Вх. № 19
25/IX

АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ им. акад. И. М. ГУБКИНА

В. А. ГОРИН

СЕКРЕТНО
Экз. № 62

КАСПИЙСКАЯ ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ВПАДИНА И ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ АПШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Прилож. к исход. № 0339с
АН Азерб. ССР 1954 г.

ИЗДАТЕЛЬСТВО
АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
Баку — 1953

Печатается по постановлению
Редакционно-издательского совета
Академии наук Азербайджанской ССР

АЗӘРБАЙЧАН ССР ЭЛМЛӘР АКАДЕМИЯСЫ
Акад. И. М. ГУБКИН адына КЕОЛОКИЯ ИНСТИТУТУ

В. А. ГОРИН

ХӘЗӘР ТЕКТОНИК ЧӨКӘКЛИЙИ ВӘ АБШЕРОН ЯРЫМАДАСЫНЫН МӘҺСУЛДАР ГАТЫНДА НЕФТ ЯТАГЛАРЫНЫН ӘМӘЛӘ КӘЛМӘСИ

АЗӘРБАЙЧАН ССР ЭЛМЛӘР АКАДЕМИЯСЫ НӘШРИЙЯТЫ
Бакы — 1953

АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ им. акад. И. М. ГУБКИНА

В. А. ГОРИН

СЕКРЕТНО

Экз. № 62

КАСПИЙСКАЯ ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ВПАДИНА И ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ АПШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

3459

ИЗДАТЕЛЬСТВО АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Баку—1953

Редактор
проф. Ш. Ф. МЕХТИЕВ

ОТ АВТОРА

За советский период в Азербайджанской ССР проделана огромная работа по геологическому изучению республики.

На основе достижений региональной геологии большое развитие получили исследования азербайджанских геологов в тех отраслях геологической науки, которые непосредственно связаны с промышленностью, и в первую очередь, в области геологии нефти.

Накопление большого материала в процессе разведки и разработки нефтеносных площадей Азербайджана поставило задачу выяснения условий залегания и распределения нефти, газа и воды в месторождениях Апшеронского полуострова.

Основы решения этой задачи были заложены еще работами первоисследователей Апшеронского полуострова — Д. В. Голубятникова, И. М. Губкина, П. Е. Воларовича, Н. И. Ушейкина, а также их продолжателей — М. В. Абрамовича, С. М. Апресова, М. Ф. Мирчинка. И. М. Губкину принадлежит первая и поныне непревзойденная попытка осветить основные черты обстановки нефтяных месторождений восточного Азербайджана.

В дальнейшем работы большого коллектива азербайджанских геологов, в частности Б. К. Бабазаде, В. Е. Хаина, Ш. Ф. Мехтиева, И. И. Потапова, А. А. Якубова, В. С. Мелик-Пашаева, Д. В. Жабрева, А. А. Ахмедова, М. Г. Агабекова, Б. М. Саркисяна и др., развивающие и углубляющие идеи основоположника нефтяной геологии И. М. Губкина, явились ценным вкладом в наши знания о строении недр и дали возможность приступить к разрешению проблемы условий формирования нефтяных залежей Юго-восточного Кавказа.

Предлагаемая книга «Каспийская тектоническая впадина и формирование нефтяных залежей продуктивной толщи Апшеронского полуострова» является результатом как личных многолетних исследований по условиям залегания нефти в продуктивной толще, так и исследований коллектива азербайджанских геологов, осуществивших огромную работу по изучению геологического строения одной из богатейших нефтеносных областей мира.

Монография подразделяется на две основные части.

В первой части освещаются материалы по геологическому развитию западного борта Южно-Каспийской впадины. Особый интерес представляют данные, являющиеся результатом исследований последнего времени. Сюда относятся:

1. Выявление закономерностей в развитии грязевого вулканизма.
2. Установление связи между грязевым вулканизмом и колебанием уровня Каспия.
3. Материалы к вопросу о генезисе продуктивной толщи и

4. Установление положения Кобыстанского разреза продуктивной толщи в общем разрезе продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины.

Волновые колебательные движения земной коры, как вытекает из приводимого материала, играют важную роль в развитии Каспийской впадины.

Во второй части работы освещаются вопросы формирования нефтяных залежей продуктивной толщи Апшеронского полуострова и их дальнейших поисков в области юго-восточного погружения Главного Кавказского хребта.

Работа иллюстрируется публикуемым впервые графическим материалом, собранным в процессе исследований.

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЗАПАДНОГО БОРТА ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ И ТЕКСТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ

ПАЛЕОГЕН, МИОЦЕН

Отложения продуктивной толщи среднего плиоцена занимают обширную площадь Каспийского бассейна и прилегающих к нему областей.

Продуктивной толще посвящен ряд работ крупных исследователей, из которых особо выделяются труды И. М. Губкина и Д. В. Голубятникова.

Расширение разведочных работ обогащает новыми данными наши представления о продуктивной толще, что заставляет неоднократно возвращаться к этой теме.

Целью нашей работы является освещение тех новых сведений о истории развития продуктивной толщи и формирования нефтяных залежей, которые были получены в последнее время и еще не освещены в литературе.

Формирование нефтяных залежей продуктивной толщи тесно связано с условиями развития Каспийского бассейна в палеогеновую и неогеновую эпохи.

Вопрос этот впервые был поставлен акад. И. М. Губкиным в его классическом труде «Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтеносностью этой области» (1934).

Акад. И. М. Губкин тогда еще наметил основные черты геологического развития этого интереснейшего участка земной коры.

Процесс геологического развития области погружения и опускания Кавказского хребта, куда относится и Кобыстан, по И. М. Губкину начался еще в период, «когда от главного геосинклинала остался частный геосинклинал на месте нынешней юго-восточной части Кавказа».

«Рядом,—говорит И. М. Губкин,—расположились область опускания и область поднимающегося и формирующегося Кавказа, где шла непрестанная борьба суши и моря, где явления трансгрессии сменялись явлениями регрессии, такая область, где могли, при известных условиях, отлагаться слои, содержащие большое количество органического материала, и давать начало нефтепроизводящим свитам или материнским породам, послужившим материалом для образования нефти. Таких нефтепроизводящих свит здесь сложилось несколько:

1. Прослои битуминозных и горючих сланцев среди сумгаитской серии;

2. Бурый коун, представляющий типичную породу сапропелитового характера (он содержит прослои горючих сланцев);

3. Майкопская свита в особенности;
4. Спириалисовые слои;
5. Вся диатомовая свита, содержащая кроме диатомей многочисленные рыбьи остатки.

Все эти свиты носят ясно выраженный сапропелитовый характер, возникший в условиях отложений прибрежных частей моря. Энергичный размыв соседней Кавказской суши содействовал быстрому накоплению осадков и быстрому погребению органического материала и опусканию его во все более глубокие зоны, что сопровождалось подъемом температуры и ростом давления, содействовавшими процессу нефтепроявления и газообразования, чему помогла и деятельность анаэробных бактерий. В результате действия этих факторов в пластах, содержащих богатый органический материал, возникла нефть, первоначально в диффузно-рассеянном состоянии. В таком положении она могла оставаться, если не считать ее молекулярных передвижек, вследствие действия сил капилярного притяжения, — до начала горообразующих процессов».

Горообразующие процессы привели к возникновению первичных антиклинальных зон, неровностей морского дна и обусловили появление особых форм тектоники — диапировых структур, грязевого вулканизма и образование нефтяных и газовых месторождений.

Такова, по И. М. Губкину [16], в общих чертах история геологического развития в палеогене и миоцене в области юго-восточного погружения Главного Кавказского хребта. В этот этап развития, как мы видим, существовали все условия для отложения нефтепроизводящих свит, с образованием в процессе миграции нефти ее богатейших промышленных залежей в лежащих выше слоях третичного возраста.

Последующие исследования Юго-восточного Кавказа [5, 6, 7, 8, 9, 10, 31, 46] дополнили и развили идеи И. М. Губкина [16] и дали возможность составить представление о геотектоническом режиме каждого отдельного периода седиментации.

Перейдем к рассмотрению условий осадконакопления некоторых наиболее важных периодов геологического развития в их исторической последовательности.

В палеогеновую эпоху к югу от основной (центральной) геоантиклинальной зоны Юго-восточного Кавказа простирается область геосинклинали, мощность осадков которой составляет около 3000 *м*.

В период верхний эоцен — верхний коун погружение геосинклинали достигло своего максимума.

Общее поднятие области в майкопское время уменьшает объем погружения геосинклинали, что особенно отчетливо проявляется в хадумском веке.

В эпоху нижнего майкопа в северном Кобыстане на месте будущих антиклинальных поднятий возникает ряд небольших островов и отмелей.

Палеогеновый бассейн претерпел ряд изменений в отношении геохимического режима.

Присутствие окислов марганца и железа в осадках верхнего сумгаита заставляет думать об окислительном режиме в этот период.

Если считать, что пирит в виде кубиков, распространенный в породах нижнего коуна, является, как это полагает В. Е. Хаин [46], вторичным, то господство здесь глауконитовой фации не вызывает сомнений.

Благоприятные условия для накопления органического вещества и пирита наступают в среднем коуне, когда сероводородное заражение охватывает морской бассейн, включая и большую часть Закавказья. Лишь ко времени отложения осадков верхнего коуна намечается уменьшение сероводородного заражения. Глауконитовая, а местами и окисли-

тельная фация господствует в период отложения песчаных пород, и только в период отложения глин еще сохраняется сероводородный режим.

Что касается климатических условий в палеогеновое время, то, не останавливаясь на взглядах отдельных исследователей, отметим, что, при некоторой спорности вопроса, все же следует стать на точку зрения тех авторов, которые считают климат близким к тропическому.

Ископаемая флора майкопского века, распространение нуммулитов до южного Дагестана, а их карликовых форм до Ергеней, заставляют полагать (В. Е. Хаин), что в рассматриваемый нами геологический отрезок времени тропические условия были наиболее вероятными.

В верхнемайкопское время источником обломочного материала для южного ряда кобыстанских планшетов, как это было высказано еще В. В. Вебером [13], следует считать какой-то участок, который представлял собой сушу, давшую в северном направлении снос терригенного (песчаного) материала. По мнению В. Е. Хаина [46], эта суша представляла собой остров, имевший кавказское направление и протягивавшийся на восток до о. Свиного. Справедливость этого вывода подтверждается тем, что «песчанистость южно-кобыстанского майкопа не обнаруживает тенденцию к уменьшению в восточном направлении, наоборот, ширина полосы, занятой осадками песчано-глинистой фации $МКР_2$, расширяется к востоку, достигая юго-западной окраины Апшеронского полуострова».

Заслуживают внимания также данные об изменении фации в чокраке и сармате. «...В чокраке крупнозернистые кварцевые песчаники, более грубые, чем где-либо в Кобыстане, найдены П. П. Авдусиным (личное сообщение) на о. Лось, т. е. даже восточнее Алят. В сармате, меотисе и понте мелководноприбрежные фации на юге Кобыстана появляются именно на линии г. Гирда — м. Пирсагат» [46].

На север от упомянутой суши, в зоне геосинклинали, мощность майкопа составляет около 1503 *м*, а по линии Матрасы — Загирдаг — ст. Сангачалы, которая, видимо, является линией максимального погружения в верхнем майкопе рассматриваемой нами области, — составляет 770 *м* и уменьшается в сторону кишлака Аджавелы.

Тарханский горизонт (тортонский ярус), известный в северной половине Кобыстана, выражен в низах мергельной и в верхах глинистой фациями, но в районе Чеилдага в верхах тархана появляется алевритовый материал, свидетельствующий о близости источника сноса на юге.

Юго-западная окраина дает материал, позволяющий судить о регрессии моря на границе тарханского и чокракского времени, с чем, видимо, находится в связи и образование островов в конце верхнего майкопа и тархана в отдельных пунктах северного Кобыстана.

К югу от Кобыстана располагается суша, которая служит областью сноса в чокраке. Максимальная мощность тархано-чокракских отложений приходится на район Чеилдага [46], по направлению на юг она уменьшается (Гюнгермес—Умбаки), равно как и по направлению на север (к р. Дженгичай), где отложения выражены уже в глинистой фации.

Караганскому веку предшествует регрессия моря, на что указывают гравелиты в низах карагана в Чеилдаге и наличие брекчиевидного доломита в юго-западном Кобыстане.

Чикильчайская свита (Н. С. Шатский, В. В. Вебер) — караганский горизонт Кобыстана — представлена глинами с прослоями доломитов и мергелей. Брекчиевидная структура доломитов (подводные оползни), видимо, находится в связи с ростом отдельных складок.

Развитие диатомовых сланцев (глинистая фация) приходится на время отложения конкского горизонта в северной половине Кобыстана, а также на Апшеронском полуострове. Следующая регрессия моря про-

исходит на границе с нижним сарматом, но в рассматриваемой области ее влияние незначительно.

Остатки нижнего сармата здесь выражены в песчано-глинистой фации, замещающейся глинистой в восточном направлении.

К глинистым осадкам, развитым в центральном Кобыстане, по мере продвижения на юг примешивается и относительно крупнокластический материал (алевролиты Чеилдага).

В среднем сармате характер отложений остается тем же при наличии следов трансгрессивного залегания на сводах некоторых складок. Более мелководные осадки встречаются южнее (нижнее течение р. Пирсагат), что находится в связи с отступлением в этом же направлении береговой линии юго-восточного Кобыстана.

Верхний сармат отмечается полосой мелководных осадков, протягивающейся с северо-запада (от р. Гердыманчай) до Бяндованского мыса, а южная суша распадается на ряд островов, что обусловливает примесь песчаного материала даже в осадках юго-западной части Апшеронского полуострова.

Обращает внимание резкое колебание в изменении мощности всей диатомовой свиты и ее эквивалентов, если рассматривать всю область Юго-восточного Кавказа. Однако и в центральном Кобыстане общая мощность диатомовой свиты резко колеблется. Без верхов меотиса, по данным В. В. Вебера [13], она варьирует в значительных пределах.

Геотектонические условия миоценовой эпохи характеризуются обособлением Шемахино-Кобыстанского прогиба от среднекуринской депрессии и усилением его погружения на восток. Вместе с тем, по направлению к юго-западу отмечается переход его в Ширванскую геоантклинальную зону, ось которой постепенно перемещалась на юг. Южная геоантклиналь (Ширванская — по В. Е. Хаину) уже проявляет явные черты затухания (в отношении поднятия) по сравнению с некоторыми периодами предшествовавших эпох.

В миоценовую эпоху физико-географическая и геохимическая обстановка, как об этом говорил И. М. Губкин, создала благоприятные условия для накопления органического вещества.

В придонных слоях бассейна происходит сероводородное заражение. Потеря и возобновление связи с океаном приводили к перерывам или опреснениям в карагане и в конце сармата.

Обилие остатков свидетельствует о пышном развитии растительного покрова на прибрежной суше в условиях влажного климата.

Предмеотическая регрессия вновь сменяется трансгрессией, что приводит к соединению мелководной фации северного Кобыстана с полосой Алятской гряды. На юго-запад от последней намечается самостоятельный источник сноса. Колебания мощности отложений меотиса в Кобыстане свидетельствуют о формировании складок в этот период. Наиболее значительное сокращение моря наступает перед понтом. В нижнем понте глубоководные фации отмечаются лишь в относительно пониженной части Кобыстана. Трансгрессия среднего понта расширяет размеры бассейна, и вплоть до верхнего понта включительно очертания береговой линии почти не меняются.

Мощность отложений понта (как и меотиса) подвержена резким колебаниям. В конце понта южный Кобыстан испытывает поднятие (Агдам, Чеилдаг), и осадки этого периода здесь отсутствуют на ряде участков, но к юго-западу (Кубалы-Каладжинский участок) мощность понта снова возрастает.

Основные тектонические линии Кобыстана (главным образом, в северо-западной части) с этого момента принимают близкий к современному вид.

В целом плиоценовый бассейн в начальный период его развития представляет собой мелководный морской бассейн с большим количеством островов, часть из которых приходится на площадь Кобыстана.

Таковы были условия развития перед одним из тех моментов геологической истории, который относится к веку продуктивной толщи и является основной темой нашего исследования.

Условия осадконакопления в предшествующую продуктивной толще эпоху — неустойчивый режим меняющихся по размеру и глубине бассейнов, смена явлений регрессии и трансгрессии — все это, как справедливо говорил И. М. Губкин, создало наиболее благоприятные условия для образования нефтепроизводящих свит, а в последующем — и богатейших промышленных скоплений нефти.

Следующим этапом нашего исследования является рассмотрение условий осадконакопления как раз в тот период, к отложениям которого и приурочены в основном богатейшие залежи нефти, а именно века продуктивной толщи. Но прежде чем говорить об условиях отложения продуктивной толщи, кратко остановимся на рассмотрении нефтеносности отдельных свит миоценовой и палеогеновой толщ.

Как уже известно из детальных предшествующих исследований, нефтепроявления или могут быть связаны непосредственно с тем или иным горизонтом (т. е. дают прямое указание на наличие в них нефти), или же только указывают на возможную нефтеносность какой-либо структуры. До известной степени к этой последней категории можно отнести и косвенные нефтепроявления. Мы знаем, что большинство горизонтов отдельных свит палеогена и миоцена в той или иной степени несет признаки нефтеносности, но распределение нефтенасыщения по свитам далеко не равномерно. Например, нефтепроявления в верхнем сумгаите и нижнем коуне не связаны с породами этих отложений. Следовательно, о их нефтеносности говорить не приходится.

Пиробитуминозные породы среднего коуна, верхнего майкопа можно считать породами с рассеянной битуминозностью.

Устойчивой нефтеносностью отличается верхний майкоп в песчано-глинистой фации и в меньшей степени — верхний коун.

Промежуточное положение между нижним сумгаитом и верхним майкопом занимают сиякинская, чикильчайско-байгушкаинская, ахудагская толщи, нижний майкоп, зеленый коун [13, 46].

Таким образом, по существу весь разрез палеогена и миоцена Кобыстана обнаруживает признаки нефтеносности, однако закономерность в распределении нефтепроявлений в этих отложениях в значительной степени связана с тектоническим фактором. Антиклинальные складки, зоны раздроблений, контакты между пластами являются обычно местами, к которым приурочены нефтепроявления.

Это обстоятельство в известных случаях служит ярким доказательством миграции нефти и ее роли в формировании нефтяных залежей, на чем мы остановимся ниже.

В данном случае заслуживает внимания лишь то, что палеогеновый и миоценовый периоды являлись временем отложения нефтепроизводящих свит третичной системы, поскольку в последующее время — особенно в век продуктивной толщи — условия осадконакопления были иными.

К рассмотрению условий образования продуктивной толщи — богатейшего вместилища нефти Юго-восточного Кавказа — мы и перейдем.

ПРОДУКТИВНАЯ ТОЛЩА

Продуктивная толща в разрезе третичных отложений отличается некоторым своеобразием, до известной степени обусловленным особыми условиями осадконакопления в среднем плиоцене. Уже одно то, что по вопросу генезиса продуктивной толщи до настоящего времени нет твердо установившегося мнения, говорит о трудности установления той обстановки, которая имела место в век продуктивной толщи.

Однако исследования последних лет, и в частности наши — по изучению текстурных особенностей продуктивной толщи Апшеронского полуострова и Кобыстана, позволяют установить ряд положений, справедливость которых не вызывает сомнений. Эти положения, вытекающие из фактического материала, в общих чертах сводятся к установлению:

1) источника сноса и направления сноса осадочного материала в отдельные периоды отложения продуктивной толщи;

2) режима бассейна седиментации в эти отдельные периоды осадконакопления как в пределах Апшеронского полуострова, так и Кобыстана.

Эти положения имеют большое значение для разрешения ряда вопросов, особенно тех, которые связаны с генезисом продуктивной толщи и формирования нефтяных залежей. В то же время они позволяют установить черты сходства и различия в условиях образования осадков продуктивной толщи в разных, хотя и палеогеографически смежных областях ее распространения — Кобыстана и Апшеронского полуострова с прилегающими к ним обширными морскими участками.

Продуктивная толща Кобыстана приходится на часть обширной области распространения продуктивной толщи Каспийского бассейна.

Можно полагать, что юго-восточная часть Главного Кавказского хребта еще с майкопского времени и в век продуктивной толщи служила рубежом между фациями Кобыстана и Прикаспийского района (Кубинский район) (В. В. Вебер).

Вдоль северной границы распространения восточного Кобыстана в конце века продуктивной толщи отлагался грубообломочный материал (донгуздыкский тип), по направлению на юг и юго-восток эти континентальные отложения подстилаются осадками иного типа (песчано-глинистой фации). Последние по этому же направлению замещают и континентальные отложения донгуздыкско-боянатинского типа.

Г. А. Ахмедов (1947, 1948) освещает те особенности, которые свойственны продуктивной толще юго-восточного Кобыстана и прилегающих площадей западного Апшерона и отличают ее от продуктивной толщи Апшеронского полуострова. К числу этих особенностей относятся фациальная изменчивость отложений по простиранию, что обусловливает отсутствие хорошо выдержанных «опорных» горизонтов, и плохая отсортированность песчаных образований.

Однако здесь, как и в смежных областях распространения продуктивной толщи (Апшеронский полуостров), расширение контуров бассейна обусловливает расширение области распространения осадков с постепенным выклиниванием нижезалегающих от центра к периферии.

Разрез продуктивной толщи Кобыстана в местах ее наибольшего развития по мощности подразделяется (Г. А. Ахмедов) на следующие свиты:

1) I песчано-глинистая, мощность 300—420 *м*.
2) I глинисто-песчаная, мощность 400—490 *м*.
3) II песчано-глинистая, мощность 820—930 *м*.
4) II глинисто-песчаная, мощность 420—640 *м*.

В северной краевой зоне, где разрез продуктивной толщи представлен в грубообломочной фации, можно выделить:

1) Галечниково-конгломератовую (150—250 *м*).
2) Песчано-суглинистую (170—225 *м*).

В целом в разрезе продуктивной толщи Кобыстана, как и Апшеронского полуострова, устанавливается увеличение мощности всех свит с северо-запада на юго-восток.

Продуктивная толща Апшеронского полуострова, развитая в области юго-восточного погружения Главного Кавказского хребта, отличается от аналогичных отложений Кобыстана значительным накоплением кварцевых песков, среди которых присутствуют метаморфические минералы — дистен, ставролит, силлиманит (в тяжелой фракции).

В разрезе продуктивной толщи Апшеронского полуострова обнаруживается более четкая закономерность в изменении гранулометрического состава осадков, чем в Кобыстане. Чередование пород по степени зернистости создает известную ритмичность (или цикличность) в вертикальном направлении (по мощности) разреза.

Эта ритмичность в осадконакоплении является отражением колебательных движений, проявлявшихся в области Каспийской тектонической впадины и обусловивших изменение базиса эрозии и очертаний бассейна, что, в свою очередь, приводило к изменению характера осадков. Но, как мы увидим далее, в условиях осадконакопления продуктивной толщи как Апшеронского полуострова, так и Кобыстана имеется много общего, несмотря на то, что источником сноса осадочного материала были различные области денудации. История развития бассейна продуктивной толщи показывает, что особенности геотектонического развития в области распространения этих осадков определяются соотношением формирования Главного Кавказского хребта и механизма образования меридиональной Каспийской тектонической впадины.

Например, своеобразные черты образования Кусаро-дивичинского геосинклинального прогиба и опускания обширной Апшероно-Кобыстанской области объясняются исключительно этим взаимоотношением.

Справедливость высказанного положения обосновывается и чертами пликативной дислокации Апшерона и Кобыстана и присущими им особенностями в виде диапировых и грязевулканических явлений третичного и позднейшего времени.

Как мы уже знаем, регрессия, начавшаяся в бабаджанское время, достигает своего максимума на рубеже века продуктивной толщи. За исключением юго-восточной части Апшерона и, возможно, приморской полосы юго-восточного Кобыстана и низовьев р. Куры, вся рассматриваемая область превращается в сушу. Море отступает в пределы Южно-Каспийской впадины.

Наличие суши в палеогене и начале миоцена у побережья Каспия на месте современного устья р. Куры дает основание считать, что Южно-Каспийская впадина в конце понта была незначительной по глубине.

Интенсивное опускание ее, как об этом говорил И. М. Губкин [16], происходит в период отложения продуктивной толщи, достигшей за относительно короткий промежуток времени значительной мощности.

Для геологического развития этого периода существенное значение имеет ряд взаимодействующих факторов:

1) Одновременно развивающиеся геотектонические процессы как в области погружения Главного Кавказского хребта, так и всего Каспийского бассейна;

2) Развитие дислокаций регионального масштаба, по существу определяющих границы фациальной и тектонической равнозначности части рассматриваемой области южного Прикаспия;

3) Миграция оси центральной геантиклинали Главного Кавказского хребта в области его юго-восточного погружения;

4) Направление сноса осадочного материала в век продуктивной толщи.

В процессе рассмотрения истории бассейна продуктивной толщи становятся очевидными особенности взаимодействия указанных факторов. Черты осадконакопления в начале века продуктивной толщи были предопределены условиями отложения осадков еще в миоценовую эпоху. Несогласное залегание продуктивной толщи на подстилающих ее отложениях при явлении изгибов осей палеогеновых и миоценовых складок в плане и колебания осей в вертикальной плоскости говорят о значительном многообразии сопряжения этих отложений (рис. 1).

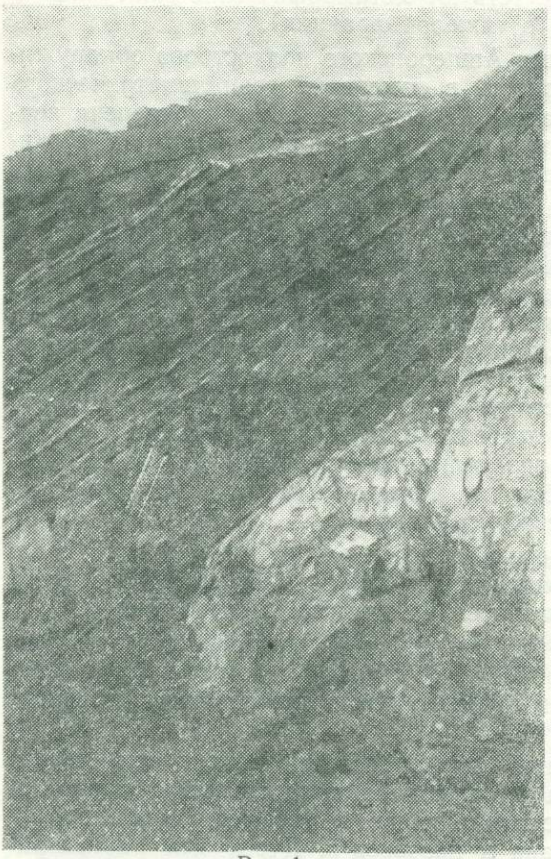


Рис. 1

Апшеронский полуостров — Сумгаит. Кирмакинская свита продуктивной толщи, залегающая на отложениях понтического яруса

Фото И. И. Потапова

Схематическая карта сопряжения продуктивной толщи с подстилающими отложениями [22] в свое время послужила основанием для более широкого разворота разведочных работ.

Продуктивная толща, как было отмечено, отлагалась в условиях преобладающего понижения дна бассейна над периодами относительных поднятий при общем режиме колебательных движений.

В начальный период отложения продуктивной толщи интенсивным опусканием была захвачена южная половина Каспийской меридиональной впадины.

Это обстоятельство и обусловило направление переноса осадочного материала и прогрессирующее расширение контуров бассейна. Последовательное изменение береговой линии для различных этапов отложения осадков в век продуктивной толщи [21, 22] достаточно ясно говорит об этом.

Детальные полевые исследования в северо-западной части Апшеронского полуострова и данные глубокого бурения дали возможность установить условия отложений осадков в век продуктивной толщи.

Очертание береговой линии в период отложения калинской свиты дает основание считать, что ось геантиклинали Главного Кавказского хребта в эту эпоху была расположена несколько севернее Апшеронского полуострова, протягиваясь от мыса Килязи через острова и банки Апшеронского архипелага с постепенным отклонением на юго-восток.

Промежуток—северная половина о. Артема и о. Жилой — был участком периклинального погружения геантиклинали в течение калинского этапа осадконакопления.

Отложение подкирмакинской свиты, как и всех свит, залегающих стратиграфически выше, происходит в обстановке расширяющегося контура бассейна с постепенной миграцией оси геантиклинали Кавказского хребта на юг [21, 22]. Последнее обстоятельство связано с тем, что при опускании южной половины Каспия со времени отложения сураханской свиты начинается прогибание, хотя и более слабое, в области северной мелководной половины бассейна. Если после перерыва отложений надкирмакинских глин за время последующего отложения низов балаханской свиты центральная часть Апшеронского полуострова является областью интенсивного переноса грубокластического материала с севера на юг, то в более поздний сураханский период условия осадконакопления меняются. Широтная полоса Бинагады—Балаханы является участком антиклинального перегиба, так как в северном и южном направлении отмечается возрастание мощности рассматриваемого комплекса осадков.

В этот период, предваряющий начало акчагыльской трансгрессии, прекращается поступление осадков с севера и западная часть Апшеронского полуострова и Кобыстан становятся в основном областью аккумуляции терригенных отложений юго-восточного погружения Главного Кавказского хребта.

Аналогичная роль выпала и на долю Алятской гряды. В отдельные периоды третичного времени этот тектонический участок испытывал восходящие движения, что наложило отпечаток на фациальные особенности отложений продуктивной толщи.

Большое значение имели те геологические факторы регионального масштаба, которые определили, как мы говорили выше, границы фациальной и тектонической равнозначности в век продуктивной толщи, установление которых имеет для нас важное значение.

Эти границы определяют, прежде всего, площадь, ограниченную с востока линиями: 1) Килязи—банка Апшеронская — Нефтяные Камни и 2) Нефтяные Камни—Куринский Камень. В свое время они были выделены С. М. Апресовым. В геологическом развитии Каспийского бассейна эти границы были определены исключительно механизмом образования северной и южной тектонических впадин Каспия.

С точки зрения геологического районирования внутри площади, очерченной нами с востока, необходимо выделить:

1. Площадь «Большого Апшерона», включающую Апшеронский полуостров и прилегающие к нему морские площади с Апшеронским архипелагом. Основания для выделения этой площади с точки зрения геологической равнозначности ее участков (суши и моря) были нами даны в докладе на научно-технической сессии АзНИИ им. В. В. Куйбышева в 1941 г.

2. Площадь, включающую Алятскую гряду с прилегающей к ней с юга Прикуринской низменностью и островами южного Прикаспия.

3. Площадь Кобыстана, примыкающую к западным участкам первых двух площадей и расположенную между ними.

УСЛОВИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ АПШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА И ЮГО-ВОСТОЧНОГО КОБЫСТАНА

В начале раздела мы отметили, что для разрешения вопроса о генезисе продуктивной толщи и формировании в ней нефтяных залежей большое значение имеет установление режима бассейна в век продуктивной

толщи и источников сноса терригенного материала для отдельных ее провинций, в данном случае — для области Апшеронского полуострова и Кобыстана.

В отношении гидродинамических условий бассейна века продуктивной толщи между юго-восточным Кобыстаном и Апшеронским полуостровом было много общего.

Общие черты выступают при рассмотрении текстурных особенностей отложений продуктивной толщи Апшеронского полуострова и Кобыстана.

Накопление мощного комплекса отложений продуктивной толщи происходило в условиях солоноватоводного озера-моря при небольших глубинах и быстром приносе осадочного материала.

Неустойчивость гидродинамического режима как следствие непрерывных колебательных движений является характерной чертой этого периода. Подъем и прогибание обширных областей и отдельных участков проявлялись с различной степенью интенсивности на протяжении всего периода осадконакопления продуктивной толщи.

Ритмичность в осадконакоплении, отмеченная рядом исследователей, является важным фактором, свидетельствующим о непрерывности колебательных движений.

Есть некоторое различие между контактами основных ритмов осадконакопления продуктивной толщи на участках ее разреза, удаленных от границ выклинивания отдельных пластов, и контактами в тех местах, где отдельные пласты несогласно прилегают к подстилающим продуктивную толщу отложениям в прибрежной для данного пласта зоне. Но, помимо этого, имеются данные, которые свидетельствуют о том, что колебательные движения при их непрерывном проявлении одновременно с накоплением осадков иногда обусловливали и перерывы в отложениях, если амплитуда колебания была велика. В предбалаханский и балаханский периоды осадконакопления имел место ряд небольших (местных) перерывов в отложении осадков. Об этом свидетельствуют погребенные в разрезе низов среднего отдела продуктивной толщи сопочные покровы действовавших в то время грязевых вулканов.

Образование меридионального рукава после отложения надкирмакинских глин (НКГ) в центральной части Апшеронского полуострова также свидетельствует об особенностях в условиях отложений в век продуктивной толщи. Все это говорит о сложности и величине изменений колебательных движений.

Сложность колебательных движений, как об этом свидетельствуют наблюдения над характером контакта различных свит и пластов, обусловливает взаимосвязь ряда существенных факторов тектонического развития в процессе отложения продуктивной толщи.

Развитие эмбриональной складчатости, стратиграфические несогласия в прибрежных участках бассейна и грязевулканические проявления, все эти факторы, тесно связанные с колебательными движениями, отражают ход геологического развития в период отложений продуктивной толщи с неравномерным накоплением осадков в различных частях дна бассейна, о чем говорил еще акад. И. М. Губкин.

Само собой разумеется, что в плане исторического развития области каждый из перечисленных геологических факторов, будучи связан с остальными, достигал на определенных этапах своего наибольшего развития как во времени, так и в пространстве.

Мы уже отмечали выше, что продуктивная толща Апшеронского полуострова, как и вся площадь развития ее осадков в области Юго-восточного Кавказа, отлагалась в условиях преобладающего прогибания дна бассейна. Однако на фоне общего понижения (при непрерывности колебательных движений) можно выделить периоды относительного преобла-

дания поднятий в различных местах Южно-Каспийской впадины над опусканием смежных участков. Это положило начало явным и скрытым угловым несогласиям, местным перерывам в отложениях и даже разрывам в сплошности пластов продуктивной толщи еще в процессе седиментации.

Особенно интересно, что период неустойчивости гидродинамического режима падает на время отложения балаханской свиты и пространственно охватывает большую площадь развития продуктивной толщи.

Текстурные особенности отложений продуктивной толщи (косая слоистость и др.) связаны именно с этим периодом и однозначны как для Апшеронского полуострова, так и для юго-восточного Кобыстана. Не останавливаясь подробно на рассмотрении всех текстурных особенностей отложений балаханского периода осадконакопления, рассмотрим только некоторые из них — взаимный контакт пластов, характер отложений в приконтактовых зонах и некоторые виды дислокаций, возникающих еще в процессе отложения осадков. Эти моменты наиболее тесно связаны с теми изменениями в характере колебательных движений или, вернее, с теми отступлениями от известной закономерности в ходе этих движений, которые характеризуют продуктивную толщу и на которых мы уже останавливались.

Детальное изучение разрезов продуктивной толщи северной и центральной частей Апшеронского полуострова и юго-восточного Кобыстана дает материал по взаимному сопряжению пластов на границе отдельных ритмов осадконакопления.

Как мы уже отмечали выше, несмотря на обширную площадь развития продуктивной толщи, в характере текстурных особенностей относительно удаленных друг от друга участков есть много общего. Это в полной мере относится и к характеру контактов отдельных ритмов отложения.

На Апшеронском полуострове и в юго-восточном Кобыстане можно выделить три вида взаимного сопряжения пластов песчаника или алевролита с подстилающими их глинами.

Наиболее распространенный вид — это залегание слоя песка, песчаника или алевролита на неровной поверхности подстилающего пласта глины. Слои песка или песчаника характерны для разреза продуктивной толщи Апшеронского полуострова, алевролита—для Кобыстана (рис. 2, 3). И в том и другом случае сопряжение носит следующий характер. При сохранении некоторой параллельности в напластовании между покрывающим пластом (песок, песчаник, алевролит) и подстилающим (глина) со средней линией контакта между ними поверхность соприкосновения кровли нижнего и подошвы верхнего ритмов бугриста. Иными словами, кровля пласта глины обычно носит следы размыва ее быстротекущими водами, несущими грубообломочный материал.

Падение косой слоистости, которая часто присуща пластам песка или алевролита и в подавляющем большинстве случаев свидетельствует о наличии временных потоков, говорит и о направлении переноса осадочного материала. В области Апшеронского полуострова осадочный материал переносился с севера на юг, в юго-восточном Кобыстане (например, район Утальги) — с северо-запада на юго-восток.

Поверхность пласта глины, на которой залегает песчаник или песок, обычно слабоволнистая, с небольшими углублениями и бугорками. Глубина отдельных впадин и высота бугорков относительно средней плоскости колеблется от нескольких миллиметров до 2—3 *см*. Расположение впадин и выпуклостей в плане не подчиняется строгой закономерности. Местами среднее расстояние между ними около 10 *см*, кое-где больше 25—50 *см*.

