А.И. Худузаде, Ш.Х. Ахундов, М.Ф. Тагиев

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ И ЭОЦЕНОВЫХ КОМПЛЕКСОВ СРЕДНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ (АЗЕРБАЙДЖАН)



Баку-2026

ХУДУЗАДЕ А.И., АХУНДОВ Ш.Х., ТАГИЕВ М.Ф.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ И ЭОЦЕНОВЫХ КОМПЛЕКСОВ СРЕДНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ (АЗЕРБАЙДЖАН)



Издано по решению Ученого совета Института нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики от 23 октября 2025 года (протокол № 5)

НАУЧНЫЕ РЕДАКТОРЫ:

ИБРАГИМ САИД ОГЛЫ ГУЛИЕВ

Академик, доктор геолого-минералогических наук, профессор

ШАХВЕЛЕД СУЛЕЙМАН ОГЛЫ КОЧАРЛИ

Кандидат геолого-минералогических наук

ТЕХНИЧЕСКИЙ РЕДАКТОР:

ОРХАН ХЕЙРУЛЛА ОГЛЫ БАШИРОВ

КОРРЕКТОР:

ЛАЛА ГУСЕЙНАГА ГЫЗЫ ГУЛИЕВА

ДИЗАЙНЕР:

ИЛЬХАМ АЛИЕВ

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

ВАГИФ ШЫХЫ ОГЛЫ ГУРБАНОВ

Доктор геолого-минералогических наук, профессор

ГУМБАТ ОМАР ОГЛЫ ВЕЛИЕВ

Доктор геолого-минералогических наук, профессор

А.И.Худузаде, Ш.Х.Ахундов, М.Ф.Тагиев. *Геологическая эволюция и углеводородный потенциал верхнемелового и эоценового комплексов Среднекуринской впадины. Баку: ООО «MSV NƏŞR», 2026.* ***196 с.***

В монографии результаты новых геологических и геофизических исследований интегрированы с органогеохимическими, гидрогеологическими, гидрохимическими и геотермическими данными и подвергнуты комплексному анализу, на основе которого оценены перспективы нефтегазоносности верхнемеловых и эоценовых отложений Среднекуринской впадины. Полученные результаты позволили проследить границы регионального выклинивания, стратиграфические несогласия и зоны тектонических нарушений, уточнить участки, перспективные для поисков скоплений нефти и газа, а также научно обосновать основные направления поисковых работ. Вместе с тем на основе комплексного обобщения данных разработаны конкретные научно-практические рекомендации, направленные на повышение эффективности поисковых работ на больших глубинах в пределах нефтегазоносного района.

Издание предназначено для специалистов в области нефтегазовой геологии, а также для студентов и докторантов высших учебных заведений.

Авторы выражают благодарность Обществу геологов-нефтяников Азербайджана за сотрудничество и оказанную поддержку

ISBN 978-9952-39-584-6

DOI: https://doi.org/10.36719/0090/2026

© А. И. Худузаде, Ш. Х. Ахундов, М. Ф. Тагиев, 2026

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В КНИГЕ

ВРиОВ – водорастворимое органическое вещество
ВРОВ – водорастворенное органическое вещество
ГЖХ – газожидкостная хроматография
ГЗН – главная зона нефтегазообразования
ГКН – гидрокарбонатнонатриевый тип
ГФН – главная фаза нефтеобразования
КС – кажущееся удельное сопротивление
НГР – нефтегазоносный район
НСР – начальные суммарные ресурсы
ОВ – органическое вещество
ОПБ – осадочно-породный бассейн
ОСВ – отражательная способность витринита
ПС – потенциал самопроизвольной поляризации
ПЭБ – петролейно-эфирные битумоиды
РАНЕО – равномерное непрерывное опускание
РОВ – рассеянное органическое вещество
СГ – сейсмические горизонты
СИТ – суммарный импульс тепла
СН – сульфатнонатриевый тип
СПАУВ – суммы производных ароматических УВ
ТОВ – твердое органическое вещество
УВ – углеводороды
фен.нел – нелетучих фенолов
ХБ – хлороформенные битумоиды
ХК – хлоркальциевый тип

$C_{Общ}$ – содержание общего углерода

$C_{Нел}$ – нелетучей его части

$C_{Бит}$ – углерод битумной фракции

$C_{Лет}/C_{Общ}$ – коэффициент летучести

$C_{Бит}/C_{Нел}$ – коэффициент битуминизации

$C_{Бит}/N^{Хл}_{Общ}$ – коэффициент преобразованности

C_3 – Перспективные ресурсы

D_1+D_2 – Прогнозные ресурсы

$N^{Хл}_{Общ}$ – общего органического азота

$O^{Хл}_{Йод}/C_{Бит}$ – коэффициент восстановленности

$O^{Хл}_{Йод}$ – трудно-окисляющихся соединений

ВВЕДЕНИЕ

Систематизация и анализ большого фактического материала по областям Азербайджана (суша) показывает, что эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ зависит от полноты и правильности научных представлений о происхождении и закономерностях локализации залежей углеводородов. Разработанные новые концепции, методы и модификации широко применяются при прогнозировании нефтегазоносности регионов и локальных структур.

Пакеты компьютерных программ по моделированию геологических объектов и углеводородных систем с 3D-представлением данных эффективны как при оценке УВ потенциала бассейна, так и для построения интерпретационной геологической модели зон нефтегазонакопления исключительно на разведочном этапе и при разработке проектов разведки и доразведки.

При определении направлений поисковых работ на нефть и газ на мало- и неизученных бурением площадях, на наш взгляд наиболее надежным методом является палеотектонический анализ. При этом в зависимости от степени изученности могут применяться различные подходы к палеогеологической реконструкции территорий.

Вопросы методики палеотектонических исследований рассматсматривались в работах А.Я.Яншина и Р.Г.Гарецкого (1960), В.В.Белоусова (1962), В.Е.Хаина (1964), К.А.Машковича (1970), А.А.Бакирова (1973), В.Б.Неймана (1974), М.Я.Рудкевича (1974), С.Г.Салаева (1982), Р.В.Сейфуль-Мулюкова (1983), Б.П.Кабышева (1987), Н.И.Воронина (1999), А.А.Алиева (2003), В.П.Гаврилова (2005), В.Е.Закруткина и М.М.Рышкова (2008), А.И.Дьяконова, Л.В.Пармузиной и А.Н.Смирнова (2009), В.М.Мухина и А.Т.Колотухина (2011) и др.

Палеотектонический анализ позволяет изучить процессы формирования ловушек и приуроченных к ним залежей УВ на региональном и локальном уровнях, выявить закономерности размещения залежей нефти и газа и определить оптимальное местоположение для поисково-разведочных скважин, т.е. гарантирует повышение достоверности и детальности прогноза нефтегазоносности.

Среднекуринская впадина является одним из регионов Азербайджана, с которыми связаны основные перспективы поисков

залежей УВ. Геологоразведочные работы на нефть и газ в Среднекуринской впадине начаты с 40-х годов прошлого столетия. Осадочный чехол здесь изучен методами сейсморазведки и бурения до нижнемелового комплекса включительно. Устойчивой региональной нефтегазоносностью характеризуются среднеэоценовые и майкопские отложения, более древние – верхнемеловые – освещены в меньшей степени.

Выявленные здесь залежи УВ и перспективы открытия новых базируются на анализе и периодическом обобщении фактических материалов, что способствует более целенаправленному планированию и проведению поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Пространственным особенностям размещения, условиям формирования и уточнению строения выявленных залежей нефти и газа рассматриваемого региона посвящено большое количество разносторонних исследований с применением широкого набора показателей и критериев.

Никак не умаляя результаты проведенных исследований, базирующихся на качественном прогнозе, следует отметить недостаточную освещенность таких аспектов, как характер погребенного рельефа мезозоя и эоцена для последовательного ряда отрезков геологического времени, оптимальная длительность пребывания нефтематеринских отложений в условиях катагенеза, потенциал аккумуляции углеводородов и количественный прогноз нефтегазоносности верхнемеловых и эоценовых отложений Среднекуринской впадины.

Целенаправленные исследования этих вопросов проводились нами в течение последних двух десятилетий, с отражением результатов в многочисленных публикациях на страницах периодических изданий и докладах, представленных на научных форумах. Исследования наиболее ранних времен и последующих этапов были выполнены совместно с и под руководством известных ученых нефтяной науки Азербайджана – д.г-м.н. Р.И.Рустамова и к.г-м.н М.А.Рзаева. Более поздние исследования были осуществлены и опубликованы в соавторстве (А.А.Ганиев, Н.Н.Халилов, Н.М.Алиев, Р.И.Гасанов, А.Г.Хасаев, Ю.Р.Мустафаев, М.Ф.Гурбанов, Р.М.Наджафов, И.Н.Аскеров, С.В.Шабанова, Т.М.Имамалиев, О.Ш.Исмайлов, Р.Р.Гадимов). В настоящей книге обобщены результаты указанных публикаций и ряда других изысканий авторов.

Изучение геологических и геохимических условий нефтегазоносности Среднекуринской впадины проводилось на основе традиционных методов, с индивидуальным подходом к отдельным районам. Результаты могут быть востребованы в качестве исходной концептуальной базы знаний, комплексное числовое обобщение которых может быть реализовано с помощью средств специализированного программного обеспечения геологического моделирования.

Изучением региона занималась блестящая плеяда геологов и геофизиков, внесших в течение десятилетий огромный вклад в становление знаний в этой области наук о Земле. Эта работа является результатом обобщения знаний и фактического материала предыдущих лет с выводами наших собственных исследований. Но вместе с тем, нужно отметить необходимость уточнения и дополнения некоторых представлений о перспективах нефтегазоносности, что, несомненно, станет возможным по мере появления новых данных бурения. Список использованной литературы охватывает публикации преимущественно последних двух декад, но вместе с тем, в него включены также названия основополагающих трудов более ранних этапов изучения.

В заключение авторы выражают искреннюю благодарность Академику Ибрагиму Саид оглы Гулиеву, к.г.-м.н. Шахвеледу Сулейман оглы Кочарли, которые взяли на себя труд по научному редактированию текста. Мы также признательны Рауфу Уруджеву за помощь в оформлении работы.

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ

Вопросам стратиграфии и литологии, структурно-тектоническим, геохимическим и гидрогеологическим особенностям, перспективам нефтегазоносности отложений, слагающих разрез Среднекуринской впадины, посвящены работы многих исследователей (Г.В.Абих, Р.А.Абдуллаев, А.А.Алиев, А.А.Али-заде, М.Г.Агабеков, Ад.А.Алиев, Ш.А.Азизбеков, Ф.С.Ахмедбейли, Д.А.Булейшвили, Н.Б. Вассоевич, П.Д.Гамкрелидзе, З.Р.Гаджиев, А.Н.Гусейнов, М.М.Зейналов, К.Г.Кулиев, А.В.Мамедов, Ш.Ф.Мехтиев, М.А.Рзаев, Р.И.Рустамов, С.Г.Салаев, А.А.Фейзуллаев, В.Е.Хаин, Ч.М.Халифазаде, М.Б.Хеиров, И.О.Цимельзон, А.Н.Шарданов, Ф.А.Ширинов, Э.Ш.Шихалибейли, А.Ш.Шихлинский, Х.М.Юсифов и др.). Из публикаций последних лет можно выделить книгу «Геология Азербайджана. Нефть и газ» (2008), дающую обобщающую сводку по геологии и нефтегазоносности, монографии Ф.М.Гаджизаде (2003), Р.Р.Рахманова (2007), Ш.С.Кочарли (2015).

На основе литературных и фондовых материалов и результатов собственных исследований, ниже не вдаваясь в детали, дается краткое обобщение базовых представлений о геологическом строении рассматриваемого региона, как в целом, так и по отдельным районам и площадям.

Стратиграфия. В геологическом строении принимают участие комплекс осадков от нижней юры до антропогена включительно залегающих на докембрийско-палеозойских образованиях [14,35,43,44,64,93]. Вскрытые бурением отложения в выделенных нефтегазоносных районах приводится в табл.1.1.

Тектоника. В составе Куринской межгорной впадины, являющейся крупным синклинорием, Среднекуринская впадина располагается между антиклинориями Большого и Малого Кавказа и ограничена на северо-западе Марткобинской поперечной структурной перемычкой, на юго-востоке Араксинским глубинным разломом, на северо-востоке Саатлы-Мингечевирской зоной погребенных выступов, а на юго-западе – Предмалокавказским глубинным разломом [2,7,19,35,36,41,46,59,85].

Сводный литолого-стратиграфический разрез вскрытых бурением мезокайнозойских отложений нефтегазоносных районов Мурадханлинского, Гянджинского и междуречья Куры и Габырры Среднекуринской впадины*

Таблица 1.1

Система	Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Максимальная вскрытая мощность
Антропогеновая		**Апшерон**	конгломераты, галечники, гравелиты, реже пески, песчаники, суглинки глины, песчаники, пески с маломощными прослоями конгломератов и гравелитов глины с маломощными прослоями песчаных пород	100-1200 м
Неогеновая	**Плиоцен**	**Акчагыл**	суглинки, песчаники, галечники с прослоями вулканических пеплов, гравелиты, галечники, конгломераты глины с прослоями песков, песчаников, известняков чередование суглинков, песчаников и галечников с прослоями вулканических пеплов, чередование песчаников, глин и местами известняков-ракушняков	1400 м
		Ширак (ПТ)	глины, крупнозернистые пески с прослоями микроконгломератов и вулканического пепла галечники, конгломераты, гравелиты, крупнозернистые песчаники, глины мелко- и среднезернистые песчаники и пестроцветные глины	450 м
	Миоцен	**Сармат**	верхний: глины, крупнозернистые песчаники средний: чередования глин, мелко- и среднезернистых песчаников с редкими прослоями мергелей и известняков крупнозернистые песчаники и эолитовые известняки нижний: толща глин с маломощными прослоями песчаников, реже мергелей, слоистые глины с тонкими прослоями мелкозернистых песков, песчаников и мергелей	до 650 м
		Чокрак	чередования песчаников, алевролитов, глин, мергелей, известняков, доломитов	330 м

Палеогеновая	**Олигоцен**	**Майкоп**	верхняя подсерия: монотонная толща глин с редкими маломощными песчаными прослоями средняя подсерия: некарбонатные глины с частыми прослоями песчаных образований и редкими прослойками вулканического пепла нижняя подсерия: переслоивание слабоизвестковистых глинистых и песчанистых пластов	0-600 м 175-1050 м 180-650 м	2250 м
	Эоцен	**Верхний эоцен**	верхняя часть - чередование глин и аргиллитов с маломощными прослоями песчаников и более редко туфопесчаников и туфоалевролитов нижняя часть - песчано-мергельно-глинистая фация	до 500 м	
		Средний эоцен	базальты, андезиты, туфобрекчии и туффиты туфы, орта- и паратуффиты с частыми прослоями глин, мергелей, реже известняков, песчаники, алевролиты	300 м	
		Нижний эоцен	бурые, буровато-серые плотные известковистые глины с тонкими прослоями песчаников, алевритов, мергелей и известняков	800 м	
	Палеоцен		бурые, шоколадно-бурые, редко серые и зеленовато-серые карбонатные глины, переслоивание песчаников, мергелей, редко туфов и пелитоморфных известняков	300 м	
Меловая	**Верхний мел**		<u>осадочная пачка</u>: известняки, мергели, реже доломиты <u>вулканогенно-осадочная пачка</u>: туфы, туфобрекчии, туфомергели, туфопесчаники, туфоалевролиты, туфоаргиллиты с прослоями пироксеновых андезитов, аргиллитов, мергелей и известняков <u>вулканогенная пачка</u>: темно-серые и зеленовато-серые пироксены, андезиты, базальты, андезито-базальты с прослоями туфобрекчии и туфов	300 м 790 м 1900 м	2990 м
	Нижний мел		карбонатная серия пород (группа рифовых отложений) порфириты, аргиллиты	100-140 м 640 м	1400 м
Юрская	**Доггер**		сплошная вулканогенная толща: 6800-8000 м - дациты, дацитовые туфы, реже андезиты 6100-6800 м - пироксен-плагиоклазовые	5110 м	
	Лейас				

			андезиты 5209-6100 м - порфировые пироксен-плагиоклазы и андезито-базальты 3900-5209 м - чередование оливин-пироксен -плагиоклазовых базальтов 3529-3900 м - базальты, представленные вулканокластической фацией	

* - В нефтегеологической литературе термин "междуречье Куры и Иори" используется для обозначения территории, которая в азербайджанской географической номенклатуре известна как "междуречье Куры и Габырры". Таким образом, эти два названия являются синонимами, обозначающими одну и ту же географическую область.

Данные глубинного сейсмического зондирования, фиксируют поверхность доальпийского фундамента на глубине от 2-х до 16км. Продольные и поперечные глубинные разломы определяют очертания крупных тектонических элементов, влияют на формирование как поверхности фундамента, разбитого на блоки, ступенчато погружающиеся в сторону Каспия, так и на структуру осадочного чехла (рис.1.1).

В пределах Среднекуринской впадины выделяются два крупных тектонических прогиба I порядка: на северо-западе Иори-Аджиноурский и на юго-востоке Евлах-Агджабединский, сочленяющиеся между собой кулисообразно и являющиеся обособленными нефтегазоносными областями.

В состав Иори-Аджиноурского прогиба, на территории Азербайджана, выделяют прогибы II порядка: Аджиноурский, Алазано-Агричайский и Джейранчельский. Евлах-Агджабединский прогиб представлен Предмалокавказсой бортовой моноклиналью и Геранбой-Мурадханлинским прогибом II порядка.

В разрезе альпийского осадочного чехла впадины выделяются два структурных комплекса, представленных мезозой-эоценовыми отложениями, соответствующие геосинклинальному этапу развития и перекрывающими их, олигоцен-антропогеновыми, сложенными орогенным молассовым комплексом, в котором выделяются два подэтажа: нижний – олигоцен-миоценовый (майкопский) и, верхний – средний/верхний миоцен–четвертичный.

Мезозой-эоценовый комплекс состоит из флишевой формации представлен пологим ступенчатым залеганием, осложненный как мелкими локальными поднятиями и структурными выступами, так и продольными и поперечными разрывными нарушениями.


Р О С С И Я
МЕГААНТИКЛИНОРИЙ БОЛЬШОГО КАВКАЗА
МЕГААНТИКЛИНОРИЙ МАЛОГО КАВКАЗА
Г Р У З И Я
Тбилиси
Гянджа
Севлах
Саатлы
И Р А Н
С
Ю
MZ,KZ
1
2
3
4
5
6
7
8

Рис.1.1 Выкопировка из карты «Глубинное строение Черноморско – Южно-Каспийской области прогибания»

(главные редакторы: К.М.Керимов, Э.Ш.Шихалибейли, 1992)

Условные обозначения: 1-стратоизогипсы докембрийских образований; 2-время активизации глубинных разломов.

Разломы: 3-межзональные; 4-трансзональные; 5-флексуры. **1**–Кварели-Габалинский; **2**–Гагрско-Джавский; **5**–Предмалокавказский; **6**–Газах-Сигнахский; **7**–Гянджачай-Алазанский; **8**–Северо-Аджиноурский; **9**–Гейчайский; **10**–Мингечевир-Саатлинский; **11**–Куринский; **14**–Гызылбогаз-Девечинский; **17**–Западно-Каспийский; **19**–Нижнеаразский; **33**–Храми-Локхский; **34**–Товуз-Лагодехский; **35**–Имишли-Габалинский.

Верхний структурный этаж, являющийся результатом колебательных движений неодинаковой интенсивности на разных участках региона, характеризуется постепенным затуханием складчатости вверх по разрезу, где наряду с горизонтальной наблюдается и вертикальная структурная зональность.

Принципиальные структурные схемы поверхности верхнемеловых и среднеэоценовых отложений рассматриваются ниже.

Нефтегазоносность. На территории рассматриваемого региона широко распространены нефтегазоводопроявления различного характера и интенсивности, охватывающие широкий стратиграфический диапазон (табл.1.2).

Твердо установленными нефтегазоносными свитами промышленного значения являются верхнемеловые вулканогенные и, в какой-то степени вулканогенно-карбонатные отложения, вулканогенно-осадочные породы эоцена, осадочные образования майкопа, а также чокракского горизонта [14,28,35,40,52,56].

Промышленные залежи нефти в вулканогенных отложениях верхнего мела открыты на северо-восточном борту Евлах-Агджабединского прогиба, на площади Мурадханлы и Зардоб. Карбонатные породы верхнего мела имеют широкое площадное распространение, но промышленные скопления нефти не обнаружены, хотя на площадях: Мурадханлы (скв.68), в известняках в виде останцев сохранившихся на поверхности вулканогенной толщи, выделяется тектонически экранированная залежь; Советляр (скв.1,2) – в кровельной части карбонатной толщи получен приток пластовой воды с газом и нефтью, но при этом по техническим причинам нормально освоить эти скважины не удалось и остался неясным стра-

Нефтегазопроявление зафиксированные в скважинах на площадях Среднекуринской впадины (Азербайджан)

Таблица 1.2.

№№	Стратиграфические единицы	Верх. плиоцен	Миоцен	Майкоп	Эоцен	Палеоцен	Верх. мел
	Площади / НГР	НГР междуречья Куры и Иори					
1	Далляр-Тауз	○				○	
2	Гырахкесаман			○ ●	○ ●		
3	Кифландере			▲			
4	Мамедтепе				○	○	
5	Дамиртепе-Удабно				● ▲ ○		
6	Саждаг				○ ●		
7	Армудлы		●	○			
8	Молладжаг						
9	Кейрюк-кейлан						
10	Горзундаг				○ ▲		
11	Гарсдаллар			○	▲		○ ●
12	Беюк Палантекян				▲		
13	Джахандар				●		
		Гянджинский НГР					
1	Дальмамедли			● ▲	● ▲	● ○	●
2	Аджидере			● ▲ ○			
3	Казанбулаг			● ▲	● ▲	▲ □	● ▲
4	Борсуплы			▲	▲		●
5	Дуздаг-Гедакбоз				▲ ▲		
6	Дуздаг	▲	▲ ▲		▲		
7	Нафталан		▲	▲	● ○	▲	■ ▲
8	Тертер			▲	● ○ ▲		● ○ ▲
9	Барда		▲				
10	Ширванлы	▲		○ ▲ ● ▲	● ○		
11	Гюлюджа			○ ▲			○
12	Агджабеды			○ ●	○		
13	Советляр					▲	▲ ● ○ ▲
14	Бейлаган			○ ▲ ▲ ●	●	▲	▲ ● ○
15	Худаферин-Бегманлы	▲		▲ ▲			
16	Гедакбоз			● ▲ ▲	▲		
		Мурадханлинский НГР					
1	Мурадханлы		▲	▲	▲		▲
2	Зардоб			▲ ▲	● ▲ ○		● ▲ ▲ ○
3	Джафарлы				▲		
4	Шихбаги			▲ ● ○			
5	Ширинкум				● ○		
6	Бозгобу				● ▲ ▲ ○		
7	Амирарх			● ○	▲		

○ 1 ● 2 ▲ 3 ▲ 4

Условные обозначения: 1-газопроявления в скважинах; 2-нефтепроявления в скважинах; 3-промышленный приток газа; 4-промышленный приток нефти

тиграфический интервал притока; Казанбулаг (скв.2,9,44,50 и 198,) – при опробовании получен приток нефти; Тертер (скв.152) – отмечалось сильное нефтегазопроявление, переходящее в открытый фонтан нефти.

Незначительные притоки нефти отмечались лишь на площадях Далимамедли, Нафталан, Гюллюджа, Бейлаган и установлены признаки нефтегазоносности в образцах керна на площади Тарсдалляр (скв.9).

Нефтегазоносность палеогеновых отложений установлена по всему разрезу во всех НГР-ах Среднекуринской впадины. Притоки нефти и нефтегазопроявления в единичных скважинах, признаки нефтегазоносности из отдельных интервалов были зафиксированы на подавляющем большинстве площадей. При этом небольшие скопления нефти обнаружены: в палеоцен – нижнеэоценовых отложениях на площадях Казанбулаг, Нафталан, Далимамедли, Дуздаг-Гедакбоз, Аджидере, Сарыялдаг, Агджабеди и Борсунлу-Кюракчай; в среднеэоценовых отложениях – на площадях Далимамедли, Казанбулаг, Нафталан, Борсунлу-Кюракчай, Тертер, Дуздаг-Гедакбоз; Мурадханлы, Зардоб, Джафарлы, Амирарх, Тарсдалляр, Гюрзундаг и Дамиртепе-Удабно; в верхнеэоценовых – на площадях Далимамедли, Казанбулаг, Гедакбоз, Зардоб.

Наиболее широким развитием и изученностью характеризуются отложения майкопа. В Гянджинском НГР залежи нефти были открыты в майкопских отложениях на площадях Нафталан, Казанбулак, Аджидере, Тертер, Далимамедли; притоки нефти в единичных скважинах получены на площадях Борсунлу, Агджабеди, Бейлаган, Ширванлы, Гюллюджа; на площадях Сарыялдаг, Алиушаги, Бозери были установлены признаки нефтегазоносности. Нефтяные залежи Казанбулаг, Аджидере, Нафталан и Тертер эксплуатировались вплоть до 1979г.

В Мурадханлинском НГР залежи нефти установлены на площадях Мурадханлы и Зардоб, а интенсивные нефтегазопроявления, при прохождении майкопской свиты, были зафиксированы на площадях Миль и Амирарх.

Низкая информативность о нефтегазоносности майкопских отложений на площадях НГР междуречья Куры и Иори связана с тем, что интервалы нефтегазопроявлений зафиксированные во время бурения не были опробованы. Однако, положительным результатом можно считать, установленный на площади Кафландере (скв.33), приток газа с дебитом 50000м^3/сут.

Кроме вышеперечисленных нефтегазовых скоплений и нефтегазопроявлений в верхнемеловых и палеогеновых отложениях необходимо добавить и данные о нефтеносности чокракского горизонта, установленную в скважинах 6, 8, 25 площади Мурадханлы (с дебитом до 100т/сут.), а также площади Дуздаг (скв.7) и Ширванлы (скв.10), где из базального конгломерата акчагыльского яруса получен газ с дебитом 20000 – 30000м^3/сут.

ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

2. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Собранный фактический материал и анализ литературных источников, позволяют уточнить истинное стратиграфическое положение выделенных свит, сопоставить их между собой и конкретизировать ранее созданные представления о литофациальных особенностях и толщинах верхнемеловых и палеогеновых комплексов отложений [5,6,15,27,33,35,40,52,56,59,88,89,99].

После предварительной корреляции разрезов скважин нами составлены сводные стратиграфические разрезы, отражающие характер литофациальных особенностей мезозоя (верхний мел) и кайнозоя (рис. 2.1, 2.2).

Верхнемеловые отложения имеют повсеместное развитие и вскрыты структурно-поисковыми и поисково-разведочными скважинами на многих площадях Среднекуринской впадины [5,27,40, 42,89]. Краткая характеристика выделенных литофациальных комплексов сводится к следующему (снизу-вверх).

- К вулканогенной литофации относятся породы, представленные эффузивными образованиями; приурочена она, в основном, к турон-коньякскому стратиграфическому интервалу верхнего мела. Породы вулканогенной литофации имеют повсеместное развитие и вскрыты поисково-разведочными скважинами на многих площадях Гянджинского НГР (Бейлаган, Гюллюджа, Тертер, Дуздаг-Гедакбоз, Дуздаг, Казанбулаг, Дальмамедли), Мурадханлинского НГР (Мильская, Мурадханлы, Зардоб и др.) и НГР междуречья Куры и Иори (Мамедтепе, Саждаг, Тарсдалляр). Выражены они вулканическими излияниями основной и средней магмы (андезиты, базальты и их переходные типы). Наибольшая вскрытая мощность (1900м) эффузивных пород отмечается в скважине №6 площади Мурадханлы.
- К вулканогенно-осадочной литофации относится комплекс отложений, в основном, продуктами эксплозивной деятельности вулканических извержений (туфобрекчии, туфы и др.), а также породы, состоящие из смеси пирокластического и осадочного материала (орта- и паратуффиты). Отложе-

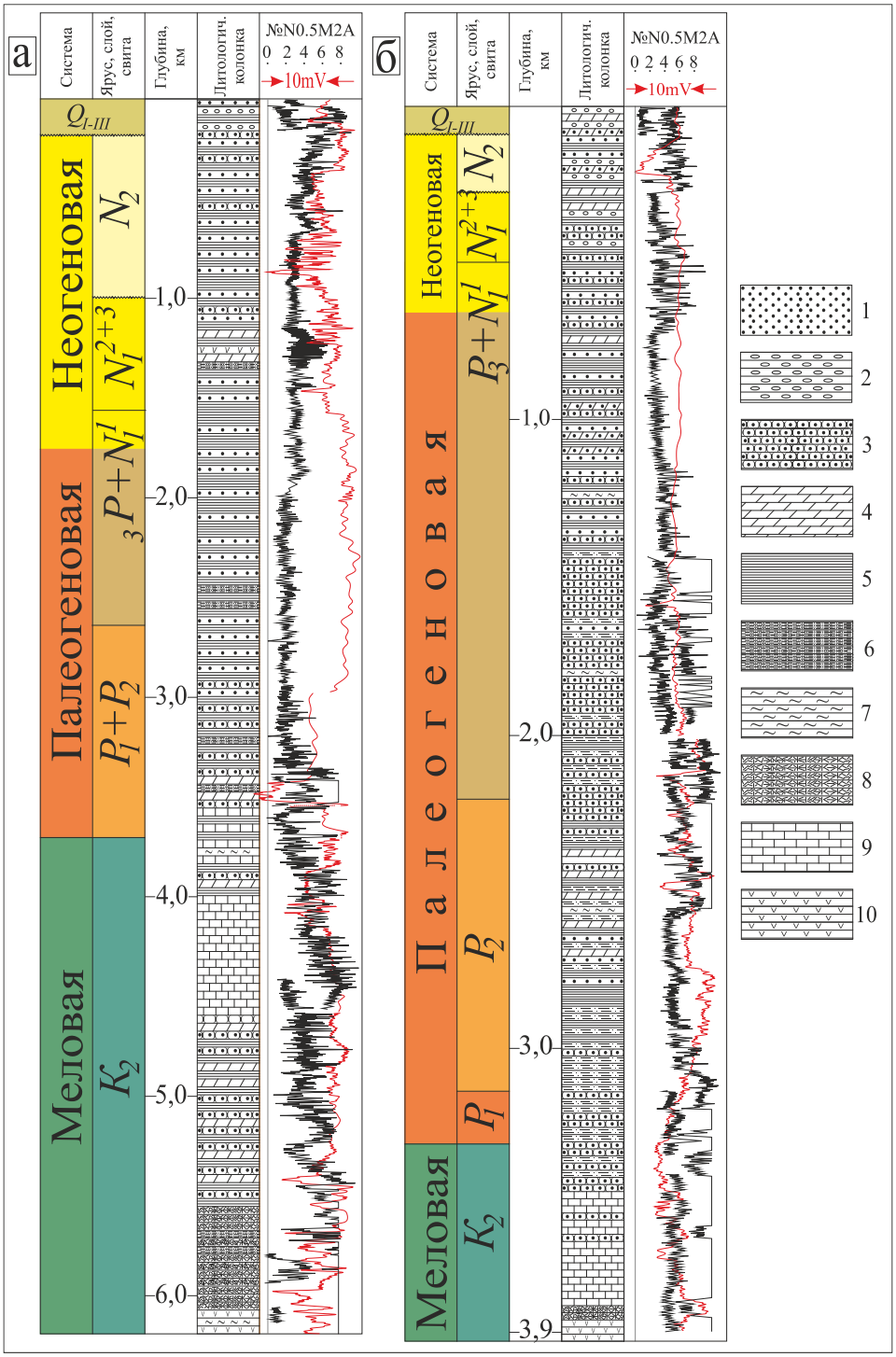

а
б
Система
Ярус, слой, свита
Глубина, км
Литологич. колонка
№N0.5M2A
0 2 4 6 8
10mV
Неогеновая
Палеогеновая
Меловая
Q_{I-III}
N_2
N_1^{2+3}
N_1^1
P_1+P_2
$_3P+N_1^1$
K_2
П а л е о г е н о в а я
P_2
P_1
$P_3+N_1^1$
N_1^{2+3}
1,0
2,0
3,0
4,0
5,0
6,0
3,9
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

Рис.2.1 Сводные геолого-геофизические разрезы Евлах-Агджабединского погиба: а) юго-восточный борт; б) северо-западный борт

Условные обозначения: 1-песчаник; 2-конгломераты и гравелиты; 3-грубообломочная порода; 4-мергель; 5-глина; 6-аргиллит; 7-туфогравелит; 8-туфопесчаник; 9-известняк; 10-эффузивы

ния этой литофации приурочены к разрезам нижнесантонского подъяруса и, обычно, слагают верхнюю часть разреза вулканогенной литофации. В более погруженных частях отдельных поднятий отмечается чередование пород, сложенных вулканогенной, вулканогенно-осадочной литофациями с прослоями осадочных образований (мергели, известняки, реже аргиллиты и песчаники). Вскрытая мощность пород вулканогенно-осадочной литофации составляет 200м на площади Мурадханлы, 450м – на площади Казанбулаг, 790м – на площади Тарсдалляр.

- Разрез верхней части верхнего мела (верхний сантон-дат) почти повсеместно сложен в осадочной (карбонатной) литофации и лишь на площадях Саатлы (скв.1), Сор-сор (скв.2) эта фация встречается в разрезе сеноманского яруса. Наибольшая вскрытая мощность ее (500-1000м) отмечается на площадях Далляр-Тауз (структурно-поисковая, скв.42), Советляр (параметрическая, скв.1) и Агджабеди (параметрическая, скв.2). Литофация представлена, в основном, карбонатными образованиями, сложенными известняками, мергелями, реже доломитами. Отмечается некоторая закономерность в распределении указанных типов карбонатных пород во времени и пространстве, которая заключается в том, что органогенные известняки встречаются, преимущественно, в разрезах площадей, расположенных при бортовой части впадины (Бейлаган, Гюллюджа, Далляр-Тауз, Тауз-Казах и др.). Мергели и глинистые известняки присутствуют часто в разрезах площадей Советляр, Агджабеди, Мурадханлы, Зардоб, Амирарх, Мамедтепе и др. Доломиты слагают разрез сантонского яруса на площадях Джарлы (скв.1), Сорсор (скв.2).

Литолого-стратиграфическая характеристика верхнемеловых отложений по ярусам детально приводится в монографии М.М.Зейналова (1969).

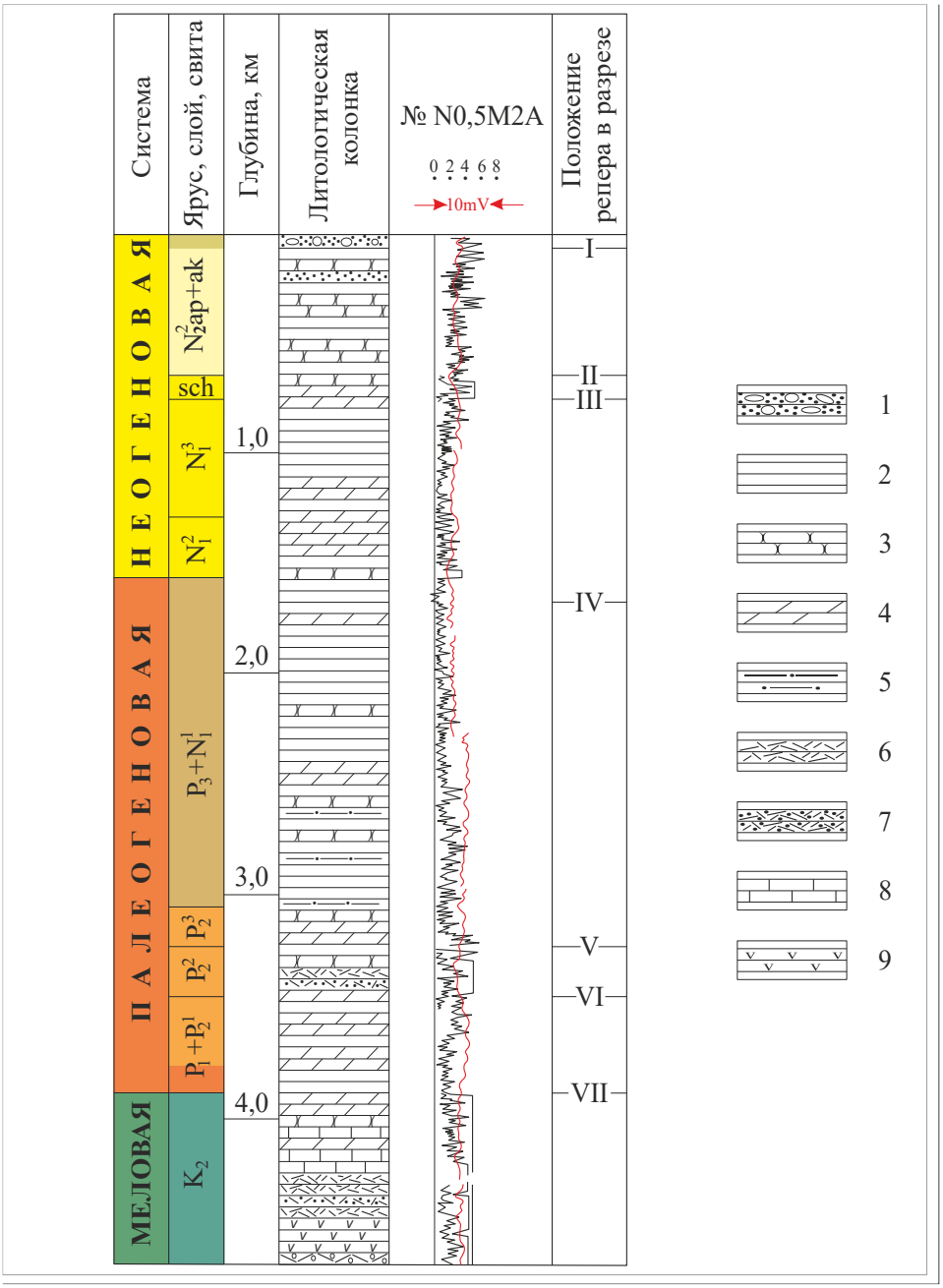

Система
Ярус, слой, свита
Глубина, км
Литологическая колонка
№ N0,5M2A
0 2 4 6 8
10mV
Положение репера в разрезе
НЕОГЕНОВАЯ
ПАЛЕОГЕНОВАЯ
МЕЛОВАЯ
N_2^2ap+ak
sch
N_1^3
N_1^2
$P_3+N_1^1$
P_2^3
P_2^2
$P_1+P_2^1$
K_2
1,0
2,0
3,0
4,0
I
II
III
IV
V
VI
VII
1
2
3
4
5
6
7
8
9

Рис.2.2 Сводная литолого-стратиграфическая колонка и расположение реперов в осадочной толще НГР междуречья Куры и Иори

Условные обозначения: 1-грубообломочная порода; 2-глина; 3-песчаник; 4-мергель; 5-аргиллит; 6-туф; 7-туфопесчаник; 8-известняк; 9-вулканогенная порода

Обобщая результаты исследования М.М.Зейналова и, проведенные позднее данные поисково-разведочного бурения нами составлена карта-схема литофаций и толщин верхнемеловых отложений рассматриваемого региона [5,21,27,40,89].

Анализ характера распределения толщин верхнемеловых отложений показывает, что основной областью накопления осадков являлся Евлах-Агджабединский прогиб особенно его центральная часть, которая является зоной распространения комплекса отложений вулканогенных, вулканогенно-осадочных и осадочных (карбонатные) образований (рис. 2.3).

От центральной части, во всех направлениях, особенно в сторону Малого Кавказа и срединного массива происходит уменьшение стратиграфического объема и выклинивание некоторых горизонтов и пачек. Уменьшение объема в сторону Малого Кавказа происходит за счет выпадения из разреза турон-коньякского и маастрихтского интервалов, а к юго-востоку – за счет отсутствия осадков нижнего сеномана, туронского и коньякского ярусов.

Согласно М.М.Зейналову, вулканическая деятельность, намечаемая в альб-сеномане, в турон-нижнесантонское время достигает наибольшей интенсивности и затухает в верхнесантонское время. В турон-коньякское время, в основном, происходило формирование пород лавовой фации, а в нижнесантонское время – пирокластической. Начиная с верхнесантонского подъяруса до датского яруса по всей территории Куринской впадины происходит накопление нормально-осадочных, в основном, карбонатных образований. При этом, в верхнем сантоне происходит накопление, преимущественно, хемогенных пород (доломиты, кристаллически-зернистые известняки). В кампан-маастрихтское время, преимущественно, происходит накопление органогенных и глинистых известняков и мергелей. Следует отметить, что в кампан-маастрихтское время, за счет широкой трансгрессии, бассейн осадконакопления значительно увеличивает свои границы и море покрывает всю территорию впадины [5,44,89].

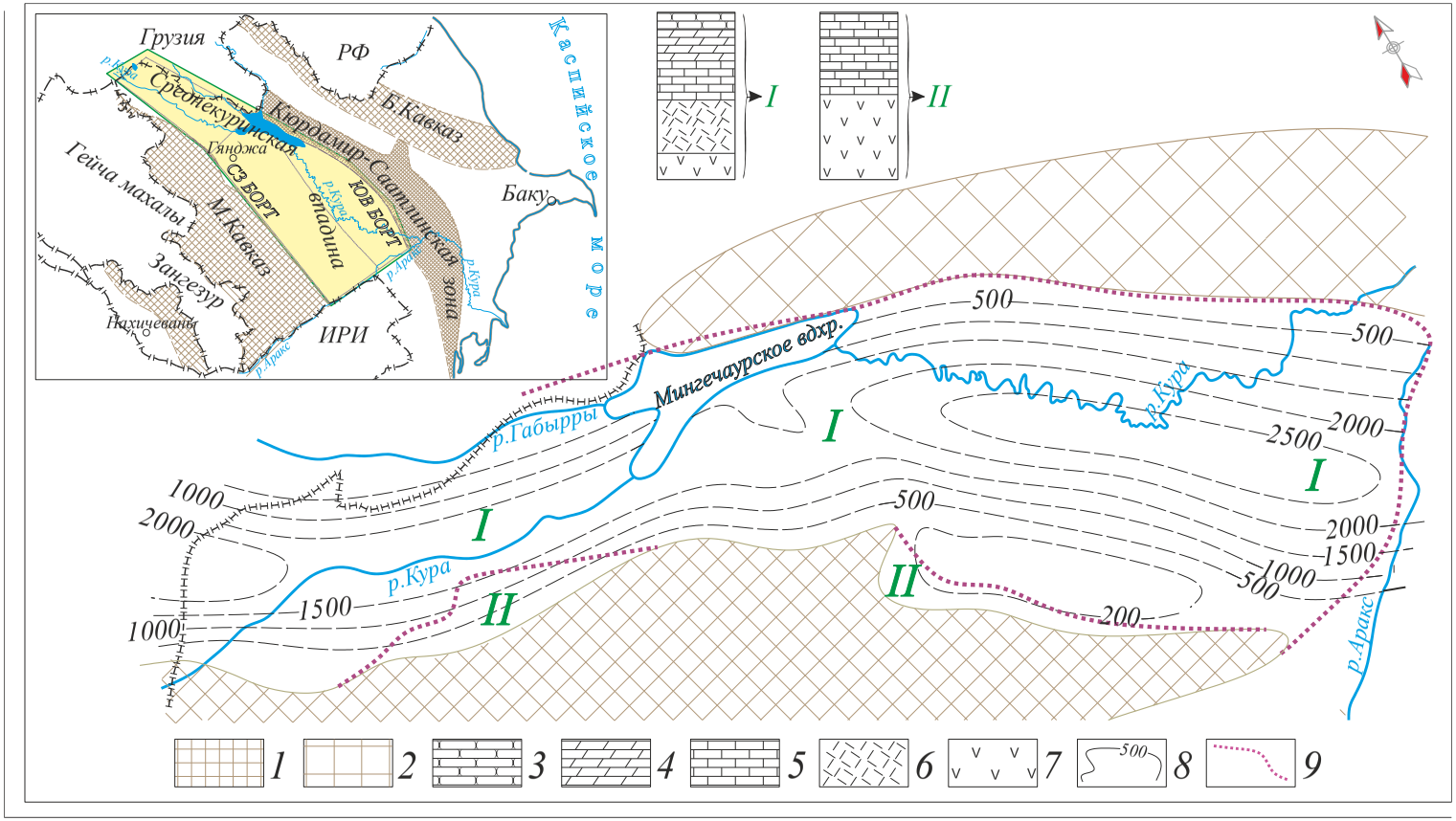

Грузия
РФ
Б.Кавказ
Каспийское море
Баку
Среднекуринская
Кюрдамир-Саатлинская зона
Гянджа
СЗ БОРТ
ЮВ БОРТ
впадина
Гейча махалы
М.Кавказ
Зангезур
Нахичевань
ИРИ
р.Кура
р.Араке
р.Аракс
I
II
Мингечаурское вдхр.
р.Габырры
500
1000
1500
2000
2500
200
1
2
3
4
5
6
7
8
9

Рис.2.3 Схематическая карта толщин и литофаций верхнемеловых отложений Азербайджанской части Среднекуринской впадины

Условные обозначения: 1-суша; 2-относительные поднятия; 3-песчаники; 4-мергели; 5-известняки; 6-туфогенные образования; 7-вулканогенные образования; 8-изопахиты; 9-границы литофациальных зон: I - вулканогенно-туфогенные и песчано-карбонатные отложения; II – вулканогенные и карбонатные отложения

Эоценовые отложения подразделяются на нижнюю, среднюю (нижнефораминиферовые слои) и верхнюю (средне- и верхнефораминиферовые слои) части [21,27,33,40,59,88].

- Нижний эоцен в пределах Гянджинского НГР и междуречья Куры и Иори представлен глинистой литофацией, выраженной, в основном, плотными известковистыми глинами с тонкими прослоями песчаников, алевролитов, мергелей и известняков. Мощность их составляет 60-80м – на площади Советляр, 200м – на площади Тауз-Казахе и 570м – на площади Саждаг. В пределах Мурадханлинского НГР, отложения нижнего, а также среднего и верхнего эоцена на площадях, расположенных в Гараджалы-Саатлинской зоне (площади Гараджалы, Сорсор, Джарлы, Саатлы) выпадают из разреза. Лишь на площади Мурадханлы и Зардоб отложения нижнего эоцена мощностью 10-20м отмечаются в разрезах отдельных скважин, пробуренных на погруженных частях поднятий (в сводовых частях они отсутствуют) и выражены вулканогенно-осадочными породами (туфы и туфопесчаники).
- Отложения среднего эоцена имеют более широкое развитие: литологический состав их менее постоянен, что связано с проявлением вулканизма в отдельных областях Куринской впадины. На северо-западе, в разрезах площадей междуречья Куры и Иори (площади Тауз-Казах, Казах-Мамедтепе и Гырахкесаман), отложения среднего эоцена выражены, преимущественно вулканогенными (базальты, андезиты, туфобрекчии) и вулканогенно-осадочными (туфы и туффиты) породами; вскрытая мощность их составляет 100м (рис. Схема корреляции). В направлении к площадям Мамедтепе, Дамиртепе-Удабно, Саждаг и др. из разреза среднего эоцена выпадают отложения вулканогенной фации и разрез

слагается, в основном, вулканогенно-осадочными (туфы, орта- и паратуффиты) породами с частыми прослоями нормально-осадочных пород (глины, мергели, реже известняки, песчаники, алевро-литы). В указанном направлении, наряду со сменой литофаций, увеличивается мощность описываемых отложений до 187м (Саждаг). Эта вулканогенно-осадочная литофация с прослоями нормально-осадочных образований слагает также разрезы площадей Дальмамедли, Казанбулаг, Дуздаг-Гедакбоз, Дуздаг – Гянджинского НГР, Амирарх, Зардоб, Мурадханлы – Мурадханлинского НГР. Мощность этих отложений составляет: на площади Дальмамедли – 60м, Дуздаг-Гедакбоз – 200м, Мурадханлы – 130м (рис. Схема корреляции). В пределах Гянджинского НГР, начиная от площади Борсунлу к юго-востоку (площади Тертер, Агджабеди, Советляр и др.), разрез среднего эоцена сменяется глинисто-карбонатной (мергельной) литофацией, представленной чередованием мергелей (преобладают), глинистых мергелей, глин, песчаников, алевролитов, реже известняков. Мощность отложений среднего эоцена составляет 450м на площади Тертер и Агджабеди, 200м – на площади Советляр.

- Отложения верхнего эоцена имеют повсеместное распространение в пределах Куринской впадины, где разрез по литологическим признакам делится на нижнюю (среднефораминиферовые слои) и верхнюю (верхнефораминиферовые слои) части, выраженные глинистой литофацией; при этом в верхней его части отмечаются частые прослои песчаников, алевролитов и мергелей.

  Следует отметить, что на площадях Казанбулаг и Тертер, в нижней части описываемого разреза, количество прослоев песчаных и алевролитовых пород значительно увеличивается. На площадях Агджабеди и Советляр в этой части разреза повышается роль мергелей, а на площадях Мурадханлы и Зардоб в разрезе появляются прослои доломитов и известняков.

Анализ характера распределения описываемых пород позволил составить единую карту толщин и литофаций эоценовых отложений Среднекуринской впадины (рис. 2.4).

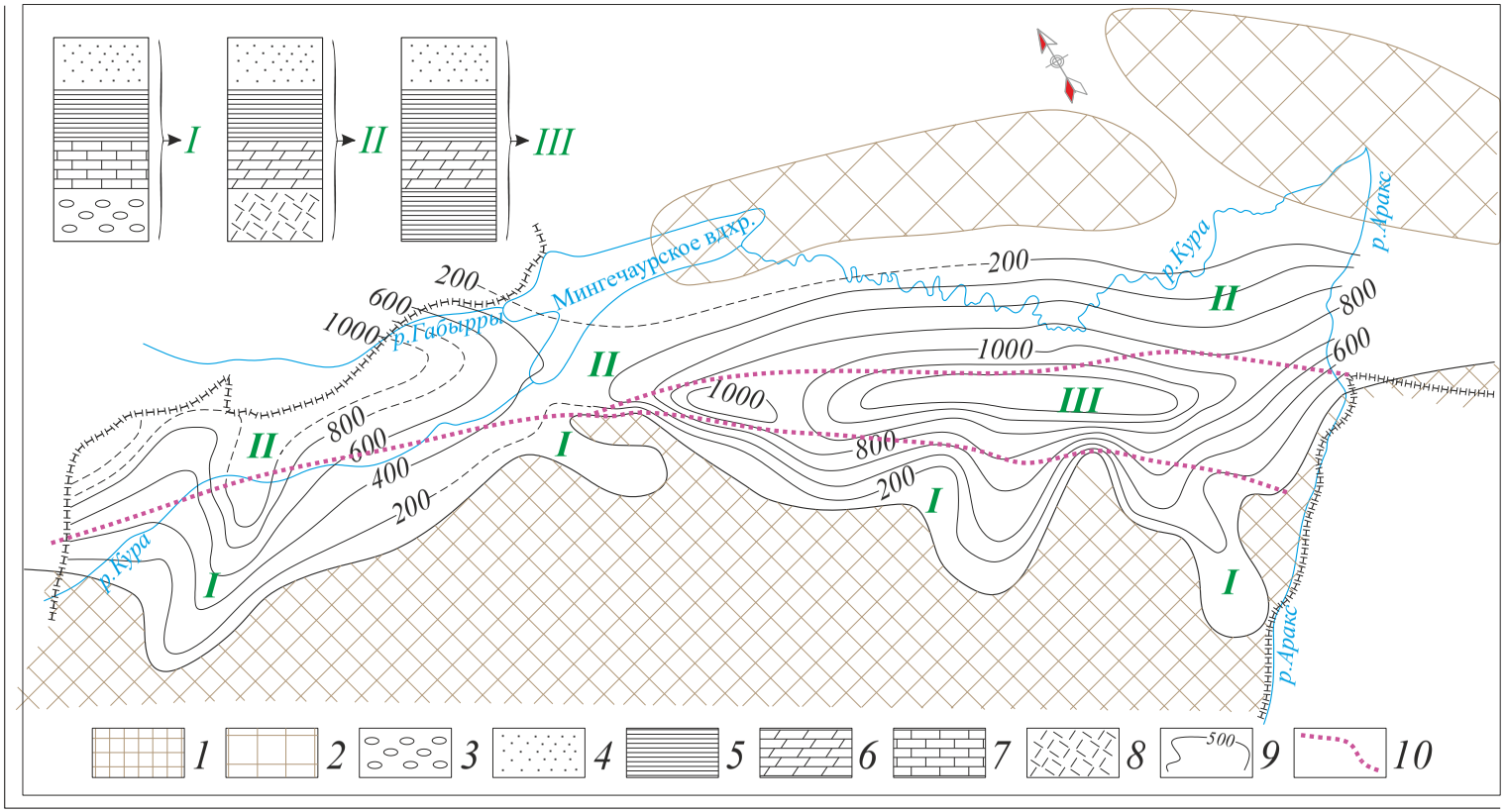

I
II
III
Мингечаурское вдхр.
р. Габырры
р. Кура
р. Аракс
200
600
1000
800
400
1
2
3
4
5
6
7
8
500
9
10

Рис.2.4 Схематическая карта толщин и литофаций эоценовых отложений Азербайджанской части Среднекуринской впадины

(по Ф.А.Ширинову и др. 1985, с дополнениями авторов)

Условные обозначения: 1-суша; 2-относительные поднятия; 3-конгломераты и гравелиты; 4-песчаники и алевриты; 5-глины; 6-мергели; 7-известняки; 8-туфогенные образования; 9-изопахиты; 10-границы литофациальных зон: I - песчано-глинисто-карбонатные отложения с прослоями конгломератов; II - песчано-глинистые отложения с прослоями туфогенных и карбонатных пород; III - песчано-мергельно-глинистые отложения

Однако, учитывая, что большинство поисково-разведочных скважин вскрыли не полную мощность эоцена, а в ряде случаев отмечается выпадение из разреза рассматриваемых отложений, составленная карта представлена в схематическом плане.

Переход от верхнего мела к палеогену характеризуется значительным подъемом бортовых частей Евлах-Агджабединского прогиба и более четким обособлением его между северо-восточными предгорьями Малого Кавказа на юго-западе, Мингечаур-Гейчай-Кюрдамирским сегментом Закавказского срединного массива и поперечным Шамхорским поднятием на северо-западе. Максимальную мощность эоценовые отложения достигают в центральной части Гянджинского нефтегазоносного района. Здесь выделяется зона развития относительно глубоководной фации, характеризующаяся накоплением глинистых, карбонатных реже песчаных пород. На площади Ширванлы вскрытая (неполная) мощность равна 1560м.

Во всех направлениях от этого участка происходит постепенное уменьшение мощности пород. Так, на площади Тертер она равна 1300м, на Дуздагской – 200м, в Казанбулаге и Бейлаган – 220м. Зона развития комплекса песчано-глинисто-карбонатных отложений с прослоями конгломератов примыкает к предгорьям Малого Кавказа. Нужно отметить, что в эоценовую эпоху в Евлах-Агджабединском прогибе происходит широкая трансгрессия, достигшая своего максимума в среднем и позднем эоцене. Вследствие этого нижне- и частично среднеэоценовые отложения имеют распространение преимущественно в центральной части прогиба, а верхнеэоценовые – и в прибортовых его частях.

Вторая зона характеризуется песчано-глинистыми отложениями с прослоями туфогенных и карбонатных пород, и выделяется

на всем протяжении Среднекуринской впадины. В НГР междуречья Куры и Иори характер распределения мощности эоцена показывает постепенное нарастание мощности к северу в сторону Притбилисского района.

Результаты структурно-поискового и поисково-разведочного бурения позволяют более детально рассмотреть эоценовые отложения НГР междуречья Куры и Иори [83,88]. Необходимо отметить, что если в северо-западной зоне имеется возможность отделить палеоцен от нижнего эоцена, где стратиграфические границы и опорные пласты прослеживаются на основании кернового материала и промыслово-геофизических исследований, то для центральной и юго-восточной зон, эти отложения расчленить трудно и объединяются нами в единый комплекс (рис. 2.5).

Характер распределения толщин этого нижнеэоценового комплекса отложений показывает, что наиболее интенсивное погружение, где мощность увеличивается от 600 до 1000м, происходит в западной зоне, на участке, охватывающем площади Мамедтепе, Тауз-Казах и Хатунлы. Западнее от палеодепрессии, по замкнутой изопахите 500м, выделяется палеоподнятие (площадь Гырахкесаман, скв.50, 51), а к северо-западу (площадь Дамиртепе-Удабно), намечаются контуры палеоподнятия с изопахитой 400м. Восточный участок, в котором между площадями Беюк Палантекян, Гюрзундаг, Кейрюк-кейлан, Тарсдалляр и Кичик Палантекян выделяется асимметричное палеоподнятие, оконтуренное изопахитой 100м, характеризуется пологим погружением на северо-восток, в сторону Иорской долины. Западнее, в центральной зоне, отмечается моноклинальное погружение к северу, где южнее площади Молладаг фиксируется палеовыступ с изопахитой 500м.

В отличие от нижнеэоценового этапа среднеэоценовый период характеризуется локальными участками повышенных мощностей, палеоглубины которых оконтурены изопахитой 300м и, располагаются в каждой из выделенных зон НГР. Своими размерами, относительно других отрицательных палеоэлементов, выделяется палеовпадина, большая часть которой, приходится на центральную зону.

Положительные палеоструктуры, как и на предыдущем этапе седиментации, фиксируются в западной и восточной зонах. Однако, если в западной зоне увеличиваются размеры, изменяются очертания и выделяется палеосвод, толщина которого составляет 50м, то в восточной зоне палеоподнятие изменяет не только разме-

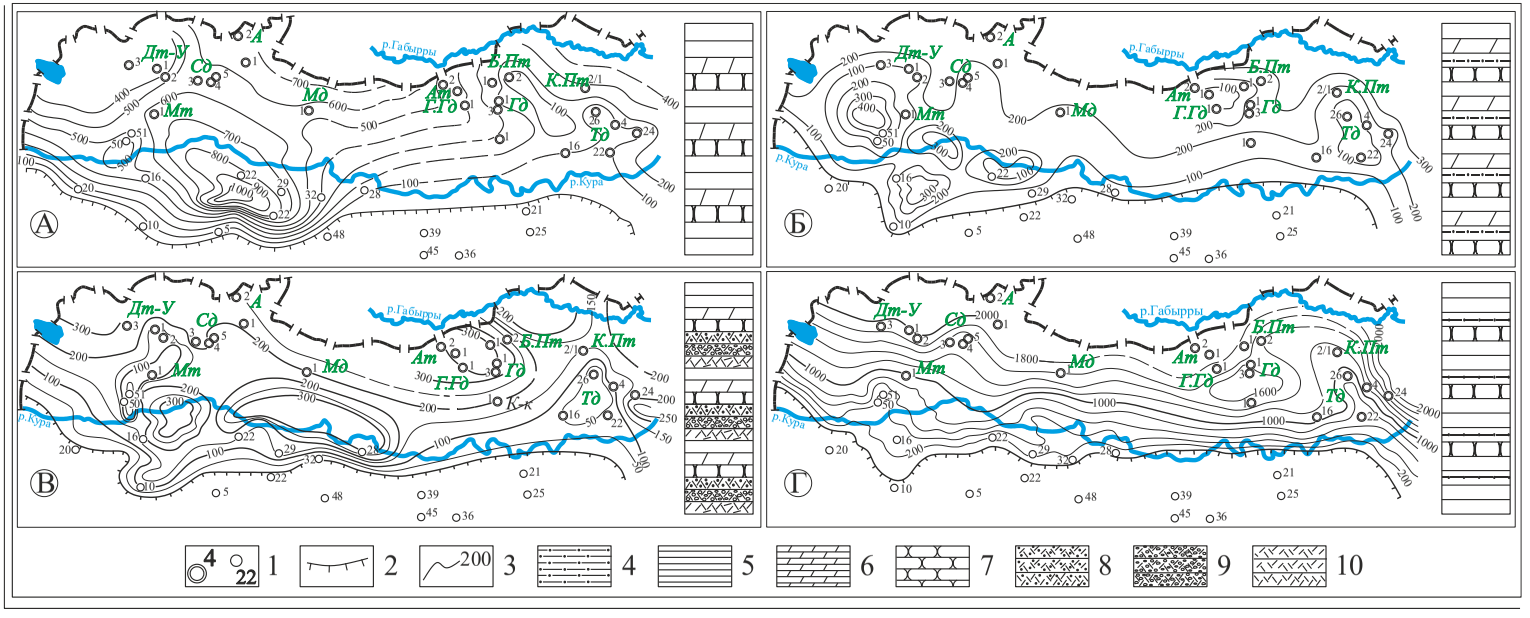

А
Б
В
Г
р.Габырры
р.Кура
Дт-У
Сд
Мт
Мд
Ат
Г.Гд
Гд
Б.Пт
К.Пт
Тд
К-к
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

Рис.2.5 Карты толщин палеогеновых отложений НГР междуречья Куры и Иори

Карты толщин: А-палеоцен-нижнего эоцена; Б-среднего эоцена; В верхнего эоцена; Г-майкопской толщи

Условные обозначения: 1-скважины поисково-разведочного и структурно-поискового бурения; 2-линия размыва (А и Г) или выклинивания (Б и В); 3-изопахиты; 4-аргиллит; 5-глина; 6-мергель; 7-песчаник; 8-туфопесчаник; 9-туфоконгломераты, туфогравелиты; 10-туф

ры и очертания, но и смещается к юго-востоку, где оконтуренное изопахитой 50м, выделяется между скважинами 16, 26, 4 и 22 площади Тарсдалляр. Палеоплан верхнего эоцена отличается от предыдущих периодов. Наибольшая толщина, вскрытая поисково-разведочными скважинами на востоке рассматриваемого региона, фиксируется в скважине 12 площади Тарсдалляр (270м). В этой зоне выделяются два локальных палеоподнятия оконтуренные изопахитами 100м. Первое – на участке площади Тарсдалляр, а второе охватывает площади Ахтепе и Герби Гюрзундаг.

