморазведкой выявлен, помимо описанных поднятий, целый ряд самостоятельных поднятий, остающихся пока слабо изученными. К ним относятся поднятия А.Джавад, Низами, Дж.Джаббарлы, Санылы, Азадлыг, Насими и А.Сабир.

Юго-восточно-Абшеронский акваториальный НГР структурно выражен одноименным прогибом - наиболее погруженной частью Южно-Каспийской (Южно-Хазарской) впадины. Прогиб имеет субширотную ориентировку и протягивается вдоль южного ограничения Абшероно-Прибалханской зоны поднятий. Восточной грапницей прогиба является крупный по-

гребенный выступ фундамента, известный как массив Година. Восточнее этого выступа, в Туркменском секторе Каспия и на восточном побережье, выделяется столь же глубокий ***Кызылкумский прогиб.***

Выявленные сейсморазведкой в Юго-восточно-Абшеронском прогибе структурно взаимосвязаны с тектоническими зонами Абшеронского полуострова. Это Бахар, Шах-дениз, Абшерон. По сравнению с Абшеронским полуостровом в Юго-восточно-Абшеронском прогибе резко возрастают глубины залегания коррелирующихся регионально продуктивных горизонтов. Так, на морском продолжении Центрально-Абшеронской тектонической зоны подошва продуктивной толщи погружается от складки Фатмаи на севере до структуры Бахар (на расстоянии 75 км) более чем на 5 км.

К югу от НГР Бакинского архипелага, в Ленкорань-Рештском перспективном акватоириальном НГР, выявленные структуры имеют, в основном, северо-запад – юго-восточное и частично субмеридиональное простирание. В Ататюркском районе сейсморазведкой выявлены поднятия Ататюрк, Шарг, Алов, Араз, Гюлюстан, группирующиеся в антиклинальную зону. Кроме того, в северо-западной части района выявлены складки Дж. Мамедкулизаде, Авеста, И.Гусейнов, Али Назим, Гара Гараев, Гантемир; в юго-восточной части – складки Б.Чобанзаде, Алескер Алекберов, Шимали Мехсети. Другие выделенные в акватории районы – Низаминский и Чалуский – изучены недостаточно.

В Туркменском секторе наиболее высокой степенью изученности характеризуется Абшероно-Прибалханская тектоническая зона, в континентальной части которой расположены крупные месторождения Небит-даг, Барса-Гельмес, Котуртепе, а на морском продолжении получены промышленные притоки нефти еще на четырех локальных поднятиях. Красноцветная толща плиоцена здесь смята в сложные протяженные брахиантиклинали широтной ориентировки, разбитые продольными и поперечными нарушениями.

4.6.2. Палеогеографическая обстановка и скорость седиментации

Особенности палеогеографической обстановки плиоценово-четвертичного времени определяются геодинамическими событиями: резким погружением центральной части Южного Каспия и дифференцированными нисходящими движениями крупных блоков на обрамлении котловины.

В Северном Каспии и смежной части Среднего Каспия палеогеографическая обстановка плиоцена была в основном континентальной – приблизительно до условной линии о. Чечень-Казахский залив. Осадконакопление происходило в руслах и поймах палеорек, где накопленные толщи достигали мощности 500-800 м. На водоразделах, к которым относилась, в частности, субширотно ориентированная периферическая часть Мангышлакского оро-

гена, плиоценовые отложения практически отсутствуют. Площадь доабшеронского водораздела, связанная с этим орогеном, внедрялась на запад по меньшей мере до меридиана 49° в.д., на что указывает отсутствие акчагыльских отложений в разрезе месторождения им. Ю.Корчагина. В то же время, на Новогеоргиевской и Полдневской площадях, в нынешней дельте р.Волга, по материалам бурения, акчагыльские мергелеподобные или опесчаненные глины достигают мощности 260-280 м, а на Промысловской площади, расположенной в 40 км южнее, сейсморазведкой выявлен субширотно ориентированный эрозионный врез, выраженный в отложениях плиоцена. На площади Каракульско-Смушковских дислокаций мощность и фациальный облик акчагыльских отложений идентичны разрезам Полдневского вала.

К югу от водораздела, в акватории, палеогеографическая ситуация отображает широкую пойму с прямолинейным эрозионным врезом СЗ-ЮВ ориентировки протяженностью более 120 км. Севернее о. Тюлений трасса вреза проецируется по оси Кизлярского залива и Восточно-Манычского прогиба. Северо-восточный борт палеодолины осложнен «притоками», впадающими в палеореку со стороны Мангышлакского водораздела. Между островами Тюлений и Чечень сокращением толщин плиоцена-антропогена до 900-1200 м обозначается палеоподнятие (Тюленевский вал?), морфологически отвечающее надпойменной террасе и осложненное эрозионными останцами. Отметим несовпадение выступов подошвы плиоцена ни с одним из локальных поднятий по горизонтам мезозоя. Южнее 44-й параллели врез палеорусла приобретает почти меридиональную ориентировку и, расширяясь, «впадает» в Северо-Абшеронский бассейн (морской залив). При этом пойма охватывает всю ширину современного Каспия.

Южнее Абшероно-Балханского порога располагался доакчагыльский морской бассейн, глубоководный в центральной котловине. С котловиной Южного Каспия сопряжена эрозионная сеть глубоких (до 1,0-1,5 км) палеорусел (палео-Кура, палео-Аму-Дарья и др.), захороненная верхнеплиоценовыми отложениями.

Акчагыльские отложения Среднего Каспия имеют клиноформное строение на периферии Терско-Каспийского прогиба и депрессионные фации в центральной части. Северо-Абшеронский прогиб характеризуется более глубоководными фациями верхнего плиоцена.

Четвертичные дохвалынские отложения имеют глубоководный облик в Дербентской котловине Среднего Каспия, где представлены песчано-глинистыми образованиями – турбидитами. На бортах котловины турбидиты прислонены к поверхности подстилающего субстрата. Глубоководный бассейн Дербентской котловины переходит на юге в Северо-Абшеронский бассейн с дальнейшим наращиванием палеоглубин.

В акчагыльскую трансгрессию море распространилось далеко за пре-

делы Южно-Каспийской котловины, затопив всю эрозионную депрессию между Ергенинской возвышенностью и Урало-Эмбинским денудационным плато, и внедрилось на север, в междуречье Волги и Урала, огибая вдававшийся далеко на запад полуостров Западного Мангышлака. Уровень акчагыльского моря достигал отметок +100 м, его высота контролировалась отметками Манычской седловины, через которую осуществлялся сток вод на запад, в Черное море. Осадконакопление в конце акчагыльского времени концентрировалось в периферийных частях Каспийского бассейна в форме обширных подводных конусов выноса, которые наращивали шельфовую зону и сокращали размеры глубоководной котловины. Глубины дна акчагыльского бассейна могли достигать 1,5 км и более.

В абшеронское время уровень Каспийского моря, по-видимому, существенно не менялся. Отмечаемое в разрезах бортовых зон смещение прибрежно-морских серий абшеронских отложений относительно акчагыльских к центру бассейна происходило, скорее, не в результате падения уровня моря, а вследствие проградации берега из-за интенсивного осадконакопления.

История и палеогеография послеабшеронского времени, охватывающего около 0,65 млн. лет, исследованы детальнее предшествующих событий.

Крупное падение уровня моря, до отметок -150...-200 м, произошло в тюркянское время, сократив размеры бассейна до площади глубоководной котловины Южного и частично Среднего Каспия. В это время оформились эрозионные врезы в низовьях Волги, выполненные венедским аллювием.

Бакинская трансгрессия частично восстановила акчагыл-абшеронские размеры водоема. Глубины бассейна в Северном Каспии не превышали 50 м. Впервые получила четкие морфологические очертания шельфовая впадина Среднего Каспия с глубинами более 300 м.

Этап границы бакинско-хазарского времени характеризовался неоднократными трансгрессивно-регрессивными фазами и глубокими климатическими изменениями. Хазарская трансгрессия проходила под знаком небольшого повышения уровня моря. С регрессиями хазарского моря в низовьях Волги связано накопление нижне - и верхнекривичского аллювия. Хазарский этап сменился ательской регрессией, с которой связано формирование мощных конусов выноса на севере Средне-Каспийской впадины.

В раннехвалынское время акватория Каспия вновь сильно расширяется. При этом контуры его основных морфоструктур – Южно-Каспийской глубоководной котловины и Средне-Каспийской шельфовой впадины – мало отличались от современных. По их периферии на обширных мелководных участках глубины моря не превышали 50 м.

Раннехвалынская трансгрессия сменилась мангышлакским регрессивным этапом. В это время произошло резкое понижение уровня моря до отметок -50...-100 м и сокращение водной поверхности. Береговая линия ог-

раничивалась на севере Лаганско-Мангышлакским порогом.

С новокаспийского времени, 7-8 тыс. лет назад, морской бассейн Каспия установился практически в современных границах с небольшим, до 10 м, колебанием уровня воды, без крупномасштабных трансгрессий и регрессий. В настоящее время уровень находится на отметке около -27 м. Современный шельф Северного Каспия является продолжением равнин Прикаспийской впадины и характеризуется таким же пологим наклоном и слабой расчлененностью. Мелководный шельф со средними глубинами 4-6 м и максимальными – до 10 м отделен от погруженного шельфа Среднего Каспия (глубина до 200 м) Лаганским (в Казахстане – Мангистауским) порогом, представленным в рельефе группой отмелей и аккумулятивных островов на продолжении полуостровов Тюб-Караган и Бузачи. Значительную часть площади Северного Каспия занимают авандельты Волги, Урала и Эмбы, выдвигающиеся в глубь шельфа соответственно на 70-80 км, 25-30 км и 7-10 км.

Шельф Среднего Каспия формировался в условиях более активных тектонических движений, что сказалось на уклонах, на порядок превышающих уклоны в Северном Каспии.

Максимальные скорости плиоценово-четвертичного осадконакопления установлены в центральной части Южно-Каспийской впадины, где достигают 1,75 м/тыс. лет. В полосе Абшероно-Балханского порога скорости уменьшаются до 1,0 м/1000 лет, в Северо-Абшеронском прогибе варьируют от 1,0 м/тыс.лет до 0,25 м/тыс.лет, в Терско-Каспийском прогибе – около 0,25 м/тыс.лет, на остальной площади 0,25-0,1 м/тыс.лет (западная часть шельфа Северного и Среднего Каспия) и менее 0,1 м/тыс.лет (восточная часть шельфа Северного и Среднего Каспия) (Гулиев, Левин, Федоров, 2003).

4.6.3. Породы-источники, резервуары и покрышки

Плиоценово-четвертичный комплекс осадков Каспийского региона в силу своего полифациального характера представлен различными соотношениями резервуаров и покрышек.

Основными резервуарами комплекса являются пачки, пласты и линзы песчаников и алевропесчаников, продуктивные в диапазоне от подошвы среднего плиоцена до раннечетвертичных образований. Лучшие коллекторы представлены русловыми и турбидитовыми фациями. Первые распространены, главным образом, в Северном и Среднем Каспии, а также в пойменно-русловых и дельтовых системах Южного Каспия (палео-Кура) и Закаспия (палео-Аму-Дарья). Турбидиты установлены в периферических частях Южно-Каспийской впадины, отличавшихся сверхвысокими скоростями осадконакопления. В результате породы-коллекторы плиоцена-антропогена присутствуют в широком диапазоне достигнутых глубин от 800 м до 6650 м и

прогнозируются в невскрытой части комплекса до глубин не менее 8000 м.

Наиболее насыщена коллекторами балаханская свита продуктивной толщи. Аналоги среднеплиоценовых отложений в Терско-Каспийском прогибе значительно беднее породами-коллекторами. Благоприятные условия для формирования турбидитов, вероятно, существовали на бортах глубоководной Дербентской котловины. Пески и песчаники дельтовых фаций прогнозируются в северо-западной бортовой части Северо-Абшеронского прогиба, куда «впадает» мощная Волго-Манычская речная система. В Северном Каспии плиоценово-четвертичные коллекторы представлены песчаными линзами; их газоносность доказана на примере Кирикилинской площади в юго-восточной части Астраханского свода, где получен фонтанный приток УВ газа с глубины 438-444 м свободным дебитом 74,8 тыс. м3/сут.

Покрышками для пластовых и линзообразных УВ залежей комплекса являются глины, доминирующие в разрезе плиоцена и комплекса в целом.