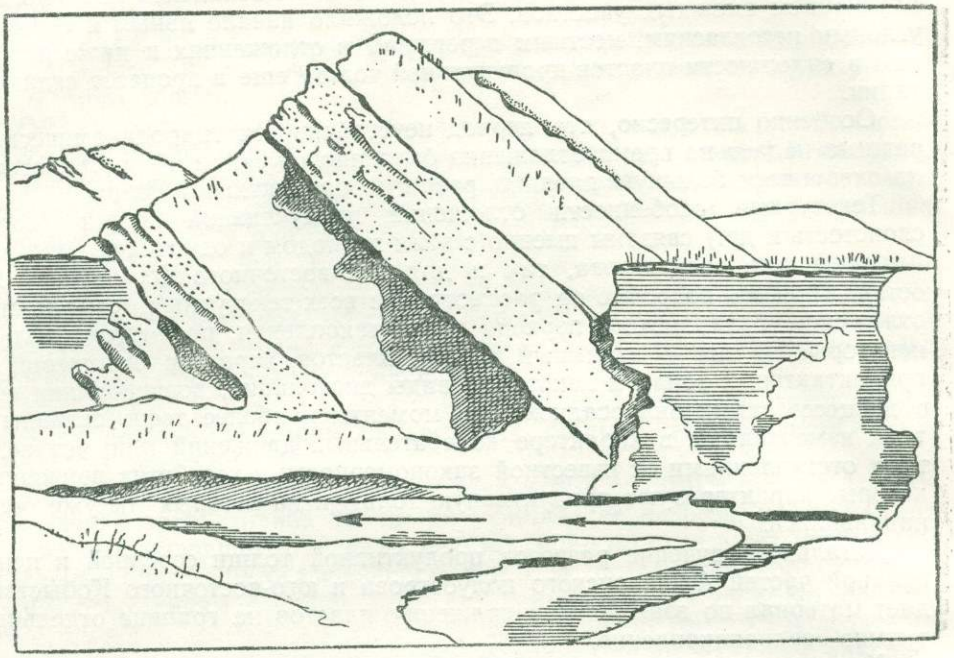


Рис. 2

Кобыстан—Утальги. Продуктивная толща. Выход пластов алевролита

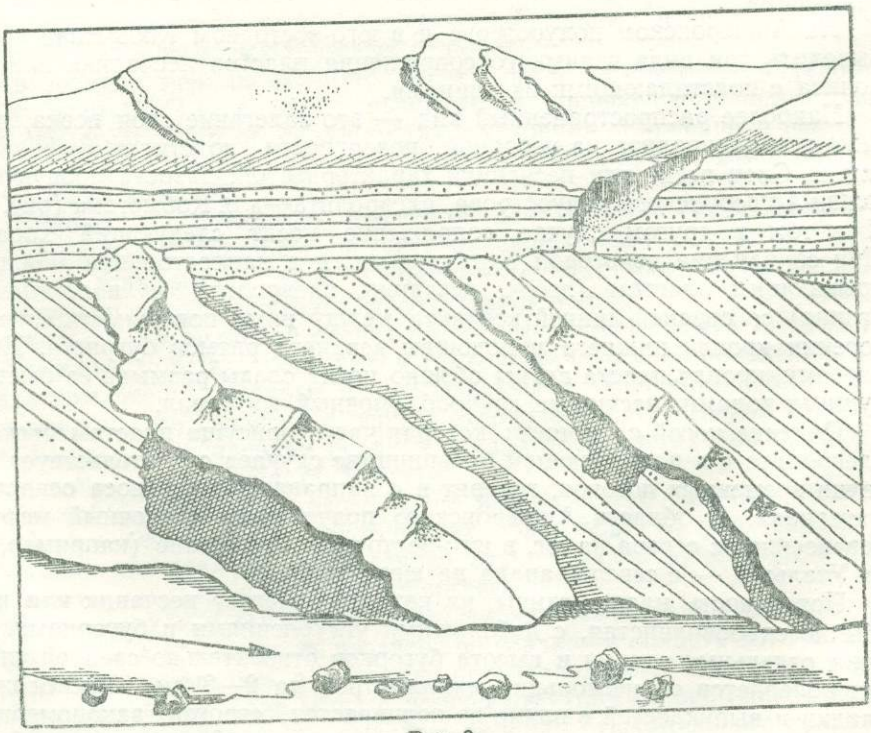


Рис. 3

Кобыстан—Утальги. Продуктивная толща. Выход пластов алевролита

Нередко вблизи подошвы песчаного пласта можно наблюдать небольшие слабо или хорошо окатанные комки глины (глинистая галька) — отторженцы того самого слоя глины, на котором залегает песок. Величина отдельных комков обычно не превосходит 3—5 *см*.

Примером контакта пластов может служить одно из обнажений верхней половины разреза продуктивной толщи площади Утальги (в русле р. Джейранкечмес). Здесь, при общем согласном падении пластов на ЮВ 110° ∠ 38°, можно видеть характер контакта серого алевролита с подстилающими светлобурыми глинами. Это довольно часто встречающийся случай сопряжения пластов песка, алевролита и глины в разрезе всей мощности продуктивной толщи Апшеронского полуострова и юго-восточного Кобыстана (рис. 4).

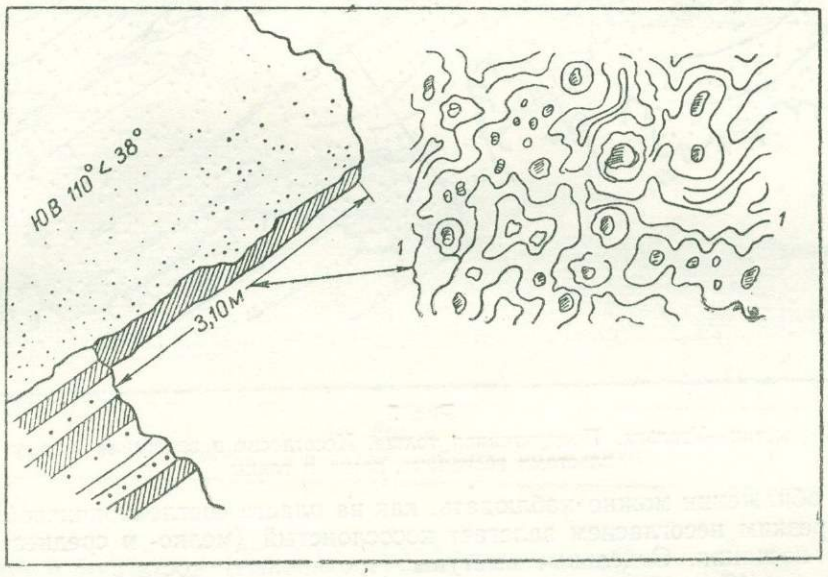


Рис. 4

Кобыстан—Утальги. Поверхность контакта (*1*) алевролита с подстилающей глиной

Угловое несогласие между пластами в разрезе продуктивной толщи может быть установлено только при прослеживании их контактов на значительном расстоянии. В отдельных обнажениях оно не улавливается. Например, в разрезе продуктивной толщи Кобыстана только в одном обнажении удалось наблюдать угловое несогласие между пластами алевролита и подстилающей глины. Здесь пласт алевролита без четко выраженной слоистости залегает с угловым несогласием на пласте слоистой светлобурой глины. Угол между слоем глины и слегка волнистой поверхностью его контакта со слабо слоистым алевролитом доходит до 10—15°. Пласт глины с падением 15° постепенно выклинивается по простиранию, как бы срезываясь алевролитом. Но здесь, при угловом несогласии, поверхность контакта не несет следов резкого размыва, будучи лишь слегка волнистой. Таков второй, редко встречающийся вид взаимного сопряжения пластов.

Большой интерес представляют обнажения, в которых в разрезе продуктивной толщи выступает несогласие между пластами с перерывами в отложении осадков. Такие явления можно наблюдать в разрезе балаханской свиты Апшеронского полуострова, особенно в ее нижней части — «перерыве».

В разрезе продуктивной толщи юго-восточного Кобыстана (район Утальги) на расстоянии около 620 *м* от кровли с особенной ясностью выступает несогласие между пластом песчаника и стратиграфически нижезалегающим пластом глины. В данном случае имела место и эрозия, о чем свидетельствуют эрозионные углубления и останцы в кровле пласта глины, а также местные несогласия в сопряжении песка с подстилающим пластом (рис. 5).

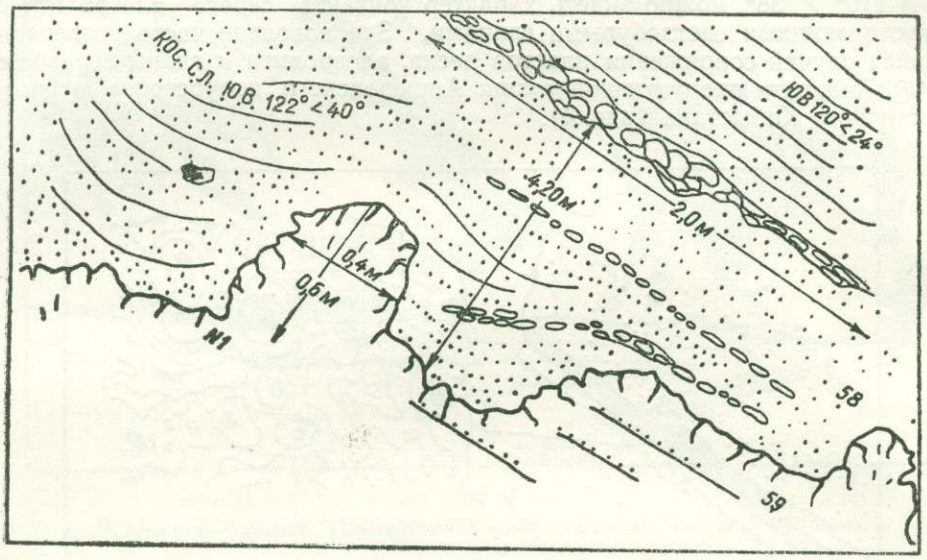


Рис. 5

Кобыстан—Утальги. Продуктивная толща. Несогласие в залегании между пластами песчаника, песка и глины

В обнажении можно наблюдать, как на пласте светлокоричневой глины с резким несогласием залегает косослоистый (мелко- и среднезернистый) песчаник. Отдельные выступы (эрозионные) достигают в высоту 60 *см* при 40 *см* в поперечном сечении. К выступам прислонены косые слои песчаника с падением на ЮВ 122° ∠ 40°.

Общее направление падения всего комплекса пластов рассматриваемого обнажения — ЮВ 120° ∠ 24°.

Вблизи контакта несогласного залегания в песчанике наблюдаются линзовидные брекчиевидные прослои. В состав брекчии входят плохо окатанные комки глины, видимо, являющиеся отторженцами от кровли подстилающего песчаник глинистого пласта.

Отдельные линзовидные прослои состоят из хорошо окатанных комков глины. Мощность прослоев доходит до 30 *см* при длине до 2 *м*. К кровле песчаника косая слоистость постепенно сменяется согласной с общим падением пласта. Отдельные комки глин (до 3 *см* в поперечнике) также встречаются рассеянными в толще песчаника.

Близ размытой поверхности глина отличается большей плотностью, чем в нижней части. Видимо, поэтому и сохранились эрозионные выступы при интенсивном размыве пласта после перерыва в отложении осадков.

Песчаник покрывающего пласта местами теряет плотность и переходит в рыхлый, плотно слежавшийся песок.

Явления несогласного контакта между пластами различного литологического состава (приходящиеся на границы отдельных ритмов осадконакопления) отмечаются в продуктивной толще, главным образом, в период отложения балаханской свиты и особенно ее низов.

В отчетах по полевым работам, проводившимся в северо-западной части Апшеронского полуострова (Джорат—Сумгаит) и в юго-восточной части Кобыстана (1947—1949 гг.) мы приводили многочисленные иллюстрации межпластовых несогласий в период отложения балаханской свиты. Однако в разрезе продуктивной толщи района Кянизадаг примеры резко выраженных несогласий в отложениях можно наблюдать и в верхах этой толщи, в пределах первых 50 *м* от контакта с акчагылом.

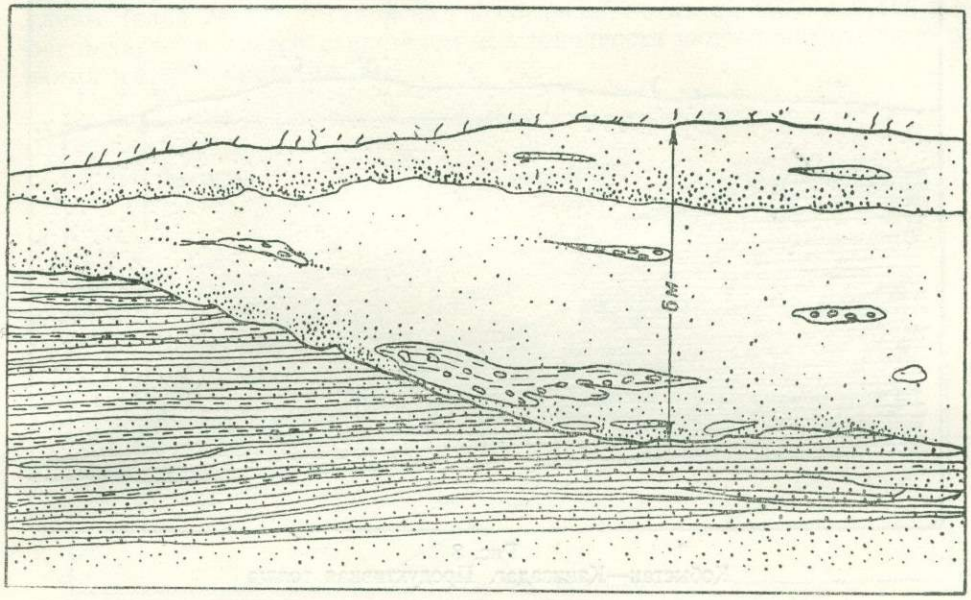


Рис. 6
Кобыстан—Кянизадаг. Продуктивная толща

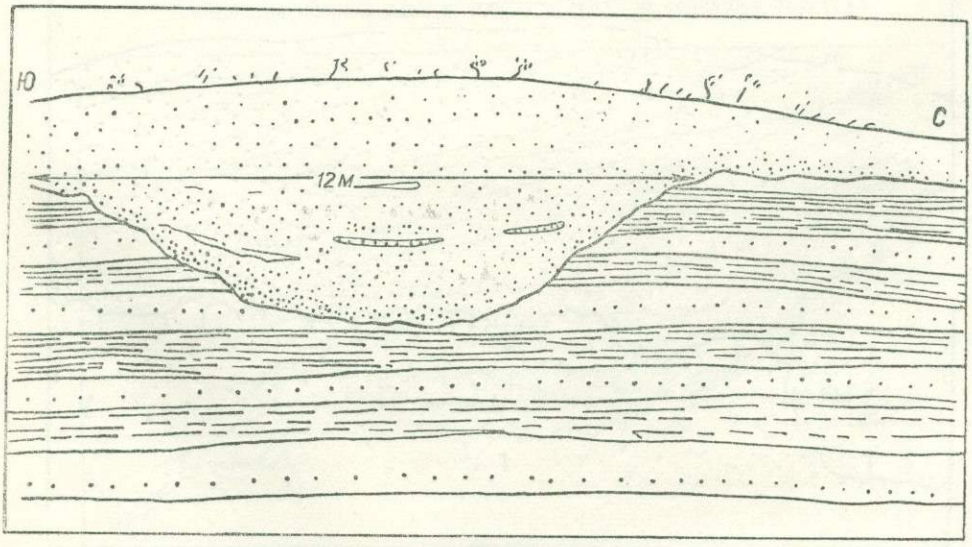


Рис. 7
Кобыстан—Кянизадаг. Продуктивная толща

Здесь акчагыл без видимого несогласия налегает на слои продуктивной толщи, но некоторые пласты песка или песчаника самой продуктивной толщи, например, пласт № 2, покоится на размытой поверхности глин (рис. 6).

Пласт песка на протяжении около 100 *м*, как об этом можно судить по обнажениям обрыва, образует карманы в слое глины. Глубина отдельных карманов достигает 3 *м* (рис. 7).

В обнажениях можно видеть детали несогласного контакта в различных местах пластов. Ясно, что и в юго-восточном Кобыстане происходили резкие изменения режима бассейна в конце века продуктивной толщи.

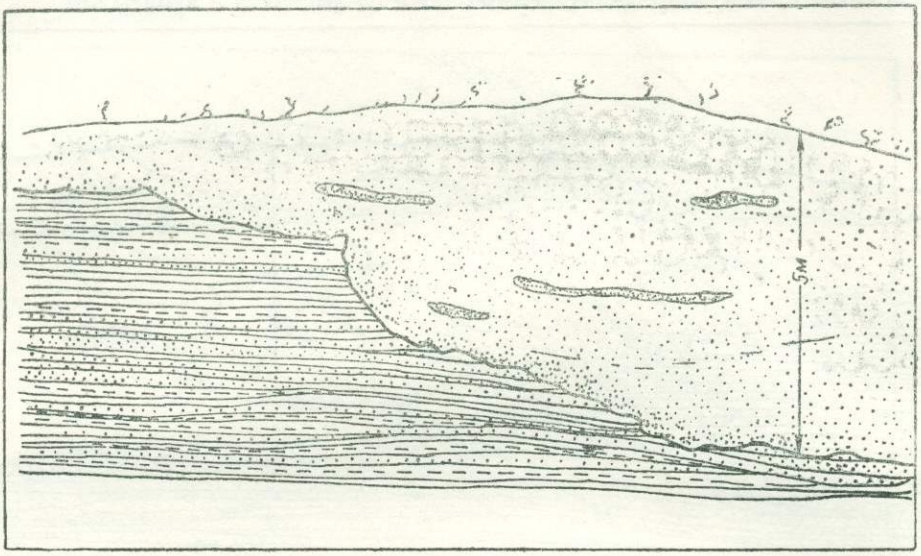


Рис. 8
Кобыстан—Кянизадаг. Продуктивная толща

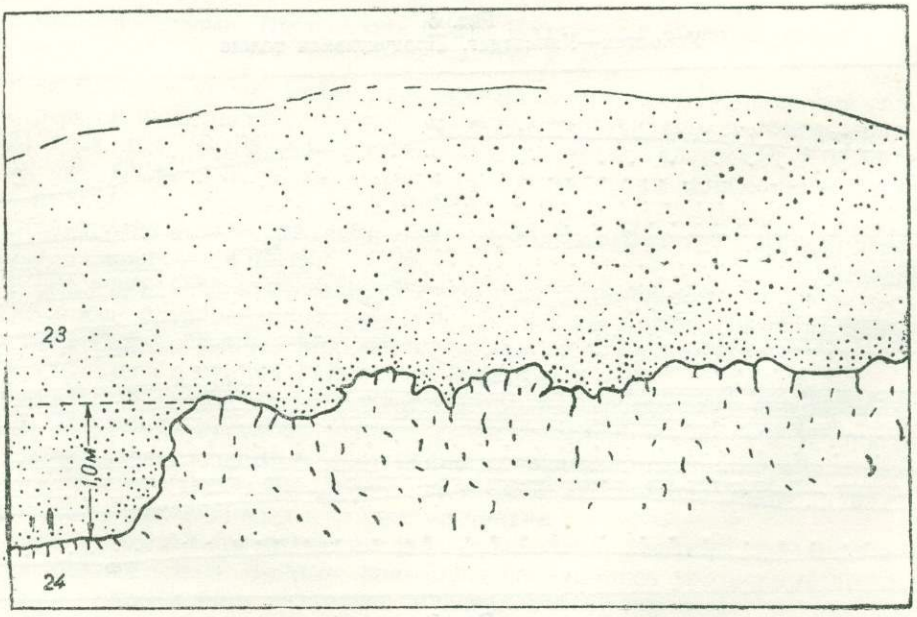


Рис. 9
Кобыстан—Кянизадаг. Продуктивная толща. Несогласие в залегании между пластами песка и глины

Уступообразный размыв западного борта одного из карманов, наблюдаемый в одном из обнажений (рис. 8), свидетельствует о периодичности понижения базиса эрозии.

Резкие несогласия между пачками песков, песчаников и алевролитов с подстилающими пластами глин можно наблюдать и ниже по разрезу продуктивной толщи.

В береговом обрыве, где разрез приходится на полого погружающийся свод кянизадагской складки, хорошо видно, как в одном месте слегка косослоистые прослои песка (слой № 23) прислонены к почти вертикальной стенке (высотой 1 *м*) одного из выступов подстилающего пласта глины (слой № 24). Такой вид несогласия, хотя он наблюдается и не очень часто, является свидетелем неустойчивости гидродинамического режима в этот период (рис. 9).

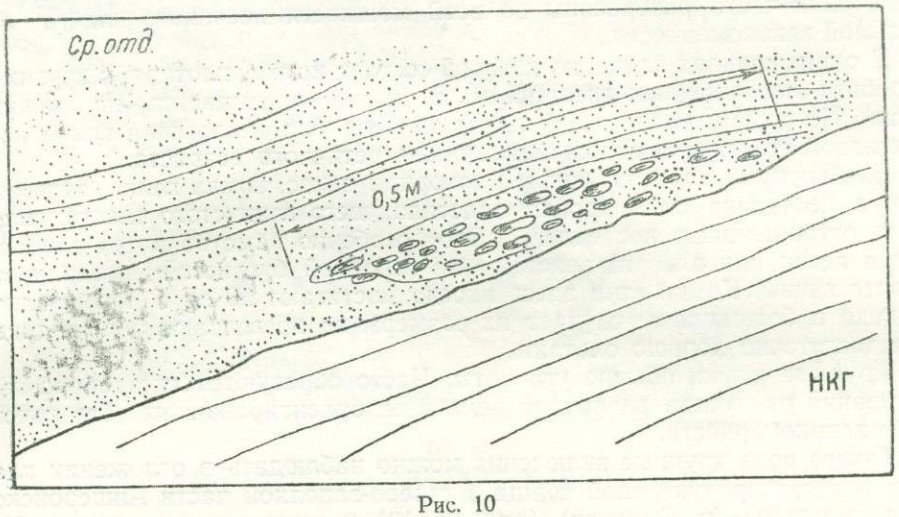


Рис. 10

Апшеронский полуостров — Сумгаит. Продуктивная толща. Линзовидные скопления комков глин в контакте НКГ со «средним отделом»

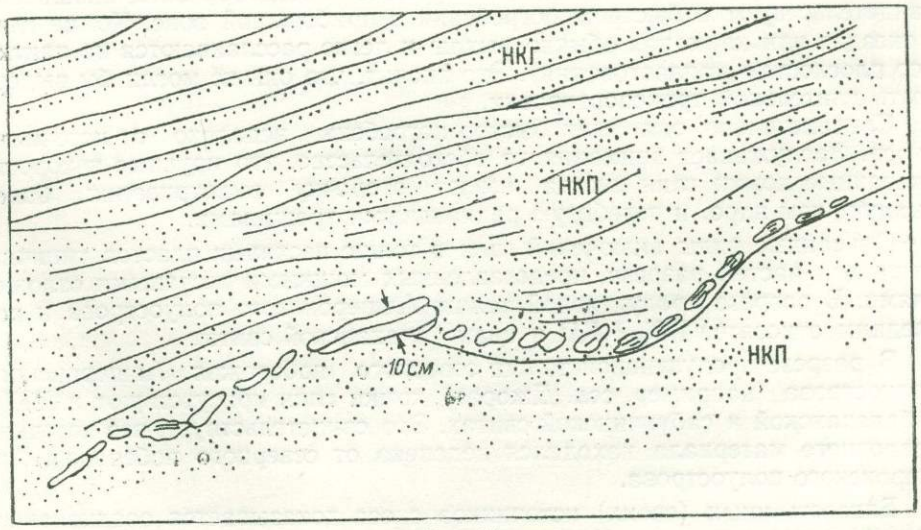


Рис. 11

Апшеронский полуостров — Сумгаит. Комки глин в продуктивной толще (НКП—НКГ)

Таковы наиболее характерные черты контакта пластов продуктивной толщи Апшеронского полуострова и юго-восточного Кобыстана.

Как мы отмечали, в пластах песка продуктивной толщи иногда наблюдаются включения кварцевой или кремневой гальки и комков глин. Галька и комки глин, слабо или хорошо окатанные, встречаются в основном вблизи подошвы песчаных пластов.

По обилию и величине комков глин разрез продуктивной толщи северной части Апшеронского полуострова превосходит разрез юго-восточного Кобыстана. Здесь комки глин более часто образуют линзовидные скопления и лишь иногда рассеяны в виде одиночных включений по мощности пласта (рис. 10, 11).

Линзовидные скопления или цепочки комков глин обычно ориентированы согласно с напластованием (или косой слоистостью). Единичные включения часто разбросаны по всей мощности песчаного пласта без видимой закономерности.

В одних случаях глина, из которой состоят комки, плотная, в других — перебита мельчайшими трещинами и легко рассыпается на мелкие куски. По своему виду и по данным анализа она аналогична глине продуктивной толщи или отложениям нижнетретичного возраста.

В некоторых случаях, как мы говорили выше, комки глин, залегающие в песчанике близ кровли подстилающего глинистого пласта, являются отторженцами последнего. Это особенно заметно в тех случаях, когда песок или алеврит залегают на неровной бугристой поверхности пласта глины. Комки глин здесь иногда достигают 30 *см* в поперечнике. Однако в большинстве случаев их размеры не превышают 5 *см* и тогда они достаточно хорошо окатаны.

Крупные комки обычно угловаты. Часто образуются гнездообразные скопления из кусков различной величины, ориентированных без какой-либо закономерности.

Такого рода крупные включения можно наблюдать в отложении пластов разреза продуктивной толщи в северо-западной части Апшеронского полуострова (р. Сумгаит) (рис. 12, 13) и реже в юго-восточном Кобыстане (Утальги, Кянизадаг).

Угловатые комки глины, образующие гнездообразные скопления, свидетельствуют о быстром погребении в прибрежной зоне. Комки глин в гнездах или карманах обычно рыхлы и легко расслаиваются на плитки (по плоскостям напластования). Это значит, что они не могли бы выдержать длительной транспортировки.

Следовательно, они были быстро погребены недалеко от источника сноса. Заслуживает внимания то обстоятельство, что крупные и хорошо окатанные комки глин иногда имеют оторочку выветривания, более рыхлую, чем ядро, и перебитую радиальными трещинами.

Описанные виды включений глин в толще песчаных пластов типичны лишь для частей разреза, представленных мощными песчаными отложениями. В разрезе продуктивной толщи Апшеронского полуострова к последним относятся ПК, НКП и низы балаханской свиты.

В разрезе продуктивной толщи северного побережья Апшеронского полуострова (например, сел. Джорат) комки глин присутствуют в НКП, в балаханской и сабунчинской свитах. Это свидетельствует, что источник осадочного материала находился недалеко от северного побережья Апшеронского полуострова.

Близость иных (своих) источников сноса доказывается осадконакоплением в юго-восточном Кобыстане.

Вместе со сравнительно плохо окатанными комками глин в низах балаханской свиты, в разрезе среднего отдела продуктивной толщи северного побережья Апшерона залегают конгломерат и брекчия, в состав которых входят обломки пород нижнетретичного и, возможно, верхнемело-

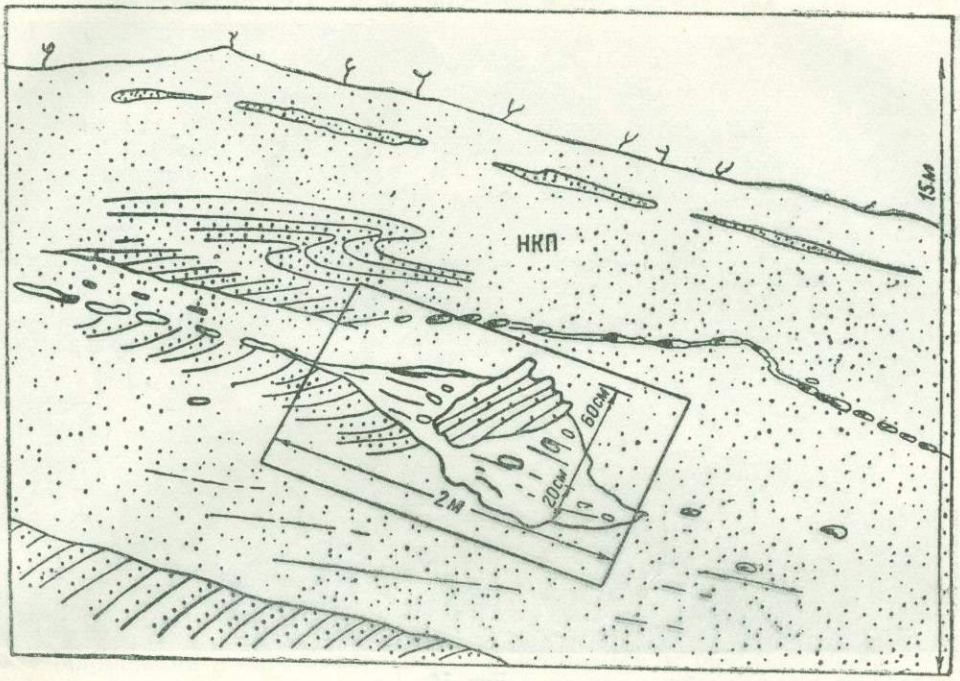


Рис. 12
Апшеронский полуостров — Сумгаит. Продуктивная толща (НКП). Включения крупных комков глины

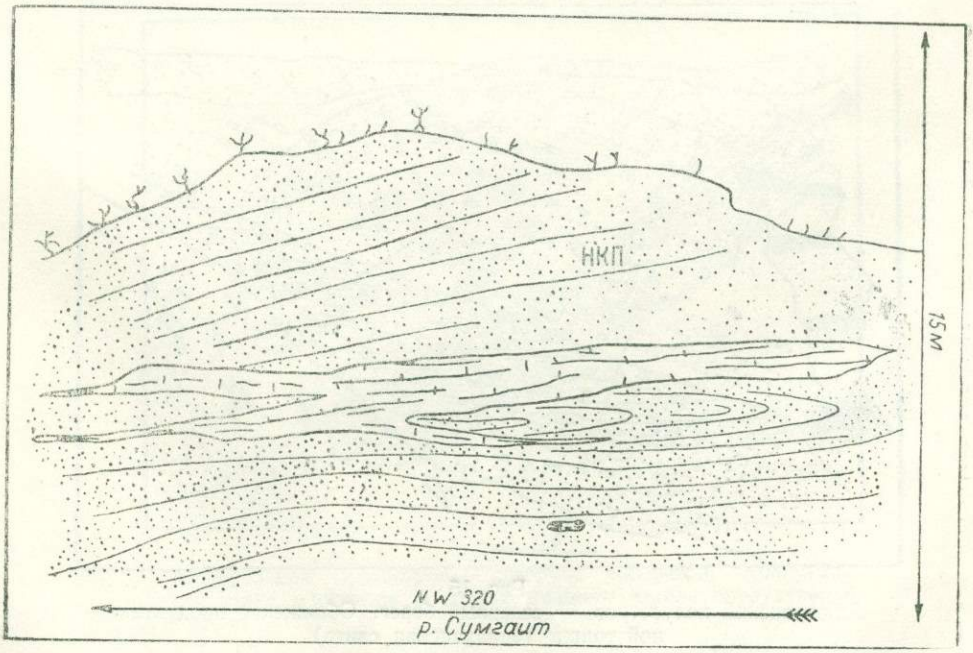


Рис. 13
Апшеронский полуостров — Сумгаит. Продуктивная толща. Пески НКП с включением суглинковидной глины

вого возраста. Этот грубообломочный материал приходится на ту часть разреза (низы балаханской свиты), которая в северной части Апшерон-

Рис. 14
Апшеронский полуостров — северный берег. Продуктивная толща. Конгломерат и брекчия в низах балаханской свиты.
Фото И. И. Потапова

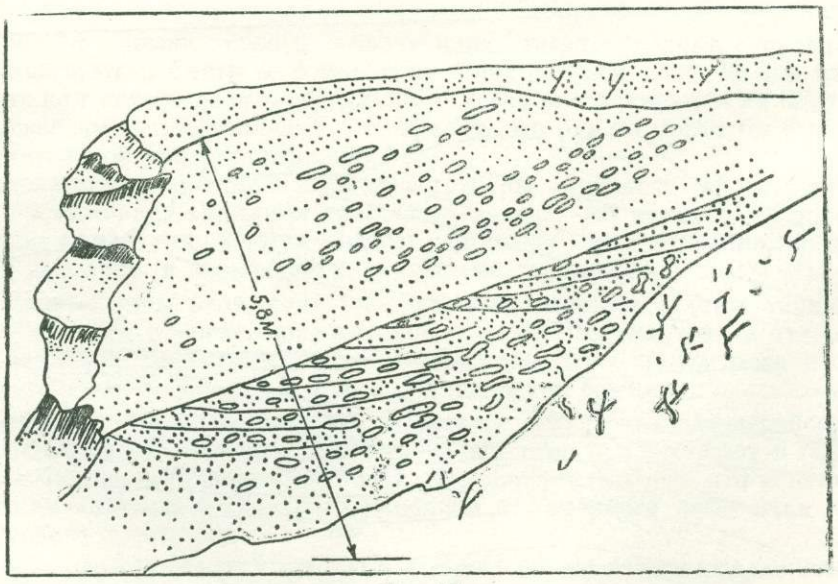


Рис. 15
Апшеронский полуостров — северный берег. Обнажение продуктивной толщи (балаханская свита)

ского полуострова (примерно на меридиане Кирмакинской долины) связана с отложениями подводного конуса выноса, заполнившего осадочным

материалом меридиональную долину в толще отложений НКГ. По направлению с севера на юг и переносился в этот период (после отложения НКГ) осадочный материал (рис. 14, 15).

Это обстоятельство достаточно ясно свидетельствует о том, что в процессе колебательных движений, наложивших отпечаток на весь период накопления осадков продуктивной толщи после отложения НКГ, область, расположенная севернее Апшеронского полуострова, испытывала значительное поднятие. Однако поднятием в период отложения низов балаханской свиты (сюда необходимо включить и так называемый «средний отдел» продуктивной толщи) были охвачены также большие участки прилегающих площадей. Как известно, в балаханский период отложения осадков наиболее часто наблюдаются случаи местных перерывов в отложениях (см. выше).

РОЛЬ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ОСАДКОНАКОПЛЕНИИ

Колебательные движения, обусловившие известную ритмичность в процессе отложения продуктивной толщи, сказались не только на условиях накопления осадочного материала.

В разрезе отложений относительно грубообломочного материала продуктивной толщи можно наблюдать случаи разрыва сплошности пластов, иногда с относительным перемещением отдельных блоков нарушенных участков вдоль плоскости разрыва. Устанавливается наличие как растягивающих, так и сжимающих усилий.

Нарушения в сплошности пластов возникали в процессе накопления осадков в век продуктивной толщи на значительной площади ее распространения. Это следует из наблюдений над большим числом обнажений. Продуктивная толща Апшеронского полуострова и Кобыстана дает в этом отношении богатый материал.

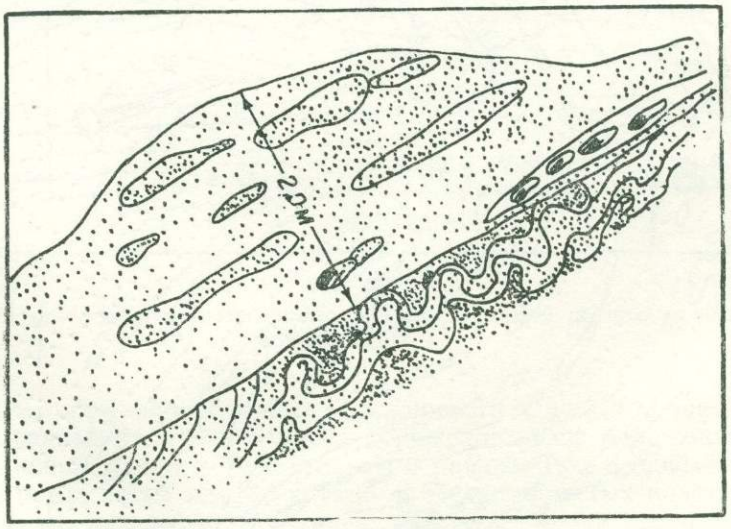


Рис. 16

Апшеронский полуостров — северное побережье. Конкреции песчаника и оползни в песках нижнего отдела продуктивной толщи

Изменения гидродинамического режима бассейна, связанные с колебательными движениями, сказывались, в основном, на условиях отложений с образованием местных перерывов и несогласий на границе литоло-

гически отличных пластов и свит. Однако есть данные, которые указывают на то, что относительные поднятия и опускания отдельных участков явились причиной нарушения первоначального залегания пластов еще до

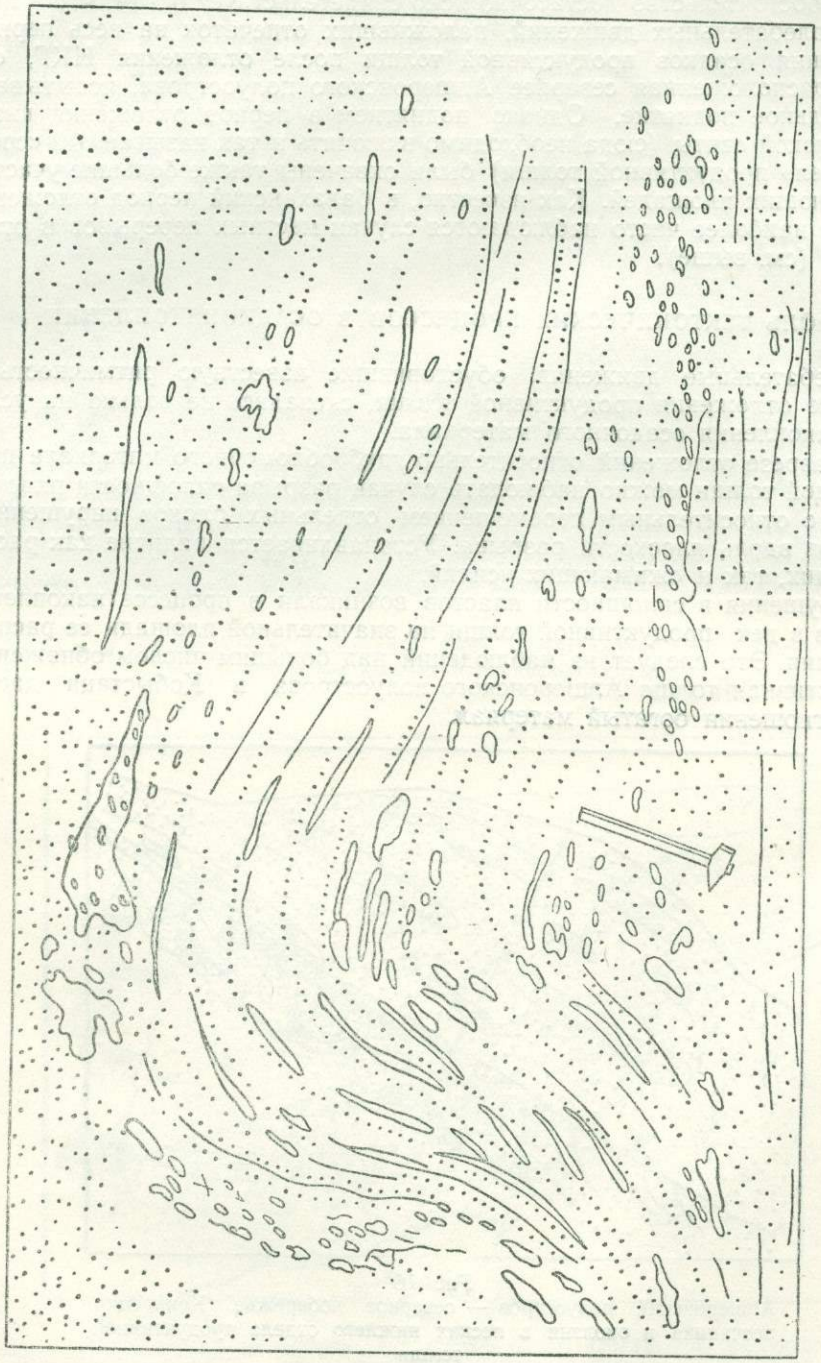


Рис. 17

Апшеронский полуостров — Хурдалан. Оползневые явления в отложениях продуктивной толщи

их перекрытия вышезалегающими слоями. Примером могут служить подводные оползневые явления (рис. 16, 17). Значительный интерес представляют случаи нарушения залегания пластов в процессе осадконакоп-

ления с разрывами в сплошности отдельных пластов, вызванными изменениями их положения относительно первоначального.