Восточное крыло второго палеоподнятия (площади Гюрзундаг и Беюк Палантекян), является более крутым и плавно переходит (изопахита 300м) в пологую синклиналь седловидной формы, которая отделяет друг от друга палеоподнятия. Пологое (почти горизонтальное) залегание верхнего эоцена отмечается к западу от второго палеоподнятия, в сторону площади Молладаг.

Наиболее осложненным является западный участок, где выделяются локальные палеодепрессии и асимметричное палеоподнятие (скв.22, площадь Хатунлы), толщина которого составляет 100м. Максимальная толщина на этом участке выявлена на площади Гырахкесаман и достигает 400м (скв.50,51).

Олигоцен-миоценовые отложения (майкопская свита) имеют более широкое распространение (исключение составляет Гараджалы-Саатлинская антиклинальная зона, где они выпадают из разреза). Представления о литофациальных особенностях майкопских отложений Среднекуринской впадины уточнены и дополнены в работах [51,54,56,88,93].

Литологический разрез свиты повсеместно представлен глинистой литофацией, выраженной, в основном, слабо известковистыми слоистыми глинами с прослоями полимиктовых песчаников, песков, алевролитов, реже конгломератов и гравелитов. На пло-

щадях Казанбулаг, Нафталан, Тертер в разрезе майкопской свиты частота встречаемости и мощность отдельных пачек, сложенных песчаниками и алевролитами, значительно увеличивается и здесь они выражены песчаными горизонтами (казанбулагский и тертерский) являющимися нефтеносными. На площадях Мурадханлинского НГР наряду с указанными разностями пород, встречаются прослои доломитов и сидеритов.

Верхняя граница майкопских отложений на каротажных диаграммах выражена резкими снижениями значения КС до фонового (0,8–1 Ом·м) и сменой дифференцированной кривой ПС ровной линией. На площадях Мурадханлы, Зардоб, Амирарх и др., отложения майкопа согласно перекрыты породами тарханского горизонта и граница между ними отбивается по 2-3 метровому пласту мергеля с кажущимся удельным сопротивлением 2–4 Ом·м. На площадях Гырахкесаман, Хатунлы, Далимамедли, Аджидере, Казанбулаг, Тертер и др., майкопские слои перекрыты акчагыльским ярусом с базальным конгломератом в основании, удельное сопротивление которого доходит до 20–30 Ом·м. Контакт майкопа с подстилающими их отложениями на каротажных диаграммах отмечается повышением фонового значения кривой КС (от 0,8–1,0 до 1,4–1,8 Ом·м), которая становится зазубренной.

В НГР междуречье Куры и Иори майкопские отложения представлены в основном монотонной толщей глин с редкими прослоями песчаников и аргиллитов (рис. 2.5*г*). В полосе минимальных мощностей, на участках площадей Гырахкесаман и Хатунлы, выделяются редкие палеовыступы (изопахита 400м) и, выявлено несогласное залегание майкопа на размытую поверхность нижнего эоцена (площадь Хатунлы, скв.32). На востоке рассматриваемого района в майкопских отложениях выделяются: асимметричное палеоподнятие с толщиной 1600м, которая охватывает площади Гюрзундаг и Кейрюк-кейлан и палеовыступ с изопахитой 1000м – на участке площади Тарсдалляр, где сгущения изопахит (скв.24), отмечают резкое увеличение толщины и флексурообразное залегание майкопских отложений.

Составленная карта олигоцен-миоценовой эпохи фиксирует резкое прогибание дна Евлах-Агджабединского бассейна осадконакопления (рис. 2.6). Погружение Мингечаур-Гейчай-Саатлинской зоны поднятий приводит к трансгрессивному расширению границы бассейна в северо-восточном направлении. На юго-западном борту испытывает воздымание Малый Кавказ и контраст в характе-

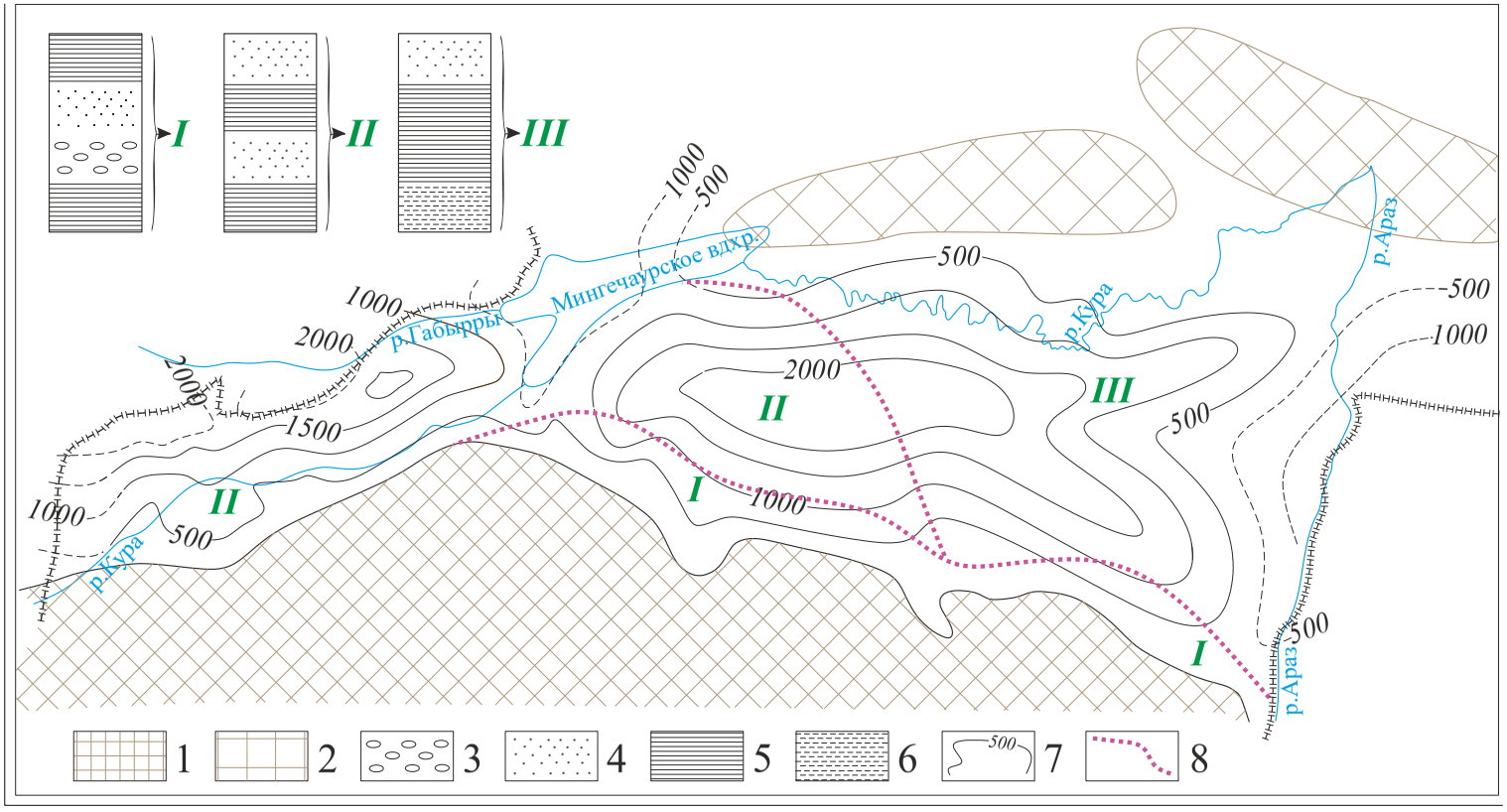

I
II
III
1000
500
Мингечаурское вдхр.
р.Габырры
2000
1500
р.Кура
р.Араз
1
2
3
4
5
6
7
8

Рис.2.6 Схематическая карта толщин майкопских отложений Азербайджанской части Среднекуринской впадины

(по Ф.А.Ширинову и др. 1985, с дополнениями авторов)

Условные обозначения: 1-суша; 2-относительные поднятия; 3-конгломераты; 4-песчаники; 5-глины; 6-алевролиты; 7-изопахиты; 8-границы литофациальных зон: I – глинисто-песчано-конгломератовые отложения; II – песчано-глинистые отложения; III – глинистые отложения с прослоями алевритовых пород

ре вертикальных движений заметно усиливается.

При таких палеотектонических и палеогеографических условиях происходит накопление мощной толщи терригенных, главным образом глинистых осадков. Наиболее глубоководная часть бассейна выделяется в центральной части Евлах-Агджабединского прогиба (площади Ширванлы, Барда и др.) и междуречье Куры и Иори (площади Дамиртепе-Удабно, Саждаг, Молладаг и др.), где устойчивое прогибание к северу и накопление майкопской глинистой толщи нивелировало палеоплан сформированный ранее.

Мощность майкопской серии изменяется от нескольких десятков метров на бортах впадины до 2500м в более погруженных частях. Увеличение мощности майкопа связано, с одной стороны, с нарастанием мощности одних и тех же песчаных и глинистых интервалов, а с другой – с появлением в разрезе новых песчаных и глинистых пачек.

На поднятиях Мурадханлы, Далимамедли, Хатунлы и др., майкоп несогласно залегает на терригенно-карбонатных образованиях среднего эоцена или на эффузивных образованиях верхнего мела. Граница между ними на каротажных диаграммах четко отбивается как по резкому повышению фоновых значений КС, так и удельного сопротивления слагающих пород среднего эоцена и верхнего мела.

В полосе Алиушаги-Казанбулаг-Сарыялдаг-Гюллюджа-Бейлаган в Евлах-Агджабединском прогибе, на размытой поверхности майкопа мощность которой превышает 800, трансгрессивно залегают отложения акчагыла. В северо-восточном направлении по погружению борта прогиба мощность майкопа увеличивается на площадях Далимамедли (до 1500м), Борсунлу (1590м), Дуздаг-Гедакбоз (1800м), Тертер (1370м), Шерги Агджабеди (1410м),

Ширванлы (1960м) и Советляре до 1420м. В осевой части Евлах-Агджабединского прогиба майкоп перекрывается без следов перерыва средним миоценом с мощностью порядка 2000-2500м.

От оси прогиба по восстанию его северо-восточного борта вновь происходит постепенное сокращение мощности майкопа до полного его выклинивания в полосе между северо-восточным бортом Евлах-Агджабединского прогиба и антиклинальной зоной Саатлы-Джарлы-Сор-сор-Гараджалы.

Майкопские отложения на своде Мурадханлинского поднятия, залегают на размытой поверхности верхнемеловых образований, мощность которых в разрезах скважин №№18, 6, 63, 58 составляет соответственно 21, 50, 90, 120м. Максимальная мощность майкопа зафиксирована в скважинах №95–1150м, №35–1180м, №22–1190м, №38–1390м, которые расположены на погружениях складки.

Вдоль северо-восточного борта Евлах-Агджабединского прогиба мощность майкопской серии на других площадях изменяется следующим образом: на Мильской площади – 400-500м; на площадях Гаралы, Джафарлы, Шихбаги, Зардоб, Амирарх – 600 – 900м; на площади Ширинкум – 1100м.

Таким образом, несогласное залегание усиливается с северо-востока на юго-запад, где характер контактов майкопских отложений с перекрывающими и подстилающими слоями далеко не одинаков. В одних случаях эти отложения согласно контактируют с нижнезалегающими верхнеэоценовыми и вышезалегающими среднемиоценовыми слоями, в других – они трансгрессивно контактируют либо со среднеэоценовыми, либо с верхнемеловыми образованиями и перекрываются породами от чокракского горизонта до акчагыльского яруса. Такая изменчивость контактов отмечается не только в региональном плане, но и в пределах отдельных площадей, в направлении от погруженных частей к сводам складок (Мурадханлы, Далимамедли, Кирзан-Хулуф и др.).

Характер распространения коллекторов и флюидоупоров эоценовых и верхнемеловых отложений

Формирование и сохранение залежей нефти и газа помимо прочих факторов в значительной степени зависит от распространения и распределения проницаемых толщ и изменения их коллекторских свойств. Разнообразием по составу и генезису характеризуются коллекторы и флюидоупоры верхнемеловых и эоценовых отложений Среднекуринской впадины [21,27,35,40,42,43,52,54,63,64,83, 86,88].

Характеристика коллекторов среднего эоцена и верхнего мела. В разрезах мела и эоцена рассматриваемого региона развиты коллекторы терригенного (песчано-алевритового), карбонатного, вулканогенно-осадочного и вулканогенного состава.

Коллекторы песчано-алевритового состава развиты в разрезах верхнего, значительно реже среднего и нижнего эоцена Евлах-Агджабединского прогиба, нижнего и верхнего эоцена междуречья Куры и Иори. По данным гранулометрического состава среднее содержание песчаной фракции в песчаниках верхнего мела составляет 56,2%. Та же фракция в песчаниках эоцена Мурадханлинского и Гянджинского НГР, соответственно, составляет: нижний эоцен – 53,20 и 56,29%; средний эоцен – 52,67 и 60,78%; верхний эоцен – 52,75 и 63,31%.

Примеси алевритовой (0,1 – 0,01мм) и пелитовой (0,01мм) фракций в песчаниках верхнего мела, соответственно, составляют 19,86 и 23.92% (средние значения).

Среднее содержание алевритовой фракции в песчаниках Мурадханлинского и Гянджинского НГР соответственно составляет: в нижнем эоцене – 12,3 и 17,49%, в среднем эоцене – 20,83 и 19,97%, в верхнем – 23,20 и 24,52%; пелитовой: в нижнем эоцене – 34,5 и 26,12%; в среднем – 26,50 и 19,25%; в верхнем – 23,96 и 12,17%. По этим данным выделяются алевритово-глинистые и глинисто-алевритовые песчаники.

В алевритовых породах содержание алевритовой фракции в меловых разрезах составляет в среднем 55,30%; в разрезах эоцена Мурадханлинского и Гянджинского НГР та же фракция соответственно составляет: в нижнем эоцене – 51,85 и 59,46%, в среднем – 53,10 и 61,09%, в верхнем – 55,49 и 54,18%. В меловых отложениях коэффициент отсортированности песчаников составляет 4,6, алевролитов –2,7. Содержание $CaCO_3$ в меловых отложениях колеблется в пределах: в песчаниках – 0,05-35,90% (среднее значение 15,70%), в алевролитах – 0,0-24,0 (11,90%).

В Мурадханлинском НГР содержание $CaCO_3$ в песчаниках и алевролитах колеблется, соответственно, в пределах: 0,5-20,2% (8,5%) и 15,8-18,1% (16,9%) – в нижнем эоцене, 0,9-22,2% (12,1%) и 0,5-23,4% (12,2%) – в среднем эоцене, 2,2-37,5% (25,2%) и 1,5-27,2% (9,8%) – в верхнем эоцене. В песчаниках и алевролитах Гянджинского НГР содержание $CaCO_3$ колеблется соответственно в пределах: в нижнем эоцене 0,5-21,4% (7,2%) и 2,5-23,5% (15,7%); в среднем эоцене 6,7-19,1% (11,0%) и 3,0-26,2% (13,1%); в верхнем эоцене 4,5-22,3% (14,5%) и 3,0-25,3% (11,9%).

Песчано-алевритовые породы преимущественно плотносцементированные. Слабосцементированные разности отмечаются в разрезе аптского яруса площади Джарлы. Состав цемента глинистый, известковисто-глинистый, глинисто-известковистый, карбонатный, кремнисто-глинистый, тип цементации поровый, контактный, базальный и смешанный. При этом поровый тип цементации в большинстве случаев связан в основном с карбонатным и глинистым цементами, контактный – с кремнисто-глинистым, базальный – с карбонатным. Цемент является как первичным, так и вторичным. Характер изменения пористости и проницаемости приводится в таблице 3.

Изменение пористости и проницаемости верхнемеловых и эоценовых отложений

Табл. 2.1

Регион	Возраст	Пористость (%)	Проницаемость (мД)
Евлах-Агджабединский прогиб	Эоцен верхний	2,8 – 22,8 38	НП – 2,9 32
	Эоцен средний	4,6 – 15,5	НП – 0,1
	Эоцен нижний	2,2 – 7,4 3	НП – 0,8 3
	Верхний мел	1,5 – 31,7 124	НП – 84,4 122
Междуречье Куры и Иори	Эоцен верхний	2,4 – 364,8 26	НП – 368,0 15
	Эоцен средний	6,0 – 23,3	НП – 0,4 3
	Эоцен нижний	4,0 – 27,4 20	НП – 5,5 20
	Верхний мел	1,4 – 20,2 100	НП – 85,16 97

* Примечание: в числителе – пределы изменения, в знаменателе – количество образцов

Песчано-алевритовые породы в основном полимиктовые (кварцево-полевошпатово-грауваккковые). В песчано-алевритовых породах Евлах-Агджабединского прогиба и междуречье Куры и Иори преобладают, в основном, мелко- и среднезернистые разности плохой и средней отсортированности.

Содержание пелитовой фракции в песчаниках по разрезу эоцена уменьшается снизу-вверх как в Гянджинском, так и Мурадханлинском НГР. Поэтому естественно следует ожидать сравнительного улучшения коллекторских свойств указанных пород в разрезе верхнего эоцена, по сравнению со средним и нижним эоценом.

Фильтрационные свойства в Гянджинском НГР должны быть лучше, чем в Мурадханлинском, так как в последнем породы указанного возраста характеризуются в 1,5-2 раза большим содержанием пелитовой фракции.

Среди множества различных факторов, влияющих на коллекторские свойства песчано-алевритовых пород, особое место занимают наложенные процессы.

В рассматриваемых гранулярных коллекторах имеет развитие аутигенное глинообразование (монтмориллонитизация, каолинитизация и др.), оказывающее заметное (как положительное, так и отрицательное) влияние на физические свойства пород.

В песчано-алевритовых породах междуречья Куры и Иори отмечается аутигенное образование монтмориллонита, оказывающее отрицательное влияние на коллекторские свойства. Оно здесь выражено относительно слабее, чем в Гянджинском, и несколько сильнее нежели в Мурадханлинском НГР.

Наблюдается также аутигенное каолинит-образование, оказывающее положительное влияние на коллекторские свойства песчано-алевритовых пород (Мурадханлы, скв.24; Амирарх, скв. 3; Саждаг, скв.3 и др.).

Коллекторы карбонатного состава наибольшее развитие имеют в верхнемеловых отложениях Западного Азербайджана и наибольшее распространение получают в среднем эоцене.

Известняки-коллекторы порово-трещинного типа широко развиты в верхнесантон-маастрихтских отложениях. Наилучшими среди них являются органогенные обломочные, оолитовые и песчано-алевритовые разновидности.

Мергели-коллекторы трещинного типа развиты как в меловых, так и в эоценовых отложениях. Известковые мергели обладают сравнительно лучшими коллекторскими свойствами, чем глинистые мергели.

Доломиты-коллекторы кавернозно-порово-трещинного типа с высокими емкостными и фильтрационными свойствами, выдержанной мощностью отмечаются в разрезах Джарлы, Сорсор, где могут служить вместилищем для нефти и газа.

Глинистый материал, представленный в основном кальциевой разностью монтмориллонита с небольшими примесями хлорита, каолинита и гидрослюды, а в отдельных случаях хлорит-каолинит-монтмориллонит-гидрослюдистым или каолинит-монтмориллонит-гидрослюдисто-хлоритовым составами способствует ослабле-

нию связи между отдельными блоками карбонатов и развитию в них трещинного образования (особенно при неравномерном распределении глинистой массы), что приводит к улучшению емкостных и фильтрационных свойств указанных пород.

Пористость и проницаемость карбонатных пород эоцена колеблются соответственно в пределах 0,2-17,0% и НП-10,4·10^{-15}м^2 в Евлах-Агджабединском прогибе и 3,6-16,7% и НП- 0,01·10^{-15}м^2 в междуречье Куры и Иори.

Известняки верхнего мела характеризуются пористостью и проницаемостью соответственно 0,0-19,0% и НП-40,2·10^{-15}м^2 в Евлах-Агджабединском прогибе и 0,2-27,4% и НП-8,0·10^{-15}м^2 в междуречье Куры и Иори.

Те же параметры мергелей верхнего мела Евлах-Агджабединского прогиба колеблются соответственно в пределах 0,0-21,3% и НП-10,3·10^{-15}м^2, а междуречья Куры и Иори – 0,2-27,4% и НП-40,5·10^{-15}м^2.

В целом описанные породы характеризуются низкими фильтрационными и емкостными свойствами. Образцы с удовлетворительными коллекторскими свойствами встречаются редко.

Коллекторы вулканогенно-осадочного состава относятся к порово-трещинному типу. Развиты они в основном, в разрезах среднего эоцена Западного Азербайджана. Представлены они пирокластическими (туфы) и пирокласто-осадочными (орта- и паратуффиты) породами.

Вещественный состав и структурно-текстурные особенности эоцена Евлах-Агджабединского прогиба и междуречья Куры и Иори аналогичны, но в северо-восточном направлении (по мере удаления от областей вулканических извержений) наблюдается переход пирокластических пород в пирокласто-осадочные и увеличение роли тонкозернистых образований.

Большинство изученных образцов характеризуется низкими значениями пористости и проницаемости. Только единичные образцы характеризуются удовлетворительными коллекторскими свойствами, что не согласуется с дебитами нефти, полученной из этих отложений во многих скважинах.

Подобная картина наблюдается и в среднеэоценовых туфогенных отложениях на месторождениях Притбилисского района, где значение пористости колеблется в пределах 3,0-6,0%, а проницаемости – от НП до первых единиц 10^{-15}м^2, в то время как по промысловым геолого-геофизическим данным трещинная пористость

и проницаемость составляют соответственно 0,1-6,0% и (1,3-3,0) $\cdot 10^{-12}$м^2.

Коллекторы вулканогенного состава широко развиты в верхней части эффузивных меловых выступов и приурочены, в основном, к турон-нижнесантонскому стратиграфическому интервалу. Относятся они к коллекторам сложного каверново-порово-трещинного типа.

Характерными для таких коллекторов являются: неоднородность, неравномерное распределение в породе различных пустот-каверн, пор, макро- и микротрещин и широкие диапазоны изменения емкостных и фильтрационных свойств как по разрезу, так и по площади.

Канальцы и микротрещины в основном извилистые, а макротрещины – прямолинейные. Размеры микропор менее 0,1мм, а макропор – от 0,1 до 1,0мм и более.

По вещественному составу выделяются андезитовые, базальтовые коллекторы и их переходные разности.

Коллектора базальтового состава характеризуются интерсертальной и порфировидной структурами, массивной, брекчиевидной и миндале-каменной текстурами.

Коллектора андезитового состава, имеющие по сравнению с базальтовыми гораздо большее развитие, характеризуются полифировой, олигофировой и плезиофировой структурами, массивной и брекчиевидной текстурами и сложены микролитами плагиоклазов и стекловатой массой, превращенной в кремнисто-глинисто-цеолито-хлоритовый агрегат.

Бóльшая нефтенасыщенность сводовой базальтовой части месторождения Мурадханлы, по сравнению с его юго-западным андезитовым крылом, объясняется, наряду со структурно-тектоническими факторами, меньшей устойчивостью продуктов основной магмы гипергенным изменениям. Коллекторские свойства вулканогенных пород, наряду с длительностью, условиями и глубиной вторичных процессов в значительной степени зависят также от наличия, характера распределения тех или иных аутигенных компонентов – кальцита, хлорита, цеолита, монтмориллонита, каолинита, серицита, лимонита и других образований, оказывающих как положительное, так и отрицательное влияние. Примером положительного влияния является аутигенное каолинитообразование, приводящее к улучшению емкостных и фильтрационных свойств.

При кальцитизации и хлоритизации наблюдается увеличение значений пористости, но фильтрационные способности при этом уменьшаются, а при монтмориллонитизации коллекторские свойства заметно ухудшаются.

Пористость вулканогенных коллекторов изменяется в пределах 0,6-28,8%, а проницаемость – от непроницаемых до $52,7 \cdot 10^{-15}$ м^2. Следовательно, исследованные породы не характеризуются высокими фильтрационными свойствами.

Характер распределения эффективных мощностей. Изучение эффективных мощностей проводилось параллельно с изучением коллекторских свойств пород. Карты равных эффективных мощностей составлены для среднего эоцена и верхнего мела. Параллельно с этим составлены карты равных значений пористости, соответственно, для среднего эоцена и верхнего мела. Чтобы различить эффузивные породы (порфириты, андезиты, базальты и др.), которые в Среднекуринской впадине являются коллекторами нефти, выделены их ареалы распространения в интервале разреза верхнего мела. В основном, также породы распространены в Зардоб-Мурадханлинском районе, где они являются нефтеносными. Характеристика коллекторов верхнего мела и эоцена подробно была рассмотрена в предыдущем разделе. Поэтому, здесь мы рассматриваем только эффективные мощности и, частично, пористости.

Как видно из прошлого подраздела в верхнемеловых и эоценовых отложениях Среднекуринской впадины развиты коллекторы терригеннного (песчано-алевритового), карбонатного, вулканогенно-осадочного и вулканогенного состава.

ВЕРХНИЙ МЕЛ. Породы-коллекторы здесь в основном литологически выражены вулканогенно-осадочными, вулканогенными, карбонатными и реже песчано-алевритовыми разностями. Значение пористости их в пределах Зардоб-Мурадханлинского района колеблется от 2,5% до 13,9%. Наибольшее значение приходится на долю тех участков, где развиты эффузивные породы (порфириты, андезиты, базальты и др.). Это значение достигает в районе скв. №№3, 13, 18 – 13,9% за счет вторичных процессов разрушения-разрыхления и трещиноватости эффузивных пород. Площади повышенной пористости имеют овальную форму, структуры распространяются в антикавказском направлении-с севера на юг (рис. 2.7а).

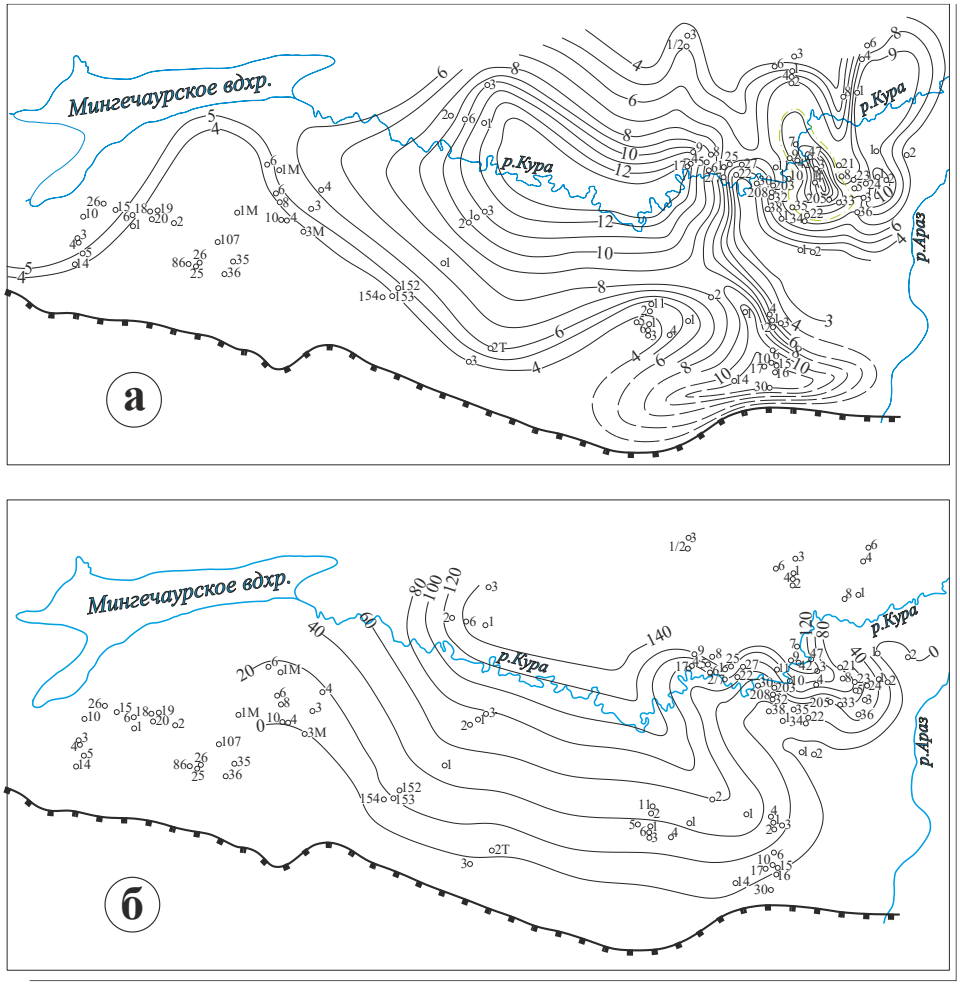


Рис.2.7 Схематические карты а) пористости и б) эффективных толщин верхнемеловых отложений Евлах-Агджабединского прогиба

Условные обозначения:

а) линия размыва верхнего мела; 2-изолинии пористости; 3-скважины

б) линия размыва верхнего мела; 2-изопахиты; 3-скважины

Зардоб-Мурадханлинский район по значениям пористости можно разбить на четыре участка. Два участка с повышенной пористостью и два участка с низкой пористостью. Соответственно, Мурадханлы – Сор-Сор и Джафарлы-Джарлы, а между ними – в таком же антикавказском направлении расположены низко пористые зоны. Значения пористости в этих низкопористых зонах сни-

жаются в первой до 4 – 7%, а во-второй – до 2,5%. Вторая зона отделяет Мурадханлинское месторождение от Зардобского на западе, а на юге эта зона проходит в кавказском простирании и отделяет Агджабеди - Аггель - Советлярский район от Мурадханлинского. Если первая низкопористая зона развивается с севера и на юге почти переходит в пористую зону, то вторая развита как с севера, так и с юга. Она довольно заметна и простирается в антикавказском направлении и более выраженная, чем первая зона.

Материалы изучения пористости, проницаемости, карбонатности позволили подсчитать полезные мощности верхнемеловых отложений. Для осадочных пород подсчитаны для всего разреза, а для эффузивных пород на мощность до 2350 – 300м от поверхности эффузивного массива.

Закономерность в распределении пористой среды в определенной мере сохраняется и для эффективных мощностей. В Зардоб-Мурадханлинском районе в зонах повышенной пористости эффективные мощности также имеют большие значения (рис. 2.7б).

В Мурадханлы – Сор-Сорской зоне эффективная мощность составляет 100 – 120м. В пределах Зардобского месторождения значение ее составляет 121,6м. Между месторождениями Мурадханлы и Зардоб также отмечается зона низкой эффективной мощности – 37,8м (скв.30). Эта зона низкой эффективной мощности продолжается на юг и юго-восток, охватывает синклинальную зону – площадь Ширинкум, где значение полезной мощности колеблется в пределах 0-20м. Пространственное размещение полезных объемов для аккумуляции УВ в Зардоб – Мурадханлинской зоне подчиняется общей закономерности формирования и развития структурных форм проницаемых пластов.

Здесь тектонически активные зоны сочетаются с физическими полями, имеющими хорошие коллекторские свойства литологических разностей пород.

Другим районом максимальных эффективных мощностей является Ширванлы – Барда – Амирархская зона. Значение полезных мощностей здесь колеблется от 147м (Амирарх) и до 80 – 60м в Барда – Ширванлинской площади. Пористость пород верхнего мела изменяется именно с такой же градацией. Значение пористости в Амирархе составляет 11,7%, в Барде – 10% и в Ширванлах 7-8%. Это поперечное направление физического поля пород полностью совпадает с палеотектонической структурной ситуацией поверхности мезозоя в эоцене, майкопе и в конце миоцена.

Другим районом пространственного размещения поровых объемов в разрезе верхнего мела отличается Дуздаг – Борсунлинский участок. Эффективные мощности верхнего мела не превышают 0 – 12м, а пористость колеблется от 1,0% до 5,8%. На палеоповерхности здесь вырисовывается палеовыступ поверхности мезозойских отложений. Однако участок в целом не отличается тектонической активностью. Так, например, в Борсунлах в скв.1 породы характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Литологически они выражены известняками, пористость в них 1%, а практически они непроницаемы. Эффективные мощности почти отсутствуют.

В междуречье Куры и Иори данные по пористости верхнего мела имеются в Тарсдаллярском и Гырахкесаманском районах.

Зоны повышенной пористости здесь приурочены к тектонически активным участкам структуры, в основном, к палеоподнятиям, которые выражены по поверхности мезозоя в конце эоцена, майкопа и миоцена. Одно такое палеоподнятие по поверхности верхнего мела расположено в районе скв.26, 6, 56 Тарсдалляр, а другое – к западу и юго-западу от скв.1 Мамедтепе. К ним приурочены зоны повышенной пористости, значение которой колеблется соответственно от 9,4% до 12,4% и от 3,1% до 12,7%. Литологически, в пределах вышеуказанных площадей верхнемеловые отложения выражены осадочными и осадочно-вулканогенными породами. В районе структурно-поисковых скважин 47, 48, 50 Гырахкесаман в разрезе участвуют глинистые известняки, мергели, алевролиты, туфы, туфоалевролиты, порфириты. В скв.9 Тарсдалляр в разрезе меловых отложений принимают участие глины, туфоалевролиты.

СРЕДНИЙ ЭОЦЕН. Коллекторы среднего эоцена представлены, в основном, мергелями, туфопесчаниками, туфоалевролитами, глинистыми песчаниками, аргиллитами, обладающими трещинами. Известняки-коллекторы, мергели-коллекторы, доломиты (реже) – коллекторы в разрезе среднего эоцена, подверженные обычно вторичным процессам и изменениям, обладают трещиноватостью и высокими коллекторскими свойствами.

Характер распределения эффективных мощностей показывает, что в Среднекуринской впадине можно выделить несколько зон повышенной пористости и эффективных мощностей среднеэоценовых отложений. В отличие от верхнемеловых отложений эти зоны не имеют антикавказское направление. Наоборот, зоны с повышенными поровыми объемами расположены в направлении общекавказского простирания (рис. 2.8, 2.9).

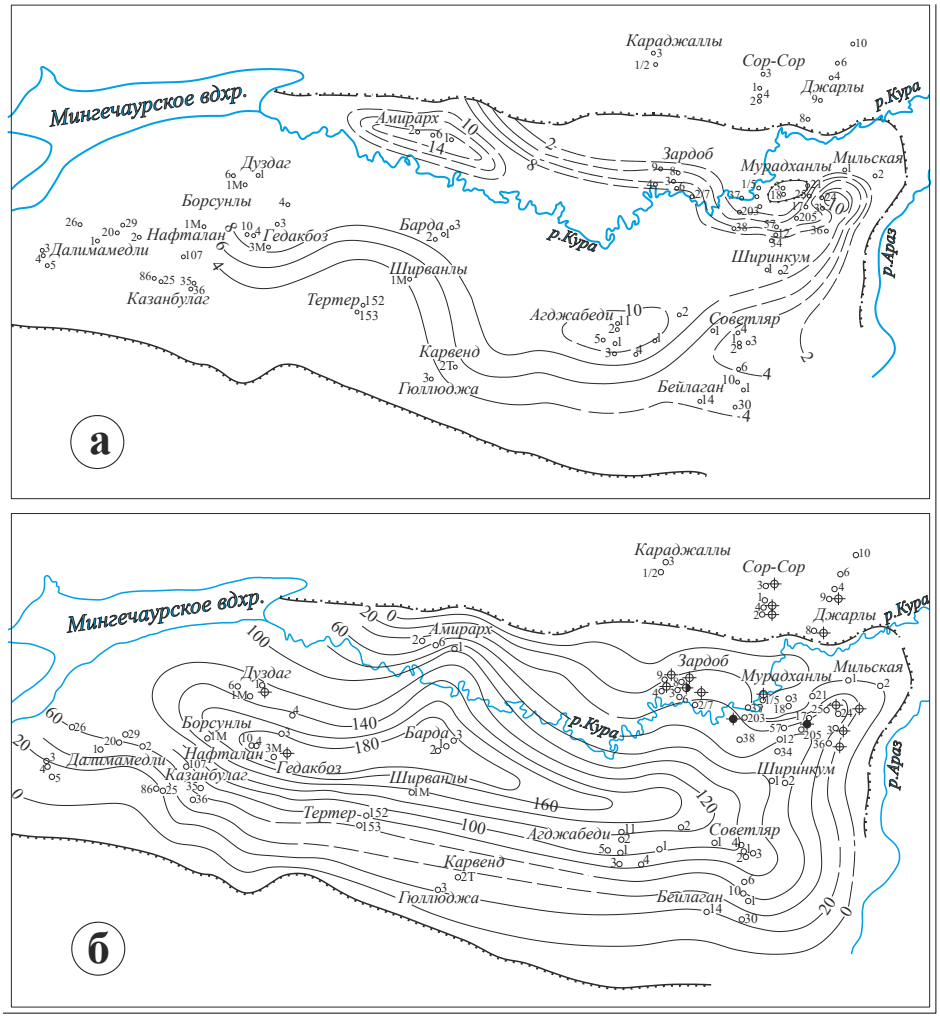


Рис.2.8 Схематические карты а) пористости и б) эффективных толщин среднеэоценовых отложений Евлах-Агджабединского прогиба

Условные обозначения:

а) 1-линия выклинивания эоцена; 2-изолинии равных значений пористости; 3-скважины

б) 1- линия выклинивания эоцена; 2-изопахиты эффективных тощин; 3-скважины

По среднему эоцену эти зоны охватывают следующие структурные единицы (рис. 2.8). В Евлах-Агджабединском прогибе – Джафарлы-Мурадханлы-Амирархская зона, охватывающая СВ борт прогиба. Эффективная мощность в этой зоне колеблется от 28 до

78м в Мурадханлинском районе и от 44 до 107м в Амирархе. Такая же закономерность наблюдается и в распространении пористости. Однако, как видно из распределения пористости низкопористые зоны, отмеченные в верхнемеловых отложениях, в среднем эоцене становятся слабовыраженными почти затухающими. Если сравнить палеотектонические реконструкции, то эоценовые структуры резко выполаживаются, а структуры по более молодым отложениям – майкопу и миоцену затухают. Это можно проследить по амплитудному соотношению локальных поднятий Зардоб-Мурадханлы-Джафарлинской зоны.

Вторая зона отмечается на ЮВ борту прогиба. В Бейлаган-Советляр-Агджабединском районе, где эффективная мощность растет к центру центроклинали и изменяется в пределах от 82 до 102,1м.

Пористость также увеличивается от Советляра (6,2%) до Агджабеди (11,5%).

Другая зона прослеживается от южного борта прогиба к центру его, от Тертерской площади к Ширванлинской. Значение полезных мощностей колеблется в этом направлении от 69 до 134,1м. Пористость изменяется в таком же порядке. Если проследить изменения поровых объемов в пространственном отношении, то всюду заметна одна единственная закономерность – увеличение значения этих параметров среднего эоцена к центру центроклинали.

Однако, в междуречье Куры и Иори в среднеэоценовых отложениях реконструкция верхнемеловых структур не имела сильное перестроечное значение (рис. 2.9). Поэтому изолинии равных значений эффективных мощностей очерчивают на Тарсдаллярской площади зону, совпадающую с таковой по верхнемеловым отложениям. Увеличение эффективных мощностей происходит с юга на север. При этом можно выделить две самостоятельные зоны. Первая зона Тарсдалляр - Гюрзундагская, вторая – Саждаг – Дамиртепе/Удабно-Джандаргельская.

Максимум эффективных мощностей среднего эоцена в первой зоне совпадает с зоной повышенной пористости. Значения, их изменяются от 18,4м (площадь Кейрюккейлан) до 60м (Тарсдалляр). Максимальные значения пористости обособляются в пределах Тарсдалляр-Гюрзундагских площадей и колеблется в пределах 12,8% - 15,9%. Молладагская площадь составляет переходную зону и соответствует низко проницаемым зонам.

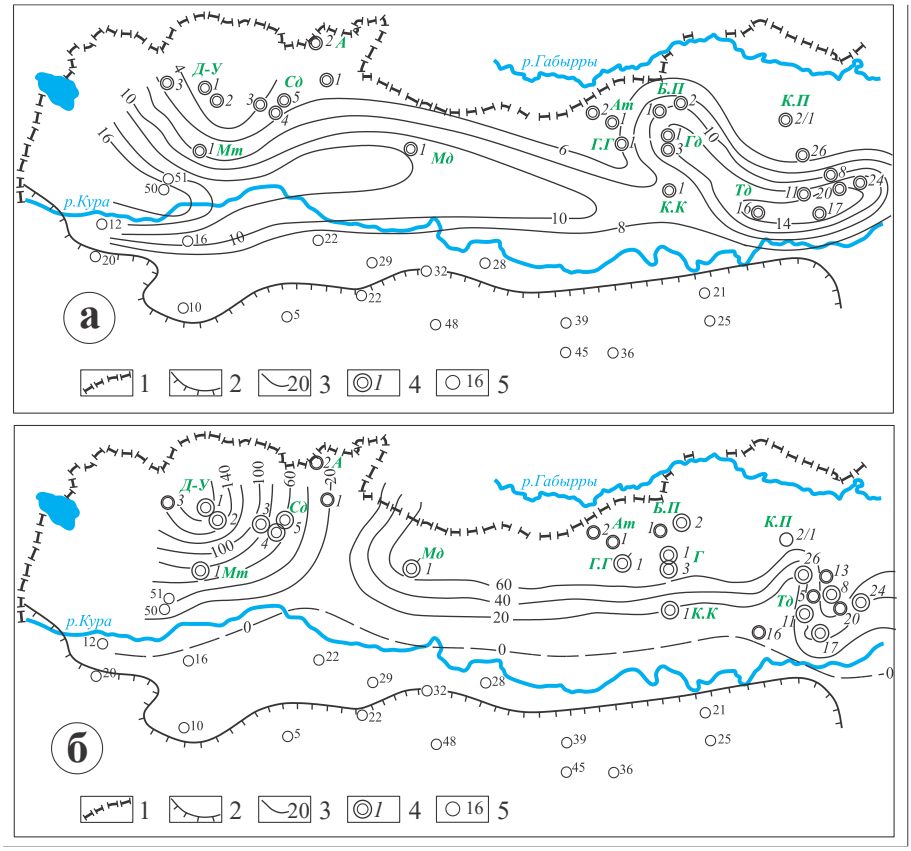


Рис.2.9 Схематические карты а) пористости и б) эффективных толщин среднеэоценовых отложений НГР междуречья Куры и Иори

Условные обозначения:

а) 1-государственная граница; 2-линия выклинивания среднего эоцена; 3-изолинии пористости; 4-поисково-разведочные скважины; 5-структурно-поисковые скважины

б) 1-государственная граница; 2-линия выклинивания среднего эоцена; 3-изопахиты; 4-поисково-разведочные скважины; 5-структурно-поисковые скважины

В Саждаг-Дамиртепе/Удабно-Джандаргельской зоне изменение эффективных мощностей обратно пропорционально изменению пористости. Например, на площади Саждаг в скв.4 эффективная мощность среднего эоцена составляет 65,9м, а в скв.2 Дамиртепе/Удабно – 164,5м и в скв.1 Мамедтепе – 75,6м.

Таким образом наблюдается уменьшение эффективной мощности среднего эоцена в региональном подъеме слоев с севера на

юг к южному борту впадины. Однако, значение пористости в указанном направлении увеличивается от 2,8% до 16,0%. Такое является вполне объяснимым наличием здесь палеоподнятия по поверхности верхнего мела, которое продолжало существовать до неогенового времени.

Характеристика флюидоупоров среднеэоценовых и верхнемеловых отложений. На основе изучения глинистых пород-покрышек мезокайнозойских отложений Азербайджана можно представить следующие основные выводы.

Глинистые породы нижнемеловых отложений Мурадханлинского НГР в связи с сильным развитием в них катагенеза преобразованы в плотные обезвоженные аргиллиты с трансформацией набухающих глинистых минералов в ненабухающие. Все это привело к трещинообразованию в породах под влиянием тектонических колебательных движений.

Потому, естественно, что указанные породы не могут быть флюидоупорами. Местами они обладают удовлетворительными фильтрационными свойствами.

В отличие от глинистых пород нижнемеловых отложений Мурадханлинского НГР, одновозрастные породы Шемахино-Гобустанского и Прикаспийско-Кубинского НГР не подвержены сильному катагенезу и достаточно пластичны и, могут служить не плохими флюидоупорами для залежей нефти и газа. Еще больше пластичность и флюидоупорность глинистых пород верхнего мела этих же НГР. Здесь заметно увеличивается содержание набухающих глинистых минералов.

Глинистые породы верхнемеловых отложений Среднекуринской впадины (Сорсор, Саатлы, Мурадханлы, Дуздаг-Гедакбоз, Мамедтепе, Далляр, Гырахкесаман, Бейлаган и другие площади), как и нижнемеловых, по своим изолирующим свойствам заметно отличаются от одновозрастных глин Шемахино-Гобустанского и Прикаспийско-Губинского НГР. Здесь глинистые породы, несмотря на выраженность их преимущественно монтмориллонитом, заметно уплотнены, подвержены сильному катагенезу и часто представлены трещиноватыми аргиллитами. Вследствие чего, не обладают удовлетворительными изолирующими свойствами. Ухудшению их изолирующих свойств способствует также частое чередование их в разрезе верхнего мела с прослоями известняков, мергелей, туфогенных и других типов пород. В отдельных случаях они характеризуются удовлетворительными емкостными и фильтрационными свойствами.

Глинистые породы-покрышки в эоценовых отложениях изучены в пределах Среднекуринской впадины (Гянджинский, Мурадханлинский НГР и междуречье Куры и Иори). При этом наблюдается заметное различие в составе, структурных, текстурных, генетических и других особенностей глинистых пород-покрышек различных НГР, а также изменение их с глубиной и возрастом, что приводит к изменению их изолирующих свойств в пространстве и времени.

Отмечается ухудшение качества глинистых покрышек с увеличением глубины залегания и стратиграфического возраста.

Наблюдается также ухудшение качества покрышек в разрезах прибортовых зон в связи с возрастанием в них песчано-алевритового материала и ионов кальция в составе обменного комплекса, а в разрезах, удаленных от них, оно, наоборот улучшается благодаря лучшей отмученности глин, возрастанию емкости поглощения, преобладанию ионов натрия над поливалентными ионами, увеличению поверхностной активности, влажности, а также суммарной мощности глинистых пачек. Так, в разрезах Харкапут, Инджачай, Суговушан и др., расположенных в прибортовой зоне Гянджинского НГР, глины в основном песчаные и алевритовые, а в разрезах Борсунлу, Агджабеди и др., удаленных от нее, они представлены хорошо отмученными разностями с пелитовой и алевропелитовой структурами, массивной и слоистой текстурами.

Отличными покрышками являются, не претерпевшие заметные катагенетические изменения, пластичные глины нижнего и среднего эоцена Гянджинского НГР, представленные преимущественно натриевой разностью монтмориллонита и содержащие большое количество РОВ. Этому способствует также высокий коэффициент глинистости (более 0,7) разрезов нижнего и верхнего эоцена.

В разрезе среднего эоцена глинистые породы встречаются в виде маломощных прослоев, выраженных глинами, а местами микро трещиноватыми аргиллитами, которые, естественно, не могут играть роль флюидоупоров.

В отличие от глин Гянджинского НГР в глинах эоцена НГР междуречья Куры и Иори изменение состава, структурных, текстурных и генетических особенностей по разрезу становится более заметным. Наблюдается заметное развитие катагенеза с глубиной и возрастом, что приводит к уменьшению содержания малоустойчивых компонентов с глубиной (сверху вниз по разрезу). Так, если в верхнем эоцене монтмориллонит и смешанослойные образования

монтмориллонит-бейделлитового ряда имеют преобладающее значение, то в нижнем эоцене содержание становится менее 25%, а смешанослойные образования указанного типа отсутствуют и преобладающее значение имеет гидрослюда $2M_1$. Здесь аргиллиты нижнего эоцена, залегающие на больших глубинах и приуроченные к более погруженным участкам бассейна, прошли как минимум подстадии $МК_1$–$МК_3$ мезокатагенеза. Подобная картина наблюдается и в ряде других разрезов, но выражена она слабее, чем на площадях Дамиртепе-Удабно, Гюрзундаг, Саждаг, Ортагаш, Тарсдалляр. Несмотря на заметное развитие катагенеза в эоценовых отложениях междуречья Куры и Иори глинистые породы являются здесь неплохими флюидоупорами, так как благодаря большой глубине погружения и увеличению всестороннего сжатия они сохраняют пластичность.

Высокими изолирующими свойствами, естественно, обладают глинистые породы верхнего эоцена, указанного НГР, характеризующиеся большой мощностью и пластичностью и выраженные в тонкопелитовой фракции бейделлитом и смешанослойными образованиями бейделлит-монтмориллонитового ряда.

Глинистые породы эоценовых отложений Мурадханлинского НГР (Мурадханлы, Мильская), представленные, как и в Гянджинского НГР, преимущественно монтмориллонитом (за исключением отдельных образцов) характеризуются неплохими изолирующими свойствами. Этому способствует также относительно повышенная суммарная мощность глинистых пачек.

Заметным катагенетическим изменениям, как и глины эоценовых отложений НГР междуречья Куры и Иори, подвергались глинистые породы эоцена Мурадханлинского НГР. Они здесь менее пластичны и флюидоупорны, чем в Гянджинском НГР. Эти глины обладают удовлетворительными изолирующими свойствами даже на площади Зардоб, где имели место относительно сильные катагенетические изменения пород и преобразование набухающих глинистых минералов в ненабухающие. Пластичность и флюидоупорность глинистых пород здесь сохраняются благодаря большой глубине их залегания.

Относительному ухудшению изолирующих свойств глинистых пород-покрышек эоцена Мурадханлинского НГР, по сравнению с одновозрастными глинами Гянджинского НГР, способствует также их неоднородность, т.е. характеризуются непостоянством состава и литологических особенностей в пространстве и во времени, нали-

чием в них текстурных и структурных неоднородностей, относительно большим содержанием ненабухающих глинистых минералов и выраженностью монтмориллонита кальциевой его разностью, что приводит к заметному ухудшению их изолирующих свойств. Но несмотря на это глинистые породы данного прогиба обладают удовлетворительными (особенно в верхнем эоцене) изолирующими свойствами, благодаря их большой мощности, значительно бóльшей глубине погружения и нахождению в состоянии всестороннего сжатия под большим давлением.

Региональными породами-покрышками с отличными изолирующими свойствами для коллекторов ниже залегающих отложений Среднекуринской впадины служат глины олигоцена-нижнего миоцена (майкопская свита), характеризующиеся большой мощностью (1,4 – 2,0км в Гянджинском районе и 2,7 –3,0км в междуречье Куры и Иори), хорошей отмученностью, выраженностью тонкопелитовой фракции преимущественно набухающими глинистыми минералами (монтмориллонит, смешанослойные глинистые образования монтмориллонит-гидрослюдистого монтмориллонит-бейделлитового ряда и др.), слабым развитием катагенетических процессов, высокой поверхностной активностью, обогащенностью РОВ и другими особенностями, придающими им высокую пластичность и флюидоупорность.

ВЫВОДЫ

На основании анализа кернового материала параметрических и поисково-разведочных скважин, а также промыслово-геофизических исследований приводятся данные о литолого-фациальных особенностях и толщинах стратиграфических подразделений верхнемеловых и палеогеновых отложений.

Фактический материал позволил с надлежащей достоверностью провести корреляцию и расчленение верхнемеловых и палеогеновых отложений, установить маркирующие горизонты в конкретных разрезах поисково-разведочных скважин и сопоставить их разрезы в региональном плане.

В пределах указанных НГР разрез верхнего мела, обычно, слагается тремя генетическими типами пород: осадочным, вулканогенно-осадочным и вулканогенным. Их распределение по разрезу выглядит следующим образом: верхняя часть разреза на многих площадях Куринской впадины представлена обычным обломочно-осадочным комплексом отложений, которые ниже по разрезу переходят в чередование с вулканогенно-осадочными. А еще ниже

сменяется вулканогенными образованиями, с незначительными прослоями указанных выше разновидностей. Эоценовые отложения представлены в глинистой (нижний эоцен), терригенно-карбонатной (средний эоцен), терригенной (верхний эоцен) литофациях.

Анализ распределения литофаций и толщин верхнемеловых и эоценовых отложений позволил установить закономерности их изменения, восстановить историю геологического развития выделив участки наиболее интенсивных прогибаний и максимального накопления осадков, проследить границы бассейнов осадконакопления, в которые поступали продукты вулканических извержений и обломочно-седиментационный материал. Это отражено на составленных картах-схемах, дающих наглядное представление о процессе эволюции палеорельефа исследуемой территории в течение верхнемелового и палеогенового времени.

Фации не сохраняют своего постоянства в пространстве и во времени, что связано с активизацией тектонических движений, оказавших влияние на условия осадконакопления.

Коллекторы и флюидоупоры верхнемеловых и эоценовых отложений Среднекуринской впадины характеризуются разнообразием по составу и генезису, чем и обусловлены резкие изменения продуктивности скважин на отдельных площадях. В разрезах верхнего мела рассматриваемого региона развиты коллекторы карбонатного, вулканогенно-осадочного и вулканогенного состава. В разрезах эоцена развиты коллекторы терригенного (песчано-алевритового), карбонатного, вулканогенно-осадочного и вулканогенного состава. Выветрелые разности эффузивных пород, известняки, доломиты и мергели являются основными резервуарами промышленных скоплений нефти в верхнемеловых отложениях. Промышленные притоки нефти и газа были получены из мергельно-туфогенных и вулканогенно-осадочных отложений эоцена.

В масштабе бассейна основными региональными флюидоупорами являются глинистые породы майкопской свиты (олигоцен-нижний миоцен), которые в ряде случаев несогласно перекрывают нефтенасыщенные горизонты. Резюмируя вышеизложенное, следует полагать, что выделенные в разрезе верхнего мела, эоцена и майкопа смена фаций сопровождается перерывами в осадконакоплении и размывами, являющиеся контактными зонами, которые и служат благоприятным фактором для образования ловушек разнородных экранов.

3. ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ТЕКТОНИКИ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ И СРЕДНЕЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Принципиальные структурные схемы поверхности верхнемеловых и среднеэоценовых отложений, которые дают общее представление о степени дислоцированности, типе и плане складчатости построены в результате обобщения данных поисково-разведочных и структурно-поисковых скважин и отражающим горизонтам СГ-˝Р˝ и СГ-III для НГР междуречья Куры и Иори и, в результате синтеза результатов бурения и сейсмических данных 2D и 3D для НГР-ов Евлах-Агджабединского прогиба.

Карты по верхнемеловым и среднеэоценовым отложениям фиксируют по Евлах-Агджабединскому прогибу форму несимметричного овального синклинория СЗ-ЮВ простирания, отличающиеся размерами, а по НГР междуречья Куры и Иори – моноклинально-ступенчатое погружение их в север–северо-восточном направлении. Сравнение структурных карт по верхнему мелу и среднему эоцену показывает, что структурно-тектонические особенности их в целом идентичны. Фиксируется лишь незначительное смещение сводов поднятий, выполаживание отдельных структур и уменьшение амплитуды разрывов.

Как следует из указанных карт (рис. 3.1, 3.2, 3.3, 3.4), характерной особенностью строения меловых и эоценовых отложений являются структурные элементы, представленные в виде выступов и мелких поднятий. Наиболее подробно они рассмотрены в монографии Ф.М.Гаджизаде [2]. Они имеют пологие крылья и осложнены продольными и поперечными разрывными нарушениями регионального и локального характеров, которые имеют широкое распространение неравномерное по: стратиграфическому разрезу, площади, протяженности и глубине проникновения и выявляются по наличию ступеней, флексур, вытянутых в цепочку структурных поднятий. Подавляющее большинство поднятий и разрывов затухают в низах майкопа и не находят отражения в более молодых геологических образованиях. Основные зоны развития локальных структур, амплитуда которых не превышает первых сотен метров, связаны с нарушениями в осадочном чехле [21,25,33,36,40,54,59,88-91,94].

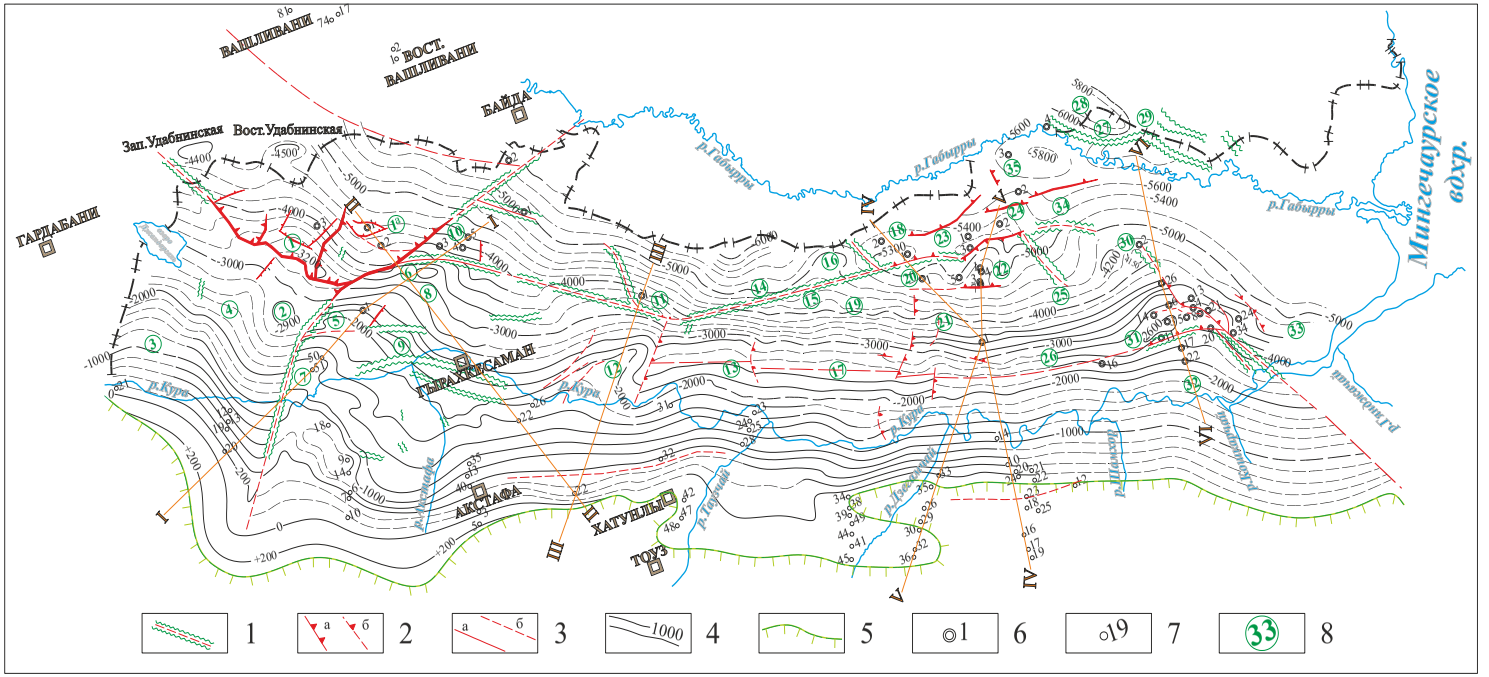

ВАШЛИВАНИ
ВОСТ. ВАШЛИВАНИ
БАЙДА
Зап.Удабнинская
Вост.Удабнинская
ГАРДАБАНИ
ГЕРАКИСАМАН
АКСАФА
ХАГУНЛЫ
ТОУЗ
р.Габырры
р.Кура
р.Дашкесан
Мингечаурское вдхр.
I
II
III
IV
V
VI
1
2
3
4
5
6
7
8

Рис.3.1 Схематическая структурная карта по СГ-Р (поверхность мезозойских отложений) НГР междуречья Куры и Иори

(по данным сейсморазведки и бурения)

Условные обозначения: 1-зоны сложной сейсмической информации; 2-разрывы по данным сейсморазведки а) выявленные и б) предполагаемые; 3-разрывы по данным бурения а) выявленные и б) предполагаемые; 4-изолинии по поверхности верхнего мела; 5-линия размыва верхнего мела; 6-скважины глубокого бурения; 7-структурно-поисковые скважины; 8-структуры выявленные сейсморазведкой.