Органическое вещество продуктивной толщи среднего плиоцена Южно-Каспийской впадины представлено керогеном П\Ш типов и образовано переотложенной растительной органикой. Его концентрация низкая и средняя (0,02-2,71 %) (Фейзуллаев и др., 2001). Генерационные возможности собственного ОВ пород продуктивной толщи в данном НГБ по представлениям многих исследователей, уступают потенциалу подстилающего олигоценово-миоценового комплекса, который рассматривается в качестве основного продуцента УВ, аккумулированных резервуарами плиоцена.

Геохимические особенности ОВ подробно рассматрены в гл. 3.4.1.

4.6.4. Термобарический режим

Термобарический режим плиоценово-четвертичного комплекса по данным замеров в скважинах существенно различен для Северного, Среднего и Южного Каспия.

В Северном Каспии при глубине подошвы комплекса менее 500 м температуры на уровне подошвы плиоцена составляют 25-40°С; на участках увеличенных толщин (500-800 м) температуры возрастают до 45-50°С.

В Среднем Каспии при глубинах подошвы плиоцена 500-1500 м прогрев отложений до 75-80°С отмечается в акватории Предгорного и Равнинного Дагестана и на морском продолжении кряжа Карпинского. В Самурско-Песчаномысской зоне поднятий этот диапазон глубин характеризуется несколько меньшими температурами, не превышающими 60°С. В Терско-Каспийском прогибе, где подошва комплекса погружена до 1500-2000 м, температуры достигают 95-100°С. Наибольшим прогревом характеризуется плиоцен Северо-Абшеронского прогиба: на площади Кайнарджа при глубинах подошвы комплекса около 5000 м температуры достигают 140-160°С.

Тепловое поле Южно-Каспийской впадины по материалам глубокого бурения весьма дифференцировано. На структурах Абшерона и Абшеронского архипелага глубины 4700-5000 м прогреты лишь до 105-110°С, на площадях Бакинского архипелага (Шах-дениз, Булла-дениз, Гарасу) глубины 5650-6500 м характеризуются диапазоном температур 106-122°С. В юго-восточной части впадины (Банка Губкина, Банка Баринова и др.) на глубинах 3500-4400 м определены температуры 75-95°С. И только на одной из структур юго-западной части впадины на глубине 5570 м зафиксирован аномальный прогрев до 151°С (Мухтаров, 2004).

Плотности тепловых потоков, определенные скважинным методом, в пределах Бакинского архипелага и Абшероно-Балханского порога относительно низкие (20-40 мВт/м²); морские зондирования дают величины 30-50 мВт/м² и более. Тепловые аномалии, намного превышающие фоновые значения, выявлены в юго-западной части впадины (480 мВт/м²). В Северо-Абшеронском прогибе на трех станциях отмечены аномалии до 134-210 мВт/м². При этом средний тепловой поток в Среднем Каспии составляет 50 мВт/м² и меняется незначительно: в Терско-Каспийском прогибе 35-50 мВт/м², в Восточно-Манычском прогибе 55-60 мВт/м², в Центрально-Мангистауской рифтовой зоне 58 мВт/м². Среди причин образования тепловых аномалий на Каспии рассматриваются подводная разгрузка высокотермальных водоносных горизонтов, неотектоническая активизация в зонах дизъюнктивов, грязевый вулканизм и др.

Пластовые давления в плиоценово-четвертичных отложениях Северо-Каспийского НГБ равны гидростатическим или отличаются от них незначительно; в газовой залежи Кирикилинской площади на глубине 438-444 м Р пл составило 4,42 мПа (Бегун, Бобух и др., 1966). В Южно-Каспийском НГБ широко распространены АВПД; на месторождении Булла-дениз пластовое давление на глубине 5700 м достигло 89,5 мПа и превысило гидростатическое давление в 1,55 раза.

Представительный фактический материал по манометрическим замерам начальных пластовых давлений в коллекторах и определения поровых давлений в глинах позволили выявить закономерности распределения АВПД в разрезе северо-западного борта Южно-Каспийской впадины. Средние значения градиентов начальных пластовых давлений в коллекторах и поровых давлений в глинах в изученномом интервале глубин следующие (в мПа/м): для Абшеронского архипелага – 0,0107 и 0,126; для акватории южного Абшерона – 0,0117 и 0,0145; для Бакинского архипелага и Нижнекуринской впадины – 0,0126 и 0,0181. Наибольшее различие между начальными пластовыми давлениями в коллекторах и поровыми давлениями в глинах наблюдается в Бакинском архипелаге, где возрастает мощность глинистых толщ. В основном, интенсивность АВПД растет с увеличением относительного содержания глинистых пород как по разрезу в целом, так и по пластам-

коллекторам. Наибольшие значения порового давления типичны для глинистых толщ Бакинского архипелага и Нижнекуринской впадины, сохранивших очень высокую пористость и структуру порового пространства.

4.6.5. Модели углеводородообразования

Плиоценово-четвертичная УВ система – самая молодая на нашей планете. Это обстоятельство придает особое значение моделированию процесса углеводородообразования в осадочных породах, сформировавшихся в геологическое «вчера». Исследования Южно-Каспийского НГБ с его уникальной скоростью плиоценово-четвертичного осадконакопления показывают, что процесс углеводородообразования продолжается на наших глазах. Таким образом, Южно-Каспийский НГБ представляет природную лабораторию крупномасштабной генерации, эмиграции, аккумуляции и консервации УВ планетарного значения.

Плиоценово-четвертичные отложения Южно-Каспийского НГБ содержат УВ залежи в интервале глубин от первых сотен метров до 6,5 км и более. В северной и западной частях бассейна, включая акваторию, распространены почти исключительно нефтяные залежи, в то время как южнее Абшероно-Балханского порога, в НГР Бакинского архипелага, основные ресурсы УВ сосредоточены в газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежах. Изучение распределения УВ в разрезе плиоцена по их фазовому состоянию свидетельствует о доминирующей нефтеносности малых глубин и отчетливом сдвиге к газообразным УВ по мере нарастания глубин. Отметим для сравнения, что в плиоцене Северо-Каспийского НГБ на свойственных этому комплексу небольших глубинах установлен только газ, практически нацело состоящий из метана.

Термодинамические условия плиоценово-четвертичных отложений Южно-Каспийского НГБ дают основания для утверждения, что на значительной части его площади породы плиоцена и сингенетичное РОВ находятся в зоне ГФН и начала ГФГ. Несомненно, участие сингенетичного РОВ плиоцена в генерации как жидких, так и газообразных УВ. Вместе с тем, по все более укрепляющемуся мнению исследователей этой проблемы (Гулиев, 2004; Кулиев, 2002; Фейзуллаев, 2002) основная нефтегазогенерирующая толща данного НГБ, определяющая ресурсы плиоцена – это подстилающие олигоценово-миоценовые образования. Поскольку геохимическая информация по олигоцену-миоцену Южного Каспия относится, главным образом, к периферии НГБ, где комплекс залегает на небольших глубинах и даже представлен в обнажениях, утверждение о его роли в генерации УВ для плиоценовой продуктивной толщи всего НГБ в значительной степени остается логическим постулатом. Вместе с тем, исследования распределения градиен-

тов давлений и температур на месторождениях в различных частях НГБ (Фейзуллаев, Садых-заде, Гасанов, 2004) убедительно доказывают наличие в пределах этих месторождений (Бинагады, Гюнешли) гидродинамической связи продуктивных горизонтов (КС, СП) с подстилающим генератором УВ. Связь осуществляется по субвертикальным зонам разуплотнения и выражается термобарическими, гидро- и геохимическими аномалиями. Широкое распространение особого класса геологических структур – субвертикальных геологических тел (СГТ) различного ранга в Южно-Каспийском НГБ (Гулиев, 2004) определенно благоприятствовало вертикальным перетокам УВ и, несомненно связано с флюидодинамикой бассейна генетически.

Высокая тектоническая активность в пределах Южно-Каспийской впадины и ее обрамления на современном этапе в условиях давления со стороны Аравийской платформы проявляется значительной сейсмичностью и грязевым вулканизмом и приводит к формированию новых, усилению или ослаблению существовавших ранее каналов миграции УВ. При этом некоторые разрывы становятся экранами для новых залежей УВ.

При подобном механизме формирования залежей УВ в плиоценово-четвертичном комплексе благоприятные перспективы открытия новых зон нефтегазонакопления существуют на всей площади залегания подстилающего олигоцена-миоцена в условиях ГФН или ГФГ, особенно в Северо-Абшеронском и Терско-Каспийском прогибах.

4.6.6. Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов

В работе И.С.Гулиева, Л.Э.Левина и Д.Л.Федорова (2003) на основе изучения региональной структуры, палеогеографической обстановки, скорости седиментации, термического режима и катагенеза ОВ дана оценка начальных потенциальных ресурсов УВ Южно-Каспийской глубоководной котловины и остальной территории Каспийского региона. Потенциальные геологические ресурсы УВ плиоценово-четвертичных отложений на площади 239,6 тыс.км² составляют по этой оценке 33,42 млрд.т.н.э., в том числе извлекаемые ресурсы 8,2-11,0 млрд.т.н.э.

Плотность геологических ресурсов варьирует от 720 тыс.т.н.э./км² в блоках «Золотого пояса Каспия» (Абшероно-Балханская зона) до 5-10 тыс.т. н.э./км² в палеодолине р. Волги. Вне Южно-Каспийского НГБ повышенными удельными плотностями потенциальных ресурсов УВ (50-75 тыс.т. н.э./км²) характеризуется Северо-Абшеронская НГО (**рис. 4.6.24**).

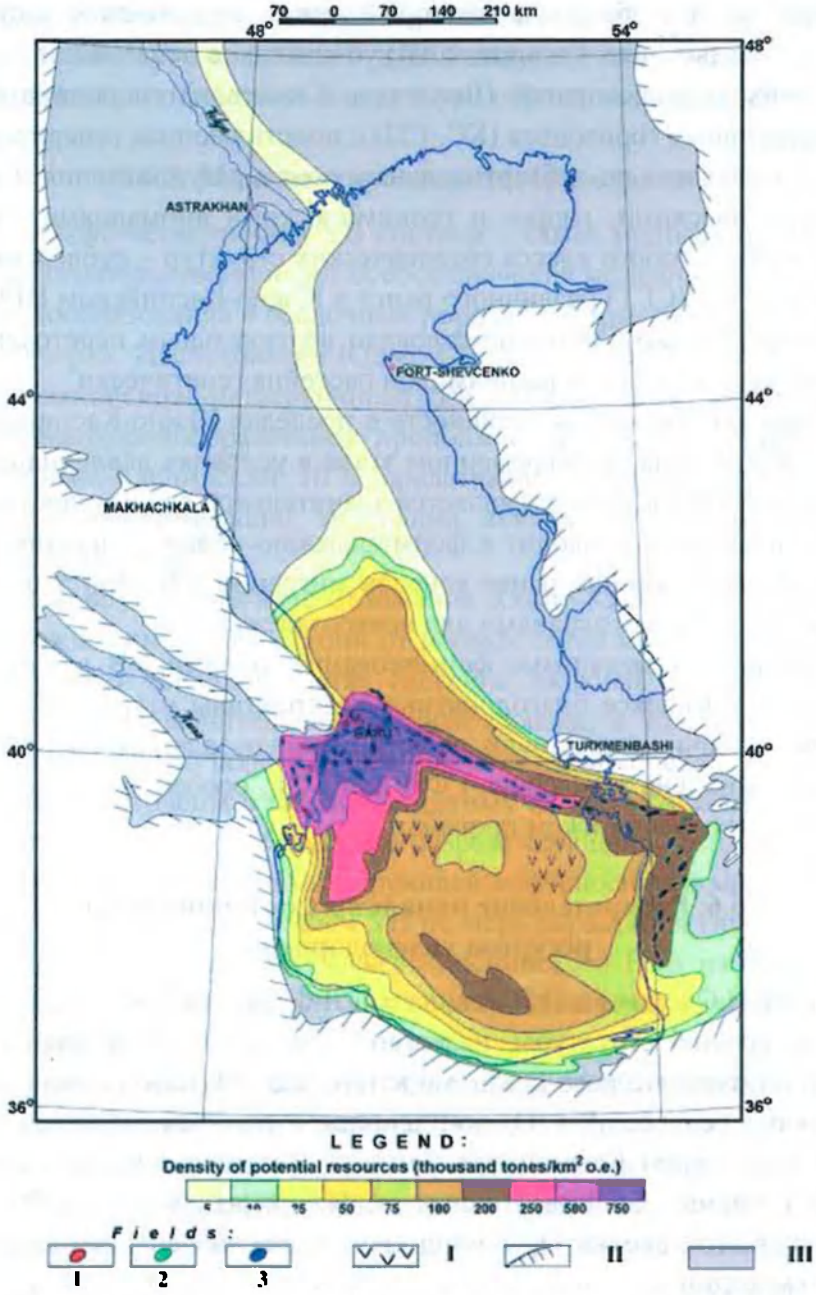


Рис. 4.6.24. Карта распределения потенциальных ресурсов углеводородов в плиоцен-четвертичных отложениях (по И.С.Гулиеву, Л.Э.Левину и Д.Л.Федорову, 2003).