Так, одно из обнажений свиты НКП продуктивной толщи северо-западной части Апшеронского полуострова дает основание считать, что образование зияющих трещин в пропластке глины, выполненных залегающим выше песком, является результатом изгиба пропластка, в период смены условий отложений осадочного материала (рис. 18). Весьма показательно, что перегиб пласта глины совпадает с выступом на неровной поверхности ложа. С механизмом изгиба вполне согласуется как расположение трещин в пласте глины, так и место размыва пласта быстротекущими водами с заполнением эродированного «свода» приносимыми осадками.

Разумеется, что в данном случае имело место и последующее течение вещества пласта (в данном случае глины), вызванное неравномерным вертикальным сжатием. Непостоянство мощности и неравномерность нагрузки создавали условия для перераспределения вещества пласта. Зияющие трещины в последующем послужили причиной образования своего рода песчаных микродаек. Песок до некоторой степени был вдавлен в трещины в результате все более и более возрастающего вертикального давления.

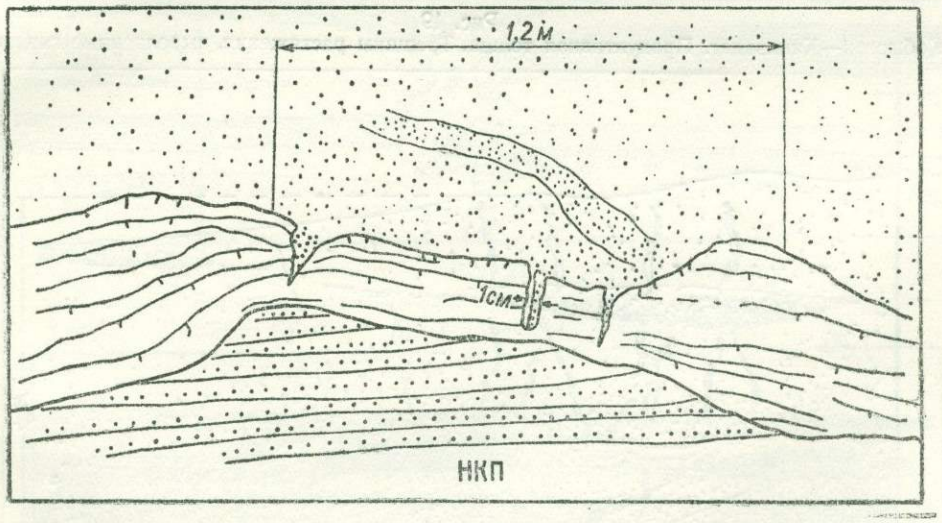


Рис. 18

Апшеронский полуостров. Продуктивная толща. Местный перерыв в период отложения НКП

Примером образования разрывов сплошности пласта в процессе отложения осадков могут служить также обнажения низов балаханской свиты продуктивной толщи в Бинагадинском районе. Так, в одном обнажении разрез представлен толщей крупно- и среднезернистых пластов песка с линзовидными прослоями песчаника, между которыми расположены в виде цепочек комки глин и гальки. Местами песок образует косые слои.

По расположению слоев можно думать, что еще до отложения верхнего слоя вся вышележащая пачка с пропластками была разорвана вертикальным нарушением со смещением прилегающих к нарушению частей пласта.

Вертикальное перемещение одной части разреза относительно другой здесь возникло и прекратилось в процессе осадконакопления.

Местные перерывы в век продуктивной толщи иногда сопровождались и достаточно крупной разрывной дислокацией слоев. Обнажения разреза балаханской свиты в овраге Кафтардере Аташкинского района (VI свита) дают пример такого рода явлений. Здесь песчано-глинистый комплекс отложений претерпел разрыв сплошности слоев. Затем на неровную поверхность этой серии осадков после эрозии отложились новые слои, которые уже не подверглись такого рода дислокации.

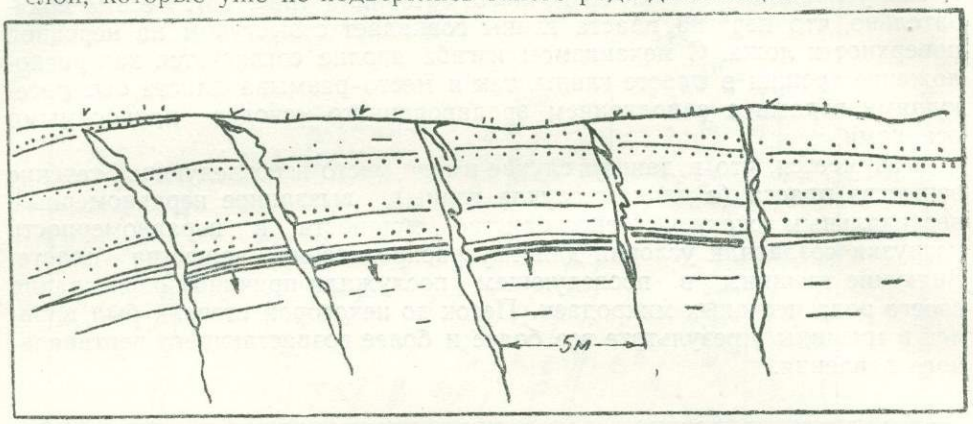


Рис. 19

Кобыстан—Кянизадаг. Продуктивная толща. Трещины растяжения, выполненные гипсом

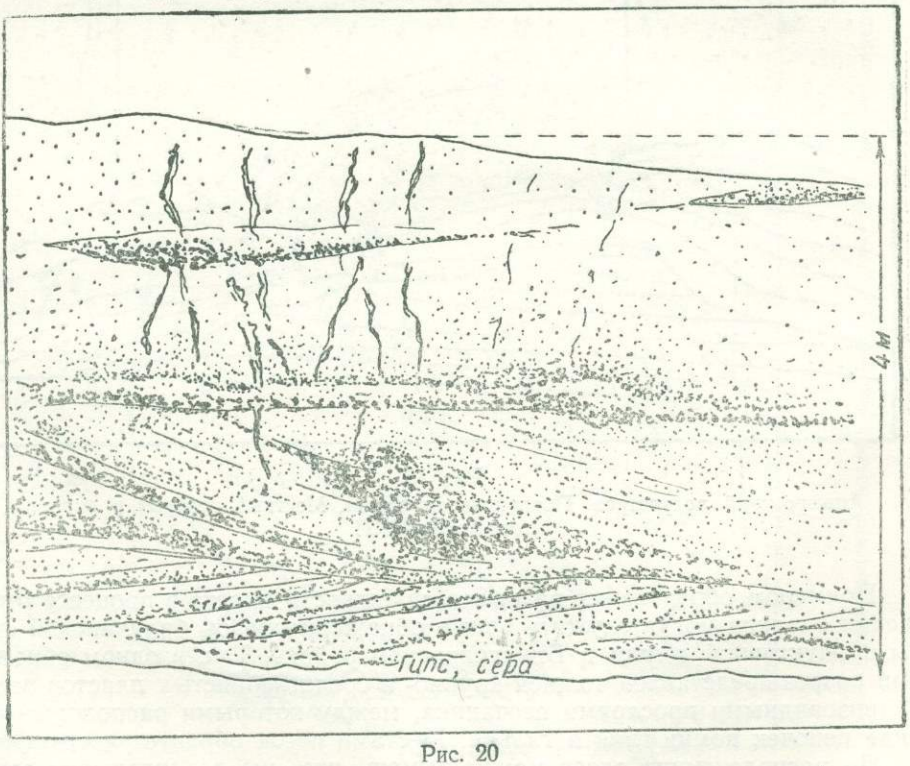


Рис. 20

Кобыстан — Кянизадаг. Трещины растяжения в отложениях продуктивной толщи

О наличии растягивающих усилий в пластах свидетельствуют и серии параллельных зияющих трещин, выполненные кристаллическим гипсом и песком. Эти трещины можно видеть в обнажениях разреза продуктивной толщи Кянизадага (рис. 19, 20).

Мы привели достаточно примеров, характеризующих ту геологическую обстановку, в которой происходило отложение исключительной по своей мощности толщи среднего плиоцена Юго-восточного Кавказа. Колебательные движения играли здесь значительную роль — это не вызывает сомнений. Приводимый фактический материал со всей определен-

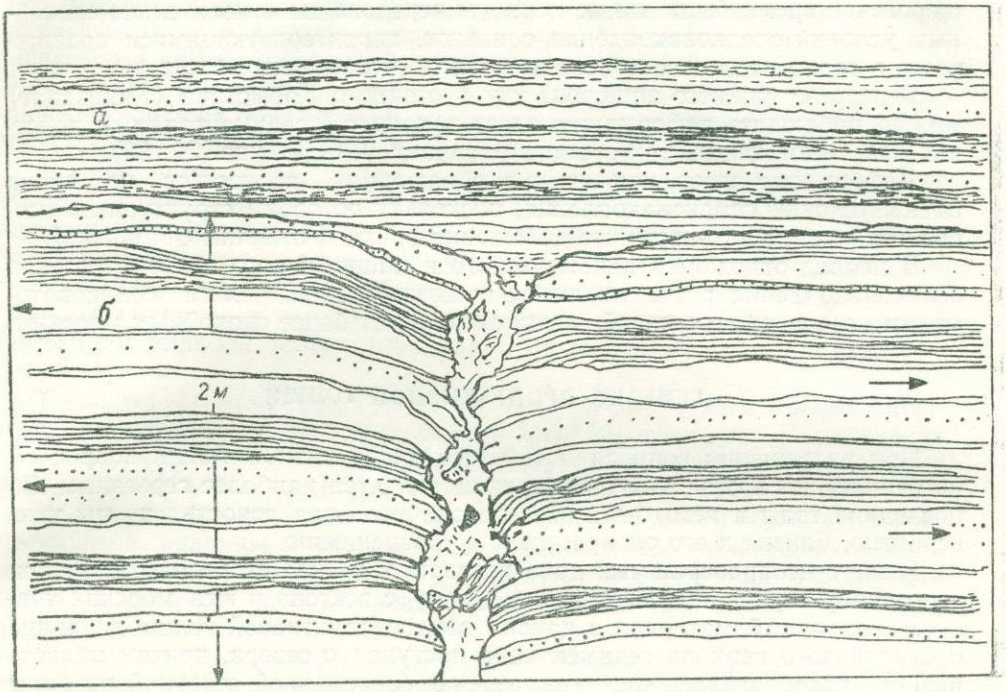


Рис. 21

Кобыстан — Кянизадаг. Апшеронский ярус. Нарушение сплошности слоев в период отложения (от действия растягивающих сил)

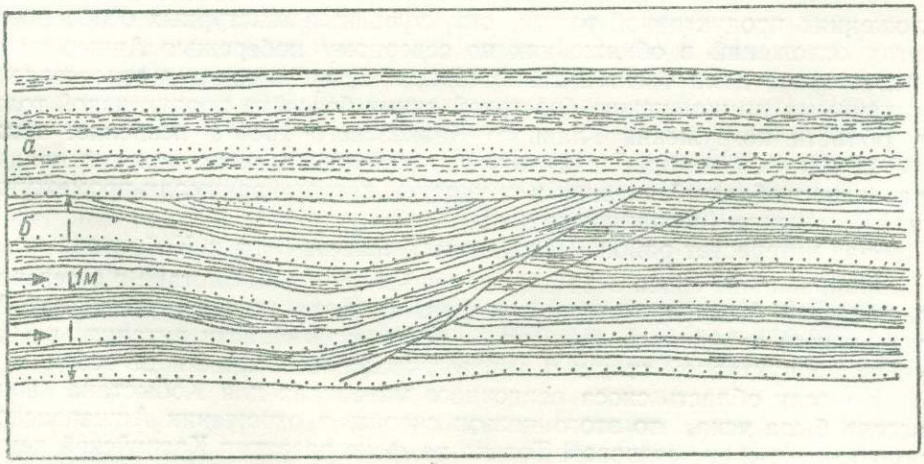


Рис. 22

Кобыстан — Кянизадаг. Апшеронский ярус. Нарушение сплошности слоев в период отложения (от действия сжимающих сил)

ностью говорит об этом. Колебательные движения наложили отпечаток и на текстурные особенности продуктивной толщи, изучение которых дает нам ключ для выяснения ее генезиса. Эти движения также предопреде-

лили создание предпосылок для миграции нефти и образование различного вида структурных условий при формировании нефтяных залежей в продуктивной толще Юго-восточного Кавказа.

Однако тектонический фактор играл известную роль не только в процессе отложения осадков века продуктивной толщи. В последующее апшеронское время были также периоды чередования относительно спокойных условий осадконакопления с иными, характеризующимися подвижками в горизонтальном направлении целого комплекса слоев.

В разрезе нижнего апшерона юго-восточного Кобыстана (Кянизадаг) можно наблюдать деформацию слоев в процессе седиментации от действия как сжимающих, так и растягивающих усилий (рис. 21, 22).

Деформация слоев, как видно в обнажениях, произошла на грани смены условий осадконакопления, поскольку по своим структурным особенностям глинисто-песчаные отложения пачки *а* отличны от пачки *б*.

В период отложения акчагыльского и апшеронского ярусов условия осадконакопления резко меняются, и неустойчивый режим солоноватоводного озера продуктивной толщи заменяется более спокойным морским.

ГЕНЕЗИС ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ

При разрешении вопроса о генезисе продуктивной толщи вопрос об источнике сноса осадочного материала является наиболее серьезным. За последние годы в него была внесена значительная ясность и мы уже, вероятно, близки к его окончательному разрешению.

В свете неопровержимых доказательств того, что в пределы Апшеронского полуострова и прилегающих к нему с востока и юга морских участков осадочный материал с начала века продуктивной толщи до конца сабунчинского периода седиментации поступал с севера, причем область питания располагалась где-то в пределах современной северной впадины Каспия, мы и должны восстанавливать черты палеогеографии конца понтического века и века продуктивной толщи.

Исследование направления косой слоистости (Конюхов, 1947) в отложениях продуктивной толщи, структурных и текстурных особенностей этих отложений в обнажениях по северному побережью Апшеронского полуострова дали богатейший материал. Этот материал в сопоставлении с данными по изменению береговой линии бассейна продуктивной толщи в области погружения Главного Кавказского хребта позволяет также установить (пока приблизительно) и границы распространения осадков различных областей питания и те участки, которые занимали промежуточное положение (пограничные зоны).

Нас интересует район Апшеронского полуострова и Кобыстан.

Направление сноса осадков с северо-запада в Кобыстане и с севера — в пределах Апшеронского полуострова с прилегающими участками Апшеронского архипелага, определяет положение области питания в бассейне продуктивной толщи и литологические особенности ее осадков.

Но если область сноса осадочного материала для Кобыстана почти всегда была ясна, то этого нельзя сказать в отношении Апшеронского полуострова и его островов. Только на фоне развития Каспийской тектонической впадины раскрывается перед нами обстановка отложения осадков в этой части Юго-восточного Кавказа.

Рассмотрение всех материалов, которые проливают свет на генезис продуктивной толщи, приводит к убеждению, что область питания или источник сноса осадочного материала в век продуктивной толщи (за время калинская свита — конец сабунчинской свиты) надо искать в пределах современной Северо-Каспийской впадины.

Северо-Каспийская суша, интенсивно размываемая в начале среднего плиоцена, должна была являться в то время основным поставщиком осадочного материала для северной части Южно-Каспийской впадины. Этот вывод заставляет думать, что кристаллический субстрат составляет основную массу пород, залегающих под относительно небольшим покровом третичных отложений Дербентской (Северо-Каспийской) впадины, размывавшихся в век продуктивной толщи. Наличие гравиметрического максимума (В. В. Федынский, 1937) в зоне Дербентской котловины и уменьшение мощности мезозойских отложений в сторону Северо-Каспийской впадины, как об этом можно судить на основании глубокого бурения в прикаспийском районе, подтверждают сказанное.

В своих работах [21, 22] мы приводили геологические профили, полученные на основании реконструкции залегания пластов разреза среднего плиоцена в соответствующие периоды отложения отдельных свит. Такой метод исследования дал возможность установить, что образование Дербентской котловины (Северной впадины Каспия) произошло в предакчагыльское время — в период отложения верхних горизонтов сураханской свиты продуктивной толщи (начиная с горизонта «С» по балаханскому разрезу).

Тогда же [21] нами было отмечено, что в связи с этим в районе Апшеронского полуострова наступил режим неглубокого моря. Рассуждение велось на основании концепции В. П. Батурина о приносе осадков в век продуктивной толщи с севера палеорекой (Палеоволгой) [8, 9].

Не предрешая вопроса о том, что представляла собой область Северо-Каспийской впадины в геологические периоды до «века продуктивной толщи» (поднятие или прогиб), необходимо считать, как это и полагал В. П. Батурин, что в начале века продуктивной толщи здесь была область суши.

В период отложения низов верхнего отдела продуктивной толщи происходил особенно интенсивный снос осадочного материала с развитой в области современной северной впадины Каспия суши. Об этом свидетельствует наличие в отложениях НКГ меридионального рукава, заполненного грубообломочными осадками (рис. 23). Рукав был установлен нами при сопоставлении разрезов месторождений западной и восточной частей Апшеронского полуострова (1939) [22, 23].

В 1946—1947 гг. нами был исследован район северного побережья Апшеронского полуострова (участок сел. Джорат — р. Сумгаит). Исследования позволили детально ознакомиться с разрезом продуктивной толщи, а также убедиться в приносе осадков этих отложений из области суши, расположенной на север или северо-восток от Апшеронского полуострова. Особенность данного разреза и, главным образом, низов балаханской свиты — богатство грубообломочным материалом (галька, валуны) и кварцем.

Сравнение джоратского и сумгаитского разрезов продуктивной толщи исключало снос кварцево-песчаного материала с запада или северо-запада — со стороны области современного погружения Главного Кавказского хребта.

Это положение дало нам твердое основание прийти к выводу о приносе осадочного материала из области Северо-Каспийской впадины.

Северо-Каспийская впадина рисовалась нам как обширная область развития суши или архипелага островов, с разделяющими их многочисленными проливами, со стоком вод в Южно-Каспийскую впадину. Какое-то горное сооружение образовывало с Копетдаг-Кубадагской горной системой Туркмении «среднекаспийский барьер» с «апшеронским порогом».

Оставался неясным лишь вопрос о геологической природе и возрасте пород, развитых в области, приходившейся тогда на северную часть современной Каспийской впадины. Судя по содержанию некоторых минералов песчаных горизонтов продуктивной толщи (кварц, дистен),

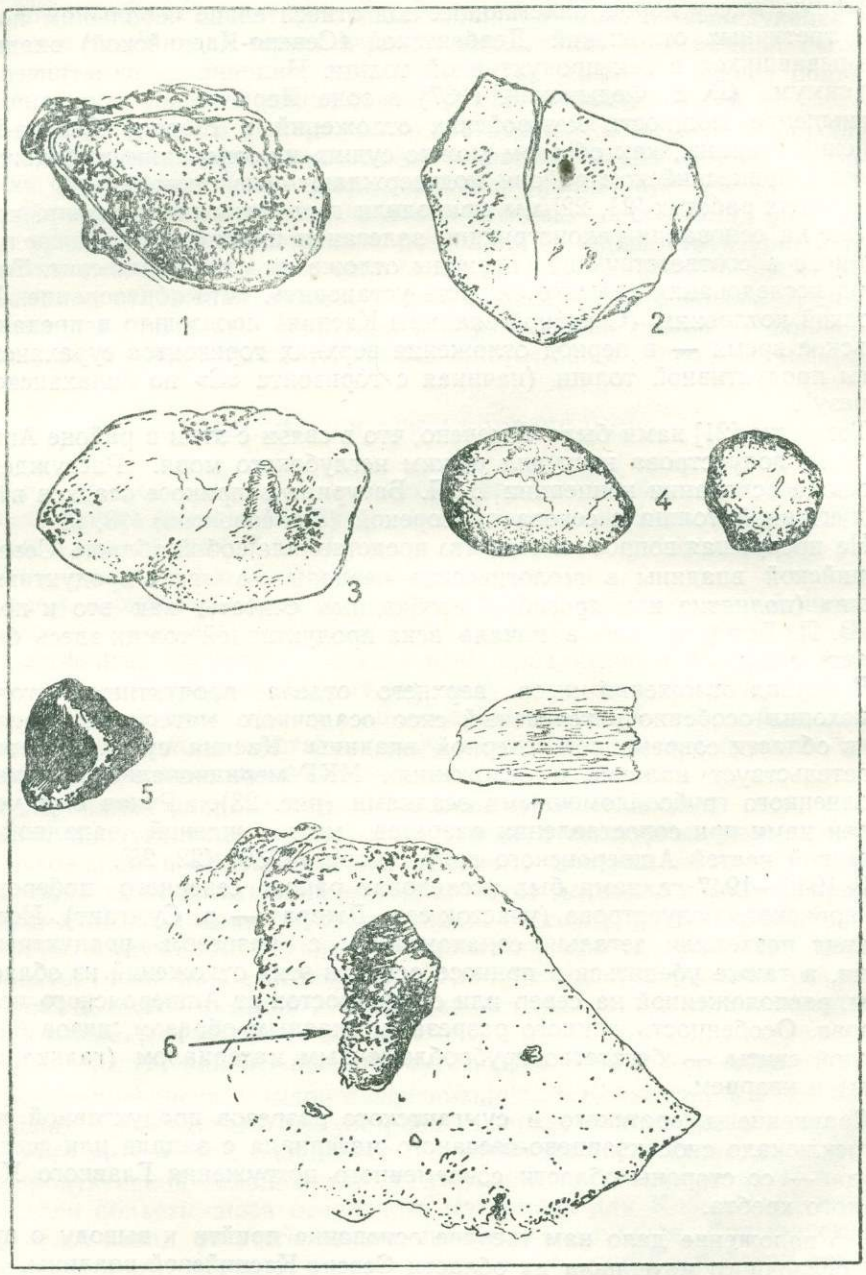


Рис. 23

Апшеронский полуостров — Бинагады. Низы балаханской свиты. Отдельные включения: *1* — фауна; *2* — песчаник; *3* — мергель; *4, 5, 6* — галька (кварц); *7* — известняк

осадки этого комплекса не могли отложиться за счет разрушения мезокайнозойских пород Главного Кавказского хребта. Помимо этого, иссле-

дования 1927 и 1950 гг. дали материал, из которого следует, что в продуктивной толще Апшеронского полуострова, в промежутке Шабандаг—Зигильпири, распространена галька нижнепермского возраста [15, 47].

Не разделяя выводов исследователей, установивших распространение нижнепермской гальки в низах балаханской свиты продуктивной толщи Апшеронского полуострова, об источнике материала для гальки данного возраста, следует отметить ее залегание как раз в полосе упомянутого нами рукава, образование которого было обязано интенсивному переносу осадков со стороны Северо-Каспийской впадины.

В 1936 и 1945 гг. был получен материал [28, 35], позволяющий отнести изверженные породы Красноводска к доюрскому, и, возможно, древнепалеозойскому возрасту, а в Туаркыре были найдены выходы пермотриаса с гальками пород палеозойского возраста. Это обстоятельство приобретает исключительно важное значение, поскольку изверженные породы восточного побережья Северо-Каспийской впадины представляют часть древнего субстрата, подстилающего мезозойскую осадочную толщу на большой площади (Туаркыр, Большой Балхан, Красноводск).

Заслуживают также внимания указания на состав изверженных пород, встречающихся в виде глыб и галек в разрезе юры большебалханской антиклинали и представленных гранитами, кварцевыми порфирами, порфиритами. Не меньшее значение приобретают граниты близ Красноводска и сложность состава древнего массива палеозоя в целом [28].

Современная береговая линия, до которой установлены упомянутые выше изверженные и осадочные отложения мезозоя и палеозоя, не является крайней границей их распространения на запад, в сторону современной Северо-Каспийской впадины. Это приобретает важное значение в связи с тем, что материалы по истории Каспийского бассейна в неогене говорят о значительной мобильности области Северо-Каспийской впадины в этот период [44].

Исследования в Мангышлакском, Туаркырском и Красноводском районах показывают, что эти участки испытывали неоднократные поднятия и опускания. В отдельные периоды среднего и верхнего миоцена, в начале конкского века, в сармате, здесь образовывались обширные участки суши, которые служили источником сноса осадочных отложений.

Область Дербентской котловины является областью опускания большой амплитуды. Об этом говорит не только топография дна Северо-Каспийской впадины, но и черты геоморфологии ее западной и восточной прибрежных областей (Кусарская наклонная равнина, Мангышлак).

Есть указания на наличие крупных орогенических движений в послепалеогеновое время в Красноводском районе и о формировании красноводской антиклинали в середине миоцена. Более поздние поднятия могли обусловить образование «мощной толщи континентальных конгломератов с галькой магматических и мезозойских осадочных пород («красноцветной толщи»), подстилающих в обрыве Кюррянынкюре отложения морского акчагыла» [28].

Аналогом «красноцветной толщи» Туркмении является продуктивная толща Апшеронского полуострова, образование которой в среднем плиоцене, как мы указали выше, было связано с поднятием, приходящимся на область Северной впадины Каспия.

Не говорит ли об общности осадочного материала продуктивной толщи и красноцвета тождество в составе и времени образования этих отложений? Не является ли это следствием разрушения изверженных пород — древнего субстрата осадочного мезозоя или пермотриаса, развитого в области Туркмении и Дербентской котловины северного Каспия? Если учесть весь изложенный нами фактический материал, то к иному выводу прийти нельзя.

Мы привели ряд отдельных положений, проливающих свет на условия отложения продуктивной толщи.

Так как разрешение вопроса о генезисе продуктивной толщи в свете приведенного материала приобретает исключительно важное значение для всей Каспийской тектонической впадины, то необходимо более подробно осветить общую картину палеогеографической обстановки в среднем плиоцене. Необходимо учесть и те доводы, которые были положены в основу прежних исследований по данному вопросу.

В связи с тем, что в северной части Апшеронского полуострова Апшеронская (или северо-каспийская терригенная фация) продуктивной толщи представляет собой закономерное чередование пластов песка, алевролита и глины, нельзя полностью согласиться с мнением В. П. Батурина о наличии дельты Палеоволги в районе Апшерона.

Палеоволга, распадавшаяся в начале века продуктивной толщи в пределах Северо-Каспийской суши на отдельные рукава, в которых транспортируемый с Русской платформы осадочный материал смешивался с продуктами размыва Средне-Каспийского поднятия (породы древнего палеозоя, докембрия), только внешним краем дельты основного рукава могла достигать северной акватории Апшеронского полуострова.

Основным источником обломочного материала алевропесчаных пород продуктивной толщи Апшеронского полуострова могли быть породы размываемого и погребенного в конце среднего плиоцена Средне-Каспийского поднятия. Хотя Южно-Каспийская впадина, как и Черноморская, являлась естественным приемником продуктов сноса с южной части Русской платформы, однако повторные находки нижнепермской и палеозойской гальки (А. Б. Вистелиус, А. Д. Миклухо-Маклай, 1950—1951) говорят об одновременном существовании и иного источника осадочного материала.

Как справедливо полагает В. Е. Хаин, Палеоволга в своих низовьях могла прорезать Средне-Каспийское поднятие таким же образом, как современный Дунай прорезает поднятие Добруджи перед впадением в Черное море.

С другой стороны, присутствие в продуктивной толще пород кавказского происхождения (миоцен, палеоген, мел в составе гальки конгломератов), грубый состав конгломератов и их плохая сортировка свидетельствуют о размыве местных источников сноса — сводовых участков антиклинальных поднятий Сумгаитского прогиба.

Дельтовые выносы Палеоволги и горных потоков со Средне-Каспийского поднятия вначале отлагались по южной периферии Северо-Каспийской суши, а затем, при продолжающемся опускании Южно-Каспийской котловины, терригенный материал перемещался к югу, т. е. переотлагался в морской, преимущественно прибрежной обстановке.

В конце века продуктивной толщи начинается опускание Северо-Каспийской суши, а район Апшеронского полуострова становится естественным барьером между двумя областями скопления уже местного осадочного материала — Северной и Южной впадинами Каспия.

Пески и алевриты с преобладанием пироксенов и роговых обманок начинают появляться в верхних частях разреза продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины, указывая на поступление осадков с запада.

Палеокура и другие реки бортов Куринской впадины доставляют с Большого и Малого Кавказа осадочный материал.

Палеогеографическая обстановка в век продуктивной толщи проливает свет и на взаимоотношение отдельных терригенно-минералогических фаций и дает возможность составить стратиграфическую схему разреза продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины.

Мы достаточно подробно остановились на условиях осадконакопления в век продуктивной толщи, что было вызвано темой нашего исследования — рассмотреть историю геологического развития Кобыстана в связи с нефтеносностью этой области.

Поскольку продуктивная толща Юго-восточного Кавказа является богатейшим коллектором нефтяных залежей, необходимо установить — образовалась ли нефть в самой продуктивной толще или же формирование залежей связано с ее миграцией из нижележащих пород миоцена и палеогена.

Выше мы уже останавливались на чертах геологического развития Кобыстана в эпоху, предшествовавшую веку продуктивной толщи. Мы видели, что в палеогеновый и миоценовый периоды здесь существовали все условия для отложения нефтепроизводящих свит. Первичная нефтеносность диатомовой и майкопской свит несомненна.

Существовали ли аналогичные условия в век продуктивной толщи?

Как видно из материала по отложению осадков, таких условий в это время не было.

Мелководность бассейна века продуктивной толщи в пределах Кобыстана и Апшеронского полуострова при режиме осадконакопления в условиях быстротекущих вод (приближающихся к дельтовым) исключала возможность захоронения органического материала и создания впоследствии восстановительной среды — этих важнейших условий нефтеобразования.

Неустойчивость гидродинамического режима, обусловливающая временами переотложение осадочного материала (комки глин продуктивной толщи) и его аэрацию, не создавала благоприятной обстановки для образования первичнонефтеносных фаций.

Хорошо аэрируемый и широко разносимый по бассейну терригенный материал носит все следы длительной транспортировки и отлагается отнюдь не в условиях морского режима, как, например, нефтеобразующие свиты палеогена и миоцена. Этим исключается создание условий для образования таких свит в век продуктивной толщи.

Своеобразные условия осадконакопления в бассейне продуктивной толщи доказываются и текстурными особенностями этого комплекса отложений (на чем мы уже останавливались подробно) и свидетельствуют об их некотором отличии от предшествующих этапов седиментации третичного времени.

Все это приводит к убеждению, что продуктивная толща Кобыстана и Апшеронского полуострова не является первичнонефтеносной и образование здесь нефтяных залежей произошло в результате миграции нефти из подстилающих материнских свит.

Рассматривать условия осадконакопления в последующие геологические эпохи мы не будем. Но прежде чем перейти к рассмотрению характера распределения нефти в продуктивной толще Кобыстана, остановимся на рассмотрении тектонического фактора, который, как мы увидим, играл большую роль в образовании залежей в продуктивной толще Юго-восточного Кавказа.

ТЕКТОНИКА И СТРАТИГРАФИЯ КОБЫСТАНА В СРЕДНЕМ ПЛИОЦЕНЕ

При рассмотрении условий отложения продуктивной толщи Кобыстана и Апшеронского полуострова мы отметили те положения, которые имели большое значение для разрешения вопроса о ее генезисе.

Нами были также указаны черты сходства и различия в условиях образования осадков в этих палеогеографически смежных областях. Особенностью разреза продуктивной толщи южной части Апшеронского полуострова и Кобыстана явилось увеличение ее мощности на юг и юго-восток и различие в источниках сноса осадочного материала Кобыстана и Апшеронского полуострова. С этими положениями мы особенно должны считаться при сопоставления разрезов продуктивной толщи упомянутых областей.

Итак, в истории развития бассейна продуктивной толщи, на фоне общего погружения дна бассейна северной и южной котловин Каспия, особенного внимания заслуживают два момента:

1) опускание южной котловины Каспия в начальный период отложения продуктивной толщи;

2) интенсивное опускание северной и южной котловин со времени начала отложения сураханской свиты [21].

Это обусловило два важных фактора, которые мы должны учитывать при сопоставлении разрезов продуктивной толщи Кобыстана и Апшерона, а именно:

а) значительное распространение отложений нижней половины продуктивной толщи по направлению на юг и юго-восток от Апшеронского полуострова за счет приноса осадков с суши (на месте современной северной впадины);

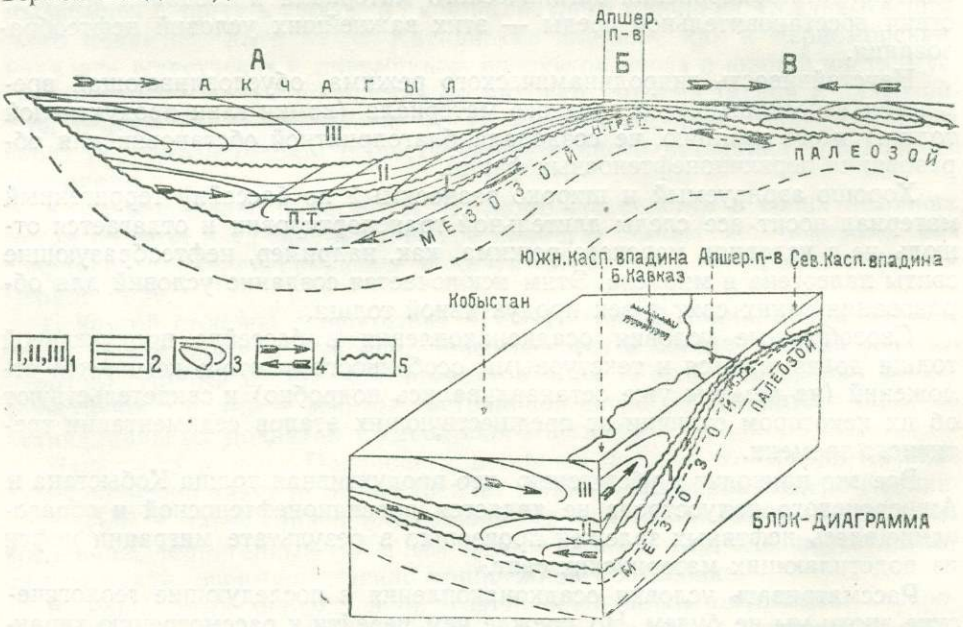


Рис. 24

Схема осадконакопления в век продуктивной толщи вдоль западного борта Северной и Южной Каспийских впадин.

Составил В. А. Горин (1950—1951 гг.).

1 — стратиграфические ритмы продуктивной толщи (I—II — «апшеронская» фация, III — «кобыстанская» фация); *2* — пласты; *3* — границы минералогических фаций; *4* — направление переноса осадочного материала различных терригенно-минералогических фаций в век продуктивной толщи; *5* — границы ритмов

б) увеличение мощности продуктивной толщи Кобыстана за счет появления новых горизонтов (свит) выше сураханской свиты, если иметь в виду стратиграфическую колонку разреза продуктивной толщи Апшеронского полуострова.

Это положение в свое время было обосновано построением структурных карт и широтных и меридиональных профилей, связывающих Апшеронский полуостров и Кобыстан [21].

Все сказанное можно иллюстрировать схематическим профилем и блок-диаграммой, основанными на реконструкции условий залегания продуктивной толщи в период отложения акчагыльского яруса (рис. 24).

Таким образом, исходя из общей геологической обстановки в век продуктивной толщи, мы должны принять во внимание, что продуктивная толща Апшеронского полуострова, залегающая здесь в краевой зоне области распространения ее осадков в Южно-Каспийской впадине, должна значительно уступать по мощности продуктивной толще юго-восточного Кобыстана и частично являться аналогом ее нижней половины, соответствующей по времени отложения промежутку от калинской до конца сабунчинской свиты.

Как мы увидим далее, сказанное полностью подтверждается при сопоставлении разрезов продуктивной толщи Кобыстана и Апшеронского полуострова.

Разумеется, наличие единого бассейна продуктивной толщи Кобыстана и Апшеронского полуострова (если говорить о Южно-Каспийской впадине) и выявление синхроничных свит и горизонтов в ее разрезе ни в какой степени не исключает ее фациальных особенностей для отдельных участков бассейна, что и должно быть учтено при сопоставлении разрезов продуктивной толщи отдельных районов Апшероно-Кобыстанской провинции.

Разрез продуктивной толщи Кобыстана изучался рядом исследователей и получил освещение в отчетах Азербайджанской нефтяной экспедиции (1945—1947 гг.).

Работы П. П. Авдусина, В. П. Батурина, Г. Ю. Фукс-Романовой, а в последующем — А. Г. Алиева, Б. П. Ясенева и Г. А. Ягубяна — по минералогическому изучению продуктивной толщи и Г. А. Ахмедова — по литологическому делению ее разреза внесли значительную ясность при увязке продуктивной толщи Кобыстана и Апшеронского полуострова.

Однако, как можно судить по всему имеющемуся материалу, твердого критерия в схемах для корреляции до сих пор нет.

Еще в 1938 г. А. Г. Алиевым и Г. А. Ягубяном совместно с Б. П. Ясеневым была дана схема сопоставления разрезов продуктивной толщи Прикуринской низменности Кобыстана и Западного Апшерона.

Схемы сопоставления были опубликованы А. Г. Алиевым в 1947 и 1949 гг. [1, 2].

Согласно последнему варианту этих схем (1949), все свиты продуктивной толщи Кобыстана имеют аналогов в продуктивной толще Апшеронского полуострова.

Прикуринская низменность и Кобыстан	Апшеронский полуостров
Слюдистая свита	Сураханская свита
I пироксено-роговообманковая	—
Слюдисто-эпидотовая	Сабунчинская свита (III г.)
II пироксено-роговообманковая	Балаханская свита (IV—VI свиты)
Ангидритовая свита	Средний и нижний отделы

А. Г. Алиев не включил сюда «свиту, богатую рудными минералами», залегающую ниже ангидритовой (согласно схеме 1947 г.).

Схемы сопоставления разрезов продуктивной толщи Кобыстана и Апшеронского полуострова в 1947 и 1949 гг. были представлены также в виде блок-диаграмм.

Согласно этим блок-диаграммам и таблицам сопоставления (1937, 1947, 1949), сураханская свита Апшерона являлась аналогом слюдистой и I пироксено-роговообманковой свит. Не претерпевая существенных изменений в мощности по путинскому и гюльбахтскому разрезам (в сопоставлении А. Г. Алиева), она залегала непосредственно под акчагылом и была выделена во всех районах Кобыстана и Прикуринской низменности.