Структуры и выступы выявленные сейсморазведочными работами: 1-Джахандарский выступ; 1а-Дамиртепе-Удабнинский выступ; 2-Союгбулагское поднятие; 3-Беюк Кесикский выступ; 4-Шихлинский выступ; 5-Мамедтепиский выступ; 6-Салоглинское поднятие; 7-Кухетский выступ; 8-Кушкунинский выступ; 9-Гырахкесаманский выступ; 10-Саждагский выступ; 11-Молладагский выступ; 12-Алимарданлинское поднятие; 13-Кирзанский выступ; 14-Карадюзский выступ; 15-Гедакдюзский выступ; 16-Эйридеринский выступ; 17-Эльчинский выступ; 18-Ахтепинское поднятие; 19-Гедакдашский выступ; 20-Герби Гюрзундагский выступ; 21-Кейрюк-кейланский выступ; 22-Гюрзундагское поднятие; 23-Беюк Палантекянское поднятие; 24-Келлугское поднятие; 25-Джейрандеринский выступ; 26-Джейранчельский выступ; 27, 28, 29-структуры в Иорской долине; 30-Кичик Палантекянский выступ; 31-Тарсдаллярское поднятие; 32-Еникендский выступ; 33-Шерги Тарсдаллярский выступ; 34-Кесаманский выступ; 35-Эльдароюгинская структура

Влияние дизъюнктивной тектоники в Среднекуринской впадине изучались Н.А.Кудрявцевым, П.Д.Гамкрелидзе, М.И.Варенцовым, Д.А.Булейшвили, М.Г.Агабековым, Э.Ш.Шихалибейли, Р.М.Гаджиевым, Ф.С.Ахмедбейли, Ш.Ф.Мехтиевым, В.Е.Хаиным, А.В.Мамедовым, М.А.Гюльдустом и многими другими. Основное внимание уделялось, во-первых, глубинным разломам – их роли в формировании тектонических структур, в пространственном размещении зон нефтегазонакопления, миграции УВ; во-вторых – разрывным дислокациям, возникших на орогенном этапе развития, т.е. в неогеновых отложениях.

Специальные изучения разрывных нарушений, выявленных по поверхности верхнего мела и в эоценовых отложениях, проводились лишь по отдельным площадям или локальным структурам и, рассматривались с различной степенью детальности М.М.Зейналовым, А.А.Али-заде и др., С.Г.Салаевым и др., К.Г.Кулиевым, Р.И.Руста-

мовым и др. [28,44,56,78].

Краткая характеристика разрывных нарушений, выявленных по поверхности верхнего мела, рассматривается ниже [22,24,25,88-91].

Наиболее дифференцированными зонами в НГР междуречье Куры и Иори являются западная и восточная, где явно прослеживаются два поперечных региональных нарушения (рис. 3.1). Еще один региональный, но продольный разрыв выделяется на севере рассматриваемого региона.

Максимальная амплитуда регионального поперечного разрыва западной зоны, простирающегося с юго-запада на северо-восток, достигает 800м и, и фиксируется он между площадью Мамедтепе и локальным поднятием Союгбулаг. Амплитуда разрыва уменьшается как к северу, где достигает 500м (Салоглинское поднятие, Саждагская площадь), так и к югу – с амплитудой 300м – район площади Гырахкесаман и Кухетского выступа. Западная зона разделяется продольным региональным разрывом с амплитудой 400м на участки, которые отличаются друг от друга залеганием и строением поверхности верхнего мела. Выделяются локальные разрывы сбросового типа, с амплитудами от 50 до 250м, которые выявлены сейсморазведочными работами и осложняют структуры Джахандар, Салоглы, а также подсечены в скважинах на площадях Дамиртепе-Удабно и Гырахкесаман.

Поперечный региональный разрыв в восточной зоне, с амплитудой более 1200м, разделяет площадь Тарсдалляр, где установлены и локальные разрывы, ответвляющиеся от регионального, амплитуда которых достигает 100–200м. Отмечается уменьшение амплитуды регионального разрыва к северо-западу и на участке локального поднятия Келлуг. Возможно, этот разрыв трансформируется в продольный Джахандар-Палантекянский региональный разрыв с амплитудой 400м, на отдельных участках незначительно изменяя простирание. Локальные поднятия, такие как Ахтепе, Келлуг и разбуренные площади Беюк Палантекян и Малый Палантекян своими юго-западными крыльями примыкают к этому продольному региональному нарушению. Локальным продольным разрывом, выявленным по данным бурения и сейсмики, осложнены площади Герби Гюрзундаг и Гюрзундаг.

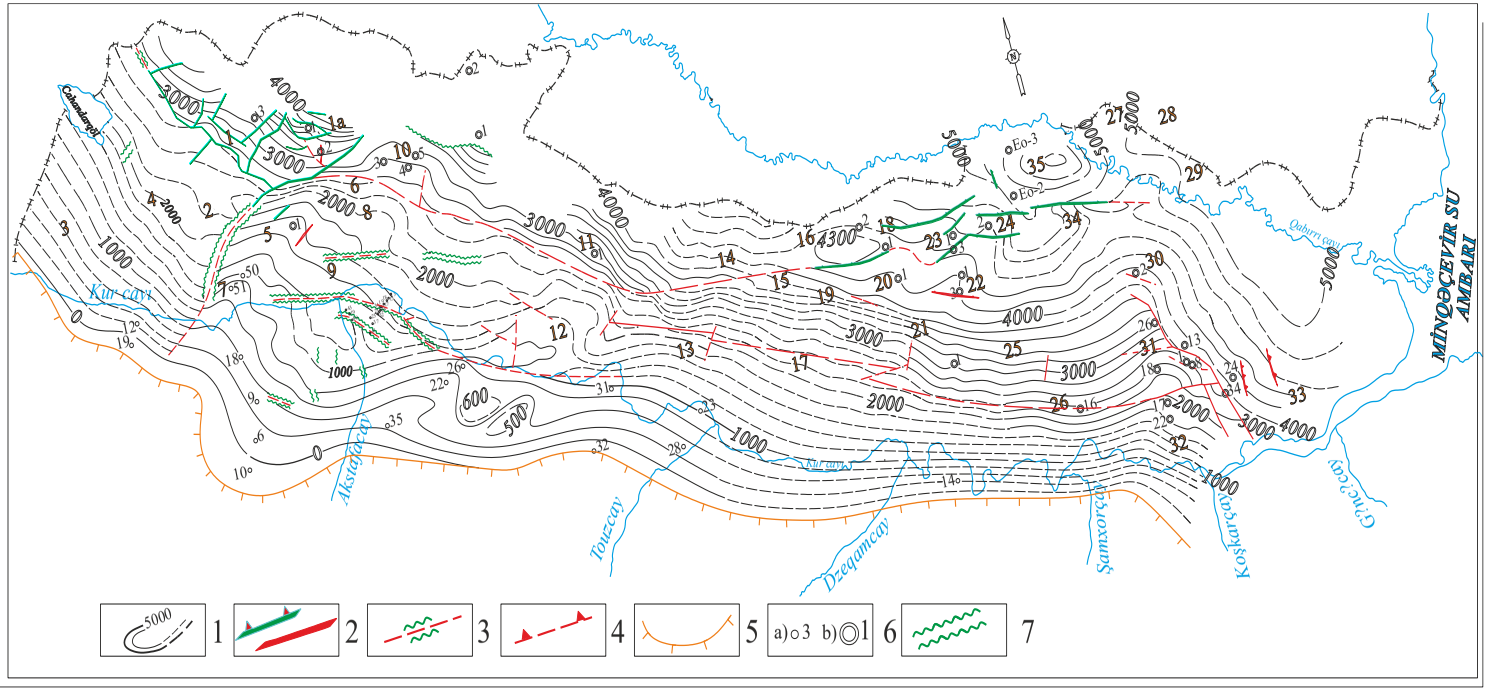

MİNQƏÇEVİR SU AMBARI
Kür çayı
Axsuçay
Tovuzçay
Dəvəqamçay
Şamxorçay
Qoşarıxçay
Qiriqçay
Qubərli çayı
Çobanbaşı
E0-3
E0-2
1
2
3
4
5
a) 3 b) 1
6
7

Рис.3.2 Схематическая структурная карта по СГ-III (поверхность среднего эоцена) НГР междуречья Куры и Иори
(по данным сейсморазведки и бурения)

Условные обозначения: 1-изогипсы сейсмического горизонта; 2-разрывы по данным сейсмики; 3-предполагаемые разрывные нарушения по данным сейсмики и бурения; 4-разрывные нарушения по данным сейсмики прошлых лет; 5-линия выклинивания среднего эоцена; 6-а) структурно-поисковые скважины; б) поисково-разведочные скважины; 7-зоны сложной сейсмической информации (предполагаемы разрывные нарушения).

Наименование структур на рис.3.1.

Согласно карте, составленной по поверхности верхнего мела (рис. 3.3), западный борт Евлах-Агджабединского прогиба (между Предмалокавказским и Куринским глубинными разломами) залегает моноклинально и простирается от г. Гянджи в юго-восточном направлении до реки Араз.

На фоне этой моноклинали с СЗ на ЮВ выделяются обособленные структуры (Казанбулагская, Нафталанская, Тертерская, Тазакендская и др.) и выступы, примыкающие к региональному продольному разрыву, амплитуда смещения которого на площади Тертер достигает 1000м. По всей вероятности, являясь производным от глубинного разлома это региональное нарушение характеризуется длительным конседиментационным развитием, что находит отражение в резком изменении мощностей горизонта.

В СЗ зоне, берущее начало от площади Нафталан поперечное региональное нарушение субмеридионального направления достигает на участке структуры Гедакбоз амплитуды 1500м. Локальные дизъюнктивы, оперяющие данное нарушение, осложняют структуры Дуздаг, Гедакбоз, Борсунлу и Нафталан, затухая севернее в районе структуры Боздаг.

В центре рассматриваемого региона, т.е. на северо-востоке поверхность верхнего мела погружается до глубины 8000м ниже уровня моря, где выделяется асимметричная котловина, откуда к северо-северо-западу происходит относительно плавное воздымание и сейсморазведочными работами выделяются мелкие пликативные дислокации (Варвара, Гушчу, Шихлыарх, Горхунлу, Мурсаль, Амирарх), осложненные локальными разрывами незначительной амплитуды, а к северо-востоку фиксируется более крутой подъем.

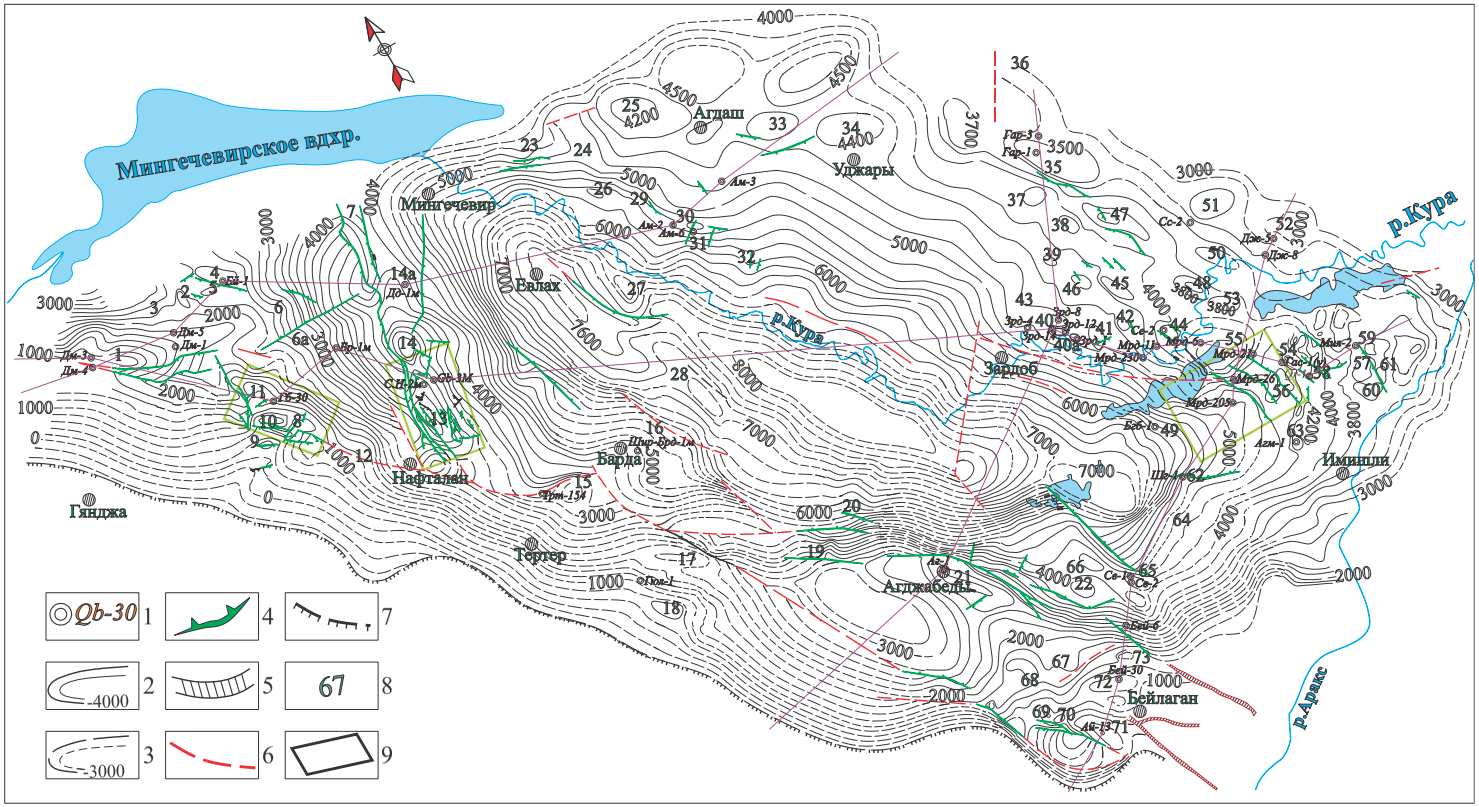

Мингечевирское вдхр.
Мингечевир
Агдаш
Уджары
Вилах
Барда
Нафталан
Гянджа
Тертер
Агджабеди
Зардоб
Имишли
Бейлаган
р.Кура
р.Кура
р.Кура
р.Аракс
Qb-30
-4000
-3000
67

Рис.3.3 Схематическая структурная карта по СГ-Р (поверхность мезозойского осадочного комплекса) Евлах-Агджабединского прогиба

(по данным сейсморазведки и бурения)

Условные обозначения: 1-поисково-разведочные скважины; 2-изогипсы; 3-предполагаемые изолинии; 4-разрывные нарушения по данным сейсморазведки; 5-разрывные нарушения по данным электроразведки; 6-вероятные и предполагаемые разрывные нарушения по данным бурения; 7-линия размыва верхнего мела; 8-выявленные структуры по данным сейсморазведки; 9-Контур площадей на которых проведена сейсмика 3D.

Структуры: 1-Далимамедли; 2-Срюгханлы; 3-Корчайская; 4-Бозери; 5-Фахралы; 6-Хазырахмедли; 6а-Борсунлу; 7-Боздаг; 8-Казанбулаг; 9-Чайлы; 10-Зиядхан; 11-Шимали Зиядхан; 12-Аджидере; 13-Нафталан; 14а-Дуздаг; 14-Гедакбоз; 15-Тертер; 16-Ширванлы; 17-Тазакенд; 18-Гюллюджа; 19-Гиндарх; 20-Лемберан; 21-Агджабеды; 22-Южный Агджабеди; 23-Варвара; 24-Гушчу; 25-Шихлыарх; 26-Гархунлы; 27-Айриджа; 28-Барда; 29-Мурсальская; 30-Западный Амирарх; 31-Амирарх; 32-Пираза; 33-Хосров; 34-Уджарская; 35-Гараджалы; 36-Мюсюслинская группы поднятий; 37-Дилемарх; 38-Баргушад; 39-Каргалы; 40а-Гаравели; 40-Зардоб; 41-Шихбаги; 42-Восточный Шихбаги; 43-Гусейнханлы; 44-Сеюдляр; 45-Гышлаг; 46-Бегимли; 47-Гарабат; 48-Шахсуни; 49-Бозгобу; 50-Чолли; 51-Сорсор; 52-Джарлы; 53-Мамедли; 54-Гасанлы; 55-Мурадханлы; 56-Джафарлы; 57-Гаджикасымлы; 58-Гаралы; 59-Мильская; 60-Гарагашлы; 61-Восточный Гарагашлы; 62-Ширинкум; 63-Агамамедли; 64-Западный Ширинкум; 65-Советляр; 66-Аггель; 67-Эйвазлы; 68-Кебирли; 69-Гемерли; 70-Восточный Гарагашлы; 71-Айрын; 72-Бейлаган; 73-Болсулу

В пределах северо-восточного борта Евлах-Агджабединского прогиба на площади Мурадханлы сейсморазведочные работы в модификации 3D и данные бурения позволили уточнить тектоническое строение площади. По поверхности верхнего мела выделяются ряд локальных дизъюнктивных нарушений, которые осложняют структуры и структурные выступы Зардоб, Сеюдлер, Гасанлы и Мурадханлы.

Краткая характеристика современного структурного плана верхнемеловых и среднеэоценовых отложений, на основании составленных нами графических построений, позволяет перейти к палеоструктурному анализу исследуемого региона.

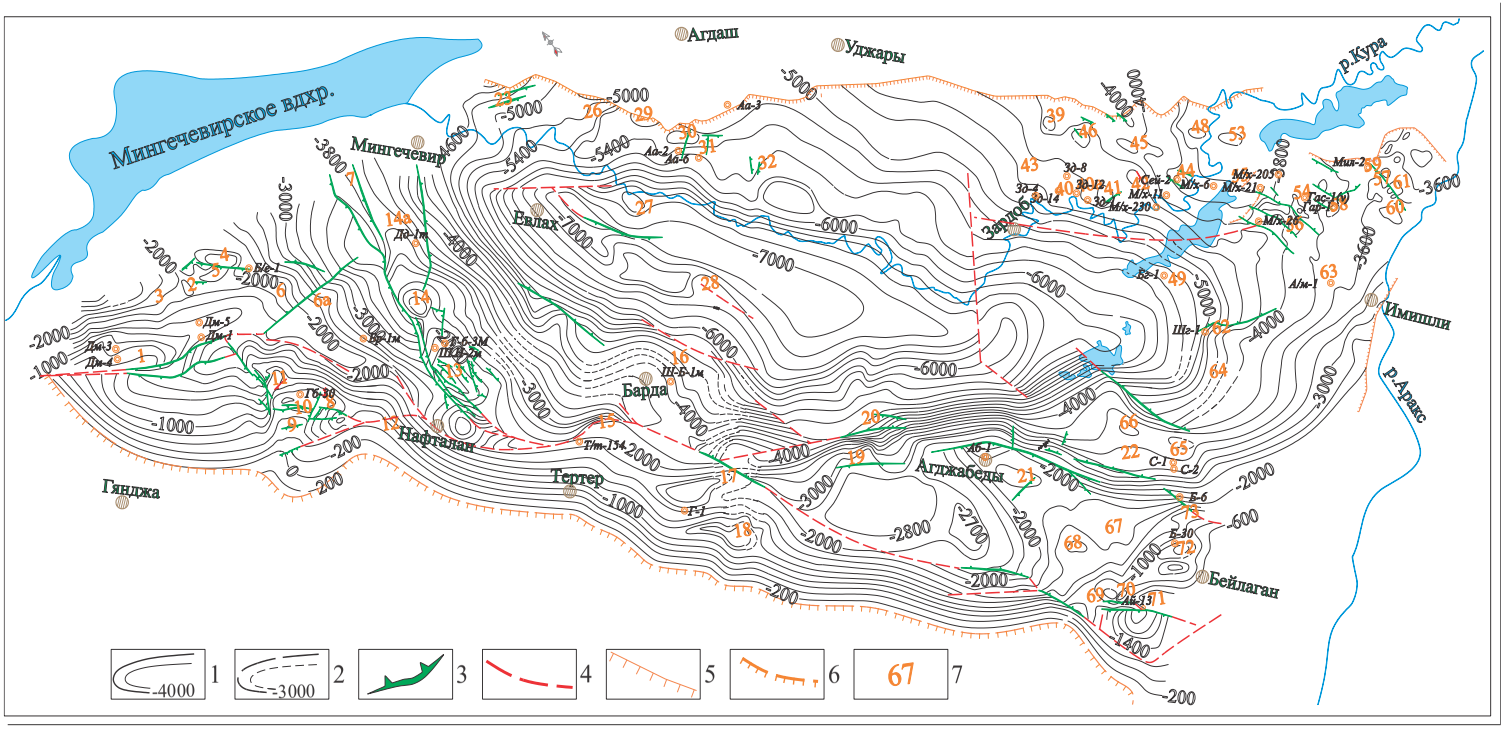

Мингечевирское вдхр.
Агдаш
Уджары
р.Кура
Мингечевир
Евлах
Барда
Нафталан
Тертер
Гянджа
Агджабеды
Имишли
р.Аракс
Бейлаган
1
2
3
4
5
6
7

Рис.3.4 Схематическая структурная карта по СГ-III (поверхность среднеэоценового комплекса) Евлах-Агджабединского прогиба

(по данным сейсморазведки и бурения)

Условные обозначения: 1-изогипсы; 2-предполагаемые изолинии; 3-разрывные нарушения по данным сейсморазведки; 4-предполагаемые разрывные нарушения; 5-отсутствие данных сейсморазведки; 6-выклинивание эоценовых отложений; 7-номера структур.

Наименование структур на рис.3.3.

Палеотектонический анализ

Современное геологическое строение региона, как показано в большинстве обобщающих работ, является конечным результатом всех тектонических преобразований, которые на протяжении геологической эволюции оказали влияние на направленность процессов генерации УВ, формирования и переформирования их залежей [31,32,45,56,72,78,81,85,90,95].

Следовательно, среди различных показателей, характеризующих нефтегазоносность, для обоснованного прогноза перспективных участков и места заложения поисковых скважин на не изученных или слабо изученных бурением площадях, ведущая роль принадлежит палеореконструкциям, которые являются основным дополнением к результатам сейсморазведочных исследований [7,60,61, 78,87,95].

Регион Среднекуринской впадины практически весь охвачен геофизическими исследованиями. Тем не менее, наиболее детальные сейсморазведочные работы проводились в НГР междуречья Куры и Иори и на двух участках Евлах-Агджабединского прогиба: на юго-востоке – площади Агджабеды-Гюллюджа, Агамамедли-Ястыель, охватывающий участки Гянджинского и Мурадханлинского НГР; на северо-западе – площади Дуздаг-Евлах-Айриджа и Нафталан-Гарадаглы – Гянджинского НГР. Результаты исследований приводятся на примере этих, выделенных сейсморазведочными работами, участков.

Обработка данных и моделирование структурных поверхностей проведены средствами программного пакета Surfer. Проведенный анализ иллюстрируют впервые изображенные в виде изопахического треугольника карты суммарных мощностей (Н.Н.Форш, 1953; Машкович К.А., 1976), отражающие ход развития хроностратиграфических поверхностей и частных структур в различные

периоды времени, палеотектонические профили и графики прогибания, которые в сочетании с геотермическими данными (которые рассматривается ниже), позволяют определить температурный предел достижения нефтематеринскими отложениями главной зоны нефтегазообразования.

Моделирование тектонической ситуации

Юго-восточная зона Евлах-Агджабединского прогиба (площади Агджабеди – Гюллюджа, Агамамедли – Ястыель). Сейсмическими исследованиями в разрезе мезокайнозойских отложений выделяется ряд отражающих горизонтов, которыми являются: СГ-«Р» – контакт мезозоя с перекрывающим комплексом; СГ-III$^{а+б}$ – в среднем эоцене; СГ-II – в верхах эоцена; СГ-I – в верхах майкопа (рис. 3.5).

Современное строение поверхности верхнего мела и отложений эоцена, как отмечалось выше, осложнено мелкими, выявленными сейсморазведочными работами, локальными поднятиями и выступами, продольными и поперечными разрывными нарушениями с различными амплитудами смещения. В этой зоне выделяется погруженный участок северо-западного простирания, где в основном и происходила аккумуляция осадочного материала. Майкопская толща характеризуется моноклинальным залеганием, и перекрывая нижележащие отложения простирается на север-северо-восток, где несогласно залегает на размытой поверхности верхнего мела [25].

Характерной чертой на картах изопахит, между поверхностью мезозоя и вышезалегающими опорными горизонтами являются: четко выраженное палеоподнятие, которое фиксируется к северу-северо-востоку и отделяется сгущением изопахит от наиболее прогнутого участка северо-западного простирания – узкого протяженного прогиба. Эти палеоструктурные элементы выделяются на последующих этапах геологического развития, изменяя лишь размеры и очертания (рис. 3.5/2,3,4).

Палеоподнятие (структура Мурадханлы), характеризуется седиментационным сокращением и местами отсутствием эоценового комплекса и в сводовой части перекрывается майкопскими глинистыми отложениями мощностями до 500м. В этой зоне фиксируется палеопрогиб, где выделяются две локальные котловины, характеризуется накоплением мощной толщи палеогена (более 4500м), по периметру которого, фиксируются участки сгущения изопахит, палеовыступы и незначительные по размерам палеоподнятия.

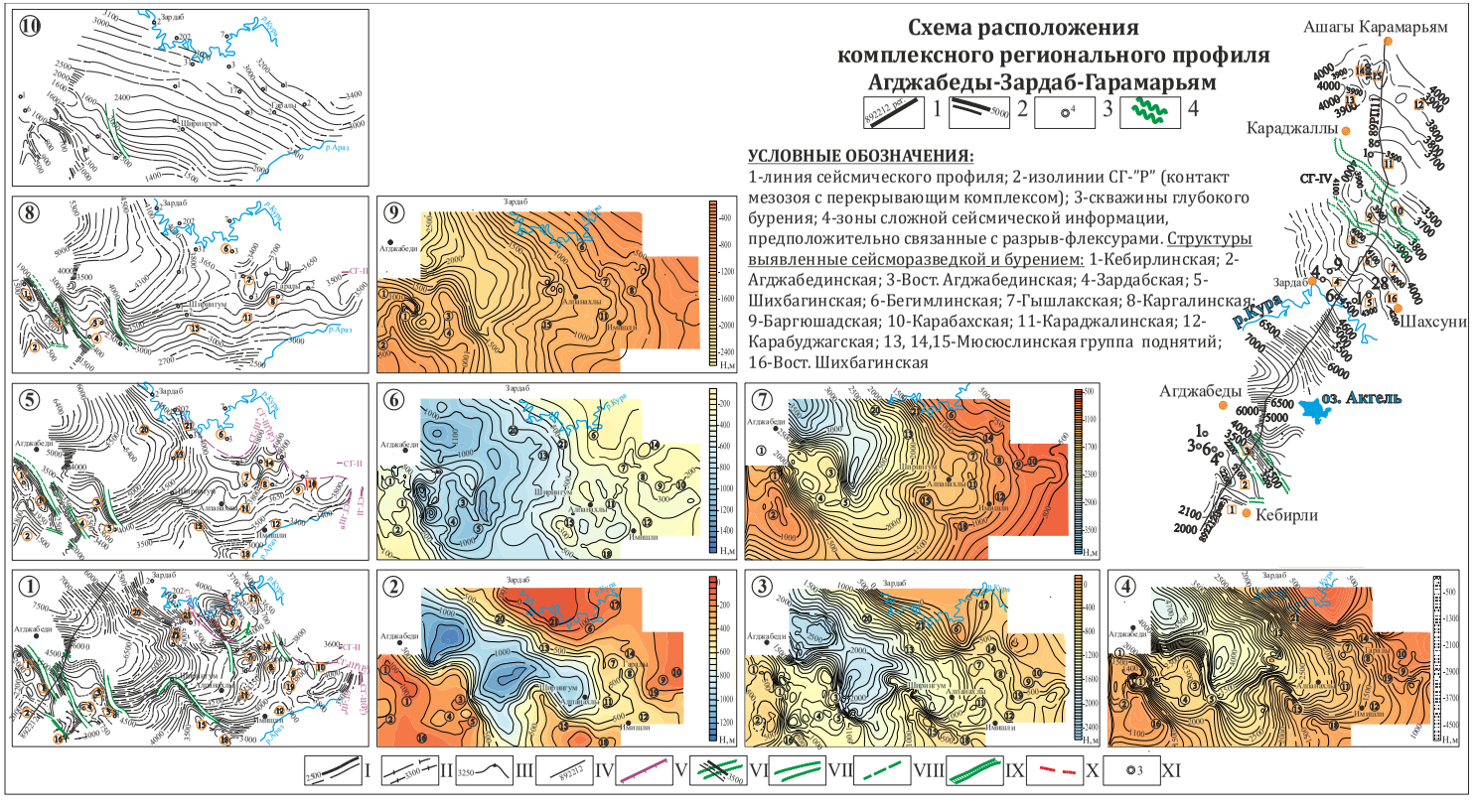

Схема расположения
комплексного регионального профиля
Агджабеды-Зардаб-Гарамарьям
1
2
3
4
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:
1-линия сейсмического профиля; 2-изолинии СГ-"Р" (контакт мезозоя с перекрывающим комплексом); 3-скважины глубокого бурения; 4-зоны сложной сейсмической информации, предположительно связанные с разрыв-флексурами. Структуры выявленные сейсморазведкой и бурением: 1-Кебирлинская; 2-Агджабединская; 3-Вост. Агджабединская; 4-Зардабская; 5-Шихбагинская; 6-Бегимлинская; 7-Гышлакская; 8-Каргалинская; 9-Баргюшадская; 10-Карабахская; 11-Караджалинская; 12-Карабуджагская; 13, 14,15-Мюсюслинская группа поднятий; 16-Вост. Шихбагинская
Ашагы Карамарьям
Караджаллы
Зардаб
Шахсуни
Агджабеды
оз. Акгель
Кебирли
р.Кура
Зардаб
Агджабеди
Шихбагы
Шихбагы-Вост.
Караджаллы
Гышлаклы
Бегимлы
Баргюшад
Карабах
Карабуджак
Мюсюслы
Кебирли
I
II
III
IV
V
VI
VII
VIII
IX
X
XI

Рис.3.5 Изопахический треугольник (по данным сейсморазведочных работ МОГТ на площадях Агджабеди – Гюллюджа, Агамамедли – Ястыель)

Схематические структурные карты по сейсмическим горизонтам (по материалам Управления разведочной геофизики): 1- СГ-«Р» (контакт мезозоя с перекрывающим комплексом); 5- СГ-III^{а} (низы эоцена)+СГ-III^{в} (средний эоцен); 8- СГ-II (верхи эоцена); 10- СГ-I (верхи майкопа).

Карты изопахит заключенных между: 2- СГ-«Р» и СГ-III$^{а+в}$; 3- СГ-«Р» и СГ-II; 4- СГ-«Р» и СГ-I; 6- СГ-III$^{а+в}$ и СГ-II; 7- СГ-III$^{а+в}$ и СГ-I; 9- СГ-II и СГ-I

Условные обозначения: I-изолинии сейсмических горизонтов; II-изолинии по данным бурения; III-изолинии по ПВОЭГ-верхи мезозоя; IV-линия регионального профиля; V-линия примыкания СГ; VI-зоны сложной сейсмической информации (предположительно связанные скрутым залеганием СГ); VII-зоны сложной сейсмической информации (предполагаемы дизъюнктивы); VIII-разрывные нарушения по данным сейсморазведки; IX-зона предполагаемого дизъбнктива; X-разрывные нарушения по данным бурения; XI-скважины глубокого бурения.

Поднятия: 1-Агджабединское; 2-Кебирлинское; 3-Аггельское; 4-Южно-Агджабединское; 5-Советлярское; 6-Мурадханлинское; 7-Джафарлинское; 8-Гаралинское; 9-Гаджикасымлинское; 10-Мильское; 11-Агамамедлинское; 12-Имишлинское; 13-Бозгобунское; 14-Гасанлинское; 15-Ширинкумский выступ; 16-Эйвазлинский выступ; 17-Мамедлинское; 18-Гобекталинский выступ; 19-Джавадханское; 20-Мехманское; 21-Шафтахалское

В современном плане на этих приподнятых участках, приуроченных к прибортовой зоне Гянджинского НГР, выделяются антиклинальные структуры Советляр, Агджабединская, Акгельская, Ширинкумский выступ и др., разобщенные неглубокими синклиналями или дизъюнктивными нарушениями. Основное различие между палеоструктурами поверхности мезозоя и верхов среднего эоцена состоит в том, что палеоподнятие, на карте изопахит заключенное между СГ-III и СГ-II, выделяется в виде полого залегающего моноклинального участка, а прогиб, по сравнению с предыдущим этапом, увеличивает объем и конфигурацию (рис. 3.5/6). На восточном и юго-восточном склонах прогиба фиксируются также мелкие палеоподнятия, которые на структурных картах выделяются как выступы.

Карта изопахит, заключенная между СГ-II и СГ-I (рис. 3.5/9), указывает на слабую активность структурообразования при продолжавшемся погружении и осадконакоплении. Максимальная суммарная мощность отложений последней пары литолого-стра-

тиграфического комплекса выделяется на северо-западе региона и не превышает 2500м.

Построенные палеотектонические профили позволили уточнить влияние разрывных нарушений на характер и особенности изменения поверхности верхнего мела на последующие геологические периоды.

Как видно из палеопостроений (рис. 3.6, 3.7), к концу накопления эоценовых отложений региональная тектоника Евлах-Агджабединского прогиба, сохранилась близкой к структуре конца мезозоя, т.е. продолжалось прогибание центральной части рассматриваемого прогиба, а на бортах его отмечается сокращение мощностей отдельных стратиграфических единиц.

В юго-западной части региона, на современном профиле фиксируются зоны сложной сейсмической информации, которые осложняют структуры, выделенные по поверхности мезозоя и в палеогене. Отмеченные нарушения фиксируются в отложениях эоцена по сейсмическим реперам и по соотношению мощностей отдельных стратиграфических подразделений палеогена можно предположить, что они развивались не в одну, а в две фазы.

Так, например, по реперному горизонту III^a (в низах эоцена) фиксируется единое поднятие, строение которого на своде осложнено конседиментационным разрывом, затухающим в конце майкопа, а во время накопления среднего эоцена (по реперному горизонту III^b) существующее поднятие имеет незначительную амплитуду. Выделенные по сейсмическим данным два разрывных нарушения, оказали определенное влияние на осадконакопление и на формирование локальных структур в среднеэоценовых отложениях. Первое нарушение затухает в низах среднего эоцена**,** а второе – к концу накопления майкопских отложений. Эоценовый комплекс на этом участке, представлен двумя структурами: Восточно-Агджабединским и Дагирманским, которые по эоценовым отложениям ограничены разрывами и возможно, сыграют роль тектонического экрана в формировании залежей УВ. Следует отметить, что существенные структурные преобразования к концу накопления сармата в осадочном чехле не произошли. Максимальная мощность неогеновых отложений отмечается на участке Зардобской площади.

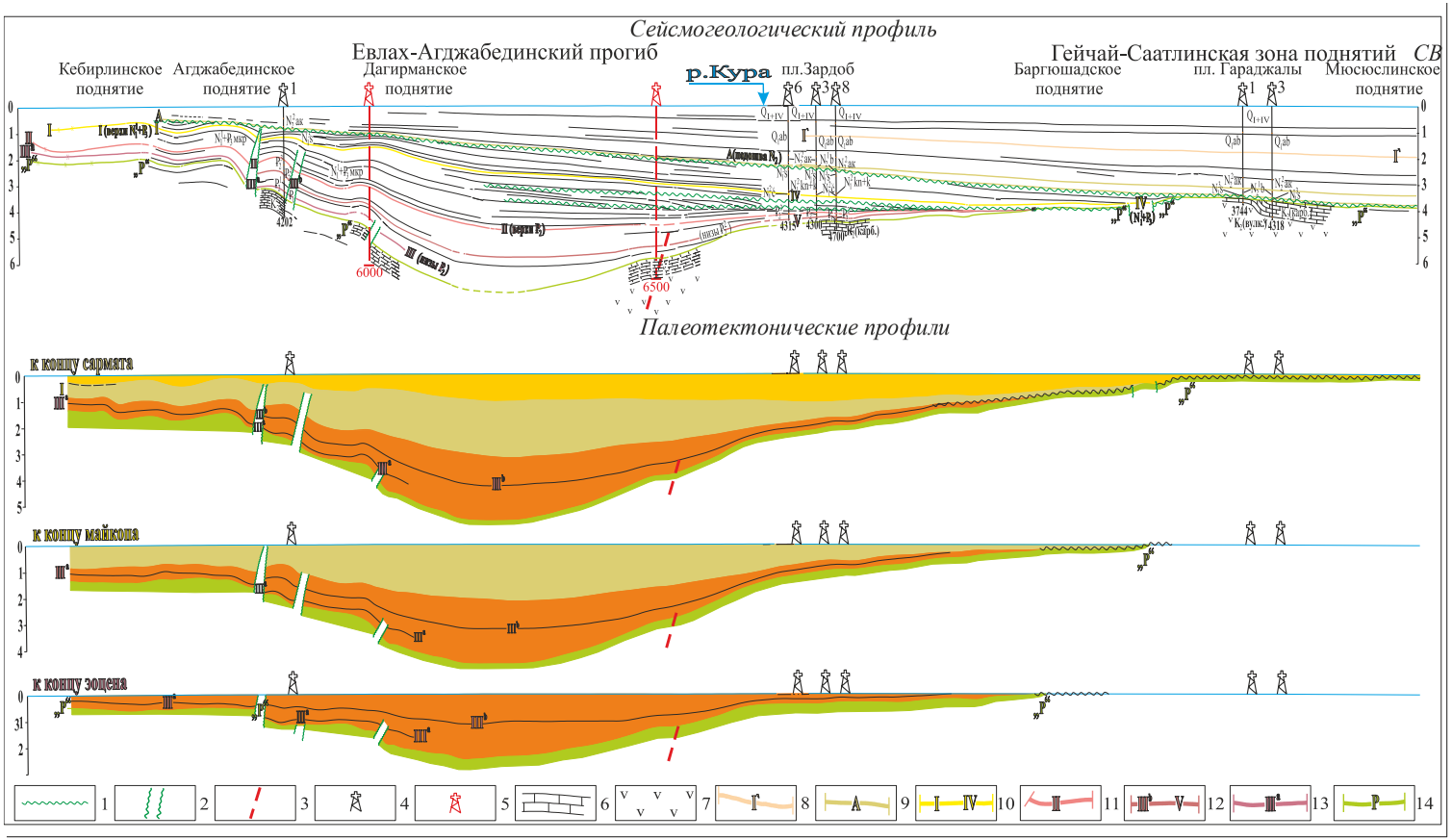

Сейсмогеологический профиль
Евлах-Агджабединский прогиб
Гейчай-Саатлинская зона поднятий
СВ
Кебирлинское поднятие
Агджабединское поднятие
Дагирманское поднятие
р.Кура
пл.Зардоб
Баргюшадское поднятие
пл. Гараджалы
Мюсюслинское поднятие
Палеотектонические профили
к концу сармата
к концу майкопа
к концу эоцена

Рис.3.6 Палеотектонические профили по линии Агджабеди – Зардоб – Гарамарьям

(геолого-геофизический разрез по материалам Управления Разведочной Геофизики и результатам бурения)

Условные обозначения: 1-границы размыва и несогласий; 2-зоны сложной сейсмической информации (предполагаемые дизъюнктивы); 3-предполагаемый глубинный разрыв; 4-скважины; 5-проектные поисковые скважины; 6-верхнемеловые карбонатные отложения; 7-верхнемеловые вулканогенные отложения. Сейсмические горизонты: 8-в абшероне; 9-подошва плиоцена; 10-верхи майкопа; 11-верхи эоцена; 12-средний эоцен; 13-низы эоцена; 14-контакт мезозоя с перекрывающим комплексом

На юго-западном погружении площади Зардоб, по поверхности мезозойских отложений и реперу III^b (в среднем эоцене), выделяется ундуляция с небольшой амплитудой**,** где с большой вероятностью предполагается наличие разрывного нарушения, которое, возможно является экраном и оказало влияние на формирование залежи УВ тектонически-экранированного типа.

Северо-западная зона Евлах-Агджабединского прогиба. Современные планы по выделенным и регионально прослеживаемым отражающим горизонтам, отмечают наиболее сложный рельеф по СГ-V (верхам мезозоя), где отчетливо выражены мелкие локальные поднятия, примыкающие к разрывным нарушениям, которые на последующих этапах тектонического развития не находят четкого отображения в особенностях строения верхних комплексов отложений (рис. 3.8).

Палеотектонический анализ показывает, что региональные опускания в СЗ зоне Гянджинского НГР характерные для конца мезозойского периода сопровождались интенсивными дифференцированными тектоническими подвижками, в результате которых происходит формирование и развитие палеоструктурных элементов: локальных поднятий, депрессий различных конфигураций и размеров, флексур, соответствующих в современном плане разрывным нарушениям [90].

На карте изопахит между СГ-V (верхи верхнего мела) и опорным горизонтом $СГ\text{-}III^a$ (в эоцене) выделяются (рис. 3.8/2):

- участок относительного подъема или перемычка, где явно выражены асимметричные Нафталанское и Гедакбозское палеоподнятия – с северо-запада ограничена флексурным изгибом слоев и расчленяет северо-запад Гянджинского НГР на западную и восточную части;

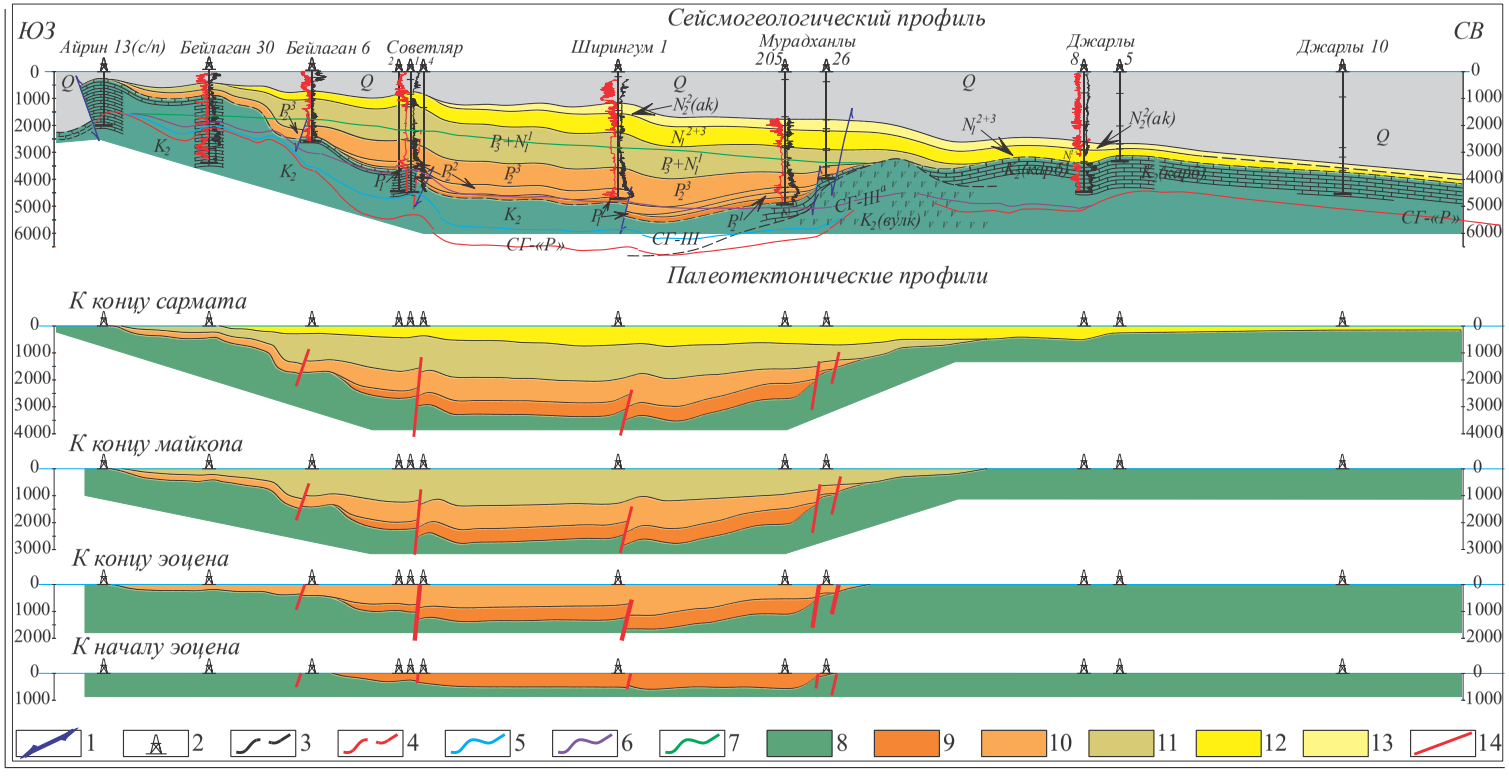

Сейсмогеологический профиль
ЮЗ
СВ
Айрин 13(с/п)
Бейлаган 30
Бейлаган 6
Советляр
Ширингум 1
Мурадханлы 205
26
Джарлы 8
5
Джарлы 10
Палеотектонические профили
К концу сармата
К концу майкопа
К концу эоцена
К началу эоцена
СГ-«Р»
СГ-III
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14

Рис.3.7 Палеотектонические профили по линии Айрин – Советляр – Мурадханлы – Джарлы
(по материалам Производственного Объединения «Геофизразведка» и результатам бурения)

Условные обозначения: 1-разрывы по данным сейсморазведки; 2-скважины поисково-разведочного бурения; 3-размытая поверхность вулканогенных отложений верхнего мела; 4- СГ-«Р» репер по поверхности мезозойского комплекса отложений; 5- СГ-III репер по размытой поверхности среднего эоцена; 6- СГ-III^{а} репер в низах майкопа; 7-репер по размытой поверхности миоцена; 8-верхний мел; 9-палеоцен; 10-эоцен; 11-майкоп; 12-миоцен; 13-плиоцен; 14-разрывы по данным бурения

- западная часть приурочена к бортовой зоне Среднекуринской впадины осложнена малоамплитудными флексурами, слабо выраженным палеоподнятием и палеодепрессией со сложным рельефом, продолжающей свое развитие на последующих этапах;
- восточная часть представляет собой пологое погружение поверхности верхнего мела, осложненная палеодепрессиями, между которыми к северу выделяется контролируемая флексурой палеоподнятие изометрической формы (Айриджа).

На последующих этапах развития, т.е. на картах суммарных мощностей между СГ-V и СГ-II (в низах майкопа), а также между СГ-V и СГ-I^{а} (размытая поверхность миоцена), поверхность верхнего мела приобретает моноклинальное залегание (рис. 3.8/3, 3.8/4). Ведущими палеоструктурными элементами на этих этапах являются: во-первых, унаследовано развивающиеся и контролируемые флексурами, Айриджинское и Гедакбозское палеоподнятия (соответственно на востоке и в центральной части); происходит усиление прогибания восточного участка, в результате которого фиксируется северо-западный борт Бардинского палеопрогиба и палеодепрессия в западной части, рельеф которой представлен крутыми склонами.

Карты изопахит серии заключенной между СГ-III^{а} и выше залегающими опорными горизонтами СГ-II и СГ-I^{а} представляют собой моноклиналь, где отражается, главным образом, региональный юго-восточный наклон зоны (рис. 3.8/6, 3.8/7). Сохраняется режим непрерывного осадконакопления и, в общем, происходит захоронение ранее сформированного палеоплана. Фиксируются валоподобный участок в центральной части, в котором выделяются незначительные по размерам купола небольшой амплитуды,

представленные в современном плане структурами Дуздаг, Гедакбоз, и Бождаг, в западной части – котловина, примыкающая к флексуре и, на юго-востоке – палеопрогиб.

Подвижки положительного знака на западном участке, вызвавшие отступление миоценового моря, слабая активность структуроформирующих движений в центральной части, продолжающееся погружение и осадконакопление на востоке отражаются на карте изопахит между СГ-II и СГ-I^{a} – последней пары литолого-стратиграфического комплекса – минимальными толщинами на западе и, максимальной суммарной мощностью отложений на востоке (рис. 3.8/9, 3.9, 3.10).

НГР междуречье Куры и Иори. При выборе анализируемых толщ принимали во внимание ограничивающие их реперные горизонты (см. рис. 2.2), которые имеют широкое площадное распространение, отчетливую электрокаротажную характеристику, близкую приуроченность к чётким стратиграфическим границам [21,78], а именно:

1. Осадочная толща верхнего мела мощностью до 400м (репер 7). Она заключена между вулканогенной толщей верхнего мела и глинистой – нижнего эоцена (репер 6).
2. Туфогенно-мергельная толща среднего эоцена мощностью до 300м. Располагается между реперами 6 и 5 (средний эоцен).
3. Глинистая толща верхнего эоцена – олигоцен-нижнего миоцена мощностью в среднем 1500м, ограниченная реперами 5 и 4 (верхи майкопа).
4. Глинисто-песчаные осадки, включающие в себя чокракские, конк-караганские и сарматские слои мощностью в среднем 900м. Находятся между реперами 4 и 3 (сармат).
5. Песчанистая пачка ширакской свиты мощностью до 100м располагается между реперами 3 и 2 (ширак).
6. Комплекс песчано-глинистых пород верхнего плиоцена мощностью в среднем 700м, ограниченных реперами 2 и 1 (апшерон).

Выделенные каротажные реперы являются региональными маркирующими поверхностями и совпадают со стратиграфическими границами. (Р.И.Рустамов и др., 1996) [78,87-89].

Составленный изопахический треугольник и серии палеотектонических профилей позволили проследить палеоструктурное развитие поверхности верхнего мела и эоцена на последующие геологические периоды [91] (рис. 3.11).

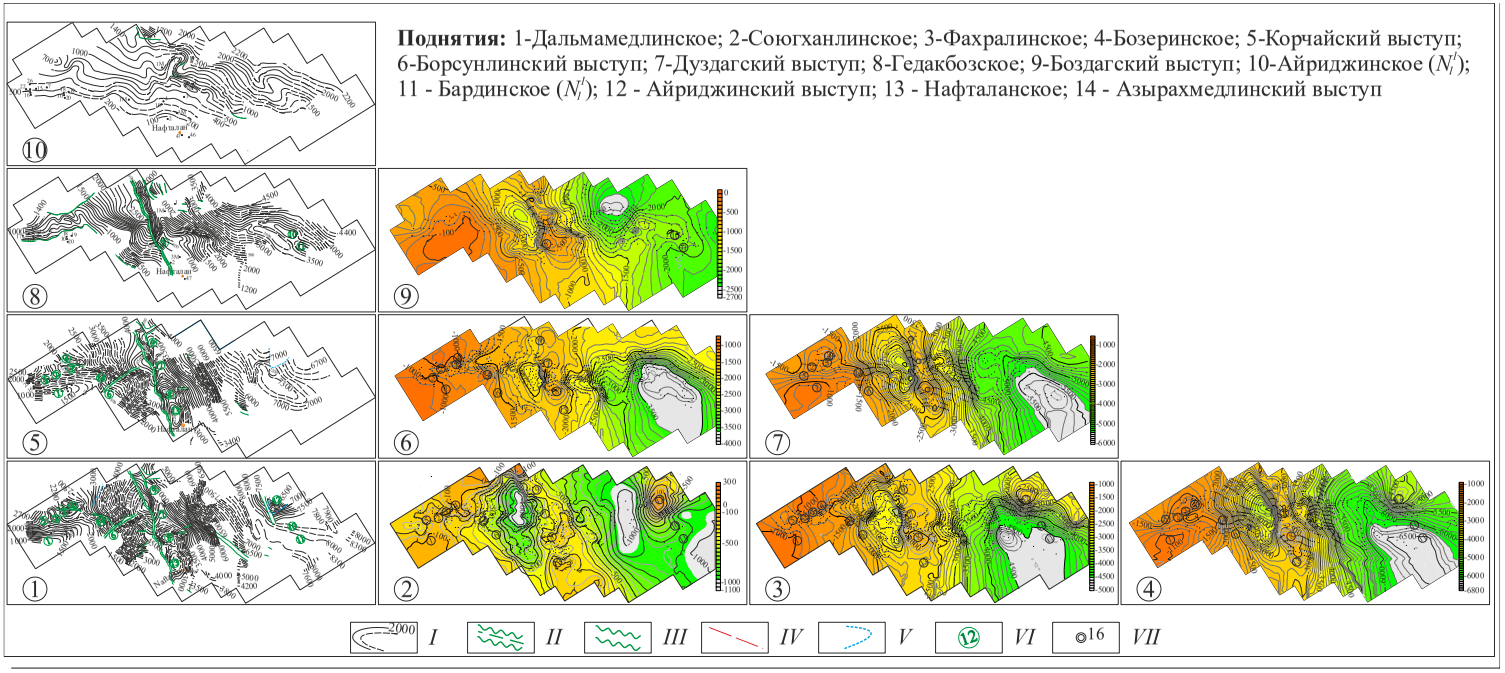

Поднятия: 1-Дальмамедлинское; 2-Союгханлинское; 3-Фахралинское; 4-Бозеринское; 5-Корчайский выступ; 6-Борсунлинский выступ; 7-Дуздагский выступ; 8-Гедакбозское; 9-Боздагский выступ; 10-Айриджинское (N_I^I); 11 - Бардинское (N_I^I); 12 - Айриджинский выступ; 13 - Нафталанское; 14 - Азырахмедлинский выступ
I
II
III
IV
V
VI
VII

Рис.3.8 Изопахический треугольник
(по данным сейсморазведочных работ МОГТ на площадях Дуздаг – Евлах – Айриджа и Нафталан – Карадаглы)

Схематические структурные карты по сейсмическим горизонтам (по материалам Управления разведочной геофизики): 1- СГ-V (верхи верхнего мела); 5-СГ-III^{a} (в эоцене); 8- СГ-II (в низах майкопа); 10- СГ-I^{a} (размытая поверхность миоцена).

Карты изопахит заключенных между: 2- СГ-V и СГ-III^{a}; 3- СГ-V и СГ-II; 4- СГ-V и СГ-I^{a}; 6- СГ-III^{a} и СГ-II; 7- СГ-III^{a} и СГ-I^{a}; 9- СГ-II и СГ-I^{a}.

Поднятия: 1-Далимамедлинское; 2-Союгханлинское; 3-Фахралинское; 4-Бозеринское; 5-Корчайский выступ; 6-Борсунлинский выступ; 7-Дуздагский выступ; 8-Гедакбозское; 9-Боздагский выступ; 10-Айриджинское (N^1_1); 11-Бардинское (N^1_1); 12-Айриджинский выступ; 13-Нафталанское; 14-Азырахмедлинский выступ.

Условные обозначения: I-изолинии сейсмических горизонтов; II-зоны сложной сейсмической информации связанные с возможными разрывными нарушениями; III-зона сложной сейсмической информации обусловленной сложностями геологического строения; IV-разрывные нарушения по данным бурения; V-примерное положение линии выклинивания СГ-IV (низы эоцена); VI-структуры выявленные сейсморазведкой; VII-скважины глубокого бурения

Поверхность мезозоя к концу эоцена была довольно расчлененной. В районе площади Тарсдалляр отмечается разлом, отделяющий Иорскую депрессию от Тарсдаллярского поднятия. Этот разлом совпадает с современной разломной зоной, отмеченной по сейсморазведке и фиксируемый по данным бурения. Современные положительные локальные поднятия Беюк Палантекян и Гюрзундаг расположены между изопахитами 400 и 600м на моноклинали, где выделяются незначительные по размеру поднятия, тогда как структура Ахтепе располагается на погружении, где выделяется локальная палеовпадина. Такие палеовпадины выделяются и в северо-западной зоне НГР и имеют изометрические формы. Локальные структуры Молладаг, Саждаг и Дамиртепе-Удабно находятся в областях максимальной мощности этой серии (между СГ-IV и СГ-III), соответствуют отрицательным палеоструктурам и очерчиваются изопахитами от 800 до 1200м. В этой же зоне выделяются палеоподнятия, охватывающие по площади Джандаргель, Союгбулагскую и Гырахкесаманскую структуры.

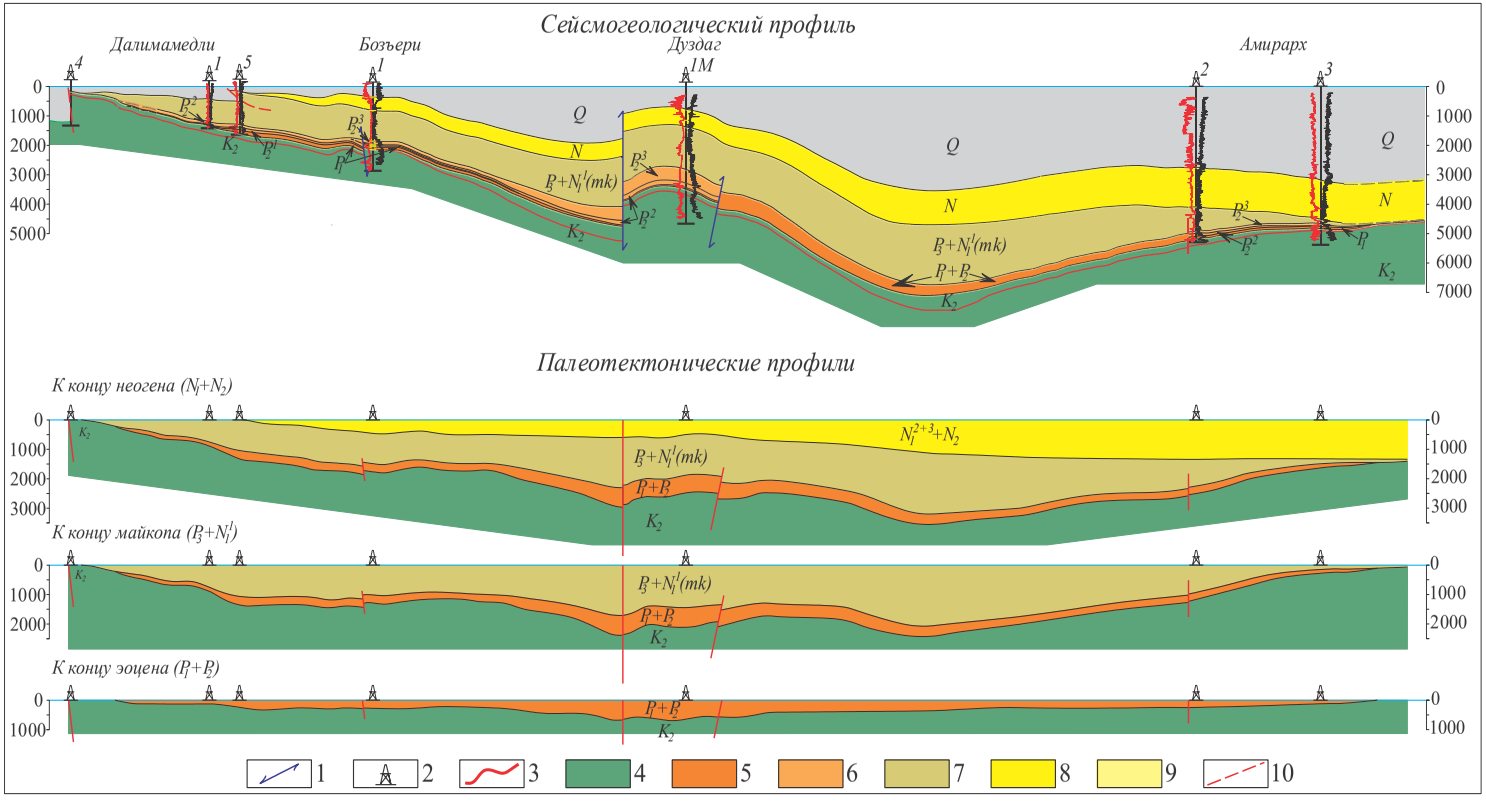

Сейсмогеологический профиль
Далимамедли
Бозъери
Дуздаг
Амирарх
Палеотектонические профили
К концу неогена (N1+N2)
К концу майкопа (P3+N1)
К концу эоцена (P1+P2)
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

Рис.3.9 Палеотектонические профили по линии Далимамедли – Бозери – Дуздаг – Амирарх
(по материалам Производственного Объединения «Геофизразведка» и результатам бурения)

Условные обозначения: 1-разрывные нарушения по данным сейсморазведки; 2-скважины поисково-разведочного бурения; 3-СГ-«Р» репер по размытой поверхности верхнего мела; 4-верхний мел ($К_2$); 5-палеоцен+эоцен ($Р_{1+2}$); 6-эоцен ($Р_2$); 7-олигоцен+нижний миоцен (майкоп – $Р_3$+N^1_1); 8-средний +верхний миоцен (N_1^{2+3});9-антропоген (Q); 10-разрывные нарушения по данным бурения

Характеристика структурного плана поверхности верхнего мела к концу майкопской эпохи и сарматской толщи отмечает моноклинальное залегание к северу, где в восточной зоне региона продолжается развитие разрывного нарушения (сгущение изопахит на участке площади Тарсдалляр), а в северо-западной зоне выделяется локальное палеоподнятие (на участке площади Гырахкесаман), которое отличается размерами и очертаниями.

Палеотектонический анализ поверхности эоцена на последующие геологические периоды имеет существенные отличия. На этих этапах выделенные палеоподнятия по поверхности верхнего мела, в большинстве случаев, не прослеживаются. На месте современных структур выделяются палеовыступы. Устойчивое прогибание и накопление майкопской глинистой толщи нивелировало структурный план, сформированный на ранее.