Месторождения: 1-нефтяные; 2-газовые; 3 – нефтегазовые и газоконденсатные.

I – области интенсивной генерации газогидратов (предполагаемые).

II – контуры распространения плиоценово-четвертичных отложений.

III – области малой мощности отложений, не перспективные для поиска углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной монографии авторы взяли на себя сложную, но очень интересную задачу: проанализировать если не с абсолютно единых, то близких представлений, огромный объем накопленной геологической, геофизической, геохимической информации по обширному Каспийскому Региону, лежащему на стыке двух континентов – Европы и Азии. В эпицентре региона – Каспийском море – тесно соприкоснулись контуры разновозрастных и отсюда разнопостроенных нефтегазоносных бассейнов: Прикаспийского на севере, Южно-Каспийского на юге и соединившего их Предкавказско-Туранского. Интересно отметить, что именно к зонам соприкосновения со своим геологическим «соседом» все три бассейна «отрядили» своих самых выдающихся представителей в виде месторождений-гигантов: Прикаспийский – Астраханское газоконденсатное, Тенгиз и Кашаган нефтяные; Предкавказский – месторождение им. В.Филановского; Южно-Каспийский – Азери-Чираг-Гюнешли и Шахдениз.

Типы этих месторождений, возраст вмещающих пород, геохимия флюидов отличаются исключительным своеобразием, вытекающим из особенностей формирования всех трех вмещающих их НГБ.

Прикаспийский – древний (палеозойский) солеродный бассейн с биогермным типом основных подсолевых ловушек по своим бортовым зонам; Южно-Каспийский – самый глубокий и самый юный бассейн в мире с четко выраженной вертикальной составляющей основных параметров, влияющих на формирование залежей, опять-таки преимущественно в близбортовых зонах; разделяющий их Предкавказско-Туранский – скорее не бассейн, а нефтегазоносная провинция субширотного простирания, связанная с мезокайнозойскими терригенными коллекторами и структурными антиклинальными ловушками, имеющими широкое латеральное распространение.

Активизация поисков углеводородного сырья на рубеже XX-XX1 столетий привела к открытиям принципиально нового масштаба в акватории Северного, Среднего и Южного Каспия. Важным новейшим достижением стало, в частности, открытие в 2005-2006 г.г. НК «ЛУКОЙЛ» в российском секторе акватории крупного нефтяного месторождения им. В.Филановского, относящегося к выявленной несколько лет назад Ракушечно-Широтной зоне нефтегазонакопления Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна. Выдающимся достижением работ в Южном Каспии можно считать освоение и почти двойной прирост запасов на месторождении Азери-Чираг-Гюнешли и открытие и ввод в разработку гигантского газоконденсатного месторождения Шахдениз с запасами более 1 трл. куб метров газа. Эти открытия, совпавшие по времени с работой над данной монографией, существенно повышают общий

углеводородный потенциал Каспийского региона и увеличивают долю жидких УВ в общем балансе УВ Каспия при уникальных эксплуатационных характеристиках продуктивных горизонтов.

Вместе с тем, процесс поиска новых месторождений УВ в Каспийском регионе отличался в этот период и относительными неудачами на ряде крупных объектов, рассматривавшихся среди первоочередных направлений нефтегазопоискового бурения. Первые скважины не дали ожидавшихся положительных результатов на объектах Курмангазы (Северный Каспий), Ялама-Самур (Средний Каспий), Инам, Апшерон, Янан-Тава, Талыш-Дениз и др. (Южный Каспий). Причины неудач в силу сложившихся корпоративных интересов в настоящее время не стали достоянием сколько-нибудь широкого круга специалистов геологов-нефтяников. По-видимому, они достаточно разноплановы и индивидуальны. Ясно, что успешность дальнейших работ в большой мере зависит от степени понимания этих причин специалистами, определяющими политику в данном вопросе. Новые данные нуждаются в глубоком анализе и научном обобщении, что может привести не только к установлению конкретных причин неудач, но и к корректировке сложившихся представлений о механизмах формирования залежей УВ в различных бассейнах и зонах нефтегазонакопления.

Несмотря на значительный прогресс знаний этой проблемы, достигнутый в последние годы, нужно признать, что сегодня остаются дискуссионными многие важные вопросы геологии и нефтегазоносности Каспийского региона. Среди них особое место занимают вопросы тектонического и нефтегазогеологического районирования акватории, закономерностей распространения коллекторов и изолирующих покрышек, нефтегазоматеринских толщ различных литолого-стратиграфических комплексов и др. В тектоническом районировании Северного и Среднего Каспия относительно слабым местом остается положение в акватории покровно-надвиговых Каракульско-Смушковских дислокаций. Решение этой трудной для сейсморазведки проблемы важно, в частности, для района расположения объекта Курмангазы. Объект Ялама-Самур, расположенный на юго-западной окраине крупнейшей в Среднем Каспии Самурско-Песчаномысской зоны поднятий, нужно исследовать в плане его геодинамических взаимоотношений с находящимся по соседству мегантиклинорием Большого Кавказа, воздействие которого, вероятно, определяло сложную геологическую историю Ялама-Самура; о ряде аспектов этой истории говорится в соответствующих разделах монографии. Отметим также, что Северо-Абшеронский прогиб и одноименная нефтегазоносная область при нынешнем уровне знаний относятся разными специалистами к Скифско-Туранской плите и Южно-Каспийской мегавпадине, Среднекаспийскому и Южно-Каспийскому нефтегазоносным бассейнам, Северо-Кавказско-Мангышлакской и Южно-Каспийской нефтегазоносным провин-

циям. Это становится возможным из-за серьезного отставания геофизической и буровой изученности данной части акватории. Очевидно, что в ближайший период под воздействием первых негативных результатов сохранится скудость скважинных данных о составе осадочных формаций, степени их катагенетической измененности, коллекторах и покрышках, и это осложнит оценку реальных перспектив нефтегазоносности проблемных районов. Между тем, негативные результаты работ в известной степени могли быть обусловлены неоптимальным местоположением единственной скважины, в том числе из-за неоправданно завышенных ожиданий.

В монографии отдано значительное место новой информации об изотопно-геохимических соотношениях в органическом веществе пород, нефтях и газах Каспийского региона с целью выявления генетических взаимосвязей. Наиболее часто углеводороды оказываются эпигенетичными относительно органического вещества вмещающих пород. Такие выводы обосновываются для УВ систем триасовых отложений Восточного Предкавказья, меловых отложений Дагестана, плиоценовой продуктивной толщи Азербайджана и др. Собранная информация указывает на ведущую роль вертикальной миграции УВ в осадочнопородных бассейнах. Представляется очевидной необходимость выравнивания сложившихся различий в глубине изотопных исследований ОВ пород и УВ флюидов всех нефтегазоносных бассейнов и выделенных углеводородных систем для осуществления в дальнейшем широких научных обобщений по проблеме генерации нефти и газа в Каспийском регионе.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Перечень месторождений углеводородов в Каспийском регионе (рис. 1)

А. Северо-Каспийский бассейн

1. Астраханское (C_2b)
2. Разночиновское (N_2)
3. Кирикилинское (N_2)
4. Таловское (J_3)
5. Каракульское
6. Бешкульское (J_2a)
7. Октябрьское (J_2k)
8. Забурунское (K_1nc-a)
9. Гран (J_2, K_1al)
10. Жанаталап (J_2b-bt; K_1br-a)
11. Мартыши (J_2bt; K_1br-a)
12. Вост. Мартыши (K_1br-a)
13. Чалик (K_1)
14. Камышитовое (K_1br-al)
15. Южно-Камышитовое (J_2; K_1al)
16. Байчунас (J_2; K_1br-a; K_2km)
17. Теньтяксор (K_1h, a)
18. Корсак (K_1a-al; K_2t-km)
19. Айранкуль (K_1nc-a)
20. Кызылкала (J_2; K_1a)
21. Косчагыл (T_3; J_2; K_1)
22. Кулсара (T_3; J_2b-k; K_1a-al)
23. Тюлюс (J_2b,k)
24. Зап. Тереньузюк (K_1al; K_2km)
25. Тереньузюк (K_1v,a-al; K_2st-t-km)
26. Пустынное (K_1; K_2c)
27. Каратон (J_2; K_1br, a1; K_2km; Pg_2)
28. Прибрежное (K_1al; K_2km)
29. Тажигали (J_2; K_1br, a1; K_2c)
30. Кошкимбет (K_1–K_2)
31. Караарна (K_1a-al; K_2c)
32. Вост. Карасор (K_2)
33. Королевское (C_2b; K_2c)
34. Тенгиз (D_3-C_2b)
35. Морское (K_1a-al)
36. Зап. Прорва (T_3; J_2bt; J_3)
37. Центр. Прорва (T_3; J_2bt; J_3)
38. Актюбе (J_2bt-k)
39. Лебяжье (J)
40. Кашаган (C_1o-s, C_2b)
41. Каламкас (J_2; K_1h-a)
42. Каражанбас (J_2bt; K_1h-br)
43. Большесорское (J; K)
44. Северо-Бузачинское (J_2bt; K_1br-a)
45. Жалгызтюбе (K_1br)
46. Северо-Карынское

Б. Средне-Каспийский бассейн

47. Цубукское (K_1al)
48. Тенгутинское (K_1al, K_2m)
49. Олейниковское (K_1,K_2)
50. Межевое (K_1)
51. Промысловское (K_1al)
52. Двойное (K_1a)
53. Надеждинское (K_1a)
54. Краснокамышанское (K_1a)
55. Северо-Камышанское (K_1a)
56. Екатерининское (K_1a)
57. Комсомольское (J_2; K_1)
58. Светлоярское (J_2; K_1)
59. Нарын-Худукское (K_1a)
60. Восточно-Камышанское (K_1a)
61. Черноземельское (K_1a)
62. Ермолинское (K_1a)
63. Уланхольское (K_1nc-a)
64. Каспийское (J_2; K_1)
65. Южно-Буйнакское (T_2)
66. Степное (J_2; J_3; K_1nc)
67. Иминское
68. Сухокумское (J_2; J_3; K_1nc-a)
69. Восточно-Сухокумское (T; J; K)
70. Дахадаевское (J; K)
71. Равнинное (T; J)
72. Солончаковское (T; J; K)
73. Юбилейное (T_1, J_3; K_1nc)
74. Южно-Таловское (T)
74а. Хвалынское (J, K)
75. Кумухское (T_1)
76. Гудермесское (K_2; N_1)
77. Беной (K_2; Pg_1; Pg_3)
78. Шамхал-Булакское (K_1, K_2; Pg_1)
79. Тернаир (N_1)
80. Махачкалинское (K_2km; N_1)
81. Тарки (K_2)
82. Димитровское (K_2)
83. Ачи-Су (K_2; N_1)
84. Избербаш (N_1)
85. Инчхе-море (N_1)
86. Гаша (K_2km)
87. Селди (K_2km)
88. Каякент (N_1)
89. Берикей (K_1; Pg_3)
90. Дузлак (K_1; Pg_3)
91. Дагестанские огни (K_1, Pg_3)
92. Хошмензил (N_1)
93. Тюбеджикское (K_1nc-al)
94. Жангурши (K_1nc-al)
95. Скалистое (K_1a)
96. Жоласкан (K_1a)
97. Дунга (J_2k; K_1a)
98. Эспелисай (J_2k)
99. Кариманское (J)
100. Карасяз-тоспасское
101. Тарлинское (J_2)
102. Ассар (J_1, J_2a-k)
103. Бурмаша (J_2b)
104. Жетыбай (J_2a-k)
105. Восточный Жетыбай (J_2al-b)

106. Карамандыбас (J_1; J_2a-k)
107. Узень (J_2a-k; K_1nc, al; K_2c)
108. Тенге (J_2a-k)
109. Шалабайское (J_2)
110. Курганбай (J)
111. Каунды (J)
112. Оймаша (T_2)
113. Ракушечное (T_1, J_2b)
114. Северо-Ракушечное (T_1; J_2b)
115. Тамди (K_1nc)
116. Банка Дарвина (N_2^2)