В последнее время А. Д. Султановым был применен комплексный метод исследования пород, слагающих разрезы Кобыстана, в основном по материалам, собранным из естественных обнажений. Эти исследования позволили ему расчленить верхние, обнажающиеся на поверхности части разрезов (Чеилдаг, Утальги, Клыч и др.) на ряд свит, по минералогическому составу идентичных в своей последовательности свитам схемы А. Г. Алиева и Г. А. Ягубяна:

I. Слюдистая.
II. Пироксено-роговообманковая.
III. Свита слюд и устойчивых минералов.
IV. Пироксено-роговообманково-дистенистая.
V. Слюдистая.
VI. Роговообманково-пироксеновая.

К настоящему времени мы располагаем двумя схемами расчленения продуктивной толщи Кобыстана — схемой Г. А. Ахмедова и схемой А. Г. Алиева и Г. А. Ягубяна, а также данными А. Д. Султанова по детальному послойному изучению нескольких разрезов Кобыстана.

С другой стороны, мы располагаем нашими данными по истории развития Каспийской впадины и условиям отложения продуктивной толщи Апшеронского полуострова и Кобыстана. Материалы и выводы по этим вопросам основываются, главным образом, на установлении известных закономерностей в изменении мощности отдельных свит продуктивной толщи Апшеронского полуострова и прилегающих к нему с запада районов Кобыстана (Кергез, Карадаг), на чем мы останавливались выше.

В свете всех этих данных должно проводиться выделение синхронных отложений разреза продуктивной толщи в области ее распространения.

Однако рассмотренные выше схемы сопоставления отдельных разрезов Кобыстана и Апшерона не отражают в полной мере истинного положения вещей и находятся в несоответствии с тектоническим развитием и условиями отложения продуктивной толщи Юго-восточного Кавказа.

Отрицательной стороной этих сопоставлений был недоучет факта резкого увеличения мощности сураханской свиты от Бинагадов через Локбатан к Кергезу и Карадагу за счет появления сверху новых горизонтов в ее разрезе. Это было установлено нами еще в 1934 и 1939 гг. при сопоставлении разрезов путем реконструкции залегания отдельных горизонтов и свит продуктивной толщи в различные периоды седиментации [21, 22, 23].

Именно поэтому сураханская свита Гюльбахта и Пута, а, следовательно, Локбатана и Биби-Эйбата (хорошо увязываемая с первыми), была искусственно привязана к первой пироксеновой свите (в понимании А. Г. Алиева и Г. А. Ягубяна) Кобыстанской схемы сопоставления разрезов.

Искусственность данной параллелизации чувствуется и в том, что до настоящего времени во вскрытом глубоким бурением разрезе продуктивной толщи Кобыстана отсутствует та часть разреза, которая, согласно упомянутой параллелизации, должна быть аналогом балаханской свиты и нижнего отдела продуктивной толщи западной или южной части Апшеронского полуострова.

Каковы бы ни были фациальные различия продуктивной толщи Кобыстана и Апшеронского полуострова при наличии различных терригенно-минералогических провинций роль последних в изменении литологического разреза должна, в основном, сказываться в краевых частях бассейна. В северо-восточном районе юго-восточного Кобыстана (исходя из условий отложения продуктивной толщи Апшеронского полуострова) мы не имеем основания не встретить в разрезе часть комплекса преимущественно песчаных отложений «апшеронской фации» продуктивной толщи.

Для того чтобы установить причину несоответствия между имеющимися схемами параллелизации разрезов и палеогеографическими особенностями бассейна века продуктивной толщи, необходимо, прежде всего, обратиться к рассмотрению схем минералогической и литологической характеристик разрезов и данных электрокароттажа.

Задача должна свестись, в основном, к сопоставлению разрезов отдельных районов Кобыстана между собой и их увязке с разрезами западных районов Апшеронского полуострова.

В предлагаемую схему сопоставления разрезов Кобыстана и Апшеронского полуострова (в основу которой положены развитие бассейна в век продуктивной толщи и сопоставление разрезов Локбатана и Карадага) включены также схемы сопоставления по минералогической (А. Г. Алиев и Г. А. Ягубян, Б. П. Ясенев, А. Д. Султанов) и литологической (Г. А. Ахмедов) характеристике [1, 2, 3, 42] (рис. 25).

Как видно из этой схемы, основные разрезы Кобыстана — Карадаг, Миаджик, Кянизадаг и Пирсагат были в общем правильно увязаны между собой. Это подкрепляется и параллелизацией их с разрезами Утальги и Чеилдага по схеме Г. А. Ахмедова.

Несообразное положение, с точки зрения палеогеографии, занимали в схеме А. Г. Алиева и Г. А. Ягубяна разрезы Утальги и Чеилдага, что было всегда видно при сопоставлении последней схемы со схемой Г. А. Ахмедова.

Правильность выводов Г. А. Ахмедова подтверждается в настоящее время данными, полученными при дальнейшем изучении этих разрезов.

В схеме минералогической характеристики прежних исследователей всегда выступала несоответственно большая мощность I пироксено-роговообманковой свиты (более 850 *м* в Утальги и 625 *м* в Чеилдаге). Из данных А. Д. Султанова, детально изучившего разрезы этих отложений, видно, что в I пироксено-роговообманковой свите Утальги и Чеилдага А. Г. Алиева фактически выделяются две пироксено-роговообманковые и две слюдистые свиты.

Неправильное привязывание подошвы I пироксено-роговообманковой свиты разрезов Кобыстана к подошве второй по счету сверху и не синхроничной ей пироксено-роговообманковой — в разрезах Утальги и Чеилдага с пропуском II слюдистой свиты (слюдисто-эпидотовой, по А. Г. Алиеву) естественно приводило к искажению мощностей и стратиграфической последовательности упомянутых свит.

С устранением этого недостатка все разрезы юго-восточного Кобыстана займут соответствующее место при сопоставлении разрезов, что видно из прилагаемой схемы параллелизации.

Естественно, что при этом лучше выдерживается и некоторая параллельность в залегании свит, выделенных как по минералогической (А. Г. Алиев), так и литологической (Г. А. Ахмедов) характеристике. Следует учесть, что в объем I глинисто-песчаной свиты Ахмедова, как мы отметили выше, входят две пироксено-роговообманковые (в основном, песчаные свиты А. Д. Султанова (Чеилдагский разрез) и залегающая между ними слюдистая (более глинистая).

Не останавливаясь на обосновании правильности параллелизации отдельных свит промысловой номенклатуры, которая подкрепляется и нашей схемой с введенной поправкой расчленения по минералогической характеристике, перейдем к сопоставлению кобыстанского разреза продуктивной толщи с разрезом Апшеронского полуострова. Серия разрезов нефтяных месторождений Западного Апшерона, в особенности Локбатана и Карадага, должна быть связующим звеном в этом сопоставлении.

Геологические разрезы Локбатана и Карадага, лежащие в основном профиле СВ—ЮЗ направления (Бинагады—Локбатан—Карадаг), по которому удобнее всего устанавливать закономерности в изменении мощностей отдельных свит, должны играть решающую роль.

Если исходить из основной закономерности в условиях отложения продуктивной толщи в пределах Южно-Каспийской впадины — интенсивного прогибания дна бассейна с начала отложения сураханской свиты и соответственного возрастания ее мощности в северной части этой впадины по направлению с северо-востока на юго-запад, то мощность отложений выше кровли сабунчинской свиты здесь должна возрасти по меньшей мере вдвое по сравнению с локбатанским разрезом. Учитывая это, мы должны ожидать появления первых песчаных горизонтов сабунчинской свиты не менее чем в 1300 *м* от кровли продуктивной толщи. Кровля балаханской свиты должна залегать на глубине около 2000 *м*.

Разрезы карадагских скважин подтверждают наше предположение. С этой точки зрения II глинисто-песчаная пачка Г. А. Ахмедова находит свое место при увязке разрезов Кобыстана и Апшеронского полуострова.

Однако данное сопоставление находится в противоречии с параллелизацией А. Г. Алиева и Г. А. Ягубяна. А. Г. Алиев и Г. А. Ягубян усмотрели отложения, синхроничные I пироксено-роговообманковой свите, в разрезе продуктивной толщи Пута и Гюльбахта. В работе А. Г. Алиева такое выделение не обосновывается [1], за исключением «условного сопоставления II пироксено-роговообманковой свиты с низами балаханской свиты Западного Апшерона». По А. Г. Алиеву, это обосновывается: «во-первых, постепенным уменьшением количества корреляционных минералов с юго-запада на северо-восток (пироксены и роговая обманка) и с северо-востока на юго-запад (дистено-ставролитовая ассоциация и кварц), и, во-вторых, наличием в разрезах Западного Апшерона свойственной этой свите в Пирсагате и Кянизадаге игольчатой роговой обманки, отмеченной П. П. Авдусиным в низах балаханской свиты».

В ранее составленной схеме сопоставления А. Г. Алиева и Г. А. Ягубяна (1938) этой закономерности не видно. Здесь в отдельных разрезах ниже слюдисто-эпидотовой свиты непосредственно залегают то II пироксено-роговообманковая, то ангидритовая, то свита с игольчатой роговой обманкой (Пута), без видимой закономерности в переходах. В то же время в схеме сопоставления А. Г. Алиева [1] заслуживает внимания наличие ниже ангидритовой свиты «свиты, богатой рудными минералами» (бурый железняк и магнетит-ильменит).

Но эти минералы, как известно по материалам Азербайджанской нефтяной экспедиции, характеризуют сураханскую, сабунчинскую и верхи балаханской свиты бибиэйбатского разреза, если говорить о ближайших к Кобыстану месторождениях южной или юго-западной части Апшеронского полуострова (Кергез, Пута, Шубаны, Биби-Эйбат, Карачухур). В северо-восточной части Апшеронского полуострова эти минералы встречаются в КС и ПК. С другой стороны, чередование пироксено-роговообманковых свит в разрезе продуктивной толщи Кобыстана (более частое по исследованиям А. Д. Султанова, чем по данным А. Г. Алиева) не дает оснований при наличии пироксено-роговообманковой или слю-

дистой ассоциации минералов в разрезах Гюльбахта выделять здесь синхроничные I пироксено-роговообманковой свите отложения.

Таким образом, мы приходим к выводу (как это должно следовать и из схемы сопоставления А. Г. Ахмедова), что I песчано-глинистая, I глинисто-песчаная, часть II песчано-глинистой свиты не входят в разрез продуктивной толщи Локбатана, а тем более и всех остальных районов Апшеронского полуострова. Соответственно не входят туда и первые три свиты схемы А. Г. Алиева и Г. А. Ягубяна.

Эти три свиты, хотя составляют разрез особой «терригенно-минералогической провинции» (Кобыстанской), не имеют своих синхронических аналогов в разрезе продуктивной толщи Апшерона в силу условий развития бассейна в среднеплиоценовое время, на чем мы останавливались выше.

В свете этих данных необходимо отметить те в принципе справедливые выводы по условиям отложения продуктивной толщи, которые были сделаны Г. Ю. Фукс-Романовой [45] и которые весьма близки нашим.

Г. Ю. Фукс-Романова еще в то время отметила, что важнейшим из ее выводов является предположение о возрастании общей мощности продуктивной толщи к западу от Апшеронского полуострова и что «пробуренными в западных районах скважинами не вскрыт выделенный нами (Г. Ю. Фукс-Романовой — *В. Г.*) комплекс кварцевых песков, этот ценнейший коллектор промышленной нефти, присутствие которого мы имеем основание там предполагать».

Не разделяя в отдельных частностях взгляда Г. Ю. Фукс-Романовой на вопрос о терригенно-минералогических провинциях бассейна продуктивной толщи и не предрешая вопроса о характере сопряжения низов продуктивной толщи с подстилающими ее отложениями, мы считаем необходимым подчеркнуть справедливость ее принципиальной установки.

Полагая, что на данном этапе наших знаний предлагаемая нами схема сопоставления разрезов является вполне обоснованной и не расходится с данными минералогической или литологической характеристики, мы считаем возможным выделить в разрезе продуктивной толщи Кобыстана выше сураханской свиты миаджикско-пирсагатскую, кобыстанскую и бяндованскую свиты, сохранив ниже карадагской номенклатуру и подразделение согласно разрезу Апшеронского полуострова.

Основанием для этого служит наличие балаханской свиты в разрезе Карадага, а, следовательно, и возможность ее развития в восточной и юго-восточной частях Кобыстана и в районе островов бакинского архипелага.

В соответствии с нашим стратиграфическим делением и увязкой разрезов продуктивной толщи Кобыстана и Апшеронского полуострова мы и предлагаем стратиграфическую схему продуктивной толщи Юго-восточного Кавказа (рис. 25).

В этой схеме с правой стороны помещены разрезы западной части Апшеронского полуострова и восточного Кобыстана, с левой — западной части Кобыстана. Таким образом, данная схема является как бы совмещением двух схем сопоставления разрезов. В одной схеме сопоставлены разрезы восточной части Бинагады—Локбатан—Пирсагат) по направлению с севера на юг, в другой—западной части юго-восточного Кобыстана (Чеилдаг—Утальги—Дуванный).

Следует учесть, что данная схема не является геологическим профилем, а лишь дает представление об изменении мощностей отдельных пачек разрезов и, до известной степени, фациальных особенностей продуктивной толщи. Сопоставление разрезов в основном проведено по электрокароттажной характеристике, причем за основу взята промысловая разбивка Чеилдага, Дуванного, Пирсагата, Миаджика, Карадага и Локбатана.

Основными реперами, как показало исследование, явились I и II глинисто-песчаные пачки и промежуточная литологической характеристики Г. А. Ахмедова [3] и комплекс чередования слюдистых и пироксено-роговообманковых свит с подстилающей ангидритовой (схемы А. Г. Алиева, Г. А. Ягубяна и данные А. Д. Султанова).

Исключительно важное место в верхней половине разреза Кобыстана занимает I глинисто-песчаная пачка Г. А. Ахмедова, выделяющаяся и по кароттажу. Эта пачка выделяется нами как миаджикско-пирсагатская свита, поскольку она находит свое место и в Миаджике и в Пирсагате.

II глинисто-песчаная свита является аналогом балаханской свиты западных районов Апшеронского полуострова (Локбатан и др.) и выделяется в разрезах Карадага и Миаджика.

Комплекс чередующихся свит минералогической характеристики верхней части разреза продуктивной толщи Кобыстана (слюдистая, I пироксено-роговообманковая, слюдисто-эпидотовая, II пироксено-роговообманковая), как показало исследование, отражает фациальные особенности в изменении разреза, что находится в связи со сменой источников сноса осадочного материала и изменениями условий осадконакопления.

Данное положение выступает со всей очевидностью в виде изменения мощностей «свит минералогической характеристики» с их взаимными переходами по простиранию. Это обстоятельство, как нам кажется, обусловливает трудности выделения синхронических горизонтов минералогической характеристики и неувязку между схемами расчленения Чеилдага или Утальги А. Д. Султанова и А. Г. Алиева.

Есть основания считать, что гранулометрический состав отложений отличается большим постоянством по простиранию и резкими границами по вертикали (на границах отдельных ритмов седиментации) и дает возможность более правильно выделить синхроничные пачки, находящие отражение на кароттажной диаграмме в виде чередования проницаемых и плотных пород.

Выявление I и II глинисто-песчаных пачек и II песчано-глинистой (ангидритовой) в разрезе глубинных скважин Кобыстана (Миаджик, Карадаг, Пирсагат) и балаханской свиты в Локбатане, которые служат реперами сопоставления разрезов, объясняется большой устойчивостью гранулометрического состава.

Следует также учесть, что колебания мощности слюдистых или пироксено-роговообманковых свит обусловливаются появлением дополнительных пачек в некоторых разрезах продуктивной толщи Кобыстана. Нами они выделяются в виде карадагской свиты между ангидритовой (сураханской) и I глинисто-песчаной (миаджикско-пирсагатской) в разрезах Карадага и Миаджика; хамамдагской (ниже ангидритовой) в Миаджике и бяндованской — выше I пироксено-роговообманковой (кобыстанской) в бяндованском разрезе продуктивной толщи.

Появление дополнительных как бы вклинивающихся пачек, между более или менее устойчивыми по простиранию, лишь свидетельствует о неустойчивости гидродинамического режима бассейна продуктивной толщи в его кобыстанской части. На фоне общих колебательных движений (поднятий и опусканий) отдельные участки дна подвергались местным колебаниям, что нашло отражение в виде дополнительных ритмов седиментации.

Однако это не дает основания не выделять в разрезе продуктивной толщи юго-восточного Кобыстана и юго-западной части Апшеронского полуострова комплекса отложений, синхроничного для указанных смежных районов. Локбатан (а, следовательно, Биби-Эйбат) и Карадаг яви-

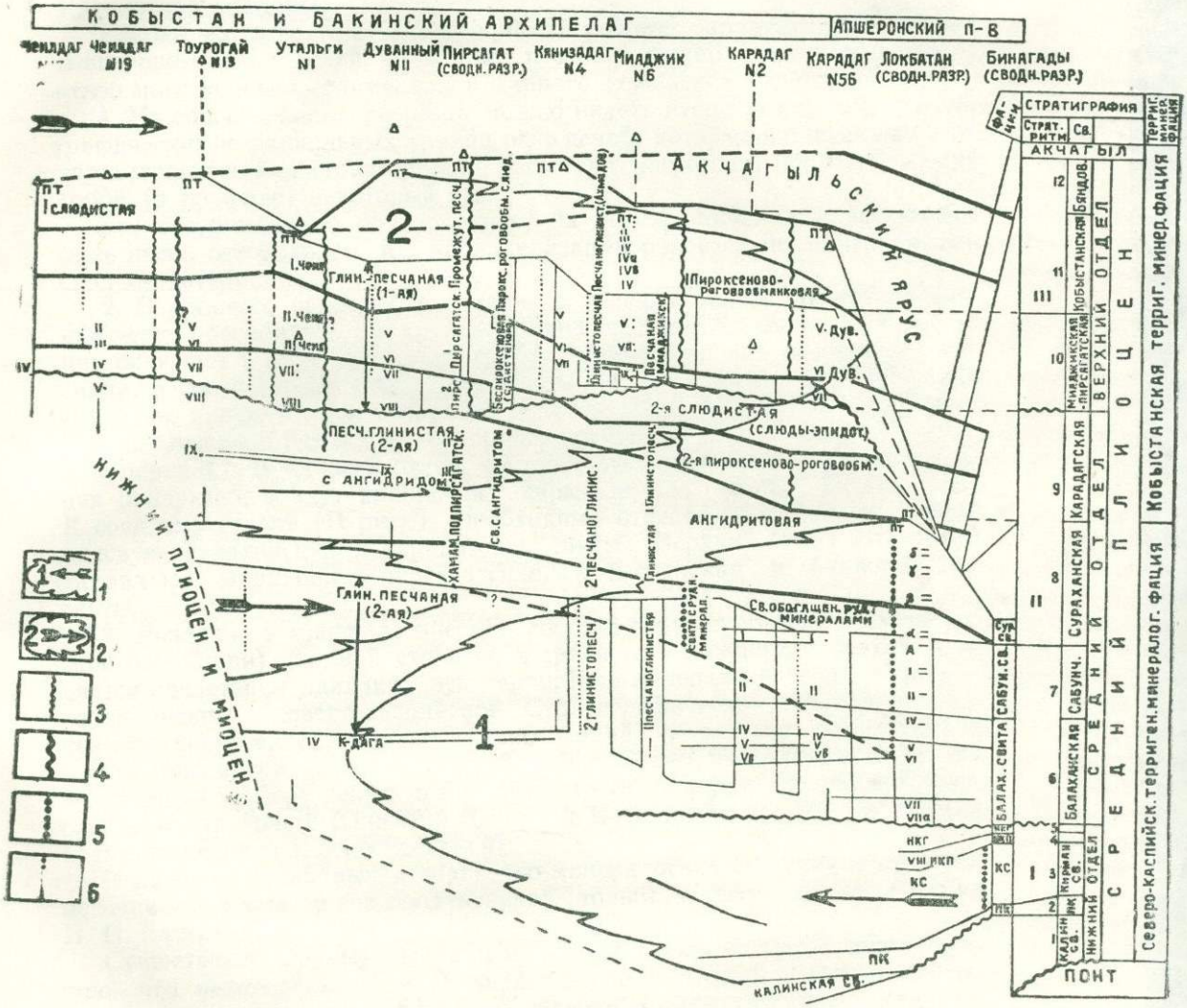


Рис. 25

Схема взаимоотношения разрезов Кобыстана и Апшеронского полуострова (западный борт Южно-Каспийской впадины. Составил В. А. Горин).

1—2 — направление сноса осадков (*1* — северо-каспийской терригенно-минералогической фации, *2* — кобыстанской терригенно-минералогической фации). Свиты минералогической и литологической характеристик: *3* — пироксеново-роговообманковая ассоциация (по А. Д. Султанову); *4* — пироксеново-роговообманковая ассоциация (по А. Г. Алиеву и Г. А. Ягубяну); *5* — свита, обогащенная рудными минералами (бурый железняк, магнетит-ильменит (по А. Г. Алиеву); *6* — глинисто-песчаные пачки (по Г. А. Ахмедову); *7* — α, β, γ, I—IX песчаные пласты

лись как раз такими районами, изучение которых дало возможность установить основные закономерности взаимосвязи между отдельными свитами разрезов Кобыстана и Апшерона и составить единую принципиальную схему расчленения разреза продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины.

Каковы же основные закономерности разреза продуктивной толщи Апшероно-Кобыстанской провинции и какие можно сделать выводы в отношении условий седиментации данного комплекса отложений?

1. Из сопоставления разрезов можно видеть взаимоотношение стратиграфических и фациальных границ отложений, которые в зависимости от характера бассейна (трансгрессия, регрессия, ингрессия) образуют между собой (в профиле) некоторый угол.

Это обстоятельство обусловливает их перекрещивание и заставляет быть очень осторожным при параллелизации разрезов по минералогической характеристике.

2. В процессе накопления осадков в апшероно-кобыстанской провинции четко обособились три крупных ритма осадконакопления. Каждый из них включает в себя отложения грубокластического или песчаного материала, в соответствии с чем практически (с точки зрения формирования нефтяных залежей) целесообразно подразделение разреза продуктивной толщи Апшероно-Кобыстанской провинции на три отдела (нижний, средний, верхний). В нижний отдел, соответствующий I ритму осадконакопления продуктов, войдут калинская, кирмакинская свиты, НКП, НКГ. К среднему отделу (II ритм) необходимо отнести балаханскую, сабунчинскую, сураханскую и карадагскую свиты. Верхний отдел (III ритм) составляют миаджикско-пирсагатская, кобыстанская и бяндованская свиты.

3. Различие в минералогическом составе верхнего отдела (Кобыстанской провинции), с одной стороны, и среднего и нижнего, с другой, является следствием наличия двух терригенно-минералогических фаций — кобыстанской и северо-каспийской. Стратиграфическое положение осадков этих терригенно-минералогических фаций в разрезе продуктивной толщи рассматриваемых областей обусловлено последовательным их включением в сферу денудации в зависимости от характера и знака колебательных движений Южной и Северной Каспийских впадин (см. схемы взаимоотношений и сопоставлений).

О наличии различных «терригенно-минералогических провинций» как источников сноса в век продуктивной толщи в свое время говорил В. П. Батурин.

Существенно важным выводом из данной схемы является доказательство, что нефтеносные I и II пирсагатские и подпирсагатская свиты, входящие в нашем понимании в «Миаджикско-пирсагатскую», карадагскую и сураханскую свиты, залегают стратиграфически выше всех выделенных в продуктивной толще Апшеронского полуострова свит. Аналоги же низов балаханской свиты Локбатана (IV, V, VII, VIIa горизонты) еще не вскрыты глубоким бурением в Миаджике и Пирсагате, а верхи не опробованы в районе Утальги.

Особого внимания заслуживает разведка глубоким бурением Пирсагатско-Бяндованского района и прилегающих к нему морских участков, где не исключено наличие нефтеносных горизонтов в еще не вскрытой части разреза продуктивной толщи, синхроничных балаханской свите и нижнему отделу продуктивной толщи Апшеронского полуострова.

Существовавшие ранее схемы сопоставления продуктивной толщи Кобыстана и Апшеронского полуострова неприемлемы, поскольку они строились без анализа закономерностей в изменении мощностей отдельных свит и горизонтов, обусловленных ходом исторического развития

Каспийской впадины в плиоценовое время, а равно и вне связи с наблюдаемыми движениями области. Это привело к не совсем правильному представлению о стратиграфическом соотношении свит продуктивной толщи Кобыстана и Апшеронского полуострова, а отсюда и о мощности и особенностях разреза продуктивной толщи Кобыстана.

Не останавливаясь подробно на тех выводах, которые были нами сделаны ранее, подчеркнем ряд основных моментов, которые играли решающую роль в формировании продуктивной толщи среднего плиоцена.

Как нам уже известно, в первый этап формирования продуктивной толщи — за период отложения от калинской свиты до верхних горизонтов сабунчинской северная котловина Каспия представляла собой сушу, которая служила основным источником осадочного материала, отлагавшегося в Южно-Каспийской впадине. Сураханский период седиментации знаменуется важным геологическим моментом — началом быстрого опускания северной суши (современной Северной впадины Каспия) с прекращением поступления осадочного материала с севера в Южную впадину Каспия. Район Апшеронского полуострова становится промежуточным барьером для упомянутых областей опускания.

Следовательно, с этого времени вдоль западного борта Южно-Каспийской впадины накапливается лишь местный, сносимый с прилегающей суши осадочный материал.

Естественно, что прекращением приноса осадочного материала с севера определится и стратиграфическое положение осадков, накапливающихся в Кобыстанском участке Апшероно-Куринской провинции — более молодых, отлагающихся выше сураханской свиты и соответствующих синхроничному перерыву в отложениях в пределах центральной части Апшеронского полуострова (см. рис. 24).

Справедливость этого положения подкрепляется сопоставлением разрезов западных районов Апшеронского полуострова и примыкающей части Кобыстана.

Таким образом, в истории развития Каспийской впадины в среднем плиоцене исключительную роль играют колебательные волновые движения — относительные поднятия и опускания Северной и Южной впадин Каспия при дифференцированности этих движений внутри них [34].

Среди ряда геологических факторов, свидетельствующих о проявлении колебательных движений в истории развития Каспийского бассейна, особое место занимает грязевой вулканизм с его закономерностями проявления во времени и пространстве.

В ходе тектонического развития Каспийской впадины колебательные движения определили проявление трех основных ритмов осадконакопления продуктивной толщи и фациальный облик разреза.

К числу ритмов осадконакопления (высшего порядка) относятся (снизу вверх):

I. Кирмакинский (калинская свита — НКГ).

II. Балаханский (балаханско-карадагская свита).

III. Кобыстанский (миаджикско-пирсагатская свита — бяндованская свита).

Из фаций, обусловленных сменой источников сноса, могут быть названы северокаспийская (низы продуктивной толщи) и кобыстанская (верхи продуктивной толщи).

Стратиграфический разрез продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины представлен, на основании сказанного, в таблице 1 (сверху вниз).

В нашем представлении в пределах Апшеронского полуострова получили развитие лишь средний и нижний отделы продуктивной толщи, а верхний отдел — в Кобыстане. Фациальные особенности среднего и ниж-

него отделов продуктивной толщи, равно как и характер контакта с подстилающими отложениями в Кобыстане, в районе Бакинского архипелага и Прикуринской низменности еще не ясны, но мощность разреза в целом может достигнуть значительных пределов.

Таблица 1

Фация	Ритм	Отдел	Свита
Кобыстанская (бескварцевая, с пироксенами, роговыми обманками)	III	Верхний	Бяндованская Кобыстанская Миаджикско-Пирсагатская
	II	Средний	Карадагская Сураханская Сабунчинская Балаханская
Северокаспийская (кварцевые пески с дистеном, ставролитом, силлиманитом)	I	Нижний	Подкирмакинская глинистая (НКГ) Подкирмакинская песчаная (НКП) Кирмакинская (КС) Подкирмакинская (ПК) Калинская (КаС)

Не исключена возможность, что в морских районах преобладающее распространение получит северокаспийская фация осадков.

Не меньшее значение приобретает и область развития среднеплиоценовых отложений на северо-восток от Апшеронского полуострова.

Изучение условий отложения продуктивной толщи с учетом всех перечисленных выше положений показывает, что в отложениях типа продуктивной толщи (в которой осадочная дифференциация по простиранию сказалась в высокой степени) минералогическая характеристика отложений неоднозначна со стратиграфической последовательностью в литологическом понимании и, следовательно, к свитам минералогической характеристики не может быть полностью применена методика сопоставления разрезов по горизонтам (пластам).

«Свиты минералогической характеристики» имеют важное корреляционное значение, позволяя, при условии учета общелитологической характеристики разреза, устанавливать основные закономерности в изменении разреза по мощности и простиранию и, следовательно, выявлять истинные стратиграфические (возрастные) уровни для бассейна седиментации в целом.

С этой точки зрения в ранее проводимые сопоставления разрезов продуктивной толщи Кобыстана с Апшеронским полуостровом пришлось внести существенные поправки.

Исключение составляют сопоставление Г. А. Ахмедова и принципиально правильный взгляд Г. Ю. Фукс-Романовой (1939) о месте разреза продуктивной толщи Апшеронского полуострова в стратиграфическом разрезе продуктивной толщи Кобыстана.

Предлагаемое стратиграфическое расчленение продуктивной толщи является принципиальной схемой стратиграфии части среднеплиоценовых отложений юго-восточного Кобыстана и прилегающих с востока морских участков. Оно обусловлено ходом геологического развития Каспийской тектонической впадины.

ТЕКТОНИЧЕСКИЙ ФАКТОР И ЕГО РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ТЕКТОНИКИ КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ И ГРЯЗЕВОЙ ВУЛКАНИЗМ

Рассматривая вопрос о залегании нефти в месторождениях Апшеронского полуострова, мы формирование нефтяных залежей тесно связываем с условиями седиментации и тектоники [21].

Основанием для этого послужили исследования И. М. Губкина, который первый наметил основные черты развития тектоники Юго-восточного Кавказа в связи с нефтеносностью этой области [16].

В истории развития горных сооружений земной коры этот участок представляет особый интерес, так как он лежит на пересечении двух поперечных погружений: юго-восточного погружения Главного Кавказского хребта и области Каспийского бассейна. Геологическое строение этого участка находится в тесной зависимости от взаимодействия двух важнейших элементов тектоники — Кавказского поднятия и Каспийской впадины.

В механизме этого взаимодействия заметное место занимают колебательные движения.

Если обратиться к истории третичного времени, то можно установить, как отдельные участки Апшероно-Кобыстанской провинции испытывали поочередно поднятия и опускания.

В своей известной работе И. М. Губкин еще в 1934 г. указывал, что «в недрах земной коры в области Юго-восточного Кавказа идет еще активная тектоническая жизнь и по линии вековых колебаний и по линии дальнейшего выдвижения ядер диапировых складок. Явления последнего характера, писал И. М. Губкин, связаны не только со структурой материковой части юго-восточного погружения Кавказа, но и со структурой Каспийского моря... Колебания дна в этих котловинах (северной и южной) отражаются и на уровне Каспия, влияют и на местную тектонику вертикального давления» [16].

Эти колебательные движения и обусловили взаимное расположение отдельных тектонических блоков поднятий и опусканий и их ориентировку относительно «кавказского» направления в области погружающегося хребта и меридиональной Каспийской впадины.

В 1939 г. мы также имели основание говорить о «ступенчатых опусканиях вдоль границы «Килязи—Шемаха и о зависимости в расположении мощных грязевых вулканов Кобыстано-Апшеронского участка от упомянутых дислокаций» [21].

Опускания с разрывами по периферии, приуроченные к области глубокой депрессии, роль и место которой в тектонической схеме Кавказа были впервые отмечены И. М. Губкиным, в свете позднейших исследований составляют лишь элемент колебательных движений рассматриваемой области Юго-восточного Кавказа.

Данные по палеогеографии третичного времени, например, показывают, что в пределах Апшеронского полуострова полоса северо-восток — юго-западного направления вмещала в себя цепь отдельных островов или небольших участков суши в отдельные этапы миоценового или нижнеплиоценового времени [46] (рис. 26).

Северо-западнее этой полосы мелководья образовывались относительно глубокие прогибы, за которыми уже начиналась «область Кавказской суши». С точки зрения формирования нефтяных залежей это обстоятельство заслуживает большого интереса. Надо полагать, что на границе этих прогибов (опусканий) и поднятий возникали разрывы сплошно-

сти пород, которые захватывали в своем развитии достаточно длительные периоды времени.

О наличии таких разрывов по бортам геосинклинальных областей и их роли в тектонике земной коры можно почерпнуть сведения в литературе последнего времени [36], но И. М. Губкин еще в 1934 г., касаясь основных черт тектоники Кобыстана и Прикуринской низменности, говорил «о громадной линии разлома... по юго-западной границе опускания восточной части Азербайджана» [16].

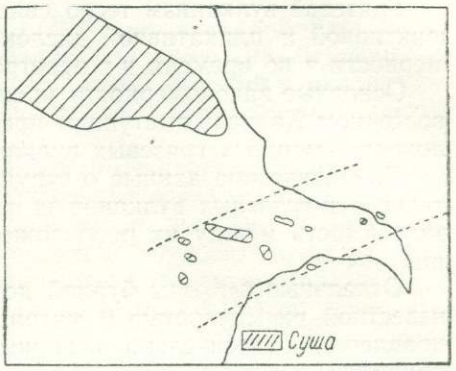


Рис. 26
Юго-восточный Кавказ. Конец понтического времени. Распределение суши и моря

Как увидим ниже, эти региональные разломы будут играть большую роль в тектонике области погружения Главного хребта и Каспийской впадины.

В тектонике Юго-восточного Кавказа И. М. Губкин особую роль отводил грязевому вулканизму. Область грязевого вулканизма охватывает значительные участки как современной суши, так и прилегающей Каспийской впадины.

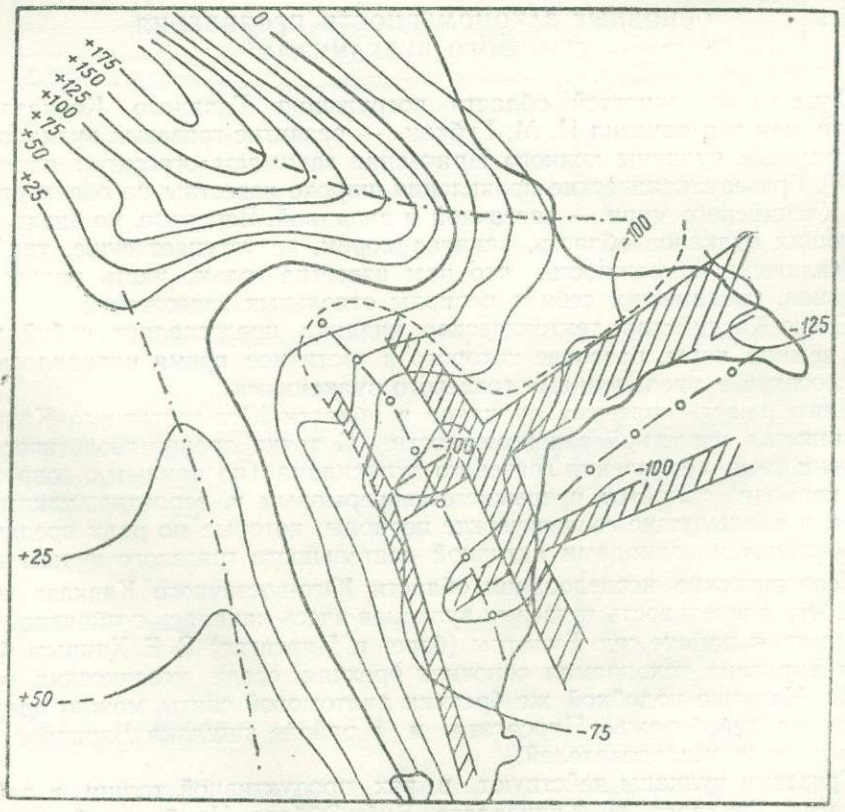


Рис. 27
Юго-восточный Кавказ. Ареалы деятельности грязевых вулканов (заштриховано) и изолинии гравиметрических максимумов и минимумов

Исследования последнего времени, развивая идеи И. М. Губкина, устанавливают форму связи грязевого вулканизма с тектоническим строением Юго-восточного Кавказа и прилегающей области Каспия.

Грязевой вулканизм тесно связан с региональной тектоникой (дизъюнктивной и пликативной дислокацией) и проявляет основные закономерности и во времени и в пространстве.

Основные закономерности проявления грязевого вулканизма на Юго-восточном Кавказе выступают прежде всего в самом направлении расположения мощных грязевых вулканов.

Геофизические данные о структуре земной коры и материалы о деятельности грязевых вулканов за последние 150 лет позволяют установить зависимость между их расположением и мощностью осадочных отложений.

Отдельные периоды бурной деятельности грязевых вулканов связаны известной ритмичностью и миграцией проявлений в горизонтальном направлении относительно основных элементов тектонического строения области.

Отметим, что области наибольших мощностей осадочных толщ современного геологического периода на Юго-восточном Кавказе совпадают с очагами наиболее интенсивных проявлений грязевых вулканов. Эти области в настоящее время четко вырисовываются аномалиями силы тяжести [21] и дают возможность судить о тектоническом сопряжении юго-восточного погружения Главного Кавказского хребта со впадиной Каспия (рис. 27).

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОЯВЛЕНИЯ ГРЯЗЕВОГО ВУЛКАНИЗМА

Одна из особенностей области погружения Главного Кавказского хребта, как это отметил И. М. Губкин, — развитие грязевых вулканов.

Грязевые вулканы южного Прикаспия занимают огромную площадь [4, 26]. Грязевулканические проявления широко известны по обеим сторонам Каспийского моря — восточной и западной. Вероятно, по числу действующих вулканов область, занятая морем, не уступает суше, так как не исключена возможность, что нам известна только часть подводных вулканов, проявивших себя в периоды отдельных извержений.

Южно-Каспийская тектоническая впадина представляет собой участок земной коры, развитие которого в третичное время находилось во взаимосвязи с проявлениями грязевого вулканизма.

Деятельность грязевых вулканов в области Юго-восточного Кавказа подчиняется известной закономерности. С точки зрения геологического времени темп проявления грязевого вулканизма (по данным о современном периоде) является прерывисто-непрерывным и, вероятно, таким же был и в предыдущие геологические периоды, которые по ряду предпосылок считаются периодами активной деятельности грязевого вулканизма.