Зона сгущения изопахит, отражающаяся на всех построенных картах указывает на наличие тектонических нарушений. Сравнивая современный и древний структурные планы, можно утверждать, что тектоническое нарушение, проходящее в северо-восточной части площади Тарсдалляр является древним разрывом с амплитудой 1200м северо-запад – юго-восточного направления.

Уточнить влияние разрывных нарушений на характер и особенности изменения поверхности верхнего мела на последующие геологические периоды позволили построенные палеотектонические профили.

Как показывают палеопостроения (рис. 3.12, 3.13), размытая поверхность верхнего мела, к концу накопления нижнего эоцена, осложнена дизъюнктивными нарушениями. Об этом свидетельствует незначительная разница мощностей и изменчивость литофаций по разные стороны от разрывов [21].

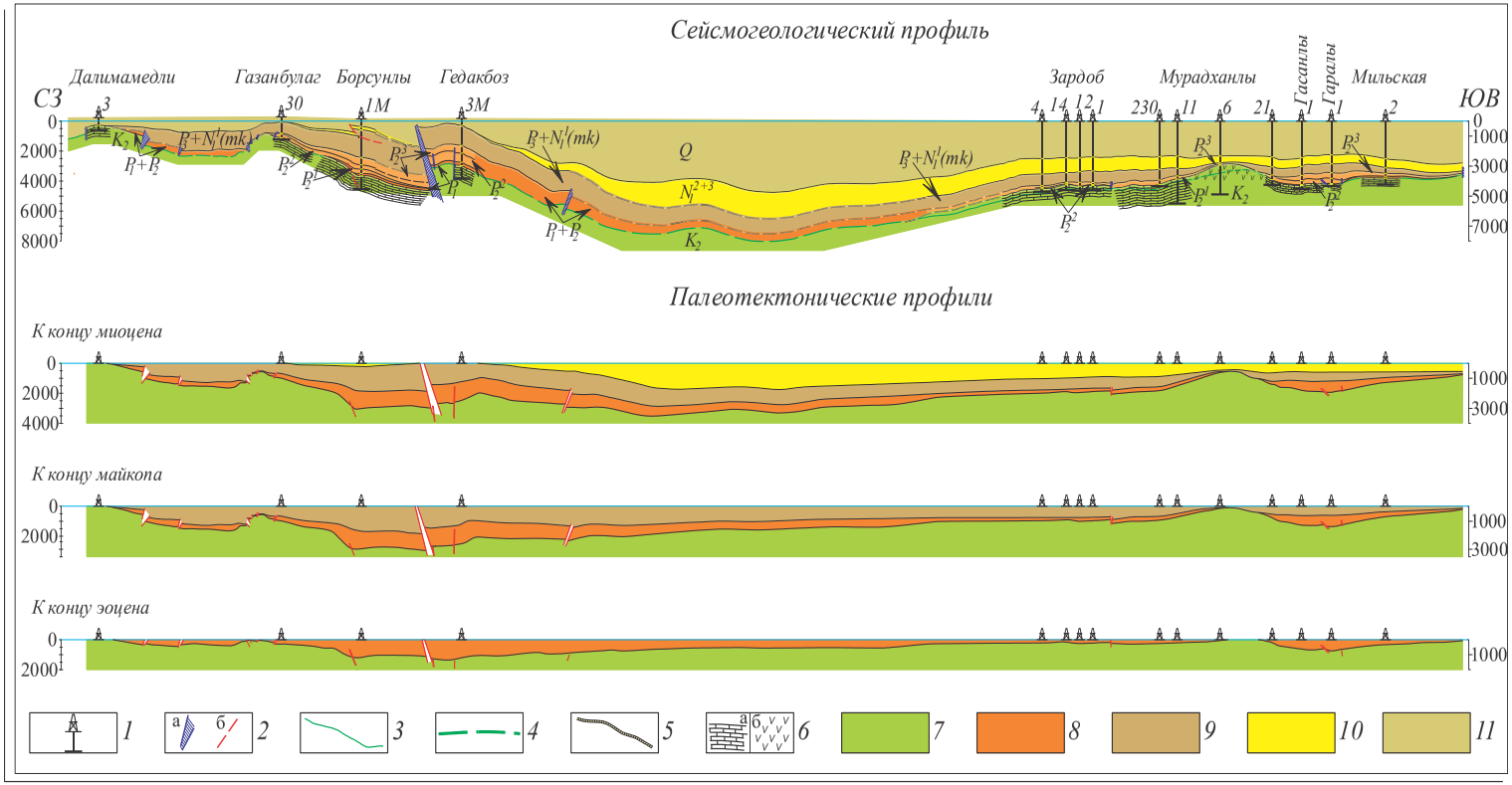

Сейсмогеологический профиль
СЗ
ЮВ
Далимамедли
Газанбулаг
Борсунлы
Гедакбоз
Зардоб
Мурадханлы
Гасанлы
Гаралы
Мильская
3
30
1М
3М
4
14
12
1
230
11
6
21
1
1
2
0
2000
4000
6000
8000
1000
3000
5000
7000
Q
Палеотектонические профили
К концу миоцена
К концу майкопа
К концу эоцена
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

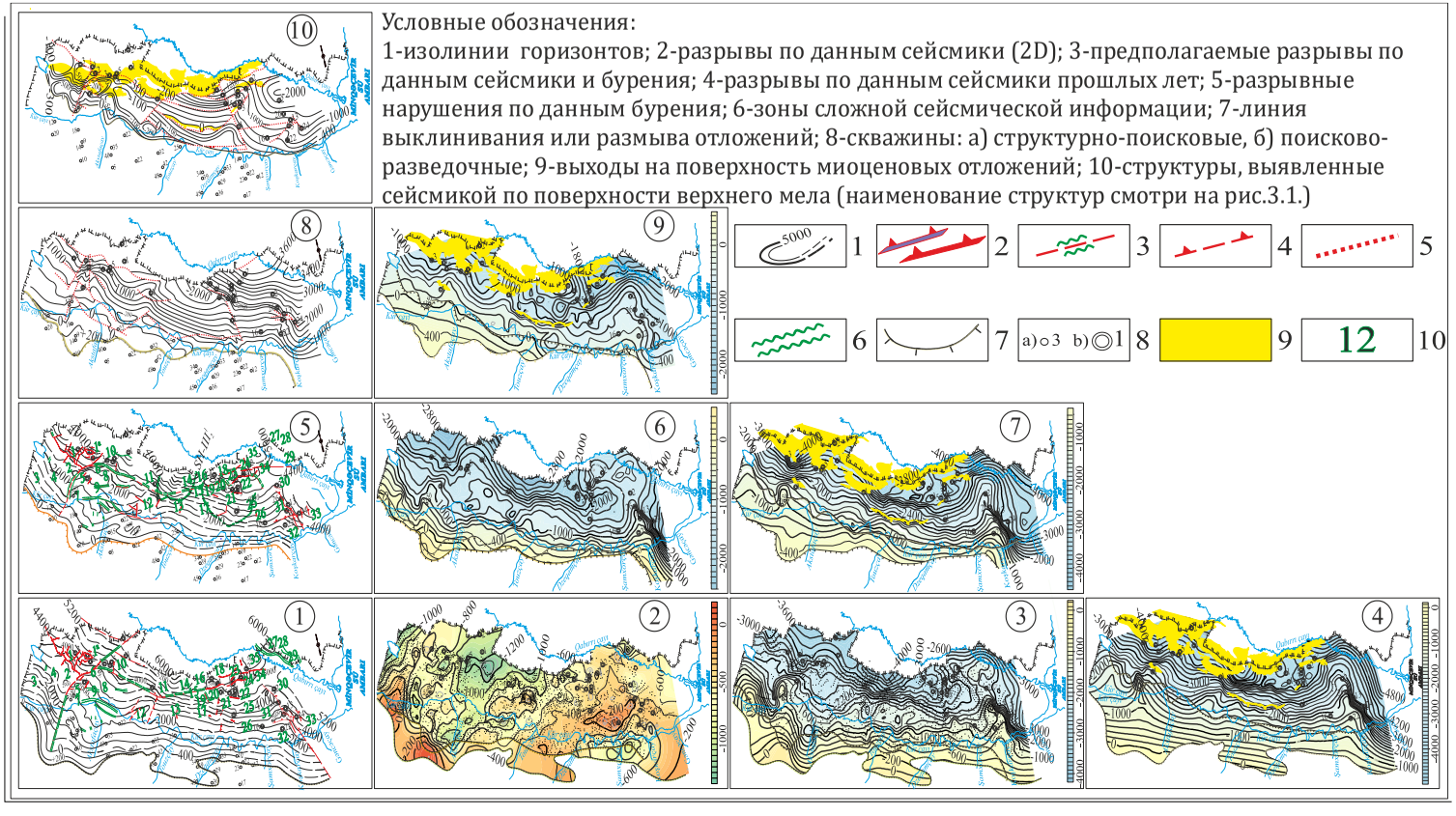
Рис.3.10 Палеотектонические профили по линии Далимамедли – Гедакбоз – Зардоб – Мурадханлы – Мильская
(по материалам Производственного Объединения «Геофизразведка» и результатам бурения)

Условные обозначения: 1-скважины поисково-разведочного бурения; 2-разрывные нарушения по данным: а) сейсморазведки и б) бурения; 3-СГ в верхах верхнего мела; 4-контакт мезозоя с перекрывающим комплексом; 5-границы стратиграфических подразделений (по данным бурения); 6-отложения верхнего мела: а) карбонатные и б) вулканогенные. Стратиграфия: 7-верхний мел; 8-палеоцен+эоцен; 9-майкоп; 10-верхний+средний миоцен; 11-антропоген

В палеоцен-эоценовое время хотя и сохраняется режим непрерывного осадконакопления отмечается спад тектонической активности. Лишь к концу накопления эоценовых отложений кратковременное усиление тектонических процессов оказало влияние на поверхность верхнего мела в результате которых, происходит возрождение региональных и образование ряда локальных разрывов. Именно на этом этапе осадконакопления, соответствующей ларамийской и пиренейской фазам тектогенеза, отмечаются периоды, завершающие как формирование региональных нарушений, так и локальных разрывов по верхам среднего структурного этажа [22].

Начиная с майкопской толщи и кончая сарматским веком, поверхность верхнего мела без относительно больших структурных изменений погружается на значительную глубину, приобретает отчетливое моноклинальное залегание, а разрывы превращаются в погребенные.

Тенденция к погружению в конце неоген-антропогенового периода сменяется положительной инверсией, которая характеризуется «интенсивными проявлениями разрывных дислокаций надвигового характера» (А.В.Мамедов, 1977), и затрагивает лишь осадочный покров неогеновых отложений. Вероятно, высокая пластичность глинистой толщи майкопа служит "буферной" зоной, в которой крупные разрывы не распространяются, а лишь «под воздействием горизонтальных движений их реологическая активность способствуют передаче упругих деформаций в надстилающие комплексы, что приводит к образованию в последних дизъюнктивов взбросового и надвигового типов (особенно в Иорском прогибе) в миоцен-четвертичных отложениях» (Кулиев К.Г., 1991).



Условные обозначения:
1-изолинии горизонтов; 2-разрывы по данным сейсмики (2D); 3-предполагаемые разрывы по данным сейсмики и бурения; 4-разрывы по данным сейсмики прошлых лет; 5-разрывные нарушения по данным бурения; 6-зоны сложной сейсмической информации; 7-линия выклинивания или размыва отложений; 8-скважины: а) структурно-поисковые, б) поисково-разведочные; 9-выходы на поверхность миоценовых отложений; 10-структуры, выявленные сейсмикой по поверхности верхнего мела (наименование структур смотри на рис.3.1.)

Рис.3.11 Изопахический треугольник

(по результатам сейсморазведочных работ МОГТ и данных бурения на площадях нефтегазоносного района междуречья Куры и Иори)

Схематические структурные карты по сейсмическим горизонтам (по материалам Управления разведочной геофизики): 1-СГ-IV (поверхность верхнего мела); 5-СГ-III (в эоцене); 8-кровля майкопа; 10-кровля миоцена.

Карты изопахит заключенных между: 2- СГ-IV и СГ-III; 3- СГ-IV и кровлей майкопа; 4- СГ-IV и кровлей миоцена; 6- СГ-III и кровлей майкопа; 7- СГ-III и кровлей имиоцена; 9-кровлей майкопа и кровлей миоцена

Условные обозначения: 1-изолинии горизонтов; 2-разрывы по данным сейсморазведки; 3-предполагаемые разрывы по данным сейсморазведки и бурения; 4-разрывы по данным сейсмики прошлых лет; 5-разрывные нарушения по данным бурения; 6-зоны сложной сейсмической информации; 7-линия выклинивания ил размыва отложений; 8-скважины: а) структурно-поисковые, б)поисково-разведочные; 9-выходы на поверхность миоценовых отложений; 10-структуры выявленные сейсморазведкой по поверхности верхнего мела (см.на рис.3.1)

Вышеизложенное подтверждает выводы А.В.Мамедова (1973), в работе которого подчеркивается «В общей сложности наблюдается некоторая генетическая связь локальных структур и их взбросово-надвиговых нарушений с региональными и глубинными разломами. Распространение последних на границах разных тектонических единиц и значительная амплитуда перемещения разобщенных ими блоков способствовали в зонах этих разрывов распространению складчатости и развитию широкой сети разрывов покровного или локального типа» [59].

Приведенные факты и соображения дают основание считать, что разрывные деформации верхний мел-эоценового комплекса в результате влияния глубинных разломов испытывали конседиментационный и постседиментационный характеры развития, которые являются благоприятным фактором для формирования тектонически экранированных залежей нефти и газа [23–25,32, 39,48,50,54,65,78,104].

Изучение тектонического фактора. С учетом общетеоретических представлений *(Хаин В.Е., 1950, Шатский Н.С., 1951, Яншин А.Л., Гарецкий Р.Г., 1960, Белоусов В.В., Гзовский М.В., 1964, Лучицкий И.В., Бондаренко Н.М., 1967, Гаврилов В.П., 1976, Кабышев Б.П., 1987 и др.)* [31,32,85,95,] и обобщая установленные закономерности *(Кудрявцев Н.А., 1932, Агабеков М.Г., 1951, 1959, Шихалибейли Э.Ш., 1960,*

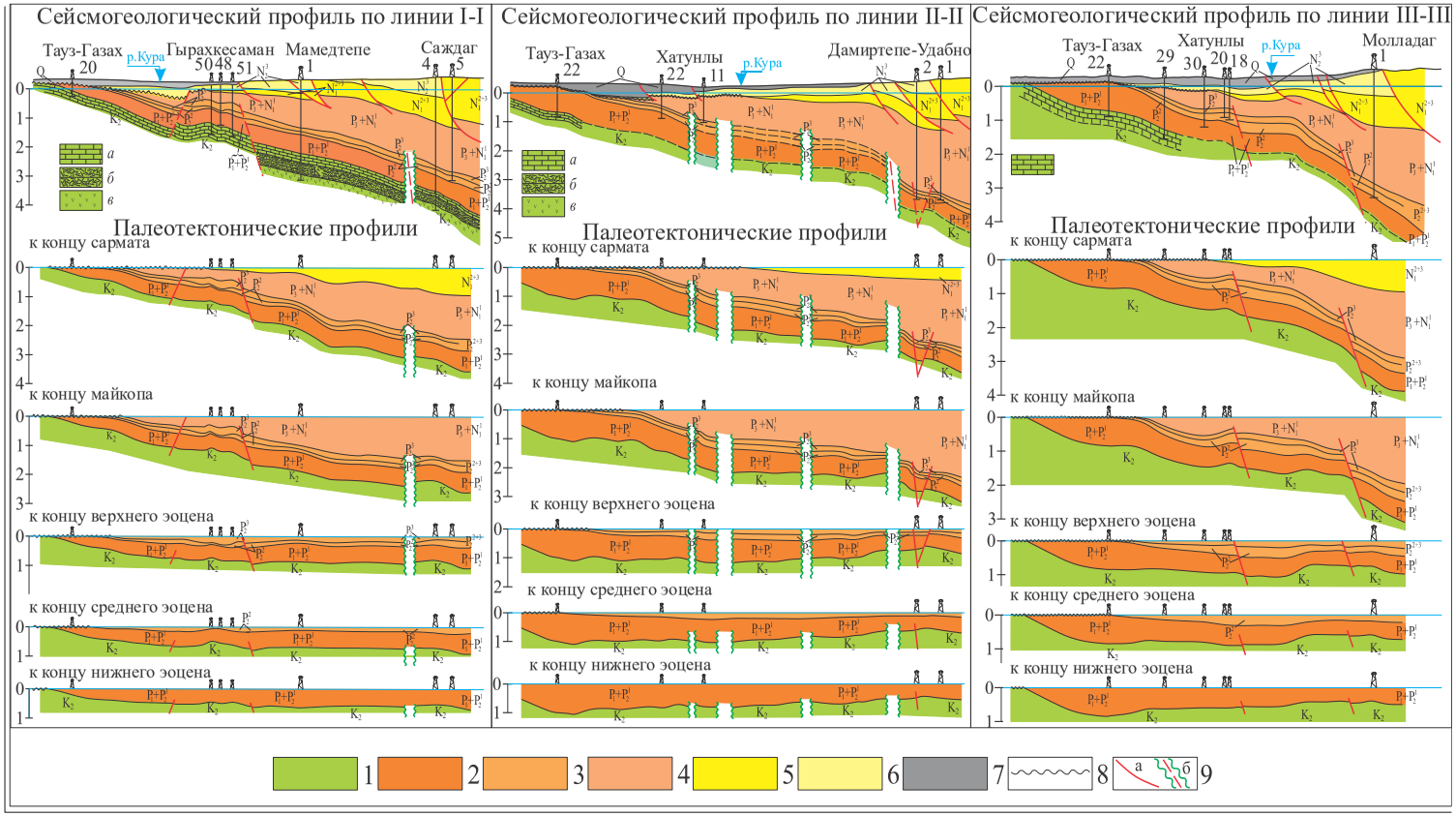

Сейсмогеологический профиль по линии I-I
Тауз-Газах
р.Кура
Гырахкесаман
Мамедтепе
Саждаг
Палеотектонические профили
к концу сармата
к концу майкопа
к концу верхнего эоцена
к концу среднего эоцена
к концу нижнего эоцена
Сейсмогеологический профиль по линии II-II
Тауз-Газах
Хатунлы
р.Кура
Дамиртепе-Удабно
Палеотектонические профили
к концу сармата
к концу майкопа
к концу верхнего эоцена
к концу среднего эоцена
к концу нижнего эоцена
Сейсмогеологический профиль по линии III-III
Тауз-Газах
Хатунлы
р.Кура
Молладаг
Палеотектонические профили
к концу сармата
к концу майкопа
к концу верхнего эоцена
к концу среднего эоцена
к концу нижнего эоцена
1
2
3
4
5
6
7
8
9

Рис.3.12 Палеотектонические профили междуречья Куры и Иори по линии: I-I; II-II; III-III

Условные обозначения: 1-верхнемеловые отложения а) осадочная пачка, б) туфогенно-осадочная пачка и в) вулканогенная пачка; 2-палеоцен+нижний эоцен; 3-средний+верхний эоцен; 4-олигоцен; 5-миоцен; 6-плиоцен; 7-плейстоцен; 8-линия размыва; 9-разрывные нарушения а) по данным геологической съемки, б) зоны сложной сейсмической информации и разрывные нарушения по результатам сейсморазведки и бурения

Ахмедбейли Ф.С., 1968, Бакиров А.А., 1968, Мехтиев Ш.Ф., 1969, Хаин В.Е., 1971, Мамедов А.В., 1977 и др.) [19,22,24,31,41,52,59,70,74], можно обосновать механизм структуроформирующих процессов, таких как формирование пликативных дислокаций и разрывных нарушений различных порядков в осадочном чехле Среднекуринской впадины. Вопрос о приуроченности месторождений нефти и газа к разрывным нарушениям с различной степенью детальности широко освещены в литературе и рассматривался многими исследователями (И.О.Брод, 1951, 1964, Б.К.Бабазаде, 1960, 1964, А.Леворсен, 1970, В.А.Витенко, Б.П.Кабышев, 1971, М.С.Бурштар, 1973, Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран, 1976, В.П.Гаврилов, 1979, В.Я.Ратнер и др., 1982, Нефтяные и газовые месторождения СССР: Справочник. В двух книгах, 1987).

Согласно современным взглядам, горизонтальные движения являются основной движущей силой в развитии земной коры в целом и складкообразования в частности. В результате сжатия земной коры и ее осадочного чехла создается складчатость, которая наблюдается как на платформенных, так и в орогенных областях [31,32,85,95].

Конец мезозоя в планетарном масштабе соответствует ларамийской фазе альпийского тектогенеза. Доминирующей чертой развития, определившего общую структуру поверхности верхнего мела, является усиление тектонической активности, что оказало непосредственное влияние на формирование разрывов [22,90].

По разломам фундамента, господствующие в региональном плане напряжения растяжения, передаваясь в осадочный чехол способствовали возрождению секущим структурный этаж региональным нарушениям. Напряжения сжатия, которые возникают вблизи региональных нарушений, влияют как на формирование незначительных по размерам пологих пликативных дислокаций, так и на образование локальных разрывов, сопутствующих региональ

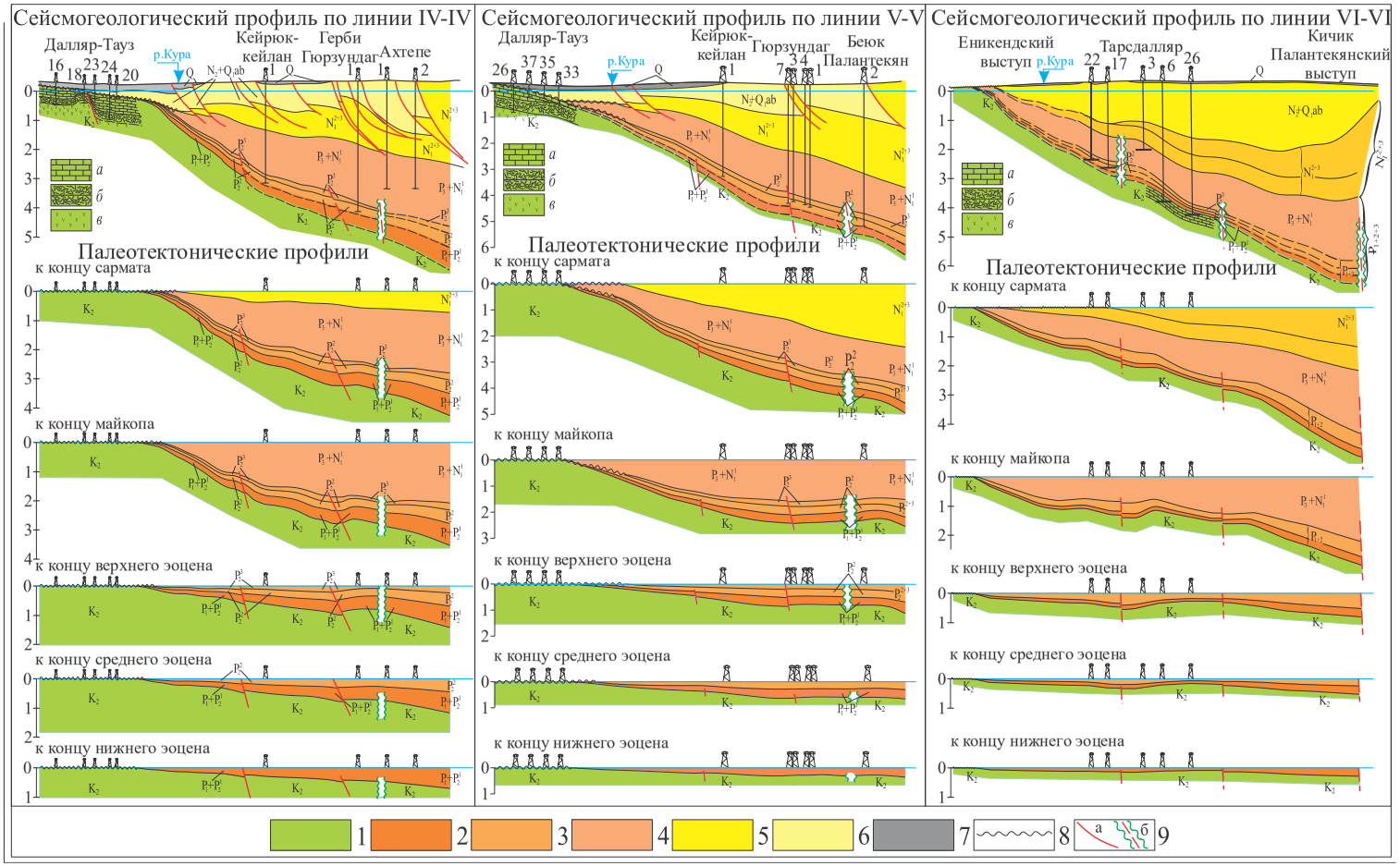

Сейсмогеологический профиль по линии IV-IV
Далляр-Тауз
р.Кура
Кейрюк-кейлан
Гюрзундаг
Герби
Ахтепе
Палеотектонические профили
к концу сармата
к концу майкопа
к концу верхнего эоцена
к концу среднего эоцена
к концу нижнего эоцена
Сейсмогеологический профиль по линии V-V
Далляр-Тауз
р.Кура
Кейрюк-кейлан
Гюрзундаг
Беюк Палантекян
Палеотектонические профили
к концу сармата
к концу майкопа
к концу верхнего эоцена
к концу среднего эоцена
к концу нижнего эоцена
Сейсмогеологический профиль по линии VI-VI
Еникендский выступ
р.Кура
Тарсдалляр
Кичик Палантекянский выступ
Палеотектонические профили
к концу сармата
к концу майкопа
к концу верхнего эоцена
к концу среднего эоцена
к концу нижнего эоцена
1
2
3
4
5
6
7
8
9

Рис.3.13 Палеотектонические профили междуречья Куры и Иори по линии: IV-IV; V-V; VI-VI

Условные обозначения на рис.3.12.

-ным. Параллельные и ответвляющиеся локальные разрывы, которые имеют или могут иметь развитие в пределах одной геологической формации или одного горизонта, разбивают отдельные элементы структур на блоки [25,88–91].

Кратковременное, но интенсивное проявление разрывных дислокаций отмечается на границе верхнего эоцена и олигоцен–нижнего миоцена (майкопская толща), характеризующее пиренейскую фазу складчатости. Именно на этом этапе осадконакопления фиксируется период, завершающий как формирование региональных нарушений, так и локальных разрывов по верхам нижнего структурного этажа, к которым приурочены зоны нефтегазонакопления.

Таким образом, дизъюнктивная тектоника оказала основное влияние на происхождение и развитие локальных и крупных структур Среднекуринской впадины, оставила значительный отпечаток на современных морфологических чертах, и тем самым способствовала распределению нефтеносности.

В целом, по Среднекуринской впадине выделяются зоны, которые отличаются по темпам погружения, что отражается на графике средних скоростей прогибания (рис. 3.14). Контраст в характере вертикальных движений позволяет выделить два этапа развития, где начиная с верхов мезозоя имели место следующие фазы альпийского цикла тектогенеза: ларамийская (поздний мел-палеоцен); пиренейская эоцен-олигоцен); савская (в конце майкопской эпохи); штирийская (в начале миоцена); аттическая (верхний миоцен – нижний плиоцен); валахская (верхний плиоцен – четвертичное время).

Непосредственно в самом Евлах-Агджабединском прогибе скорость осадконакопления первого этапа, к которому относятся отложения верхнего мела, палеоцена и эоцена изменяется в пределах 19,6–24,5м/млн лет (зоны Мурадханлы-Джафарлы, Зардоб-Шихбаги-Сеюдляр, Тертер-Ширванлы-Барда, Амирарх-Зап.Амирарх-Пираза, Тазакенд-Карвенд). Несколько медленными темпами погружения и накопления осадочных пород в пределах 10,0–11,4м/млн лет, характеризуются зоны Агджабеди-Советляр и Дальмамедли-Бозери, что свидетельствует о неравномерности погружения отдельных частей современного Евлах-Агджабединского прогиба.

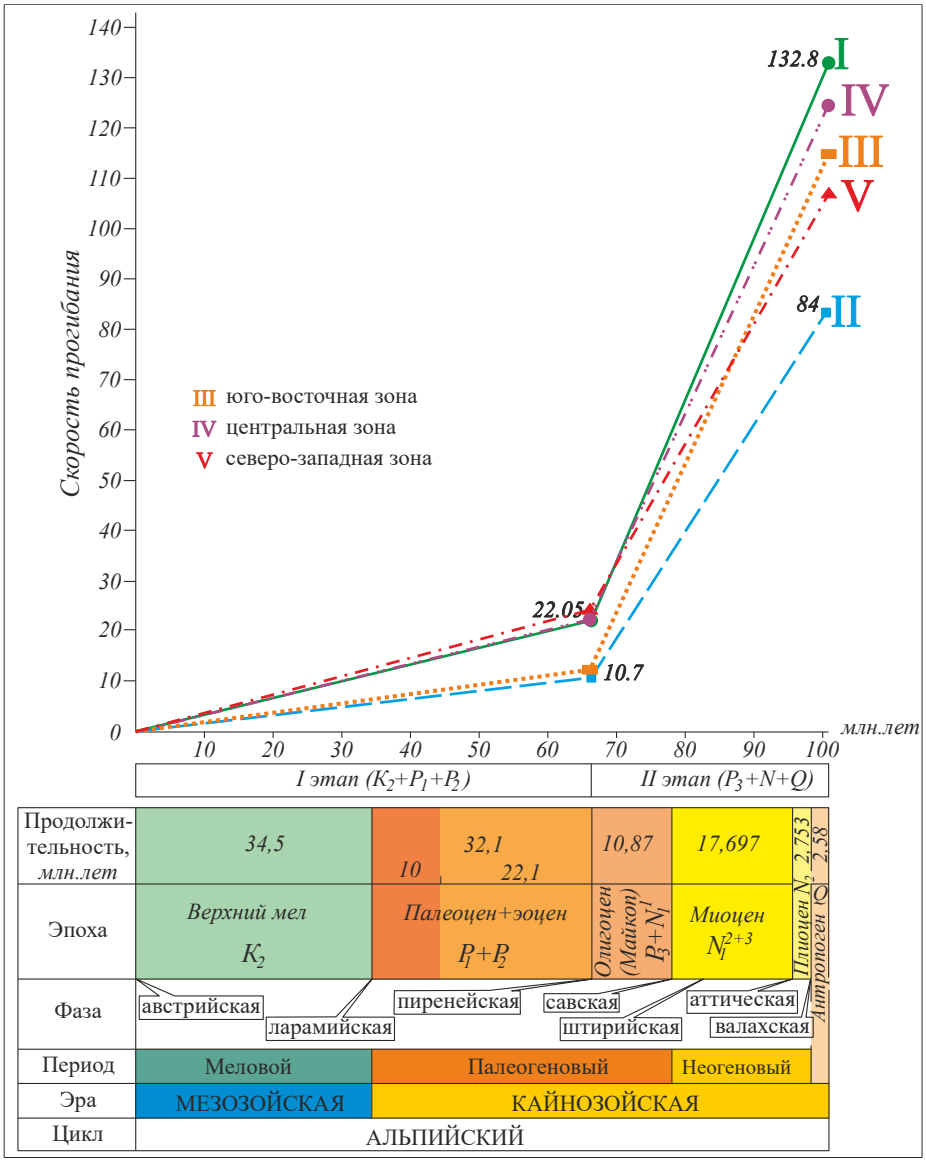


Рис.3.14 Средние скорости поэтапного прогибания выделенных зон Среднекуринской впадины

Условные обозначения: Евлах-Агджабединский прогиб / I зона – площади Мурадханлы, Джафарлы, Зардоб, Шихбаги, Сеюдляр, Ширванлы, Барда, Тазакенд, Карвенд; II зона – площади Советляр. Агджабеди, Далимамедли, Бозери; НГР междуречья Куры и Иори/III зона – площади Тарсдалляр, Кейрюк-кейлан, Гюрзундаг; IV зона – площади Молладаг, Алимарданлы; V зона – площади Дамиртепе-Удабно, Саждаг, Мамедтепе

В Джарлы–Сор-Сор–Гараджалинской и Тазакенд – Карвендской зонах, находящимися за пределами современного прогиба, выделяется более ранний этап, охватывающий средне-, верхнеюрский и нижнемеловой интервал, где скорости осадконакопления составляют 47-50м/млн лет.

Второй этап соответствует, в основном, олигоцен-неоген–четвертичному отрезку геологического развития и характеризуется скоростями осадконакопления, которые колеблются от 100 до 165,6м/млн лет. Замедленными темпами (84м/млн лет) погружались площади Агджабеди-Советлярской зоны, а в зоне ЮЗ борта эти отложения уничтожены последующим размывом (восстановленные их мощности также свидетельствуют о низком темпе погружения).

В пределах НГР междуречья Куры и Иори наименьшие скорости накопления осадков на первом этапе отмечены в северо-западной зоне (21м/млн лет), чуть большие темпы прогибания установлены в центральной (28,6м/млн лет) и юго-восточной зонах (29,2м/млн лет). С наступлением олигоцен-неогенового этапа темпы погружения увеличиваются. В результате в выделенных зонах устанавливается региональный наклон пластов к северо-северо-востоку, при этом скорости седиментации изменяются в пределах 109-127м/млн лет.

Следует выделить в юго-восточной зоне, в прибортовой части, участок Кейрюккейлан – Тарсдалляр, где скорости накопления молассовой орогенной формации олигоцен-неогеновых и четвертичных образований меньше, чем на соседних площадях. Так, например, если на участке Ахтепе–Беюк Палантекян–Келлуг и Кичик Палантекян–Эльдар отмечается интенсивное прогибание, где скорости накопления составляли соответственно 169 и 175, то на площади Тарсдалляр – 110м/млн лет. Центральная зона (Молладаг–Алимарданлинский участок) занимает промежуточное положение. Следует отметить, что переходный характер по первому этапу не отличается от других, но на втором этапе (накопление олигоцен-миоценовой толщи) 5-ти кратное увеличение скорости прогибания привело к значительному контрасту в исследуемой картине.

По данным ряда исследователей, наибольшие запасы нефти ассоциированы с нефтегазоносными бассейнами платформенного и пограничного типов. Эти образования характеризуются относительно мелководными эпиконтинентальными морями и шельфами. Для них большие скорости осадконакопления не характерны.

Согласно М.Я.Рудкевичу (1974) в центральной и северной частях Западносибирского мегабассейна основные нефтегазосодержащие комплексы Надым-Тазовского междуречья накапливались при средних скоростях погружения 40-140м/млн лет, а по данным Н.В.Лопатина (1983) в Среднем Приобье они варьировали в пределах 30-90м/млн лет.

Темпы погружения в Среднекуринской впадине аналогичны указанным для регионов Западной Сибири величинам. Только различие составляет масштаб и объем процессов в геологическом теле этих бассейнов. Процессы орогенеза, сопутствующие геосинклинальным областям, в отдельные периоды тектонического развития значительно активизируясь оказывают сильное влияние на формирование различных структур.

ВЫВОДЫ

Анализ результатов поисково-разведочного бурения и выполненных построений позволяет сделать следующие выводы:

- характерной особенностью тектоники Среднекуринской впадины является ступенчато-блоковое строение, обусловленное глубинными разломами, оказавших влияние на формирование осадочного чехла. В региональном плане степень проникновения глубинных разломов в осадочный чехол различается, что коррелирует циклами тектонической активизации бассейна, непосредственно влияющих на формирование строения отдельных зон и структур;
- отличительной чертой Среднекуринской впадины по верхнемеловым и эоценовым отложениям является развитие незначительных по размерам локальных поднятий и выступов, тяготеющих к широко распространенным и неравномерным по протяженности и глубине проникновения, продольным и поперечным, регионального и локального характеров разрывным нарушениям с различными амплитудами смещения;
- построенные карты суммарных мощностей позволили выявить характер изменения поверхности мезозойских и эоценовых отложений, как во времени, так и в пространстве;
- в процессе геологического развития участки палеодепрессий, меняя свои размеры и очертания смещались во времени и в пространстве;

- локальные поднятия, не проявляющиеся в вышележащих отложениях, генетически связаны с разрывами;
- выделенные палеоструктурные осложнения, на склонах которых фиксируются сгущения изопахит и резкие изменения их простирания, являются нарушенными зонами, которые могут быть благоприятными участками для формирования различных типов тектонически экранированных ловушек.
- в Среднекуринской впадине нами выделяется два этапа развития, которые значительно отличаются по интенсивности прогибания и скоростям седиментации:
- первый этап охватывает отложения верхнего мела, палеоцена и эоцена;
- второй этап охватывает олигоцен и весь неоген, включая иногда и четвертичные образования.

4. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД И НЕФТИ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАЛЕОТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ (ПАЛЕОТЕМПЕРАТУР И ПАЛЕОГЛУБИН) УСЛОВИЙ НАКОПЛЕНИЯ И ГЕНЕРАЦИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Анализ геохимических параметров, отражающих условия генерации и миграции нефти и газа, служит основой для установления возможных очагов образования УВ, и тем самым является важным элементом оценки нефтегазоносности исследуемой территории [30,35,38,82,83,96,100, 102].

Нефтегазопроизводящий потенциал осадочных слоев определяется концентрацией ОВ, типом и степенью катагенетической превращенностью органической фазы седиментов. Путем интерпретации геохимических параметров, выявляются генетические связи между УВ-генерирующими и аккумулирующими отложениями, которые могут зачастую находиться в различных термобарических условиях [18,30,53,58,68].

С этих позиций рассмотрены геохимические показатели верхнемеловых и палеогеновых отложений Среднекуринской впадины. Сведения приводятся по данным аналитических исследований АзНИПИнефть и ИГиРГИ, результаты которых заимствованы из фондовой работы, проведенной под руководством М.А.Рзаева.

Геохимическая характеристика пород

Определенное представление о характере изменения содержания рассеянного органического вещества (РОВ) и битумоидов в породах мела и палеоген-миоцена дает таблица 4.1, составленная по данным ИГиРГИ [92]. Наиболее обогащенными органикой в разрезе являются отложения майкопской свиты, за которой следуют эоценовые и затем верхнемеловые отложения [3,83]. В таком же порядке изменяется и битуминозность отложений, оцениваемая по хлороформенному и петролейно-эфирному экстракту. Так, например, в породах майкопа среднее содержание $C_{ОРГ}$ превышает 1% (среднее – 1,42% по 6-ти образцам), в эоцене оно снижается примерно вдвое (ср. – 0,7% в 12 обр.), а в верхнем меле уменьшается еще наполовину (ср. – 0,35% $C_{ОРГ}$). Минимальными содержаниями $C_{ОРГ}$ отличаются глинистые породы нижнего мела (площадь Сор-Сор), порфириты и туфо-песчаники верхнего мела (пл.Мурадханлы),

Геохимическая характеристика органического вещества пород Среднекуринской впадины (по данным ИГиРГИ)

Табл. 4.1

п.п.	Площадь	Скв. №	№ обр.	Интервал, м	Геологический возраст	Тип породы	Геохимические параметры					
							% на породу			% на $C_{орг}$		
							CO_2	$C_{орг}$	ХБ	ПЭБ	$В_{пэб}$	$В_{хб}$
1	Бозгобу	1	1	5366-5375	Дат-палеоцен	Аргиллит	3,50	0,70	0,019	0,0048	0,5	2,2
2	«--------»	«-»	2	5180-5185	Эоцен	«--------»	5,26	0,42	0,004	0,0005	0,09	0,7
3	Мурадханлы	18	3	3074-3079	Верх.мел	Туфопесчаник	0,06	0,03	0,008	0,0046	12,3	21,3
4	«--------»	13	4	3801-3806	«--------»	«--------»	3,72	0,19	0,007	0,0030	1,2	2,9
5	«--------»	36	21	4540-4550	«--------»	Аргиллит	1,21	0,04	0,003	0,0043	8,6	6,0
6	Гаралы	1	5	2858-2365	Чокрак	Глина карбон.	7,58	0,84	0,033	0,0121	1,1	3,1
7	«--------»	2	6	4027-4035	Верх.мел	Известняк	40,46	0,15	0,005	0,0051	2,7	2,7
8	«--------»	1	25	2961-2965	Майкоп	Алевролит	2,26	2,31	0,066	0,0167	0,6	2,8
9	Ширинкум	1	7	4274-4281	Эоцен	Глина	8,00	1,21	0,080	0,1261	8,3	5,3
10	Мильская	1	8	4382-4390	Верх.мел	Туфопесчаник	1,36	0,08	0,005	0,0065	6,5	5,0
11	Шихбаги	22	10	3256-3266	Майкоп	Аргиллит	6,48	1,78	0,053	0,0308	1,4	2,4
12	Гедакбоз	10	11	2415-2420	Эоцен	«--------»	2,06	0,70	0,028	0,0327	3,7	3,2
13	Тарсдалляр	20		2760-2772	P_3/P_2^3(Мкр)	Мергель (светло-сер.)	32,36	0,30	–	0,0030	0,8	–
14	«--------»	9	12	2930-2940	«--------»	Песчаник	0,28	0,30	0,090	0,0848	22,6	25,3
15	«--------»	26	14	3355-3364	«--------»	Глина карбонатная	11,04	1,41	0,010	0,0063	0,3	0,5
16	«--------»	«-»	«-»	«--------»	«--------»	«--------»	10,54	2,42	0,036	0,0131	0,4	1,2
17	«--------»	24		3243-3255	Майкоп	Алевролит (карб.)	19,58	0,52	0,022	0,0046	0,7	3,4
18	«--------»	«-»		4011-4015	«--------»	Глина карбонатная	12,92	1,83	0,153	0,2577	11,3	7,0
19	«--------»	«-»	13	4236-4246	Эоцен	Аргиллит	2,90	0,22	0,010	0,0093	3,4	3,6
20	«--------»	«-»		4450-4452	Верх.мел	Аргиллит (карб.)	8,98	1,15	0,011	0,0030	0,2	0,8
21	«--------»	9	17	3759-3769	«--------»	Порфирит	0,56	0,07	0,022	0,0080	9,1	25,1
22	«--------»	6	18	3116-3126	«--------»	Мергель	36,38	0,25	0,008	0,0040	1,3	2,5
23	Г. Гюрзундаг	1	1	3806-3814	Майкоп	Аргиллит	0,36	1,10	0,051	0,0950	6,9	3,7
24	Молладаг	1	16	3547-3550	Эоцен (верх.)	Глина	1,50	0,58	0,027	0,0196	2,7	3,7

Продолжение табл. 4.1

п.п.	Площадь	Скв. №	№ обр.	Интервал, м	Геологический возраст	Тип породы	Геохимические параметры					
							% на породу			% на $C_{орг}$		
							CO_2	$C_{орг}$	ХБ	ПЭБ	$В_{ПЭБ}$	$В_{ХБ}$
25	Молладаг	1	19	3732-3740	Эоцен (сред.)	Туфопесчаник	0,28	0,04	0,004	0,0024	4,8	8,0
26	«--------»	1	20	3100-3105	Майкоп	Аргиллит	0,90	0,61	0,021	0,0069	0,9	2,7
27	Советляр	4	22	3713-3716	Верх.мел	«--------»	4,68	1,32	0,071	0,0771	4,7	46,3
28	Акгель	1	23	3793-3803	«--------»	Аргиллит (карб.)	19,14	0,28	0,008	0,0065	1,8	2,3
29	Ширванлы	1	24	3782-3787	Эоцен (верх.)	Песчаник	5,78	0,21	0,021	0,0165	6,3	8,0
30	Палантекян	2		2989-2999	Майкоп	Глина	6,18	1,02	0,051	0,0370	2,9	4,0
31	Сор-Сор	3	11	3768-3773	Баррем-апт ($К_1$)	«--------»	2,10	0,97	0,009	0,0066	0,5	0,7
32	«--------»	«-»	9	4106-4112	«--------»	«--------»	0,64	0,30	0,007	0,0073	1,9	1,0
33	«--------»	4	15	3269-3274	«--------»	«--------»	1,62	0,72	0,020	0,0040	0,4	0,2
34	«--------»	«-»	16	3330-3335	«--------»		2,50	0,30	–	0,0043	1,1	–
35	«--------»	«-»	20	3610-3615	«--------»		0,20	0,08	–	0,0025	2,5	–
36	«--------»	«-»	22	3908-3913	«--------»		1,38	0,37	–	0,0059	1,3	–
37	«--------»	«-»	«-»	«--------»	«--------»	«--------»	1,58	0,39	0,012	0,0032	0,6	2,4
38	«--------»	«-»	23	3967-3972	«--------»		4,84	0,26	–	0,0017	0,5	–

туфо-песчаники эоцена (пл.Молладаг), в которых $C_{орг}$ иногда составляет менее 0,1%. В то же время в нижнем и верхнем мелу встречено несколько прослоев глинистых и мергелистых пород, сравнительно обогащенных ОВ (до 1,3% $C_{орг}$, на пл. Советляр). Но в целом содержание $C_{орг}$ в палеогеновых глинах и других типах пород несколько понижено по сравнению с обычными субкларковыми величинами, составляющими 0,9-1,0% для глин; 0,4-0,5% для алевролитов и 0,2-0,3% для песчаников [30].

На рис. 4.1 представлен график, отражающий связь между содержанием $C_{орг}$ в породе и хлороформенным битумоидом (ХБ) для стратиграфических подразделений осадочной толщи. Согласно аннотированной диаграмме нефтегенерирующим потенциалом обладают отложения эоцена и олигоцен-миоцена, для которых глубина отбора варьирует в пределах 2400-5200м [101]. Меловые породы (3050-5400м), представленные нижним и верхним отделами, расположены в нижней, газогенерирующей части диаграммы. В зоне соотношения ХБ/$C_{орг}$ 10% и больше, оказались 3 эоценовых и 3 меловых образца, с небольшим содержаним ОВ. Содержание битуминозной компоненты ОВ, экстрагируемой из пород хлороформом (горячая экстракция в Сокслетах) в основном пропорционально общему количеству ОВ в породе, что является признаком сингенетичности битумоидов.

Количество ХБ обычно несколько выше количества ПЭБ, составляя в среднем в породах майкопа 0,05-0,07%, в породах эоцена 0,02-0,03% и в верхнемеловых породах – 0,01-0,015%. Очень низка битуминозность и нижнемеловых пород (менее 0,01% ХБ и ПЭБ).

Среди битумоидов рассматриваемых отложений достаточно четко различаются две генетические группы – сингенетичные (автохтонные) и эпигенетичные (аллохтонные) [8,11,17,64,92]. Исследование состава битумоидов указывает на широко распространенные процессы перемещения битумоидов в толще отложений, слагающих разрез ряда площадей. Так, отмечено, что существенные следы миграции углеводородов (УВ) фиксируются в отложениях мела и эоцена месторождения Мурадханлы, частично Зардоб, Джафарлы, Советляр, отсутствуют следы эпигенических битумоидов, в частности, в породах площадей Бейлаган, Саждаг, Молладаг и др.

Подсчитанное суммарное содержание углеводородов УВ (метаново-нафтеновых и ароматических), как видно по таблицам

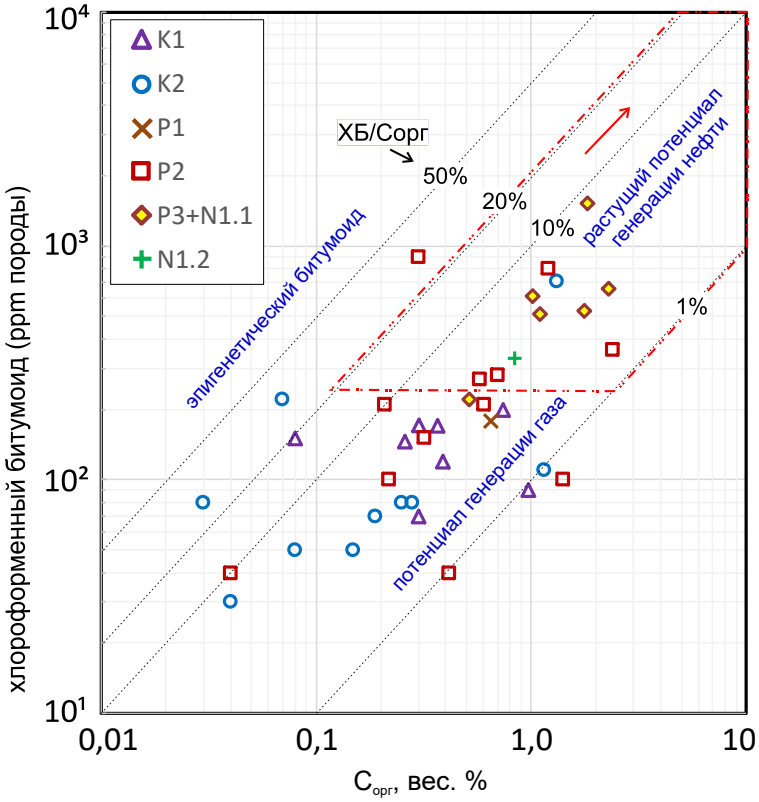


Рис.4.1 Зависимость количества хлороформенного битума от концентрации $C_{ОРГ}$ в породах Среднекуринской впадины

4.1 и 4.2, меняется в заметных пределах в зависимости от генетического типа битумоидов.

Основное внимание было уделено детальному изучению УВ, выделенных из масляной фракции битумоидов методом адсорбционной хроматографии. В дальнейшем эти УВ разделялись на четыре группы – парафинонафтеновые, моно- и бициклические ароматические, полициклические ароматические и низкомолекулярные смолы. В парафинонафтеновой фракции УВ определялся индивидуальный состав нормальных алканов (н-алканов) методом ГЖХ.

В групповом составе битумоидов преобладает метанонафтеновая фракция, содержание которой превышает в ряде образцов 70%. Количество ароматических УВ всегда ниже метановых, что может быть одним из косвенных свидетельств об относительно невысоких степенях катагенеза ОВ, возможно стадии $ПК_3$ – МК. В то же время, не исключено и влияние типа исходной органики, в составе

Содержание углеводородов в меловых и палеогеновых отложениях Евлах-Агджабединского прогиба и междуречья Куры и Иори **(**по данным АзНИПИнефть**)**

Табл.4.2

геолог. возраст	Генетический тип битумоида	Сдержание УВ, %		
		В маслах	В битумоидах	В РОВ
Майкоп	Мурадханлинский район			
	сингенетичный	68,2-93,0 80,2(5)	27,4-30,2 30,1(5)	1,2-2,5 1,8(5)
	эпигенетичный	83,6-96,8 90,3(5)	27,3-55,3 38,8(5)	7,2-55,0 19,7(5)
	Гянджинский район			
	сингенетичный	50,2-56,8 53,5(2)	16,0-17,3 16,7(2)	0,7-0,9 0,8(2)
	эпигенетичный	-	-	-
Эоцен	Мурадханлинский район			
	сингенетичный	63,9-90,7 73,5(6)	12,3-33,2 24,8(6)	0,3-2,5 1,5(6)
	эпигенетичный	70,3-87,4 75,3(5)	29,6-39,7 35,0(5)	3,0-35,0 20,1(5)
	Гянджинский район			
	сингенетичный	64,4-78,6 72,9(5)	16,3-40,5 29,7(5)	0,1-1,8 0,8(7)
	эпигенетичный	76,6-89,3 81,3(5)	28,5-59,7 45,8(5)	3,11-12,0 6,0(5)
Верхн. мел	Мурадханлинский район			
	Мурадханлы-Зардобская зона			
	сингенетичный	60,7-80,7 72,5(13)	5,7-40,0 16,8(13)	0,1-1,6 0,5(13)
	эпигенетичный	67,7-89,8 79,4(8)	18,8-40,7 26,2(8)	2,4-8,9 4,7(8)
	Саатлы-Гараджалинская зона			
	сингенетичный	54,1-79,1 69,1(7)	9,0-21,4 14,0(7)	0,03-1,3 0,7(7)
	эпигенетичный	81,8(1)	11,1(1)	2,8(1)
Майкоп	Междуречье Куры и Иори			
	сингенетичный	60,1-79,0 70,3(6)	23,7-40,2 32,6(6)	0,8-2,9 32,5(6)
	эпигенетичный	84,5-93,6 89,7(4)	48,5-53,7 50,6(7)	3,0-6,5 4,7(4)
Эоцен	сингенетичный	63,3-70,6 64,5(8)	11,8-30,5 22,7(8)	0,8-1,8 1,6(8)
	эпигенетичный	80,2-93,4 86,3(3)	48,0-61,3 54,5(3)	6,1-7,9 6,8(3)
Верхн. мел	сингенетичный	55,6-73,2 62,0(4)	13,8-31,3 20(4)	2,8-4,6 2,3(4)
	эпигенетичный	93,0-96,8 94,9(2)	53,3-58,4 57,7(2)	4,0-4,6 4,3(2)

которой могли преобладать, сапропелевые компоненты (как это имеет место в эоценовых отложениях).

Индивидуальный состав н-алканов по данным ГЖХ изменяется так же в зависимости от генетического типа битумоидов. Так, отношение низкомолекулярных н-алканов (C_{15}–C_{20}) и высокомолекулярных (C_{22}–C_{32}) для сингенетичных разновидностей не превышает 1,1.

В то время, эпигенетическая разновидность битумоидов характеризуется сравнительно повышенной величиной этого отношения (2,3 – 5,7).

Известно, что состав и структура н-алканов определяется с одной стороны типом исходного ОВ, а с другой степенью его катагенеза. Немалое значение в этом изменении структуры н-алканов играет и генетический тип битумоида. Для битумоидов аллохтонного типа, характерно смещение максимума содержания н-алканов в область низкомолекулярных соединений, что имеет место, например, в эоценовых и майкопских отложениях месторождения Мурадханлы (для эпибитума C_{MAX} приходится на C_{17} – C_{19}, а синбитумоида на C_{21} – C_{24}) (табл.4.3, 4.4).

Существенные вариации имеются и в уровне зрелости ОВ, четко определяемом по величинам коэффициентов

$$K_i = и\text{-}C_{19} + и\text{-}C_{20} / н\text{-}C_{17} + н\text{-}C_{18}$$

и

$$K_{НЕЧЕТНОСТИ} = 1/2(н\text{-}C_{23+25+27}/н\text{-}C_{22+24+26} + н\text{-}C_{23+25+27}/н\text{-}C_{24+26+28})$$

Чем больше эти величины, тем ниже уровень зрелости битуминозного ОВ (табл.4.5). Очень высокие значения K_i (до 5,0) и $K_{НЕЧ.}$ (до 1,5!) отмечаются в битумоидах пород чокрака и майкопа, причем как в восточной, так и в западной зонах Среднекуринской впадины (площади Гаралы, Шихбаги, З.Гюрзундаг, Б.Палантекян). Глубины залегания этих пород от 2800 до 3800м, поэтому предполагать, что высокие значения K_i связаны с уменьшением содержания н-алкановых УВ $C_{17\text{-}18}$ из-за гипергенной биодеградации ОВ, невозможно. А высокие величины $K_{НЕЧ}$, однозначно указывают на очень низкую зрелость битумоидов, соответствующую зоне протокатагенеза, в которой нефтеобразование протекает еще очень слабо.

Зрелость ОВ пород эоцена в целом несколько выше, чем в породах майкопа, но все же не выходит, по-видимому, за рамки протокатагенеза. Высокие величины K_i (до 2,7) и $K_{НЕЧ.}$ (до 1,4) встречены в битумоидах пород эоцена в Гедакбозе и на Тарсдалляре, в Молладаге, т.е. в основном в западных районах впадины на глубинах 2400-

3500м. На более значительных глубинах (более 4км) зрелость ОВ увеличивается и значения $К_i$ и $К_{НЕЧ.}$ снижаются до величин менее 1,0 и 1,1 соответственно, что характерно для ОВ пород зоны начального мезокатагенеза. Однако, на некоторых площадях (Бозгобу) даже в породах нижнего палеогена – верхнего мела, на очень больших глубинах (5370м!) ОВ может сохраниться фактически незрелым ($К_i$=1,9; $К_{НЕЧ.}$=1,5!).

Верхнемеловые и в особенности нижнемеловые породы содержат уже в основном сравнительно зрелое, катагенно преобразованное битуминозное ОВ. Причем следует отметить, что битуминозные вещества явно эпигенетической природы, экстрагированные из порфиритов верхнего мела площади Тарсдалляр (т.е. из продуктивной зоны, скв.9, инт.3759 – 3769м) имеют такую же относительно низкую зрелость, как многие битумоиды вышележащих пород эоцена.

Нередко наблюдается несоответствие между невысокой зрелостью ОВ и преобладанием в битумоидах «легких» н-алканов над «тяжелыми» твердыми парафинами. Так, например, отношения Σн-алканов $С_{15-17}$ к Σн-алканов $С_{25-27}$ и Σн-алканов $С_{13-20}$ к Σн-алканов $С_{21-30}$ в «незрелых» битумоидах пород эоцена из скв.20,24,26 – Тарсдалляр необычно высоки, составляют соответственно 2,3 – 7,1 и 1,8 – 3,4. Такие значения характерны, как правило, для катагенно сильно измененных битумоидов зоны мезокатагенеза, подобных битумоидам из нижнемеловых отложений площади Сор-Сор. По-видимому, относительное обилие легких УВ в битумоидах мергелистых и глинистых пород эоцена связано с литологическими особенностями пород, затрудняющими эмиграцию из пород даже легких УВ.

Геохимические особенности нефти

Физико-химические свойства нефтей планомерно изучались в АзНИПИнефти, Институте геологии НАНА, а также в институте НХП им Ю.Г.Мамедалиева НАНА.

Систематизированы имеющиеся данные в справочнике Ф.И.Самедовой [80].

Необходимо отметить, что анализы нефтей на площадях, тяготеющих к западному борту Евлах-Агджабединского прогиба (Гянджинский НГР), имеют большой срок давности, начиная со второй половины сороковых годов прошлого века. Например: на площади Нафталан – в 1965-67гг и 1992г; на площади Казанбулаг – в 1946-51гг и 1981г и т.д.