В. Южно-Каспийский бассейн

117. Загли-Зейва (K_1al)
118. Сиазанское (K_1, Pg_3-N_1^1)
119. Советобад (K_1al)
120. Западно-Апшеронское (N_2^2)
121. Банка Апшеронская (N_2^2)
122. Пиралахи (N_2^2)
123. Гюрганы-море (N_2^2)
124. Остров Жилой (N_2^2)
125. Джануб- 1 ((N_2^2)
125а.Джануб-2 (N_2^2)
126. Асланово (N_2^2)
127. Палчыг пильпиля (N_2^2)
128. Нефт дашлары-1 (N_2^2)
128а. Нефт дашлары -2 (N_2^2)
129. Гюнешли (N_2^2)
130. Чираг (N_2^2)
131. Азери (N_2^2)
132. Капаз (N_2^2)
133. Ливаново-центр (N_2^2)
133а. Ливаново-восточное (N_2^2)
134. Баринова (N_2^2)
135. Губкина (N_2^2)
136. Ага-Нейматулла (N_2^2)
137. Лам (N_2^2)
138. Жданово (N_2^{2+3})
139. Причелекен-купол (N_2^2)
140. Челекен-суша (N_2^{2+3})
141. Челекен-Вост. (N_2^{2+3})
142. Котуртепинское (N_2^2)
143. Барсагельмесское (N_2^2)
144. Бурунское (N_2^2)
145. Небит-Даг (N_2^2)
146. Гара-Тепе (N_2^2)
147. Балаханы-Раманы (N_2^2)
148. Сураханы (N_2^2)
149. Бузовны-Маштаги (N_2^2)
150. Кала (N_2^2)
151. Гоусаны (N_2^2)
152. Зыря (N_2^2)
153. Бинагады (N_1; N_2^2)
154. Сулутепе-Аташкя (N_1; N_2^2)
155. Биби-Эйбат (N_2^2)
156. Сарынча-Гюльбахт (N_2^2)
157. Локбатан (N_2^2)
158. Шонгар (N_2^2)
159. Пута-Кергез (N_2^2)
160. Карадаг (N_1; N_2^2)
161. Карадаг -дениз (N_2^2)
162. Умбаки (N_2^2)
163. Миаджик (N_1; Pg_3)
164. Кянизадаг (Дуванный) (N_2^2)
165. Самгачалы-дениз (N_2^2)
166. Дуванный-дениз (N_1; N_2^2)
167. Остров Булла (N_2^2)
168. 8 Марта (N_2^2)
169. Булла-море (N_2^2)
170. Гумадасы-дениз (N_2^2)
171. Бахар (N_2^2)
172. Дашгиль-Деляниз (N_2^2)
173. Аляты-море (N_2^2)
174. Каламадын (N_2^2)
175. Пирсагат (N_2^2)
176. Гарасу (N_2^2)
177. Мишовдаг (N_2^2)
178. Калмас (N_2^{2+3})
179. Худырлы (N_2^{2+3})
180. Азгыбир (N_2^2)
181. Кюрсангя (N_2^{2+3})
182. Кюровдаг (N_2^{2+3})
183. Карабаглы (N_2^{2+3})
184. Бабазанан (N_2^2)
185. Хиллы (N_2^2)
186. Нефтечала (N_2^{2+3})
187. Кум-Даг (N_2^{2+3})
188. Кызыл-Кум (N_2^{2+3})
189. Куйджик (N_2^2)
190. Эрдекли (N_2^2)
191. Гограндаг (N_2^2)
192. Экиз-Ак (N_2^2)
193. Карадашлипское (N_2^2)
194. Камышлджа (N_2^2)
195. Окаремское (N_2^2)
196. Бугдайли (N_2^2)
197. Шахман (N_2^2)
198. Акмани (N_2^2)
199. Чукури (N_2^2)
200. Хангул (N_2^2)
201. Кеймир (N_2^2)
202. Акпатлаух (N_2^2)
203. Адамкуту (N_2^2)
204. Чайнок (N_2^2)
205. Чикишляр (N_2^2)
206. Кавыл (N_2^2)
207. Гасанкули (N_2^2)
208. Аджият (N_2^2)
209. Кукурчан (N_2^2)
210. Чалаюк (N_2^2)
211. Зардоб (N_2^2)
212. Мурадханлы (K_2; Pg_1;N_1)
213. Казанбулаг (Pg_2; Pg_3)
214. Аджидере (Pg_3)
215. Нафталан (Pg_3)
216. Мирбашир (Pg_3)

Абасов, М.Т, Алияров, Р.Ю., Гулиев, И.С. О геологических проблемах развития нефтегазодобычи в Азербайджане./ *Геология нефти и газа, 2004, спец.выпуск.*

Абля Э.А. Предварительная типизация нефтей бассейнов Предкавказья./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн. 1.М.: ГЕОС,2002, с.13-16.*

Агафонова З.Г. Изопреноидные углеводороды и н-алканы – реликтовые углеводороды нефти./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа. М.: ГЕОС, 2004, с.18-20.*

Агзямов К.Г., Багов Л.С., Махонин М.В. Палеотектонический анализ поднятий Хвалынское и «170 км»/ *Геология, бурение и разработка нефтяных месторождении Прикаспия и Каспийского моря. Сб. статеи, вып.61, с.132-136. Волгоград, 2003.*

Али-заде А.А. Палеогеография бассейна балаханского яруса. *Баку, АзИНТИ, 1960.*

Али-заде А.А, Салаев С.Г., Алиев А.И. Научная оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана и Южного Каспия и направление поисково-разведочных работ. *Изд-во «Элм», Баку, 1985.*

Али-заде А.А., Аширмамедов М., Хаджинуров Н. и др. // Геология нефтяных и газовых месторождений Юго-Западного Туркменистана.- Алма-Ата: *Ылым, 1985. –с.356.*

Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Алиев Г-М.А. и др. Оценка нефтепроизводящих свойств мезо-кайнозойских отложений Азербайджана. *Элм, Баку, 1975.*

Алиханов А.Н. Нефтегазоносность Каспийского моря. *М. «Недра», 1977.*

Алиханов А.Н. Геология Каспийского моря. *«Элм», 1978.*

Алиев, Ад.А., Гулиев, И.С., Белов, И.С. Каталог извержений грязевых вулканов Азербайджана (за период 1810-2001 г.).*Баку, Нафта-Пресс. 2002, 87с.*

Алиев Н.А ГНКАР: освоение природных сокровищ Каспия./ *«Нефтегаз», 2000, с. 69-74.*

Аманниязов К.Н., Айталиев Ш.М. Тектонические особенности Каспийского бассейна и возможные геотехнологические последствия крупномасштабной нефтегазодобычи./ *Геология регионов Каспийского и Аральского морей. – Алматы, 2004.- с.416-424.*

Архипов А.А., Исмагилов Д.Ф., Попков В.И., Терехов А.А. Первые результаты изучения подсолевых отложений на акватории *Северного Каспия./ Доклады АН СССР, 1990, т.314 - № 4* – с. 436-*438.*

Асадов. М.Н., Азизов Ш.А., Нариманоа А.А. Сравнительная литолого-петрографическая характеристика отложений среднего пиоцена Апшеро-но-Прибалханской зоны./ *Азерб. Нефт. хоз-во. – 1984. - № 6. – с. 7-10.*

Ахмедов А.М., Юсуф-заде Х.Б., Цигер Б.М., Тагиев Э.А. Новые нефтяные и газовые месторождения Азербайджана./*Баку, Азгосиздат, 1973.*

Багир-заде Ф.М., Керимов К.М., Салаев С.Г. Глубинное строение и нафтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины.

Багир-заде Ф.М., Нариманов А.А., Бабаев Ф.Р. Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря./ *М, «Недра», 1988.*

Багманов Р.Ф. Ялама – задача стратегическая. – *«Нефть и Капитал».- № 5 – 2003 – с.71-75.*

Белоусов О.Н., Лохматова В.А., Багатаев Р.М., Шапиев Д.Ш., Шарафутдинов Ф.Г., Шарафутдинов В.Ф. Новые данные о региональной структуре Дагестанского клина и перспективы его нефтегазоносности./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке. Ч.П.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001. – с.45-47.*

Бегун Д.Г., Бобух В.А., Васильев В.Г., Косоротов С.П., Погребнов Н.И., Ступаков В.П., Токмачев Б.Р., Федоров Д.Л. Нефтегазоносность и основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в Волго-Донском регионе.- *М.: Недра, 1966, 222 с.*

Бембеев А.В., Хулхачиев Б.С., Зорькин Л.М., Колмогорова Л.Г., Стадник Е.В. Комплексный анализ геолого-геофизической информации при прогнозе содержания кислых газов в месторождениях углеводородов в подсолевых отложениях Калмыцкого Прикаспия. / *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке. Ч.П.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001.- с.50-52.*

Берлин Ю.М., Марина М.М. Прогноз современных температурных условия генерации нефтяных и газовых углеводородов в нефтематеринских отложениях Средне-Каспийского осадочного бассейна./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. - М.: ГЕОС, 2002, - кн.1, с.75-76.*

Богуш И.А. Благородные металлы углеродсодержащей формации Передового хребта Северного Кавказа./ *V Международная конференция «Новые идеи в науках о Земле». Тезисы докладов, т.2, с.190 М: 2001.*

Боровиков В.Н. Хроногеохимический прогноз фазового состояния углеводородных систем (на примере Астраханского свода)./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке. Ч.П.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001.- с.59-61.*

Бочкарев А.В., Самойленко Г.Н., Степанов А.Н. Проблемы оптимизации поисков углеводородных скоплений на больших глубинах в Северо-Каспийском НГБ./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке. Ч.П.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001, с.61-64.*

Бочкарев В.А., Сербина Е.В. Направленные поиски нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений в российском секторе Каспия./ *Геология, бурение и разработка нефтяных месторождений Прикаспия и Каспийского моря. Сб. статей, вып. 61, с.67-78. – Волгоград, 2003.*

Бродский А.Я., Юров Ю.Г., Волож Ю.А. Новый взгляд на строение Астраханского подсолевого поднятия./ *Недра Поволжья и Прикаспия. Региональный научно-технический журнал, вып. 12.- Саратов: Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики.- 1997, с.31-41.*

Бродский А.Я., Воронин Н.И., Миталев И.А. Модель глубинного строения зоны сочленения кряжа Карпинского и Астраханского свода. / *Отечественная геология – 1994 - № 4 – с.50-53.*

Бродский А.Я., Шайдаков В.А., Шлезингер, Штунь С.Ю. Строение верхней мантии и консолидированной коры в зоне сочленения кряжа Карпинского и Астраханского свода./ *Доклады Академии Наук, 1993, т.333 - № 3, с. 341-343.*

Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Милетенко Н.В., Фёдоренко О.А. Тектоническая эволюция и палеогеография Северного Устюрта в палеозое и раннем мезозое. / *Тектоника и геодинамика континентальной литосферы. Материалы XXXVI Тектонического совещания, т.1.- М.: ГЕОС, 2003. – с.86-89.*

Вебер В.В. Нефтеносные фации продуктивной толщи./ «*Изв. АН СССР, сер. геологическая,», 1945.*

Велиев М.М., Нариманов А.А., Сулейманов А.И. Некоторые особенности геологического строения и развития южной части Бакинского архипелага в связи с перспективами поиска нефтегазовых скоплений./ *Обзор. Инф. Сер. Геология и разведка морских нефт. и газ. М-ний. – М.: ВНИИгазпром, 1880. – Вып. 1. с. 23-32.*

Вершовский В.Г., Кучугура И.И. Проблемы нефтегазоносности палеозойских отложений Центрального Предкавказья./ *Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. – М.:2001, с.137-139.*

Вобликов Б.Г., Лопатин А.Ф. Тектоническое строение палеозойских отложений Центрального и Восточного Предкавказья./ *В сб. научных трудов. Серия «Тектоника и геодинамика». Северо-Кавказский государственный технический университет. – Ставрополь, 2002. – с.87-108.*

Вобликов Б.Г., Лопатин А.Ф., Бурлаков И.А. Комплексная оценка нефтегазоносности палеозойских отложений – нового перспективного нефтегазоносного комплекса в Предкавказье./ Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. *Нефтегазовая геология в XXI веке. Ч.П.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001.*- с.99-101.