Геологические исследования области Юго-восточного Кавказа показали, что деятельность грязевых вулканов здесь началась с миоцена. Так, например, в районе сел. Булатлы (берег р. Пирсагат) В. Е. Хаиным была констатирована ископаемая сопочная брекчия среди меотических отложений. Наличие подобной же брекчии диатомовой свиты можно предполагать на левобережье Пирсагата и в районе кишлака Баридаш (по данным ряда исследователей).

Грязевые вулканы действуют в век продуктивной толщи в районе Тоурагая, Чеилдага, М. Кянизадага, Биби-Эйбата. Наибольшей активности грязевулканическая деятельность достигает в акчагыльское и среднеапшеронское времена.

Как указывает И. М. Губкин [16], в Кобыстане «пластовая (сопочная — *В. Г.*) брекчия была встречена в слоях нижнего апшерона с характерной фауной этого же горизонта».

О том, что межпластовые брекчии Кобыстана, как указывает И. М. Губкин, являются результатом отложения сопочной грязи подводного или надводного (но расположенного среди моря) грязевого вулкана, — свидетельствует разрез продуктивной толщи Баридашского оврага (Алятская гряда).

В этом районе и в настоящее время огромные площади заняты сопочным покровом ныне или недавно действовавших грязевых вулканов.

В разрезе продуктивной толщи Баридаша у контакта с акчагылом имеются пласты брекчии (до 40 *м* мощности). Относительное расположение крупных плитообразных обломков пород, ориентированных плоскостью согласно напластованию, говорит об отложении этой брекчии в подводных условиях.

В разрезе низов балаханской свиты продуктивной толщи Биби-Эйбата, в зоне расположения грязевого вулкана, буровые скважины прорезают линзу сопочной брекчии. Благодаря большому количеству скважин условия залегания данной пластовой брекчии вполне ясны.

Изучение условий залегания брекчии в начальный период отложения балаханской свиты подкрепляет взгляд на природу этого комплекса осадков как на погребенную сопочную брекчию (рис. 28).

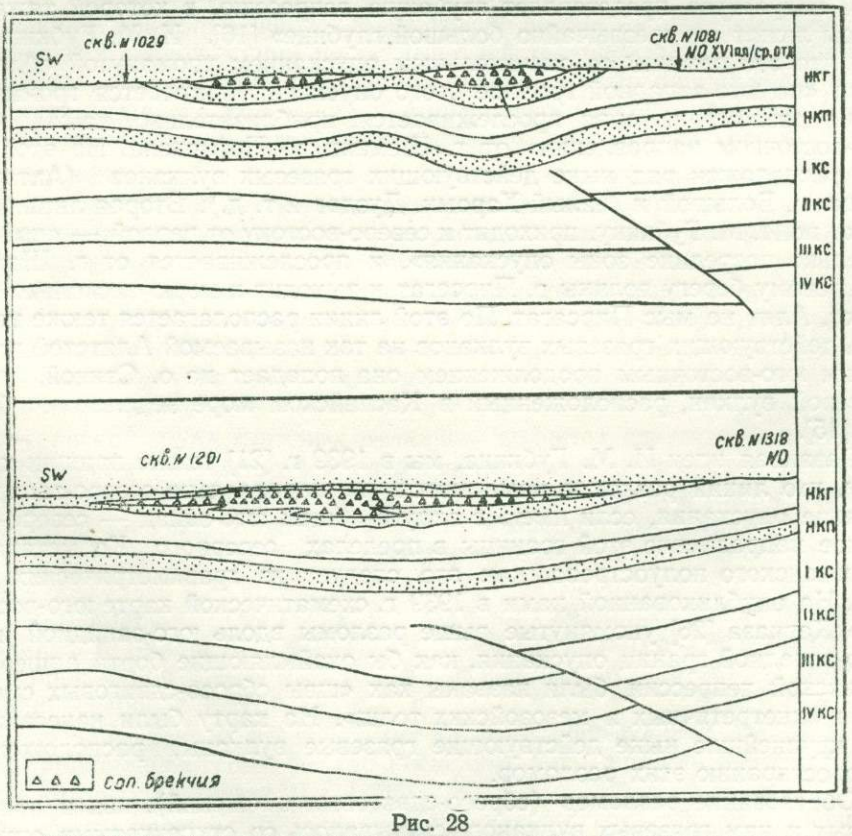


Рис. 28

Биби-Эйбат. Излияние брекчии грязевого вулкана в период отложения среднего отдела продуктивной толщи

Не исключая того, что известное количество сопочной брекчии внедряется в боковые трещины прижерловой части грязевого вулкана в пе-

риод его интенсивных проявлений, мы должны считать, что часть продуктов извержения служит дополнительным материалом в процессе отложения осадков в области развития грязевого вулканизма.

Все это дает ясное представление о роли грязевых вулканов, которую они должны играть в процессе осадконакопления. Эта роль в отдельный геологический период определяется прежде всего физико-географическими условиями расположения грязевых вулканов. Грязевой вулкан может проявлять себя в континентальных условиях, в прибрежноморских или островных и, наконец, в подводных (морское дно).

Если район развития сопочных покровов суши в ходе геологического развития окажется областью трансгрессии, то это обстоятельство также скажется на фациальном облике прибрежного отложения.

Фациальные изменения при деятельности грязевых вулканов на островах или в подводных условиях будут в наибольшей степени связаны с грязевулканическими проявлениями.

Помимо того, что грязевой вулкан при своем извержении вынесет породы самого различного стратиграфического возраста, а, следовательно, и состава, он внесет также существенное изменение в гидродинамический режим прилегающей части бассейна.

Еще в 1934 г. И. М. Губкин, освещая вопросы тектоники юго-восточной части Кавказа (с учетом геофизических исследований), пришел к выводу, что «вся восточная часть Азербайджана, в том числе и Апшеронский полуостров представляет глубокую депрессию, в которой тяжелые массы лежат на чрезвычайно большой глубине» [16]. И. М. Губкин считал, что это связано со значительным опусканием упомянутой области, и что «по юго-западной границе этого опускания намечается громадная линия разлома, которая прослеживается, приблизительно, на 200 *км* в юго-восточном направлении» от г. Шемахи до Нефтечала. На этой линии расположен ряд ныне действующих грязевых вулканов (Ахтарма-Пашалы, Большой и Малый Харами, Дуздаг и т. д.). Вторая линия разлома, по И. М. Губкину, приходит к северо-востоку от первой — «приблизительно посредине зоны опускания», и прослеживается от г. Шемахи «по левому берегу долины р. Пирсагат и выходит к морю несколько южнее ст. Алят на мыс Пирсагат. По этой линии располагается также целая цепь действующих грязевых вулканов на так называемой Алятской гряде. Своим юго-восточным продолжением она попадает на о. Свиной, тоже грязевой вулкан, расположенный в Каспийском море недалеко от берега» [15].

Развивая идеи И. М. Губкина, мы в 1939 г. [21] также пришли к выводу, что линии разломов намечаются и параллельно северо-западной границе опускания, если иметь в виду в общем юго-запад — северо-восточное направление этой границы в пределах северного Кобыстана и Апшеронского полуострова, как это следует из гравиметрических данных. На опубликованной нами в 1939 г. схематической карте юго-восточного Кавказа [26] упомянутые выше разломы вдоль юго-западной и северо-западной границ опускания, как бы окаймляющие борта апшероно-куринской депрессии, были названы как «швы сбросо-сдвиговых смещений нижнетретичных и мезозойских толщ». На карту были нанесены и все крупнейшие ныне действующие грязевые вулканы, расположенные по простиранию этих разломов.

Образование разломов (сбросо-сдвиговых смещений), как и приуроченных к ним грязевых вулканов, связывалось со ступенчатыми опусканиями параллельно бортам Южно-Каспийской впадины.

В 1945 г., в докладе на сессии Академии наук Азербайджанской ССР, нами также затрагивался этот вопрос, и механизм образования закономерно расположенных разломов выводился из взаимодействия факторов

формирования Главного Кавказского хребта и образования Каспийской впадины.

В настоящее время, располагая материалами по истории развития Юго-восточного Кавказа, Западной Туркмении и прилегающих частей Каспийского бассейна [4, 5, 6, 27, 32, 46], мы в образовании системы разломов с явлениями грязевого вулканизма видим лишь закономерное проявление тектоники на пересечении формирующегося складчатого пояса с полосой меридионального (в данном случае) опускания.

С принципиальной стороны приводимый взгляд на механизм разрывов и место современного грязевого вулканизма в Прикаспийской части Каспийского бассейна не вызывает возражений. Разрывы и грязевые вулканы локально приурочены к мобильным зонам, линейно вытянутым вдоль бортов областей опускания, окаймляющих области воздымания горной системы. Колебательным и, как мы убедимся далее, волновым движениям, здесь принадлежит основная роль.

Признание основной роли колебательных волновых движений в проявлении грязевого вулканизма ставит перед нами необходимость рассмотрения двух вопросов. Следует показать, что грязевые вулканы Юго-восточного Кавказа окаймляют полосы глубинного залегания тяжелых масс, погруженных под мощными толщами молодых отложений, и связаны некоторой закономерностью в своем проявлении во времени.

Особого внимания заслуживает северо-восток — юго-западное направление в расположении полос ныне действующих грязевых вулканов. поскольку линейная зона, образуемая полосами этого направления и приходящаяся на часть Кобыстана и Апшеронского полуострова, как бы обрезает юго-восточное погружение Главного Кавказского хребта.

Положение это не является случайным. Такое же явление мы наблюдаем и в конце понтического времени, когда упомянутые полосы образуют ряд островов с проявлением грязевого вулканизма в северо-восточной части архипелага. Что же касается проявления грязевого вулканизма за промежуток меотис — современный период, то здесь область его развития (по площади) не выходит за пределы границ настоящего времени. Если обратиться к материалам об аномалиях силы тяжести (редукция Фая), то становится ясным, что перекрещивание направлений грязевых вулканов Апшеронского полуострова с направлениями Кобыстанской и Прикуринской групп грязевых вулканов является следствием подобного расположения осей прогибов апшероно-куринской депрессии. Этими же направлениями — параллельными и перпендикулярными кавказскому — отделяется зона мелководья в области юго-восточного погружения Главного Кавказского хребта от Северной и Южной Каспийских впадин (рис. 29).

С юго-запада на северо-восток, через о. Глиняный, между островами Дуванный и Булла, по направлению к «банке 1906 года» проходит крупный сброс с приуроченными к нему грязевыми вулканами (Глиняный, Дуванный, «банка 1906 года»).

В пределы данных полос входят 33 ныне действующих грязевых вулкана, проявивших себя за 140 последних лет мощными извержениями, число которых достигает 91 [11, 33].

Наиболее крупные из грязевых вулканов (Тоурагай, Б. Кянизадаг, Локбатан, Алятские, Котурдаг, Булла и др.) приурочены к месту пересечения полос распространения грязевулканических очагов (рис. 30—35).

Особого внимания заслуживает Котурдаг, из жерла которого непрерывно выделяется густая брекчиевидная масса, что свидетельствует о

колоссальных напряжениях в недрах этой наиболее погруженной части депрессии, выполненной мощной толщей осадочных пород.

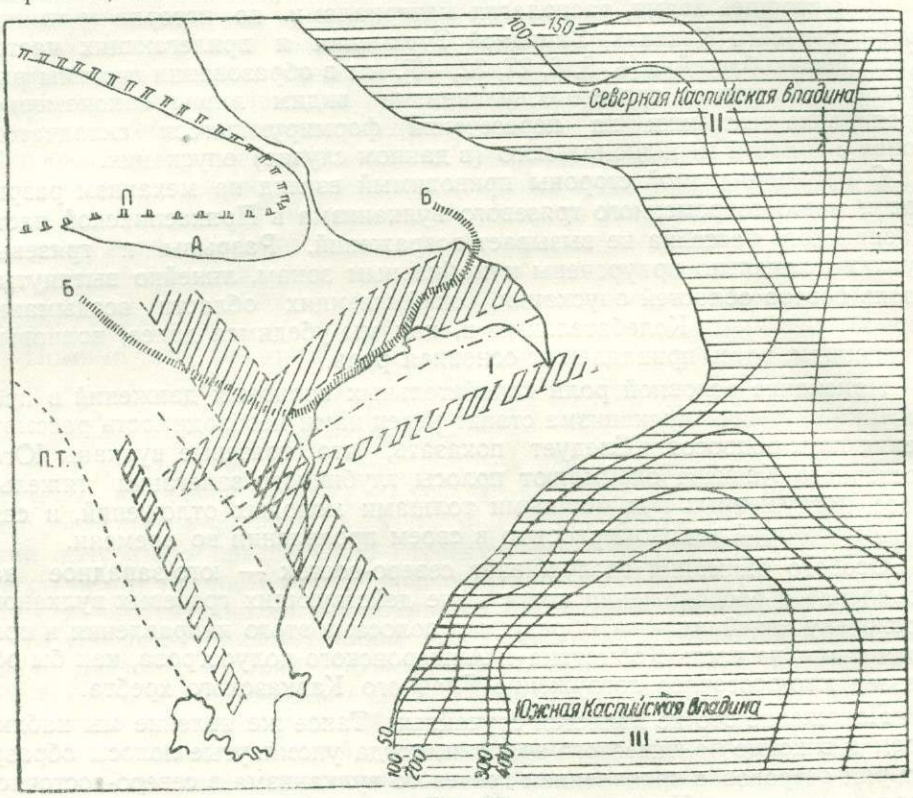


Рис. 29

Юго-восточный Кавказ. Северная и Южная Каспийские впадины и ареалы деятельности грязевых вулканов (косая штриховка):

П—понт; *А*—акчагыл и продуктивная толща; *Б*—бакинский ярус; *П. Т.* — юго-западная граница продуктивной толщи; косая штриховка—полосы расположения мощных грязевых вулканов; *I*— мелководная зона; *II* и *III* — глубоководная зона; — . — · — ось гравиметрических минимумов

Мы уже говорили, что И. М. Губкин, отмечая непрекращающуюся деятельность грязевых вулканов в настоящий геологический период, указывал, что в области Юго-восточного Кавказа идет еще активная тектоническая жизнь и по линии вековых колебаний и по линии дальнейшего выдвижения ядер диапировых складок. Эти явления связаны не только со структурой материковой части юго-восточного погружения Кавказа, но и со структурой дна Каспийского моря. Колебания дна отражаются и на уровне Каспия, влияют и на местную тектонику вертикального давления.

Справедливость этих положений вытекает и из рассмотрения палеогеографии Каспийского бассейна. Этот фактор играл также значительную роль при формировании продуктивной толщи, что находит подтверждение в проявлении грязевого вулканизма.

Установив пространственное развитие грязевого вулканизма во взаимосвязи тектоники с осадконакоплением, посмотрим, какова закономерность его проявления во времени.

По А. Б. Ронову, в течение плиоцена происходило постепенное перемещение зоны активной вулканической деятельности с СЗ на ЮВ области. Начиная с конца четвертичного времени, зона развития грязевых

вулканов вошла в современные границы. Режиму колебательных движений в грязевом вулканизме А. Б. Ронов отводит основную роль [41].

Рис. 30
Грязевой вулкан Тоурагай

По материалам В. Е. Хаина [46], проявления грязевого вулканизма отмечаются с меотиса и подчинены несколько иной закономерности проявления во времени и пространстве (рис. 36). Здесь в пределах Апшеронo-Кобыстанской провинции, миграция очагов грязевого вулканизма

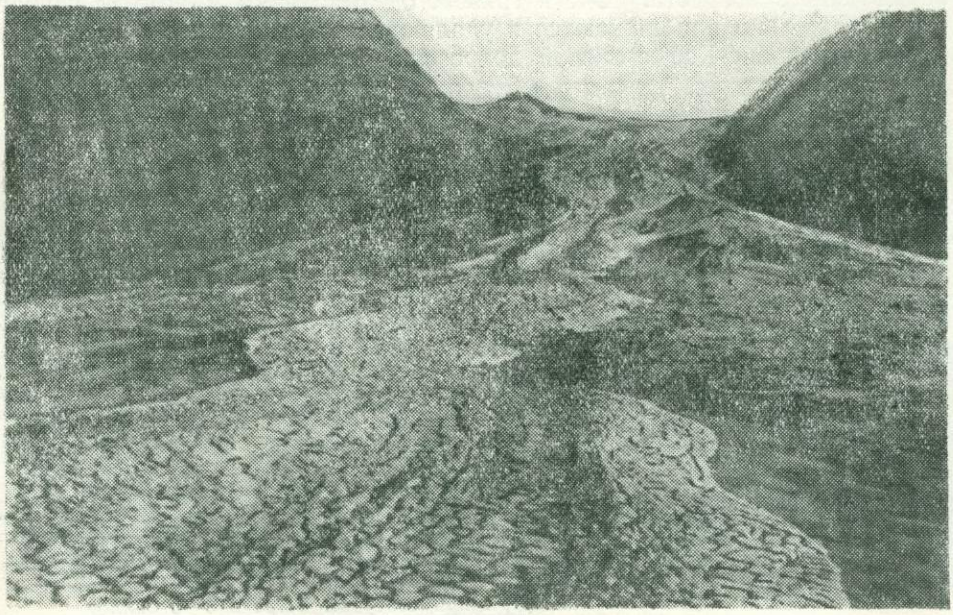


Рис. 31
Излияние брекчии из кратера грязевого вулкана

(ареалы деятельности грязевых вулканов) носит явно колебательный характер.

В общих чертах очаги грязевого вулканизма последовательно перемещаются с северо-востока (или востока) на юго-запад (или запад) и обратно. Разумеется, что данная закономерность выявляется на основа-

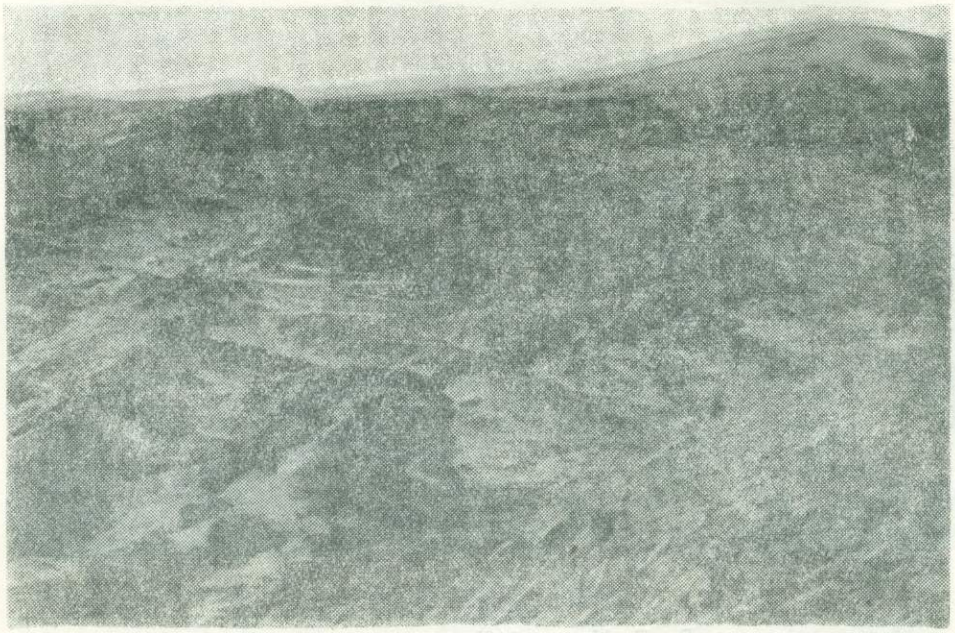


Рис. 32

Грязевой вулкан Кейреки

нии распространения ископаемых сопочных брекчий в отложениях соответствующего возраста. Очаги грязевого вулканизма в данном случае последовательно приближаются и удаляются по отношению к северному борту Апшероно-Кобыстанской депрессии. Естественно, что данная за-

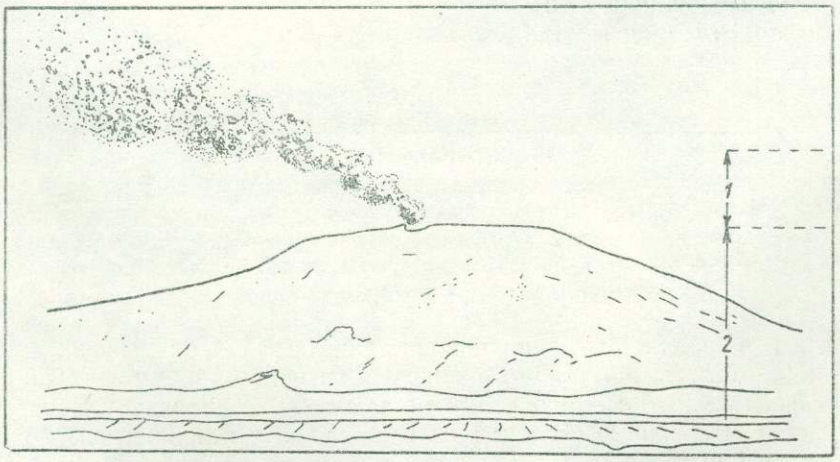


Рис. 33

Извержение грязевого вулкана Большой Кянизадаг (12/V 1951 г.). Вид с восточной стороны в 7 час. утра при северном ветре в 5—6 баллов.
1 — пламя; *2* — высота вулкана.
(Зарисовано с натуры автором)

кономерность является закономерностью высшего порядка, поскольку она рассматривается за большой промежуток геологического времени.

Интересный материал дает анализ проявлений грязевого вулканизма в современный период, точнее, за последние 140 лет.

Рис. 34
Грязевой вулкан Локбатан

Оказывается, что 91 извержение 33 грязевых вулканов (по которым имеются данные) Апшерона и Кобыстана, Прикуринской низменности и прилегающих к ним островов протекало с известной закономерностью во

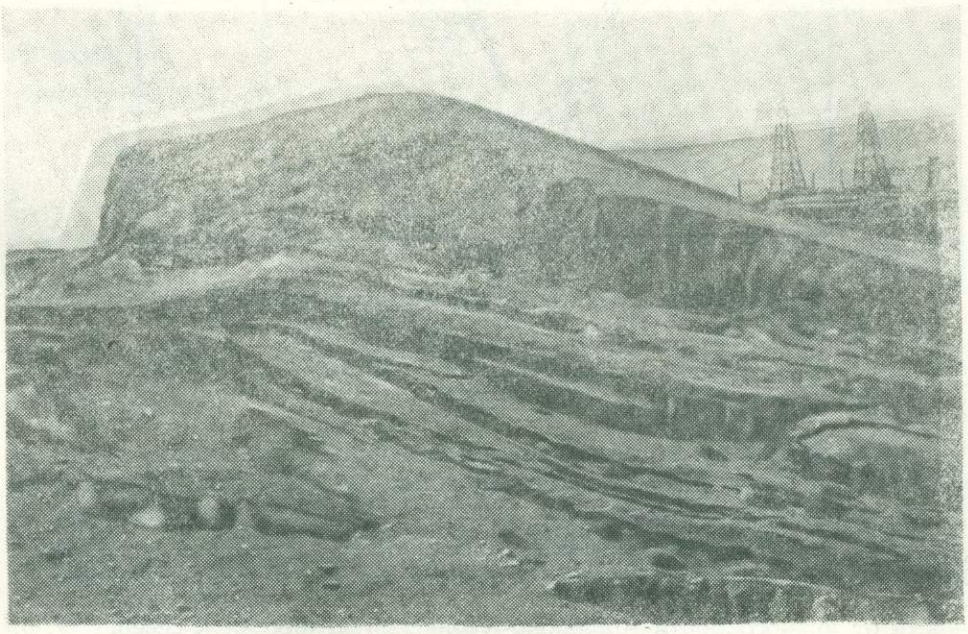


Рис. 35
Трещины оседания сопочной брекчии близ жерла грязевого вулкана Локбатан

времени и пространстве даже за этот относительно ничтожный период времени.

На диаграмме (рис. 37) показана деятельность во времени и пространстве 33 грязевых вулканов, тяготеющих к северо-западному и юго-западному бортам Апшероно-Куринской депрессии.

Место каждого вулкана в вертикальной колонке определено его расстоянием до бортов депрессии. Поскольку ныне действующие грязевые вулканы рассматриваемой области в основном сконцентрированы в треугольнике, сторонами которого являются борта депрессии, а высотой — осевая линия депрессии (СЗ—ЮВ простирания), то ошибки в относительном расположении вулканов на оси ординат не должны внести грубых искажений в принципиальную сторону вопроса.

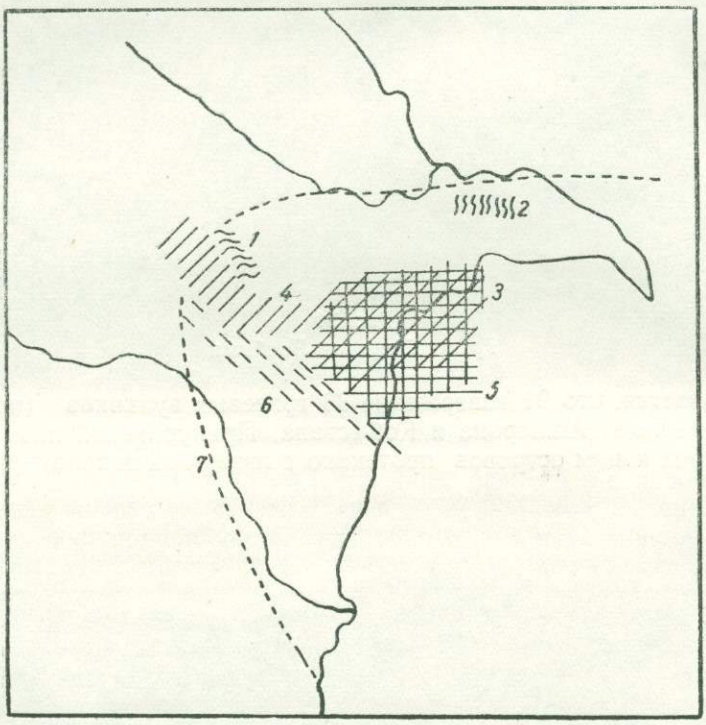


Рис. 36

Юго-восточный Кавказ. Ареалы деятельности грязевых вулканов за период—меотис — настоящее время (по В. Е. Хаину): *1*—меотис; *2*—понт; *3*—продуктивная толща; *4*—акчагыл; *5*—апшерон; *6*—бакинско-гюргянское время; *7*—современный период

Из диаграммы ясно выступает периодичность проявления грязевого вулканизма как для каждой из выделенных областей, так и для всей Апшероно-Куринской депрессии в целом. Периоды бурной грязевулканической деятельности для каждого из участков сменяются периодами покоя (заштрихованная площадь на диаграмме). С известной последовательностью прокатываются волны вспышки грязевулканической деятельности от южного борта Апшероно-Куринской депрессии к северному, от северных склонов Малого Кавказа к южным склонам Главного Кавказского хребта.

Волновые микроколебательные движения выступают здесь во всей полноте.

Таблица 2 иллюстрирует чередование периодов активной деятельности грязевых вулканов (+) с периодами покоя (—) для северной и южной половин Апшероно-Куринской депрессии.

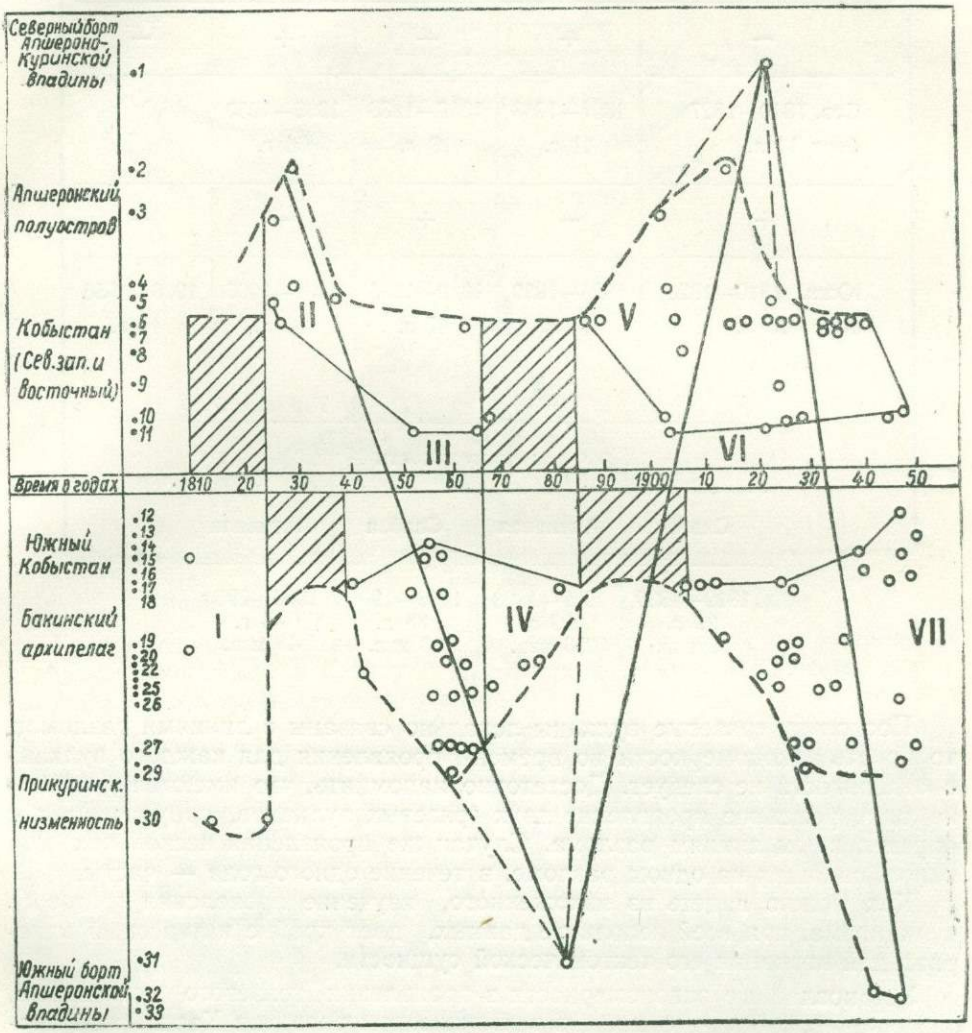


Рис. 37

Диаграмма проявления грязевого вулканизма за время с 1810 по 1950 г. (Юго-восточный Кавказ).

1—33 — номера грязевых вулканов; I—VII — этапы проявления.

(Составил В. А. Горин, 1950 г.)

Как видно из таблицы, на периоды покоя для каждой отдельной части депрессии приходится вдвое меньше времени (14—20 лет), чем на период активной деятельности (41 год и более).

Для всей области в целом вулканическая деятельность чередовалась с периодами лишь относительного затишья примерно равной продолжительности (табл. 3).

Периоды затишья падают на 1810—1839 и 1868—1906 гг.

Обычно же конец периода полного покоя в одной из рассматриваемых частей депрессии совпадает с началом такого же периода в другой, что свидетельствует о волновом колебательном характере проявлений грязевого вулканизма во времени и пространстве.

Таблица 2

Время проявления (+) или покоя (—) по годам

—	+	—	+	—
Сев. 1810—1827 борт 17 л.	1827—1868 41 г.	1868—1886 18 л.	1886—1950 64 г.	
+	—	+	—	+
Южн. 1810—1825 борт 15 л.	1825—1839 14 л.	1839—1886 47 л.	1886—1906 20 л.	1906—1950 44 г.

Таблица 3

Фазы деятельности

Слабая	Активная	Слабая	Активная
1810—1839 29 л. 10 изв.	1939—1868 29 л. 23 изв.	1868—1906 38 л. 13 изв.	1906—1950 44 г. 45 изв.

Поскольку грязевые вулканы локально связаны с линиями разломов, то искать закономерности во времени проявления для каждого вулкана в отдельности не следует. Достаточно напомнить, что имеются указания на одновременное проявление двух грязевых вулканов, приуроченных к определенным линиям разлома. Случаи же проявления нескольких вулканов, сидящих на одном разломе, в течение одного года — часты.

Как можно видеть из изложенного, изучение проявления грязевого вулканизма, при всей неполноте данных, дает крайне интересный материал для познания его тектонической сущности.

Установленные закономерности в проявлении грязевого вулканизма, разрешая вопрос о его месте в тектоническом развитии Каспийской впадины, раскрывают как природу, так и сам механизм развития тех напряжений, которые возникают при взаимодействии двух элементов тектоники — поднятия и опускания. Колебательным волновым движениям во времени и пространстве в процессе формирования Кавказского хребта и Каспийской впадины принадлежит основная роль.

На карте расположения грязевых вулканов (где учтены данные за 140 лет) можно видеть, что и в настоящее время площадь мощных грязевулканических проявлений определяется границами зон наиболее глубокого залегания плотных тяжелых масс (параллельно осям наибольших прогибов).

Надо полагать, что зоны наибольших прогибов в то же время по периферии нарушены как радиальными разрывами сплошности пород, так и интенсивной пликативной дислокацией. В плане они хорошо увязываются с палеогеографией третичного периода и связаны некоторой закономерностью с рельефом дна современного Каспия.

Этим геологическим фактором определяются области, имеющие для нас практическое значение.

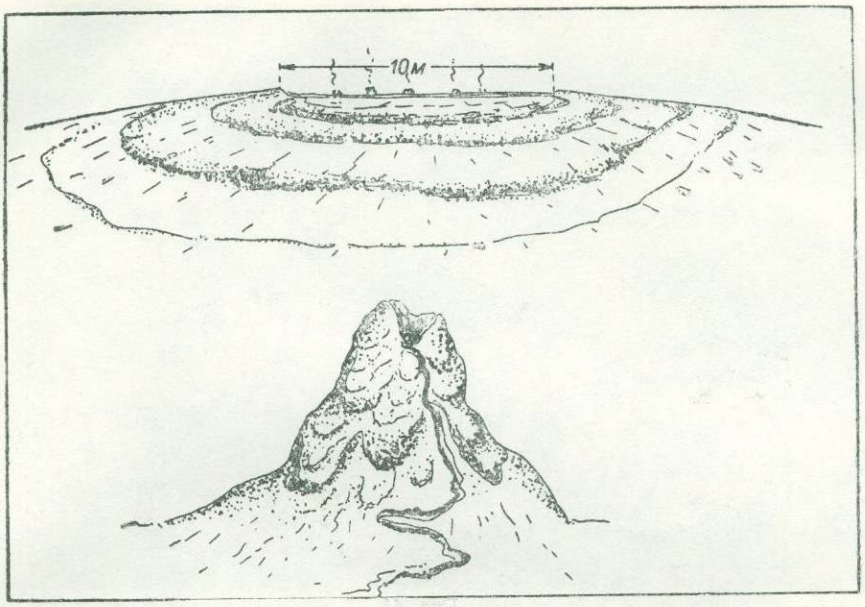


Рис. 38
Виды конусов излияния сопочного ила (Алятская гряда)

Геологическое строение Каспийской впадины в месте сопряжения ее с областью погружения Главного Кавказского хребта может быть познано лишь на основе изложенного выше.

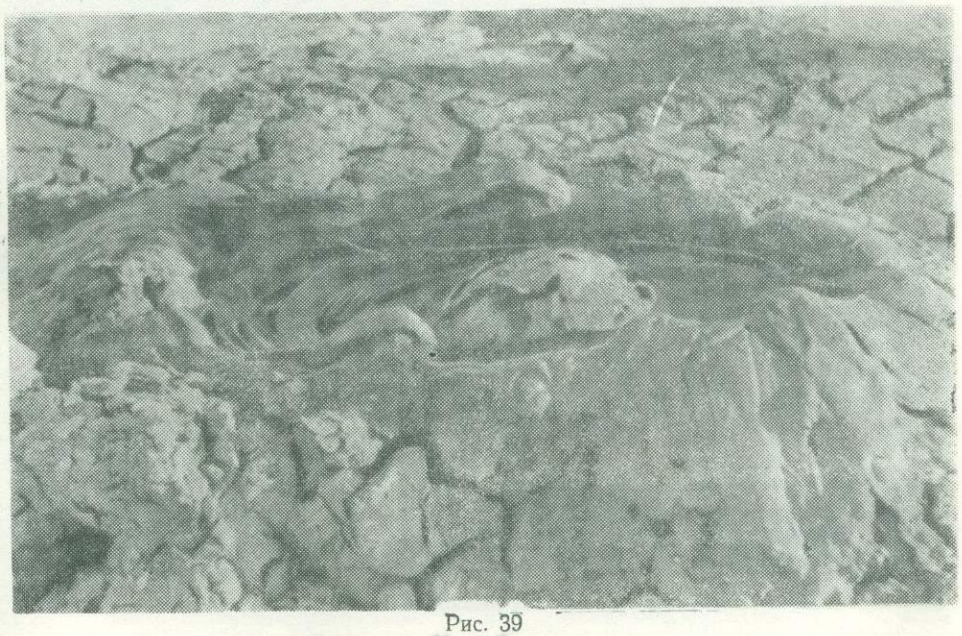


Рис. 39
Выделение сопочного ила и газа (газовые пузыри)

Из всего сказанного относительно времени и места деятельности мощных грязевых вулканов Юго-восточного Кавказа ясно, что грязевой вулканизм и диапировые явления (формирование диапировых структур),

связанные известной закономерностью с региональной тектоникой, возникают в результате колебательных движений (поднятий и опусканий)

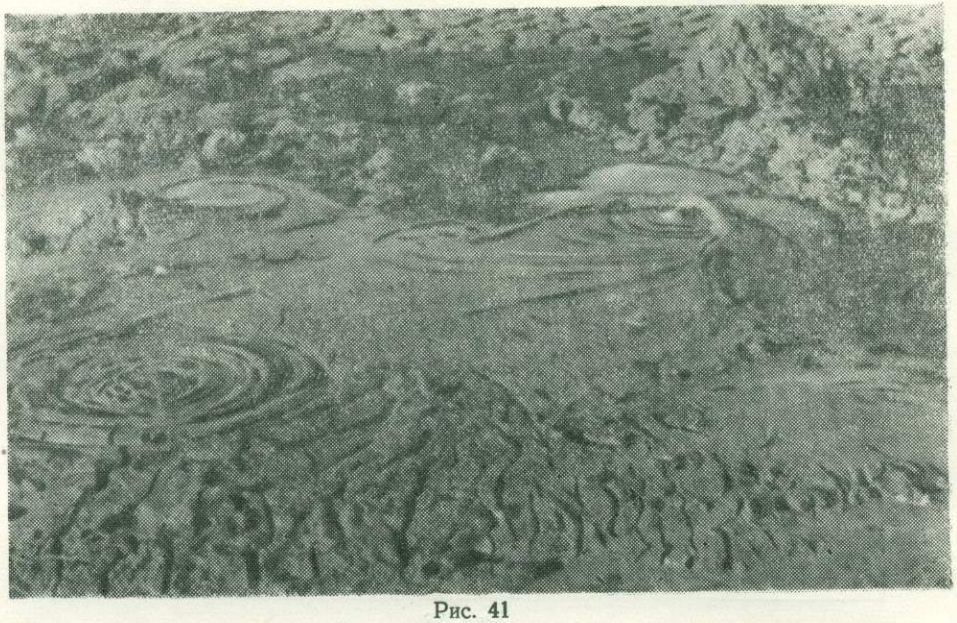


Рис. 41
Выделение сопочного ила

в зонах максимальных напряжений земной коры. Эти зоны приурочиваются к границам между областями поднятий и опусканий, т. е. к перифе-

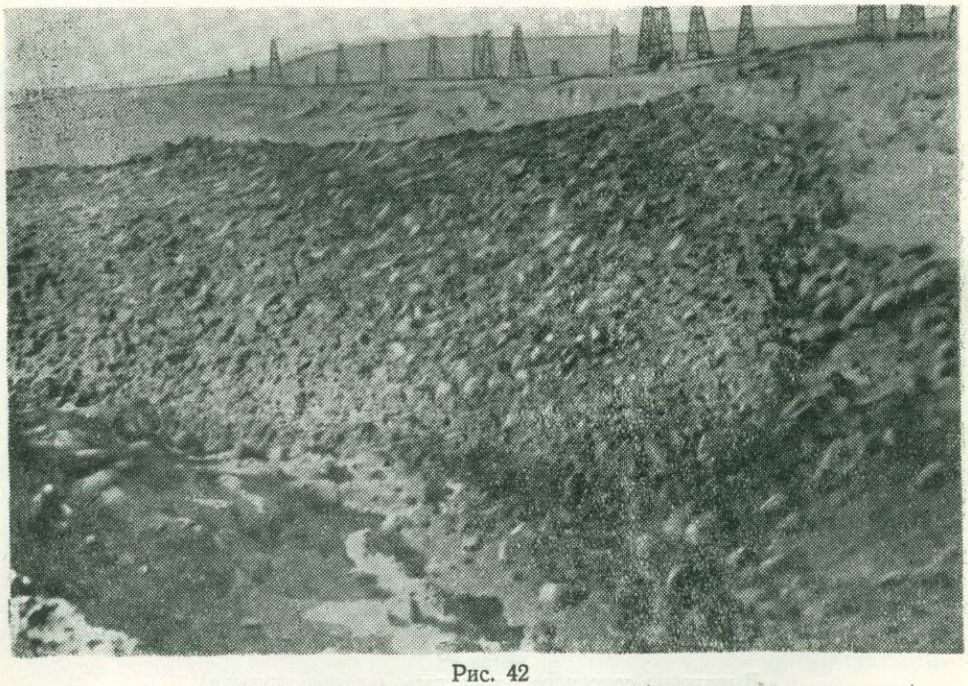


Рис. 42
Язык свежеизлившейся брекчии грязевого вулкана (Апшеронский полуостров)

рическим участкам впадин, или участкам с максимальными мощностями осадков.