Основные показатели индивидуального состава н-алканов хлороформенных битумоидов палеоген-меловых отложений междуречья Кура и Иори **(**по данным ИГиРГИ**)**

Табл.4.3

Площадь	№ скв	Интервал отбора	Тип породы	C_{15}-C_{20} (и ниже)	C_{21}-C_{22}	C_{23}-C_{27} (и выше)	C_{max}	$K_{нч}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Майкоп								
Гырахкесаман	1	1100-1120	Глина	53,3	24,6	22,1	C19	1,13
	8	1020-1032	алеврит	50,0	17,3	32,7	C20	0,90
Саждаг	3	2426-2436	Глина	39,4	31,6	29,0	C20-21	1,03
		2640-2645	глина	70,3	27,7	6,0	C19	1,01
Хатунлы	23	253-280	глина	48,8	26,5	24,7	C19	1,09
Дамиртепе/ Удабно	3	3588-3694						
Эоцен								
Дамиртепе/ Удабно	2	3766-3774	глина	57,5	16,2	26,3	C17	1,01
Тардалляр	9		мергель	53,8	17,7	28,5	C17	1,01
Верхний мел								
Тардалляр	9	4007-4020	м/морил.	67,6	12,9	19,5	C17	1,03

Основные показатели индивидуального состава н-алканов хлороформенных битумоидов меловых, эоценовых и майкопских отложений Евлах-Агджабединского прогиба (по данным ИГиРГИ)

Табл.4.4

Площадь	№ скв	Интервал отбора	Тип породы	C15-C20 (и ниже)	C21-C22	C23-C27	Cmax	Кнч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Майкоп								
Мурадханлы	4	3019-3029	Глина	41,3	28,7	30,0	C21	1,01
Зардоб	3	3670-3680	Глина	31,0	21,9	47,1	C24	1,00
Мильская	1	3472-3477	Глина	62,7	22,8	14,5	C20	1,07
Эоцен								
Мурадханлы	8	3898-3902	Глина	46,8	21,0	32,2	C19	1,02
Мильская	1	3670-3708	Глина	26,2	38,4	35,4	C22	1,04
Ширванлы	1	3982-3986	Песчаник	57,1	18,3	24,6	C18	1,02
		3982-3986	Глина	60,4	19,8	19,8	C19	1,02
		4044-4050	Глина	53,9	23	22,7	C19	1,11
Верхний мел								
Мурадханлы	6	3018-3034	Изверж. порода	33,3	31,4	35,3	C21	0,93
	21	3884-3890		46,5	29-8,9	24,6	C20-21	1,03
	7	4390-4726		29,0	30,9	41,1	C22	0,96
		4656-4865		13,0	29,2	58,8	C22	0,98
Гараджалы	1	3530-3533	Известняк	31,1	31,2	22,9	C22	1,01
Мильская	1	3798	мергель	73,0	16,8	10,2	C18	0,98

Геохимические показатели углеводородного индивидуального состава петролейно -эфирных битумоидов пород Среднекуринской впадины (по данным ИГиРГИ)

Табл.4.5

п.п.	Площадь	Скв. №	№ обр.	Интервал, м	Геологический возраст	Геохимические показатели						
						пристан / фитан	$К_?$	$\frac{н\text{-}С_{15\text{-}17}}{н\text{-}С_{25\text{-}27}}$	$К_{НЕЧ}$	пристан / $н\text{-}С_{17}$	фитан / $н\text{-}С_{18}$	$\frac{н\text{-}С_{13\text{-}20}}{н\text{-}С_{21\text{-}30}}$
1	Бозгобу	1	1	5366-5375	$К_2$-$Р_1$	0,8	1,9	0,7	1,5	1,6	2,3	0,5
2	«--------»	«-»	2	5180-5185	$Р_2$ (эоцен)	0,8	0,7	0,3	1,1	0,7	0,8	0,3
3	Мурадханлы	18	3	3074-3079	$К_2$	1,1	0,6	1,3	1,1	0,7	0,5	0,9
4	«--------»	13	4	3801-3806	«-»	1,1	0,8	0,2	1,1	0,9	0,7	0,2
5	«--------»	36	21	4540-4550	«-»	1,3	0,8	1,8	1,1	0,8	0,7	1,2
6	Гаралы	1	2	2858-2865	$N_1^2с$	0,6	2,1	0,9	1,4	1,6	2,5	0,6
7	«--------»	«-»	25	2961-2965	$Р_3$+N_1	1,0	2,7	1,6	1,6	2,2	3,0	0,5
8	«--------»	2	6	4027-4030	$К_2$	1,3	0,7	0,9	1,1	0,7	0,7	0,7
9	Ширинкум	1	7	4274-4281	$Р_2$ (эоцен)	2,5	0,7	2,9	1,1	1,1	0,4	1,6
10	Мильская	1	8	4382-4390	$К_2$	1,7	0,4	6,2	1,1	0,4	0,3	2,8
11	Сор-Сор	3	9	4106-4116	$К_1$ (баррем-апт)	1,2	0,8	2,1	1,0	0,9	0,6	1,4
12	«--------»	«-»	11	3768-3773	«--------»	1,0	0,4	6,2	1,0	0,4	0,4	3,8
13	«--------»	4	15	3269-3274	«--------»	1,1	1,0	6,4	1,0	1,0	0,9	3,3
14	«--------»	«-»	16	3330-3335	«--------»	1,0	0,7	6,0	1,1	0,8	0,7	2,8
15	«--------»	«-»	20	3610-3615	«--------»	0,8	0,7	2,9	1,1	0,7	0,6	1,7
16	«--------»	«-»	22	3908-3913	«--------»	0,8	0,5	1,3	1,1	0,5	0,5	1,1
17	«--------»	«-»	«-»	«--------»	«--------»	0,7	0,5	0,8	1,0	0,5	0,5	0,7

Продолжение табл.4.5

п.п.	Площадь	Скв. №	№ обр.	Интервал, м	Геологический возраст	Геохимические показатели						
						пристан / фитан	$К_?$	$\frac{н\text{-}С_{15\text{-}17}}{н\text{-}С_{25\text{-}27}}$	$К_{НЕЧ}$	пристан / $н\text{-}С_{17}$	фитан / $н\text{-}С_{18}$	$\frac{н\text{-}С_{13\text{-}20}}{н\text{-}С_{21\text{-}30}}$
18	«--------»	«-»	23	3967-3972	«--------»	0,8	0,69	–	0,9	0,8	0,5	–
19	Шихбаги	22	10	3256-3266	P_3+N_1	1,0	2,4	1,5	1,2	2,5	2,1	0,8
20	Гедакбоз	10	11	2415-2420	P_2 (эоцен)	3,6	2,7	1,1	1,1	3,8	1,4	0,9
21	Советляр	4	22	3713-3716	$К_2$	3,0	1,0	2,2	1,1	1,5	0,5	2,1
22	Акгель	1	23	3793-3803	$К_2$	1,3	0,9	2,5	1,0	0,6	0,9	1,5
23	Ширванлы	1	24	3782-3787	P_2 (эоцен)	1,7	0,8	1,6	1,0	1,0	0,6	1,7
24	Молладаг	1	10	3100-3105	«--------»	3,6	2,2	1,0	1,4	3,2	1,1	1,4
25	«--------»	«-»	16	3547-3550	«--------»	4,1	2,6	1,7	1,1	3,8	1,1	1,3
26	«--------»	«-»	19	3732-3740	«--------»	1,2	0,9	1,3	1,1	1,0	0,8	0,7
27	Г.Гюрзундаг	1	15	3806-3814	«--------»	1,6	2,7	1,3	1,1	3,3	2,1	1,0
28	Палантекян	2		2989-2999	P_3+N_1	0,5	5,0	0,6	1,5	3,1	7,0	0,5
29	Тарсдалляр	20		2760-2772	P_2 (эоцен)	1,5	0,8	7,1	1,0	0,8	0,8	2,9
30	«--------»	9	12	2930-2940	«--------»	1,7	0,9	0,7	1,1	1,2	0,6	0,7
31	«--------»	26	14	3355-3364	«--------»	5,3	2,0	2,3	1,2	3,0	0,8	1,7
32	«--------»	«-»	«-»	«--------»	«--------»	4,7	2,2	5,6	1,1	3,0	1,0	3,4
33	«--------»	24	13	4236-4246	«--------»	3,2	0,9	3,1	1,1	0,9	0,5	1,8
34	«--------»	6	18	3116-3126	$К_2$	1,0	0,7	1,5	1,0	0,7	0,7	0,8
35	«--------»	9	17	3759-3769	«-»	1,9	1,2	1,2	1,0	1,4	0,7	0,8
36	«--------»	24		4450-4452	«-»	1,1	1,0	1,4	1,0	1,0	0,9	1,4
37	«--------»	«-»		3243-3255	P_3+N_1	2,3	1,2	2,9	1,1	1,5	0,9	1,8
38	«--------»	«-»		4011-4015	«--------»	1,2	1,4	1,2	0,9	1,5	1,3	1,0

Однако, на рассматриваемой территории имеется ряд месторождений, нефти которых были подвергнуты аналитическим исследованиям проведенными в ИГиРГИ [92]. Были изучены пробы нефтей верхнемеловых и эоценовых отложений месторождений Мурадханлы, Зардоб, эоценовых отложений месторождений Джафарлы, Тарсдалляр и Гюрзундаг, майкопских отложений месторождения Зардоб-Шихбаги.

В формировании состава нефтей, помимо геологического возраста, тектонических и литофациальных условий важную роль играет глубина погружения нефтяного объекта, при этом термобарические условия не всегда связаны с последней простой прямой зависимостью [9–11,16,64,83,97,100].

Исследованные нефти верхнемелового комплекса приурочены к разным частям Мурадханлинского поднятия. Согласно имеющимся данным, максимальная (по горизонтальному срезу) пластовая температура на площади Мурадханлы, отмечается в сводовой части поднятия, а к крыльевым и к периклинальным частям она снижается в связи с увеличением плотности пород и соответственно их теплопроводности [16,17].

Так, в скважине 58, расположенной в наиболее приподнятой части вулканического купола, температура нефтеносного пласта составляет 110°С, а в скважине 3, несмотря на увеличение глубины залегания, температура снижается до 97°. Такое снижение температуры нефтяного объекта обусловлено как изменением плотности пород вследствие их погружения, так и другими существенными различиями геотермических условий.

В отличие от температуры пластовое давление возрастает с глубиной довольно закономерно.

Все эти различия в условиях залегания отразились на свойствах нефтей верхнемелового комплекса. Эти нефти по значениям плотности, изменяющейся в пределах от 850 до 904кг/м^3, относятся к группам легких, средних и тяжелых, причем самая тяжелая нефть поступает из опущенного блока юго-западного крыла (скв. №10).

Следует отметить, что наиболее глубоко залегающая нефть скв.237 (интервал 4661 – 4701м) относится к группе легких нефтей.

По общим физико-химическим показателям: выходу светлых нефтепродуктов, содержанию силикагелевых смол, серы, азота, показателю величины вязкости, изученные нефти, заметно различаются между собой. Из всего разнообразия нефтей наблюдается

некоторая закономерность – нефти меньшей плотности имеют, в основном, бóльший выход фракций, выкипающих до 300°С и соответственно менее вязки.

Для выявления генетических связей рассматриваемой группы нефтей особенно показательно сопоставление их по компонентному и углеводородному составам.

В компонентном составе исследованных нефтей, в основном преобладают масла и другие нейтральные компоненты, что свидетельствует в ряде случаев о глубокой восстановленности этих нефтей (содержание масел 65,1-84,1%).

Однако наряду с ними имеются нефти, в компонентном составе которых содержится меньше масел (37,1-47,0%) и значительно больше кислых смол, вероятно, в преобразовании этих нефтей доминирующую роль играли гипергенные процессы.

Заметные различия наблюдаются при рассмотрении группового УВ состава изученных нефтей. Общим для них является преобладание метановых углеводородов, однако по отношению ароматических, нафтеновых и метановых углеводородов нефти несколько различаются между собой. Так, содержание ароматических УВ от значения 2% (скв.33) увеличивается до 18% (скв.125), тогда как содержание нафтеновых УВ, наоборот, уменьшается. Наиболее четко черты сходства и различия нефтей проявляются по структурно-групповому составу их отбензиненной части.

Основное сходство этих высококипящих фракций заключается в том, что все они, как и легкая часть нефти, имеют метановое основание, однако содержание метановых УВ варьирует в широком диапазоне: от 58,1 (скв.109) до 78,4% (скв.3). Содержание как нафтеновых, так и ароматических УВ изменяется в противоположном направлении, однако ароматические структуры имеют явно подчиненное значение.

Приведенные результаты показывают, что изученные нефти верхнемелового комплекса Мурадханлинского месторождения характеризуются общими признаками катагенного метаморфизма – значительной восстановленностью и метанизацией.

Верхнемеловая нефть месторождения Зардоб, отобранная на глубине 4824м в скв.7, по величине плотности легкая (уд.вес 860кг/м^3), выход светлых фракций (до 300) – 31,0%. В компонентном составе преобладают масла (59,9%) содержание нейтральных веществ достигает 92%.

По групповому углеводородному составу нефть имеет метановое основание (63,61% метановых УВ). Содержание ароматических УВ 20,8%, нафтеновых – 15,6%. О большой степени метанизации этой глубоко залегающей нефти свидетельствует и структурно-групповой состав ее отбензиненной части, где содержание метановых атомов углерода равно 62,4%.

Таким образом, верхнемеловая нефть месторождения Зардоб также несет на себе признаки катагенного метаморфизма.

Исследованные нефти эоценового комплекса месторождения Мурадханлы отобраны из ряда скважин (8, 22, 33, 49, 17, 310), добывающих нефть из туфогенно-осадочных пород и расположенных в разных частях Мурадханлинского поднятия. Так, скв.17 вскрыла объект, соответствующей мергельной пачке среднего эоцена, нефтеносные горизонты скв.22 и 33 также приурочены к разрезу среднеэоценовых отложений, но относятся к надмергельной пачке, являясь, таким образом, стратиграфически более молодыми.

В связи со снижением геотермических градиентов от сводовой части складки к крыльевым, температура нефтеносных пластов составляет: в скв.17 и 8 на глубине около 4000м соответственно 98-99 и 92-93°С; в скв.33 на глубине 4200-4300м она увеличивается до 103°С. Однако в скв.22 расположенной на далеком погружении юго-западного крыла, несмотря на еще большую глубину залегания нефтяного объекта (4410-4580м), температура пласта снижается до 80. Пластовое давление с глубиной повышается.

Плотность изученных нефтей изменяется в довольно широком диапазоне – от 854 до 891кг/м^3 и охватывают, таким образом, все группы плотностей – легких, средних и тяжелых. Все нефти малосернистые (0,18-0,28%), смолистые и высокосмолистые (7,0-13,50 силикагелевых смол). Процентное содержание азота незначительное (0,03-0,07).

Среди изученных нефтей, рассматриваемого месторождения наиболее легкой является проба из скв.33 (d – 854кг/м^3), она же отличается и по другим свойствам – максимальному содержанию светлых нефтепродуктов (60%) и наибольшему выходу масел (89,6%) невысокой смолистостью (7,2! % смол) и небольшим содержанием асфальтенов (1,7%). По показателям физико-химической характеристики и по отдельным параметрам компонентного и группового состава изученные эоценовые нефти месторождения Мурадханлы имеют много общего между собой. Наибольшее

сходство наблюдается между нефтями из скв.8 и 17, приуроченных к одному и тому же тектоническому блоку. Общность состава этих проб, вероятно, обусловлена практически одинаковыми глубинами залегания нефтеносных горизонтов и незначительными различиями в термобарических условиях.

Кроме того, наблюдаются определенные черты сходства между нефтями из скв.17 и 22. Плотность нефтей укладывается в пределы 865-869кг/м^3, температура начала кипения 85-90°С, выход светлых низкокипящих фракций 12-14%. Обе нефти содержат значительное количество силикагелевых смол (10-12%), содержание азота 0,03-0,04%, серы 0,13-0,17%.

Вместе с тем, по ряду показателей группового и компонентного состава указанные нефти существенно различаются между собой. В составе нефти из скв.17 больше метановых УВ (68,5%) и намного меньше ароматических УВ (3,8%), соответственно степень метанизации этой нефти заметно выше (2,47). Компонентный состав ее характеризуется большим содержанием масел (72,7%), тогда как в нефти из скв.22 преобладают кислые компоненты, а содержание масел уменьшается до 50,3%. В этом, возможно, сказались помимо геотектонических условий, некоторые различия в возрасте эоценовых нефтей, определившие углеводородный состав, а именно – более метановый характер легкой части нефти из скв.17 (68,5% алканов) по сравнению с другими эоценовыми нефтями месторождения Мурадханлы. Много сходства с описанными нефтями имеет проба из скв.49, отобранная в интервале глубин 4529-4593м. Эта нефть также имеет метановое основание (56,4% алканов), содержит значительное количество нафтеновых (29,0%) и ароматических УВ (14,6%). Она отличается высокой степенью восстановленности и по соотношению других показателей компонентного состава имеет значительное сходство с нефтью из скв.33.

Проба нефти из скв.210, отличаясь по физическим свойствам от описанных эоценовых нефтей по групповому углеводородному составу и компонентному составу, схожа с нефтью из скв.22. По величине плотности она относится к группе тяжелых (d-901кг/м^3), высокосмолистых нефтей (12,9%) силикагелевых смол и имеет значительный выход светлых фракций (54,0%).

Групповой состав фракций до 200°С характеризуется высоким содержанием низкомолекулярных аренов (22,4%), содержание метановых УВ, так же, как и в нефти из скв. 22, несколько снижается

(53,0%). Компонентный состав отличается большим содержанием кислых соединений. Степень восстановленности этой нефти ниже, чем таковая для нефти из скв.22 (40% масел).

Вероятно, влиянием гипергенных факторов можно объяснить окисленность и осмоленность этих нефтей.

Нефти месторождения Джафарлы (эоцен) охарактеризованы по двум пробам из скв.1 и 5. Нефть из скв.1 по величине плотности относится к легким (*d* – 867кг/м^3).

Выход светлых нефтепродуктов, выкипающих до 150°С – 10%, высококипящих (до 300°С) – 34%, нефть малосмолистая (3,6% силикагелевых смол).

По групповому углеводородному составу бензин-лигроиновой фракции (выход 21%) и соотношению углеводородов различных классов эта нефть не отличается от исследованных нефтей месторождения Мурадханлы – она имеет метановое основание (54,4% метановых УВ) при значительном содержании нафтеновых (32,3%).

В компонентном составе нефти отмечаются большое количество масел (84,6%), содержание кислых смол незначительное – 3,6%.

Нефть из скв.5 во многом схожа с описанной, ее плотность 864 кг/м^3, температура начала кипения 76, выход светлых фракций, выкипающих до 300 – 47%. В компонентном составе преобладают нейтральные компоненты, содержание масел 80,4%, выход суммарных смол 11,6%. Содержание асфальтенов 7,8%, карбенов и карбоидов 0,06%.

Таким образом, показатели физико-химической характеристики, компонентного и группового состава нефтей месторождения Джафарлы свидетельствуют о значительной степени их метанизации и восстановленности.

По месторождению Тарсдалляр, исследованием охвачены пробы нефтей, отобранные из скважин 17, 1, 4, 24 (средний эоцен), 13 (майкоп). Плотность изученных нефтей изменяется в пределах от 858 до 894кг/м^3. Самая легкая нефть (скв.13) поступает из опущенной части северо-восточного крыла, наиболее тяжелая из скв.17, расположенной на повышенном участке южной части структуры.

По показателям общей физико-химической характеристики – выходу светлых нефтепродуктов, содержанию силикагелевых смол, серы, вязкости, нефти весьма разнообразны.

Однако, при этом наблюдается и некоторая закономерность: с увеличением глубины залегания плотность, в основном, уменьшается, температура начала кипения становится ниже. Выход легких

фракций (н.к.-300°С) закономерно увеличивается – от 30 в нефти из скв.17 до 40%, в нефти из скв.4. в той же последовательности с глубиной уменьшается содержание силикагелевых смол и величина вязкости нефтей.

В компонентном составе всех исследованных нефтей, доминируют масла и другие нейтральные компоненты. Повышенным содержанием масляных компонентов отличаются нефти из скв.8 и 4, что свидетельствует о высокой степени восстановленности нефтей, отобранных на сравнительно больших глубинах, об этом же свидетельствует пониженное содержание смол.

Изменение гипсометрической глубины отразилось и на характере соотношения углеводородов различных классов в групповом составе этих нефтей в сторону увеличения содержания метановых УВ с одновременным уменьшением нафтеновых. Таким образом, увеличение глубины залегания нефти сопровождается повышением температуры пластов и в углеводородном составе нефтей месторождения Тарсдалляр приводит к повышению степени их восстановленности и метаморфизованности.

На площади Гюрзундаг нефти отобраны из скв.3 и 4. По величине плотности проба нефти из скв.3 относится к тяжелым (890кг /м^3), вязким, высокосмолистым нефтям (11,85% силикагелевых смол). Выход светлых высококипящих фракций (Н.К.-300°С) - 28,0%.

В компонентном составе наблюдается сравнительно пониженное содержание масел (57,9%), суммарных смол около 37%.

В групповом составе легкой части преобладают метановые УВ (54,3%). Судя по соотношению УВ различных классов, нефть имеет высокую степень метанизации (М+Н/А=2,2), коэффициент ароматичности 0,27.

Проба нефти из скв.4 площади Гюрзундаг, отобранная на большей глубине, чем нефть из скв.3, относится к средним по плотности (*d* – 873кг/м^3), смолистым нефтям с незначительной вязкостью. Выход светлых, низкокипящих фракций (до 150°С) – 13%, количество высококипящих нефтепродуктов (н.к.-300°С) достигает 44%.

В компонентном составе этой нефти содержание масел (64,2%) значительно больше, чем в составе нефти из скв.3.

В изменении состава и свойств нефтей месторождения Гюрзундаг также наблюдается вышеуказанная закономерность: уменьшение с глубиной залегания плотности, температуры начала кипения

нефти, увеличения выхода светлых нефтепродуктов, количество масел и нейтральных смол. Все это является свидетельством более высокой преобразованности, степени восстановленности глубокозалегающих нефтей. Следовательно, в формировании состава нефтей этого месторождения также как и других, проявляются все признаки катагенного метаморфизма.

Более детальный углеводородный (индивидуальный) состав нефтей определялся и в ИГиРГИ методом ГЖХ на капиллярных колонках. Исследовано 7 проб безводных нефтей и одна проба нефти, отделенной с трудом от водонефтяной смеси. По данным ГЖХ среднемолекулярной углеводородной фракции C_{13-30} и низкомолекулярной бензиновой фракции C_{5-8} были рассчитаны геохимические коэффициенты, используемые в нефтяной геохимии для определения генотипов и уровня зрелости нефтей (табл.4.6 и 4.7).

Результаты ГЖХ анализов показывают, что в целом эоценовые нефти Среднекуринской впадины близки друг другу в генетическом плане. Судя по относительно невысоким значениям отношений пристан-фитан, материнским органическим веществом для всех нефтей эоцена было сапропелевое морское ОВ, содержащее, возможно, некоторую примесь гумусовых веществ континентального происхождения.

Следует обратить внимание на то, что нефть из верхнемеловой залежи площади Мурадханлы и эоценовая нефть из соседней площади Джафарлы очень близки по УВ составу и имеют, по-видимому, единый источник генерации.

Нефть из эоценовых отложений в скв.24 Тарсдалляр тоже сравнительно более катагенно преобразована, нежели нефти одновозрастных пород в скв.4 и 9. Это вполне соответствует более глубокому (на 1000-1200м глубже) залеганию нефтеносных пластов эоцена в скв.24 по отношению к залежи в скв.4 и 9.

Важнейшей особенностью состава нефти из скв.24 -Тарсдалляр являются очень низкие концентрации бензола и толуола. Это связано, возможно, с вымыванием данных ароматических УВ пластовой водой, поскольку скважина располагается на периклинали структуры близко к внешнему контуру нефтеносности пластов среднего эоцена.

Типизация ОВ и нефтегазообразование

На основе данных пиролиза (параметров T_{max} и HI) построена диаграмма типизации ОВ в разновозрастных отложениях (Рис. 4.2). Большая часть образцов представлена эоценовыми и майкопскими

Геохимические показатели углеводородного состава нефтей (фракция C_{13-30}) Среднекуринской впадины (по данным ИГиРГИ)

Табл.4.6

п.п.	Месторождение	Интервал, м	Геологический возраст	Геохимические параметры								
				$\frac{и\text{-}C_{19}}{и\text{-}C_{20}}$	Ki	$\frac{н\text{-}C_{15-17}}{н\text{-}C_{25-27}}$	$K_{неч}$	$\frac{и\text{-}C_{14-18}}{и\text{-}C_{19-20}}$	$\frac{и\text{-}C_{19}}{н\text{-}C_{17}}$	$\frac{и\text{-}C_{20}}{н\text{-}C_{18}}$	$\frac{н\text{-}C_{13-20}}{н\text{-}C_{21-30}}$	$\frac{и\text{-}C_{14-20}}{н\text{-}C_{13-30}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Тарсдалляр–9	2966-2980	Ср.эоцен	1,3	0,7	1,7	1,1	1,2	0,8	0,6	1,3	0,2
2	«----------»–4	3031-3111	«----------»	1,5	0,7	1,3	1,1	1,3	0,8	0,5	1,0	0,2
3	«----------»–24	4297-4386	«----------»	2,5	0,6	3,0	1,0	1,4	0,9	0,4	1,9	0,2
4	Мурадханлы–45	3991-3966	Верх.мел	1,9	0,6	1,8	1,0	1,2	0,7	0,4	1,4	0,2
5	Джафарлы–26	3920-4036	Эоцен	2,1	0,7	2,8	1,0	1,2	0,9	0,5	2,0	0,2
6	Назарли–3	1089-1138	Ширак.свита	1,5	0,6	1,6	1,1	1,4	0,7	0,5	1,2	0,2
7	Советляр–6 (нефть с водой)	3271-3330	Ср.эоцен	1,0	0,3	0,5	1,0	0,6	0,4	0,3	2,0	0,1
8	Рустави – 16	2200-2349	«----------»	3,9	0,4	2,3	1,0	1,6	0,6	0,2	1,4	0,2

Геохимические параметры бензиновой фракции C_{5-6} нефтей Среднекуринской впадины
(по данным ИГиРГИ)

Табл.4.7

п.п.	Месторождение	н-алк и-алк	н-C_7 и-C_7	цикл алк	ЦГ н-C_6	МЦГ н-C_7	ЦГ ЦП	ЦГ МЦП	МЦГ ?ДМЦП	Арены Алканы C_{6-7}	Бензол н-C_6	Толуол н-C_7	ЗМГ 2 МГ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Тарсдалляр – 9	0,93	0,93	0,89	0,77	1,77	0,86	0,58	1,09	0,16	0,25	0,45	0,97
2	«----------»–4	0,83	1,09	1,05	0,93	2,12	0,96	0,74	1,33	0,43	0,46	1,24	1,37
3	«----------»–24	0,99	0,93	0,91	0,54	1,74	1,02	0,62	1,26	0,01	0,02	0,04	1,42
4	Мурадханлы–45	1,05	1,21	0,83	1,06	1,21	0,90	1,19	1,02	0,08	0,17	0,13	1,30
5	Джафарлы–26	0,95	0,92	0,78	0,44	1,50	0,86	0,61	1,28	0,57	0,13	0,10	1,22
6	Назарли–3	0,94	0,98	0,64	0,45Б	1,37	0,89	0,74	1,10	0,12	0,21	0,30	1,85
7	Рустави – 16	0,92	1,00	1,18	1,75	2,78	1,80	1,50	2,66	0,43	0,63	1,11	0,79

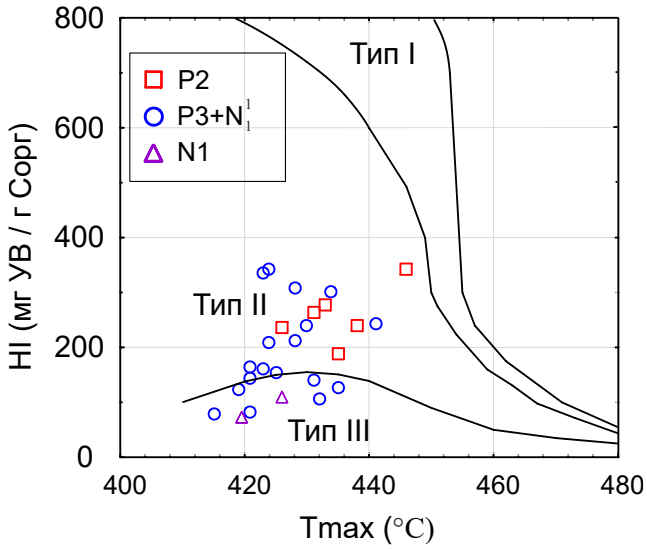


Рис.4.2 Типизация ОВ в разновозрастных отложениях на основе пиролиза T_{MAX} и HI

отложениями, разбросанными в сегменте, указывающем на принадлежность к II и III типам ОВ. Проецируя расположение точек на ось T_{max} можно констатировать, что наблюдаемый диапазон этого показателя (±435°C) соответствует уровню ранней катагенетической преобразованности ОВ отложений. Примечательно, что точки рассеяны компактно. Это говорит об ограниченной вариации состава ОВ между типами II и III.

Как известно отношения фитан/н-С18 и пристан/н-С17 в органической геохимии используются в качестве показателей, диагностирующих обстановки осадконакопления рассматриваемых отложений.

Их совместное распределение на прямоугольной системе «абсцисса: ордината» может наглядно демонстрировать распределение состава ОВ между типами II и III [101].

На рис.4.3 представлены данные по различным подразделениям меловых и палеогеновых отложений. Как и в случае с рис.4.2 основная масса данных попадает в полосу диаграммы, диагностирующую смешанный вклад различных пропорций ОВ типов II и III.

Нефтегазообразование является длительным и многоступенчатым процессом. Основное условие перехода нефтегазоматеринских пород в нефтепроизводящие, это их попадание на глубины с температурами, когда вступает в действие главная фаза т.е. ГФН.

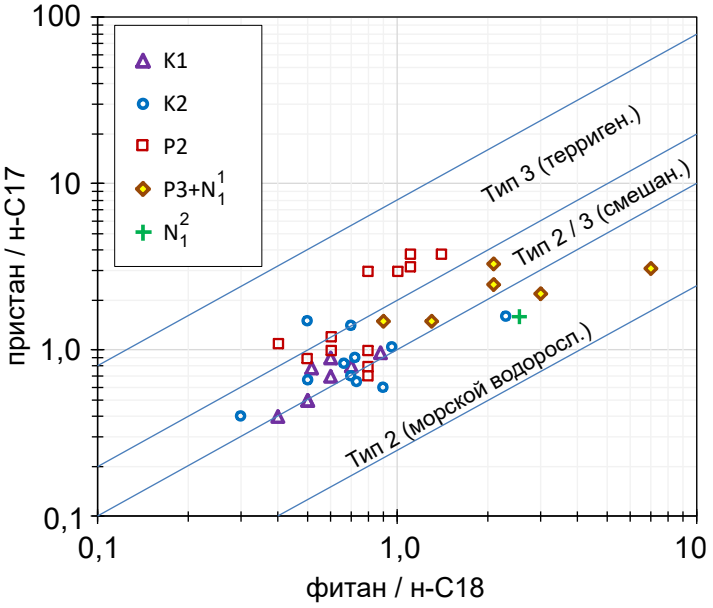


Рис.4.3 Аннотированная диаграмма фитан/н-C_{18} и пристан/н-C_{17} для диагностирования типов органического вещества

Несколько выше катагенная преобразованность ОВ в соседнем Гянджинском районе. Здесь она достигает уровня $ПК_3$-$МК_1$, как в северо-западной, так и юго-восточной частях района (Казанбулаг, Борсунлу, Бейлаган, Агджабеди, Советляр).

В Мурадханлинском районе в различных зонах катагенез ОВ неоднозначен. Так в Джарлы-Саатлинской зоне катагенез не выше стадий $ПК_1$-$ПК_2$.

Тогда как, в Мурадханлы - Зардобской зоне преобразованность ОВ выше. Катагенез ОВ майкопских отложений в большинстве изученных пунктов определяется стадиями $ПК_3$-$МК_1$, исключение составляет лишь участок Мурадханлы, Зардоб, где метаморфизм ОВ несколько выше и достигает $МК_2$.

Определение палеотемпературы и палеоглубин в пластах верхнего мела и эоцена

Главное воздействие на ход катагенеза РОВ оказывают палеотемпературы, изучение которых из-за отсутствия исследовательской базы в Азербайджане, не проводилось до 1988 года. Поэтому, одно из первых исследований кернового материала по отдельным площадям Среднекуринской впадины, с целью определения палеотемпературы по отражательной способности витринита,

которая использована в качестве одного из критериев прогнозной оценки нефтегазоносности меловых и кайнозойских отложений Средне-куринской впадины, проводилось в ИГиРГИ [3,92].

Было исследовано 17 образцов, в том числе 13 датированных различными частями эоценовых отложений, 2 – отобраны из керна пород майкопского возраста, 2 – из нижнего мела (табл.4.8).

Результаты исследования термогенетического преобразования отложений (по данным ИГиРГИ)

Табл. 4.8

№	Площадь	№ скв.	Интервалотбора, м	Индекс возраста	Показатель отраже-ния гуминита* или витринита		Прогнозная Палеотем-пература °С
					Ra,%	Ro,%	
1	Карвенд	2Тр	2038-2045	в.эоцен	72	0,55	100
2	Карвенд	1	2100-2107	в.эоцен	69	0,48	85
3	Мурадханлы	38	4710-4720	в.эоцен	–	–	–
4	Мурадханлы	210	4496-4500	в.эоцен	69	0,48	85
5	Мурадханлы	237	4255-4271	в.эоцен	57	0,24	80
6	Сор-Сор	3	4106-4112	ниж.мел	69	0,48	85
7	Зардоб	2	4528-4532	ср.эоцен	55	0,20	80
8	Шихбаги	26	3424-3431	майкоп	–	–	–
9	Молладаг	1	3100-3105	эоцен	69	0,48	85
10	Тарсдалляр	24	4230-4246	эоцен	–	–	–
11	Мурадханлы	28	4700-4710	–	–	–	–
12	Тарсдалляр	13	3420-3426	–	–	–	–
13	Гюрзундаг	7	4295-4305	ср.эоцен	69	0,48	85
14	Тарсдалляр	24	4276-4286	ср.эоцен	–	–	–
15	Тарсдалляр	24	4336-4346	н.эоцен	60	0,29	80
16	Тарсдалляр	24	3243-3255	майкоп	–	–	–
17	Сор-Сор	4	3269-3274	ниж.мел	72	0,55	100

* – к твердым гумусовым ОВ группы гуминита относятся микрокомпоненты с показателем отражения менее 69% и прогнозными палеотемпературами преобразования ниже 85°С – буроугольная стадия

Глубины отбора образцов по различным площадям, находятся в интервале от 2000 до 4700м и, как правило, представлены терригенными осадочными породами от песчаников до аргиллитов, практически без макроскопически видимых угольных включений. Исключениями являются два образца. Сор-Сор, скв.4, глубина 3269-3274м и Карвенд, скв.2Тр, глубина 2038-2045м. Оба образца представлены кварцево-полимиктовыми разностями песчаников с видимыми темноцветными включениями типа обуглившихся растительных остатков. Из 17 исследованных образцов в шести не

удалось обнаружить твердых органических включений (ТОВ), относящихся к группам гуминита или витринита гумусовых образований.

Из анализа результатов определения показателя отражения и прогнозных максимальных палеотемператур преобразования исследованных пород легко видеть, что большинство горизонтов эоценовых отложений находятся на стадии преобразования, граничащей между буроугольной и каменноугольной (Ra–69%, палеотемпература –85°C).

Рассматривая эоценовые отложения как нефтематеринские, с позиции воздействия на заключенное в них ОВ температуры и геостатического давления, можно априори отметить недостаточно высокую температурную жесткость, испытанную породами, для массового выделения УВ из исходной органической фазы.

Необходимо подчеркнуть, большинство исследователей подчеркивают, что залежь в верхнемеловых вулканогенных отложениях площади Мурадханлы образовалась за счет миграции нефти из майкопа, тогда как исследования Клостермана и др. фиксируют идентичность нефти эоцена и верхнего мела [92,100].

Таким образом, исследованные отложения эоценового возраста на площадях: Карвенд, скв.1; Мурадханлы, скв.210; Мурадханлы, скв.237; Зардоб, скв.2; Молладаг, скв.1; Гюрзундаг, скв.7; Тарсдалляр, скв.24(№15) по палеогеотермическому прогнозному критерию не перспективны для промышленных скоплений УВ, образовавшихся за счет собственного продуцирования на месте.

Сделанный вывод является принципиально важным для анализа условий образования ранее выявленных, в отложениях среднего эоцена Среднекуринской впадины, промышленных скоплений УВ. В долгосрочных планах поисков углеводородного сырья горизонт среднего эоцена, по нашему мнению, совершенно обоснованно относится к одному из наиболее перспективных в Среднекуринской впадине.

По особенностям геологического строения и деталям осадконакопления эоценовых отложений Среднекуринская впадина Азербайджана имеет много общего с промышленно освоенным в Притбилисском районе Грузии месторождением Самгори-Патардзеули.

В Грузии много лет ведется добыча нефти в районе Самгори-Патардзеули, но поиски новых скоплений УВ также, как и в Азербайджане, являются не всегда успешными.

Трудность поисков и оконтуривания залежей можно объяснить особенностями формирования скоплений, главными из которых являются геологические условия аккумуляции углеводородных флюидов, мигрировавших из более высокотемпературных зон в трещиновато-пористо-кавернозные коллектора, имеющие, как правило, причудливые контуры распространения в пространстве. Поэтому, объяснение формирования промышленных скоплений УВ в «недогретых», с палеогеотермических позиций, кайнозойских породах является в настоящее время важной, еще не до конца решенной задачей в геологии нефти и газа не только для Среднекуринского региона, но и для многих промышленно нефтегазоносных, именно кайнозойских отложений Сахалина, Камчатки, Анадыря и других регионов.

Индивидуального рассмотрения заслуживают образцы керна из скважин площади Сор-Сор. Единственный образец, где макроскопически удалось видеть элементы тектонических деформаций ТОВ фиксируется в интервале 3269-3274м по скв.4, датирующийся нижним мелом. По-видимому, эти деформации, свершившиеся на этапе после максимального прогрева этого горизонта и, затем по разлому перемещены на более высокие гипсометрические уровни.

Витринит из нижнего мела исследован также в образце из керна скв.3 Сор-Сор, интервала 4106-4112м, где замерен показатель отражения в 69%, что соответствует палеотемпературе преобразования 85°С. В скв.4 нижний мел вскрыт на 840м выше, но показатель отражения витринита соответствует более высокой прогнозной палеотемпературе преобразования (100°С), обусловившей каменноугольную стадию. Сопоставление разрезов скв.3 и 4 Сор-Сор показывает, что в скв.4 образец с обуглившимися органическими остатками находится на глубине 3269м. В скв.3 расстояние до аналогичного образца скв.4 составляет 139м.

Вероятно, активизация тектонических движений на орогенном этапе развития (до накопления миоценовых отложений), оказало влияние на формирование разрыва между этими скважинами. В результате блок на участке скв.4 был приподнят на 900м и оказался на уровне современного тектонического положения. Однако такое объяснение и расчет развития и размаха дизъюнктивных процессов не исключает полный анализ ОВ разреза кайнозойских отложений по скв.4 с оценкой их сохранности и степени преобразованности.

В этом же плане, только по имеющимся данным витринитовой термометрии трудно объяснимы результаты, полученные по скв. 2Тр и 1 площади Карвенд. Образцы отобраны соответственно из интервалов 2038-2043м и 2100-2107м, относящихся к отложениям верхнего эоцена; получены, также соответственно, результаты 72% и 69%, что можно привести к прогнозным палеотемпературам 100 и 85°С. По отношению к другим площадям верхнеэоценовые отложения на площади Карвенд залегают более высоко, примерно в два раза ближе к дневной поверхности, но степень преобразованности их даже несколько выше, чем по более глубоко залегающим породам аналогичного возраста на других площадях.

Динамика геологических процессов, происходящих в пределах Карвендской и Гюллюджинской площадей показывают, что крупный разлом, проходящий вдоль Предмалокавказского прогиба в современном тектоническом плане, отделяет Тазакенд-Гюллюджинскую зону от остальной части Куринской впадины. Гипсометрия этих площадей по кровлям эоцена и мела показывает, что этот крупный блок в современной структуре оказался значительно приподнятым. Сопоставление разрезов скв.1 и 2Тр Карвенд, 3 Гюллюджа и других этой зоны, а также геотермические градиенты на срезах 2000 и 3000м, позволяют прийти к следующему заключению: до накопления олигоцен-миоценового моласса, здесь отмечается непрерывное равномерное прогибание с накоплением мел-палеогеновых отложений. К началу миоценового времени эоцен был погружен на глубины 2000-2500м. С ростом Малого Кавказа Предмалокавказский разлом получил интенсивное развитие. После накопления, и затем последующего размыва среднего и верхнего миоцена на ЮЗ борту Куринской впадины, в районе рассматриваемых площадей в плиоцен-четвертичное время, эоцен выведен на современную гипсометрическую высоту. Поэтому отражательная способность витринита сохраняет высокую преобразованность ОВ в эоценовых отложениях [83,92].

Резюмируя вышесказанное, можно прийти к следующим выводам.

- В мезо-кайнозойских отложениях Среднекуринской впадины ОВ типов II и III являются превалирующими.
- Методом витринитовой термометрии установлена начальная (буроугольная) стадия термогенетического преобразования эоценовых отложений на исследованных площадях Среднекуринской впадины.

- С точки зрения реализации своего генерационного потенциала, верхне- и среднеэоценовые отложения Евлах-Агджабединского прогиба в ходе своей эволюции погружались на глубины, температурные условия которых не были достаточны для существенного преобразования ОВ. Они находились на бурокаменно-угольной стадии, в которой палеотемпература не превышала 100°С.
- Меловые отложения по результатам исследования единичных образцов отнесены к начальной каменноугольной стадии.
- Потенциально нефтематеринские породы в пределах исследуемых структур находятся в условиях начального этапа термического преобразования ОВ, являющихся недостаточными для локального продуцирования и образования промышленных скоплений УВ.
- Более развитые стадии (100–150°С) нефтяного окна должны быть установлены в дальнейшем, в результате исследования более глубокозалегающих мезозойских отложений.

Сопоставление суммарного импульса тепла (СИТ) и отражательной способности (ОС) витринита пластов верхнего мела и эоцена

Среди прямых методов, основанных на физических и химических изменениях ОВ (методы: электронного парамагнитного резонанса – ЭПР; цветовых и структурных изменений палиноморф и др.), каждый из которых имеет свои преимущества, наиболее надежным является показатель отражательной способности витринита.

Однако, из-за редко встречающихся твердых органических включений в образцах керна пользуются расчетными методами. Один из них есть метод суммарного импульса тепла (Δτ–СИТ), являющийся историко-генетическим анализом нефтеобразования, который представлен в модели равномерного непрерывного опускания осадочно-породного бассейна (РАНЕО ОПБ) [20,56,58,68,72].

В модели РАНЕО описываются глубина, темпы погружения, возраст и время, которые устанавливаются на основании проведенного палеотектонического анализа и температура, при определении которой были использованы значения в соответствии с типами осадочно-породного бассейна. Первый тип ОПБ находится в Иори-Аджиноурском прогибе, ЮЗ борт которого соответствует НГР междуречья Куры и Иори. Этот прогиб относится к унаследо-

ванному типу и здесь современные температуры пластов соответствуют максимальным температурам, полученным породами за всю геологическую историю [20,90].

Сравнительный анализ позволил выделить в НГР междуречья Куры и Иори средний интервал глубины вступления в главную зону нефтеобразования. Эволюция вертикальной катагенетической зональности показана на рисунке 4.4.

Из рисунка видно, что отложения верхнего мела на площади Тарсдалляр (свод) вступили в $ГЗ_1Н$ на глубине 1500м в начале майкопа, находясь в этой зоне до глубины 3750м, т.е. в течение всего олигоцена и миоцена. К концу плиоцена отложения верхнего мела вошли в зону температур 100-130°С, соответствующей глубинам 3750-4870м, не завершив главной фазы нефтеобразования. В северо-западной зоне (участок, охватывающий площади Саждаг, Дамиртепе-Удабно), эти отложения вошли в $ГЗ_1Н$ на глубине 1300м в начале верхнего эоцена, вступили в $ГЗ_2Н$ в миоцене на глубине 3700м и в конце плиоцена, завершив ГФН на глубине 4600м, достигли $МК_3$. По современной геотермической обстановке в наиболее благоприятных условиях находятся верхнемеловые отложения северо-западной зоны, а в восточной зоне – участок, включающий площади Беюк Палантекян, Гюрзундаг и выявленный структурный выступ Кесаман. Следует отметить, что керн, отобранный в скв.9 Тарсдалляр из верхнемеловых отложений, в интервале 4005-4012м был перенасыщен нефтью, что указывает на возможное нахождение этих отложений в ГЗН. К сожалению, более глубокие объекты верхнего мела разведочными скважинами, пробуренными в НГР, не были вскрыты по техническим причинам.

Геологическое развитие рассматриваемого региона предопределило неодинаковые скорости прохождения и длительность пребывания в ГЗН и среднеэоценовых отложений. На северо-западе отложения среднего эоцена достигли ГЗН в начале накопления майкопа. В восточной части НГР, на площадях Гюрзундаг, Ахтепе, Кейрюк-Кейлан вошли в ГЗН к концу майкопа, в зоне, охватывающей площадь Молладаг и структурный выступ Алимарданлы – в середине майкопа, а на площади Тарсдалляр – в середине миоцена.

Разное время потребовалось и для нахождения отложений в этой зоне. Если на площадях Тарсдалляр и Кейрюккейлан среднеэоценовые отложения находятся на начальном этапе ГФН, а на площадях Саждаг, Дамиртепе-Удабно, Гюрзундаг, Ахтепе, Беюк Палантекян, Молладаг – завершения ГФН, то на площади Мамедтепе,

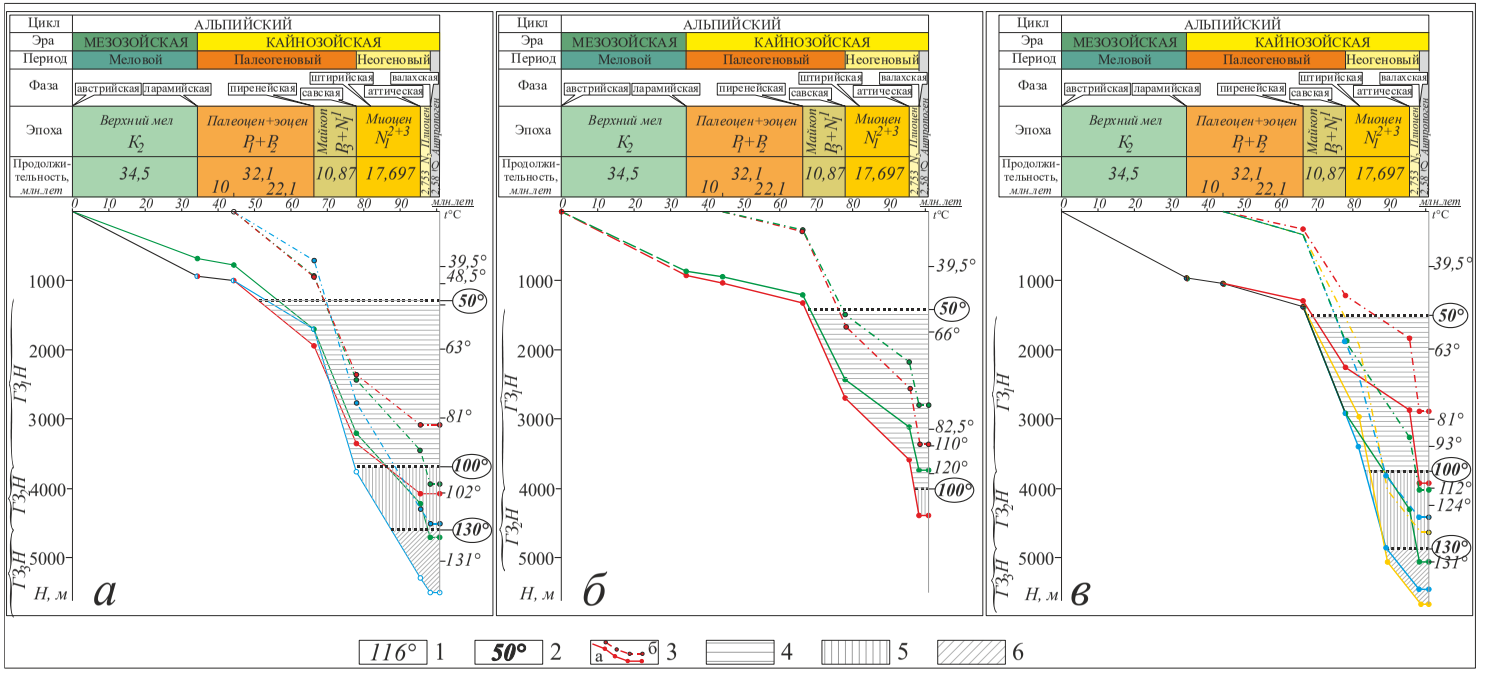

Цикл
АЛЬПИЙСКИЙ
Эра
МЕЗОЗОЙСКАЯ
КАЙНОЗОЙСКАЯ
Период
Меловой
Палеогеновый
Неогеновый
Фаза
австрийская
ларамийская
пиренейская
савская
штирийская
аттическая
валахская
Эпоха
Верхний мел K2
Палеоцен+эоцен P1+P2
Майкоп P3+N1
Миоцен N1+3
Продолжительность, млн.лет
34,5
32,1
10
22,1
10,87
17,697
2,53 N1 Плиоцен
2,58 Четвертичная
млн.лет
t°C
ГЗ1Н
ГЗ2Н
ГЗ3Н
Н, м
а
б
в
39,5°
48,5°
50°
63°
81°
100°
102°
130°
131°
66°
82,5°
110°
120°
93°
112°
124°
116° 1
50° 2
3
4
5
6

Рис.4.4 Модель эволюции глубины залегания и прогрева отложений верхнего мела и эоцена НГР междуречья Куры и Иори

Условные обозначения: 1-современные температуры, замеренные в скважинах; 2-расчетные значения палеотемпературы; 3-палеоглубина залегания отложений: а –верхнего мела, б-эоцена; 4-вступление отложений в $ГЗ_1Н$, начало ГФН, граница прото- и мезокатагенеза, $\Sigma\tau=70\div85$; 5-уровень $ГЗ_2Н$, где наступает максимум ГФН, отвечает середине градации катагенеза $МК_2$, $\Sigma\tau=160\div200$; 6-выход отложений из $ГЗ_3Н$, завершение градации $МК_3$, $\Sigma\tau=400$

Площади: рис. а) ○Дамиртепе-Удабно; ○Мамедтепе; ○Саждаг; рис. б) ○Молладаг; ○Алимарданлы; рис. в) ○Гюрзундаг; ○Тарсдалляр; ○Кейрюк-кейлан; ○Герби Гюрзундаг

отложения среднего эоцена еще не вышли из $ГЗ_1Н$, т.е. на стадии прото- и мезокатагенеза.

Наиболее интенсивные нефтепроявления на площади Гюрзундаг, открытие месторождения нефти на площади Тарсдалляр и не промышленного значения залежь УВ на площади Дамиртепе-Удабно характерны для среднеэоценовых отложений, что еще раз свидетельствует о нахождении этих отложений в ГЗН.

Совпадение глубин верхней границы ГЗН в зонах (участках) НГР междуречья Куры и Иори можно объяснить сходством истории геологического развития на первом этапе, а постепенное увеличение скоростей прогибания и неодинаковая мощность накопившихся отложений на олигоцен-неогеновом этапе погружения влияет на положение нижней границы ГЗН и имеет более существенное различие для региона.

Анализ скоростей осадконакопления в различные периоды выявил несоответствия в динамике развития Евлах-Агджабединского прогиба. Здесь бассейн не может быть охарактеризован как унаследованный и в его пределах наблюдаются большие перерывы в осадконакоплении. Особенно это заметно выражено в Джарлы–Сор-Сор–Гараджаллинской антиклинальной зоне мезозойской складчатости. Здесь выпадают из разреза целые стратиграфические системы – палеоген полностью, нижняя часть миоцена до верхнего миоцена включительно (часть сармата), а местами до плиоцена (продуктивной толщи). Все это вызвало палеотемпературное несогласие между поздним мелом и неогеном. Подобное явление наблюдается на некоторых локальных структурах, расположенных

к северу от Зардоб-Шихбаги-Мурадханлинской зоны поднятий, в пределах которых полностью или же частично отсутствуют палеогеновые отложения.

История погружения и эволюция катагенетической зональности отложений верхнего мела юго-восточной зоны Евлах-Агджабединского прогиба, рассмотрена на примере площадей Зардоб, Шихбаги, Мурадханлы, Джафарлы и представлена на рисунке 4.5б. Рассчитанная нами по формуле С.П.Максимова и др. (1974) глубина, при погружении на которую нефтематеринская толща начинает испытывать температуру выше 50°С, необходимую для начала нефтеобразования, фиксируется на глубине 1700м. Вместе с тем, вступление в $ГЗ_1Н$ для площади Джафарлы и погруженной части площади Мурадханлы устанавливается в начале майкопа, тогда как площади Зардоб, Шихбаги, свод и южный участок Мурадханлинской структуры, в результате палеоценового перерыва, вошли в $ГЗ_1Н$ в начале миоцена. В начале плиоцена на глубине 3850м верхнемеловые отложения вошли в зону температур 100–130°С ($ГЗ_2Н$). Исключение составляет свод Мурадханлинской структуры, которая не вышла из зоны протокатагенеза. Собственно, в плиоцене верхнемеловые отложения завершив главную фазу нефтеобразования достигли $МК_3$.

В северо-западной зоне Гянджинского НГР (рис. 4.5а) кривые отмечают неодинаковые скорости прохождения и длительность пребывания в ГЗН верхнемеловых отложений. Если на площадях Фахралы, Бозери и Дуздаг верхнемеловые отложения находятся на начальном этапе главной фазы нефтеобразования (ГФН), а на площади Барда – завершения ГФН, то на площади Далимамедли отложения верхнего мела не вошли в ГЗН, т.е. находятся на стадии протокатагенеза. Эоцен в рассматриваемой зоне, находится в аналогичной ситуации.

Таким образом, верхнемеловые и эоценовые отложения северо-западной зоны Гянджинского НГР по палеогеотермическому прогнозному критерию не перспективны для промышленных скоплений УВ, если рассчитывать на их собственный потенциал продуцирования. Краткий анализ моделей позволяет перейти к расчетам СИТ. Необходимо подчеркнуть, что одно из первых исследований, в которой был применен метод СИТ приводится в работе М.А.Рзаева.

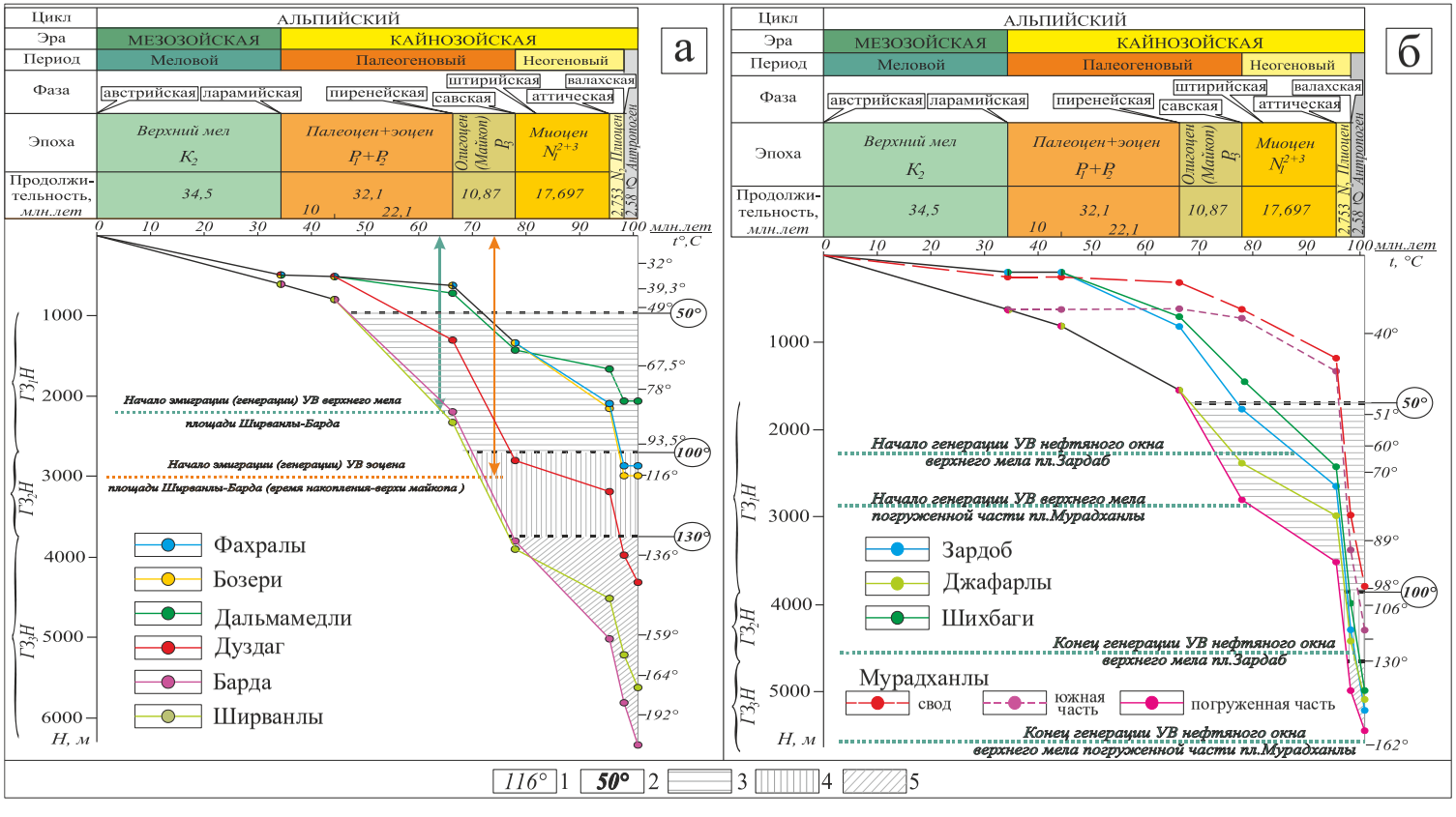

а
б
Цикл
Эра
Период
Фаза
Эпоха
Продолжительность, млн.лет
АЛЬПИЙСКИЙ
МЕЗОЗОЙСКАЯ
КАЙНОЗОЙСКАЯ
Меловой
Палеогеновый
Неогеновый
австрийская
ларамийская
пиренейская
савская
штирийская
аттическая
валахская
Верхний мел K_2
Палеоцен+эоцен P_1+P_2
Олигоцен (Майкоп) P_3
Миоцен N_1^{2+3}
34,5
32,1
10
22,1
10,87
17,697
2,753 N. Плиоцен
2,58 Q Антропоген
млн.лет
t°,C
t, °C
Н, м
Начало эмиграции (генерации) УВ верхнего мела площади Ширванлы-Барда
Начало эмиграции (генерации) УВ эоцена площади Ширванлы-Барда (время накопления-верхи майкопа)
Фахралы
Бозери
Дальмамедли
Дуздаг
Барда
Ширванлы
Начало генерации УВ нефтяного окна верхнего мела пл.Зардаб
Начало генерации УВ верхнего мела погруженной части пл.Мурадханлы
Зардоб
Джафарлы
Шихбаги
Конец генерации УВ нефтяного окна верхнего мела пл.Зардаб
Мурадханлы
свод
южная часть
погруженная часть
Конец генерации УВ нефтяного окна верхнего мела погруженной части пл.Мурадханлы
116° 1
50° 2
3
4
5

Рис.4.5 Модель эволюции глубины залегания и прогрева отложений верхнего мела: а) северо-западной зоны Гянджинского НГР; б) Мурадханлы – Зардобской зоны
(с учетом данных М.А.Рзаева и Р.Д.Шарифова, 1990)

Условные обозначения: 1-средние значения температуры по НГР; 2-расчетные значения палеотемпературы; 3-$ГЗ_1Н$ вступление отложений в главную зону нефтеобразования (начало главной фазы нефтеобразования, граница прото- и мезокатагенеза); 4-$ГЗ_2Н$ (уровень ГЗН, где наступает максимум ГФН – середина градации катагенеза $МК_2$); 5-выход отложений из$ГЗ_3Н$ (завершение градации $МК_3$)

Согласно данным М.А.Рзаева, расчеты СИТ по верхнему мелу показывают, что в СЗ части междуречья Куры и Иори на площадях Саждаг, Мамедтепе, Джандаргель и Союгбулаг значение его колеблется от 500 до 60. В восточной части на площадях Тарсдалляр, Беюк Палантекян, Кичик Палантекян, Гюрзундаг, Ахтепе и др. Значения СИТ составляет 190-120. В средней части этого НГР на площадях Молладаг, Алимарданлы и др. значения СИТ самые минимальные – до 68-18. В сторону Прииорского прогиба на Иорской группе поднятий (структура Эльдар и др.) значения СИТ резко возрастает и достигает до 340.

В Евлах-Агджабединском прогибе в пределах СВ борта на площадях Мурадханлы, Джарлы, Сор-Сор и Зардоб значения СИТ колеблется от 112 до 350. Согласно замерам отражательной способности витринита (основной компоненты углей) палеотемпературы альб-аптских слоев превышали отметку 100°С. Эти обуглившиеся пласты (три прослойки) находятся в разрезе нижнего мела площади Сор-Сор (см.табл.4.8). Расчеты СИТ по эоценовым отложениям показывают, что в СЗ части междуречья Куры и Иори на площади Дамиртепе-Удабно, Саждаг и др., значения Σт изменяются от 200 до 70-80, что соответствует главной фазе нефтеобразования. В пределах Тарсдалляр-Гюрзундагской и Прииорских поднятий, эти значения колеблятся также в пределах 200-90. В средней части этого НГР, на площадях Молладаг, Алимарданлы эти значения минимальны – до 20.

В эоцене в пределах площадей Зардоб-Мурадханлы-Джафарлы значения низкие – 60-85, что соответствует началу нефтеобразования. В пределах Карвенд, Ширванлы, Барда значения СИТ достигают до 120-130. На остальных площадях значения указывают на низкую преобразованность ОВ в эоцене. Причины высокой преоб-

разованности ОВ в обуглившихся остатках эоценовых пород на площади Карвенд были подробно изложены в предыдущем разделе.

СИТ и отражательная способность минералов твердого органического вещества в пластах эоцена и также верхнего мела в общем прямо пропорциональны. На примере ряда нефтегазоносных бассейнов России и зарубежных стран Лопатин Н.В. показал, что зависимость между этими значениями описывается логарифмической функцией.

Таким образом, картина катагенетической преобразованности, полученная по методу СИТ, использована для выделения в осадочном разрезе ГЗН и ГЗГ.