Вобликов Б.Г., Мельников Е.А. Условия нефтегазоносности глубокопогруженных отложений палеозоя Предкавказья./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Ч. П.. М.: ГЕОС, 2002, кн.1 – с.113-114.*

«Геология Азербайджана», «Нефть и газ», *«Nafta-Press», 2008.*

Гибшман Н.Б., Гаврилов В.П., Тарханов М.И. Биостратиграфия, микрофации и обстановки осадконакопления карбонатных массивов верхнего палеозоя применительно к моделированию многоярусных месторождений нефти и газа (Прикаспийская впадина, Республика Казахстан)./*В сб. Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений. - Сыктывкар: Геопринт,2001, - с.205-207.*

Гинсбург Г.Д., Грамберг И.С., Гулиев И.С. и др. Подводногрязевулканический тип скоплений газогидратов. *ДАН СССР, 1988, том.300, № 2*

Глумов И.Ф. Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В., Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. – *М.: ООО «Не-*

дра-Бизнесцентр», 2004. – 342 с.: ил.

Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Сенин Б.В. Новое в представлении о геологии и углеводородном потенциале Среднего и Северного Каспия./ *Лондон, 2001.*

Глумов И.Ф., Новиков А.А., Сенин Б.В. Углеводородный потенциал Каспийского моря./ *Геология регионов Каспийского и Аральского морей. – Алматы, 2004. – с.218-224.*

Гулиев,И.С., Асланов,Я.Ф. О генезисе подземных вод Южно-Каспийской впадины по данным изотопного анализа кислорода и водорода. */Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1993, № 4, стр.18-23.*

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

Гулиев И.С., Кадиров Ф.А., Об одном механизме внутрипластовой миграции углеводородов./ *М.: 2000, Доклады АН России т.373, №4, с.506-509.*

Гулиев И.С., Алиев Г.-М.А., Алиева Э.Г., Мурадов Ч.С. Многокомпонентная аномалия в донных осадках и морской воде центральной части Южно-Каспийской впадины. - *«Геохимия», 2000. - № 9, - с.1010-1017.*

Гулиев И.С., Фейзуллаев А.А., Гусейнов Д.А. Изотопный состав углерода углеводородных флюидов Южно-Каспийской мегавпадины. */Геохимия, 2001, № 3, с. 271–278.*

Гулиев И.С., Фейзуллаев., А.А. Тагиев, М.Ф. Углеводородний потенциал майкопских отложений Азербайджана. / *Литология и полезные ископаемые, 2001, № 3.*

Гулиев, И.С., Рейлинджер, Р. и др. .Активная тектоника Азербайджана: по геодинамическим, гравиметрическим и сейсмическим данным./ *Доклады Академии Наук России, 2002, том.382, № 6, с. 1-4.*

Гулиев И.С., Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Углеводородный потенциал Каспийского региона (системный анализ). – *Баку:Nafta , 2003 , 127 с.*

Гулиев И.С. Субвертикальные геологические тела: механизм формирования и углеводородный потенциал./*Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии* и *геохимии нефти и газа. - М.:ГЕОС.2004.- с.153-155.*

Гулиев И.С., Гусейнов Д.А, Фейзуллаев А.А. Геохимические особенности и источники флюидов грязевых вулканов Южно-Каспийского осадочного бассейна в свете новых данных по изотопии углерода, водорода и кислорода. *Геохимия, 2004, № 7, стр.792-800.*

Гулиев И.С., Гусейнов Д.А. К флюидодинамике Южно-Каспийского бассейна./ *ДАН России, том. 2004, 395, № 5.*

Гулиев И.С., Э.Г-М. Алиева, Д.А.Гусейнов, Ф.А.Кадиров, П.З.Мамедов, А.А. Фейзуллаев. Углеводородные системы неравновесных бассейнов: возможности совершенствования поисков залежей нефти и газа., *Известия НАН Азербайджана, 2005, Сер. Науки о земле, № 2.*

Гулиев И.С., Фейзуллаев А.А., Алиев А.А., Мовсумова. Состав газов и органического вещества пород выбросов грязевых вулканов., / *Геология нефти и газа, 2005, № 3, с.27-30.*

Гулиев И.С., Результаты поисков месторождений нефти и газа в Южно-Каспийском бассейне./ *Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, 2005.*

Гулиев, И.С. Рустамов Р.И. Фейзуллаев А.А. Анализ результатов и перспективы поисков нефти и газа в Южном Каспии. / *Изв.НАН Азербайджана, 2007, № 1.*

Дадашев Ф.Г. Газоносность продуктивной толщи Юго-восточного Каказа, / *« Элм», 1970.*

Жемчужников В.Г., Давыдов Н.Г. Глубинное строение и нефтегазоносность Арало-Каспийского региона./ *Геология регионов Каспийского и Аральского морей. - Алматы,2004, - с.33-47.*

Диаров М., Гилажов Е., Ергалиев Т. Экологическое состояние и прогноз изменения природной среды Северного Каспия. / *Геология регионов Каспийского и Аральского морей – Алматы,2004. – с.*. 437-442.

Дистанова Л.Р. Особенности нефтегазообразования в бассейнах Восточного Паратетиса (эоценовая эпоха накопления)./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов.- М.:ГЕОС, 2005.- с.131-133.*

Дмитриевский А.Н., Повешенко Ю.А., Баланюк И.Е., Абля Э.А., Донгарян Л.Ш. Численная гидродинамическая модель формирования месторождений-гигантов./*Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр.- М.: ГЕОС,2002.-кн. 1- с.157-161.*

Долгов В.В., Исмагилов Д.Ф., Козлов В.Н. Результаты морских регионально-поисковых геофизических работ на акваториях Северного и Среднего Каспия – основа проведения нефтегазопоисковых работ в Российском и Казахстанском секторах Каспийского моря./*Теория и практика морских геофизических исследований. Тезисы докладов.- Геленджик: НИПИокеангеофизика, 2001.- с.185-187.*

Доценко В.В., Моллаев З.Х., Ковалев Н.И. Палеозойское направление поисков нефти и газа в Предкавказье./*Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке.Ч.П.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001.- с.128-131.*

Доценко В.В. Геодинамика формирования структуры Терско-Каспийского прогиба. *Новые идеи в геологии и геохимии нефти* и *газа. Геология – итоги XX века. – М.: Изд-во Моск. Нефтегазовая Ун-та,2000.- с.92-94.*

Ермаков В.И., Мурадян В.М., Ледовская Г.И. Рациональные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в акватории Среднего Каспия. *– М.: ВНИИГАЗ, 1996.*

Жукова Е.О., Ковалева Л.В. Петрофизическое обеспечение интерпретации ГИС в акватории Среднего Каспия./ *Геология, **бурение и разработка нефтяных месторождений Прикаспия и** Каспийского моря. Сб. статей, вып. 61. – Волгоград, 2003.- с.20-30.*

Захарчук В.А. Особенности развития вторичной емкости в подсолевой карбонатной толще Астраханского свода. / *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов. – М.: ГЕОС,2005. – с.155-157.*

Золова И.В. Геолого-геохимические критерии формирования залежей нефти и газа в верхнемеловых отложениях Предгорного Дагестана в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и гага. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2004. – с.195-196.*

Иванов, В.В., Гулиев, И.С. Массообмен, углеводородообразовани и фазовые переходы в осадочных бассейнах ./ *Баку, Нафта-Пресс.2002.*

Иванов В.В., Гулиев И.С., Подземные массообмен и превращения: распознавание и перспективы использования. /*Отечественная геология, 2006, № 1. с. 65-73.*

Исмагилов Д.Ф., Козлов В.Н., Терехов А.А. Систематизация представлений о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Северного Каспия. / *Геология нефти и газа. – 2003.- № 1 – с. 10-17.*

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

Исмагилов Д.Ф., Козлов В.Н., Терехов А.А., Попков В.И. Региональные особенности строения палеозоя и перспективы обнаружения крупных скоплений УВ на акватории Северного Каспия./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XX1 веке. Ч.П.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001. с.193-196.*

Казаева С.В. Оценка перспектив нефтегазоносности подсолевых отложений северо-восточного обрамления Астраханского свода./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов. – М.: ГЕОС, 2005 – с.174-175.*

Казаева С.В. Распределение ФЕС пород-коллекторов залежи Астраханского ГКМ./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2004. – с.217-218.*

Казаева С.В. Представление о седиментационной модели девонско-каменноугольного комплекса отложений Астраханского свода./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн.1.- М.: ГЕОС, 2002.- с.199-202.*

Карпов П.А., Московская Т.И. О возможности определения степени катагенетического преобразования органического вещества в карбонатных породах./ *Геология, бурение и разработка нефтяных месторождений Прикаспия и Каспийского моря. Сб.статей, вып.61., с.147-149. Волгоград, 2003.*

Керимов К.М., Гусейнов А.Н., Гаджиев Ф.М., Гасанов И.С, Гусейнов А.Н., Кочарли Ш.С., Зейналов М.М., «Карта тектонического районирования нефтегазоносных территорий Азербайджана», */2002 г. масштаб 1:500000.*

Касьянова Н.А., Баюканскнй Ю.Ф. Построение единой геологической модели и оценка перспектив нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия на базе новой технологии визуализации и геодинамической интерпретации геолого-геофизических данных./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов.- М.: ГЕОС, 2005 – с.196-197.*

Касьянова Н.А. Экологическая безопасность при нефтяном освоении Каспийского моря: проблема и пути решения (на примере каспийской экологической катастрофы 2000 года). */Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр.- М.: ГЕОС, 2002. – кн.1 – с. 217-220.*

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

Керимов К.М., Гаджиев Ф.М., Гасанов И.С. Углеводородные ресурсы Куринско-Южно-Каспийской мегавпадины. – *«Азербайджанское нефтяное хозяйство», - № 7 – 1999 – с.1-11.*

Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В. Прогноз нефтегазоносности Северного Каспия по геохимическим данным./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке. Ч. П. – М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001 – с.193-196.*

Клычев Н.В. Влияние гидродинамики на формирование наклонных контактов вода-залежь углеводородов в условиях подсолевых отложений Прикаспийской впадины./ *Недра Поволжья и Прикаспия. Региональный научно-технический журнал, вып.18.- Саратов: Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики. – 2000 – с.14-17.*

Копп М.Л. Новейшая структура платформ юго-восточной Европы как результат коллизии в Периаравийском сегменте Альпийского пояса. *–« Проблемы геодинамики литосферы». Труды, вып.511. М.:»Наука», 1999 – с.179-216.*

Копунов С.Э., Хортов А.В. Первоочередные объекты для поисков нефти и газа на российских шельфах Черного и Каспийского морей./ *Геофизика – 2002 – Специальный выпуск «Технология сейсморазведки». – с.24-29.*

Коробанов В.В., Эфендиева М.А. Особенности региональной геологии и тектоники нефтегазоносных комплексов миоцен-плиоцена юго-восточного Гобустана Азербайджана./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология – итоги XX века. – М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2000.- с.129-132.*

Коротков Б.С. Перспективы открытия крупных залежей газа в Европейской части России./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2004 – с.262-263.*

Костюченко С.Л., Федоров Д.Л. Новые нефтегазопоисковые объекты на европейском юге России / *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа.- М.: ГЕОС, 2004.- с.267-268.*

Кривонос В.Н., Попков В.И. Механизм формирования карбонатных

построек подсолевого палеозоя юга Прикаспия./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология – итоги XX века.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2000 – с.154-155.*

Круглякова Р.П., Шевцова Н.Т., Зубова М.В., Чаленко В.А. Газы донных осадков Северного Каспия в связи с оценкой нефтегазоносности./ *Теория и практика морских геолого-геофизических исследований. Тезисы докладов.- Геленджик, НИПИокеангеофизика, 2001 – с.336-338.*

Куандыков Б.М., Турков О.С., Шестоперова Л.В. Геологическое строение и оценка углеводородного потенциала северо-восточного сегмента Каспийского моря (в пределах Казахстана)./ *Геология регионов Каспийского и Аральского морей.- Алматы,2004. – с.224-236.*

Куклинский А.Я., Вориводина Т.Е. Фазовое состояние углеводородных флюидов в отложениях зоны сочленения кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины./ *Новые идеи в геологии и геохимии*

Куклинский А.Я., Яхина М.А. Применение геохимических методов в практике геологоразведочных работ / Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. *Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа. – М.: ГЕОС.2004. – с.286-287.*

Кулиев К.Г., Джао Ксиаоджун, Миао Юлианг, Ю. Джинбао. Новые нефтегазопоисковые объекты в Южно-Каспийской впадине. / *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа. – М.: ГЕОС,2004.- с.292-293.*