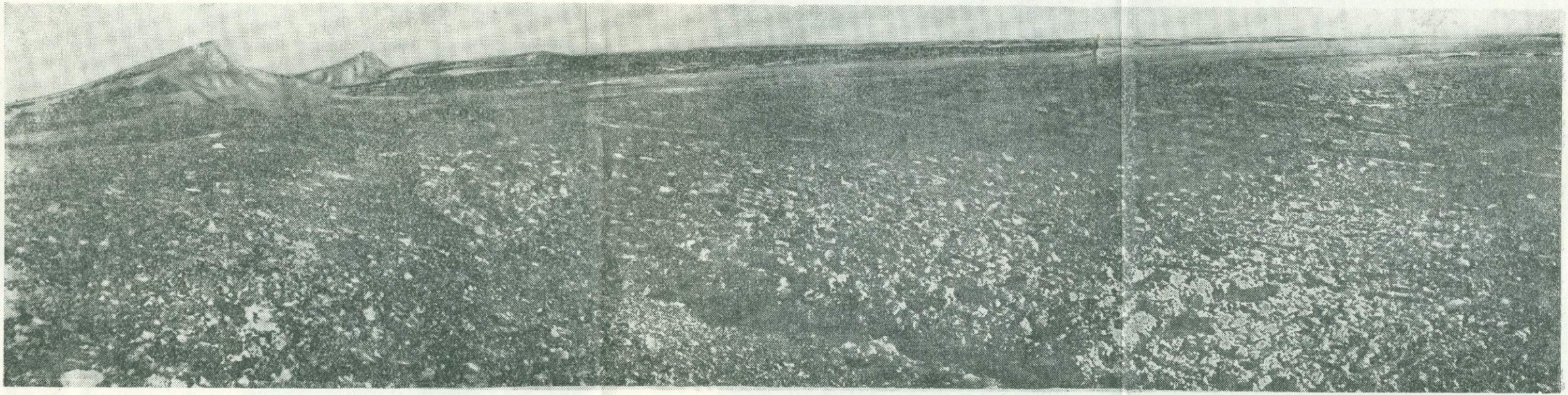


Рис. 40
Кратер грязевого вулкана, заполненный брекчией (Бакинский архипелаг)

(Фото А. А. Якубова)

Поэтому вполне естественно, что диапиризм и грязевой вулканизм, как это вытекает из самого механизма явления — выдавливания пластичных пород на поверхность, должны играть большую роль в формировании нефтяных залежей, обусловливая миграцию флюида (нефти, газа и воды) и распределение его в соответствующих структурах — ловушках в виде залежей нефти.

Выделение нефти, газа и воды на поверхности в области развития грязевых вулканов сопровождается образованием характерных конусов излияния или же углублений, заполненных продуктами выделения газа (рис. 38—42).

Результаты изучения складчатости Кобыстана со всей очевидностью свидетельствуют о том, что диапировое начало в том смысле, как это понимает И. М. Губкин [16], является одним из факторов излияния на поверхность огромных масс сопочной брекчии.

Необходимо также отметить, что рост складок или куполов в процессе седиментации, на что указывал И. М. Губкин, ни в какой степени не находится в противоречии с диапировым началом складок, так как благодаря этому «получило начало и развитие выдавливание пластичных глинистых масс вверх через более молодые отложения, т. е. началось формирование и их появление на сводах первичных антиклиналов" [16]. Выдавливание от тектонических напряжений перемятых в брекчию пород через образующиеся при этом разрывы в присводовых частях складок действительно имеет место. Это доказывают многочисленные вертикальные трещины, выполненные внедренной сопочной брекчией (Зых, Бинагады).

Рис. 43
Зияющие трещины вдоль борта кратера грязевого вулкана (Бакинский архипелаг)

Изучение строения диапировых структур приводит И. М. Губкина к утверждению, что „ядро (складки— *В. Г.*) при своем движении не только само было деформировано, смято и раздроблено, но и разорвало облекающие его породы, вследствие чего образовалась густая сеть трещин, по которым произошло смещение пород" [16]. Это положение не вызывает сомнений, так как в массе сопочной брекчии мы действительно встречаем огромное количество обломков раздробленной породы.

Особого внимания здесь заслуживают остроугольные обломки плотных «спириалисовых мергелей», свидетельствующих о наличии колоссальных напряжений в формирующейся структуре, что приводит к выдавливанию

пластичных масс, раздроблению хрупких и образованию зияющих трещин в периферической (прижерловой) части грязевого вулкана (рис. 43, 44).

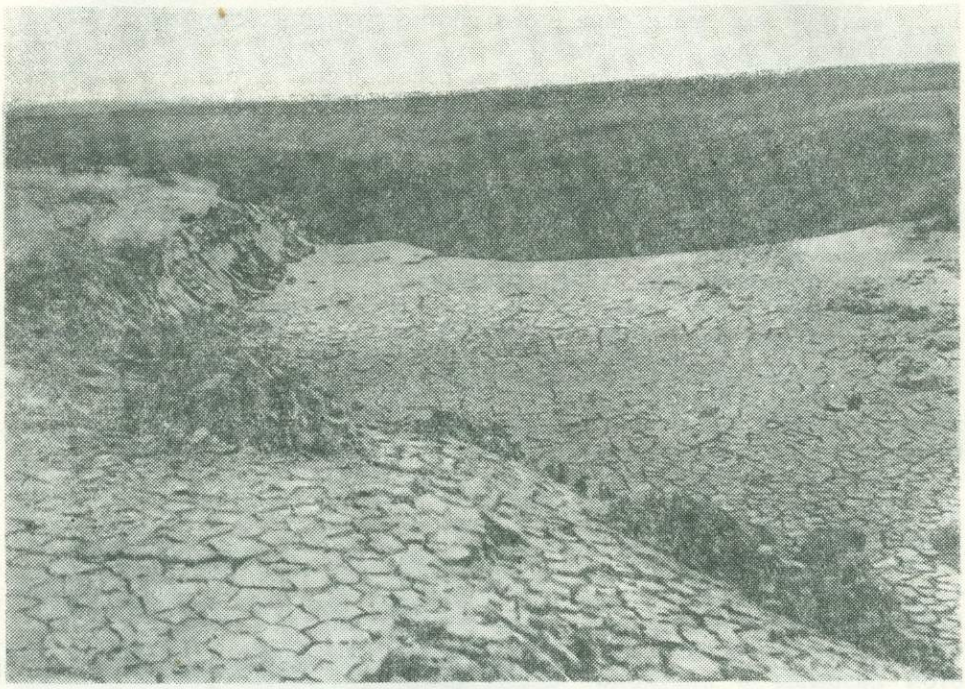


Рис. 44
Выдавливание брекчии из жерла грязевого вулкана

Выдавливание сопочной брекчии из кратера грязевых вулканов (Котурдаг, Кобыстан) с выносом огромных глыб известняков сармата достаточно ясно свидетельствует о механизме образования диапировой структуры, крайним выражением которой и является грязевой вулкан. Разумеется, что газ при грязевом вулканизме играет известную роль, однако механизм образования грязевулканической брекчии и ее выдавливание на поверхность определяется, как и считал И. М. Губкин, движением ядра.

Среди выбросов грязевого вулкана Дурандаг (Кобыстан) останавливает внимание огромная глыба, представленная уже не однородной породой, а комплексом литологически отличных слоев — пачкой слоистых глин и пластом оолитового известняка сарматского возраста. В отдельных местах породы превращены в брекчию от сдавливания. В данном случае мы имеем пример отрыва в зоне движущегося ядра диапировой структуры части пород и их выноса в массе брекчии на поверхность (рис. 45).

Как показывает фактический материал, между диапировыми явлениями и грязевым вулканизмом имеется тесная связь, что лишний раз подтверждает мнение И. М. Губкина о природе этого явления в процессе формирования складок области погружений Главного Кавказского хребта.

Выше нами были приведены данные об основных закономерностях проявления грязевого вулканизма во времени и пространстве за последние 140 лет. Нами был также сделан вывод, что установленные законо-

мерности являются результатом колебательных волновых движений земной коры, проявляющихся и в настоящее время в процессе формирования Кавказского хребта и Каспийской впадины. Периодичность проявления грязевых вулканов среди отдельных областей Апшероно-Куринской депрессии являлась показателем упомянутого вида движений.

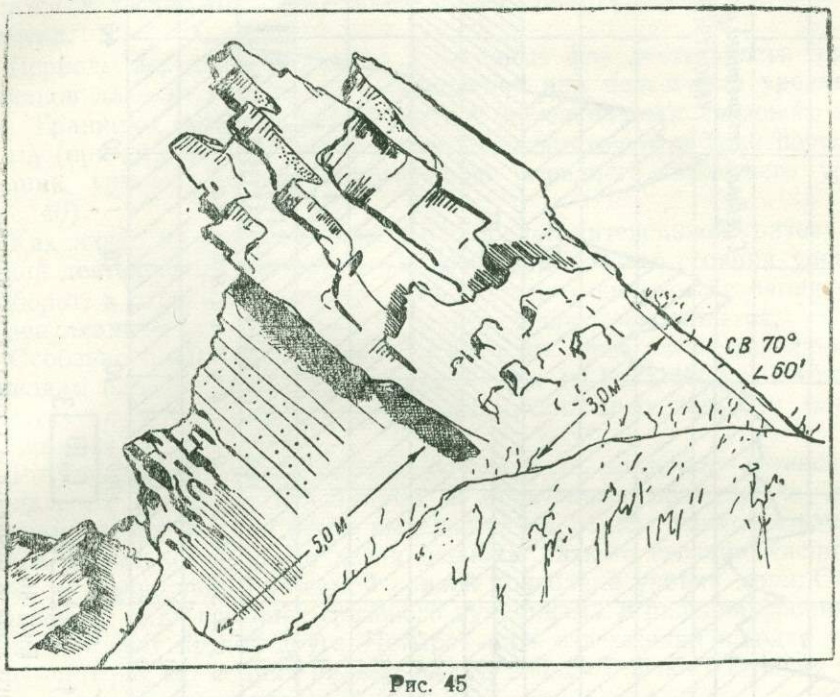


Рис. 45

Кобыстан. Глыба, выброшенная грязевым вулканом

На представленной выше диаграмме проявления грязевых вулканов указанная периодичность была очевидной в пределах всей Апшероно-Куринской депрессии. Интенсивная вулканическая деятельность чередовалась здесь с периодами относительного затишья примерно равной продолжительности. В период с 1810 по 1950 г. 33 грязевых вулкана проявили себя крупными извержениями, число которых достигало 91. Эти извержения составили две слабые и две активные фазы, чередующиеся между собой.

За период первой фазы слабой грязевулканической деятельности продолжительностью 29 лет (с 1810 по 1839 г.) было 10 извержений, причем за первую половину данного периода грязевые вулканы действовали у южного борта Апшероно-Куринской депрессии, во вторую—у северного.

С 1839 по 1868 г. наступил период активной деятельности. В этот период (также 29 лет) было 23 извержения грязевых вулканов, проявившихся по всей площади Апшероно-Куринской депрессии.

После периода активной деятельности наступила новая фаза относительного затишья. С 1868 по 1906 г. (за 38 лет) было только 13 извержений, причем в первую половину фазы грязевые вулканы действовали только в южной части Апшероно-Куринской депрессии, во вторую — в северной. Период относительного затишья вновь сменился периодом активного грязевулканического проявления. С 1906 по 1950 г. (за 44 года) было отмечено 45 извержений, охвативших все области Апшероно-Куринской депрессии с тенденцией постепенного перехода из северной половины депрессии в южную.

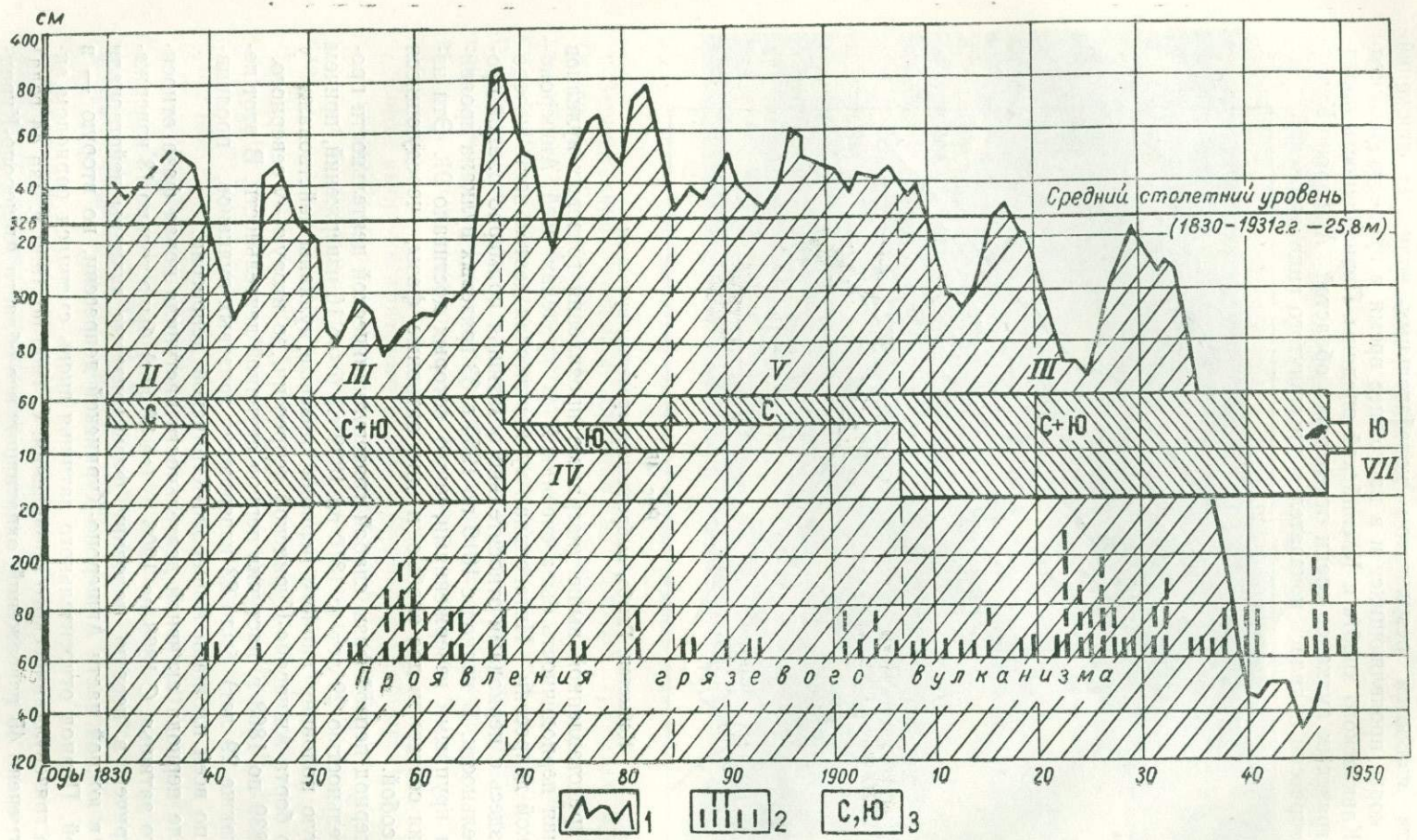


Рис. 46

Изменение уровня Каспийского моря и проявления грязевых вулканов.

1—кривая колебания уровня Каспия; *2*—отмеченные случаи извержения грязевых вулканов; *3*—периоды частичного проявления грязевого вулканизма (*С*—в северной половине Апшероно-Кобыстанской депрессии, *Ю*—в южной половине Апшероно-Кобыстанской депрессии)

Установленная закономерность представит еще больший интерес, если ее сопоставить с данными о колебаниях уровня Каспийского моря по рейке бакинского футштока, т. е. с данными замеров уровня Каспия для рассматриваемой области развития грязевого вулканизма.

Оказывается, что за последние 120 лет колебания уровня Каспия находятся в тесной зависимости от проявлений грязевого вулканизма во времени.

Периоды чередования слабых и активных фаз деятельности грязевых вулканов находят отражение в понижении или повышении уровня Каспия. Границам четырех фаз различной интенсивности грязевого вулканизма (при их взаимном чередовании) соответствуют рубежи перелома в стоянии уровня Каспия относительно «среднего столетнего уровня» (рис. 46).

Как видно из чертежа, периоды наиболее интенсивной грязевулканической деятельности соответствуют периодам низкого стояния уровня, и, наоборот, в отдельные моменты относительного высокого стояния уровня грязевулканическая деятельность затихает или прекращается.

Особенного внимания заслуживает то, что трем резко выделяющимся периодам падения уровня Каспийского моря (в 1860, 1925 и 1945 гг.) соответствуют и периоды трех наиболее интенсивных вспышек грязевого вулканизма.

Разумеется, что это не простая случайность, поскольку интенсивность проявления грязевого вулканизма в отмеченные промежутки низкого стояния уровня Каспия резко выделяется на общем фоне грязевулканической деятельности, равно как и периоды низкого стояния Каспийского моря отчетливо видны на самой кривой колебаний уровня моря. Образно выражаясь, пики вспышек грязевого вулканизма и падения уровня моря обращены друг против друга. Четыре—пять извержений в год в течение трех—четырех лет подряд падают на эти периоды низкого стояния уровня Каспия.

Отметим, что наблюдения над изменением уровня Каспия и проявлением грязевого вулканизма проводились независимо друг от друга. Отсутствие элемента предвзятости при разрешении данного вопроса служит лишь подкреплением справедливости ныне наблюдаемой закономерности.

Это обстоятельство со всей очевидностью подтверждает тесную связь грязевого вулканизма с тектоническими движениями земной коры, с одной стороны, и колебаний уровня Каспия с вертикальными поднятиями или опусканиями как дна моря, так и прилегающих участков суши,—с другой.

Грязевой вулканизм и колебания уровня Каспийского моря в современный геологический период свидетельствуют о волновых колебательных движениях земной коры, которые протекают на наших глазах и служат показателем ее непрекращающегося развития.

ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУР (СКЛАДОК) И СОЗДАНИЕ ПРЕДПОСЫЛОК ДЛЯ МИГРАЦИИ НЕФТИ В ПРОДУКТИВНУЮ ТОЛЩУ

Наблюдения над текстурными особенностями пластов разреза продуктивной толщи убеждают нас в том, что тектонический фактор играет большую роль в тех изменениях текстуры пластов, которые происходят после периода седиментации.

Вопрос этот приобретает большое значение при разрешении ряда задач, связанных с миграцией нефти и формированием нефтяных залежей.

Наблюдения над отдельными обнажениями разреза продуктивной толщи убеждают нас в том, что не только физические свойства пород-коллекторов, но и текстурные особенности пластов оказывают большое влияние на распределение нефти в разрезе продуктивной толщи. В этом мы убедились при исследовании некоторых районов Кобыстана.

Так, например, продуктивная толща в районе Баридаша и Утальги входит в разрез отложений, вовлеченных в пликативную дислокацию. Особенно интенсивно дислоцирована продуктивная толща в районе Баридаша, где пласты третичных отложений на южном крыле образуют крутые углы, а местами поставлены наголову.

Наблюдения, проведенные в Баридаше, заставляют считать, что пласты глин испытывают деформацию в основном там, где усилия, возникающие при складчатости, проявляются наиболее интенсивно. Такими местами являются те части складок, где происходит перегиб пластов. В крыльевых частях деформирующие усилия сказываются в меньшей степени.

В районе Баридаша стратиграфически нижние горизонты разреза продуктивной толщи южнее пункта перегиба пластов сильно перемяты. На округлых отдельностях и на комках глин пласта имеются следы скольжения, в некоторых местах глина при ударе молотком рассыпается на мелкие кусочки. Перемятые слои глин начинают появляться на расстоянии 80 *м* от того участка, где начинается перегиб пластов.

Известно, что продуктивная толща в рассматриваемой области распространения представлена чередованием пластичных слоев (глин) и пластами алевролитов или песчаников, уже не обладающих свойствами пластичности. В силу этого каждая из перечисленных пород по-своему реагирует на те усилия, которые возникли при деформации отложений, вовлеченных в дислокацию. Глины испытывают смятие, песчаники и плотные разности алевролита нарушаются системой трещин.

В районе Утальги, где слои продуктивной толщи менее дислоцированы и углы падения пластов (на восточном крыле) не превышают 30—35°, мы уже не имеем деформации глинистых пластов, подобной наблюдающейся в Баридашском разрезе. Лишь местами в глине можно встретить следы скольжения.

Особенно сильно влияние пликативной дислокации сказывается на пластах алевролитов или песчаников. Эти пласты часто перебиты системой трещин, иногда зияющих, что говорит об их образовании от растягивающих усилий.

Трещины сдвигов и сбросов также отмечаются в пластах продуктивной толщи обоих районов. Обычно трещины составляют с кровлей или подошвой угол от 90 до 50° и ориентированы в направлении, близком к простиранию пласта. В сечении пласта по падению они выделяются в виде прямой или волнистой линии. Одна категория трещин не выходит за пределы пластов (алевролиты), другие трещины пересекают не только пласты алевролита, но и уходят за его пределы в покрывающие и подстилающие глины.

Наиболее широкие трещины выполнены гипсом. Ширина зазора колеблется в пределах 2—5 *мм*, но в отдельных местах доходит до 10 *мм*. Четко выделяющиеся трещины располагаются на расстоянии от 0,5 до 2,0—2,5 *м* друг от друга параллельно или под небольшим углом одна к другой.

Помимо зияющих трещин можно наблюдать и большое количество мелких, едва заметных. Часть таких трещин заполняет пространства между основными, перекрещиваясь под разными углами. Наличие их иногда

фиксируется появлением рубцов на обнаженной поверхности пласта. Происхождение этих рубцов обусловлено большей сопротивляемостью пород размыву в тех местах, где они сцементированы солями раствора, проникающего по этим почти незаметным трещинам.

Все это является подтверждением того, что даже очень небольшие трещины могут служить путями миграции флюидов. Часто на месте рубцов образуются тончайшие корочки гипса, выступающие над обнаженной поверхностью пласта.

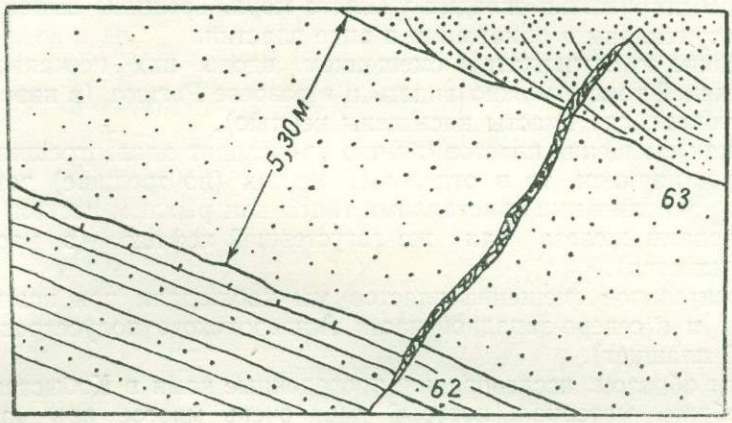


Рис. 47
Трещины разрыва пластов, выполненные гипсом

Усилия, которые вызывают образование зияющих трещин, иногда обусловливают небольшие смещения (от растяжения) пластов относительно друг друга по напластованию. Это явление не вызывает сомнений, поскольку оно вытекает из физических свойств пластов различного лито-

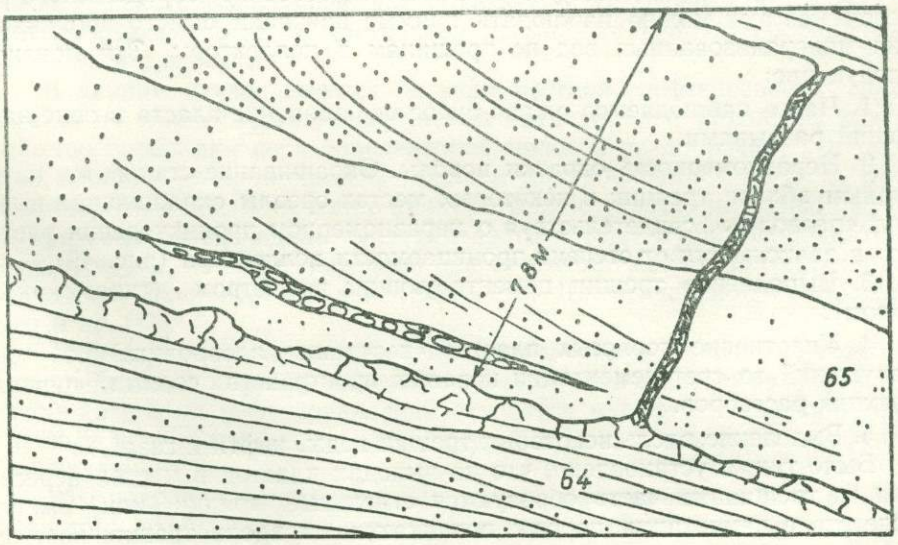


Рис. 48
Трещины разрыва пластов, выполненные гипсом

логического состава. Наблюдались случаи, когда система параллельных трещин не выходила за пределы подошвы пласта, где в контакте (например, пласта алевролита и подстилающей глины) наблюдался небольшой

зазор, выполненный гипсом, т. е. тоже своего рода «трещина», возникшая от относительных смещений покрывающего и подстилающего пластов.

Растягивающие усилия, разбивая сводовые части складок, иногда обусловливают ступенчатое опускание отдельных частей пластов. Примером может служить свод Кянизадагской складки (см. рис. 19). Здесь небольшие смещения отдельных участков пластов между серией параллельных трещин можно наблюдать в обнажениях продуктивной толщи на восточном погружении складки у берега моря. Трещины выполнены гипсом, выступающим в обнажении в виде пластин.

Трещины со ступенчатым смещением вдоль них песчаных пластов продуктивной толщи можно видеть и в разрезе Рагима (в низах продуктивной толщи, где пласты насыщены нефтью).

Так как смещение пластов обычно происходит вдоль трещин с волнистым простиранием, то в отдельных местах (по трещине) встречаются карманы, заполненные кристаллами гипса или рыхлым песком, окрашенным окислами железа или же загустевшей нефтью (в насыщенных нефтью пластах).

Относительное смещение пластов мы наблюдали при наших исследованиях и в северо-западной части Апшеронского полуострова (Сумгаитский планшет).

Таким образом, исследования, проведенные нами в Кобыстане, позволили собрать материал, который дает очень многое при разрешении вопроса формирования залежей нефти в продуктивной толще.

Наблюдения (особенно над трещиноватостью в пластах) дали твердое основание считать, что трещины в разрезе продуктивной толщи служили путями для циркуляции флюидов. Об этом можно судить и по тем изменениям в пластах, которые наблюдаются в местах нарушений при наличии трещиноватых участков.

В продуктивной толще утальгинского и, особенно, баридашского разрезов местами можно наблюдать прямые признаки былого проникновения минерализованных вод по трещинам в коллекторы. Эти признаки следующие:

1. Часто наблюдаемое ржаво-бурое окрашивание пласта в зоне нарушений разрывами.

2. Неравномерность окраски породы. Окрашивание становится интенсивным вблизи трещин; в некоторых местах ореолы окрашивания имеют вид «разводов», свидетельствуя о неравномерном проникновении растворов в зависимости от степени проницаемости коллектора (рис. 49).

3. Выполнение трещин цементирующим веществом (гипсом, кальцитом).

4. Уплотнение пористых пластов (песчаника, алевролита) в зонах нарушений за счет цементации поровых пространств солями циркулирующих растворов.

5. Выделение вдоль некоторых трещин воды, нефти и газа.

Было также установлено, что на выходах пластов в местах пересечения их трещинами часто образуются отдельные грядки или выступы вследствие цементации породы проникающими вдоль трещин растворами, отлагающими в порах цементирующее вещество.

В некоторых местах наблюдалось также отложение гипса и по плоскостям напластований пластов. На плоскостях наслоений наблюдаются участки с более интенсивным окрашиванием, как бы фиксирующим неравномерное проникновение флюида.

Наблюдения над проявлением нефтеносности палеогеновых и миоце-

новых слоев Кобыстана, проведенные и другими исследователями, также позволили установить связь нефтепроявлений с разрывами.

По данным В. В. Вебера [13], примерами нефтепроявлений, приуроченных к разрывам, могут служить: нефтяные сопки, наличие крупного Дженгинского надвига, закированный брекчиевидный доломит бюргютской свиты, выступающий из-под надвинутых на него (по Ахиджанскому разрыву) верхнемайкопских пород, выходы газа у линии Южно-Маяшского разрыва, выходы газа и нефти на вершине или у подножья грязевых вулканов, расположенных у стыка Нефтикского и Южно-Сиякинского разрывов и др.

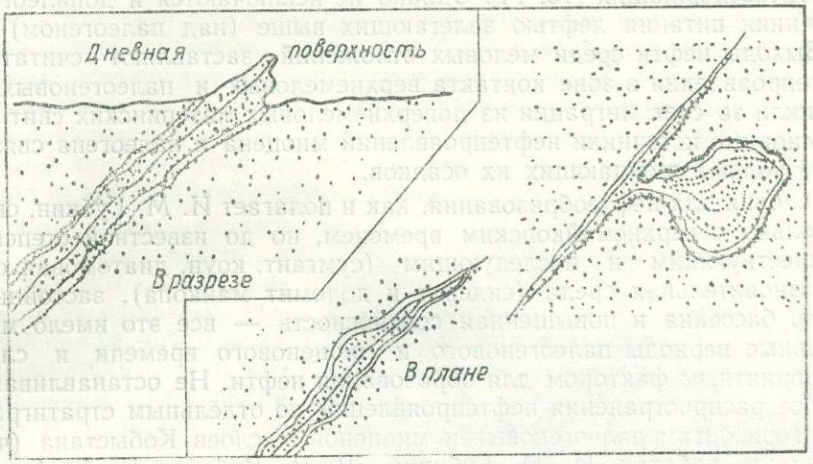


Рис. 49

Кобыстан—Баридаш. Продуктивная толща. Следы проникновения водных растворов по трещинам

Для некоторых случаев, как полагает В. В. Вебер, приходится считаться с возможностью частичного насыщения нефтью пород, примыкающих к разрывам.

В данном случае имеется в виду местная нефтеносность мощных песков на южных крыльях пережатых антиклиналей. Подобные контакты обычно проявляют себя определенной полосой раздробленных и перемятых пород, к которой сплошь да рядом приурочиваются, по В. В. Веберу, нефтепроявления. В качестве примера можно указать на серию нефтяных и грязевых сопок вдоль юго-западного крыла Бурансыз-боянатинской антиклинали, на нефтяные сопки вдоль тектонического контакта нижне- и среднекоунских пород в высотной части Дженгичайско-дженгинской зоны и др. [13].

Нефтепроявления по разрывам рассматриваются В. В. Вебером при распределении нефтепроявлений в связи с тектоническими формами. К этой категории нефтепроявлений относятся и нефтепроявления, приуроченные к антиклинальным структурам, а также и к стратиграфическим контактам.

Мы подробно остановились на связи нефтепроявлений с разрывами для того, чтобы показать на фактическом материале роль разрывов сплошности пластов при миграции нефти.

В задачу нашего исследования входит установление условий формирования нефтяных залежей в продуктивной толще Кобыстана, поиски которых ведутся в настоящее время. Это вызывает необходимость коротко рассмотреть условия залегания нефти в отложениях, подстилающих продуктивную толщу.

Как известно, палеогеновые и миоценовые отложения И. М. Губкин отнес к нефтеобразующим толщам. Последующие исследования подтвердили правильность этих выводов. Наличие битуминозных сланцев указывает на существование в отдельные отрезки палеогенового и миоценового времени таких условий, когда происходило региональное отложение органического материала. Это обстоятельство заставляет прийти к выводу о генетической связи основных залежей нефти в кобыстанском палеогене и миоцене с вмещающими их толщами осадков.

Основной первичнонефтеносной свитой В. В. Вебер считает верхнемайкопскую (в ее песчано-глинистой фации), как наиболее устойчивую из нефтесодержащих [13, 14]. Однако не исключаются и допалеогеновые источники питания нефтью залегающих выше (над палеогеном) пород.

Выходы нефти среди меловых отложений заставляют считать, что нефтепроявления в зоне контакта верхнемеловых и палеогеновых слоев возникли за счет миграции из доверхнемеловых материнских свит. Однако основные источники нефтепроявлений миоцена и палеогена связаны с самой толщей вмещающих их осадков.

Условия для нефтеобразования, как и полагает И. М. Губкин, связаны не только с верхнемайкопским временем, но до известной степени и с предшествующим и последующим (сумгаит, коун, диатомовая свита). Восстановительная среда (сидерит и доломит майкопа), застойный характер бассейна и повышенная соленосность — все это имело место в отдельные периоды палеогенового и миоценового времени и служило благоприятным фактором для образования нефти. Не останавливаясь на вопросе распространения нефтепроявлений по отдельным стратиграфическим горизонтам палеогеновых и миоценовых слоев Кобыстана (что освещено в работах И. М. Губкина, В. В. Вебера, Г. А. Ахмедова, А. Л. Путкарадзе [39] и др.), можно сделать вывод о региональной нефтеносности части этих отложений со скоплением промышленных залежей нефти в благоприятных для аккумуляции местах (Умбаки и др.).

Перейдем к рассмотрению нефтепроявлений в продуктивной толще Кобыстана и тех закономерностей в отношении нефтенасыщения, которые наблюдаются в разрезе этих отложений.

Не касаясь нефтепроявлений, связанных с выброшенными грязевыми вулканами обломками нефтяных песчаников, а также признаков нефти и газопроявлений, связанных с излиянием сопочного ила, мы отметим лишь те, которые можно привязать к той или иной части разреза продуктивной толщи.

Эти нефтепроявления, отмеченные исследователями [12, 14], приурочиваются в каждом районе в основном к нижней части разреза продуктивной толщи.

Если же рассматривать разрезы отдельных участков продуктивной толщи в определенной последовательности, например, по направлению от центра Кобыстанской депрессии к краевой зоне, то можно говорить и о некоторой закономерности в распределении нефтепроявлений. Эта закономерность была отмечена еще В. В. Вебером [12, 13], по данным которого «наблюдается определенное перемещение признаков нефтеносности на все более высокий стратиграфический уровень, одновременно с выпадением из нормального разреза более низких стратиграфических горизонтов и параллельно с приближением соответствующих разрезов к краевой зоне бассейна».

В. В. Вебер считает данное явление не случайностью, а проявлением известной закономерности, вызванной «миграцией нефтеносных фаций» [13, 14].

Мы, со своей стороны, даем иное объяснение отмеченному явлению, поскольку оно в полной мере согласуется с высказанным нами ранее мнением об условиях формирования нефтяных залежей в продуктивной толще Апшеронского полуострова и Кобыстана.

Приуроченность нефтепроявлений в разрезах продуктивной толщи отдельных участков Кобыстана к низам этой толщи является доказательством миграции нефти в продуктивную толщу из подстилающих нефтематеринских свит миоцена и палеоцена.

Такой вывод не имел бы достаточного основания, если бы продуктивная толща Кобыстана, как и Апшеронского полуострова, по условиям отложения отвечала условиям отложения нефтеобразующих свит. Однако таких условий, как мы знаем, не было в век продуктивной толщи. Текстурные особенности тех горизонтов продуктивной толщи Кобыстана, которые выходят на поверхность и являются нефтенасыщенными, говорят об их отложении в условиях, неблагоприятных для нефтеобразования. Следовательно, нефтенасыщение их могло быть только результатом миграции нефти, в данном случае снизу.