ВЫВОДЫ

Анализ имеющихся геохимических данных показывает:

1. Наиболее обогащенными органикой в разрезе являются отложения майкопской свиты, за которой следуют эоценовые и затем верхнемеловые отложения. В таком же порядке изменяется битуминозность отложений, оцениваемая по удельной концентрации хлороформенного и петролейно-эфирного экстрактов;
2. Среди битумоидов рассматриваемых отложений достаточно четко различаются две генетические группы – сингенетичные (автохтонные) и эпигенетичные (аллохтонные). По всем комплексам отложений – верхнему мелу, эоцену и майкопской свите наличие примеси эпигенетического битумоида повышает содержание УВ в них в несколько раз, что особенно заметно проявляется по показателям битумоидного ($\beta^{ХБ}$) и углеводородного ($\beta^{УВ}$) коэффициентов;
3. Свойства и состав нефтей формируются под влиянием комплекса геолого-геохимических факторов и изученные нефти характеризуются общими признаками катагенного метаморфизма;
4. На основе близости «генетических» и «катагенных» параметров углеводородных составов битумоидов и нефтей района основными нефтематеринскими породами можно считать породы эоцена на глубинах более 3500м, а также предположительно – породы верхнего и нижнего мела, еще слабо вскрытые бурением в погруженных зонах впадины;

5. Методом витринитовой термометрии установлена начальная (буроугольная) стадия термического преобразования эоценовых отложений, исследованных площадей Среднекуринской впадины. Меловые отложения, по результатам исследования единичных образцов, отнесены к начальной каменноугольной стадии;
6. Построенные модели эволюции глубины залегания и прогрева верхнемеловых и эоценовых отложений дали возможность определить вступление и длительность пребывания в ГЗН различных участков Среднекуринской впадины. Сопоставление СИТ и основных фациально-геохимических и генетических коэффициентов позволяет отметить, что в Среднекуринской впадине верхнемеловые и в некоторой степени эоценовые слои образуют зоны нефтеобразования, связанные с главной фазой генерации нефтяных УВ. Географически они охватывают площади Мурадханлы – Джарлы – Сор-Сорской зоны на СВ борту, а на ЮЗ борту зону Карвенд-Барда-Ширванлы в пределах Евлах-Агджабединского прогиба. Такие площади имеются и в НГР междуречье Куры и Иори в зонах Саждаг – Дамиртепе-Удабно – Джандаргель на западе и на востоке: Эльдар – Гюрзундаг – Тарсдалляр.

5. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ И ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ И СРЕДНЕЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Гидрогеологическая и гидрохимическая характеристики, геотермические условия мезокайнозойских отложений Среднекуринской впадины, отдельных ее нефтегазоносных районов и площадей достаточно подробно освещены в работах многих исследователей (М.С.Агаларов, С.А.Алиев, А.Р.Ахундов, Ф.А.Матанов, Ш.Ф.Мехтиев, Ф.М.Гаджиев, К.А.Исмайлов, Ш.А.Панахи, М.З.Рачинский, Р.И.Рустамов, Б.И.Султанов, У.Ш.Мехтиев и др.) [12,34,57,62,71,76,79,84].

Гидрогеохимическая обстановка в пределах водонапорных комплексов обычно отражается в разрезе в виде гидрогеохимической зональности, формируется в результате сложного и длительного геологического и гидрогеологического развития и оказывает влияние на размещение и сохранение залежей УВ [29,47,53,55].

Хотя общие закономерности формирования региональной зональности являются едиными, каждый НГР отличается особенностями своего развития, что соответственно отражается на распределении и характеристике каждой гидрогеологической зоны. Формирование этих зон сопряжено с изменением литофаций, наличием водоупоров, определяющих условия сообщаемости водоносных горизонтов и комплексов, а также тектонической нарушенностью, облегчающей вертикальные перетоки пластовых вод [71,73,79,84].

Температурное поле осадочного чехла оказывает непосредственное влияние на процессы нефтегазообразования, формирование и размещение залежей УВ, на физико-химические свойства нефти и газа. Геотермическая зональность разреза определяется интенсивностью восходящего теплового потока, что в свою очередь является отражением рельефа и глубины залегания фундамента, тектонических разрывов, состава горных пород, геологической истории бассейна, динамики подземных вод и т.п. [13,26,62,76]. Неравномерное возрастание температуры с глубиной установлено во многих нефтегазоносных бассейнах, причем это явление имеет закономерный характер [12,62,73].

На основе систематизации, анализа и обобщения накопленных к настоящему времени результатов исследований по площадям,

нами кратко рассматриваются гидрогеологические, гидрохимические и геотермические условия верхнемеловых и палеогеновых отложений.

Краткая характеристика пластовых вод и гидрогеохимическая зональность

В Среднекуринской впадине бурение и опробование поисково-разведочных и эксплуатационных скважин сопровождались многочисленными водопроявлениями различной интенсивности, характеризующими степень водообильности разреза верхнемеловых и палеогеновых отложений.

В процессе бурения скважин на площадях Мурадханлинского, Гянджинского НГР и междуречья Куры и Иори наибольший дебит воды из верхнемеловых отложений в основном составлял 0,5–30м^3/с, однако были случаи, когда дебит воды достигал до 1000м^3/с и более (в скв.4, пл. Мурадханлы; скв.1, Зардоб; скв.5, Советляр; скв.24, Далляр-Тауз; скв.9, Тауз-Казах; скв.3, Джарлы и др.). Основные водоносные горизонты палеогенового комплекса залегают в среднем эоцене, верхнем и нижнем майкопе. Дебит воды из эоценовых отложений изменялся в широком диапазоне от незначительного притока до 500–600м^3/с, а в редких случаях доходил до 1000–1500м^3/с (скв.7, Гедакбоз; скв.11, Далимамедли; скв.42, Гырахкесаман и др.) [26,56,84].

Гидрогеохимия верхнемелового водонапорного комплекса относительно хорошо изучена в Евлах-Агджабединском прогибе, где почти повсеместно распространены воды хлоркальциевого типа с широким диапазоном изменения минерализации (47–106мг-экв). Воды, в основном малосульфатные и в среднем rSO_4^{-2} составляет 1,05мг-экв. Наиболее минерализованные воды встречены в эффузивах на месторождении Мурадханлы в интервале 4258–4900м (100,8–106,0мг-экв) и на пл.Гараджаллы – 3920–4237м (87,6–100,5мг-экв) [21,33,40,56].

Слабоминерализованные воды (33,2–35,4мг-экв) установлены на пл.Ширинкум в интервале 4450–5010м. По составу они относятся к ГКН типу. Эти воды узкой полосой протягиваются до пл.Зардоб, где в скв.1 встречены воды как сульфатно-натриевые, так и гидрокарбонатно-натриевого типа. На площади Мурадханлы в скв.19 в интервале 4116–4200 и 4215–4300м получена вода с аналогичным типом и с минерализацией 20,6 и 43,7мг-экв соответственно. Следует заметить, что в приконтурных частях залежи верхнего мела, вблизи нарушений, в скв.11,13,16 и др. встречены

воды как ГКН, так и СН типа. В этих водах содержание иона Са и Mg незначительно, иногда последний отсутствует. Содержание сульфатов в ГКН водах не высокое 0,77 до 0,80мг-экв, лишь в водах СН типа rSO_4^{-2} достигает 1,0–1,4мг-экв.

Верхнемеловой водоносный комплекс в междуречье Куры и Иори изучен слабо, поскольку вскрыт лишь на трёх площадях ограниченным числом поисково-разведочных скважин. В этой части Среднекуринской впадины также проявляется зональность, установленная для Евлах-Агджабединского прогиба.

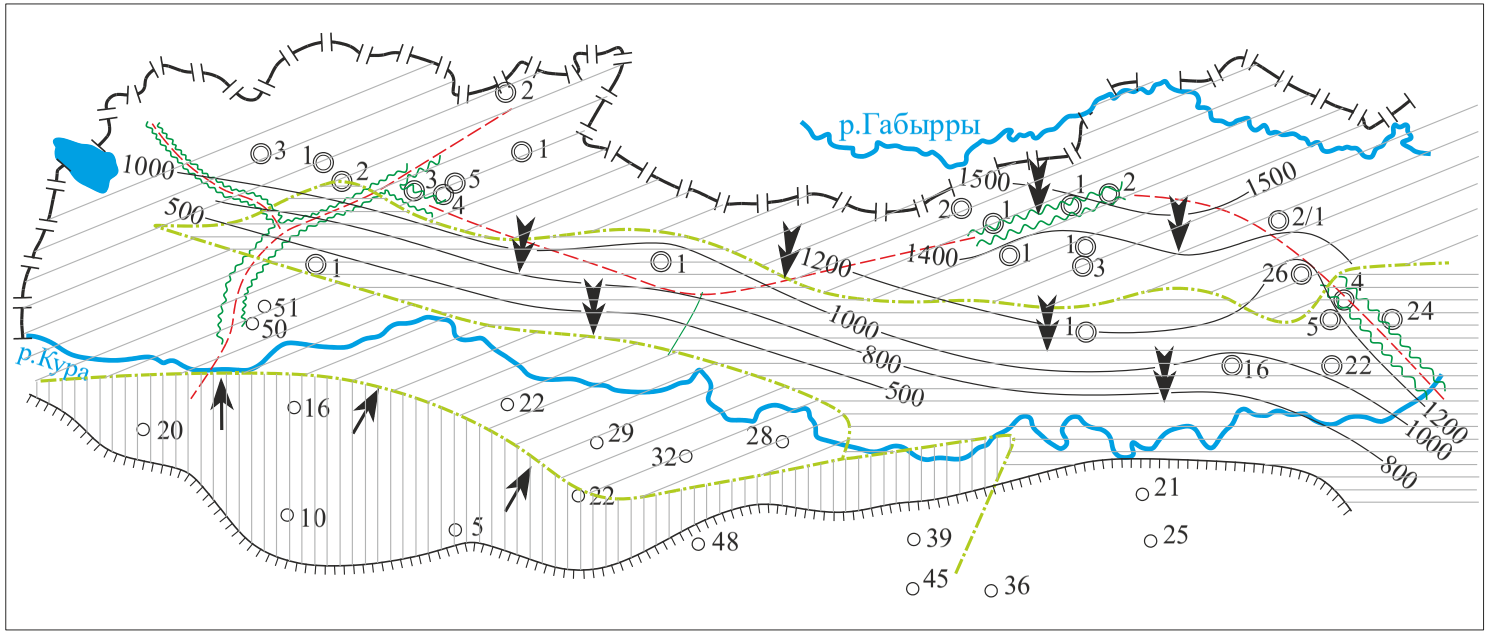
Зона слабоминерализованных вод с минерализацией до 25мг-экв/100см^3 (менее 10г/л) протягивается узкой полосой по юго-западному борту прогиба. Отношение Na/CI>1, коэффициент сульфатности (SO_4/CI·100) высокий. Тип воды хлормагниевый или сульфатно-натриевый. Для второй зоны характерны воды с минерализацией от 25 до 35мг-экв. Тип воды гидрокарбонатно-натриевый, натрий-хлорный коэффициент и коэффициент сульфатности больше единицы. Третья зона, наиболее значительная по площади, представлена водами хлоркальциевого типа с минерализацией от 35мг-экв и выше. Величина коэффициента Na/CI>0,90. Эта зона затрудненного водообмена, которая охватывает наиболее погруженные участки водоносного комплекса [79].

В эоцен-палеоценовом комплексе междуречья Куры и Иори прослеживается аналогичная гидрогеохимическая зональность (рис. 5.1).

Воды низкой минерализации (до 25мг-экв/100см^3) так-же протягиваются узкой полосой вдоль северо-восточных склонов Малого Кавказа (площади Тауз-Казах, Далляр-Тауз) [21,93].

Зона с минерализацией от 25 до 35мг-экв охватывает участок Дамиртепе-Удабно–Мамедтепе–Саждаг–Беюк Палантекян. Тип воды этой зоны хлоркальциевый, натрий-хлорный коэффициент более 0,90 (SO_4/C1·100>1).

Третья зона представлена в основном гидрокарбонатно-натриевым типом вод и имеет минерализацию от 35 до 55мг-экв. Она охватывает участок Молладаг–Кейрюк-Кейлан-Тарсдалляр. По глубинам залегания этот участок мало отличается от второго, однако воды здесь преимущественно щелочные, гидрокарбонатно-натриевого типа. Отношение Na/Cl составляет 1,05-1,12. Такая зональность, по-видимому, связана с тектоническими и литологическими особенностями зон.



4 1 22 2 3 4 5 6 7 500 8 9 10

Рис.5.1 Схема гидрохимической зональности эоцен – палеоценового комплекса НГР междуречья Куры и Иори

Условные обозначения: 1-скважины поисково-разведочного бурения; 2-скважины структурно-поискового бурения; 3-линия размыва эоцена; 4-границы гидрохимических зон; 5-$\Sigma_{а+к}$<25мг/экв, Na/Cl>1 (сульфатно-натриевый); 6-$\Sigma_{а+к}$<55мг/экв, Na/Cl>1 (гидрокарбонатно-натриевый); 7- $\Sigma_{а+к}$<35-55мг/экв, Na/Cl<1 (хлоркальциевый); 8-линии равных приведенных напоров; 9-направление элизионного потока; 10-направление инфильтрационного потока

Наиболее предпочтительный путь формирования состава вод эоценового комплекса в Среднекуринской впадине – это вертикальная миграция по разломам и трещиноватым зонам из верхнемеловых отложений и дальнейшее смешивание их с вышезалегающими водами в различных объемах.

Зональность пластовых вод проявляется не только в закономерном изменении их геохимических особенностей по площади, но и в вертикальном разрезе. Исследователи выделяют прямую и инверсионную гидрохимическую зональность [26,29,34,55,79]. В целом принято считать, что вертикальная зональность вод формируется под действием тех же факторов, благодаря которым создается площадная гидрогеохимическая зональность.

Главным фактором существования гидрогеохимической зональности принято считать соотношение элизионного и инфильтрационного режимов в истории Куринского бассейна [47,56]. Учитывая, что для палеоген-верхнемелового комплекса характерно существенное преобладание первого, основная роль в изменении минерализации, концентраций Cl и Na в плане и разрезе комплексов принадлежит фациальному разнообразию пород, отлагающихся в различных по степени солёности палеоморях.

Для вертикального разреза рассматриваемой территории характерным является неравномерное снижение минерализации, ионов Cl и Na с глубиной. В качестве примера приводим схему вертикальной гидрохимической зональности для НГР междуречья Куры и Иори [26,84]. Как видно из рис. 5.2, здесь в среднеэоценовых отложениях выделяются типы вод: гидрокарбонатно-натриевый, сульфатно-натриевый и хлоркальциевый.

На площади Дамиртепе-Удабно в скв.2 минерализация вод в интервале 3757–3888м изменяется от 22,5 до 40,8мг-экв и в основном относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Лишь в низах эоцена (3824–3888м), воды представлены сульфатно- натриевым типом. Воды более глубоких горизонтов эоцена (>4,5км) не изучены.

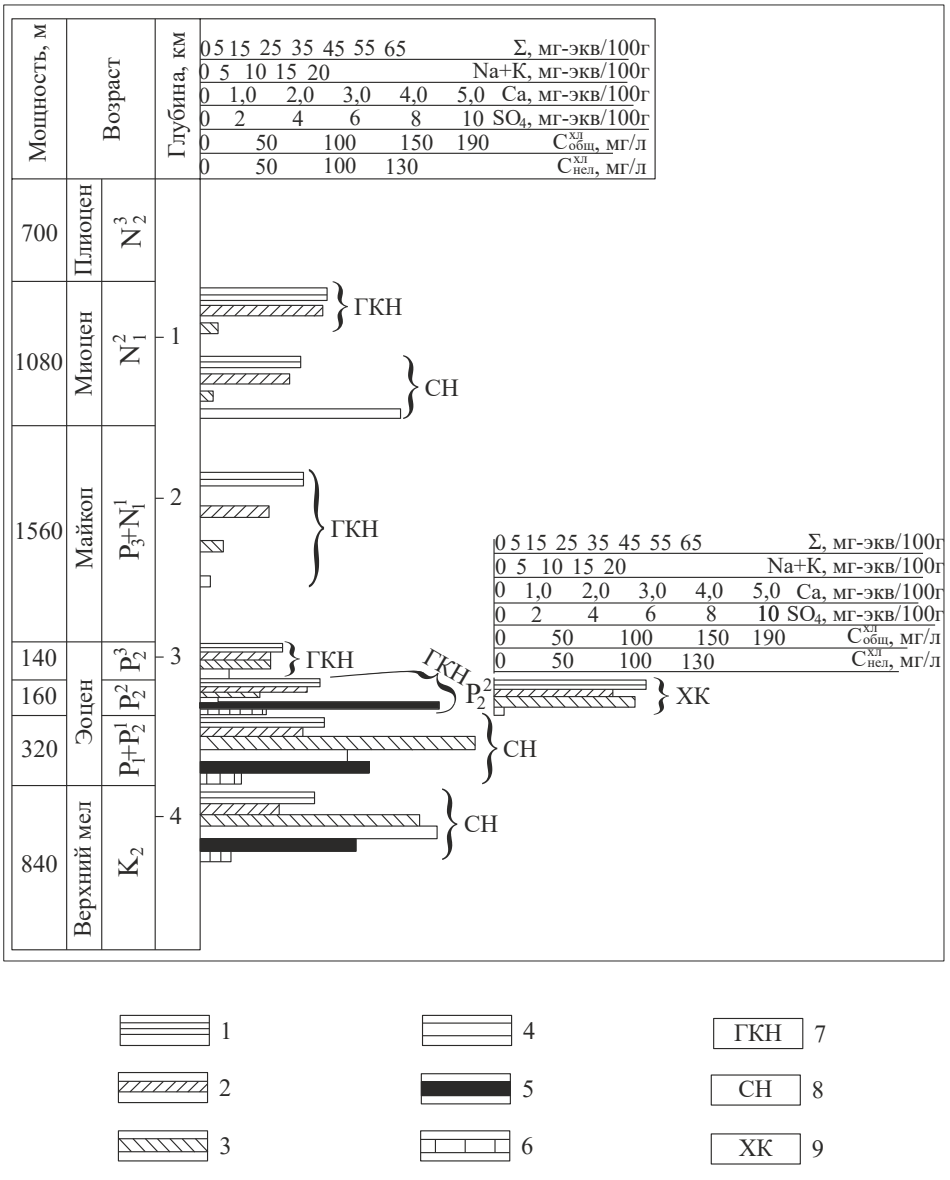


Рис.5.2 Схема вертикальной гидрогеохимической зональности нефтеводоносных комплексов НГР междуречья Куры и Иори

Условные обозначения: 1-средняя минерализация; 2-NaK; 3-Ca; 4-SO_4; 5-$C^{хл}_{общ}$; 6-$C^{хл}_{нел}$. Тип воды: 7-ГКН (гидрокарбонатнонатриевый); 8-СН (сульфатнонатриевый); 9-ХК (хлоркальциевый)

Данные сейсморазведки отмечают залегание верхнемелового водоносного комплекса на глубинах более 4,5км на площадях Ахтапе, Беюк Палантекян и Дамиртепе-Удабно.

В работе Х.Р.Рустамовой [79], отмечается резкое увеличение и различный характер распределения с глубиной минерализации вод. Эти изменения являются результатом геохимических процессов, которые связаны с внешними и внутренними факторами миграции химических элементов в водах, обуславливающими разнообразие типов гидрохимических разрезов. Имеется ввиду система «горная порода–вода–газы», где составы природных вод формируются под действием четырех основных физико-химических факторов: отношения реагирующих масс пород и воды; складывающегося парциального давления углекислоты и кислорода, особенно содержания в породе извлекаемого хлора и органических веществ; и воздействия температуры и давления в системе [55,64].

На рис. 5.3 представлены наиболее типичные кривые изменения минерализации вод с глубиной для различных зон Евлах-Агджабединского прогиба. Подобные зависимости характерны также для ионов хлора и натрия, коэффициент корреляции которых с минерализацией достигает 0,98–0,99 и 0,94–0,97 [79].

Для Мурадханлы–Амирархской зоны (рис. 5.3а) минерализация вод с глубиной в разрезе эоценового комплекса снижается скачкообразно. Скачок в снижении минерализации вод отмечается с глубины 4300м. В интервале 5000–5290м (пл.Амирарх) установлено минимальная минерализация вод – 24,6мг-экв, хлоркальциевого типа. На глубине 5500м прогнозируется минерализация вод до 20–22мг-экв, возможно, сульфатно-натриевого типа. В верхнемеловом комплексе, представленный в основном эффузивами (Мурадханлы), минерализация вод в этих отложениях резко увеличивается до глубины 4800м, где отмечается температурный максимум 160–170°С. Гидротермальные растворы, видимо, поступали по глубинным разломам с глубины 10–12км, где температура прогнозируется около 400°С и с дальнейшим остыванием до наблюдаемых пластовых температур 105°С.

В Дуздаг–Ширинкумской зоне (рис. 5.3б) минерализация вод с глубиной в эоценовом комплексе изменяется от 42,7 до 49,5мг-экв и скачок отмечается на отметке 4250м. С этой глубины до подошвы эоцена (4350м) минерализация вод резко снижается и составляет 25,1мг-экв. По всему разрезу эоцена, воды представлены хлоркальциевым типом.

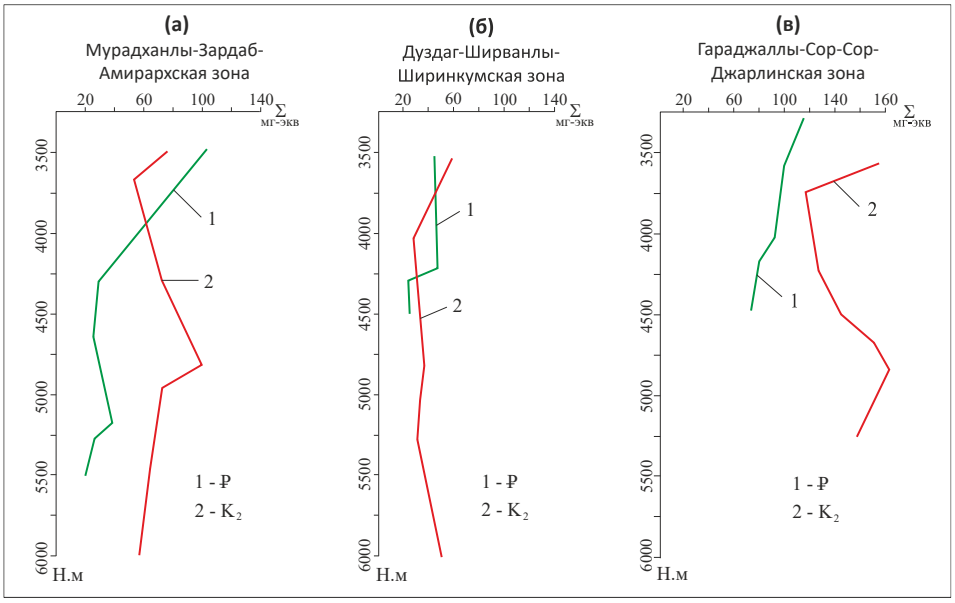


Рис.5.3 Изменение минерализации вод с глубиной погружения эоценового и мелового комплексов Среднекуринской впадины (по данным Х.Р.Рустамовой, 2014)

В верхнемеловом комплексе отмечается резкое снижение минерализации вод до глубины 4060м (пл.Ширинкум). Начиная с этой глубины до 5010м происходит незначительное уменьшение минерализации вод и в низах верхнего мела они представлены гидрокарбонатно-натриевым типом. В этом интервале, разрез представлен карбонатами, чередующиеся с туфогенными породами. Начиная с глубины 5300м, разрез верхнего мела выражен вулканогенными образованиями, поэтому исходя из этого надо полагать, что состав вод будет представлен хлоркальциевым типом более высокой концентрации.

Разрез Гараджаллы-Джарлинской зоны (рис. 5.3в) отличается от других участков Среднекуринского бассейна развитием мощной вулканогенно-осадочной толщи мела и юры. Верхняя часть разреза верхнего мела представлена карбонатными отложениями мощностью до 600м. Этот комплекс, из-за значительного размыва за длительный промежуток геологического времени перекрыт миоценовыми отложениями и только в погруженных участках вскрыт эоцен. Как показывают результаты опробования, дебиты скважин изменяются в значительных пределах от 10 до 15000м^3/сут.

В зонах повышенной трещиноватости и вблизи глубинных разломов отмечены высокие дебиты вод.

Минерализация вод верхнемелового комплекса изменяется от 96,4 до 134,5мг-экв и они относятся к хлоркальциевому типу. На участках развития эффузивов и в покрывающих слоях отмечается более высокое содержание иона кальция и низкое значение коэффициента Na/Cl. Изменение катионного состава вод под воздействием эффузивных проявлений, особенно четко видно при сравнении процент-эквивалентного содержания кальция, взятого от суммы катионов и коэффициента Na/Cl на участках, где развиты эффузивы и где таковые отсутствуют. Так, в водах эффузивных образований содержится 28,33–28,77%-экв иона кальция и характеризуется низким коэффициентом Na/Cl (от 0,42 до 0,45), в то время как воды осадочных образований (известняки, доломиты) на пл.Джарлы, Сорсор содержат до 11,34%-экв иона Са, а величина Na/Cl увеличивается от 0,74 до 0,98.

Одним из возможных показателей нефтегазоносности является органическая составляющая подземных вод нефтегазоносных районов. Изучение ВРиОВ и ВРОВ органического вещества отложений верхнего мела и палеогена отдельных площадей Среднекуринской впадины проводилось в ИГиРГИ. Результаты исследования заимствованы из фондовой работы АзНИПИнефть, проведенной под руководством М.А.Рзаева (1990).

Исследование ВРиОВ проводилось на материале 6 образцов керна, отобранного из отложений майкопа, эоцена и верхнего мела в пределах площадей Мурадханлы, Тарсдалляр и Шихбаги.

В водных экстрактах сначала из монолитных (открытие поры), а затем этих же дробленных образцов (закрытие поры) изучались следующие компоненты ВРиОВ: $C_{ОБЩ}$; $C_{НЕЛ}$; $C_{БИТ}$; $O^{хл}_{йод}$; фен.нел; $N^{хл}_{общ}$; *СПАУВ*. Кроме того, при интерпретации были использованы характерные соотношения различных компонентов: $O^{хл}_{йод}/C_{БИТ}$; $C_{ЛЕТ}/C_{ОБЩ}$; $C_{БИТ}/C_{НЕЛ}$; $C_{БИТ}/N^{хл}_{общ}$.

В прилагаемой таблице 5.1 приведены данные по содержанию ВРиОВ в открытых и закрытых порах исследуемых образцов в пересчете на мг/100г породы.

Пробы пластовых вод, приурочены в основном, к отложениям среднеэоценового возраста, и лишь одна проба вод относится к отложениям верхнего мела. Необходимо отметить, что по имеющемуся ограниченному количеству анализов проб пластовых вод и пород отсутствует возможность более детальной геолого-геохимичес-

Показатели ВРИОВ пород верхнего мела, среднего эоцена и майкопа (в пересчете на мг/100г) породы

Табл.5.1

п.п.	Площадь, скв.	Интервал отбора	Возраст Литология	$C_{общ}$			$C_{нел}$			$C_{лет}$			$C_{бит}$			$N_{общ}^{хл}$		
				∑	ОП	ЗП	∑	ОП	ЗП	∑	ОП	ЗП	∑	ОП	ЗП	∑	ОП	ЗП
1	Мурадханлы, 13	3801-3806	K_2/туфопесч.	19,44	10,45	8,99	7,85	4,42	3,43	11,59	6,03	5,56	*н/о*	1,26	н/о	*н/о*	0,174	*н/о*
2	«----------», 237	4255-4271	P_2/аргиллит.	27,16	13,21	13,96	14,47	5,12	9,35	12,69	8,08	4,61	3,91	1,59	2,32	0,406	0,136	0,270
3	«----------», 227	4502-4510	P_2/аргиллит.	16,31	7,75	8,56	9,83	4,49	5,34	6,48	3,26	3,22	2,12	0,75	1,37	0,358	0,173	0,185
4	«----------», 38	4780-4796	P_2/аргиллит.	22,69	11,80	10,89	14,29	6,08	8,21	8,40	5,72	2,68	2,35	1,0	1,35	0,297	0,139	1,158
5	Шихбаги, 26	3424-3431	$P_3+N_1^1$/арг.	30,70	18,32	12,38	9,77	4,81	4,96	21,93	13,51	7,42	2,51	1,23	1,28	0,521	0,158	0,363
6	Тарсдалляр, 9	2930-2940	P_2/песчан.	22,79	12,97	9,82	16,22	8,55	7,67	6,57	4,42	2,15	3,02	1,16	1,86	0,615	0,096	0,219

Продолжение табл.5.1

п.п.	Фен.нел			СПАУВ			$O_{йод}^{хл}$			$O_{йод}^{хл}$			$C_{бит}/C_{нел}$			$C_{лет}/C_{общ}$			$C_{бит}/П_{общ}^{хл}$		
	∑	ОП	ЗП	∑	ОП	ЗП	∑	ОП	ЗП	∑	ОП	ЗП	∑	ОП	ЗП	∑	ОП	ЗП	∑	ОП	ЗП
1	*н/о*	0,21	*н/о*	10,08	5,03	5,05	*н/о*	3,42	*н/о*	*н/о*	2,71	*н/о*	*н/о*	28,51	*н/о*	59,62	57,7	61,79	*н/о*	7,24	*н/о*
2	1,24	0,22	1,02	93,78	16,82	76,97	27,86	14,0	13,86	7,12	8,80	5,98	27,02	31,05	24,80	46,72	61,21	33,06	9,63	11,69	8,59
3	0,87	0,07	0,80	83,65	18,10	65,55	19,52	7,69	11,83	9,20	10,25	8,62	21,56	16,70	25,68	39,73	42,06	37,62	5,92	4,33	7,40
4	2,05	0,98	1,07	102,14	19,15	82,99	10,85	2,59	8,26	4,62	2,59	6,10	16,44	16,45	16,50	37,02	48,47	24,61	7,91	7,25	8,54
5	1,38	0,17	1,21	58,88	18,14	30,74	13,59	5,47	8,12	5,41	4,45	6,34	25,69	25,57	25,81	68,17	73,74	59,93	4,82	7,78	3,53
6	0,63	0,08	0,55	53,75	18,57	35,18	19,69	9,20	10,49	6,52	7,93	5,64	18,62	13,57	24,25	28,83	34,07	21,90	9,59	12,08	8,49

кой их интерпретации.

Эти воды отобраны в пределах пяти площадей: Тарсдалляр (3 пробы), Мурадханлы (2 пробы), Агджабеди (2 пробы), Карвенд (1 проба) и Советляр (1 проба).

Органическое вещество пластовых вод отложений среднеэоценового возраста пл. Тарсдалляр* (*-малый объем проб №6 и 7 не позволил провести полный химический анализ ВРОВ) характеризуется, по сравнению с другими площадями (табл.5.2) относительно повышенными значениями большинства показателей; особенно это относится к его битумной части. Так, концентрация углерода битумной фракции превышает 47мг/л, очень высоко содержание трудно окисляющихся соединений ($О_{йод}$=17,67мг/л). Высоки значения коэффициентов летучести (89,8), битуминизации нелетучих (24,4), преобразованности (ОВ) (32,9); значения коэффициента восстановленности ОВ, равные 4,1, характерны для вод, сопутствующих нефтяным месторождениям. Обращают на себя внимание высокие концентрации производных ароматических соединений (*СПАУВ*), достигающие 1г/л, а также сумма ароматических соединений, определенных по ГЖХ равна 3,92мг/л, что скорее всего, отвечает повышенным концентрациям ароматических соединений в нефтях данного месторождения.

Состав и содержание ВРОВ отложений верхнемелового (скв.58) и эоценового (скв.17) возраста пл. Мурадханлы отличаются друг от друга. При близких значениях углерода битумной фракции, ОВ пластовых вод отложений верхнемелового возраста относительно обогащено трудно окисляющимися соединениями ($О_{йод}$=3,25мг/л), в их составе относительно высока концентрация ароматических соединений, определяемых по ГЖХ (0,3976мг/л), повышены значения коэффициентов преобразо ванности ОВ (42,5),в то же время значительно более низки значения коэффициента летучести (40,4) и битуминизации нелетучих соединений (0,9). Такое различие в составе и содержании ВРОВ скорее всего свидетельствует о различном характере продуктивности разновозрастных отложений площади Мурадханлы.

Обе пробы вод отложений эоценового возраста пл. Агджабеди отличаются близкими характеристиками растворенных в них ОВ; оно относительно обеднено ароматическими соединениями, определенными как по УФ-спектрам, так и по ГЖХ анализу. В то же время, в составе ВРОВ отмечены высокие концентрации нелетучих органических соединений ($С_{нел}$=117,123мг/л), алифатических УВ по ГЖХ (1,19мг/л).

Показатели ВРОВ отложений верхнемелового и эоценового возрастов

Табл. 5.2

п.п.	Площадь, скв.	Интервал отбора, м	Геологический возраст	Исх. кол., мл	Cl, г″/л	$C_{общ}$, мг/л	$C_{нел}$, мг/л	$C_{лет}$, мг/л	$C_{бит}^{хл}$, мг/л	$O_{перм}^{хл}$, мг/л	$O_{йод}^{хл}$, мг/л	$N_{общ}^{хл}$, мг/л	Фен. Нел. мг/л	СПАУФ по УФ-спектра, мг/л
1	Тарсдалляр, 1	2882-2865	Ср. эоцен	1000	5,89	172,44	17,52	154,92	4,28	4,22	17,67	0,130	0,61	0,43
2	Агджабеди, 6	1771	Эоцен	1000	5,53	220,08	117,12	102,96	1,20	1,60	4,65	0,034	0,95	0,11
3	Мурадханлы, 17	4030-3990	Эоцен	1300	10,47	145,80	21,60	124,20	0,96	0,97	1,48	0,060	0,22	0,23
4	«----------», 58	2950-2956	Верх.мел	1300	12,53	155,04	92,48	62,56	0,85	0,88	3,25	0,020	0,06	0,13
5	Карвенд, 2ТР	2500	Ср. эоцен	680	6,31	105,48	28,08	77,40	1,16	1,12	5,05	0,342	0,70	0,08
6	Тарсдалляр, 9	2966-2998	Ср. эоцен	450	6,17	214,32	81,84	132,38	*н/о*	*н/о*	*н/о*	*н/о*	*н/о*	0,75
7	«----------», 8	2821-2925	Ср. эоцен	450	6,05	183,12	32,88	150,24	*н/о*	*н/о*	*н/о*	*н/о*	*н/о*	1,05
8	Агджабеди, 6	1740-1770	Ср. эоцен	1000	5,27	108,48	17,28	91,20	1,28	1,25	4,37	0,184	0,25	0,23
9	Советляр, 6	3271-3330	Ср. эоцен	1000	4,26	940,80	430,56	510,24	3,60	2,30	8,10	0,100	5,74	0,36

Продолжение Табл. 5.2

п.п.	Площадь, скв.	Содержание легких УВ по ГЖХ анализу, мг/л		Коэффициенты			
		? аромат. УВ	? алиф. УВ	$O_{йод}^{хл}/C_{бит}^{хл}$	$C_{бит}^{хл}/C_{нел}$	$C_{лет}/C_{общ}$	$C_{бит}^{хл}/N_{общ}$
1	Тарсдалляр, 1	3,9200	0	4,1	24,4	89,9	32,9
2	Агджабеди, 6	0	1,1900	3,9	1,0	46,8	35,3
3	Мурадханлы, 17	0,0027	0,0016	1,5	4,4	85,2	16,0
4	«----------», 58	0,3976	0,0	3,8	0,9	40,4	42,5
5	Карвенд, 2ТР	0,0108	0,0	4,4	4,1	73,4	3,4
6	Тарсдалляр, 9	0,0583	0,0046	н/о	н/о	61,8	н/о
7	«----------», 8	1,8830	0	н/о	н/о	82,0	н/о
8	Агджабеди, 6	0	0	3,4	7,4	84,1	6,9
9	Советляр, 6	н/о	н/о	2,3	0,8	54,2	36,0

Как показали исследования по Предкавказью (ИГиРГИ), такой характер ВРОВ, скорее всего, свидетельствует о контактировании пластовых вод с нефтями нафтеново-метанового типа, обогащенными смолами и асфальтенами и относительно обедненными легкими ароматическими УВ. Единичный анализ ВРОВ отложений среднеэоценового возраста пл.Карвенд свидетельствует об относительной обогащенности его азотистыми соединениями (0,342мг/л), а также летучими ($C_{лет}/C_{общ}$=73,4), мало преобразованными компонентами ($C_{бит}/N_{общ}$=3,4). Имеющаяся единичная проба воды, отобранная из отложений среднего эоцена в пределах пл.Советляр, как было показано выше (табл. 5.2), не является представительной пластовой водой и поэтому результаты химического анализа ВРОВ не рассматриваются.

Анализ фактического материала позволил сделать ряд предварительных выводов:

- в пределах месторождения Мурадханлы отмечены колебания в концентрации ВРиОВ как по площади, так и по разрезу, отражающие неоднородные геолого-геохимические условия в пределах изучаемого месторождения;
- отмечены повышенные концентрации ВРиОВ ($C_{общ}$, $C_{лет}$, $C_{бит}$, $N^{хл}_{общ}$, $O^{хл}_{йод}$) в глинистых отложениях эоценового возраста скв.237 по сравнению со скв.227 и 38; для них характерна более высокая степень восстановленности, битуминизации, преобразованности ВРиОВ в открытых порах;
- *СПАУВ* в туфопесчанике верхнемелового возраста скв.13, по сравнению с аргиллитами эоценового возраста, резко снижается, что вероятно, обусловлено спецификой исходного ОВ;
- ВРиОВ аргиллитов майкопского возраста месторождения Шихбаги выделяются, по сравнению со всеми остальными образцами, относительно повышенным содержанием следующих компонентов: $C_{общ}$, $C_{лет}$, $N^{хл}_{общ}$, *СПАУВ* (в ОП), а также высокими значениями коэффициента летучести ($C_{лет}/C_{общ}$);
- в составе ВРиОВ песчаных отложений эоценового возраста месторождения Тарсдалляр отмечены относительно пониженные концентрации азотистых компонентов, нелетучих фенолов, а также летучих соединений.

Геотермические условия

Температурные условия оказывают существенное влияние на процессы нефтегазообразования и размещения залежей УВ. Учи-

тывая, что геотермические условия Среднекуринской впадины как в целом, так и отдельных ее площадей достаточно подробно изучались рядом исследователей, на основе анализа и обобщение данных вкратце рассмотрим геотермические условия верхнемеловых и палеогеновых отложений.

Изменения температуры с глубиной на различных участках возрастают с неодинаковой интенсивностью и наилучшим образом отражены в величинах геотермического градиента, которые приводятся на сводных геотермических разрезах [12,75,76] (рис. 5.4). Наименее интенсивное нарастание температуры с глубиной характерно для майкопских и плиоцен-миоценовых отложений. Выпрямление кривых, с постепенным приближением их к оси глубин происходит, как правило, ниже 2500-3000м, иногда начиная с 4000м, что соответствует относительно более интенсивному нарастанию температуры с глубиной. Это характерно для эоценовой и карбонатной части верхнемеловых отложений.

Для междуречья Куры и Иори средние значения геотермического градиента для эоцена (3450-4150м) составляет 2,79°С/100м, для карбонатного верхнего мела (4150-4400м) – 4,44°С/100м вулканогенного верхнего мела (4400-5500м) – 2,36°С/100м и нижнего мела (5500-7000м) – 2,89°С/100м.

В Мурадханлинском НГР среднее значение геотермического градиента для эоцена (3600-3900м) составляет – 2,66°С/100м, для карбонатных отложений верхнего мела (3900-4500м) – 2,50°С/100м, вулканогенного верхнего мела (4500-5600м) – 3,73°С/100м и для нижнего мела (5600-7000м) – 3,57°С/100м.

Также высокие температуры и геотермические градиенты установлены в верхнемеловых (карбонатных – 2530-3080м) и эоценовых (1750-2530м) отложениях Гянджинского НГР. Здесь величина температуры на отдельных площадях прогнозируется до 155°С, а геотермический градиент верхнего мела в среднем составляет 3,27°С/100м.

Повышенные значения геотермического градиента в отложениях эоцена и верхнего мела в междуречье Куры и Иори и вулканогенных образованиях верхнего мела в Мурадханлинском НГР является следствием геолого-тектонических процессов с внедрением эффузивов в осадочную толщу этих зон, т.е. на больших глубинах, отмечается перепад температур и геотермического градиента между вышележащими и нижележащими горизонтами на единицу длины, что подтверждает связь высокой напряженности теплового поля с особенностями глубинного строения рассматриваемого региона.

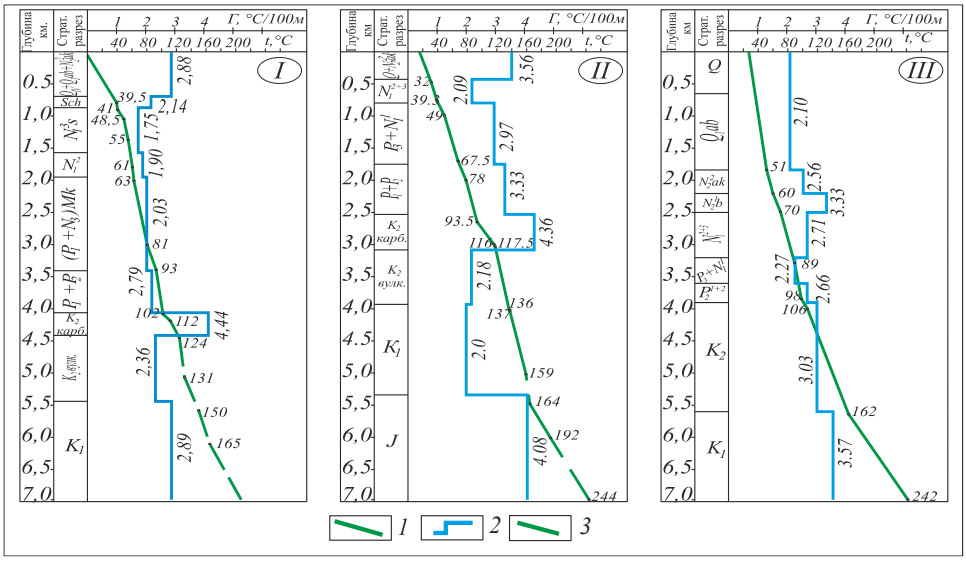


Рис.5.4 Сводные геотермические разрезы нефтегазоносных районов Азербайджанской части Среднекуринской впадины

Условные обозначения: 1-кривая изменения температуры; 2-геотермический градиент; 3-прогнозная кривая температуры.

Нефтегазоносные районы: I-междуречье Куры и Иори; II-Гянджинский; III-Мурадханлы-Зардобская зона

Обращает на себя внимание некоторая неоднородность температурного поля, при том, что количество температурных замеров по площадям был небольшим. По мнению Ш.Ф.Мехтиева [62] и С.А.Алиева [13], это объясняется близостью к дневной поверхности хорошо прогретых пород фундамента.

Согласно исследованиям С.А.Алиева (1988), Р.И.Рустамова (1990), величина теплового потока в Мурадханлинском НГР изменяется от 20 до 50*мВт/м²*, причем с приближением к разломным зонам (в частности, к Предмалокавказскому глубинному разлому) она увеличивается [26,62]. В Гянджинском районе величина теплового потока варьирует от 30 до 70*мВт/м²*, также возрастая с приближением к глубинному нарушению. Об этом свидетельствует общая тенденция увеличения разности максимальных и минимальных температур на гипсометрических срезах -4500м, -5000м, -5500м, -6000м, -6500м и -7000м. (табл.5.3).

При этом в отдельных частях прогиба темпы нарастания температуры отличаются (рис. 5.5). На участках, примыкающих к территориям повышенной тектонической трещиноватости или при-

Изменения температур (°С) на различных гипсометрических отметках в Среднекуринской впадине

Табл. 5.3

Гипсометр. интервалы (м)	Междуречье Куры и Иори	Гянджинский НГР	Гараджалы-Джарлы-Саатлинская зона	Мурадхан-Линский НГР
4000-4500	13	5	13	12
4500-5000	14	17	7	21
5000-5500	7	9	10	20
5500-6000	14	24	7	20
6000-6500	17	25	8	22
6500-7000	20	27	9	24

уроченных к приразломным структурам изменение температуры с глубиной приобретает более сложный характер (Мурадханлы, Зардаб, Джарлы, Саждаг, Тарсдалляр и др.). В пределах же зон с пониженными значениями температур (Гараджаллы-Джарлы-Саатлинская зона) нарастание температуры с глубиной характеризуется невысоким темпом.

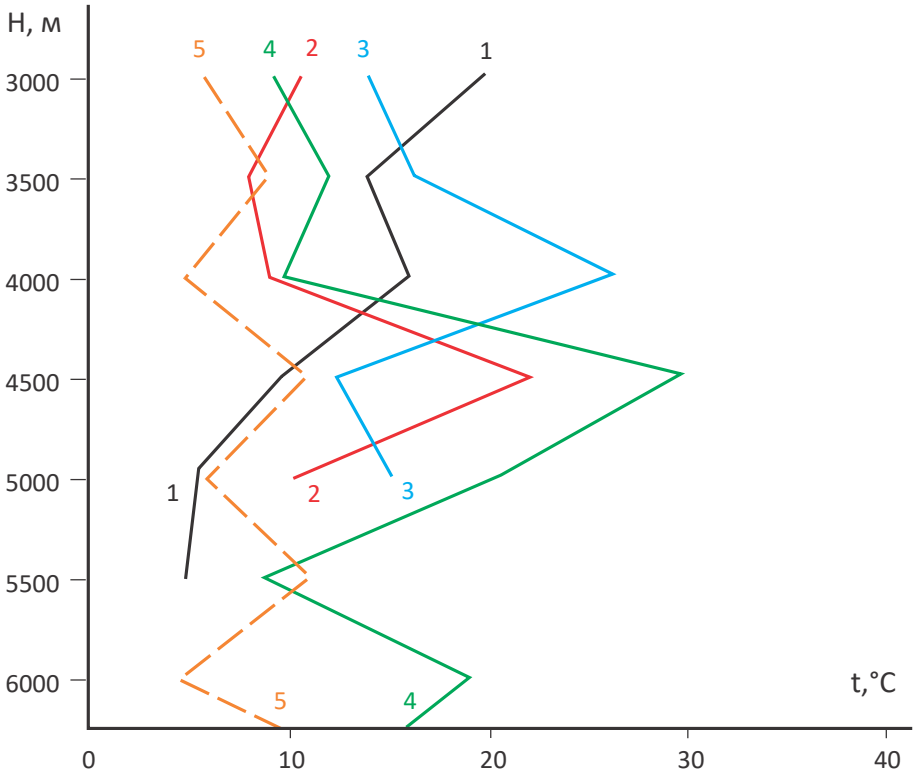


Рис.5.5 График изменения разности максимальных и минимальных температур на различных гипсометрических уровнях для отдельных зон Куринской впадины

Условные обозначения:

I. Междуречье Куры и Иори (1- Саждаг–Мамедтепинская зона; 2- Тарсдалляр–Гюрзундаг–Беюк Палантекянская зона);

II. Евлах-Агджабединский прогиб (3- Гянджинский НГР; 4- Мурадханлинский НГР);

III. 5- Гараджалы–Саатлы–Джарлинская зона

Вместе с тем скважины, расположенные вблизи региональных разломов (в частности, скв.3, 10 на пл. Джарлы, скв.12, Мурадханлы, скв.26, Тарсдалляр и др.) характеризуются высокими тепловыми потоками и температурой.

Для верхнемеловых и эоценовых отложений, в среднем характерны величины температур от 90 до 130°С, что позволило составить карту изменения глубины залегания изотермы 100°С, принимаемой в качестве глубины начала генерации нефти (рис. 5.6). В целом, данная схема отражает контуры температурного поля в глубокопогруженных нефтегазоносных комплексах, с выделением положительных аномалий, расположенных на различных по площади и глубине зонах впадины [76,79,83].

Крупная аномалия очерчивается изолинией 4000м, охватывает месторождение Мурадханлы, площади Шыхбаги, Зардоб, Бозгобу. По данным бурения, на глубинах ±4000м этой территории отмечена слабая нефтегазонасыщенность. Однако, в более погруженных слоях разреза перспективы нахождения объектов с высокой нефтегазонасыщенностью оцениваются более оптимистично. Аномалии с меньшей площадью выделяется в Гянджинском НГР, очерчиваются изолинией 3500м и охватывают площади Советляр, Бейлаган, Тертер, Ширванлы и Нафталан.

В НГР междуречье Куры и Иори выделяются две аномалии, одна из которых простирается вдоль глубинного разрыва с охватом площадей Беюк Палантекян и Гюрзундаг (3750м), а вторая включает площади Ахтепе, Герби Гюрзундаг, Кейрюк-Кейлан (3500м).

На фоне региональных изменений изотермической поверхности выделяются локальные геотермические аномалии, которые могут быть продуцированы разгрузкой высокотемпературных флюидов в зонах разломов, трещиноватых и ослабленных участков осадочного покрова.

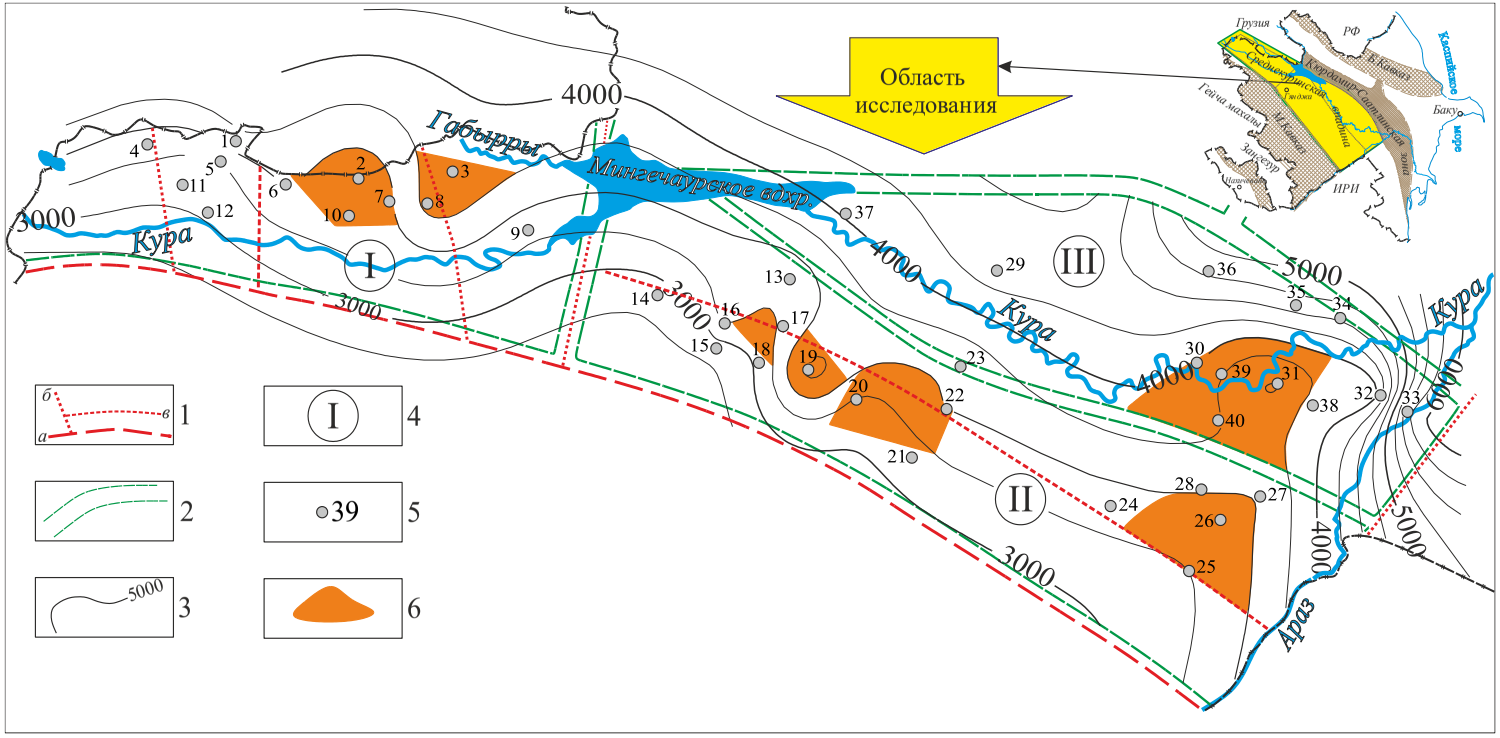

Область исследования
Габырры
Мингечаурское вдхр.
Кура
Араз
3000
4000
5000
I
II
III
1
2
3
4
5
6
Грузия
РФ
Каспийское море
Баку
ИРИ

Рис.5.6 Схематическая карта глубины залегания изотермы 100°С Азербайджанской части Среднекуринской впадины

Условные обозначения: 1-межзональный (а), трансзональные (б) и внутризональный разломы; 2-границы нефтегазоносных районов; 3-глубина залегания изотермы 100°С; 4-нефтегазоносные районы: I-междуречье Куры и Иори; II-Гянджинский; III-Мурадханлинский; 5-структуры и месторождения, где проводились замеры температур; 6-геотермические аномалии.

Структуры: 1-Армудлы; 2-Ахтепе; 3-Палантекян; 4-Дамиртепе-Удабно; 5-Саждаг; 6-Молладаг; 7-Шерги Гюрзундаг; 8-Гюрзундаг; 9-Тарсдалляр; 10-Кейрюк-Кейлан; 11-Мамедтепе; 12-Гырахкесаман; 13-Дуздаг; 14-Далимамедли; 15-Казанбулаг; 16-Борсунлу; 17-Гедакбоз; 18-Аджидере; 19-Нафталан; 20-Тертер; 21-Гюллюджа; 22-Ширванлы; 23-Барда; 24-Агджабеди; 25-Бейлаган; 26-Советляр; 27-Ширинкум; 28-Аггель; 29-Амирарх; 30-Зардоб; 31-Мурадханлы; 32-Мильская; 33-Саатлы; 34-Джарлы; 35-Сорсор; 36-Гараджалы; 37-Гараджа; 38-Джафарлы; 39-Шихбаги; 40-Бозгобу

Таким образом, блоковое строение и ступенчатые переходы от антиклинальных зон к синклинальным находят свое отражение на различных характеристиках температурного поля Среднекуринской впадины, причем на различных срезах глубины последние имеют свои особенности. Распределение значений и градиентов температуры, тепловых потоков показывает приуроченность максимальных их значений к приподнятым блокам фундамента, а минимальных – к областям глубокого прогибания.

ВЫВОДЫ

Гидрогеохимическая и геотермическая характеристики верхнемеловых и эоценовых отложений Среднекуринской впадины приводятся на основании обобщения и анализа результатов проведенных ранее исследований, что позволило уточнить:

1. Глубокозалегающие осадочные разрезы мелового и эоценового комплексов представлены подземными водами в основном двух типов: хлоркальциевого и гидрокарбонатно-натриевого. В вулканогенных образованиях мела воды чаще высококонцентрированные и высокотемпературные хлоркальциевого типа.

   Присутствие вод низкой минерализации в меловом и эоценовом водонапорном комплексе является в основном результатом смешивания в различных пропорциях хлоркаль-

циевых и гидрокарбонатно-натриевых вод и приурочиваются к зонам региональных разломов и оперяющих их нарушений.

2. Установлено, что основная масса водорастворенных битумоидов ($С_{бит}$, $N^{хл}_{общ}$, *фен.нел.*, $О^{хл}_{йод}$), а также *СПАУВ* находится в закрытых порах, что свидетельствует о незавершенности термического преобразования РОВ, и об углеводородном потенциале, который при благоприятных термобарических условиях может быть реализован. Для всех изучаемых структур в составе ВРиОВ отмечено присутствие восстановленных, в значительной степени преобразованных битумоидов, что свидетельствует о присутствии в их составе миграционно-способных эпигенетичных битумоидов;
3. Основная гидрогеохимическая зональность в осадочном разрезе мел–эоцена формируется в результате преимущественного влияния вертикальной миграции подземных вод из глубоких зон мезозоя в вышележащие отложения.
4. В разных интервалах разреза верхнего мела и эоцена величины температурного поля и градиенты его изменения варьируют в широком диапазоне. Неравномерное возрастание температуры с глубиной обусловлено литологическим составом стратиграфических комплексов и тектонической нарушенностью.

   Геотермический градиент для эоценовых отложений в междуречье Куры и Иори составляет в среднем 2,79°С/100м; в Гянджинском НГР – 3,33°С/100м; в Мурадханлинском – 2,66°С/100м. Высокие значения геотермического градиента установлены для карбонатной части верхнего мела и составляют для междуречья Куры и Иори, Гянджинского и Мурадханлинского НГР соответственно 4,44, 4,36 и 3,03°С/100м. Для вулканогенных образований верхнего мела градиент значительно ниже и составляет в НГР междуречья Куры и Иори 2,36°С/100м и для Гянджинского НГР – 2,18°С/100м.
5. Анализ температурных условий верхнемеловых и эоценовых отложений Среднекуринской впадины позволил составить карту глубины залегания изотермы 100°С, отражающую региональные особенности изменения температур-

ного поля, выделить температурные аномалии и установить верхнюю границу генерации нефти.

6. В заключение необходимо подчеркнуть, что гидрогеохимическая зональность, находящаяся в тесной связи с геотермической, обусловлена также геологическим строением и историей геологического развития бассейна. Различные аномалии, характеризующие гидрогеохимическое поле отложений, имеют поисковое значение для выявления залежей УВ и могут быть использованы при оценке перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных комплексов мезокайнозоя.

6. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ

Оценка перспектив нефтегазоносности региона, представляющая собой заключительный этап комплексного геологического изучения и базирующаяся на анализе основных критериев нефтегазоносности начиная с начала поисков не была однозначной. Разнообразие оценок было связано, особенно на первых этапах, с низким уровнем изученности геологического строения региона, отсутствием четких представлений о закономерностях размещения залежей нефти и газа в целом в Среднекуринской впадине и, несовершенством методов качественного и количественного прогноза нефтегазоносности [2, 6, 7, 14, 15, 21, 24, 28, 33, 40, 41, 43, 46, 52, 54, 56, 64, 70, 83, 93].

Отсутствие активных поисково-разведочных работ в течение более чем сорока лет сыграло объективную роль в возникновении состояния, когда явно ощущается недостаток или даже отсутствие новых идей и подходов к оценке перспектив нефтегазоносности [3,20,50,54,57,69,74]. За этот промежуток времени существенно возрос теоретический и методологический уровень нефтепоисковой геологии, в частности, повысились надежность и достоверность методов прогноза нефтегазоносности больших глубин применительно к антиклинальным и неантиклинальным ловушкам [25,49,70,90,91,96-99,100,103]. Материал изложенный в предыдущих разделах позволил уточнить особенности резервуаров верхнего мела и эоцена и их изолирующих покрышек; определить эволюционные этапы и палеотектонические характеристики Евлах-Агджабединского прогиба и НГР междуречья Куры и Иори во временном и пространственном измерении; выяснить путем синтезного анализа палеотемпературных реконструкций и метода СИТ стадийность катагенеза ОВ, что позволило выявление критических глубин, на которых верхнемеловые и эоценовые отложения вступили в ГЗН. На основе комплексного анализа накопленного на сегодняшний день большого фактического материала стал возможным прогноз зоны аккумуляции и оценка с помощью генетического метода количества аккумулированных в эоценовых и верхнемеловых комплексах УВ. Это позволило нам сделать определенный вклад в отношении оценки перспектив нефтегазоносности и уточнения направлений поисково-разведочных работ на мезозойские и палеогеновые отложения Среднекуринской впадины.

Главная зона нефтеобразования в Среднекуринской впадине определена путем расчетов показателей главной фазы нефтеобразования. Согласно методу Н.В. Лопатина начало ГФН для нефтематеринских толщ отмечается значениями СИТ Στ=70÷85, максимум интенсивности генерации соответствует диапазону 160-200 [58]. С учетом этих оценок, для отложений верхнего мела и среднего эоцена Евлах-Агджабединского прогиба и междуречья Куры и Иори построены карты синтеза основных критериев оценки перспектив нефтегазоносности, на которых указаны соответствующие уровни СИТ (рис. 6.1, 6.2, 6.3, 6.4).

Согласно расчетам СИТ и геохимическим компонентам битумоидной части (включая данные ГЖХ) эоценовые отложения находятся на начальной стадии генерации УВ [20,21,90]. В междуречье Куры и Иори верхняя граница зоны нефтеобразования проходит через площади Джандаргель, Салоглы, Ортагаш, Саждаг (к востоку от скв.4 и через скв.1) уходит в СВ направлении за пределы государственной границы (рис. 6.1). Далее эта зона проходит на востоке через Карадюз, Эньчинский выступы, а также на востоке охватывает Джейранчельский и Кичик Палантекянский выступы и через скв.6 и 18 пл. Тарсдалляр протягивается до южной опущенной части скв.24 этого месторождения. Нижняя граница главной зоны находится за пределами территории Республики. Максимальные отметки в пределах ГФН находятся в северной и северо-западной части междуречья Куры и Иори, на площадях Дамиртепе-Удабно, Саждаг, Эльдар, Гюрзундаг, Ахтепе, Эйридере, Кесаман.

В Евлах-Агджабединском прогибе верхняя граница главной зоны нефтеобразования эоцена проходит через площади Тазакенд, Ширванлы, Барда, Гедаккобу, Зардоб-Мурадханлы и СЗ часть Агджабеди (рис. 6.2).

По верхнемеловым отложениям верхняя граница ГЗН в НГР междуречье Куры и Иори проходит через площади Джандаргель, Союгбулаг, к северу от Молладаг, Гедакдаш к югу от Кейрюк-Кейлана, через Джейранчельский выступ и проходит на юг от Тарсдалляра до Еникендского выступа. Возможно южное продолжение выходит на юг к Предмалокавказскому прогибу (рис. 6.3).