Кулиев К.Г. О механизме формирования углеводородных скоплений в мезо-кайнозойских отложениях Азербайджана./*Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей* теории *нефтегазоносности недр. – М..ГЕОС, 2002 – кн.1 – с.309-311.*

Лебедев Л.И., Акопджанова Н.Ф., Никишин А.В., Скоробогатько А.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного Каспия./ *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. - № 11. – с.4-12.*

Лебедев Л.И, Едигарян З.П., Кулакова Л.С., Алексина И.А., Калинина Л.А, Никишин А.В.Геологическое строение и нефтегазоносность платформенной части Каспия. *– М.: «Наука», 1976. – 128 с.*

Лебедько Г.И., Данилин В.П., Марков А.Н. Нефтегазоносность глубинных зон Скифской плиты./ *Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки. – 2001. - № 1.- с.98-100.*

Левин Л.Э. Реологическая расслоенность и динамика литосферы в Арктическом сегменте и Каспийском регионе. / *Геофизика XX1 столетия: 2002 г. – М.: Научный мир, 2003. – с. 241-250.*

Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Среднекаспийский и Южно-Каспийский бассейны: геолого-геофизические параметры нефтегазоносных систем и распределение потенциальных ресурсов углеводородов. / *Современные проблемы геологии нефти и газа. (Памяти М.Ф.Мирчинка). – М.: Научный мир, 2001.- с.278-286.*

Левин Л.Э., Федоров Д.Л., Алиев Г.М., Гулиев И.С. Потенциальные

ресурсы Южно- и Среднекаспийского бассейнов./ *Азербайджанская Международная геофизическая конференция. Сб. тезисов. – Баку, 2000. – с.119.*

Левшунова С.П. Особенности состава нефти в жестких термобарических условиях больших глубин (на примере нефтей Прикаспийской впадины и ее ближайшего обрамления). *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей* теории *нефтегазоносности недр.- М.: ГЕОС, 2002.- кн.1 – с.324.*

Левшунова С.П. Новая модель формирования нефтей повышенной плотности./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке. Ч.П. – М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001, - с.280-281.*

Летавин А.И., Громека В.И., Савельева Л.М. Фундамент Предкавказья и его возможная нефтегазоносности./ *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004 - № 4 – с.46-48.*

Лихачева А.Н., Ярошенко А.В. Литологические особенности и коллектора продуктивных отложений карбона Астраханского СГКМ./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке. Ч.П.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001.- с.293-295.*

Лобусев А.В., Осипова Г.Э. Новые данные о глубинном строении и прогнозе нефтегазоносности Дагестанского шельфа Каспия./ *Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов.- М.:2001 – с.168-170.*

Лобковский Л.И. Геодинамика зон спрединга, субдукции и двухъярусная тектоника плит.- *М.: «Наука», 1988.- 251 с.*

Мамедов П.З., Гулиев, И.С. Субвертикальные геологические тела в осадочном чехле Южно-Каспийской впадины. Национальная Академия Наук Азербайджана, Известия, Науки о Земле, №.3, 2003 г., стр. 139-146.

Маганов Р.У., Новиков А.А., Богданов Г.А., Репей А.М., Джапаридзе А.Ю. Комплексные геолого-геофизические исследования акватории Российского сектора Каспийского моря и их эффективность для поисков и разведки месторождений нефти и газа./ *Актуальные проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Тезисы научно-практической конференции.- М.: НИА-Природа, 2004.- с.58-59.*

Маганов Р.У., Новиков А.А., Челоянц Д.К. Опровергая стереотипы. Российский Каспий – новый крупный нефтегазоносный регион.- *«Нефть России», № 10-11, 2001.- с.104-110.*

Маки А. Превращая мечту в реальность.- *Нефтегаз, 2000.- № 2 – с.45-50.*

Медведев П.В., Самойленко Ю.Н., Герасименко Ю.А. Обоснование выбора участков для лицензирования недр на территории Калмыкии./ *Геология, бурение и разработка нефтяных месторождений Прикаспия и Каспийского моря. Сб. статей, вып.61, с.42-55.- Волгоград, 2003.*

Мехтиев Ш.Ф., Геодекян А.А., Дурмишьян А.Г., Алиев А.И. Геотермический режим Южно-Каспийской впадины.«Сов. геология», 1972, № 3

Милетенко Н.В., Мурзин Р.Р., Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Структурно-тектоническое районирование нефтегазоносного шельфа Среднего и Северного Каспия./ *Геология регионов Каспийского и Аральского морей.- Алматы, 2004, - с.257-261.*

Мирзоев Д.А., Пирбудагов В.М., Шапиев Д.Ш., Даштиев З.К. Геологические предпосылки открытия новых месторождений нефти и газа в Дагестане и прилегающей акватории Каспия./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. – М.: ГЕОС, 2002.- кн.2.- с.12-15.*

Мирзоев Д.А., Абдуллаев А.С., Шапиев Д.Ш., Шарафутдинов Ф.Г., Шарафутдинов В.Ф. Палеозойские отложения фундамента – новый перспективный нефтегазовый объект в восточной части Предкавказья./ *Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов.- М.:2001.- с.190-191.*

Мовшович Е.В., Хацкель М.Л.,Зиновьев А.А., Филин С.И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Донецкого кряжа и кряжа Карпинского./ *Геология нефти и газа.- 2002.- № 1.- с.59-64.*

Моллаев З.Х., Скарятин В.Д.,Анциферов А.П.Бинарные связи между отдельными параметрами геологической и нефтегеологической среды месторождений Восточного Ставрополья./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология - итоги XX века.- М.: Изд-во Моск. Ун-та,2000.- с.224-226.*

Мурзагалиев Д.М.Геодинамические основы прогноза залежей углеводородов в аллохтонном фундаменте./*Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов.- М.:2001.- с.194-195.*

Нариманов А.А. Геологические критерии оценки перспектив нефтегазоносности акваторий-*Обзорная информация. Серия Геология и разведка месторождений на континентальном шельфе. Москва, ВНИИЭгазпром, 1988. -49 с.*

Насонова Е.А. Современная нефтегазоносность полуострова Бузачи и перспективы открытия новых залежей углеводородов в северо-восточной части Каспийского моря./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа.Нефтегазовая геология – итоги XX века. – М.: Изд-во Моск. Ун-та,2000.- с.229-231.*

Никишин А.В., Скоробогатько А.Н., Репей А.М. Нефтегазовый потенциал Российского сектора Каспийского моря./*Нефтегазовая геология, освоение ресурсов и запасов углеводородов.- М.: ИГиРГИ, 2004.- с.92-100.*

Новиков А.А. Геологический источник оптимизма. Перспективы нефтегазоносности Российского Каспия.- *«Нефтегазовая вертикаль» - № 13 – 2002 – с.80-82.*

Нурмагамбетов А. О сейсмичности Арало-Каспийского региона / *Геология регионов Каспийского и Аральского морей.- Алматы, 2004. – с. 443-450.*

Одолеев Г.О. Нефтегазогеологическое районирование Каспийской территории Скифско-Туранской платформы и перспективы дальнейших нефтегазопоисково-разведочных работ./ *Геология, бурение и разработка нефтяных месторождений Прикаспия и Каспийского моря. Сб.статей, вып.61, с.83-88.- Волгоград, 2003.*

Озерова Н.А., Машьянов Н.Р., Рыжов В.В., Пиковский Ю.И., Добрянский Л.А., Багдасарова М.В., Груздева М.А. Ртутьсодержащие газовые месторождения: опыт прогноза ртутоносности./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и*

ресурсы Южно- и Среднекаспийского бассейнов./ *Азербайджанская Международная геофизическая конференция. Сб. тезисов. – Баку, 2000. – с.119.*

Левшунова С.П. Особенности состава нефти в жестких термобарических условиях больших глубин (на примере нефтей Прикаспийской впадины и ее ближайшего обрамления). /*Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей* теории *нефтегазоносности недр.- М.: ГЕОС, 2002.- кн.1 – с.324.*

Левшунова С.П. Новая модель формирования нефтей повышенной плотности./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XX1 веке. Ч.П. – М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001, - с.280-281.*

Летавин А.И., Громека В.И., Савельева Л.М. Фундамент Предкавказья и его возможная нефтегазоносности./ *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождении. – 2004 - № 4 – с.46-48.*

Лихачева А.Н., Ярошенко А.В. Литологические особенности и коллектора продуктивных отложений карбона Астраханского СГКМ./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XX1 веке. Ч.П.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001.- с.293-295.*

Лобусев А.В., Осипова Г.Э. Новые данные о глубинном строении и прогнозе нефтегазоносности Дагестанского шельфа Каспия./ *Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов.- М.:2001 – с.168-170.*

Лобковский Л.И. Геодинамика зон спрединга, субдукции и двухъярусная тектоника плит.- *М.: «Наука», 1988.- 251 с.*

Мамедов П.З., Гулиев, И.С. Субвертикальные геологические тела в осадочном чехле Южно-Каспийской впадины. Национальная Академия Наук Азербайджана, Известия, Науки о Земле, №.3, 2003 г., стр. 139-146.

Маганов Р.У., Новиков А.А., Богданов Г.А., Репей А.М., Джапаридзе А.Ю. Комплексные геолого-геофизические исследования акватории Российского сектора Каспийского моря и их эффективность для поисков и разведки месторождений нефти и газа./ *Актуальные проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Тезисы научно-практической конференции.- М.: НИА-Природа, 2004.- с.58-59.*

Маганов Р.У., Новиков А.А., Челоянц Д.К. Опровергая стереотипы. Российский Каспий – новый крупный нефтегазоносный регион.- *«Нефть России», № 10-11, 2001.- с.104-110.*

Маки А. Превращая мечту в реальность.- *Нефтегаз, 2000.- № 2 – с.45-50.*

Медведев П.В., Самойленко Ю.Н., Герасименко Ю.А. Обоснование выбора участков для лицензирования недр на территории Калмыкии./ *Геология, бурение и разработка нефтяных месторождении Прикаспия и Каспийского моря. Сб. статей, вып.61, с.42-55.- Волгоград, 2003.*

Мехтиев Ш.Ф., Геодекян А.А., Дурмишьян А.Г., Алиев А.И. Геотермический режим Южно-Каспийской впадины.«Сов. геология», 1972, № 3

Милетенко Н.В., Мурзин Р.Р., Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Структурно-тектоническое районирование нефтегазоносного шельфа Среднего и Северного Каспия./ *Геология регионов Каспийского и Аральского морей.- Алматы, 2004, - с.257-261.*

Мирзоев Д.А., Пирбудагов В.М., Шапиев Д.Ш., Даштиев З.К. Геологические предпосылки открытия новых месторождений нефти и газа в Дагестане и прилегающей акватории Каспия./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. – М.: ГЕОС, 2002.- кн.2.- с.12-15.*

Мирзоев Д.А., Абдуллаев А.С., Шапиев Д.Ш., Шарафутдинов Ф.Г., Шарафутдинов В.Ф. Палеозойские отложения фундамента – новый перспективный нефтегазовый объект в восточной части Предкавказья./ *Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов.- М.:2001.- с.190-191.*

Мовшович Е.В., Хацкель М.Л.,Зиновьев А.А., Филин С.И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Донецкого кряжа и кряжа Карпинского./ *Геология нефти и газа.- 2002.- № 1.- с.59-64.*

Моллаев З.Х., Скарятин В.Д.,Анциферов А.П.Бинарные связи между отдельными параметрами геологической и нефтегеологической среды месторождений Восточного Ставрополья./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология - итоги XX века.- М.: Изд-во Моск. Ун-та,2000.- с.224-226.*

Мурзагалиев Д.М.Геодинамические основы прогноза залежей углеводородов в аллохтонном фундаменте./*Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов.- М.:2001.- с.194-195.*

Нариманов А.А. Геологические критерии оценки перспектив нефтегазоносности акваторий-*Обзорная информация. Серия Геология и разведка месторождений на континентальном шельфе. Москва, ВНИИЭгазпром, 1988. -49 с.*

Насонова Е.А. Современная нефтегазоносность полуострова Бузачи и перспективы открытия новых залежей углеводородов в северо-восточной части Каспийского моря./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа.Нефтегазовая геология – итоги XX века. – М.: Изд-во Моск. Ун-та,2000.- с.229-231.*

Никишин А.В., Скоробогатько А.Н., Репей А.М. Нефтегазовый потенциал Российского сектора Каспийского моря./*Нефтегазовая геология, освоение ресурсов и запасов углеводородов.- М.: ИГиРГИ, 2004.- с.92-100.*

Новиков А.А. Геологический источник оптимизма. Перспективы нефтегазоносности Российского Каспия.- *«Нефтегазовая вертикаль» - № 13 – 2002 – с.80-82.*

Нурмагамбетов А. О сейсмичности Арало-Каспийского региона / *Геология регионов Каспийского и Аральского морей - Алматы, 2004. – с. 443-450.*

Одолеев Г.О. Нефтегазогеологическое районирование Каспийской территории Скифско-Туранской платформы и перспективы дальнейших нефтегазопоисково-разведочных работ./ *Геология, бурение и разработка нефтяных месторождений Прикаспия и Каспийского моря. Сб.статей, вып.61, с.83-88.- Волгоград, 2003.*

Озерова Н.А., Машьянов Н.Р., Рыжов В.В., Пиковский Ю.И., Добрянский Л.А., Багдасарова М.В., Груздева М.А. Ртутьсодержащие газовые месторождения: опыт прогноза ртутоносности./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и*

газа.- М.: ГЕОС, 2004.- с.372-376.