Вопрос о том, какими путями проникла нефть в пласты продуктивной толщи, — один из сложных. Наблюдения над характером их нефтенасыщения, как и получение данных о миграции флюидов в разрезе продуктивной толщи, имеют особо важное значение.

С этой точки зрения мы обращали исключительное внимание на условия нефтенасыщения пластов продуктивной толщи при полевых исследованиях.

Особое внимание нами было уделено разрезу продуктивной толщи в Баридашском овраге, где имеется ряд хорошо обнаженных нефтяных пластов и видны условия их залегания в разрезе (рис. 50, 51). Пласты приурочены к нижней половине обнаженной части продуктивной толщи, вскрытой эрозией на глубину 1823,10 *м* от кровли. Общая мощность нефтяных песчаных и алевритовых пластов—96,84*м* (20 пластов).

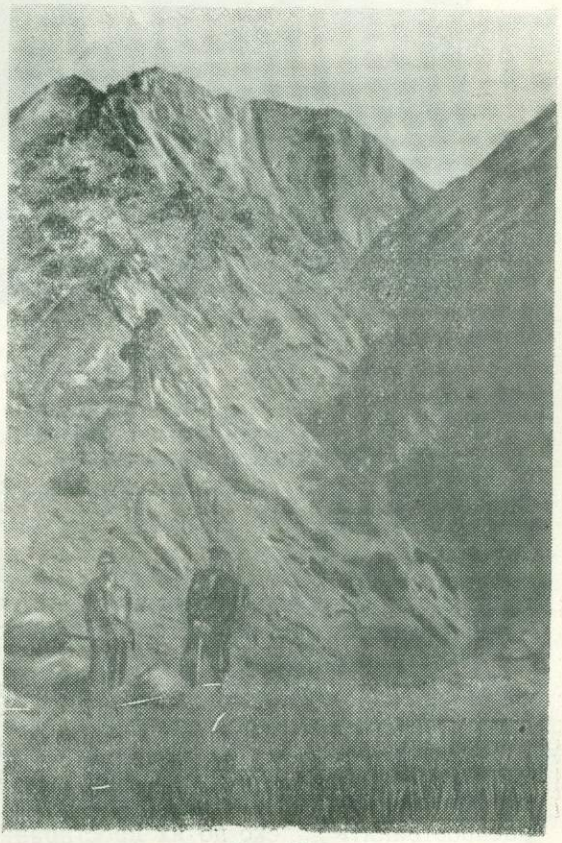


Рис. 50
Кобыстан—Баридашский овраг. Продуктивная толща (крутопоставленные пласты)

Приведем некоторые данные о характере нефтенасыщения пластов продуктивной толщи Баридаша. Нефтеносные пласты Баридашского разреза залегают изолированно или образуют комплексы (пачки) алевритово-песчаных пластов, разделенных глинистыми прослоями.

Первые два (сверху вниз) пласта в разрезе продуктивной толщи (15,0 *м* и 0,4 *м*) залегают изолированно.

Верхнюю мощную пачку образуют 8 нефтяных пластов; общая мощность этой пачки нефтяных пластов 58,1 *м*.

Ниже залегает вторая пачка нефтяных пластов общей мощностью 23,2 *м*. Самый нижний в обнаруженной части разреза пласт имеет мощность 0,5 *м*.

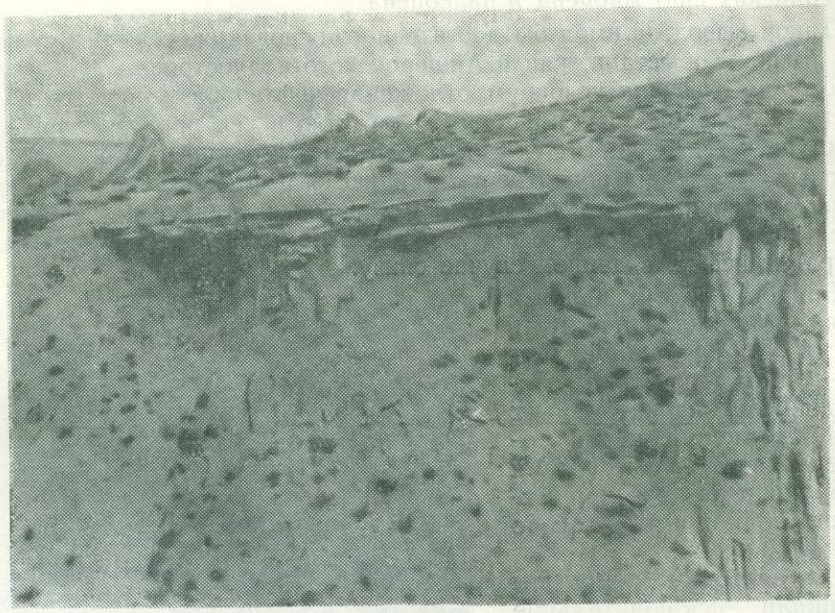


Рис. 51
Кобыстан—Баридашский овраг. Продуктивная толща (крутопоставленные пласты)

Перечисленные пласты в отношении распределения нефтенасыщения (по их разрезу) можно подразделить на пять групп.

Первую группу составляют пласты, почти сплошь (по всей мощности разреза) насыщенные нефтью; лишь в отдельных местах степень нефтенасыщения уменьшается.

Следующие группы составляют пласты, в которых нефтенасыщение приурочено к верхней, средней или к нижней (подошвенной) части.

К последней группе относятся пласты, где нефтенасыщение приурочено к отдельным участкам.

Таким образом, при исследовании в поле нами была подмечена некоторая своеобразность в характере нефтенасыщения отдельных пачек в разрезе продуктивной толщи Баридашского оврага. Эту особенность можно отнести пока лишь к данному разрезу Баридашской площади, где пласты доступны для обследования на протяжении всего разреза, и не распространять далеко по их простиранию на участки с плохой обнаженностью. В изученном разрезе первая мощная пачка нефтеносных пластов (58,1 *м*) характеризуется большим постоянством в нефтенасыщении по сравнению с менее мощной нижней (23,2 *м*).

При более ранних исследованиях нам приходилось наблюдать отдельные обнажения с маломощными пластами неравномерного нефтенасыщения, однако установить причину неравномерности в нефтенасыщении отдельных маломощных пластов не представлялось возможным. Это вопрос, наиболее трудный для разрешения.

Однако наблюдения над текстурными особенностями некоторых пластов позволяют установить причину неравномерного нефтенасыщения. В Баридашском овраге, например, один пласт из группы сплошного нефтенасыщения сильно перебит трещинами, которые в значительной степени способствовали распределению нефти по всей мощности пласта.

Другой пласт плотный и не насыщенный нефтью в верхней части, по направлению к середине становится менее плотным и нефтенасыщенным.

Два пласта, относящихся к группе сплошного нефтенасыщения, представлены алевритом средней плотности.

Один из пластов, имеющих слабое нефтенасыщение (местами пятнами), представлен плотным и тонкозернистым алевритом.

Из 20 рассматриваемых нефтяных пластов в 10 была отмечена косая слоистость. Но какой-либо связи между нефтенасыщением пласта и косой слоистостью не наблюдалось.

Нефтенасыщение, как можно было судить при полевых наблюдениях, приурочено в основном к наименее плотным разностям алеврита или песка и, видимо, обусловлено их лучшей проницаемостью.

В некоторых песчаных нефтяных пластах Баридашского оврага можно было наблюдать включения небольших комочков зеленовато-серой глины. Сами комочки не носят следов былого нефтенасыщения. Они резко выделяются на общем буро-черном фоне поверхности пласта в виде светлых пятен. Создается впечатление, что нефть мигрировала в пласт и распределилась в его пористой части. Некоторые пропитанные нефтью пласты, обнажающиеся в Баридашском овраге, прослеживаются по простиранию не менее чем на 0,5 *км*. Пласты насыщены нефтью большей частью по всей мощности, но степень нефтенасыщения и здесь не одинакова. Отдельные линзовидные участки в пласте также не носят следов нефтеносности.

Например, один из пластов, обнажающийся на склоне восточного борта оврага, имеет сплошное нефтенасыщение по разрезу на протяжении 4,0 *м* от кровли, следующие по направлению к подошве два метра лишены нефти, ниже пласт снова становится нефтеносным; в нижней части пласта имеется линзовидный прослой с очень слабым нефтенасыщением. Этот пласт обнажается и на противоположном склоне оврага. В отдельных линзовидных участках обнаженной части нефтеносность исчезает. Иногда неравномерность нефтенасыщения пласта обусловливается фациальными особенностями. На западном склоне оврага, например, выступает утес, образованный поставленным наголову пластом. Первые три метра по мощности (начиная от кровли), на долю которых приходится песчаная часть пласта, интенсивно насыщены нефтью. Песок сменяется песчаной глиной, в которой имеется линзовидный прослой мергелистого песчаника. Эта часть пласта не насыщена нефтью. Нефтеносность появляется только в подошве пласта, где под новым линзовидным прослоем мергелистого песчаника появляется полуметровый слой песка. Ниже залегает пласт глины. Мощность пласта—около 6,5 *м*.

В 1,5 *км* на запад от Баридашского оврага имеется выход нефтяного пласта мощностью 5 *м*. Пласт насыщен по всей мощности, но степень нефтенасыщения не везде одинакова. В кровле, как и в одном из пластов Баридашского оврага, также попадаются включения комочков (до 0,5 *см* в сечении) зеленовато-серой глины. Эти комки и здесь не окрашены нефтью и резко выделяются на темнокоричневом фоне пласта.

Особенностью нефтеносных пластов Баридашского разреза продуктивной толщи является то, что, несмотря на хорошую обнаженность по склонам глубокого оврага, при непрерывном действии эрозии пласты

все же не разрушаются. Темнокоричневое окрашивание на поверхности, а особенно в свежем изломе, говорит, с одной стороны, об интенсивном нефтенасыщении, а с другой — о способности слабо отдавать нефть на выходах. Но это не исключает возможности лучшей отдачи и, следовательно, промышленного значения пласта на глубине или же в таких местах структуры, которые создают условия для скопления нефти в промышленных количествах. Это необходимо учитывать, имея в виду, что в обнаженной части разреза выделяется не менее 20 пластов с той или иной степенью нефтенасыщения.

Процентное содержание битума в песчаных пластах (по пробам из обнажений) колебалось от 5,983 до 0,028 (в образце № 13 — 5,983, № 8 — 5,00, № 1 — 4,264, № 4 — 3,864, № 6 — 8,305, № 14 — 2,845, № 2—1,8120, № 9—0,91, № 10—0,11, № 5—0,075, № 8—0,028.

Какой же вывод можно сделать об условиях нефтенасыщения пластов продуктивной толщи Баридашского оврага?

Если учесть то обстоятельство, что разрез продуктивной толщи юго-восточного Кобыстана представляет собой чередование песчаных или алевролитовых и глинистых пластов, причем в литологическом отношении нет существенной разницы между верхней и нижней частями разреза, и в то же время — насыщенные нефтью пласты приурочены к стратиграфическим нижним горизонтам разреза продуктивной толщи, то становится ясным, что нефтенасыщение этих пластов обязано миграции нефти снизу, из подстилающих продуктивную толщу нефтематеринских свит.

При изучении нефтенасыщенных пластов продуктивной толщи Баридаша и Рагима мы не находили каких-либо доказательств существования благоприятных условий для образования нефти в самих пластах. Нефтеносные пласты на общем фоне разреза выглядели только как коллекторы для нефти: менее плотные разности песка или алевролита отличались лучшим нефтенасыщением. Это создавало впечатление, что нефтью в процессе миграции заполнялись более проницаемые участки пласта. Все это, при учете текстурных особенностей отложений продуктивной толщи и роли тектонического фактора в нарушении сплошности пластов, заставляет прийти к выводу о вторичном залегании нефти в этих отложениях, т. е. к тому выводу, который и был сделан И. М. Губкиным при решении вопроса о формировании нефтяных залежей продуктивной толщи Юго-восточного Кавказа.

Небезынтересно также остановиться на качественной характеристике битуминозных веществ, извлеченных из внешне ненефтеносных пород продуктивной толщи и диатомовой свиты. Последняя представляет интерес еще и потому, что она стратиграфически наиболее близка продуктивной толще из комплекса нефтеобразующих свит, ее подстилающих.

Были проведены анализы образцов пород, отобранных из обнажений на площади, расположенной между северо-восточным Кобыстаном и Апшеронским полуостровом. Шестнадцать образцов (пески, глинистые пески) характеризовали КС, НКП, НКГ, балаханскую свиту со «средним отделом» продуктивной толщи, пять образцов — диатомовую свиту. Образцы продуктивной толщи и диатомовой свиты не имели внешних признаков битуминозности.

Чем же отличались друг от друга битуминозные вещества, извлеченные из образцов диатомовой свиты и продуктивной толщи?

Прежде всего, количеством. Содержание битуминозных веществ в продуктивной толще (табл. 3—7) колебалось в пределах 0,0176 — 0,0046%, в диатомовой свите — от 0,7108 до 0,0136%.

Сравним битуминозные вещества продуктивной толщи и диатомовой свиты.

Таблица 3

Балаханская свита (продуктивная толща)

№ образца*	Содержание битуминозного вещества в %	Описание битума
167	0,0078	Светлокоричневый, полутвердый
152	0,0072	Неорганическое вещество со следами желтого битуминозного вещества
143	0,0176	Светложелтый, полутвердый, мажущийся
138**	0,0072	Желтый, полутвердый

* По разрезу сверху вниз, как и в следующих таблицах.
** Средний отдел.

Таблица 4

НКГ (продуктивная толща)

№ образца	Содержание битуминозного вещества в %	Описание битума
125	0,0060	Неорганическое вещество со следами полутвердого битуминозного вещества
115	0,0060	Желтый, полутвердый
110	0,0172	Неорганическое вещество со следами слабожелтого парафинообразного вещества
104	0,0124	Желтый с органическими кристаллическими веществами, полутвердый, мажущийся

Таблица 5

НКП (продуктивная толща)

№ образца	Содержание битуминозного вещества в %	Описание битума
83	0,0064	Желтый, полутвердый
81	0,0116	Желтый, воскообразный
79	0,0084	Желтый, полутвердый

Таблица 6

КС (продуктивная толща)

№ образца	Содержание битуминозного вещества в %	Описание битума
73	0,0136	Желтый, воскообразный, кристаллический
65	0,0000	Желтый, полутвердый, мажущийся, с включением органических кристаллических веществ
55	0,0092	Светлокоричневый с небольшим содержанием парафинистых, мажущихся кристаллических веществ
45	0,0048	Светлокоричневый, воскообразный, мажущийся
37	0,0094	Светлокоричневый, воскообразный, мажущийся

Таблица 7

Диатомовая свита

№ образца	Содержание битуминозного вещества в %	Описание битума
216	0,2096	Коричневый, неоднородный с отдельными хлопьевидными включениями, твердый, лакообразный с блестящим металлическим отливом. По внешнему виду отличается от битумов продуктивной толщи. Похож на остаточный битум
25	0,0224	Светлокоричневый, однородный, твердый, лакообразный, по внешним признакам похож на остаточный битум, отличается от битуминозных веществ продуктивной толщи
24	0,7108	Темнокоричневый, неоднородный, твердый, лакообразный с металлическим отливом. По внешнему виду отличается от битумов продуктивной толщи. Похож на остаточный битум.
23	0,7560	Светлокоричневый, однородный, твердый, лакообразный. По внешним признакам отличается от битуминозных веществ продуктивной толщи. Похож на остаточный битум
20	0,0136	То же, что и образец № 25
223*	0,2360	Темножелтый, однородный, твердый, лакообразный с запахом сернистых соединений

* Растительные остатки в продуктивной толще.

По данным А. Т. Кочмарева, анализировавшего образцы пород, битум продуктивной толщи в основном «светлокоричневый или желтый (слабожелтый), полутвердый, мажущийся, воскообразный или парафинообразный» (табл. 3—7).[1]

Битум диатомовой свиты (табл. 7) — «коричневый или темнокоричневый, твердый, лакообразный, похож на остаточный битум; по внешнему виду отличается от битуминозных веществ продуктивной толщи».

Указание, что битум диатомовой свиты «похож на остаточный» свидетельствует о потере им части составных веществ, в целом же, при учете данных анализа по продуктивной толще, говорит о первичности битума диатомовой свиты по сравнению с битумом продуктивной толщи. Наличие битума в продуктивной толще связано, по мнению некоторых исследователей, с миграцией в нее нефти из подстилающих отложений и, в частности, из диатомовой свиты.

Находки растительных остатков в продуктивной толще чрезвычайно редки.

В разрезе продуктивной толщи в северной части Апшеронского полуострова, т. е. в той области ее распространения, где текстурные особенности ее осадков говорят о близости береговой зоны и быстроте течения при сносе осадочного материала, нами были найдены растительные остатки. Растительные остатки имели вид спутанных клубков из стеблевидных листьев. Они были окрашены в ржаво-бурый цвет и рассыпались от прикосновения. Растительные остатки залегали в виде нескольких гнезд в разрезе косослоистых рыхлых песков балаханской свиты со следами подводных оползаний.

[1] Более детальные исследования битумов продуктивной толщи в последние годы проведены Ш. Ф. Мехтиевым и Т. М. Дигуровой.

Общий характер отложений свидетельствовал о быстроте погребения спутанных клубков растительных остатков, почему они и уцелели от дальнейшего воздействия быстрого течения.

Образец с растительными остатками был также дан на анализ. Содержащийся там битум характеризовался как «темножелтый, однородный, твердый лакообразный с запахом сернистых соединений», т. е. почти так же, как остаточный битум диатомовой свиты.

Иначе говоря, битуминозное вещество растительных остатков продуктивной толщи отличается от битуминозного вещества всех остальных образцов продуктивной толщи (где растительных остатков нет) и в то же время сходно с битуминозным веществом образцов диатомовой свиты. Это обстоятельство, надо полагать, является доказательством того, что битуминозность продуктивной толщи и битуминозность диатомовой свиты по своей природе отличны. Битуминозность диатомовой свиты — первичная, а продуктивной толщи — вторичная, о чем свидетельствует и битум растительных остатков, случайно погребенных в толще отложений вторичной битуминозности.

Задачу нашего исследования составляет рассмотрение одного из важнейших вопросов истории геологического строения Юго-восточного Кавказа — формирование нефтяных залежей Апшеронского полуострова и смежного с ним Кобыстана.

В ходе исследования выяснилась необходимость сосредоточить основное внимание на связи нефтеобразования с условиями отложения осадков, с одной стороны, и на роли тектонического фактора в формировании нефтеносных залежей Кобыстана — с другой.

Такое разграничение определилось различием условий отложения осадков палеогеново-миоценового периода и плиоценового (особенно в век продуктивной толщи) и той значительной ролью тектоники в формировании залежей нефти, которая была установлена еще И. М. Губкиным и получила подкрепление в трудах М. В. Варенцова, С. Ф. Федорова, М. Ф. Мирчинка и др.

В процессе рассмотрения условий отложения осадков было установлено следующее важное положение — наличие благоприятных условий для нефтеобразования в палеогеново-миоценовое время и отсутствие таковых в плиоцене Юго-восточного Кавказа.

Нефтеносность продуктивной толщи Апшеронского полуострова и Кобыстана ставила задачу установить и тот фактор, который обусловил формирование нефтяных залежей в этих отложениях. Тектонический фактор, как мы уже упомянули, и послужил основным условием образования нефтяных месторождений продуктивной толщи Юго-восточного Кавказа.

Еще в 1936 г. нами был поднят вопрос о проблеме подкирмакинской залежи нефти в связи с механизмом складчатости Апшеронского полуострова. Тогда же, вслед за И. М. Губкиным и М. Ф. Мирчинком, были выдвинуты некоторые положения, связанные с историей складкообразования и механизмом образования диапировых складок. В основу разрешения этого вопроса были положены идеи И. М. Губкина. В настоящее время эти положения уже получили значительное подкрепление в трудах по геотектоническому развитию Юго-восточного Кавказа.

В понятие «прогрессирующей складчатости» в области распространения третичных отложений Апшеронского полуострова и Кобыстана нами уже тогда вкладывалось представление о связи куполовидных складок с диапиризмом.

Заслуживает внимания и положение о замедлении в росте структур после некоторой начальной стадии развития. Это особенно важный момент в механизме тектоники Апшеронского полуострова и Кобыстана,

ибо им предопределяется наличие поднятий по низам продуктивной толщи и в местах, покрытых мощной толщей верхнеплиоценовых отложений без какого-либо отражения этих поднятий в самих верхних горизонтах покрывающих свит (например, в больших синклинальных плато).

Другим важным положением, которое имеет большое значение при выборе методики поисков новых нефтяных залежей в рассматриваемой нами нефтеносной провинции, являются предпосылки для образования в период отложения нижнего отдела продуктивной толщи гораздо большего числа тектонических линий (складок), неуловимых в послеапшеронское время не только в силу недоразвития некоторых структурных форм, но также в силу несовпадения части их с развитыми на поверхности.

Это обстоятельство, как мы полагали, приводило к увеличению мощности части верхнего отдела продуктивной толщи по определенным направлениям, что в свою очередь было обусловлено усилением поднятия отдельных участков области, в основном, по периферии юго-восточного погружения Главного Кавказского хребта. Благодаря этому нет оснований ожидать полного совпадения начальных (эмбриональных) куполов со сводами складок постплиоценового времени, имея в виду, что при формировании отдельных структур нарушалась взаимная параллельность в разрезе между далеко отстоящими горизонтами, что послужило нам в свое время поводом для выделения особого вида асимметричных складок.

Различная степень роста отдельных складчатых линий и относительно различное время для зарождения и завершения образования отдельных куполов ставят вопрос об относительно различном времени образования самих залежей нефти. Это положение должно иметь место, поскольку формирование нефтяных залежей неотъемлемо от тектонических причин, с чем до известной степени должно быть связано и различие в физико-химической характеристике нефти отдельных структур.

Необходимо также считаться с возможностью значительного предела распространения нефтеносности по нижним горизонтам продуктивной толщи в силу их близкого залегания к нефтематеринским свитам и образования нефтяных залежей в нижних горизонтах от действия вертикальных усилий, т. е. подтока снизу при диапировых явлениях.

Широта предела нефтеносности низов продуктивной толщи определяется здесь более обширным по масштабу (в смысле охвата структурными формами) дислокационным процессом, как это вытекает из механизма тектоники рассматриваемой области.

Мы уже отмечали, что колебательные движения и большая мощность осадков Апшероно-Кобыстанской области являются важными геологическими факторами в создании особых форм тектоники — диапировых структур и грязевых вулканов Юго-восточного Кавказа, на что впервые указал И. М. Губкин.

В свете современных представлений о складчатости, связанной с течением вещества пласта (В. В. Белоусов), диапиризм и грязевой вулканизм вполне согласуются с этой точкой зрения.

Сопротивление слоев земной коры изгибанию при поднятиях (в результате чего происходит неравномерное вертикальное раздавливание слоев и, следовательно, смятие и истечение наиболее пластичных в направлении областей меньшего сдавливания) является причиной складчатости с образованием в юго-восточной части Кавказа диапировых явлений и грязевых вулканов (рис. 52).

Следует отметить, что эти представления о складчатости (в частности, в рассматриваемой нами области), которые завоевывают всеобщее признание, по существу были высказаны еще в 1934 г. И. М. Губкиным в

труде «Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтеносностью этой области» [16].

«Так как грязевые вулканы в большинстве своем связаны с диапировыми складками, писал И. М. Губкин, то, очевидно, в ряде мест Кабристанских пастбищ в акчагыльскую эпоху возникли некоторые диапировые куполы, тогда еще не поднимавшиеся над поверхностью моря.

Очевидно, к этому времени обособление на зоны высокого и более низкого давления ушло настолько далеко, что пластичные глинистые массы двинулись по линиям наименьшего сопрротивления в зоны слабого давления, именно в куполы складок, возникших вследствие тангенциального стяжения, о чем говорилось выше. Получило начало и развитие выдавливание этих масс вверх через более молодые отложения, т. е. намечалось формирование диапировых структур и их появление на сводах первичных антиклиналов» [16].

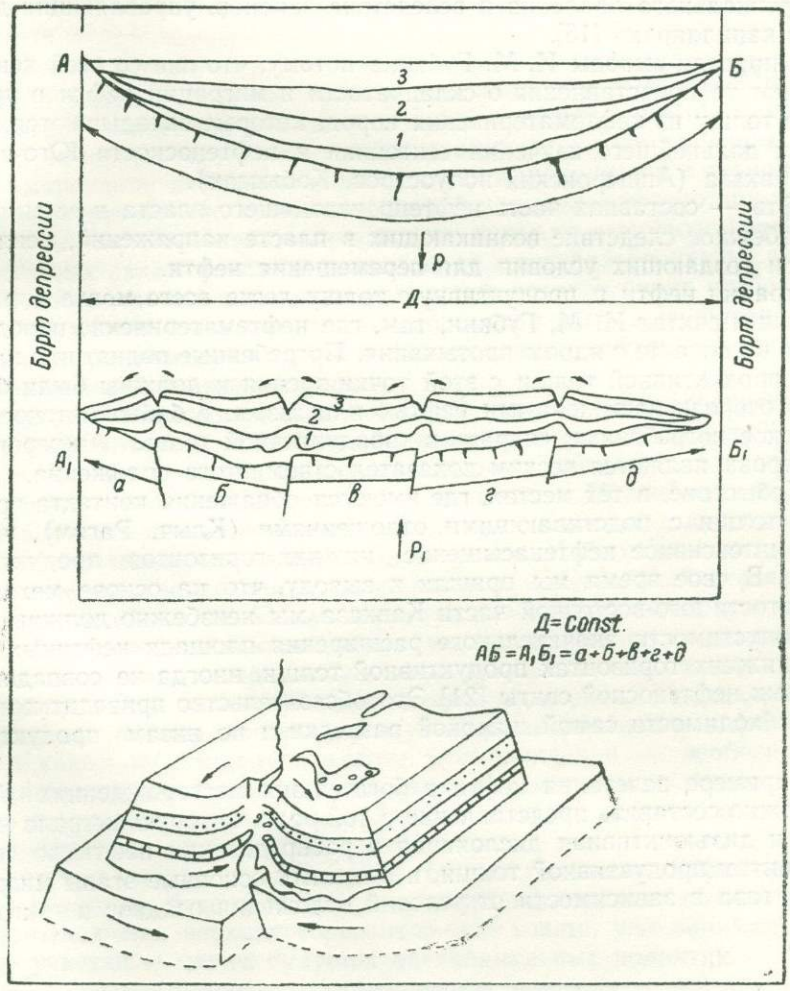


Рис. 52
Формирование складок в области депрессии от действия вертикально направленного снизу давления (Апшеронский полуостров, Кобыстан)

Вполне естественно, что выдавливание пластичных масс обусловливало интенсивное выжимание флюидов из нефтематеринских палеогеновых и миоценовых слоев.

«Как только начался этот процесс, говорит И. М. Губкин, то к ядрам складок, как наиболее поднятым и наиболее измятым и разрыхленным местам, начал совершаться подток воды и газа, а потом и нефти. Стали подниматься и накапливаться те три элемента, которые обусловили возникновение и грязевых вулканов и нефтяных месторождений».

Трещины играли большую роль в миграции нефти из нефтематеринских пород.

Изучение строения диапировых структур показывает, что «ядро при своем движении не только само было деформировано, смято и раздроблено, но и разорвало облекающие его породы, вследствие чего образовалась густая сеть трещин. Эти трещины и явились теми путями, по которым подымались нефть и газы во время своего движения к ядру и накапливались в рыхлых породах, облекавших ядро. Нефть поднималась сюда из нефтепроизводящих горизонтов и под влиянием выжимающего действия вертикального давления и вследствие законов, управляющих движением в капиллярах» [16].

Мы привели выводы И. М. Губкина потому, что они со всей ясностью отражают те представления о складчатости и миграции нефти в продуктивную толщу из нефтематеринских пород, которые складываются на основании дальнейшего изучения тектоники и нефтеносности Юго-восточного Кавказа (Апшеронский полуостров, Кобыстан).

Нефть — составная часть нефтепроизводящего пласта и ее миграция — неизбежное следствие возникающих в пласте напряжений, меняющих форму и создающих условия для перемещения нефти.

Миграция нефти в продуктивную толщу легче всего могла происходить, как и считал И. М. Губкин, там, где нефтематеринские породы находятся в контакте с ядром протыкания. Погребенные поднятия в нижнем отделе продуктивной толщи с этой точки зрения и должны были быть в первую очередь насыщенными нефтью или газом, а бибиэйбатское и бузовнинское погребенные «ядра» в продуктивной толще Апшеронского полуострова являются веским доказательством этого положения.

В Кобыстане, в тех местах, где имеются обнажения контакта продуктивной толщи с подстилающими отложениями (Клыч, Рагим), наблюдается интенсивное нефтенасыщение нижних горизонтов продуктивной толщи. В свое время мы пришли к выводу, что на основе механизма складчатости юго-восточной части Кавказа мы неизбежно должны прийти к допустимости значительного расширения площади нефтяных залежей в нижних горизонтах продуктивной толщи, иногда не совпадающих с верхами нефтеносной свиты [21]. Это обстоятельство приводит к насущной необходимости самой широкой разведки и по низам продуктивной толщи.

На примере залегания нефти в богатейших месторождениях Апшерона можно составить представление о той роли, которую сыграла пликативная и дизъюнктивная дислокация в распределении нефти по свитам и горизонтам продуктивной толщи, и выделить основные этапы миграции нефти и газа в зависимости от условий отложения осадков и тектоники.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ АПШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Рассматривая историю геотектонического развития области Юго-восточного Кавказа, мы убеждаемся в той большой роли тектонического фактора, которую он сыграл в образовании структурных форм. Ясно, что формирование нефтяных залежей должно находиться в тесной связи с историей геотектонического развития той или иной нефтеносной провинции. Можно заранее сказать, что всякие попытки выводить формирование нефтяных залежей исходя только из наличия благоприятных условий для нефтеобразования в процессе отложения осадков будут необоснованными. Разумеется, ни в коем случае нельзя исходить и из признания за тектоникой исключительной роли в формировании нефтяных залежей, не учитывая условий седиментации.

Гравитационная теория, как полагают некоторые исследователи, не может объяснить ряд условий в образовании нефтяных залежей.

Ведущее начало принадлежит складчатому процессу, основой которого является послойное перемещение вещества. Послойное движение вещества пласта играет исключительную роль, конечно, если само вещество обладает таким свойством (как, например, Майкопская свита и др.). Диапировые и грязевулканические явления в значительной степени подтверждают такой взгляд. Однако считать, что скопление нефти в продуктивной толще обязано исключительно выдавливанию ее с крыльев антиклинальных складок к своду, что иногда отождествляется с так называемой межпластовой миграцией, тоже нельзя. Приводить в доказательство этого явления пример постепенного увеличения плотности нефти с глубиной в каком-либо отдельно взятом месторождении — необоснованно. Здесь также имеются свои закономерности, равно как и исключения из них, но в каждом отдельном случае, для каждого нефтяного месторождения существуют специфические особенности.

В нижнем отделе продуктивной толщи, например, нефть, мигрировавшая в него из подстилающих отложений еще до того как закончился процесс отложения верхних горизонтов этой толщи, уже занимала повышенные участки — места будущих антиклинальных поднятий.

Еще во время отложения апшеронского яруса, т. е. до наступления периода интенсивного складкообразования послеапшеронского времени, из продуктивной толщи в местах грязевулканических проявлений (Биби-Эйбат) выделялась нефть, следы которой в виде желваков асфальта сохранились в отложениях апшеронского яруса.

Все это достаточно ясно показывает, что только при учете всей совокупности явлений можно подходить к вопросу формирования нефтяных

залежей в каждой нефтеносной провинции. Роль тектонического фактора в формировании нефтяных залежей продуктивной толщи велика, но в какой именно степени влиял этот фактор на условия образования нефтяных залежей отдельных нефтеносных провинций, становится ясно только при рассмотрении процесса на фоне геотектонического развития всей области Юго-восточного Кавказа.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ ПО РАЗРЕЗУ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ АПШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Разрешение вопроса о формировании нефтяных залежей в какой-либо нефтеносной провинции возможно только при наличии данных о залегании нефти в каждом отдельном нефтяном месторождении этой провинции.

На данном этапе разведки и разработки нефтяных месторождений Апшеронского полуострова уже имеется достаточно сведений, чтобы говорить об основных закономерностях в распределении нефти по разрезу каждого нефтеносного месторождения. Однако установление основных закономерностей ни в коей степени не исключает и некоторых специфических особенностей в залегании нефти в каждом отдельном нефтеносном горизонте, что тесно связано с литологией и степенью перебитости пласта системой нарушений. Но это обстоятельство не может внести значительных изменений в общую картину распределения нефти по всему месторождению в целом, почему мы в нашем исследовании и не затрагивали данного вопроса. С другой стороны, не все нефтеносные горизонты изучены одинаково детально. Причина заключается в неравномерности темпа разработки тех или иных горизонтов. Не по всем горизонтам имеются исчерпывающие данные о распределении нефти и воды.

Поэтому мы основное внимание сосредоточим лишь на условиях залегания нефти по разрезам некоторых, хорошо изученных нефтяных месторождений. Как увидим далее, наблюдаемые здесь закономерности достаточно четки и находятся в полном соответствии с теми положениями по вопросам тектоники и седиментации, которые нам удалось установить. Мы увидим, что распределение нефти по разрезу продуктивной толщи находится в тесной зависимости от той обстановки, которая складывалась в данную геологическую эпоху. Это обстоятельство только лишний раз подчеркивает специфичность условий формирования нефтяных залежей и неправильность того пути, на который становятся некоторые исследователи, принимающие условия образования нефтяных залежей равнозначными почти для всех нефтеносных провинций.

О распределении нефти по горизонтам продуктивной толщи с точки зрения выявления каких-либо закономерностей можно судить только по тем нефтяным месторождениям, в которых имеется весь комплекс отложений этой толщи. Сюда относятся поднятия со сводами, почти не затронутыми эрозией или размытыми в очень слабой степени. Из главнейших нефтяных месторождений Апшеронского полуострова к таким поднятиям относятся Сураханское, Калинское, Карачухурское, Бибиэйбатское и Бузовнинское.

Прослеживая характер и степень нефтенасыщения горизонтов в первых четырех месторождениях, мы с полным основанием можем сказать, что ритмичность в осадконакоплении, обусловившая литологические изменения разреза, оказала здесь значительное влияние. В дальнейшем мы остановимся и на качественной стороне нефти, где также устанавливается своего рода ритмичность на фоне общего разреза месторождений, но теперь коснемся в основном количественной стороны нефтенасыщения.

Залежи нефти в продуктивной толще образуют как бы ряд этажей в разрезе нефтяных месторождений с кровлей в каждом этаже, совпадающей с горизонтом наибольшей площади нефтеносности или с «концом» одного ритма седиментации и «началом» другого. Иначе говоря, сами свиты продуктивной толщи, выделение которых явилось следствием установления исследователями смены условий в осадконакоплении, намечают границы распределения нефти по этажам главнейших циклов или ритмов седиментации.

В верхних частях разреза продуктивной толщи (чаще всего в сабунчинской и сураханской свитах), которые в большей степени нарушены разрывами сплошности пластов и местами размыты, имеются отступления от закономерностей в нефтенасыщении по разрезу по сравнению с балаханской свитой. Это явление наблюдается почти во всех месторождениях Апшеронского полуострова.

Пятый горизонт (или пласт) балаханской свиты нефтяных месторождений центральной и восточной части Апшеронского полуострова является самым верхним горизонтом балаханского периода седиментации века продуктивной толщи. На этот горизонт падает максимум нефтенасыщения по сравнению с каждым другим горизонтом упомянутой группы месторождений. По мере продвижения вниз по разрезу до подошвы балаханской свиты с той или иной степенью закономерности происходит уменьшение контуров нефтеносности. Небольшие отступления от этой закономерности наблюдаются в сураханской свите. Эта же закономерность нефтенасыщения, но в менее отчетливой форме, наблюдается и в сабунчинской свите. Отложение осадков этих свит составляет уже свои ритмы седиментации в разрезе верхнего отдела продуктивной толщи. Максимальная нефтеносность и здесь падает на пласты, наиболее приближенные к кровле этих свит. Кала, Карачухур, Балахано-Сабунчино-Раманинское месторождение позволяют судить об этой закономерности, в Сураханах она менее ясна. Но чем выше мы поднимаемся по разрезу продуктивной толщи, тем все более и более утрачиваются черты установленной нами закономерности. Непосредственная близость к дневной поверхности, наряду с возрастающей перебитостью горизонтов, по мере приближения к сводам складок обусловливают значительное влияние нового фактора — истечения нефти из месторождения. В самой верхней части продуктивной толщи с приближением к поверхности падает и степень нефтеносности горизонтов.

Особое положение в отношении всех ритмов седиментации продуктивной толщи занимает Бибиэйбатское нефтяное месторождение. Но здесь следует считаться с рядом обстоятельств. Бибиэйбатская складка осложнена грязевым вулканизмом, а исключительно частое чередование песчанистых и глинистых слоев, обусловившее наличие большого числа эксплуатационных горизонтов, делает разрез этого месторождения несколько отличным от остальных. Максимальное нефтенасыщение среди горизонтов верхнего отдела Биби-Эйбата относится к одному из верхних горизонтов сабунчинской свиты.

Распределение нефти по горизонтам нижнего отдела продуктивной толщи по сравнению с верхним отделом носит черты иной закономерности, однако более отчетливой. В чем именно заключается сущность этой закономерности мы скажем далее, но сейчас отметим, что зависимость нефтенасыщения от литологических условий разреза или ритмов седиментации сохраняется и здесь, хотя картина распределения нефти по горизонтам диаметрально противоположна верхнему отделу.

В нижнем отделе продуктивной толщи степень нефтенасыщения горизонтов и, соответственно, площадь их нефтеносности возрастают по мере

увеличения стратиграфической глубины в противоположность верхнему отделу, где глинистые пласты, появляясь в большом количестве по мере продвижения по разрезу вверх, служат препятствием для миграции нефти у верхней части разреза. Примером могут служить некоторые части разрезов сураханской, сабунчинской и балаханской свит.

Нефть аккумулируется в той стратиграфической части каждого ритма седиментации, где песчаные слои перекрываются глинистыми.

В нижнем отделе базисные песчаные горизонты калинской свиты и ПК насыщены больше, чем песчаные пропластки в верхах КС или в НКГ. Складывается впечатление, что базисные горизонты продуктивной толщи налегают на комплекс отложений, из которого они получают питание на значительной площади. Обоснование этого явления нами будет приведено ниже. Частично оно было дано в наших ранних исследованиях.