В Евлах-Агджабединском прогибе поперечная складчатость, по-видимому, сильно отрицательно повлияла на чередование зоны нефтегазообразования. В виде отрицательных (незрелых) зон выделяются площади Казанбулаг, Дальмамедли, Бозери, Фахралы, в другой зоне – Тертер, Амирарх, в третьей – Бейлаган-Аггель-Ка-

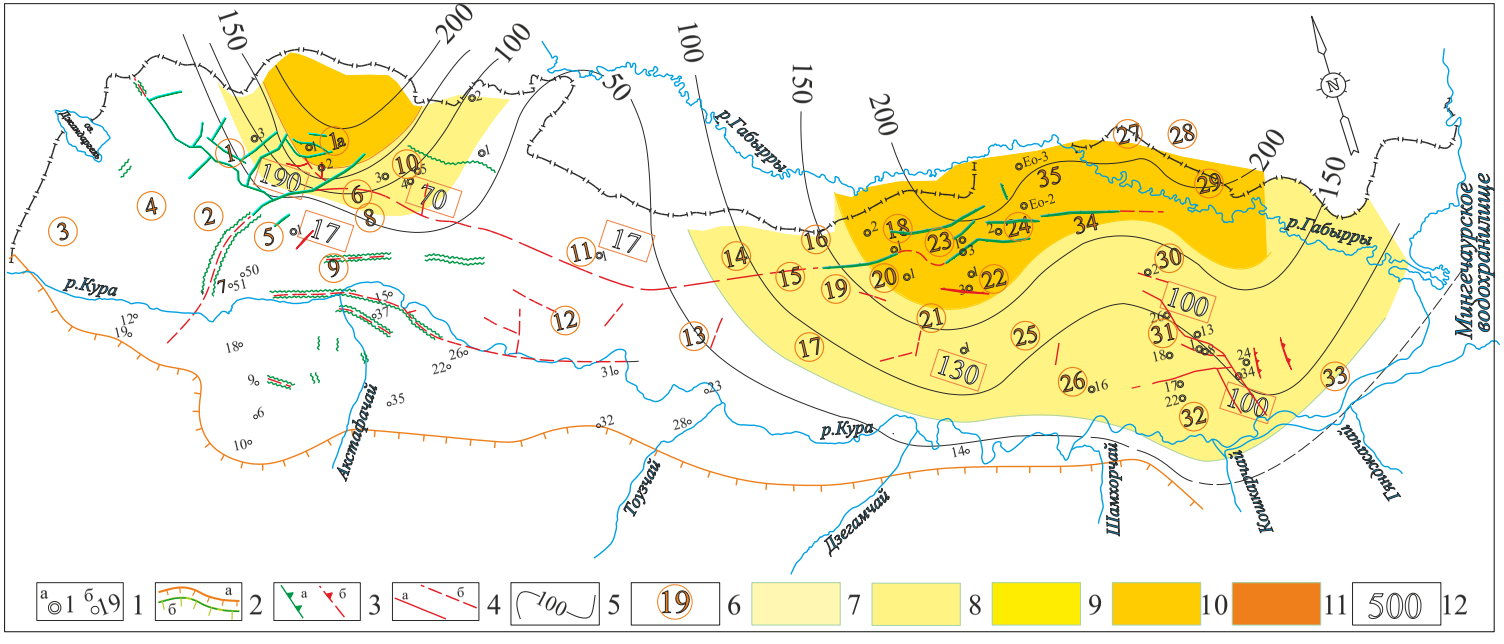

р.Кура
р.Габырры
Мингечаурское водохранилище
Акстафачай
Тоузчай
Дзегамчай
Шамхорчай
Кошкарчай
Ганджачай
N
150
200
100
50
190
70
17
130
100
500
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

Рис.6.1 Схематическая карта выделенных главных зон нефтегазообразования (ГЗН) в среднеэоценовых отложениях НГР междуречья Куры и Иори

(по данным М.А. Рзаева с дополнениями авторов)

Условные обозначения: 1-скважины а)поисково-разведочные, б)структурно-поисковые; 2-линии а)выклинивания среднего эоцена и б)размыва верхнего мела; 3-разрывы по данным сейсморазведки: а)выявленные и б)предполагаемые; 4-разрывы по данным бурения а)выявленные и б)предполагаемые; 5-изолинии суммарного импульса тепла; 6-номера структур.

Главные зоны нефтегазообразования (ГЗН и ГЗГ): 7-значения СИТ 70-85 начало ГЗН; 8- значения СИТ 160-200 максимум в ГФН (главной фазе нефтеобразования); 9- значения СИТ 190-230 максимум в эмиграции нефти из глин в коллекторы; 10- значения СИТ 400-450 завершение ГФН и выход из ГЗН; 11- значения СИТ 450-500 главная зона газообразования; 12- значения СИТ по М.А.Рзаеву.

Структуры: 1-Джахандар; 1а-Дамиртепе-Удабно; 2-Союгбулаг; 3-Беюк Кесик; 4-Шихлы; 5-Мамедтепе; 6-Салоглы; 7-Кухет; 8-Кушкуна; 9-Гырахкесаман; 10-Саждаг; 11-Молладаг; 12-Алимарданлы; 13-Кирзан; 14-Карадюз; 15-Гедакдюз; 16-Эйридере; 17-Эльчин; 18-Ахтепе; 19-Гедакдаш; 20-Герби Гюрзундаг; 21-Кейрюк-кейлан; 22-Гюрзундаг; 23-Беюк Палантекян; 24-Келлуг; 25-Джейрандере; 26-Джейранчель; 27, 28, 29-структуры в Иорской долине; 30-Кичик Палантекян; 31-Тарсдалляр; 32-Еникенд; 33-Шерги Тарсдалляр; 34-Кесаман; 35-Эльдароюгу

раджалы и в последнюю входят Мильская-Гаралы-Ширинкум. Остальные площади находятся в зоне нефтеобразования и на большинстве из них процесс достиг максимума эмиграции УВ (рис. 6.4). Стадийность литогенеза прослеживается также в ходе преобразования ОВ с образованием газообразных УВ. В интервале, соответствующем начальному этапу протокатагенеза ($ПК_1$), образуются газы вследствие диагенетического преобразования. В процессе термической деструкции ОВ наиболее сильно выражены два интервала газообразования. Согласно исследованиям С.Г.Неручева, Е.А.Рогозиной, Б.Тиссо и др. генерация газа в начале главной фазы нефтеобразования имеет относительно умеренные масштабы. Другие авторы (В.И.Ермаков, А.Э.Конторович, И.И.Нестеров, Е.В. Стадник, А.А.Трофимук, Н.В.Лопатин) придерживаются мнения о том, что основной объем генерации газа происходит на этапах $МК_4$-$МК_5$.

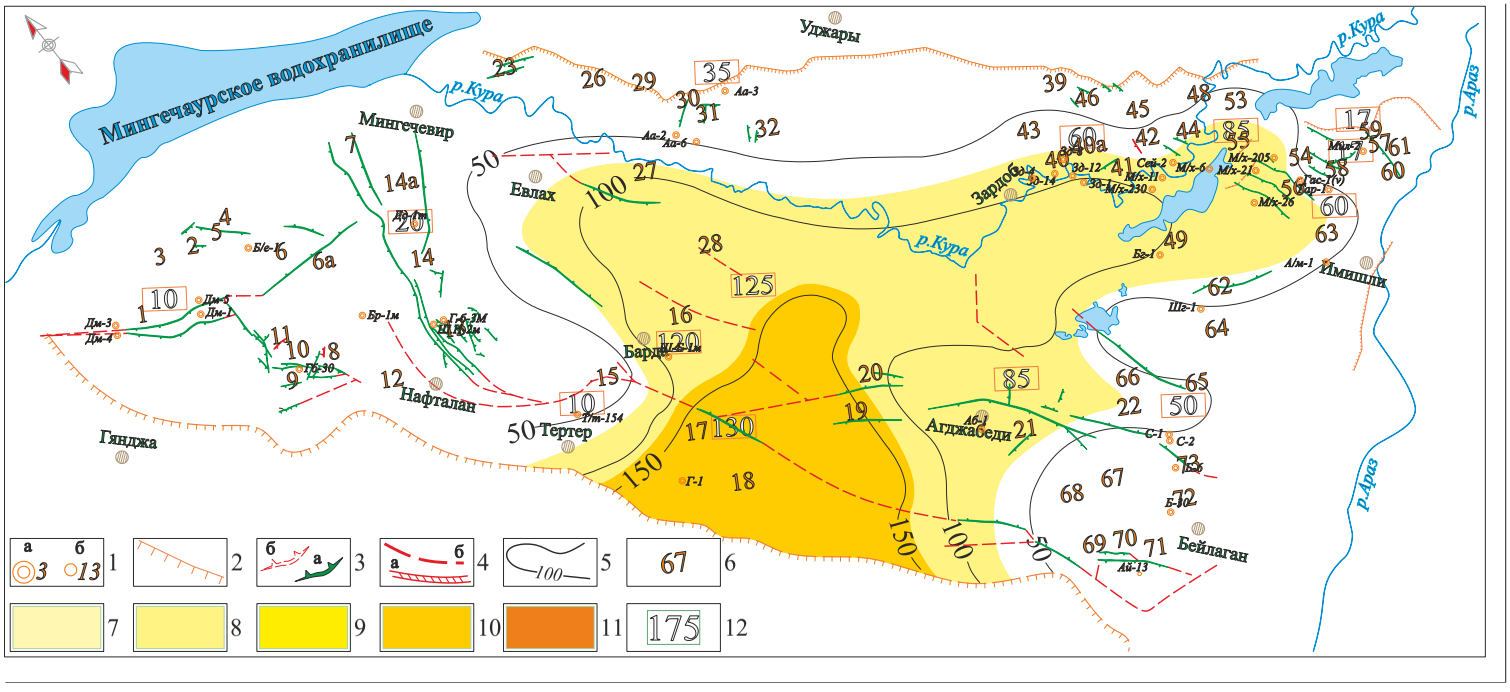

Мингечаурское водохранилище
р.Кура
Уджары
Мингечевир
Евлах
Зардоб
Барда
Нафталан
Тертер
Гянджа
Агджабеди
Имишли
Бейлаган
р.Ариз
Дм-3
Дм-4
Дм-5
Дм-2
Б/е-6
Бр-1м
Гб-1М
Гб-2м
Бр-30
Ад-2
Ад-6
Ад-3
Ад-1
Ад-13
Зд-14
Зд-12
Зд-1
Мж-11
Мж-5
Мж-21
Мж-205
Мж-26
Мж-230
Сей-2
Гас-1(у)
Бар-1
Бр-1
А/м-1
Шз-1
С-1
С-2
Б-2
Г-1
Б-1
Уm-154
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12

Рис.6.2 Схематическая карта выделенной ГЗН в эоценовых отложениях Евлах-Агджабединского прогиба
(по данным М.А.Рзаева с дополнениями авторов)

Условные обозначения на рис.6.1.

Структуры: 1-Далимамедли; 2-Срюгханлы; 3-Корчайская; 4-Бозери; 5-Фахралы; 6-Хазырахмедли; 6а-Борсунлу; 7-Боздаг; 8-Казанбулаг; 9-Чайлы; 10-Зиядхан; 11-Шимали Зиядхан; 12-Аджидере; 13-Нафталан; 14а-Дуздаг; 14-Гедакбоз; 15-Тертер; 16-Ширванлы; 17-Тазакенд; 18-Гюллюджа; 19-Гиндарх; 20-Лемберан; 21-Агджабеды; 22-Южный Агджабеди; 23-Варвара; 24-Гушчу; 25-Шихлыарх; 26-Гархунлы; 27-Айриджа; 28-Барда; 29-Мурсальская; 30-Западный Амирарх; 31-Амирарх; 32-Пираза; 33-Хосров; 34-Уджарская; 35-Гараджалы; 36-Мюсюслинская группы поднятий; 37-Дилемарх; 38-Баргушад; 39-Каргалы; 40а-Гаравели; 40-Зардоб; 41-Шихбаги; 42-Восточный Шихбаги; 43-Гусейнханлы; 44-Сеюдляр; 45-Гышлаг; 46-Бегимли; 47-Гарабат; 48-Шахсуни; 49-Бозгобу; 50-Чолли; 51-Сорсор; 52-Джарлы; 53-Мамедли; 54-Гасанлы; 55-Мурадханлы; 56-Джафарлы; 57-Гаджикасымлы; 58-Гаралы; 59-Мильская; 60-Гарагашлы; 61-Восточный Гарагашлы; 62-Ширинкум; 63-Агамамедли; 64-Западный Ширинкум; 65-Советляр; 66-Аггель; 67-Эйвазлы; 68-Кебирли; 69-Гемерли; 70-Восточный Гарагашлы; 71-Айрын; 72-Бейлаган; 73-Болсулу

Таким образом, более продвинутый нижний этап считается источником образования преимущественно легких газовых УВ, и это особенно выражено, если ОВ представлено гумусовым типом [3,18,58,68]. К сегодняшнему дню наиболее научно аргументированным считается приуроченность главной зоны генерации тяжелых газовых УВ к градациям $МК_2$, $МК_3$, $МК_4$ мезокатагенеза. Многие согласны тем, что в зоне $МК_2$–$МК_4$ образуется больше гомологов метана, т.е. жирных газов, нежели самого метана (зона выделена Н.В.Лопатиным и С.Л.Зубайраевым, 1974г.). Глубинно-стратиграфическая позиция главной зоны газообразования в Среднекуринской впадине вычислена с помощью метода СИТ, согласно которому начало главной фазы газообразования отмечается в интервале значений $\Sigma\tau=500$ и более [3,58,68]. Начало массивной генерации газовых УВ приходится на градации $МК_4/МК_5$, что по величине температур отвечает уровню 170°С и выше. По расчетам СИТ значение их в пределах междуречья Куры и Иори в главной зоне газообразования находится по верхнему мелу к северу от Саждагской площади. Тектонически эта зона соответствует Джейранчельскому синклинорию и занимает северо-западную часть НГР междуречья Куры и Иори. Здесь, на площади Саждаг в скв. 3, 4 и 5 и к северу от

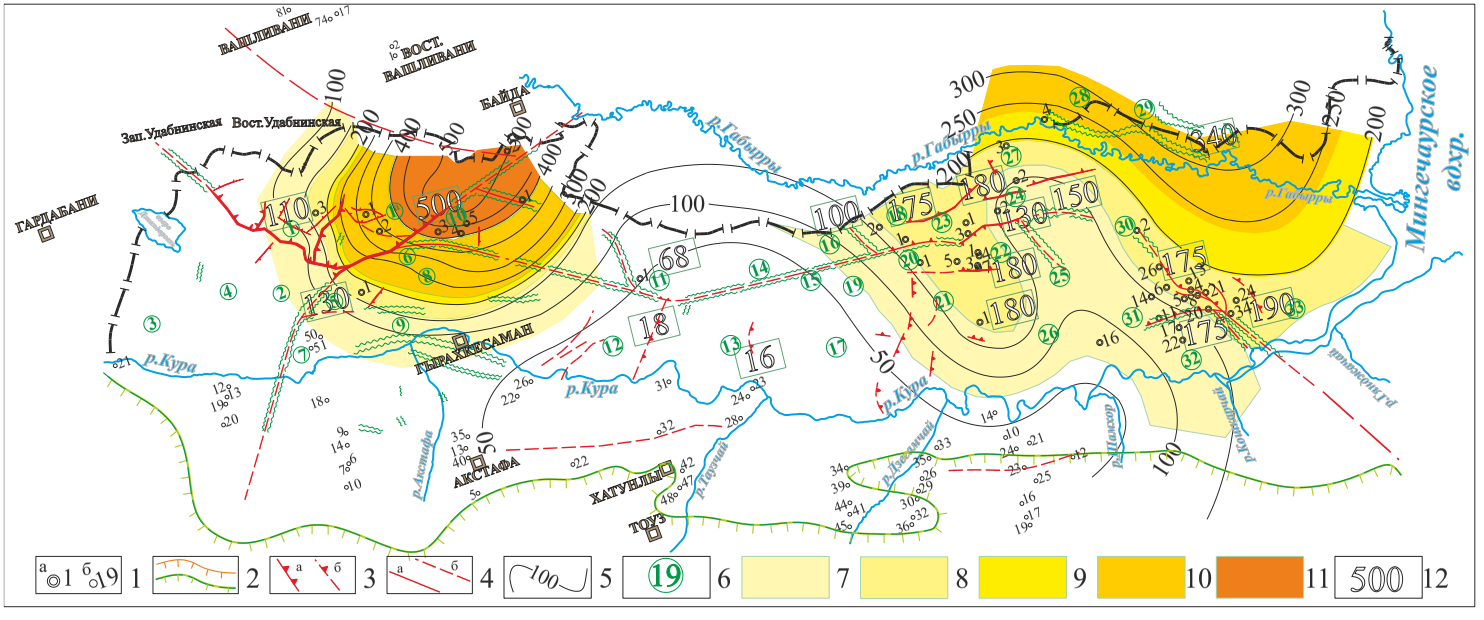

ВАШЛИВАНИ
ВОСТ. ВАШЛИВАНИ
БАЙДА
Зап.Удабнинская
Вост.Удабнинская
ГАРДАБАНИ
р.Габырры
р.Кура
ГЕРАКЕССАМАН
АКСТАФА
ХАТУНЛЫ
ТОУЗ
р.Акстафа
р.Торчай
р.Дзегамчай
р.Пиасого
р.Кошкарчай
р.Кишкечай
Мингечаурское вдхр.
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

Рис.6.3 Схематическая карта выделенных ГЗН в верхнемеловых отложениях НГР междуречья Куры и Иори
(по данным М.А.Рзаева с дополнениями авторов)
Условные обозначения и наименования структур на рис.6.1.

этих скважин главная зона (ГЗГ) выделена в пределах Чатминского антиклинория по верхнемеловым отложениям. На кровле верхнего мела палеотемпература (максимальная температура) достигает 125°С, а длительность прогрева пород этого возраста составляет 25млн.лет. На площадях Дамиртепе-Удабно и Армудлы верхнемеловые отложения погружены на глубины 5000 и более метров. Поэтому зона генерации и эмиграции газовых УВ находится в пределах, указанных выше площадей и переходит в соседнюю республику – Грузию.

Зоны аккумуляции УВ и перспективы поисков и разведки нефти и газа

Вопросы фазового распределения и аккумуляции УВ в нефтегазоносных системах, оценка перспективности отдельных зон требует рассмотрение и интерпретацию многочисленных факторов. Для того чтобы изучить зоны аккумуляции УВ и дать их количественную оценку требуется проведение подсчетов ресурсов битумоидов генетическим методом.

В предыдущих разделах рассмотрены факторы, влияющие на формирование зон аккумуляции УВ в Среднекуринской впадине в меловых (в основном верхнемеловых) и эоценовых отложениях. В работах многих исследователей А.М.Акрамходжаева, Н.Б.Вассоевича, И.В.Высоцкого, В.С.Госсоу, С.П.Максимова, М.С.Моделевского, С.Г.Неручева, И.И.Нестерова, В.Ф.Раабена, Л.А.Польстер, Н.В.Лопатина, Б.А.Соколова и других рассматриваются отдельные факторы, влияющие на процесс формирования зон аккумуляции УВ.

Среди них указанными выше авторами рассматриваются историко-геологическая реконструкция осадочно-породного бассейна с учетом его типа, стадийность нефтегазообразования, условия миграции нефти и газа, условия сохранения залежей с целью синтеза критериев оценки перспектив нефтегазоносности. В качестве входных параметров используются данные о типе и концентрации исходного ОВ в породах, количественные параметры, характеризующие объем эмиграции из нефтематеринских пород, потери УВ в процессе миграции к местам скопления, объем естественных потерь УВ из сформировавшихся залежей.

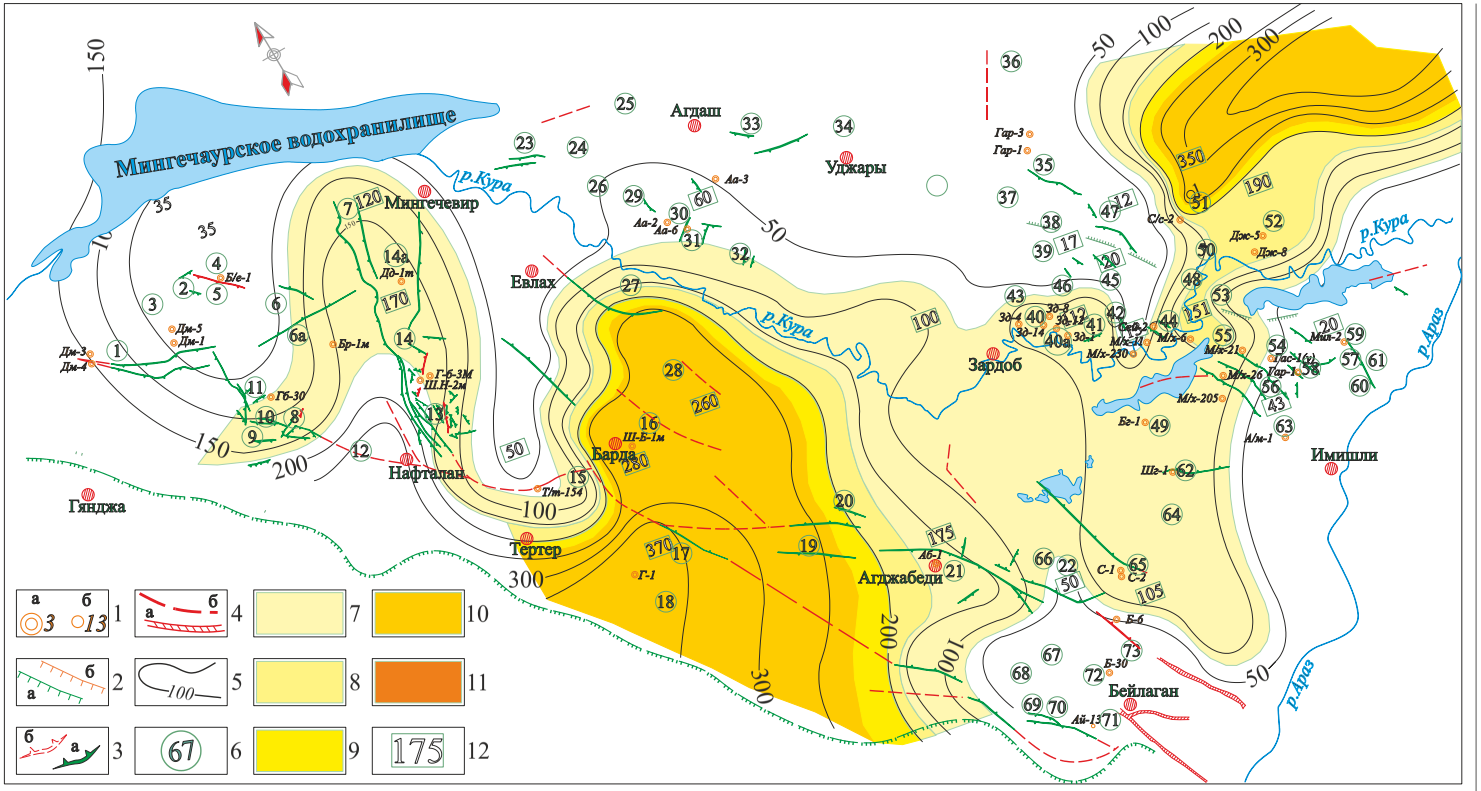

Мингечаурское водохранилище
р.Кура
р.Кура
р.Кура
р.Кура
р.Араз
р.Араз
Мингечевир
Агдаш
Уджары
Евлах
Барда
Нафталан
Гянджа
Тертер
Агджабеди
Зардоб
Имишли
Бейлаган
150
200
100
300
50
100
200
300
350
190
260
280
370
175
105
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12

Рис.6.4 Схематическая карта выделенных ГЗН в верхнемеловых отложениях Евлах-Агджабединского прогиба (по данным М.А.Рзаева с дополнениями авторов)
Условные обозначения на рис.6.1.
Наименования структур на рис.6.2

Такой подход позволяет подсчитать количества аккумулировавших в пористых зонах УВ (Родионова К.Ф., 1964).

Для этого использована известная формула Конторовича А.Э. [53]:

$Q_{АК}=Q_{ЭМ} – Q_{МИГ} – Q_{ЗАЛ}$,

где

$Q_{АК}$ – количество аккумулировавших УВ;

$Q_{ЭМ}$ – количество всего эмигрировавших УВ;

$Q_{МИГ}$ – количество мигрировавших (потерянных) УВ;

$Q_{ЗАЛ}$ – количество УВ, сконцентрировавшихся в ловушках (теоретический).

В свою очередь количество эмигрировавших УВ определяется формулой:

$Q_{ЭМ}=К_{ЭМ}\cdot Q_{ОСТ} / 1 – К_{ЭМ}$,

где $К_{ЭМ}$ – коэффициент эмиграции определяется следующей формулой:

$К_{ЭМ}=1\cdot в_{ОСТ} / в_{ИСХ}$,

где $в_{ОСТ}$ – остаточные битумы в породах (содержание %).

Количество остаточных битумов в породах определяется по следующей формуле:

$Q_{ОСТ}=V_{Н.П.}\cdot d\, В_{ОСТ}$,

где: $V_{Н.П.}$ – объем нефтегазоматеринских пород, м^3;

d – Плотность пород, т/м^3;

$В_{ОСТ}$ – содержание хлороформенного битума (сингенетичного) в породах, %.

Количество мигрировавшихся УВ определяется формулой:

$Q_{МИГ} = 1{,}3\, \Sigma_{П.СМ.} : Н. \cdot S \cdot В_{АЛЛ.} / \Sigma_{Н.ОСТ.} \cdot 10^4$,

где: 1,3 – коэффициент легкой фракции УВ при экстрагировании;

$\Sigma_{П.СМ.}$ – число точек анализов смешанных образцов (эпигенетических);

$\Sigma_{Н.ОСТ.}$ – число анализов образцов (сингенетических);

$Н$ – мощность комплексов (эффективных), м;

S – Площадь, м^2;

$В_{АЛЛ.}$ – содержание эпигенетических битумов, %.

Количество аккумулировавших жидких УВ по верхнемеловому и эоценовым нефтегазоносным комплексам приведены в таблицах 6.1 и 6.2. В зависимости от значимости прогнозных ресурсов нефти, аккумулировавшихся в перспективных зонах Среднекуринской впадины наибольшие объемы разведочного метража и геофизических работ должны быть сосредоточены на этих направлениях.

Необходимо подчеркнуть, что при количественной оценке перспектив нефтегазоносности отдельных районов могут применяться различные подходы и эталонные параметры, в связи с чем прогнозные ресурсы могут демонстрировать значительные колебания [4].

В ряде опубликованных работ представлены количественные оценки по НГР Азербайджана, которые не только разнятся по географической масштабности, но и по стратиграфической детализации. Естественно, сопоставление этих оценок представляет собой нетривиальную задачу и, поэтому количественная картина не однозначна для восприятия.

Так, согласно оценкам Керимова К.М. и др. [51], в осадочной толще Куринско–Южно-Каспийской мегавпадины начальные суммарные ресурсы УВ составляют 91 млрд.т геологических и 34 млрд.т извлекаемых объемов. Под термином «Куринско–Южно-Каспийская мегавпадина» авторы объединяют обширную территорию Южного Каспия, включающую Западно-Туркменскую впадину на востоке, Азербайджанскую морскую акваторию на западе, Иранский сектор на юге, а также Нижне-, Средне- и Верхнекуринские бассейны и, даже южную часть Терско-Каспийской впадины. Прогнозные ресурсы для плиоценового – 18 (7,4), палеоген-миоценового – 7,0 (1,9) и мезозойского – 16,0 (6,2) комплексов в сумме составляет 41 (15,5) млрд.т (в скобках извлекаемые ресурсы).

В монографии Гулиева И.С. и др. [38], представлено схематическое описание прогнозных ресурсов в виде различающихся по окраске территорий в пределах бассейнов Каспия и прилегающей суши. Здесь прежде всего вызывают интерес две схематические карты, иллюстрирующие распространение потенциальных ресурсов УВ в олигоцен-миоценовых и мел-эоценовых отложениях. На первой из них на территории Среднекуринской впадины плотность потенциальных ресурсов УВ выражен диапазоном цветовых окрасок 20-50-75-100 тыс. т/км^2 нефтяного эквивалента (н.э.), при превалирующей площади с цветовым кодом «20 тыс. т/км^2». На второй схеме (мел-эоцен) окраска отражает кодировку диапазона

«5-100 тыс. т», где подавляющая площадь занято двумя цветовыми кодами 25 и 50 тыс. т/км^2.

Не детализируя данные по отдельным районам Азербайджана, в сумме потенциальные УВ ресурсы по олигоцен-миоцену представлены количеством 3,54 млрд т. н.э. (в расчете на территорию 98,1 тыс. км^2). Аналогичные табличные данные прилагаются и по мел-эоцену. В сумме потенциальные УВ ресурсы по данному интервалу представлены количеством 2,15 млрд т. н.э. (74,5 тыс. км^2). Оценка потенциальных ресурсов УВ по юрскому комплексу в Азербайджане характеризуется умеренной величиной 0,41 млрд т. н.э. (38,1 тыс. км^2). Необходимо отметить, что расчеты авторов по мел-эоцену и юре ограничены верхней частью осадочного чехла, т.е. отложениями, залегающими не глубже 7 км.

В статье Алиева Г-М.А. и соавторов [1] приводятся оценки начальных суммарных геологических ресурсов УВ (в условных единицах, или в нефтяном эквиваленте) по мезозою, который в сумме выражен количеством 1,25 млрд т. Согласно фондовым материалам, к которым мы обратились для детализации указанной величины, последняя складывается из оценок запасов и ресурсов по сухопутным районам Азербайджана. В частности, на долю Мурадханлинского, Гянджинского, НГР междуречья Куры-Иори и Аджиноурского перспективного района, находящихся в ареале наших исследований, в сумме приходится одна треть начальных суммарных ресурсов (НСР) суши Азербайджана. Как видно из табл.6.3 величины НСР, по сути, сформированы из прогнозных D_1+D_2 категорий УВ.

К настоящему времени территория Среднекуринской впадины характеризуется довольно плотным и широким охватом полевыми геофизическими исследованиями. Глубинное строение осадочной толщи впадины было уточнено в значительной степени, благодаря проведенным в течение последних десятилетий сейсмическим работам. Путем сейсмического зондирования с применением метода ОГТ выявлены и оконтурены многочисленные структурные поднятия, площади которых варьируют в пределах от нескольких до первых десятков квадратных километров. Таким образом, было подтверждено существование многих ранее выявленных структур, при этом некоторые из них оказались значительно скромнее по площади, чем было представлено в результате предыдущих структурных интерпретаций. В ряде случаев считавшиеся ранее замкнутыми положительные элементы оказались структурными выступами или вовсе не нашли своего подтверждения.

Количественная оценка эмиграции и аккумуляции объемов нефти в верхнемеловых отложениях Среднекуринской впадины

Табл. 6.1

п.п.	Площади, НГО, НГР	$Q_{ак}$, млн. т	$Q_{эмиг}$, млн. т	$Q_{миг}$, млн. т	$Q_{зал}$, млн. т	$К_{эм}$	$\beta_{ост}$, %	$\frac{\Sigma п.ост.}{\Sigma п.см.}$	Н, м	S, км^2	$\beta_{аллохт}$, %	d, кг/м^3
ЕВЛАХ-АГДЖАБЕДИНСКИЙ ПРОГИБ												
1	Мурадханлы – Джафарлы	12,442	54,096	31,998	9,646	0,35	0,008	0,28	700	780	0,007	2,3
2	Тазакенд – Ширванлы – Барда	40,656	172,639	132,033	–	0,35	0,006	0,21	900	2596	0,009	2,3
3	Дальмамедли – Дуздаг – Гедакбоз – Борсунлы - Бозери	13,977	26,751	12,774	–	0,35	0,006	0,21	750	480	0,009	2,3
МЕЖДУРЕЧЬЕ КУРЫ И ИОРИ												
4	Тарсдалляр – Гюрзундаг – Ахтепе	8,905	37,183	28,278	–	0,35	0,006	0,21	900	556	0,009	2,3
5	Дамиртепе-Удабно – Саждаг – Джандаргель	6,342	26,483	20,141	–	0,35	0,006	0,21	900	396	0,009	2,3

Количественная оценка эмиграции и аккумуляции объемов нефти в эоценовых отложениях Среднекуринской впадины

Табл. 6.2

п.п.	Площади, НГО, НГР	$Q_{ак}$, млн. т	$Q_{эмиг}$, млн. т	$Q_{миг}$, млн. т	$Q_{зал}$, млн. т	$К_{эм}$	$\beta_{ост}$, %	$\frac{\Sigma п.ост.}{\Sigma п.см.}$	Н, м	S, км^2	$\beta_{аллохт}$, %	*d*, кг/м^3
ЕВЛАХ-АГДЖАБЕДИНСКИЙ ПРОГИБ												
1	Барда – Ширванлы – Тазакенд	29,799	110,708	80,909	–	0,37	0,01	0,30	1000	820	0,011	2,3
МЕЖДУРЕЧЬЕ КУРЫ И ИОРИ												
2	Тарсдалляр – Гюрзундаг – Ахтепе	11,007	20,983	8,712	1,264	0,37	0,02	0,15	300	259	0,025	2,3
3	Дамиртепе-Удабно – Саждаг - Джандаргель	5,121	8,750	3,629	–	0,37	0,02	0,15	300	108	0,025	2,3

Начальные суммарные ресурсы УВ Азербайджана по НГР с указанием ***прогнозных ресурсов D_1+D_2***

Табл. 6.3

По мезозойским отложениям	Нефтегазоносные районы			
	Мурадханлинский	Гянджинский	Междуречья Куры-Иори	Аджиноурский, перспективный
НСР	215	128	52	20
D_1+D_2	187	120	45	20

Площадные характеристики выявленных структур вкупе с такими подсчетными параметрами, как мощность предполагаемых резервуаров, их емкостных свойств и с учетом прогнозируемого фазового состояния УВ скоплений позволили проведение расчетов перспективных ресурсов категории C_3.

В таблице 6.4 приводятся основные подсчетные параметры, скомпилированные на основе анализа эталонных участков, являющихся по существу известными месторождениями. Величины перспективных УВ ресурсов категории C_3 вычислены на основе параметров, к которым относятся площадь структуры по наиболее глубоким замкнутым контурам, эффективная УВ-насыщенная мощность, открытая пористость, нефтенасыщенность, плотность нефти и газовый фактор. В формулу расчета входит также поправка на усадку нефти. Сразу же необходимо сделать оговорку относительно открытой пористости. В ней наряду с пористостью находит свое отражение также трещиноватость, петрофизический параметр, оказывающий значительное влияние на фильтрационно-емкостные характеристики пород.

Оценки ресурсов категории C_3 были представлены по ряду перспективных структур Среднекуринской впадины [105]. Так из этого количества на долю НГР Междуречья Куры и Иори пришлось 8 структур. По Гянджинскому НГР оценками были охвачены 16 структур, по Мурадханлинскому НГР количественно охарактеризованы 33 структур.

В таблице 6.5 представлено распределение перспективных ресурсов по стратиграфическим комплексам. В этой таблице данные разделены между тремя нефтегазоносными комплексами: мезозойским, эоценовым и майкопским. Согласно представленным оценкам наибольшими УВ ресурсами категории C_3 (111/26 млн т) характеризуется осадочный разрез Мурадханлинского НГР. В индивидуальном рассмотрении эоценовый комплекс в пределах Гянджинского НГР содержит наибольший объем УВ (68/12 млн т) по сравнению со всеми остальными элементами таблицы.

Эталонные параметры, использованные при подсчете ресурсов нефти и растворенного газа категории C_3

Табл. 6.4

НГР	Эталонная площадь	Стратиграфическая позиция эталона	Эффективная мощность, м	Открытая пористость, %	Нефтенасыщенность, %	Плотность нефти, г/см^3	Газовый фактор, м^3/т	Площадь структур (мин-макс; км^2)
Междуречье Куры и Иори	Тарсдалляр	Ср. эоцен	17,0	13,0	80,0	0,870	109,0	2,5-34,0
Междуречье Куры и Иори	Мурадханлы	Верх. мел	10,2	14,3	54,2	0,877	31,2	0,7-8,1
Гянджинский	Тарсдалляр	Ср. эоцен	17,0	13	80,0	0,870	109,0	2,2-12,5
Гянджинский	Мурадханлы	Ср. эоцен	9,4	12	55,6	0,882	31,4	1,0-41,1
Гянджинский	Мурадханлы	Верх. мел	10,2	14,3	54,2	0,877	31,2	5,5-15,0
Евлах-Агджабединский	Зардаб-Шихбаги	Майкопская св.	5,2	18	60	0,873	10	6,8
Евлах-Агджабединский	Джафарли	Ср. эоцен	20,0	9,8	57,4	0,872	24	1,0-6,5
Евлах-Агджабединский	Мурадханлы	Ср. эоцен	9,4	12	55,6	0,882	31,4	2,1-4,3
Евлах-Агджабединский	Мурадханлы	Верх. мел	10,2	14,3	54,2	0,877	31,2	0,3-30,3

Распределение перспективных ресурсов СЗ по стратиграфическим комплексам

Табл. 6.5

УВ ресурсы СЗ ► / НГР ▼	нефть (тыс. т)	раств. газ (млн м^3)	стратиграфический комплекс					
	геол. извлек.	геол. извлек.	мезозой		эоцен		майкоп	
			нефть	раств. газ	нефть	раств. газ	нефть	раств. газ
НГР междуречья Куры и Габырры	59 937	5 465	13 727	428	46 210	5 037		
	16 883	1 497	4 407	137	12 477	1 360		
Гянджинский	84 639	5 383	16 201	505	68 438	4 877		
	17 023	1 270	5 200	162	11 822	1 108		
Мурадханлинский	111 022	3 175	52 455	1 637	55 890	1 512	2 677	27
	26 399	794	16 838	525	9 160	264	402	4
Итого	***255 598***	***14 023***	***82 383***	***2 570***	***170 538***	***11 426***	***2 677***	***27***
	60 305	***3 561***	***26 445***	***825***	***33 458***	***2 732***	***402***	***4***

Распределение по глубинным интервалам представлено в таблице 6.6. Здесь выявляется четкое различие в глубинном распределении ресурсов нефти между рассматриваемыми районами. В Гянджинском районе пик C_3 ресурсов нефти соответствует интервалу глубин 1-2 км. В Мурадханлинском НГР он находится глубже – в диапазоне 2-3 км. В НГР междуречья Куры и Иори пик расположен уже в глубокопогруженных (более 5 км) слоях осадочного чехла. Это объясняется тем, что на площади Эльдароюгу, наиболее крупной по ресурсам C_3 структуре, сейсмогеологическая поверхность среднего эоцена залегает ниже гипсометрической отметки 5 км.

Распределение перспективных ресурсов по глубине осадочного чехла, как по отдельным НГР, так и по их сумме графически представлено на рис. 6.5. Согласно полученным оценкам, наиболее высокие объемы УВ ресурсов приурочены к глубинам 3-4 км (см. рис.6.5.б). В стратиграфическом распределении наибольшие ресурсы приходятся на долю эоценового комплекса (см. рис.6.5.г).

Соотношение перспективных (C_3) и прогнозных (D_1, D_2) ресурсов представляет несомненный интерес (р0ис.6.6). Прогнозные категории ресурсов наименее достоверны, т.к. они представляют ту часть УВ потенциала, которая опирается на крайне приблизительные расчеты. Но в то же время без них количественную картину невозможно считать полной.

Приводимые в данной главе оценки УВ ресурсов в определенной степени указывают на необходимость уделения внимания к нижнему этажу нефтегазоносности в Среднекуринской впадине, в особенности к погребенным структурам и неантиклинальным ловушкам, связанным с мезозойскими отложениями. Наименее изученными в разрезе Среднекуринской впадины являются нижнемеловые и юрские отложения, которые ввиду недостаточной освещенности геолого-геофизическими исследованиями в настоящее время оказались вне рамок данного изложения. Отсутствие геохимических сведений, наличие которых могло помочь оценке потенциала генерации углеводородов в указанных отложениях, а также неизвестность объема и распространенности этих отложений являются дополнительными причинами, препятствующими осуществлению оценок ресурсов. Этим направлениям следует уделить больше внимания с целью разработки более обоснованных с научной точки зрения оценок перспектив нефтегазоносности.

Распределение перспективных ресурсов C_3 по глубинным интервалам осадочной толщи

Табл. 6.6

УВ ресурсы C_3 ▶ / НГР ▼	нефть (тыс.т)	раств. газ (млн м³)	Глубина гипсометрическая, км											
	геол. извлек.	геол. извлек.	0 - 1		1 - 2		2 - 3		3 - 4		4 - 5		5 +	
			нефть	раств. газ	нефть	раств. газ	нефть	раств. газ	нефть	раств. газ	нефть	раств. газ	нефть	раств. газ
НГР междуречья Куры и Габырры	59 937	5 465					4 170	341	9 296	843	9 638	301	36 833	3 981
	16 883	1 497					1 200	94	2 622	231	3 094	97	9 967	1 076
Гянджинский	84 639	5 383	21 718	2 263	39 766	2 396	14 828	463	4 706	147	3 620	114		
	17 023	1 270	5 595	603	5 741	490	4 279	134	1 155	36	253	8		
Мурадханлинский	111 022	3 175							80 213	2 374	21 246	571	9 563	230
	26 399	794							21 941	669	3 579	103	880	21
Итого	***255 598***	***14 023***	***21 718***	***2 263***	***39 766***	***2 396***	***18 998***	***804***	***94 215***	***3 364***	***34 503***	***986***	***46 397***	***4 210***
	60 305	***3 561***	***5 595***	***603***	***5 741***	***490***	***5 479***	***228***	***25 717***	***936***	***6 926***	***208***	***10 847***	***1 097***

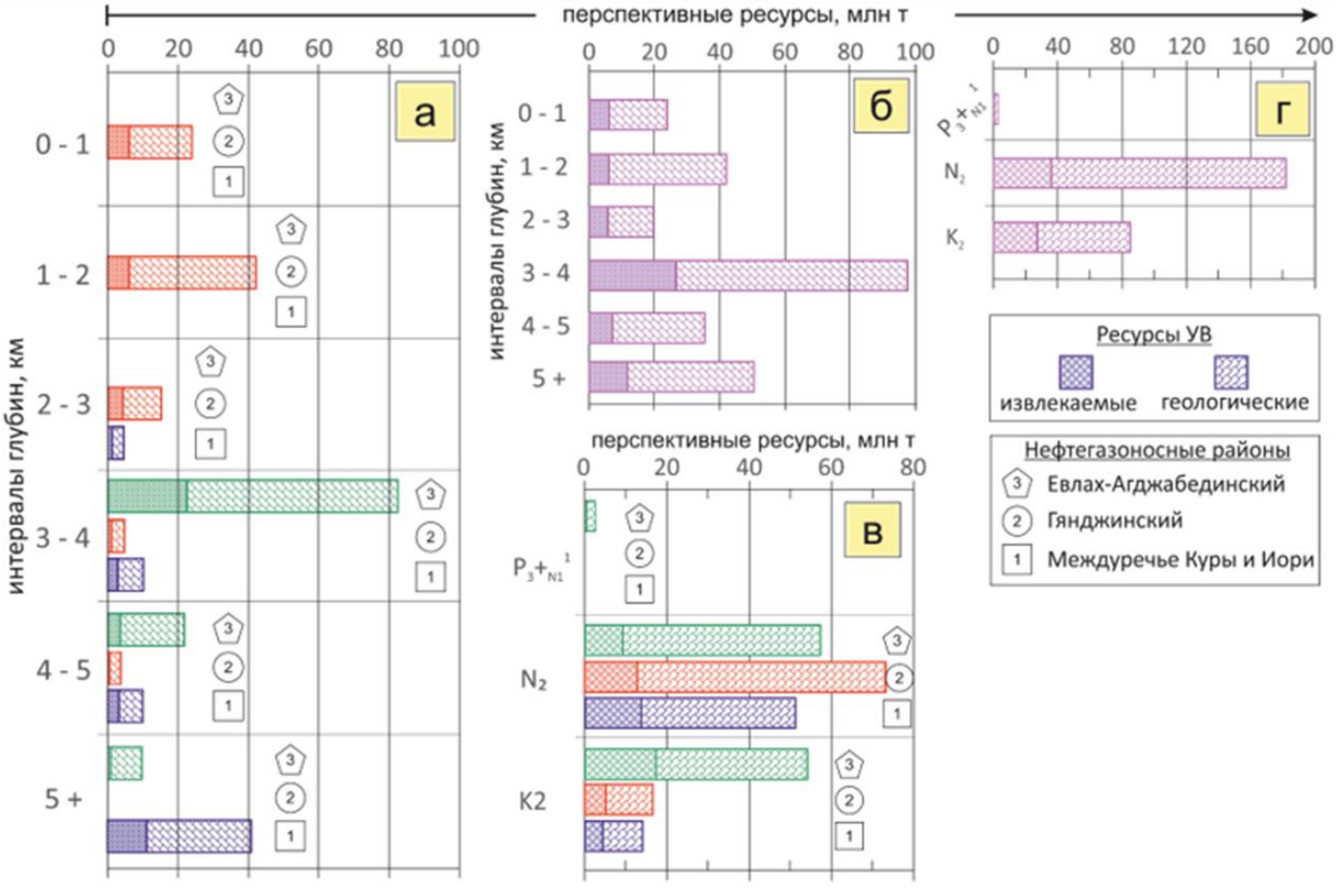

перспективные ресурсы, млн т
0 20 40 60 80 100
интервалы глубин, км
0 - 1
1 - 2
2 - 3
3 - 4
4 - 5
5 +
а
б
в
г
0 40 80 120 160 200
$P_3+_{N1}^1$
N_2
K_2
Ресурсы УВ
извлекаемые
геологические
Нефтегазоносные районы
3 Евлах-Агджабединский
2 Гянджинский
1 Междуречье Куры и Иори

Рис.6.5 Распределение перспективных ресурсов категории C_3 в нефтегазоносных районах Среднекуринской впадины

Условные обозначения: а) по интервалам глубин; б) сумма по трем районам; в) по стратиграфическим подразделениям; г) сум-ма по трем районам

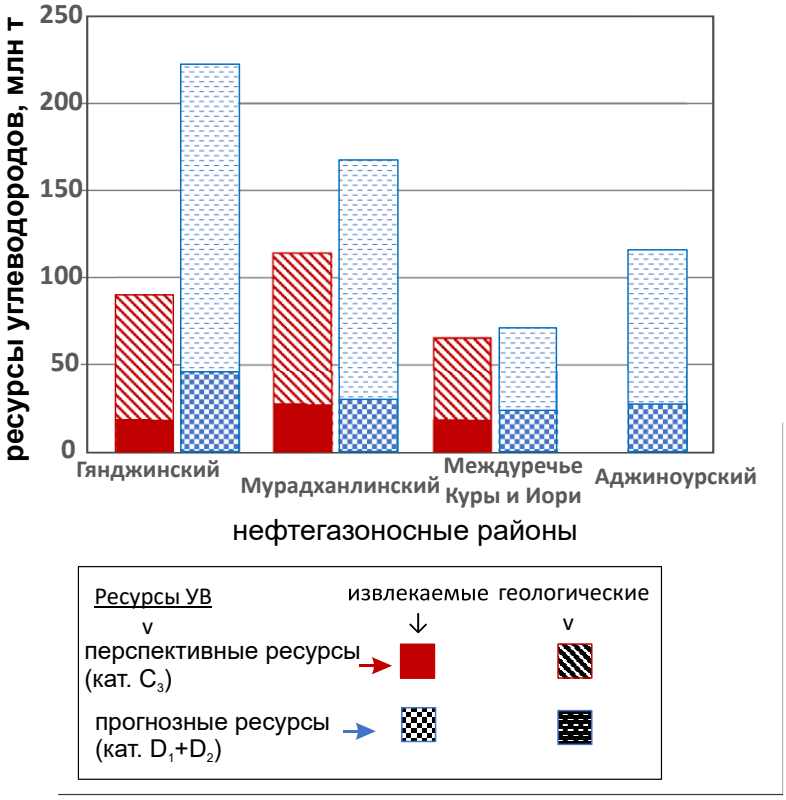


Рис.6.6 Распределение ресурсов категории C_3 и D_1+D_2

Перспективы поисков и разведки нефти и газа

Оценка перспектив нефтегазоносности региона и основные направления поисков базируются на рассмотренных нами основных критериях приведенные в предыдущих главах работы. Между тем, среди основных предпосылок для обоснованного выбора направления поисков, которые имеют прямую связь с практикой прогноза, является создание представлений об основных закономерностях пространственного распределения залежей (ловушек) УВ на основе, как региональных геологических исследований, так

и изучения отдельных залежей, т.е. необходимо иметь представление о распространенных формах нефтегазовых залежей [37,66,67, 69,77].

Одно из первых исследований, в которой обобщен и систематизирован обширный геологический материал по месторождениям Азербайджана является работа Б.К.Бабазаде (1964). Всесторонне изучив типы залежей Апшеронского полуострова и Апшеронского архипелага, Прикуринской низменности и Гобустана, Прикаспийско-Кубинской и Гянджинской областям, Б.К.Бабазаде разработал детальную схему классификации месторождений нефти и газа Азербайджана, для которых «многопластовость и наличие разнообразных типов залежей не только в пределах одного и того же месторождения, но даже в одном и том же пласте» является характерной особенностью [28].

Поисково-разведочные работы в Среднекуринской впадине, проведенные в начале 70-х и 80-х годах прошлого столетия, ознаменовались открытием ряда месторождений и залежей в отложениях верхнего мела и эоцена. В монографиях [40,48,56,70,93] представлены классификации типов залежей УВ как по отдельным НГР, так и в целом по впадине. Опираясь на работы вышеуказанных авторов, комплексное изучение имеющихся данных позволило нам расширить представления о выявленных нефтегазовых скоплениях.

В процессе исследований выявлено изменение с глубиной строения ловушек УВ в сторону значительного усложнения. По стратиграфической приуроченности, литологии вмещающих пород и структурной форме залежи УВ представлены различными типами ловушек, образование которых происходило в условиях сложной геологической эволюции впадины. Как правило, от майкопских отложений к эоцену и мелу, тип ловушки от литологически ограниченных или сводовых, изменяются на сложно построенные (комбинированные) залежи и в подавляющем большинстве своем осложнены разрывными нарушениями [23 – 25,77,91,99].

Ниже приводится краткая характеристика выявленных в Среднекуринской впадине залежей УВ (рис. 6.7):

- залежь нефти в миоцене является сводовой, связана с переслаиванием песков, песчаников, мергелей, реже доломитов и относится к тектонически экранированному типу (площадь Мурадханлы – чокракский горизонт);
- нефтегазовые залежи в майкопе представлены тектониче-

ски экранированными, литологически ограниченными и стратиграфическими ловушками, установлены в песчаных горизонтах и на всем протяжении юго-западного борта размыты акчагыльской трансгрессией (площади Тертер, Аджидере, Казанбулаг, Далимамедли, Гюллюджа, Агджабеды, Бейлаган, Ширванлы, Шихбаги, Зардоб-нефть+газ, Кафландере-газ,);

– нефтяные залежи в эоцене, в которых определены коллекторы терригенного (песчано-алевритового), карбонатного, вулканогенно-осадочного состава и представлены тектонически экранированными, литолого-стратиграфическими и литолого-ограниченными ловушками (Дамиртепе-Удабно, Гюрзундаг, Тарсдалляр, Мурадханлы, Джафарлы, Зардоб, Амирарх, Бозгобу, Далимамедли, Казанбулаг, Дуздаг);
– нефтяные месторождения в верхнемеловых отложениях характеризуются наличием тектонически экранированной и литологически ограниченной залежами, которые представлены вулканогенными и карбонатными коллекторами (Мурадханлы, Советляр).

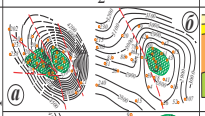
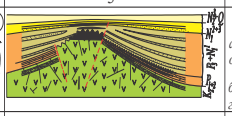
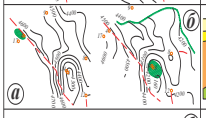
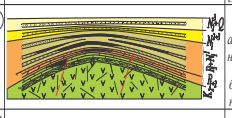
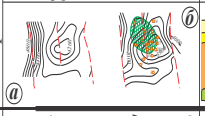
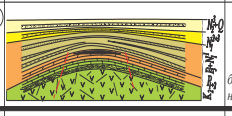
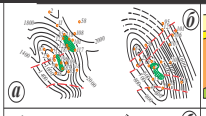
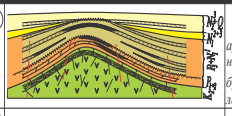
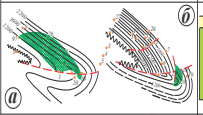
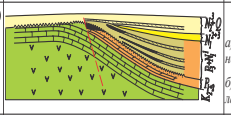
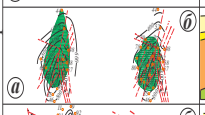
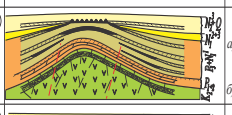
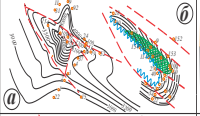
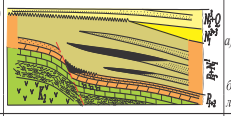
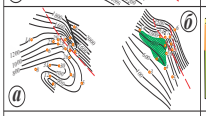
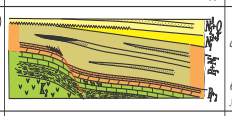
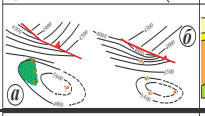
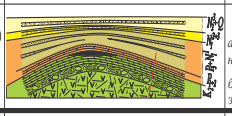
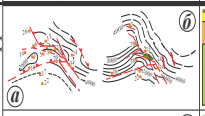
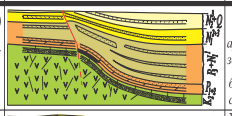
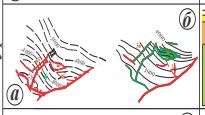
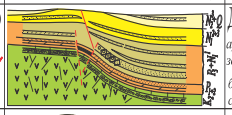
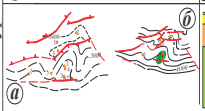
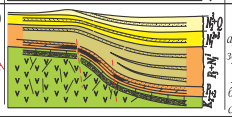
Обобщение фактических данных показал, что размещение нефтегазовых залежей связаны с разрывами, которые или разбивают структуры на блоки и частично экранируют выявленные залежи, или являются литолого-дизъюнктивным или дизъюнктивно-стратиграфическим экраном (В.Я.Ратнер, 1982).

Таким образом, формирование неантиклинальных ловушек, вмещающих залежи нефти в верхнемеловых и палеогеновых отложениях в пределах Среднекуринской впадины, обусловлено:

- во-первых, формированием аномальных разрезов, в которых наблюдается переслаивание песчано-мергельных пластов в майкопской толще;
- во-вторых, развитием зон разуплотнения, трещиноватости в результате литогенетических или тектонических преобразований в породах верхнего мела и эоцена.

Изучение интенсивности прогибания Среднекуринской впадины позволило выделить два этапа развития, которые отличаются по темпам погружения [20,22,90].

Скорость осадконакопления первого этапа охватывает интервал времени начиная с верхнего мела до эоцена включительно и колеблется от 10 до 30м/млн. лет.

НГР	Структурные основы	Схематические разрезы выявленных залежей	Месторождения залежи	Характер выявленных залежей нефти (тип ловушки)
1	2	3	4	5
Мурадханлинский нефтегазоносный район			**Мурадханлы** *а) По кровле эффузивных образований* *б) По кровле чокракского горизонта*	Эффузивный верхний мел - 1. сводовая, антиклинальная, 2. тектонически экранированная Средний +верхний эоцен - литолого-стратиграфическая б) Чокрак - тектонически экранированная
			**Зардоб** *а)По размытой поверхности мезозоя* *б) По поверхности среднего эоцена*	1.Вулканогенно-карбонатные отложения верхнего мела - тектонически экранированная 2.Верхний эоцен - литологически экранированная 3.Майкоп - литологически ограниченная
			**Джафарлы** *а)По размытой поверхности мезозоя* *б) По поверхности среднего эоцена*	Средний эоцен - литолого-тектонически экранированная
Гянджинский нефтегазоносный район			**Казанбулаг** *а) По кровле нижнеэоценовых отложений* *б) По подошве II казанбулагского горизонта*	1.Средний эоцен -литолого-тектоническеи ограниченная 2.Верхний эоцен - стратиграфически экранированная 3.Майкоп (I и II, V казанбулагский горизонты) - сводовые, литологически ограниченные
			**Далимамедли** *а) По кровле нижнеэоценовых отложений* *б) По подошве II казанбулагского горизонта*	1.Верхний эоцен - литолого-стратиграфическая 2.Майкоп (II казанбулагский, V нафталанский горизонты) - литологически ограниченные
			**Нафталан** *а) По кровле V горизонта* *б) По кровле II горизонта*	1.Майкоп (I и II горизонты - тектонически нарушенные, III и IV горизонты - тектонически экранированные, V и VI горизонты - литолого-тектонически экранированные)
			**Тертер** *а)По кровле верхнего мела* *б)По подошве V нафталанского горизонта*	Майкоп (надкарачинарский и карачинарский [нафталанский] горизонты) - литологическая
			**Бейлаган** *а)По кровле эоцена* *б)По подошве II нафталанского горизонта*	Нижний майкоп - литологически-ограниченная (V,VI нафталанский пгоризонт) Эоцен - структурно-стратиграфическая, тектонически нарушена (III казанбулагский горизонт)
			**Советляр** *а)По размытой поверхности мезозоя* *б)По поверхности среднеэоценового комплекса*	Карбонатный верхний мел - сводовая
Нефтегазоносный район междуречье Куры и Габырры			**Тарсдалляр** *а) По поверхности мезозойских отложений* *б) По поверхности среднего эоцена*	Средний эоцен - литологическая, частично экранирована разрывным нарушением
			**Дамиртепе-Удабно** *а) По поверхности мезозойских отложений* *б) По поверхности среднего эоцена*	Средний эоцен - тектонически экранированная
			**Гюрзундаг** *а) По поверхности мезозойских отложений* **Бююк Палатекян** *б) По поверхности среднего эоцена*	Средний эоцен - тектонически нарушенная Средний эоцен - тектонически экранированная

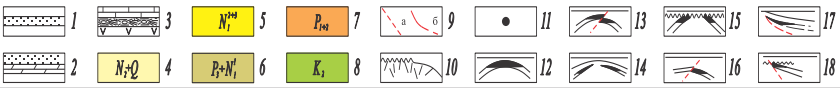


Рис.6.7 Модели и типы залежей (ловушек) нефти и газа, выявленных в Среднекуринской впадине

Условные обозначения: 1-глинисто-песчаная фация; 2-терригенно-карбонатная фация; 3-терригенно-карбонатно-туфогенные и эффузивные образования; 4-антропоген/плиоцен; 5-средний+верхний миоцен; 6-олигоцен+нрижний миоцен (майкоп); 7-палеоцен+эоцен; 8-верхний мел; 9-разрывные нарушения: а) по данным геологической съемки, б) по данным бурения и сейсморазведки; 10-трещины, каверны; 11-поверхностные проявления.

Залежи (ловушки): 12-простые ненарушенные сводовые; 13-тектонически нарушенные сводовые; 14-литологически экранированные; 15-стратиграфически экранированные; 16-тектонически экранированные; 17-литологически ограниченные; 18-связанные с поверхностью несогласия

Второй интервал – олигоцен и весь неоген, включая антропоген характеризуется скоростями осадконакопления от 100 до 165м/ млн. лет. Интенсивное прогибание на втором этапе изменило положение регионального наклона слоев особенно в осевых частях впадины. Полное заполнение прогиба происходит в конце миоцена, и он прекращает свое существование. С начала плиоцена в связи с воздыманием Малого Кавказа с одной стороны и вовлечением всей Куринской впадины с другой, Среднекуринская впадина превращается в пологую моноклиналь, погружающуюся в северо-восточном направлении.

Следовательно, от верхнего мела до конца миоцена рассматриваемый прогиб в виде замкнутого бассейна испытывал длительное и устойчивое прогибание с накоплением мощной толщи осадочных образований, в котором существовали благоприятные геолого-геохимические и геотермические условия для накопления и захоронения органических веществ и превращения их в углеводороды нефтяного ряда, т.е. был самостоятельной зоной нефтегазообразования.

Латеральная миграция флюидов происходила из погруженных участков (центральных частей) прогибов к их бортам заполняя по пути движения геологические тела различной геометрической формы (образующие ловушки нефти и газа), приуроченных к данному резервуару. Если на пути движения углеводородных флюидов встречались барьеры (тектонические нарушения) – происходила вертикальная миграция в другие стратиграфические коллекторы, а в условиях, когда малоамплитудные поднятия были не в

состоянии удержать поток углеводородов, то достигая поверхности земли, происходило рассеивание углеводородов в виде естественных нефтегазопроявлений [21,35,99].

Исходя из структурно-тектонических и литолого-фациальных особенностей, геохимических и гидрогеологических характеристик и механизма формирования скоплений УВ в пределах Среднекуринской впадины для проведения дальнейших поисково-разведочных работ выделены следующие зоны: высокоперспективные, перспективные и малоперспективные (рис. 6.8, 6.9).