Орешкин И.В. Нефтегазогеологическое районирование и условия формирования месторождений и модели в подсолевом комплексе Прикаспийской нефтегазоносной провинции./ *Недра Поволжья и Прикаспия. Региональный научно-технический журнал, вып.26. – Саратов: Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики.- 2001- с.42-47.*

Орешкин И.В. Особенности формирования месторождений и прогноз нефтегазоносности юго-восточной части Прикаспийской впадины. – *Геология нефти и газа.- 1992 – № 10 – с.10-12.*

Орешкин И.В. Генетические критерии оценки перспектив нефтегазоносности подсолевых отложений юго-запада Прикаспийской впадины. – *Геология нефти и газа – 1983 - № 10 – с.20-25.*

Павлов Н.Д., Хортов А.В. Структурно-сейсмофациальные особенности крупнейших нефтегазоперспективных и нефтегазоносных органогенных сооружений юга Прикаспийской впадины./ *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.- 1995 - № 8 – с.24-29.*

Петренко П.А. Геолого-тектонические особенности Предкавказской платформы./ *Недра Поволжья и Прикаспия. Региональный научно-технический журнал, вып.33. – Саратов: Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, январь 2003.- с.35-38.*

Переслегин М.В. Палеотектонический анализ Астраханского месторождения как метод выявления высокопродуктивных зон. / *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр.- М.: ГЕОС, 2002 – кн.2 – с.73-77.*

Пономарев В.А., Коваленко В.С., Симоненко Л.А., Коротков Б.С. Основные результаты ГРР на глубокозалегающие отложения нижнего карбона и девона в пределах Астраханского свода и северного обрамления Прикаспийской впадины./ *Тезисы научно-практической конференции «Геолого-экономические перспективы расширения минерально-сырьевой базы Поволжского и Южного регионов РФ и пути их реализации в 2003-2010 г.г.», 30.09.-04.10.2002 г. – Саратов, СО ЕАГО, с. 150-151.*

Попков В.И., Дорофеев В.И., Дорофеева Л.Е., Малютина А.Е. Гранитоидные интрузии – нетрадиционные нефтегазоносные объекты./ *Приоритетные направления геологоразведочных работ на территории Поволжского и Южного федеральных округов в 2004-2010 г.г. – Саратов: СО ЕАГО, 2003 – с.55-56.*

Попков В.И. Региональная структура осадочного чехла Среднего Каспия./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. – М.: ГЕОС, 2002 – кн. 2 - с.109-111.*

Попков В.И Геодинамическая обстановка формироваения платформенных территорий, прилегающих к Альпийскому поясу (в связи с нефтегазоносностью)./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке.- Ч.П.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001 – с.375-377.*

Попков В.И. Нефтегазоносность гранитов Оймаши и перспективы обнаружения скоплений УВ в фундаменте юго-запада Туранской плиты./ *Нефтега-*

зоносность фундамента осадочных бассейнов. – М.: 2001. – с.113-114.

Попков В.И. Тектоника запада Туранской плиты. – *М.: ИГиРГИ, 1992. – 148 с.*

Постнова Е.В., Орешкин И.В., Меркулов О.И., Потапов М.А. Перспективы нефтегазоносности и бассейновое моделирование Северного и Среднего Каспия./ *Геодинамика и нефтегазоносность структуры Черноморско-Каспийского региона. Тезисы докладов на IУ Международной конференции «Крым-2002». – Симферополь, 2002.- с.165-167.*

Пояснительная Записка к Международной карте Каспийского моря и его обрамления. Редакторы В.Е.Хаин и Н.А.Богданов. *Институт литосферы окраинных и внутренних морей РАН, 2002.* Редколлегия: А.А.Али-заде (Азербайджан), М.Р.Гассеми (Иран), Х.А.Беспаев (Казахстан), В.Е.Хаин (Россия), О.А.Одеков (Туркменистан).

Рустамов М.И. Палеотектоника и геодинамика Палеотетиса Каспийско-Кавказского региона./ *Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона. Сборник докладов Ш Международной конференции «Крым- 2001». – Симферополь, 2001.- с.135-144.*

Рустамов М.И. Нефтегазоносная система Южно-Каспийского бассейна. / *Геология регионов Каспийского и Аральского морей. – Алматы, 2004.- с.274-281.*

Самойленко Ю.Н., Яковлев В.Н., Покатилов В.Н. Основные направления поисков ловушек неантиклинального типа в Восточном Предкавказье./ *Геология, бурение и разработка нефтяных месторождений Прикаспия и Каспийского моря. Сб. статей. Вып.61, с.100-107. – Волгоград,2003.*

Сенин Б.В., Шайнуров Р.В., Устьянцев В.Л. Структурная геология Северного и Среднего Каспия на основе геологической интерпретации геофизических данных / Англ.

Сербина Е.В. Геоэкология и нефтегазоносность Среднего Каспия./ *Геология, бурение и разработка нефтяных месторождений Прикаспия и Каспийского моря. Сб. статей, вып.61, с.167-175.- Волгоград, 2003.*

Скарятин В.Д., Моллаев З.Х., Анциферов А.П. О взаимосвязи параметров нефтегеологической среды Восточного Ставрополья./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология – итоги XX века.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2000.- с.299-301.*

Скрипкин А.П., Вобликов Б.Г., Чепак Л.А., Жиденко Е.В. Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Ставрополья. – *Разведка и охрана недр. – 1999.- № 11 – с. 36-38.*

Смирнова М.Н. Глубинное строение Средне-Каспийской впадины (в связи с нефтегазоносностью и сейсмичностью)./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке. Ч.П.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001.- с. 436-437.*

Смирнова М.Н., Бражник В.М., Чуприн В.В. Особенности внутреннего строения фундамента Терско-Каспийского прогиба и центральной части Каспийского моря./ *Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов.- М.: 2001, с.192-193.*

Смирнова М.Н., Чуирин В.В. Плотностная характеристика и перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса восточного Предкавказья./ *Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов.- М.: 2001. – с.186-187.*

Соборнов К.О. Строение Восточно-Кавказского нефтегазоносного пояса надвигов. –« *Геология нефти и газа» - 1995 - № 10 – с.16-21.*

Соколов Б.А., Яндарбиев Н.Ш. Перспективы открытия новых углеводородных скоплений на Северном Кавказе. / *Геология и геохимия горючих ископаемых (к 100-летию со дня рождения И.О.Брода и Н.Б.Вассоевича). – М.: ГЕОС, 2003.- с.172-184.*

Соколов Б.А., Конюхов И.А., Яндарбиев Н.Ш., Хайрутдинов Ф.Н., Хамзин У.Р., Моллаев З.Р., Жеглова Т.П., Нечитайло Г.С. Новые данные о геохимии нефтей и РОВ отложений переходного комплекса и палеозойского складчатого основания Восточного Предкавказья./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. – М.: ГЕОС, 2002.- кн.2.- с.206-208.*

Соколов В.Л. Прикаспийская впадина. Проблемы нефтегазоносности, тектоники, истории развития. *Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – М.: 1968.*

Солодилов Л.Н., Коновалов Ю.Ф., Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Оценка ресурсов нефти и газа Каспийско-Кавказского региона и факторы геологического риска при их освоении./*В сб. «Влияние сейсмической опасности на трубопроводные системы в Закавказском и Каспийском регионах». Материалы Международного симпозиума.- М.:2000, - с.32-44.*

Тарханов М.И., Голованова С.И. Мониторинговые исследования углеводородных флюидов подсолевых отложений Астраханского месторождения по геолого-геохимическим критериям./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр.- М.: ГЕОС, 2002. – кн.2.- с.238-241.*

Твердова Р.А., Скибицкая Н.А., Степанов А.Н., Карпов П.А. Геохимические особенности природных битумов в подсолевых отложениях Тенгизского месторождения. / *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр.- М.: ГЕОС. 2002.- кн.2.- с.241-245.*

Уздиева Н.С., Скарятин В.Д. Продуктивность карбонатного комплекса верхнего мела Терско-Сунженской нефтегазоносной области./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке. Ч.П. – М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001.- с.456-460.*

Фадеева Г.А. Дифференцированный подсчет запасов объемным методом в неоднородных карбонатных коллекторах Астраханского месторождения./ *Недра Поволжья и Прикаспия. Региональный научно-технический журнал, вып.22.- Саратов: Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, 2000.- с.76-79..*

Фадеева Н.П., Баженова О.К. Майкопская серия – главная нефтяная система кайнозоя Кавказско-Скифского региона./ *Новые идеи в геологии и*

геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология – итоги XX века.- М.:Изд-во Моск. Ун-та, 2000.- с.325-328.

Федоров Д.Л. Геология и особенности распределения нефти и газа в Каспийском бассейне. / *Труды Российско-Китайского семинара по нефтегазовой геологии. Главный редактор Ван Тао. – Изд-во Нефтяной промышленности.- Пекин, 2003.- с.143-148.*

Федоров Д.Л. Структура поверхности фундамента Прикаспийской впадины. – *Разведка и охрана недр.- 2003.- № 2.- с.11-12.*

Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Структурно-тектонические предпосылки нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия./*Геофизика XXI столетия: 2002 г. Сб. трудов Четвертых геофизических чтений имени В.В.Федынского 28.02.-02.03.- М.:Научный мир, 2003.- с.314-321.*

Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Тектоника и нефтегазоносность зоны сочленения Прикаспийского и Среднекаспийского бассейнов./ *Тектоника и геодинамика континентальной литосферы. Материалы XXXVI Тектонического совещания, том 2.- М.: ГЕОС, 2003.- с.250-253.*

Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Тектоника Северного и Среднего Каспия в связи с нефтегазоносностью./*Геология и геохимия горючих ископаемых. (К 100-летию со дня рождения И.О.Брода и Н.Б.Вассоевича).- М.:ГЕОС, 2003.- с.185-194.*

Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Структурно-тектонические основы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр.- М.:ГЕОС, 2002.- т.2.- с.258-260.*

Федоров Д.Л., Левин Л.Э. Оценка потенциальных ресурсов нефти и газа Южно-Каспийского бассейна./ *Геология, геофизика и разведка нефтяных месторождений.- М.:ВНИИОЭНГ.- 1999.- № 8* – с.2-6.

Федоров Д.Л., Бабадаглы В.А. Формационные соотношения в разрезе подсолевого палеозоя Прикаспийской впадины.- *Бюллетень МОИП, отд. геол., 1977.- № 1.- с.148-149.*

Федорова Н.Ф. Типы разрезов девонских и нижнекаменноугольных отложений Астраханского свода как отражение условий осадконакопления./ *Недра Поволжья и Прикаспия. Региональный научно-технический журнал, вып.40.- Саратов: Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, 2004.- с.45-51.*

Федорова Н.Ф., Григоров В.А. Палеоморфологические предпосылки девонского осадконакопления на территории Астраханского свода./ *Недра Поволжья и Прикаспия. Региональный научно-технический журнал, вып.36.- Саратов: Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, 2003.- с.36-42.*

Фейзуллаев А.А. Решение различных задач нефтегазовой геологии с использованием изотопных данных (на примере Южно-Каспийского бассейна)./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов.- М.: ГЕОС, 2005.- с.462-464.*

Фейзуллаев А.А., Исмайлова Г.Г., Джаббарова Н.М. Показатели зре-

лости органического вещества и их корреляция (на примере Южно-Каспийского бассейна)./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов.–М.: ГЕОС, 2005 – с.460-462.*

Фейзуллаев А.А., Садых-заде Л.А., Гасанов А.З. О некоторых аспектах формирования залежей нефти и газа в продуктивной толще Южно-Каспийского бассейна по данным физико-химических исследований пород и флюидов./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа.- М.: ГЕОС, 2004.- с.511-513.*

Фейзуллаев А.А. Изотопы углерода – надежный индикатор вклада различных нефтематеринских пород в формирование нефти (на примере Южно-Каспийской впадины)./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр.- М.:ГЕОС, 2002.- кн.2.- с.260-262.*

Хаин В.Е., Богданов Н.А., Попков В.И., Чехович П.А. Тектоника дна Каспийского моря./ *Геология регионов Каспийского и Аральского морей.- Алматы, 2004.- с.58-78.*

Халилов Н.Ю. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности крупных структур Шахдениз и Апшерон, расположенных в Каспийском море. *Азербайджанское нефтяное хозяйсво, № 11-12, 2000.*

Халилов Н.Ю., Хыдырова Р.А. Новые нефтегазовые месторождения в азербайджанском секторе Каспийского моря./*Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. – М.: ГЕОС, 2002- кн.2.- с.282-285.*

Халифа-заде Ч.М., Гурбанов В.Ш. Строение фундамента Южного Мангышлака и его коллекторский потенциал./ *Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов.- М.:2001.- с.173-174.*

Харченко В.М., Ярошенко А.А., Горягина Т.А., Кивва Н.Б., Григориади Р.И. Неотектоническое районирование Северного Кавказа и Предкавказья. Некоторые закономерности развития физико-геологических процессов и распространения нефти и газа./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа.- М.: ГЕОС, 2004.- с.526-527.*

Челоянц Д. Перспективы развития добычи нефти и газа в Прикаспийском регионе.- *Лондон, 2001.*

Шестоперова Л.В. Геолого-геохимический прогноз нефтегазоносности подсолевых отложений восточной и юго-восточной частей Прикаспийской впадины./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов.- М.:ГЕОС, 2005.- с.490-491.*

Эфендиева М.А. Скорости седиментации в майкопском палеобассейне на территории Азербайджана./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов.- М.:ГЕОС, 2005.- с.496-498.*

Эфендиева М.А. Установление границ залегания нефтегазоносных горизонтов отложений майкопской серии в пределах Западного Азербайджана.- *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей тео-*

рии нефтегазоносности недр.- М.: ГЕОС, 2002.- кн.2.- с.315-319.

Юсуфзаде Х.Б. Состояние и перспективы развития геолого-разведочных работ и нефтегазодобычи на акватории Каспийского моря. */«Геология нефти и газа» 1975, № 5.*

Юсуфзаде Х.Б. Разработка и разведка морских нефтегазовых месторождений./ *Баку. Азернешр. 1979.*

Яковлев В., Сеннн Б. Некоторые вопросы геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности центрального Каспия. / *Технология ТЭК. - № 4 (11).- 2003.- с.24-30. Изд-во* «Нефть *и Капитал».*

Яндарбиев Н.Ш. О прикладном аспекте биомаркерных исследований УВ флюидов при обосновании геологических моделей сложнопостроенных месторождений (на примере Махачкала-Тарки-Димитровского участка Предгорного Дагестана)./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа.- М.: ГЕОС, 2004.- с.550-553.*

Ярошенко А.А., Горягина Т.А. Термобарические условия генерации нефтяных углеводородов в глинистых отложениях олигоцена Восточного Предкавказья./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа . Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов.- М.:ГЕОС, 2005.- с.508-509.*

Ярошенко А.А., Пяткова А.Г. Использование гидрогеологических критериев для обоснования условий сохранности углеводородных скоплений в отложениях пермо-триасового комплекса платформенной части Восточного Предкавказья./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа.- М.: ГЕОС, 2004.- с.557-559.*

Ярошенко А.А., Писцова Л.В. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности больших глубин на территории Ставропольского края./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке.- М.:Изд-во Моск. Ун-та, 2001, ч.П.- с.517-519.*

Ярошенко А.А., Писцова Л.В., Серов А.В. Геолого-геохимические условия нефтегазоносности палеозойских отложений Центрального и Восточного Предкавказья (территория Ставропольского края)./ *Современные проблемы геологии нефти и газа.- М.: Научный мир, 2001.- с.253-259.*

Ярошенко А.А., Серов А.В.Геолого-геохимические условия и перспективы нефтегазоносности пермо-триасового комплекса Восточного Предкавказья / *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология – итоги XX века. – М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2000.- с.376-379.*

Ярошенко А.В. Роль геодинамических процессов в формировании продуктивной толщи Астраханского ГКМ./ *Новые идеи в геологии* и *геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов.- М.: ГЕОС, 2005.- с.505-508.*

Ярошенко А.В. Сравнительный анализ строения палеозойских карбонатных резервуаров Астраханского и Приморского сводов./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. – М.: ГЕОС, 2002 – кн.2.- с.324-*327.

Ярошенко А.В. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных

горизонтов верхнего палеозоя Астраханского свода./ *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке.- М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2001.- ч.II.- с.514-517.*

Allen M.B. Anderso L, Jones S, and other .Onset of subduction as the cause of rapid Pliocene-Quaternary subsidence in the South Caspian basin . *Geology 30, no.9 (2002) p. 775-778.*

Allen M.B.; Flecker R.; Vincent S.J., Ismail-zade A. and others. Late Cenozoic deformation in the South Caspian region: Effects of a rigid basement block within a collision zone Tectonophysics 366, no.3-4 (15 MAY 2003) p. 223-239.

Aliyeva, E., Depositional Environment of Hydrocarbon-Bearing Lower Pliocene Productive Series in Southwest Caspian Basin, Proc. 16th Sedimentological Congress, South Africa, 2002, pp. 9–12.

Aliyev A,A, Guliyev I, Panachi B. Mud volcanoes Hazard. */Baku, Nafta-Press.2001.*

Brunet M.-F.; Cloetingh S. Integrated Peri-Tethyan Basins studies (Peri-Tethys Programme) Sedimentary Geology 156, no.1-4 (10 FEB 2003) p. 1-10.

Brunet M.-F.; Nikishin A.M.; Korotaev M.V., and others. The South Caspian Basin: A review of its evolution from subsidence modelling . *Sedimentary Geology 156, no.1-4 (10 FEB 2003) p. 119-148*

Ginsburg, G.D., 1992. Gas hydrates of the southern Caspian. *International Geology Review 35 8, pp. 765–782.*

Ginsburg, G.D. and Soloviev, V.A., 1994. Mud volcano gas hydrates in the Caspian Sea. *Bulletin of the Geological Society of Denmark 41, pp. 95–100.*

Guliev I.S., Feizullaev A.A. Geochemistry of hydrocarbon seepages in Azerbaijan. In: Hydrocarbon migration and its near-surface expression: *AAPG Memoir, 1996, v. 66, p. 63–70.*

Guliyev I,S., Feyzullayev A. 1996. All about Mud volcanos. *Baku. Nafta – Press, 1996.*

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

Guliev. I.S., Huseynov, D.A., Aliyeva, E.G. – Mud volcanoes in the South Caspian Basin- deep sources and dynamics of development.- *"Naturale hydrocarbon seeps, global tectonics and greenhose gas emission"Delft University, The Netherlands, 2001, pp.23-27.*

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

Guliyev I, Panachi B, Geodynamics of the deep sedimentary basin the Caspian sea region: paragenetic correlation of the seismicity and mud volcanism. *Geo-Marine Letters, 2004, vol. 24, № 3, p. 169-176.*

Guliyev I. 2006. Mud Volcanism in Azerbaijan. American Institute of Physics (AIP) Conference Proceedings. *2006, Volume 825. pp. 11-18.*

Guseynov D, Guliyev I, 2004. Mud volcanic natural phenomena in the South Caspian Basin: geology,fluid dynamics and environmental impact. *Environmental Geology, 2004, 46, 1012-1023.*

Devlin, W.J., 1999. South Caspian Basin; young, cool, and full of promise. *Geological Society of America Today 9 7, pp. 1–9.*

Diaconescu C.C.; Kieckhefer R.M.; Knapp J.H. Geophysical evidence for gas hydrates in the deep water of the south Caspian Basin, Azerbaijan . *Marine and Petroleum Geology 18, no.2 (2001) p. 209-221.*

Inan, S., Yalcin, N., Guliev, I., Kuliev, K., and Feisullaev A., Deep petroleum occurrences in the Lower Kura Depression, South Caspian Basin, Azerbaijan: an organic geochemical and basin modelling study , *Marine and Petroleum Geology, 1997 , v. 14, No. 7/8, p. 731–762.*

Lawrence S.; Babaev H. Large structures indicated off Turkmenistan . *Oil and Gas Journal 98, no.17 (24 APR 2000) p. 86-89.*

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

Lerche.I., Alizadech A.A., Guliyev I.S. at al, 1998, South Caspian Basin, stratigraphy, geochemistry and risk analysis. Baku, 1998, p.430.

Mangino S.; Priestley K.The crustal structure of the southern Caspian region . *Geophysical Journal International 133, no.3 (1998) p. 630-648.*

Narimanov A.A. The petroleum systems of the South Caspian Basin.- *Basin Modelling: Advanced and Aplication, NPF Special Publication 3, Elsever, Amsterdam, 1993. , pp 599-608*

Narimanov A.A. Concept on the Formation of the Oil and Gas Fields in the South Caspian Basin. *Trans action of the international Academy of Science, Vol. 2, 2005-2006, Insburck, pp.483 - 499*

Priestley, K., Baker, C. and Jackson, J., Implications of earthquake focal mechanism data for the active tectonics of the South Caspian basin and surrounding regions. *Geophysics Journal International 118,* 1994. *pp. 111–141.*

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

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

Mushtarov V., Kadirov F., Lerche, I, Guliyev, I, et al. 2003. Temperature evolution in the Lokbatan mud volcano crater (Azerbaijan) after eruption of 25 Octob er. *Energy, Exploration and Explotation, vol.21 no.3.*

Kadirov,F.A., Lerche, I; Guliyev, I.S.; Kadyrov, A.A.; Feyzullayev A,A; Mukhtarov, A.S. 2005, Deep Structure Model and Dynamics of Mud Volcanoes, Southwest Absheron Peninsula (Azerbaijan), Energy Exploration and Exploitation, Volume 5, October, pp. 307 – 332 (26).

Isaksen G., Aliyev A., Guliyev I., Barboza S., Puls D., 2006. Regional Evalution of Source Rock Quality in Azerbaijan from the Geochemistry of Or-

ganic rock in Mud Volcano Ejecta. AAPG Istanbul Regional International Conference, #55, p. 1-14.

Reilinger, R., S. McClusky, P. Vernant and 20 others (Guliyev I.) GPS constraints on continental deformation in the Africa-Arabia-Eurasia continental collision zone and implications for the dynamics of plate interactions, Journal of Geophysical Research, Vol. 111, B05411, doi:10.1029/2005JB004051, 2006.

Schoellkopf, N. B. & Dahl, J. E. (1995). Geochemistry and maturation history of the South Caspian basin, Azerbaijan. CIS (Chevron internal report).

Tagiyev, M.F., Nadirov, R.S., Bagirov, E.B. and Lerche, I., 1997. Geohistory, thermal history and hydrocarbon generation history of the north-west South Caspian Basin. Marine and Petroleum Geology **14** 4, pp. 363–382.

ИСПРАВЛЕНИЕ

На обратной стороне обложки название журнала «Азербайджанская нефтяная хозяйства» должно читаться как «Азербайджанское Нефтяное Хозяйство»

От редакции

İbrahim Səid oğlu Quliyev

Dmitri Leonidoviç Fyodorov

Stanislav İvanoviç Kulakov

XƏZƏR REGİONUNUN NEFTQAZLILIĞI

Bakı – 2009

Nəşriyyatın direktoru: **Hafiz Abıyev**

Kompüter tərtibçisi
və texniki redaktoru: **Qabil Xeyrullaoğlu**

Çapa imzalanmışdır. 29.03.2009. Formatı 70X100$^{1/16}$. Həcmi 25,5 ç.v.
Sifariş № 10. Tirajı 500 nüsxə. Qiyməti müqavilə ilə.

"Nafta-Press" nəşriyyatı, Az1143, Bakı, H.Cavid pr. 29A.
Azərbaycan MEA Geologiya İnstitutunun mətbəəsi, Tel./Faks: (994 12) 510 39 14