– К высокоперспективным зонам относятся внутренние прибортовые части прогибов (Иори-Аджиноурского и Евлах-Агджабединского), ограниченных региональными нарушениями (Амирарх-Мурадханлинским на северо-востоке и Алачыг-Эльдароюгинским на юго-западе) и охватывают площади СВ борта Евлах-Агджабединского прогиба (Мурадханлы, Зардоб, Шихбаги, Джафарлы, Мамедли, Ширванлы, Барда), а также северо-восточную и северо-западную части междуречья Куры и Иори (Тарсдалляр, Кичик Палантекян, Беюк Палантекян, Ахтепе, Гюрзундаг, Союгбулаг, Джахандаргель). Промышленная нефтегазоносность установлена в верхнемеловых, палеогеновых (майкоп, эоцен) и чокракских отложениях.

В высокоперспективных зонах возможные скопления нефти и газа будут связаны с ловушками дизъюнктивных или литолого-дизъюнктивных экранов.

– Вторая зона – перспективная - занимает юго-западную и северо-восточную прибортовые части Евлах-Агджабединского прогиба и охватывает в целом Гянджинский НГР и значительную территорию междуречья Куры и Иори. В перспективной зоне, выделенной в пределах Гянджинского НГР, промышленная нефтегазоносность установлена в майкопских и эоценовых отложениях (Тертер, Аджидере, Казанбулаг и др.), которые приурочены в основном к северо-восточным крыльям структур. Обобщением материала установлено, что отложения майкопа почти на всем протяжении юго-западного борта размыты акчагыльской трансгрессией, что привело к разрушению залежей. Северо-восточная перспективная зона в отличии от юго-западной характеризуется перерывами в осадконакоплении в нижнем (верхний мел-эоцен) и верхнем (олигоцен-антропо-

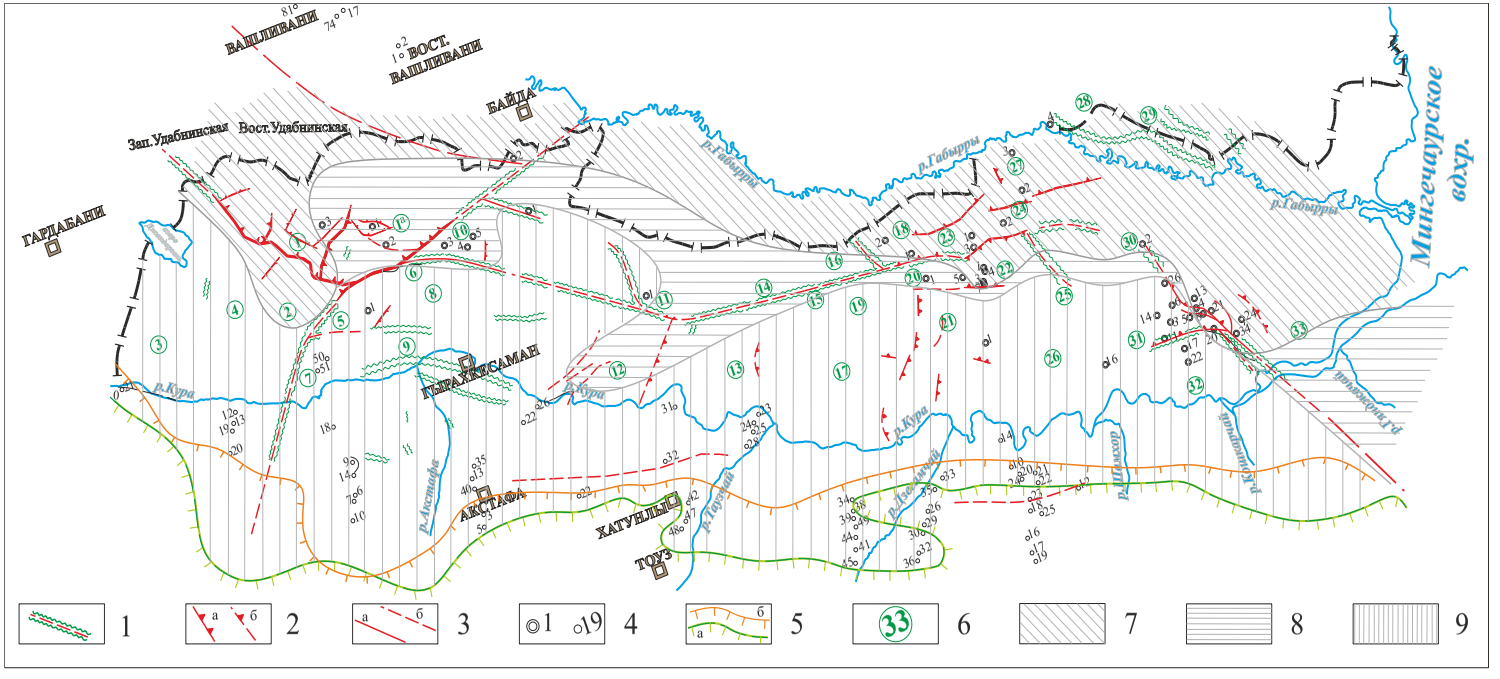

ВАШЛИБАНИ
ВОСТ. ВАШЛИБАНИ
Зап.Удабинская
Вост.Удабинская
БАЙДА
ГАРДАБАНИ
р.Габырры
Мингечаурское вдхр.
р.Кура
ГЫРАХКЫСАМАН
АКСТАФА
р.Акстафа
ХАТУНЛЫ
р.Горуш
ТОУЗ
р.Пешкоп
1
2
3
4
5
6
7
8
9

Рис.6.8 Схематическая карта перспектив нефтегазоносности междуречья Куры и Иори

Условные обозначения: 1-зоны сложной сейсмической информации; 2-разрывы по данным сейсморазведки: а) выявленные и б) предполагаемые; 3-разрывы по данным бурения: а) выявленные и б) предполагаемые; 4-скважины: а) поисково-разведочного бурения и б) структурно-поисковые; 5-а) линия размыва верхнего мела, б) линия выклинивания среднего эоцена; 6-номера структур выявленных сейсморазведкой; 7-высокоперспективная зона; 8-перспективная зона; 9-малоперспективная зона.

Структуры: 1-Джахандар; 1а-Дамиртепе-Удабно; 2-Союгбулаг; 3-Беюк Кесик; 4-Шихлы; 5-Мамедтепе; 6-Салоглы; 7-Кухет; 8-Кушкуна; 9-Гырахкесаман; 10-Саждаг; 11-Молладаг; 12-Алимарданлы; 13-Кирзан; 14-Карадюз; 15-Гедакдюз; 16-Эйридере; 17-Эльчин; 18-Ахтепе; 19-Гедакдаш; 20-Герби Гюрзундаг; 21-Кейрюк-кейлан; 22-Гюрзундаг; 23-Беюк Палантекян; 24-Келлуг; 25-Джейрандере; 26-Джейранчель; 27, 28, 29-структуры в Иорской долине; 30-Кичик Палантекян; 31-Тарсдалляр; 32-Еникенд; 33-Шерги Тарсдалляр; 34-Кесаман; 35-Эльдароюгу

геновый) структурных этажей. В перспективной зоне выделенной в пределах НГР междуречья Куры и Иори на всех разведанных структурах отмечались признаки нефтегазоносности в палеогене (в частности майкопских отложениях), а на площади Ортагаш-Кафландере при опробовании получен промышленный фонтан газа и притоки пластовой воды с нефтью.

В этих зонах основными являются ловушки литологических и стратиграфических экранов, ловушки литолого-дизъюнктивных экранов, а также залежи приуроченные к поверхности несогласия.

– Третья зона - малоперспективная - в НГР междуречья Куры и Иори включает в себя площади Еникенд, Кейрюк-кейлан, Молладаг, Мамедтепе, Гырахкесаман и Саждаг. В направлении воздымания борта юго-западной части Иорского прогиба одновременно происходит уменьшение мощности палеогеновых отложений вплоть до полного выклинивания и трансгрессивно перекрыты, в подавляющем большинстве случаев, апшеронской континентальной фацией, что дает основание причислить эту зону к малоперспективной.

Для поисков нефтегазовых залежей следует учесть следующие факторы:

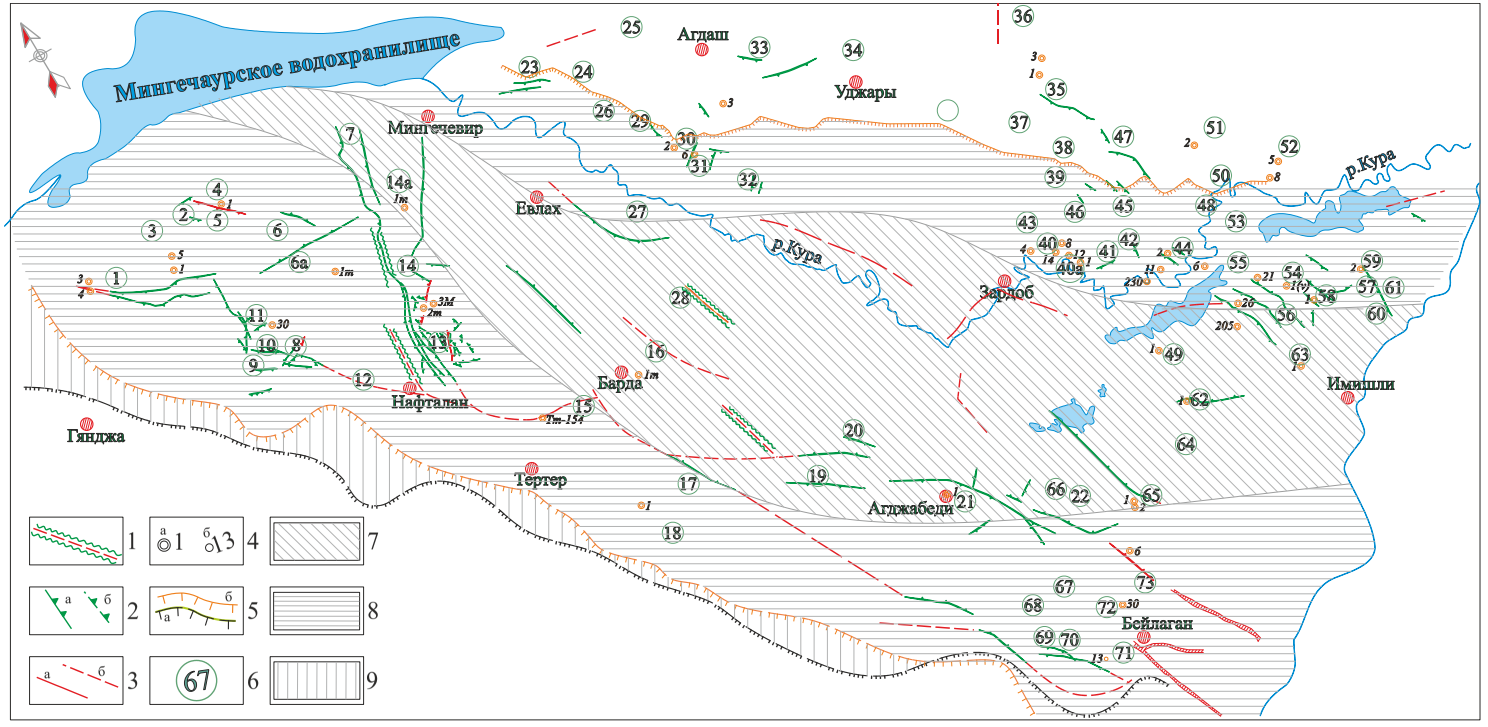

Мингечаурское водохранилище
Агдаш
Уджары
Мингечевир
Евлах
Зардоб
р.Кура
Барда
Нафталан
Гянджа
Тертер
Агджабеди
Имишли
Бейлаган
1
2
3
4
5
6
7
8
9

Рис.6.9 Схематическая карта перспектив нефтегазоносности Евлах-Агджабединского прогиба

Условные обозначения на рис.6.8.

Структуры: 1-Далимамедли; 2-Срюгханлы; 3-Корчайская; 4-Бозери; 5-Фахралы; 6-Хазырахмедли; 6а-Борсунлу; 7-Боздаг; 8-Казанбулаг; 9-Чайлы; 10-Зиядхан; 11-Шимали Зиядхан; 12-Аджидере; 13-Нафталан; 14а-Дуздаг; 14-Гедакбоз; 15-Тертер; 16-Ширванлы; 17-Тазакенд; 18-Гюллюджа; 19-Гиндарх; 20-Лемберан; 21-Агджабеды; 22-Южный Агджабеди; 23-Варвара; 24-Гушчу; 25-Шихлыарх; 26-Гархунлы; 27-Айриджа; 28-Барда; 29-Мурсальская; 30-Западный Амирарх; 31-Амирарх; 32-Пираза; 33-Хосров; 34-Уджарская; 35-Гараджалы; 36-Мюсюслинская группы поднятий; 37-Дилемарх; 38-Баргушад; 39-Каргалы; 40а-Гаравели; 40-Зардоб; 41-Шихбаги; 42-Восточный Шихбаги; 43-Гусейнханлы; 44-Сеюдляр; 45-Гышлаг; 46-Бегимли; 47-Гарабат; 48-Шахсуни; 49-Бозгобу; 50-Чолли; 51-Сорсор; 52-Джарлы; 53-Мамедли; 54-Гасанлы; 55-Мурадханлы; 56-Джафарлы; 57-Гаджикасымлы; 58-Гаралы; 59-Мильская; 60-Гарагашлы; 61-Восточный Гарагашлы; 62-Ширинкум; 63-Агамамедли; 64-Западный Ширинкум; 65-Советляр; 66-Аггель; 67-Эйвазлы; 68-Кебирли; 69-Гемерли; 70-Восточный Гарагашлы; 71-Айрын; 72-Бейлаган; 73-Болсулу

- наличие несогласного залегания и длительность перерывов, как до верхнемелового периода, так и непосредственно в верхнем меле и палеогене;
- оживление глубинных разрывов и формирование зон трещиноватости в сводах поднятий и выступов после перекрытия их непроницаемыми породами;
- в условиях непроницаемых коллекторов участки развития эпигенетических коллекторов приобретают особое значение в качестве объектов возможных скоплений УВ приуроченных к зонам разрывов
- наличие зон разуплотнения в мезозойских отложениях с помощью метода сейсмолокации бокового обзора (СЛБО), который позволяет выделить как трещиноватые зоны, так и уплотненные.

В связи с неравномерным изучением отдельных зон перед поисково-разведочными работами необходимо решать следующие задачи:

- поиски новых залежей в нижних структурных этажах;

- бурение параметрических скважин, с комплексированием его сейсморазведочными работами с целью картирования неструктурных ловушек в прибортовых зонах;
- проведение сейсморазведочных работ в слабо изученных районах с уплотнением сейсмических профилей, с целью поисков и подготовки к бурению новых структур-ловушек.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведеннымй комплексный анализ основных критериев нефтегазоносности позволяет сделать следующие выводы:

– Детальная литолого-стратиграфическая характеристика позволила выделить реперные горизонты, установить закономерности изменения литолого-фациального состава и толщин отложений верхнего мела и палеогена, коллекторские свойства пород-коллекторов и изолирующие свойств пород покрышек.

Коллекторами нефти и газа являются верхнемеловые вулканогенные и отчасти карбонатные породы трещинно-порового и кавернозного типа, эоценовые – карбонатно-терригенные и туфогенные образования, а также майкопские и чокракские терригенные отложения. Покрышками залежей нефти и газа являются: для верхнего мела преимущественно палеоцен-нижнеэоценовые глинистые образования на сводах поднятий и майкопа на их крыльях; для эоценовых и майкопских – глинистые толщи тех же отложений и, наконец для чокракских – глины верхнего миоцена.

– По геолого-геофизическим данным составлены уточненные структурные карты и восстановлена история геологического развития региона и отдельных локальных структур на основе карт суммарных мощностей и серий палеотектонических профилей. Результаты комплексного изучения имеющихся данных показали, что основные зоны развития локальных структур связаны с разрывными нарушениями, фиксирующиеся сейсморазведочными работами различных модификаций, результаты которых остаются пока единственными, позволяющими получать достаточно достоверные структурные построения по поверхностям исследуемых отложений. В общем плане территория Среднекуринской впадины не представляет собой регион с идентичными условиями тектонического развития. В каждом из НГР выделяются зоны, в которых активизация тектонических движений, на определенных этапах геологической истории, приводит как к возрождению региональных нарушений, так и образованию новых с сопутствующими или оперяющими их разрывов различной глубины и стратиграфического возраста.

Анализ всех этих материалов свидетельствует о наличии здесь благоприятных структурно-тектонических условий для нефтега-

зонакопления, которыми являются зоны протяженных продольных разрывов, проходящих вкрест возможных путей миграции углеводородных флюидов.

- В результате изучения геохимических компонентов битумоидной части, включая исследования, проведенные в газо-жидкостном хроматографе, по расчетам палеотемпературы и суммарных импульсов тепла стратиграфический интервал для интенсивного преобразования ОВ в нефть в верхнемеловых и палеоцен-эоценовых отложениях приходится на олигоцен-миоценовое время и отмечается на глубине 3,5-4км, что позволяет сделать вывод о возможности наличия благоприятных геохимических условий для нефтегазообразования в глубоких зонах интенсивного осадконакопления, хотя поперечные разломы и складчатость, преимущественно в Евлах-Агджабединском прогибе, повлияли на чередование зон нефтегазообразования, где выделяются отрицательные и положительные зоны. Наиболее вероятными нефтегазопродуцирующими литолого-стратиграфическим комплексами в зонах нефтегазообразования могли, по нашему мнению, являться глины и аргиллиты нижнего-среднего эоцена и майкопа и предположительно низы верхнего мела, еще слабо изученные бурением в погруженной части региона, а также нижнего мела и юры, которые пока не вскрыты.
- Используя данные вод по скважинам выявлено закономерное изменение их гидрохимических особенностей, как по площади, так и по разрезу и составлены карты-схемы зональности нефтеводоносных комплексов. На большей части Среднекуринской впадины, в палеогеновых и верхнемеловых отложениях распространены элизионные воды хлоркальциевого и гидрокарбонатно-натриевого типов. Наличие ряда аномалий (ВРОВ, геотермических, гидродинамических, гидрохимических) свидетельствуют о хороших условиях сохранности залежей.

Исходя из вышеизложенного можно сделать следующие рекомендации.

<u>В области геофизических методов разведки</u> целесообразно сейсморазведкой покрыть более густой сетью профилей зоны палеоподнятий. Такими первоочередными зонами являются: междуречье Куры и Иори – древнее поднятие, расположенное между Тарс-

далляр и Гюрзундагской площадей. Особенно следует охватить северо-западную часть этого древнего поднятия, от скв.26 в сторону скв.3 и 4 Гюрзундаг. Здесь могут быть неантиклинальные ловушки по среднему эоцену, мощность которого от Гюрзундага в сторону Тарсдалляр, резко уменьшается (до полного исчезновения).

Другой зоной детальной сейсмической работы является площади выделенных поднятий Джандаргель и Союгбулаг с юго-запада и Дамиртепе-Удабно с севера. В пределах палеоподнятия, расположенного в районе этих поднятий следует густой сетью сейсмопрофилей опоисковать неантиклинальные ловушки в среднем эоцене и в верхнем меле.

Третьей зоной для поисков неантиклинальных ловушек является район расположения палеоподнятия на площадях Алимарданлы-Кирзан-Эньчинского выступов. В этой зоне происходит резкое сокращение мощности среднего эоцена и верхнего мела.

В пределах Евлах-Агджабединского прогиба основным районом развития неантиклинального типа ловушек является зона СВ борта (современного) на площадях Карабат, Каргалы, Шахсуни, Гышлаг и др. К северу от этих поднятий проходит зона выклинивания отдельных стратиграфических интервалов разреза палеогенового комплекса.

Другим районом работ сейсмических исследований предполагаются площади Тазакенд, Ширванлы, Барда. На некоторых из них сейсморазведкой и детальными гравиметрическими исследованиями выявлены по верхним слоям палеогена и неогена самостоятельные поднятия (антиклинальные). Однако нижние этажи осадочного комплекса (по разрезу – нижние слои кайнозоя и верхние комплексы мезозоя и глубины – 5-7км) не охвачены геофизическими исследованиями. До сих пор бытует представление о том, якобы по низам – т.е. по мезозойским отложениям на площадях Ширванлы, Барда и др. структуры нет. Возможно, здесь имеет место развитие неантиклинального типа ловушек. Тектоническое строение погребенных структур как по верхнему мелу, так и по среднему эоцену в центроклинали не полностью расшифровано. Поэтому эти площади следует исследовать с точки зрения изучения глубинного строения центральной части Евлах-Агджабединского прогиба.

<u>В области бурения поисковых и параметрических скважин</u>: в междуречье Куры и Иори следует продолжить бурение поисковых скважин на площадях Ахтепе, Беюк Палантекян, Кичик Палантекян

на верхнемеловые и эоценовые отложения, с целью поисков новых залежей нефти и газа. По верхнему мелу эти площади расположены в зоне эмиграции и аккумуляции УВ и имеют хорошие перспективы нефтегазоносности. Эоценовые отложения могут быть попутными объектами поисков.

Другая зона аккумуляции и эмиграции УВ находится в северо-западной части НГР междуречья Куры и Иори. В этом отношении перспективными следует считать выявленные сейсморазведкой антиклинальные структуры Джандаргель и Союгбулаг, которые имеют замкнутые контуры по изолинии верхнего мела, соответственно, на глубинах 3700 и 2900м, а по среднему эоцену – 2900 и 2300м. Амплитуда этих поднятий по верхнему мелу составляют, соответственно, 140 и 120м, а по среднему эоцену – 80 и 100м. Развитие этих структур носит унаследованный характер и подчиняется конседиментационному закону тектогенеза.

Учитывая совокупность отмеченных выше факторов целесообразно пробурить на каждой из этих двух поднятий по одной поисковой скважине. На поднятии Джандаргель скважину пробурить на меловые отложения с проектной глубиной 5000м, а на площади Союгбулаг – 4500м. В обеих скважинах среднеэоценовые отложения являются попутным объектом поисков.

В Евлах-Агджабединском прогибе рекомендуется пробурить поисковые и параметрические скважины на площадях Тазакенд, Ширванлы и Барда. Одну параметрическую скважину целесообразно заложить на Тазакенде и на мезозойские (юра+мел) отложения с проектной глубиной 5500м. Другую поисковую скважину заложить на площади Ширванлы после подготовки детальной сейсморазведкой нижнего структурного этажа с проектной глубиной 6000м, а скважину на площади Барда поставить в зависимости от предыдущих работ на площадях Тазакенд и Ширванлы.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис.1.1 Выкопировка из карты «Глубинное строение Черноморско – Южно-Каспийской области прогибания» (главные редакторы: К.М.Керимов, Э.Ш.Шихалибейли, 1992)

Рис.2.1 Сводные геолого-геофизические разрезы Евлах-Агджабединского погиба: а) юго-восточный борт; б) северо-западный борт

Рис.2.2 Сводная литолого-стратиграфическая колонка и расположение реперов в осадочной толще НГР междуречья Куры и Иори

Рис.2.3 Схематическая карта толщин и литофаций верхнемеловых отложений Азербайджанской части Среднекуринской впадины

Рис.2.4 Схематическая карта толщин и литофаций эоценовых отложений Среднекуринской впадины (по Ф.А.Ширинову и др. 1985, с дополнениями авторов)

Рис.2.5 Карты толщин палеогеновых отложений НГР междуречья Куры и Иори

Рис.2.6 Схематическая карта толщин майкопских отложений Азербайджанской части Среднекуринской впадины (по Ф.А.Ширинову и др. 1985, с дополнениями авторов)

Рис.2.7 Схематические карты а) пористости и б) эффективных толщин верхнемеловых отложений Евлах-Агджабединского прогиба

Рис.2.8 Схематические карты а) пористости и б) эффективных толщин среднеэоценовых отложений Евлах-Агджабединского прогиба

Рис.2.9 Схематические карты а) пористости и б) эффективных толщин среднеэоценовых отложений НГР междуречья Куры и Иори

Рис.3.1 Схематическая структурная карта по СГ-Р (поверхность мезозойских отложений) НГР междуречья Куры и Иори

Рис.3.2 Схематическая структурная карта по СГ-III (поверхность среднего эоцена) НГР междуречья Куры и Иори (по данным сейсморазведки и бурения)

Рис.3.3 Схематическая структурная карта по СГ-Р (поверхность мезозойского осадочного комплекса) Евлах-Агджабединского прогиба (по данным сейсморазведки и бурения)

Рис.3.4 Схематическая структурная карта по СГ-III (поверхность среднеэоценового комплекса) Евлах-Агджабединского прогиба (по данным сейсморазведки и бурения)

Рис.3.5 Изопахический треугольник (по данным сейсморазведочных работ МОГТ на площадях Агджабеди – Гюллюджа, Агамамедли – Ястыель)

Рис.3.6 Палеотектонические профили по линии Агджабеди – Зардоб – Гарамарьям (геолого-геофизический разрез по материалам Управления Разведочной Геофизики и результатам бурения)

Рис.3.7 Палеотектонические профили по линии Айрин – Советляр – Мурадханлы – Джарлы (по материалам Производственного Объединения «Геофизразведка» и результатам бурения)

Рис.3.8 Изопахический треугольник (по данным сейсморазведочных работ МОГТ на площадях Дуздаг – Евлах – Айриджа и Нафталан – Карадаглы)

Рис.3.9 Палеотектонические профили по линии Далимамедли – Бозери – Дуздаг – Амирарх (по материалам Производственного Объединения «Геофизразведка» и результатам бурения)

Рис.3.10 Палеотектонические профили по линии Далимамедли – Гедакбоз – Зардоб – Мурадханлы – Мильская (по материалам Производственного Объединения «Геофизразведка» и результатам бурения)

Рис.3.11 Изопахический треугольник (по результатам сейсморазведочных работ МОГТ и данных бурения на площадях нефтегазоносного района междуречья Куры и Иори)

Рис.3.12 Палеотектонические профили междуречья Куры и Иори по линии: I-I; II-II; III-III

Рис.3.13 Палеотектонические профили междуречья Куры и Иори по линии: IV-IV; V-V; VI-VI

Рис.3.14 Средние скорости поэтапного прогибания выделенных зон Среднекуринской впадины

Рис.4.1 Зависимость количества хлороформенного битума от концентрации $C_{ОРГ}$ в породах Среднекуринской впадины

Рис.4.2 Типизация ОВ в разновозрастных отложениях на основе пиролиза T_{MAX} и HI

Рис.4.3 Аннотированная диаграмма фитан/н-C_{18} и пристан/н-C_{17} для диагностирования типов органического вещества

Рис.4.4 Модель эволюции глубины залегания и прогрева отложений верхнего мела и эоцена междуречья Куры и Иори

Рис.4.5 Модель эволюции глубины залегания и прогрева отложений верхнего мела: а) северо-западной зоны Гянджинского НГР; б) Мурадханлы – Зардобской зоны (с учетом данных М.А.Рзаева и Р.Д.Шарифова, 1990)

Рис.5.1 Схема гидрохимической зональности эоцен – палеоценового комплекса НГР междуречья Куры и Иори

Рис.5.2 Схема вертикальной гидрогеохимической зональности нефтеводоносных комплексов НГР междуречья Куры и Иори

Рис.5.3 Изменение минерализации вод с глубиной погружения эоценового и мелового комплексов Среднекуринской впадины (по данным Х.Р.Рустамовой, 2014)

Рис.5.4 Сводные геотермические разрезы нефтегазоносных районов Азербайджанской части Среднекуринской впадины

Рис.5.5 График изменения разности максимальных и минимальных температур на различных гипсометрических уровнях для отдельных зон Куринской впадины

Рис.5.6 Схематическая карта глубины залегания изотермы 100ºС Азербайджанской части Среднекуринской впадины

Рис.6.1 Схематическая карта выделенных главных зон нефтегазообразования (ГЗН) в среднеэоценовых отложениях НГР междуречья Куры и Иори (по данным М.А. Рзаева с дополнениями авторов)

Рис.6.2 Схематическая карта выделенной ГЗН в эоценовых отложениях Евлах-Агджабединского прогиба (по данным М.А.Рзаева с дополнениями авторов)

Рис.6.3 Схематическая карта выделенных ГЗН в верхнемеловых отложениях НГР междуречья Куры и Иори (по данным М.А.Рзаева с дополнениями авторов)

Рис.6.4 Схематическая карта выделенных ГЗН в верхнемеловых отложениях Евлах-Агджабединского прогиба (по данным М.А.Рзаева с дополнениями авторов)

Рис.6.5 Распределение перспективных ресурсов категории C_3 в нефтегазоносных районах

Рис.6.6 Распределение ресурсов категории C_3 и D_1+D_2

Рис.6.7 Модели и типы залежей (ловушек) нефти и газа выявленных в Среднекуринской впадине

Рис.6.8 Схематическая карта перспектив нефтегазоносности Евлах-Агджабединского прогиба

Рис.6.9 Схематическая карта перспектив нефтегазоносности междуречья Куры и Иори

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 Сводный литолого-стратиграфический разрез вскрытых бурением отложений

Таблица 1.2 Нефтегазоносность Среднекуринской впадины

Таблица 3.1 Изменение пористости и проницаемости

Таблица 4.1 Геохимическая характеристика ОВ пород Среднекуринской впадины

Таблица 4.2 Содержание УВ в меловых и палеогеновых отложениях Евлах-Агджабединского прогиба и междуречья Куры и Иори

Таблица 4.3 Основные показатели состава н-алканов мКиГ

Таблица 4.4 Основные показатели состава н-алканов ЕАп

Таблица 4.5 Геохимические показатели состава петролейно-эфирных битумоидов пород

Таблица 4.6 Геохимические показатели УВ состава нефтей

Таблица 4.7 Геохимические параметры бензиновой фракции

Таблица 4.8 Результаты исследования термогенетического преобразования отложений

Таблица 5.1 Показатели ВРиОВ пород

Таблица 5.2 Показатели ВРОВ отложений

Таблица 5.3 Изменение разности температур

Таблица 6.1 Количественная оценка эмиграции и аккумуляции объемов нефти в верхнемеловых отложениях Среднекуринской впадины

Таблица 6.2 Количественная оценка эмиграции и аккумуляции объемов нефти в эоценовых отложениях Среднекуринской впадины

Таблица 6.3 Начальные суммарные ресурсы УВ Азербайджана по НГР с указанием прогнозных ресурсов D1+D2

Таблица 6.4 Эталонные параметры, использованные при подсчете ресурсов нефти и растворенного газа категории С3

Таблица 6.5 Распределение перспективных ресурсов С3 по стратиграфическим комплексам

Таблица 6.6 Распределение перспективных ресурсов С3 по глубинным интервалам осадочной толщи

ЛИТЕРАТУРА

1. Əliyev H-M., Yusifov X.M., Süleymanov Ə.M., Mustafayeva T.M. **2007.** Azərbaycanın quru ərazisində Mezozoy çöküntülərinin proqnoz karbohidrogen resurslarının geoloji əsaslandırılması //ARDNŞ-nin "Elmi tədqiqatlar" İnstitutu, Elmi əsərlər, №8, s.3-10.
2. Hacızadə F.M. **2003**. Azərbaycanın Orta Kür çökəkliyinin geoloji quruluşu və neftqazlılığı. Bakı: Adiloğlu, 378s.
3. Rzayev M.Ə. **1990.** Orta Kür çökəkliyində neft və qaz yataqlarının əmələ gəlməsinin geoloji-geokimyəvi və paleogeotermik şəraitləri // Azərbaycan neft təsərrüfatı, №6, s.1–4.
4. Tağıyev M.F., Xuduzadə Ə.İ., Əsgərov İ.N. **2020.** Karbohidrogenlərin proqnoz resurslarının qiymətləndirilməsi: ənənəvi üsullar və müasir inkişaf istiqamətləri // Azərbaycan neft təsərrüfatı, №1, s.11–18.
5. Xuduzadə Ə.İ., Axundov Ş.X., Gədimov R.R. **2020.** Azərbaycanın quru ərazisində Üst Təbaşir çöküntülərinin litofasial xüsusiyyətləri // Azərbaycanda Geofizika yenilikləri, №1-2, s.31-36.
6. Агабеков М.Г., Салаев С.Г., Авербух Б.М. **1982.** Структурно-фациальные особенности эоценовых отложений депрессионных зон Азербайджана. Баку: Элм, 228с.
7. Алиев Аждар. **2003.** Внутренние впадины Азербайджана и оценка перспектив их нефтегазоносности. Баку: Nafta-Press, 319с.
8. Алиев Ад.А., Алиев Г-М.А., Велиева С.Р., Касумова Л.Б. **1997.** Особенности состава углеводородов органического вещества мезокайнозойских отложений Среднекуринской впадины // Труды Ин-та геологии НАН Азербайджана, Баку: Nafta-Press, №26, с.172-179.
9. Алиев Г-М.А., Касумова Л.Б. **1980.** Геохимические условия нефтегазообразования в эоценовых отложениях Азербайджана // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №3-4, с.82-85
10. Алиев Г.-М.А. **1993.** Масштабы эмиграции нефти в мезокайнозойских отложениях Азербайджана // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №3, с.13-18.
11. Алиев Г-М.А., Велиева С.Р., Алиев Ад.А. **1997.** Геохимическая оценка нефтегазоносности территории Среднекуринской впадины // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №8, с.14-20.
12. Алиев С.А. **1988**. Геотермические поля Южно-Каспийской впадины и их связь с нефтегазоносностью. // Автореф. дис. … докт.геол.-минер.наук. Баку, 28с.
13. Алиев С.А. **1988.** Геотермические критерии оценки перспектив нефтегазоносности / Научные основы поисков нефти и газа в Западном Азербайджане и Восточной Грузии. Баку: Элм, с.34-38.
14. Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М. и др. **1966.** Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. Москва: Недра, 392с.
15. Али-Заде А.А., Ахмедов Г.А., Зейналов М.М., Ахвердиев Н.Т., Рзаев М.А. **1972.** Мезозойские отложения Азербайджана и перспективы их нефтегазоносности. Москва: Недра, 216с.
16. Али-Заде А.А., Алиев Г-М.А., Рзаев М.А., Ахмедова Р.А., Бойко Н.И. **1975.** Новые данные о геохимической характеристике нефтей и формировании залежей Мурадханлинского месторождения // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №3, с.12-14.
17. Али-Заде А.А., Рзаев М.А., Алиев Г-М.А., Бойко Н.И. **1975.** Геолого-геохимические критерии перспектив нефтегазоносности меловых отложений Кюрдамирской и Кировабадской нефтегазоносных областей // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №9, с.16-21.

18. Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П., Еремин И.В., Прянишников В.К., Степанов Ю.В. **1987.** Петрология органических веществ в геологии горных ископаемых. Москва: Наука, 333с.

19. Ахмедбейли Ф.С., Исмаил-заде А.Д., Кенгерли Т.Н. **2002.** Геодинамика Восточного Кавказа в Альпийском тектоно-магматическом цикле (Азербайджан) // Труды Ин-та геологии НАН Азербайджана. Баку: Nafta-Press, №30, С. 36-47.

20. Ахундов Ш.Х. **1998.** Выделение зон нефтегазообразования в пределах междуречья Куры и Иори // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №12, с.1-4.

21. Ахундов Ш.Х. **2005.** Условия формирования залежей нефти и газа в верхнемеловых и эоценовых отложениях междуречья Куры и Иори и перспективы их поисков: Автореф. дис. … канд.геол.-минер. наук. Баку, 22с.

22. Ахундов Ш.Х., Ганиев А.А. **2006.** О связи нефтегазоносности бассейна седиментации с темпами тектонических движений и скоростями осадконакопления (на примере Иори-Аджиноурского прогиба) // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №10, с.20-24.

23. Ахундов Ш.Х., Алиев Н.М. **2010.** О возможности выявления неантиклинальных ловушек и прогнозирование осложнений при бурении в НГР междуречья Куры и Иори // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №5, s.10-13.

24. Ахундов Ш.Х. **2011.** Перспективы поисков сложнопостроенных (тектонически-экранированных) залежей углеводородов (УВ) в Куринской впадине // Научные труды SOCAR, НИПИ «Нефтегаз», №3, s.20-23.

25. Ахундов Ш.Х., Гасанов Р.И., Хасаев А.Г. **2014.** Прогнозирование тектонически экранированных ловушек в пределах Евлах-Агджабединского прогиба в свете новых данных // Азербайджанское нефтяное хозяйство, № 11, s.8-13.

26. Ахундов Ш.Х., Рустамова Х.Р. **2018**. Гидрогеохимическая и геотермическая зональность глубоких горизонтов нефтегазоносного района междуречья Куры и Иори. // Научные труды SOCAR, НИПИ «Нефтегаз», №1, s.44-51.

27. Ахундов Ш.Х., Худузаде А.И., Тагиев М.Ф., Мамедов Е.Е. **2022.** Литолого-стратиграфическая характеристика верхнемеловых и эоценовых отложений Среднекуринской впадины (Азербайджан) / Науковий журнал УкрГГРИ: Мінеральні ресурси України, Киев, №1, с. 17-23.

28. Бабазаде Б.К. **1964**. Классификация залежей и месторождений нефти и газа Азербайджана и рациональная методика их разведки. Москва: Недра, 303с.

29. Барс Е.А. **1985**. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности // В сб.: Гидрогеологические критерии прогноза залежей углеводородов. Москва: Наука, с.5-16.

30. Вассоевич Н.Б. **1986.** Геохимия органического вещества и происхождение нефти: избранные труды. Москва: Наука, 368с.

31. Высоцкий И.В. **1971.** Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. Москва: Недра, 392с.

32. Гаврилов В.П. **1975**. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления. Москва: Недра, 272с.

33. Гаджиев З.Р. **1986.** Оценка перспектив нефтегазоносности эоценовых отложений Евлах-Агджабединского прогиба: Автореф. дис. … канд.геол.-минер.наук, 20с.

34. Гаджиев Ф.М. **2002.** Гидрогеологические условия формирования и размещения месторождений нефти и газа в Южно-Каспийской мегавпадине. Баку: Чашыоглу, 386с.

35. Геология Азербайджана, том VII. Нефть и газ. **2008.** / Под ред. Ак.А.Али-Заде. Баку: Nafta-press, 672с.

36. Геофизические исследования в Азербайджане (Состояние, результаты, перспективы). **1996.** / Под ред. К.М.Керимова. Баку, Шарг-Гарб, 400с.

37. Гостинцев К.К., Гроссгейм В.А. **1969.** Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. Ленинград, 364с.

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

39. Гусейнов А.А., Гейман Б.М., Шик Н.С., Сурцуков Г.В. **1988.** Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. Москва, 213с.

40. Гусейнов А.Н. **1985.** Особенности геологического строения и нефтегазоносность Евлах-Агджабединского прогиба: Автореф. дис. … канд.геол.-минер. наук, Баку, 18с.

41. Гусейнов А.Н., Ширинов Ф.А. **1977.** Нефтегазоносные бассейны Азербайджана // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №8, с.7-12.

42. Даидбекова Э.А., Джавадов Я.Дж., Сафаров Г.И. и др. **1983.** Литология и коллекторские свойства меловых и эоценовых отложений Западного Азербайджана//Азербайджанское нефтяное хозяйство, №8, с.1-5.

43. Дильбази А.З. **1995.** Породы-коллекторы эоценовых отложений Западного Азербайджана (междуречья Куры и Иори) в связи с перспективами их нефтегазоносности: Автореф. дис. … канд.геол-минер.наук. Баку, 19с.

44. Зейналов М.М. **1969.** Верхнемеловые отложения Азербайджана и перспективы их нефтегазоносности. Баку: Азернешр, 152с.

45. Кабышев Б.П. **1987.** Палеотектонические исследования и нефтегазоносность в авлакогенных областях. Ленинград: Недра, 191с.

46. Карта: Нефтегеологическое районирование Азербайджанской ССР. **1985.** Под ред. А.В.Мамедова.

47. Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. **1986**. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. Учебник для ВУЗов. Москва: Недра, 224с.

48. Керимов В.Ю. **1987.** Поиски и разведка залежей нефти и газа в стратиграфических и литологических ловушках. Москва: Недра, 207с.

49. Керимов В.Ю., Гулиев И.С., Гусейнов Д.А., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Серикова У.С. **2015.** Прогнозирование нефтегазоносности в регионах со сложным геологическим строением. Москва: ООО «Издательский дом Недра», 404с.

50. Керимов К.М. **2005.** Состояние и перспективы поисков и разведки в Азербайджане нефтегазовых месторождений в ловушках неантиклинального типа // Azərbaycanda geofizika yenilikləri, №1, с.6-8.

51. Керимов К.М., Гаджиев Ф.М., Гасанов И.С. **1999.** Углеводородные ресурсы Куринско – Южно-Каспийской мегавпадины//Азербайджанское нефтяное хозяйство, №7, с.1-11.

52. Керимов К.М., Рахманов Р.Р., Хеиров М.Б. **2001.** Нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины. Баку: Адилоглы, 317с.

53. Конторович А.Э. **2008.** Геология нефти и газа: Избранные труды. Т.1. Геология нефти и газа Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 540с.

54. Кочарли Ш.С. **2015.** Проблемные вопросы нефтегазовой геологии Азербайджана. Баку: Ганун, 280с.

55. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. **2012**. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. Издание второе, дополненное. Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 672 с.

56. Кулиев К.Г. **1991.** Майкопская серия Среднекуринской впадины и перспективы поисков в ней залежей нефти и газа: Автореф. дис. … канд.геол.-минер. наук, Баку, 18с.

57. Курбанова Р.А., Кулиев К.Г., Аббаслы А.А. **1987**. Гидрохимическая характеристика мезокайнозойских отложений Евлах-Агджабединского прогиба. М. 6с. Деп. В ВИНИТИ 15.08.87, №8071 – В 87.

58. Лопатин Н.В. **1983.** Образование горючих ископаемых. Москва: Недра, 191с.

59. Мамедов А.В. **1973.** Геологическое строение Среднекуринской впадины. Баку: Элм, 194с.

60. Мамедов А.В. **1977.** История геологического развития и палеогеография Среднекуринской впадины в связи с нефтегазоносностью. Баку: Элм, 212с.

61. Машкович К.А. **1970.** Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. Москва: Недра, 152с.

62. Мехтиев Ш.Ф. **2010.** Геотермические исследования нефтегазоносных областей Южно-Каспийской депрессии. Избранные труды. Баку, 475с.

63. Надиров С.Г., Даидбекова Э.А., Джавадов Я.Дж. и др. **1986**. Литологические особенности эоценовых отложений междуречья Куры и Иори в связи с нефтегазоносностью // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №7, с.1-5.

64. Нефтегазоносность Западного Азербайджана **1982.** / Под ред. Ш.Ф.Мехтиева. Баку: Элм, 192с.

65. Окнова Н.С., Трушкова Л.Я., Жарков А.М., Самсонов Б.В., Мазурина М.М. **1999.** Проблема поисков залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках на рубеже веков // Нефтегазовая геология на рубеже веков. СПб, Т.1. С.207-216.

66. Окнова Н.С. **2012.** Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Т.7. №1. С.1-14.

67. Оценка перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Среднекуринской впадины и Апшероно-Гобустанской области. **1983.** / Под ред. А.А.Али-Заде. Баку: Элм, 168с.

68. Польстер Л.А., Висковский Ю.А., Николенко В.А., Садыкова П.И., Шереметьев Ю.Ф., Шустова Л.Г. **1984.** Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности. Москва: Недра, 200с.

69. Ратнер В.Я., Булатов Н.Н., Зубова М.А. и др. **1982.** Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. Альбом-справочник. Москва: Недра, 189с.

70. Рахманов Р.Р. **2007.** Закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа в мезокайнозойских отложениях Евлах-Агджабединского прогиба. Баку: Текнур, 192 с.

71. Рачинский М.З. **1991.** Гидрогеологические закономерности формирования и прогноз нефтегазоносности в альпийских геосинклинальных регионах. // Автореф. дис. … докт.геол.-минер.наук. Львов, 60с.

72. Рзаев М.А., Мустафаев Ш.А. **1988.** Историко-геологические методы прогнозирования перспектив нефтегазоносности локальных ловушек // Сб. научн. тр. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. АзНИПИнефть, С.36-43.

73. Рустамов Р.И. **1990.** Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтегазовых месторождений в межгорных впадинах юга СССР. // Автореф. дис. … докт.геол.-минер.наук. Баку, 36с.

74. Рустамов Р.И., Ахундов Ш.Х. **2011.** Перспективы поисков новых залежей нефти и газа на юго-западном борту Евлах-Агджабединского прогиба // Азербайджанское нефтяное хозяйство, № 1, с.12-17.

75. Рустамов Р.И., Ахундов Ш.Х., Халилов Н.Н. **2010.** Геотермические условия Иори-Аджиноурской впадины // Научные труды SOCAR, НИПИ «Нефтегаз», №3, s.6-9.

76. Рустамов Р.И., Ахундов Ш.Х., Рустамова Х.Р. **2013.** Геотермическое поле глубокозалегающих комплексов отложений Куринской впадины. // Научно-технический вестник: Каротажник, Тверь, №7 (229), с.57-63.

77. Рустамов Р.И., Рзаев М.А., Ахундов Ш.Х. **1991.** Перспективы поисков неантиклинальных залежей нефти в Среднекуринской впадине // Москва, Экспресс-информация «Нефтегазовая геология и геофизика», №9, с.12-16.

78. Рустамов Р.И., Рзаев М.А., Ахундов Ш.Х. **1996.** История геологического развития локальных структур междуречья Куры и Иори в связи с нефтегазоносностью // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №1-2, с.1-5.

79. Рустамова Х.Р. **2014.** Гидрогеохимическая зональность глубокозалегающих отложений азербайджанской части Куринской впадины в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. // Автореф. дис. … канд.геол.-минерал.наук. Баку, 22с.

80. Самедова Ф.И. **2011.** Нефти Азербайджана (свойства и состав). Баку: Элм, 410с.

81. Сейфуль-Мулюков Р.Б. **1983.** Палеотектонические факторы нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Москва: Наука, 272с.

82. Тиссо Б., Вельте Д. **1981.** Образование и распределение нефти: пер. с англ. под ред. Вассоевича Н.Б., Сейфуль-Мулюкова Р.Б. Москва: Мир, 501с.

83. Фейзуллаев А.А., Кочарли Ш.С., Исмайылова Г.Г. **2019.** Прогнозная оценка перспектив нефтегазоносности Аджиноурского района Азербайджана по геолого-геохимическим данным // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №3, с.4-10.

84. Фейзуллаев А.А., Рустамова Х.Р., Рустамов Р.И. **2011.** Гидрогеохимическая зональность в глубокопогруженных эоценовых и меловых отложениях Среднекуринской впадины и ее природа. // Изв. НАНА, сер. Наук о Земле, №2, с.8-12.

85. Хаин В.Е. Региональная тектоника. Основы геотектоники. **1971.** Москва: Недра, 548с.

86. Хеиров М.Б., Дильбази А.З. **1993**. Породы-коллекторы среднеэоценовых отложений Куринской впадины // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №11-12, с.8-13.

87. Хеиров М.Б., Аббасов А.Г., Ахундов Ш.Х. **1999**. Реконструкция условий осадконакопления палеогеновых отложений междуречья Куры и Иори / Тезисы совещания-семинара посвященного памяти акад. Али-Заде А.А.: Седиментология осадочно-породных бассейнов Каспийско-Черноморского региона. Баку: Изд-во НАН Азербайджана, с.75-76.

88. Худузаде А.И., Ахундов Ш.Х., Мустафаев Ю.Р., Гурбанов М.Ф. **2015.** Литолого-фациальные и палеотектонические критерии формирования залежей углеводородов палеогенового комплекса отложений нефтегазоносного района междуречья Куры и Иори // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №12, с.6-12.

89. Худузаде А.И., Ахундов Ш.Х., Аскеров И.Н., Ахундов С.Ш. **2017.** Литофациальные особенности, структурный и палеотектонический анализ верхнемеловых отложений Среднекуринской впадины в свете новых данных (на примере междуречья Куры и Иори) // Известия НАН Азербайджана, серия наук о Земле, №1-2, с.37-44.

90. Худузаде А.И., Ахундов Ш.Х., Шабанова С.В., Имамалиев Т.М., Исмайлов О.Ш. **2019.** Моделирование тектонической ситуации и прогноз пространственного распределения залежей углеводородов в Среднекуринской впадине (на примере Гянджинского НГР) // Науковий журнал УкрГГРИ: Мінеральні ресурси України, Киев, №4, с. 38-44.

91. Худузаде А.И., Ахундов Ш.Х., Тагиев М.Ф., Гулиев И.И. **2023.** Моделирование тектонической ситуации и прогноз типов залежей в нефтегазоносном районе междуречья Куры и Иори (Западный Азербайджан) / Сборник трудов научно-практической конференции «Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: Достижения нефтегазовой Геологии и Геотехнологий», Баку, 23–26 мая, с.92-97.

92. Худузаде А.И., Ахундов Ш.Х., Таирова С.А., Алиев Н.Н. **2021.** Геохимические показатели верхнемеловых и палеогеновых отложений Евлах-Агджабединского прогиба // Azərbaycanda Geofizika yenilikləri, №3–4, c.53-60.

93. Чиковани Э.В. **1984.** Палеогеновые отложения междуречья Куры и Иори, прилегающих районов Азербайджана и перспективы поисков в них нефтегазовых залежей: Автореф. дис. … канд.геол.-минер.наук, 20с.

94. Юсифов М.Г., Ахундов Ш.Х. **2013.** Прогнозирование тектонически-экранированных залежей углеводородов в Среднекуринской депрессии // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №4, s.3-8.

95. Яншин А.Л., Гарецкий Р.Г. **1960.** Методы изучения тектонических структур. Москва: Изд-во АН СССР, 240с.

96. Abrams M., Narimanov A.A. **1997.** Geochemical evaluation of hydrocarbons and their potential sources in the western South Caspian depression, Republic of Azerbaijan. Marine and Petroleum Geology. V.14, No.4, pp.451-468.

97. Akhundov Sh.Kh., Tagiyev M.F., Khuduzade A.I., Aliyev N.N. **2021.** Hydrocarbon generative properties and maturity of Cretaceous and Eocene sediments in the Middle Kura depression, Azerbaijan / SPE Annual Caspian Technical Conference (SPE-207041-RU), 5–7 October, Baku, Azerbaijan.

98. Guliyev I.S., Mamedov P.Z. and Feyzullayev A.A. **2002.** Hydrocarbon systems of the Kura – South Caspian basin. Baku: Nafta-Press, 250p.

99. Khuduzade A.I., Akhundov Sh.Kh., Guliev I.I., Gulieva L.G., Mamedova S.M., Mailova Sh.A. **2025.** Oil and gas prospects of the middle Kura basin // Baku, ANGC elmi bülleteni: Azərbaycan geoloqu, №28, s.75–87.

100. Klosterman M.J., Abrams M.A., Aleskerov E.A., Abdullayev E.N., Guseinov A.N., Narimanov A.A. **1997.** Hydrocarbon system of the Evlakh-Agdzhabedi depression // Baku, ANGC elmi bülleten: Azərbaycan geoloqu, №1, s.90-120.

101. Le Tran K., Philippe B. **1993.** Oil and rock extract analysis. In: *Applied petroleum geochemistry.* Ed. by Bordenave M.L. Editions Technip, pp.373-394.

102. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. **2005.** *The biomarker guide. Vol.I. Biomarkers and isotopes in the environment and human history.* Cambridge University Press, UK.

103. Rinaldi G., Narimanov A., Djavadova A. **1998.** Petroleum geology of the Baku archipelago fields (South Caspian Basin, Azerbaijan) // "Azərbaycan geoloqu" elmi bülleteni, , No.2, pp.69-85.

104. Rustamov R.I., Akhundov Sh.Kh. **2009.** Concerning Potential Discovery of Hydrocarbons Entrapped in Low-Permeable Eocene Reservoirs, Mid Kur River Trough, Azerbaijan // Azerbaijan Oil Industry. №1. p.38-40.

105. Tagiyev M.F., Khuduzade A.I., Akhundov Sh.Kh., Akhundova Kh.R. 2026. Updated hydrocarbon resource assessment of the Middle Kur depression, Azerbaijan // ANAS Transactions Earth Sciences, №1, p.77 – 87.

ОГЛАВЛЕНИЕ

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В КНИГЕ 3

ВВЕДЕНИЕ 5

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ 8

2. ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА 17

Характер распространения коллекторов и флюидоупоров эоценовых и верхнемеловых отложений 33

ВЫВОДЫ 49

3. ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ТЕКТОНИКИ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ И СРЕДНЕЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ 51

Палеотектонический анализ 60

Моделирование тектонической ситуации 61

ВЫВОДЫ 84

4. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД И НЕФТИ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАЛЕОТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ (ПАЛЕОТЕМПЕРАТУР И ПАЛЕОГЛУБИН) УСЛОВИЙ НАКОПЛЕНИЯ И ГЕНЕРАЦИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА 86

Геохимическая характеристика пород 86

Геохимические особенности нефти 93

Типизация ОВ и нефтегазообразование 103

Определение палеотемпературы и палеоглубин в пластах верхнего мела и эоцена 107

Сопоставление суммарного импульса тепла (СИТ) и отражательной способности (ОС) витринита пластов верхнего мела и эоцена *112*

ВЫВОДЫ **119**

5. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ И ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ И СРЕДНЕЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ **121**

Краткая характеристика пластовых вод и гидрогеохимическая зональность *122*

Геотермические условия *133*

ВЫВОДЫ **139**

6. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ **142**

Зоны аккумуляции УВ и перспективы поисков и разведки нефти и газа *149*

Перспективы поисков и разведки нефти и газа *162*

ЗАКЛЮЧЕНИЕ **173**

СПИСОК РИСУНКОВ **177**

СПИСОК ТАБЛИЦ **180**

ЛИТЕРАТУРА **181**

ОГЛАВЛЕНИЕ **187**



Арастун Исмаил оглы Худузаде

Доктор философии по наукам о Земле Арастун Исмаил оглы Худузаде родился 3 января 1967 года в селе Бахар (Кесаман) Варденисского (Басаркечарского) района магала Гёйча Армянской ССР. В 1992 году он окончил геологоразведочный факультет Азербайджанского государственного университета нефти и промышленности по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Имея более чем 30-летний опыт профессиональной деятельности в нефтяной промышленности, Арастун Худузаде занимал ряд ответственных должностей в сфере геологоразведки, морского бурения и поиска углеводородных ресурсов. Свою трудовую деятельность он начал в качестве геолога в Управлении морского разведочного бурения «Сахиль», а затем продолжил работу в Управлении морского разведочного бурения «Баил Лиманы», где принимал участие в проведении геологических работ на ряде крупных морских нефтегазовых месторождений Азербайджана, включая месторождение «Гюнешли».

В последующие годы, работая в должности начальника геологического отдела Управления разведочного бурения с плавучих установок, он руководил проектами разведочного бурения в различных секторах Каспийского моря. А.Худузаде также являлся активным участником геологоразведочных работ, проводившихся на легендарном месторождении «Нефтяные Камни».

В 1999–2006 годах занимал должность заместителя начальника и главного геолога Управления морских буровых работ «Пираллахи». В этот период он сыграл важную роль в переоценке и разработке месторождения «Гюрган-дениз», находившегося на консервации с 1980 года. В результате успешного бурения разведочной скважины, спроектированной на основе его научно-практических рекомендаций, были выявлены промышленные запасы нефти.

За годы трудовой деятельности он также работал начальником отдела в институте Научно-исследовательский проектный институт НИПИ «Нефтегаз», главным геологом на крупных геологоразведочных предприятиях, а также руководителем маркшейдерского

отдела Производственного объединения «Азнефть». В 2014–2026 годах занимал должность начальника Отдела поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений ПО «Азнефть». В настоящее время работает менеджером по геологии и геофизике в ООО «SOCAR Upstream Operations Management» (SUOM).

Арастун Худузаде является автором более 100 научных трудов и одной монографии, опубликованных в авторитетных отечественных и зарубежных научных изданиях. Основными направлениями исследований являются геологическое строение и история развития мезо-кайнозойских осадочных бассейнов Азербайджана, нефтегеохимия, оценка углеводородного потенциала и определение эффективных направлений разведочного бурения.

Арастун Худузаде принимал участие в подготовке многотомной Азербайджанской национальной энциклопедии, а также является руководителем отделения Азербайджанского общества нефтяников-геологов Производственного объединения «Азнефть».

Успешно сочетая практическую и научную деятельность, Арастун Худузаде внёс значительный вклад в развитие нефтяной геологии и разведки углеводородных ресурсов в Азербайджане и Каспийском регионе в целом.



Шахин Хосров оглы Ахундов

Кандидат геолого-минералогических наук. Родился в 1961 году в городе Баку.

В 1984 году окончил Азербайджанский Государственный Институт Нефти и Химии им. М.Азизбекова (ныне Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности) по специальности «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Ниже в кратком изложении приводятся основные биографические данные:

1984–1988гг. : геолог РИТС-2 Джейранчельской экспедиции глубокого разведочного бурения при Гобустанском управлении разведочного бурения ПО «Азнефть» Азербайджанской ССР.

1988–2023гг. : старший инженер-геолог, научный сотрудник, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник Азербайджанского государственного научно-исследовательского и проектного института нефтяной промышленности (АзГосНИПИнефть, затем SOCAR НИПИ «Нефтегаз»). С 2022г. по 2026г. заведующий лабораторией «Геолого-геофизического обобщения».

2002г. : командирован в город Токио для участия на курсах повышения квалификации, организованной Национальной Нефтяной компанией Японии, по линии «Поиски и разведка нефти и газа» (Japan National Oil Corporation. Exploration Geology Course).

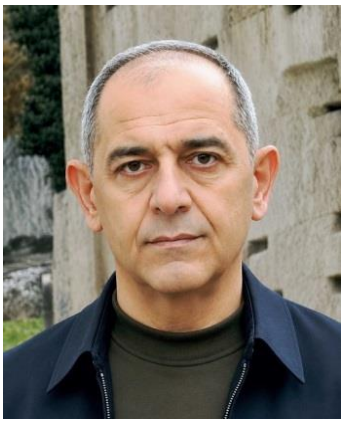
После защиты в 2005 году диссертации на тему «Условия формирования залежей нефти и газа в верхнемеловых и эоценовых отложениях междуречья Куры и Габырры и перспективы их поисков» ему присвоена ученая степень кандидата геолого-минералогических наук.

В 1992 году принимал участие в боях за территориальную целостность Азербайджанской Республики. Является участником Первой Карабахской войны, имеет два ранения.

Решением Высшей аттестационной комиссии при Президенте Азербайджанской Республики от 26 июля 2016г. ему было присвоено научное звание доцента по специальности «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений».

В 2018 году Указом Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики (SOCAR) «за особые заслуги в развитии нефтегазовой отрасли» был награжден знаком отличия «Почетный нефтяник».

Имеет более пятидесяти научных публикаций.



Мушфиг Фархад оглу Тагиев

После окончания в 1986 году Азербайджанского государственного университета начал трудовую деятельность в Институте геологии Академии Наук Азербайджанской ССР. В 1994 году защитил кандидатскую диссертацию на тему «Геолого-математическое моделирование нефтегазообразования и методы оценки углеводородного потенциала глубокопогруженных осадочных комплексов (на примере Южного Каспия)» в Институте геологии НАН Азербайджана. В 2010 году решением Высшей аттестационной комиссии ему было присуждено звание доцента по специальности геология, разведка и поиски нефтегазовых месторождений.

В 1995-1996 годах проводил исследования по моделированию бассейнов в Университете Южной Каролины (США), а в 1997-1998 годах учился на курсах магистратуры факультета геологии и геофизики Техасского университета A&M. Он принимал активное участие в совместных исследовательских проектах Института геологии НАНА с британской компанией BP Exploration, Университетом Южной Каролины (США), Японской национальной нефтяной компанией и другими организациями. В 2001-2007 годах работал на различных должностях в ряде энергетических компаний в области анализа и моделирования углеводородных систем и геологической информатики. В 2007-2008 годах он руководил центром «Моделирования бассейнов», созданном в Институте геологии НАНА.

С 2008 года Тагиев М.Ф. работал старшим научным сотрудником, ведущим научным сотрудником, заведующим отделом и лабораторией в НИПИ «Нефтегаз» при Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики. Принимал участие в совместных исследованиях института с нефтяными компаниями Conoco (США) и Petronas (Малайзия). Обладает обширным опытом работы как в академической, так и в производственных областях нефтегазовой геологии и геохимии, в применении количественных методов моделирования. Его научные интересы включают нефтегазовую геологию, геохимию и геофизику, а также применение математических методов в области наук о Земле. Исследования, проводимые им, посвящены оценке ресурсов нефти и газа в осадочных

бассейнах Азербайджана, нетрадиционным источникам углеводородных ресурсов и ряду других вопросов.

В 2011 году награжден почетной грамотой Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики. Им опубликовано более 70 научных работ, в том числе статьи в зарубежных журналах и пять монографических работ в соавторстве, принимал участие на ряде международных конференций.

ХУДУЗАДЕ А.И., АХУНДОВ Ш.Х., ТАГИЕВ М.Ф.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ И ЭОЦЕНОВЫХ КОМПЛЕКСОВ СРЕДНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ (АЗЕРБАЙДЖАН)

Подписан к печати: 18.09.2026
Формат: 70x100 1/16
Количество печатных листов: 12,25
Тираж: 105 экз

Напечатано в типографии:
"MSV NƏŞR"
Адрес: г.Баку, Ясамалъский р-н
проспект Матбуат 23.
Тел: +99455 555 99 07