Разница в условиях залегания нефти в верхнем и нижнем отделах (учитывая, что в отношении литологии она не столь уж велика), а также и сами формы залежей — существеннейшие доводы, исключающие первичность залегания нефти в продуктивной толще. С точки зрения сторонников генезиса нефти в продуктивной толще, естественно, должно следовать, что нефть прежде всего образовалась в нижнем отделе продуктивной толщи. Это не требует пояснений. Но так как сторонники первичного залегания нефти в продуктивной толще исключают вертикальную миграцию нефти по трещинам, нефть в нижнем отделе продуктивной толщи уже давно должна была бы распределиться таким же образом, как она распределена в верхнем отделе, где она могла образоваться значительно позже.

Внутрипластовое перераспределение нефти в песчаных коллекторах, насыщенных нефтью и водой, не исключается и К. П. Калицким. Однако нижний отдел продуктивной толщи находится в иных условиях. Боковая миграция нефти по напластованию и существование экранированных и стратиграфических залежей говорят лишь о питании коллекторов продуктивной толщи снизу, вследствие ее контакта (сопряжения) на большой площади с нефтепроизводящими свитами миоцена и олигоцена. Для этого имеются основания, что станет ясным при более детальном рассмотрении вопроса о формировании нефтяных залежей в разрезе продуктивной толщи. Отметим, что ряд положений в отношении распределения нефти по горизонтам найдет свое подтверждение и с точки зрения качественной характеристики нефти.

Вопрос о нефтенасыщении продуктивной толщи с точки зрения образования отдельных месторождений впервые ставится И. М. Губкиным в его работе «Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтеносностью этой области» [16]. Отдавая должное внимание диапиризму и грязевому вулканизму в механизме складкообразования, И. М. Губкин, отводя важную роль в нефтеносности майкопской свите, считает эти факторы генетически связанными между собой. В своей взаимосвязи эти факторы и обусловили возникновение отдельных нефтяных месторождений. Взгляды И. М. Губкина явились предметом дискуссий среди некоторых геологов, однако они не вызвали сколько-нибудь серьезных возражений.

С 1935 г. работами М. В. Абрамовича кладется начало специальному изучению вопроса о формировании нефтяных залежей с точки зрения поисков новых промышленных районов.

Нефтеносности собственно Апшеронского полуострова отводится исключительное внимание и в работах М. Ф. Мирчинка. Материалы по формированию нефтяных залежей в условиях седиментации и тектоники

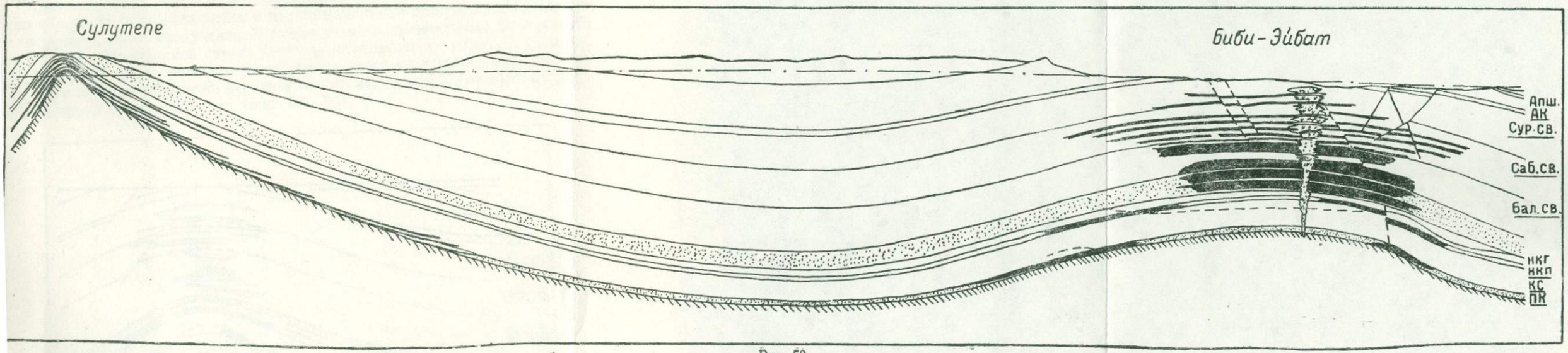


Рис. 53
Сулутепе и Биби-Эйбат, залежи нефти

являются новым вкладом в этих исследованиях. В 1939 и 1940 гг. работы по вопросам нефтеносности Кобыстана публикуются в виде статей и отдельных изданий и вносят много нового в отношении выявления взаимосвязи условий седиментации и тектоники. Проблема дальнейших поисков нефти в юго-восточной части Кавказа приобретает еще больший интерес.

Для иллюстрации развиваемых положений по вопросу миграции и формирования нефтяных залежей продуктивной толщи Апшеронского полуострова рассмотрим ряд месторождений с начальной формой залежи, выявленной по ряду глубоких и мелких скважин. Предлагаемый материал будет относиться исключительно к участкам месторождений, разбуренных большим числом скважин и достаточно охарактеризованных в отношении распределения воды, нефти и газа по свитам и горизонтам.

Имея в виду, что литологические и тектонические особенности наших месторождений освещены в предыдущих работах, мы на них останавливаться не будем.

Бибиэйбатское нефтяное месторождение может служить примером своеобразного залегания нефти в подкирмакинском пласте. Залежь нефти в верхнем отделе продуктивной толщи имеет максимальный начальный контур по сабунчинской свите. Контуры нефтеносности нижезалегающих горизонтов сначала убывают книзу, затем снова несколько увеличиваются, но в общем вся залежь верхнего отдела имеет вид усеченного конуса, обращенного вершиной вниз (рис. 53—56).

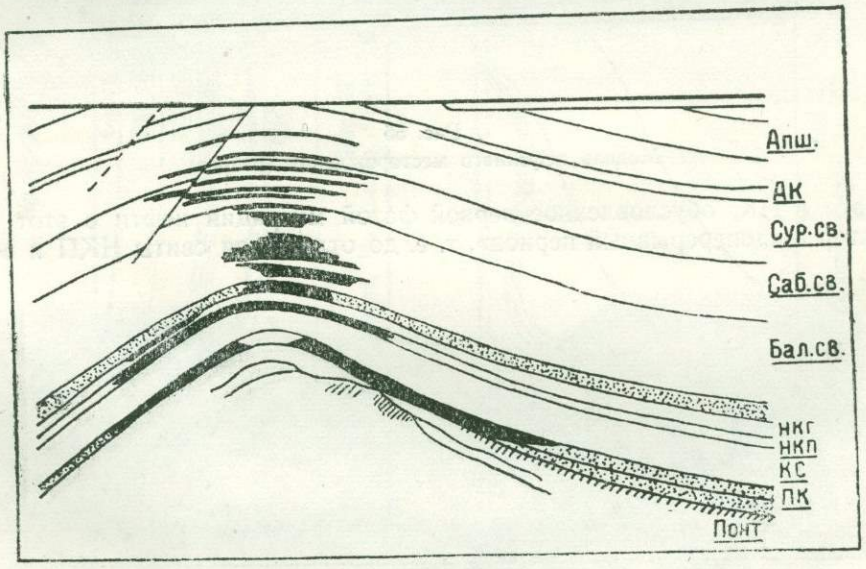


Рис. 54
Биби-Эйбат, залежь нефти

Сужение контуров нефтеносности в самих верхних горизонтах объясняется близостью их залегания к поверхности и частичной потерей нефти через эродированный свод складки.

Начиная с первого хорошего коллектора после «перерыва» (среднего отдела) контуры нефтеносности делают большой скачок в сторону увеличения, местами значительно перекрывая наибольший контур верхнего отдела.

Весьма своеобразное очертание имеет залежь подкирмакинской свиты. В центральной (присводовой) части складки контур ПК значительно су-

жается, но на периклинальных участках вновь расширяется, выходя на северном погружении далеко за контуры остальных пластов. Данные бурения доказали наличие полей высокого нефтенасыщения на восточном крыле складки. Это лишний раз подтверждает все своеобразие залегания

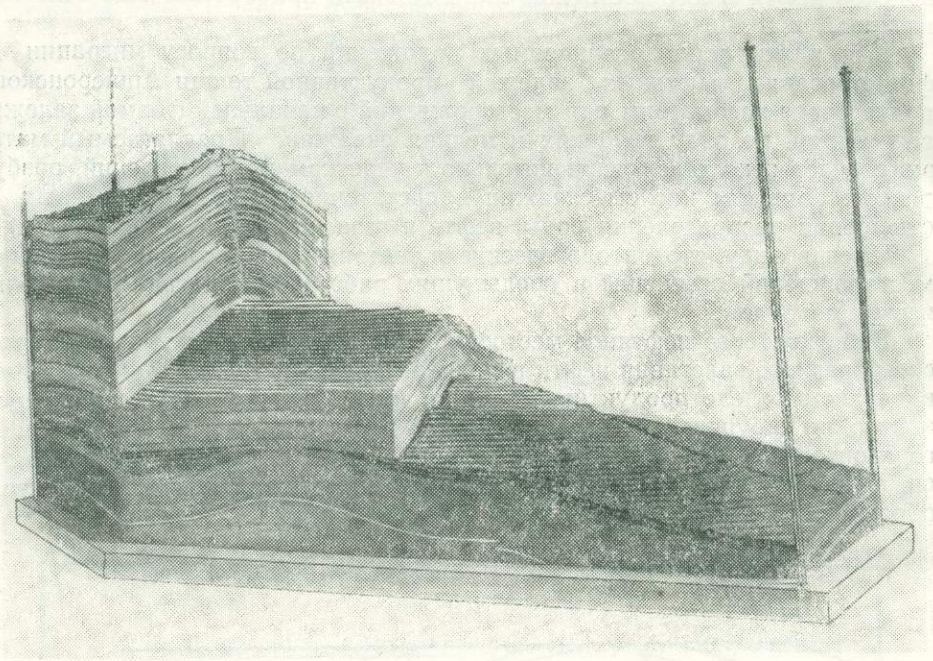


Рис. 55
Модель нефтяного месторождения (разрез)

нефти в ПК, обусловленное первой фазой миграции нефти в этот коллектор в «доперерывный период», т. е. до отложения свиты НКП и верх-

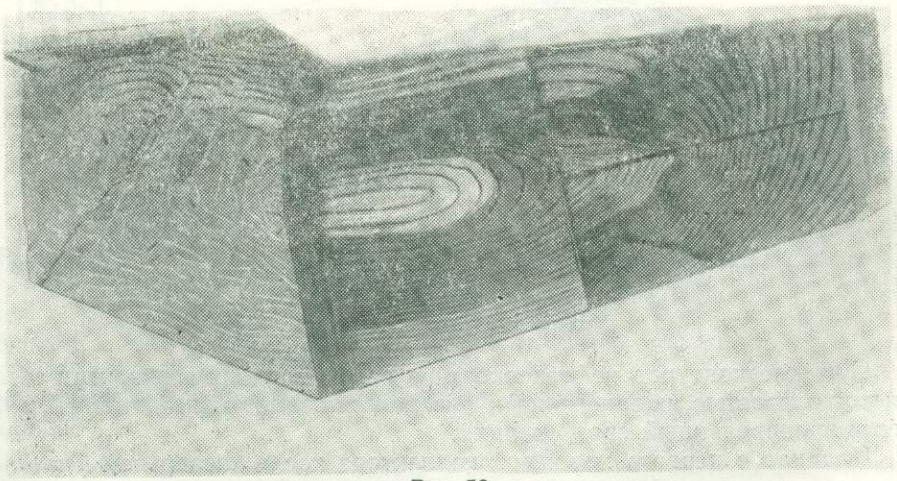


Рис. 56
Модель нефтяного месторождения (план)

него отдела продуктивной толщи. Наличие нефти на восточном крыле обусловливается и условиями отложения ПК, а именно погребенным

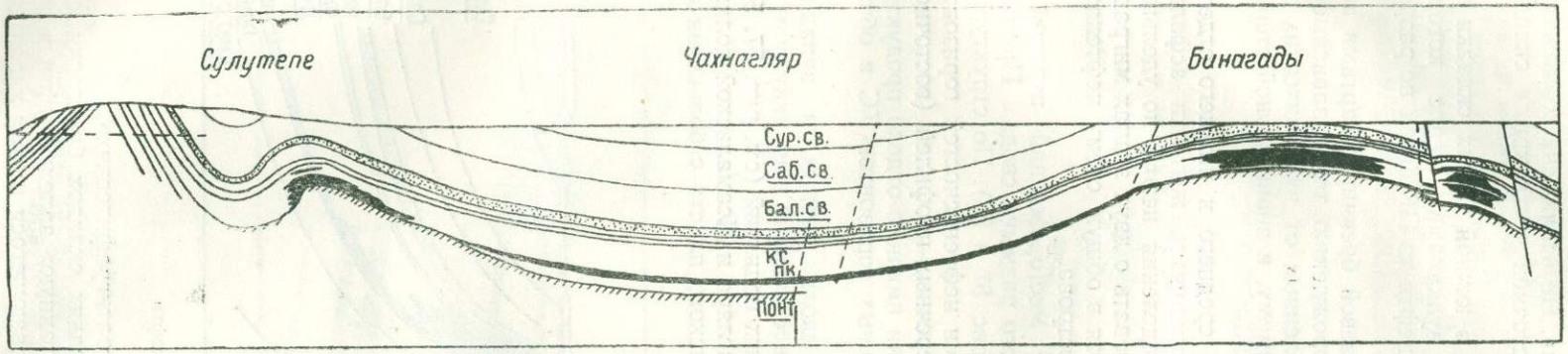


Рис. 57
Сулутепе, Чахнагляр, Бинагады, залежи нефти

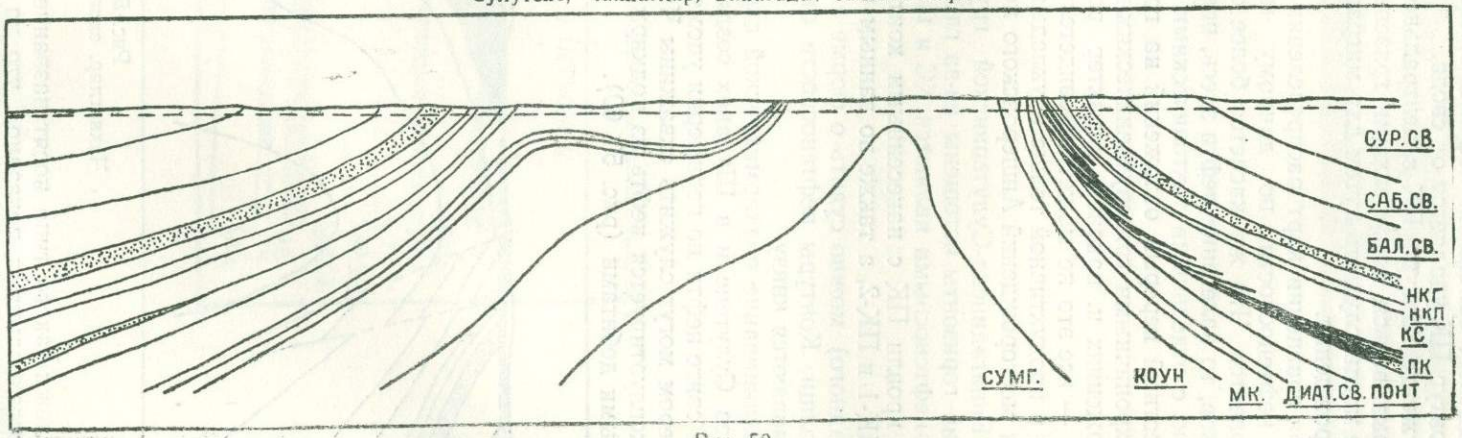


Рис. 58
Бинагады (зап. часть), залежь нефти

поднятием в северо-восточной части складки. Не исключена возможность аналогичного залегания нефти и в юго-восточной части крыла складки, где контур ПК удаляется от свода.

Сужение контура ПК в центральной и в южной частях складки может вызываться погребенными грязевыми вулканами, жерла которых также могли служить путем для миграции нефти из ПК вверх по разрезу месторождения.

При сравнении карт распределения грязевой брекчии с картами контуров нефтеносности по данному месторождению такая зависимость наблюдается. Что же касается более отдаленных от вулканических зон участков, то залегание нефти здесь, повидимому, в значительной степени связано с отдельными тектоническими полями.

Местный перерыв отложений на грани среднего и нижнего отделов с синхроничными грязевулканическими излияниями, желваки асфальта в отложениях и, наконец, характер распределения нефти по удельным весам — все это не может не свидетельствовать о двух этапах миграции нефти в продуктивной толще и укладывается в общую схему нефтенасыщения месторождений Апшеронского полуострова.

В Бинагадинско-Сулутепинской группе месторождений верхний и средний горизонты истощены из-за глубокого размыва свода. Промышленно-нефтеносными являются КС и ПК (рис. 57 и 58). По структурной карте кровли ПК с нанесенными контурами нефтеносностей горизонтов КС, ПК-1 и ПК-2, а также по данным поперечных профилей (восточного и западного) можно судить о форме залежи нижнего отдела продуктивной толщи. Контуры нефтеносности отдельных горизонтов КС в общем увеличиваются книзу.

Выклинивание подкирмакинской свиты вдоль южных и западных крыльев Сулутепе и в Шубанах создало все условия для аккумуляции в этой свите нефти по периферии упомянутых поднятий (см. рис. 57, 58). Примером могут служить скважины Чахнагляра и Ясамальской долины, где эксплуатируется нефть из подкирмакинского пласта с большими начальными дебитами (рис. 59, 60).

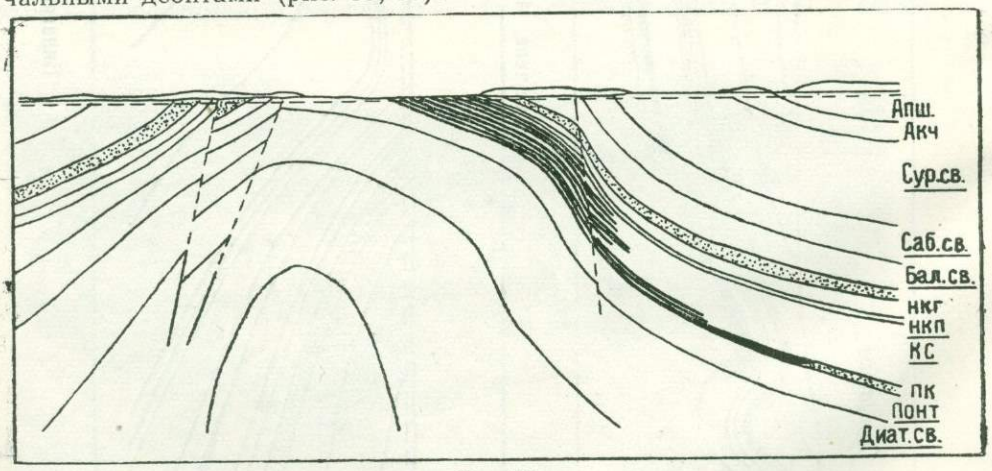


Рис. 59
Чахнагляр, залежь нефти

Залежи такого типа носят название «стратиграфических».

Исследованиями показано, что на крыльях складок бинагадинского или шубанинского типа мы имеем «запечатанную» залежь нефти в пластах ПК. Наличие нефти в полосе выклинивающегося пласта характери-

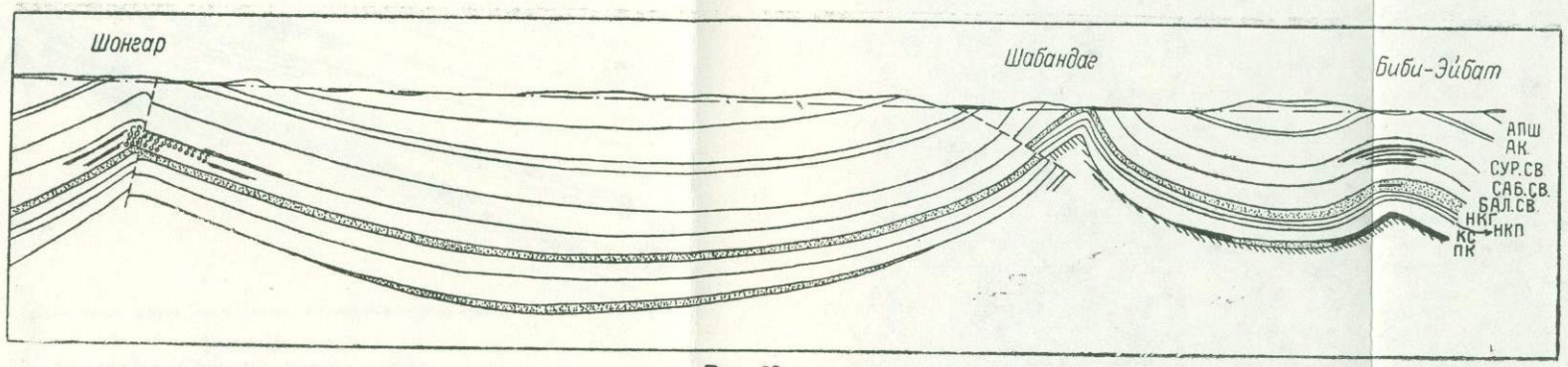


Рис. 60
Шонгар, Шабандаг, Биби-Эйбат (профиль), залежи нефти

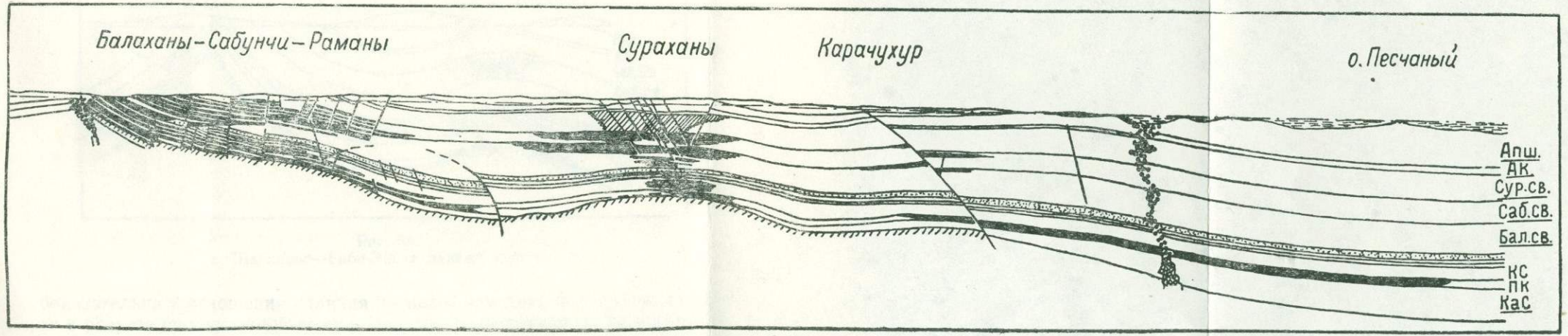


Рис. 61
Балахано-Сабунчино-Раманинское месторождение. Сураханы, Карачухур, Песчаный, залежи нефти

зует ее миграцию в нижнем отделе. Безусловно, нефть в таких частях структур могла аккумулироваться вследствие боковой ее миграции по ПК вверх по восстанию пласта, перераспределяясь в нем после миграции в коллектор из нижезалегающих материнских пород в наиболее благоприятных местах. Такими местами для миграции нефти еще до перерыва (после отложения НКГ) могли быть также и синклинальные (для настоящего времени) участки складчатости.

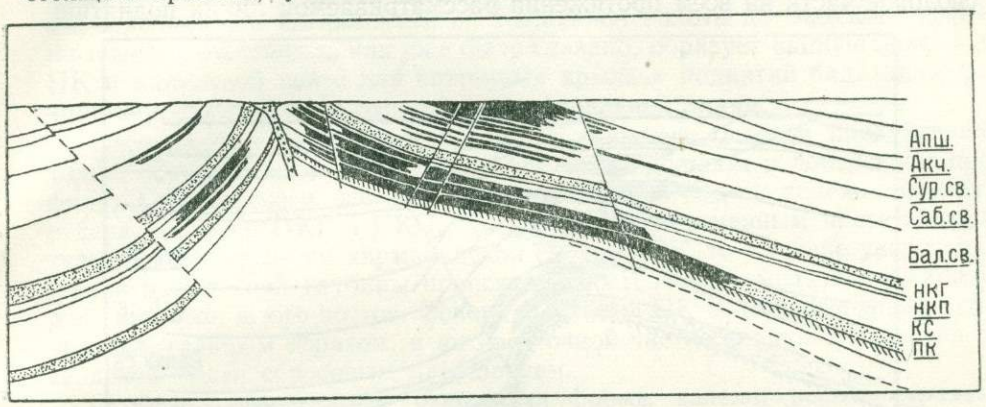


Рис. 62
Балаханы—Сабунчи, залежь нефти

Балахано-сурахано-карачухурская антиклинальная линия поднятий, на которой расположены три крупных месторождения трестов «Ленинефть», «Орджоникидзенефть» и «Кагановичнефть», как и Бибиэйбатское нефтяное месторождение треста «Сталиннефть» (рис. 61—63) весьма

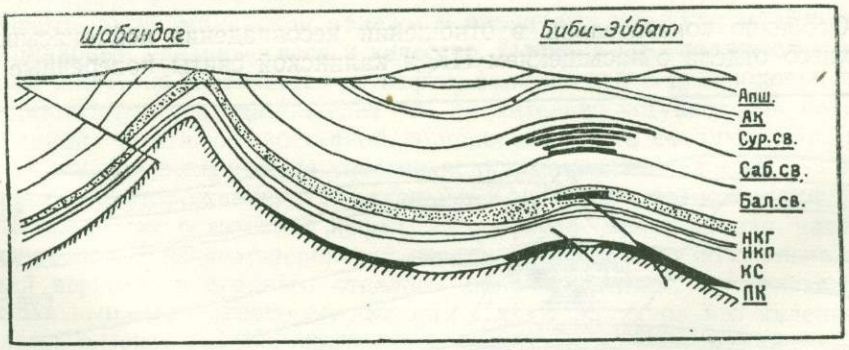


Рис. 63
Шабандаг—Биби-Эйбат, залежи нефти

показательна в отношении наличия не менее чем двух фаз миграции нефти в разрезе продуктивной толщи. Залежь, разведанная по подкирмакинскому пласту и калинской свите, если говорить об упомянутой линии поднятий в целом, сосредоточена на восточных и северо-восточных крыльях каждого из отдельных поднятий и в виде почти непрерывной полосы нефтеносности протягивается с севера на юг. Для восточных крыльев (на которых в основном сосредоточена разработка) западной границей залежи служит нарушение.

В сводовых частях отдельных поднятий данной антиклинальной линии нефть ПК не образует непрерывной полосы, а приурочена лишь к отдельным гипсометрически повышенным местам.

Сопоставление контуров нефтеносности верхнего отдела продуктивной толщи с ПК в Сураханах и Карачухуре показывает несовпадение подкирмакинской залежи с залежами всех вышезалегающих горизонтов. Контуры нефтеносности верхних горизонтов, в основном, окаймляют сводовые части складок, несколько сползая на восточные крылья. Залежи подкирмакинской и калинской свит в основном сосредоточены на восточном крыле за сбросом, как бы поджаты к нему и изолированы им от сводовой части на всем протяжении рассматриваемой линии поднятий.

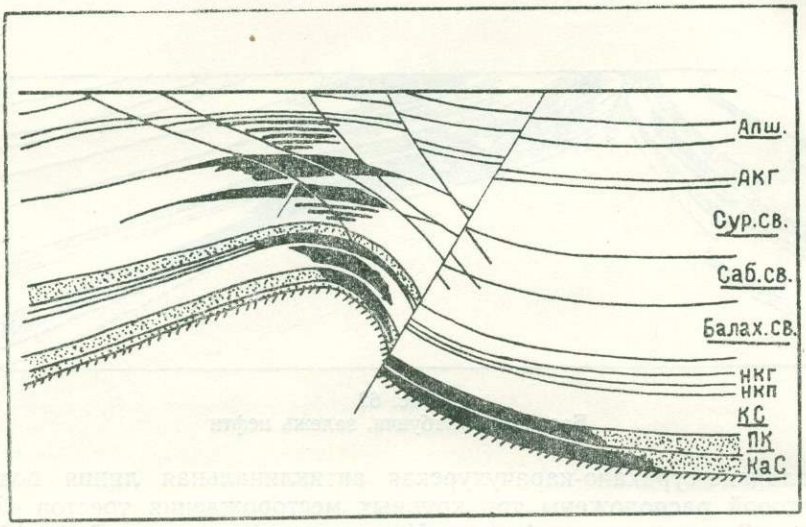


Рис. 64
Сураханы, залежь нефти

Особенно показательны в отношении несовпадения нефтенасыщения верхнего отдела с насыщением ПК и калинской свиты поперечные про-

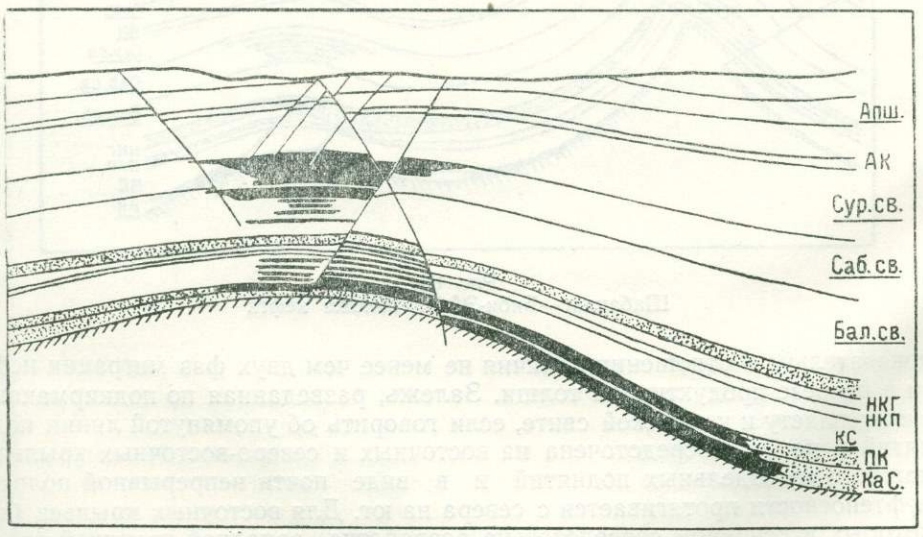


Рис. 65
Карачухур, залежь нефти

филии отдельных поднятий данной антиклинальной линии, проведенные через своды складок (рис. 64, 65).

Залежи верхних горизонтов (даже имеющие самый большой контур) здесь не выходят так далеко за пределы складок, как залежь подкирмакинской свиты, расположенная за нарушением, идущим по восточному крылу. Значительно меньшую степень насыщения по ПК в отдельных участках присводовой зоны (с повышенным удельным весом залегающей здесь нефти) мы склонны считать результатом миграции нефти в вышележащие горизонты. Нефтеносность восточного крыла обязана сохранением в основном главному продольному сбросу, протягивающемуся почти параллельно оси антиклинали от Балаханов вплоть до Зыхского нефтяного месторождения и, как уже было сказано, образует единую залежь по ПК и калинской свите для восточных крыльев поднятий балахано-сураханo-карачухурской (с Зыхом) антиклинальной линии.

Несовпадение залежей верхнего и нижнего отделов продуктивной толщи особенно четко вырисовывается на продольном и поперечном профилях Сураханского нефтяного месторождения. Здесь залежь верхнего отдела, а также НКГ и НКП, приурочена к повышенным частям структуры, что же касается кирмакинской свиты и ПК, то по мере увеличения стратиграфической глубины происходит постепенное смещение ее контуров на восток и юго-восток. Основная залежь ПК восточного крыла приурочена, главным образом, к юго-восточной части складки и отделена от сводовой части сбросовым нарушением.

Особенно интересно в отношении формы залежи нефти сураханской складки именно то, что здесь залежь в разрезе как бы проектирует пути миграции нефти из богато насыщенного восточного крыла. Приходится считать, что миграция нефти из ПК началась до образования основного нарушения в подкирмакинском пласте, возникновение которого, наоборот, послужило препятствием для дальнейшей миграции нефти из крыльевых частей ПК и калинской свиты в повышенную часть складки (см. рис. 64).

Нефть подкирмакинской залежи в различных участках пласта имеет неодинаковые удельные веса и качество. Нефть в ПК, поджатой к нарушению с востока, отличается от нефти, залегающей в присводовой части складки. Нефть у свода тяжелее и значительно уступает по качеству «масляной» нефти юго-восточной сброшенной части складки. Это говорит за то, что повышенные участки подкирмакинской залежи (за нарушением в месторождениях Сураханы и Карачухур) представляют собой места залегания остаточной нефти ПК, откуда значительная часть ее мигрировала в послеапшеронский период складчатости по системе нарушений верхнего и среднего отделов, образовавшихся от растяжения свода, в вышезалегающие коллекторы. Для Карачухура это явление отмечается в менее резкой форме.

Залежь нефти Балахано-Сабунчино-Раманинского месторождения занимает наибольшую площадь по сравнению с Сураханским и Карачухурским. Отличительная особенность этого месторождения — несовпадение контура нефтеносности ПК с направлением горизонталей, вмещающих залежь пласта. Контуры нефтеносности ПК (и отчасти верхних горизонтов) секут иногда под очень тупым углом горизонтали при высоте залежи до 2,5 *км*. По всей вероятности, такое резкое несоответствие контуров нефтеносности форме залегания коллекторов объясняется позднейшими поднятиями, изменившими форму той структуры, которая в период миграции в ПК в общем соответствовала образовавшейся в ней залежи нефти. Ниже мы более подробно осветим этот вопрос.

Вопрос о нефтенасыщении южного крыла Балахано-Сабунчино-Раманинского месторождения треста «Лениннефть» тесно соприкасается с

вопросом нефтенасыщения юго-западного крыла всей балахано-раманино-зыхской антиклинальной линии. Если принять, что нефть с повышенных частей ПК в последний период формирования складчатости мигрировала в верхние горизонты, то невольно возникает вопрос: почему же в результате миграции залежь по ПК оказалась несимметричной? Это положение могло иметь место или из-за несовпадения сводов уже насыщенных нефтью зачаточных складок до «перерывного времени» (на грани отложения НКГ и балаханской свиты) со сводами структур послеапшеронского периода складчатости, или же это могло быть обусловлено исключительно запечатанностью восточных крыльев нарушением, идущим почти параллельно осевой линии всей антиклинали.

Если бы оказалось доказанным первое предположение, то вопрос был бы ясен. Попытки установить осевую линию зачаточной складки для «доперерывного» этапа были сделаны И. И. Потаповым; исследование показало, что вопрос решается именно так. С другой стороны, нельзя исключать и то, что приток нефти в ПК, в основном, происходит с внешних сторон для системы складчатости Юго-восточного Кавказа, т. е. с севера, востока и юга — со стороны Каспийской котловины, которая нефтенасыщена, что также может обусловливать это своеобразное залегание нефти в ПК.

Отсюда ясно, что стратиграфическое положение ПК, как мы говорили ранее, и близость этого коллектора к материнским свитам ставят нас перед необходимостью тщательной разведки далеких крыльев структур Апшеронского полуострова на новые нефтяные залежи в еще не вскрытых горизонтах продуктивной толщи ниже подкирмакинского пласта.

Особенностью Калинского нефтяного месторождения, расположенного в виде отдельного брахиантиклинального поднятия к востоку от Сураханов, является резкое несовпадение сводов складки по нижнему отделу со сводом по самым «верхам» продуктивной толщи и апшеронскому ярусу (рис. 66, 67). В отличие от ряда нефтяных структур, где в большин-

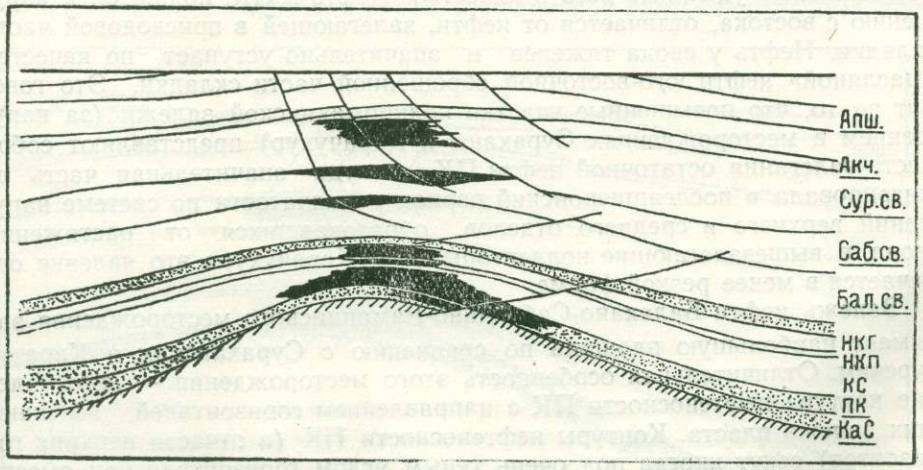


Рис. 66
Кала, залежь нефти

стве случаев наблюдается несовпадение только осей складок по верхним и нижним горизонтам (Биби-Эйбат, Карачухур, Сураханы), в калинской брахиантиклинали наблюдается резкое смещение куполов разреза продуктивной толщи в отношении упомянутых отделов.

Явление это обусловлено различными условиями седиментации для нижнего отдела продуктивной толщи (до перерыва) и для ее верхнего отдела и апшеронского яруса. Помимо не раз освещенных нами закономерностей распределения нефти по удельным весам здесь особенно заметно (в плане) несовпадение зоны интенсивного нефтенасыщения по нижнему отделу и, главным образом, по ПК и калинской свите с верхним; с другой стороны—со всей очевидностью выступает зависимость нефтенасыщения верхних горизонтов от ПК.

Залежь верхнего отдела продуктивной толщи приурочена, в основном, к той части структуры, где по подкирмакинской свите мы ее не наблюдаем. Основная залежь ПК приурочена к северо-восточной части структуры и отделена от свода сбросом широтного направления, изолировавшим залежь от вышележащих коллекторов. Если упомянутый сброс в ПК сыграл роль изолятора для сохранения нефти в северо-восточном тектоническом поле, то обилие трещин (системы нарушений) в верхнем отделе способствовало миграции сюда нефти из той части залежи ПК, которая была расположена непосредственно под зоной интенсивного нефтенасыщения верхнего отдела. Таким образом, в Калинском нефтяном месторождении четко выявляется двухфазность миграции нефти. Первая

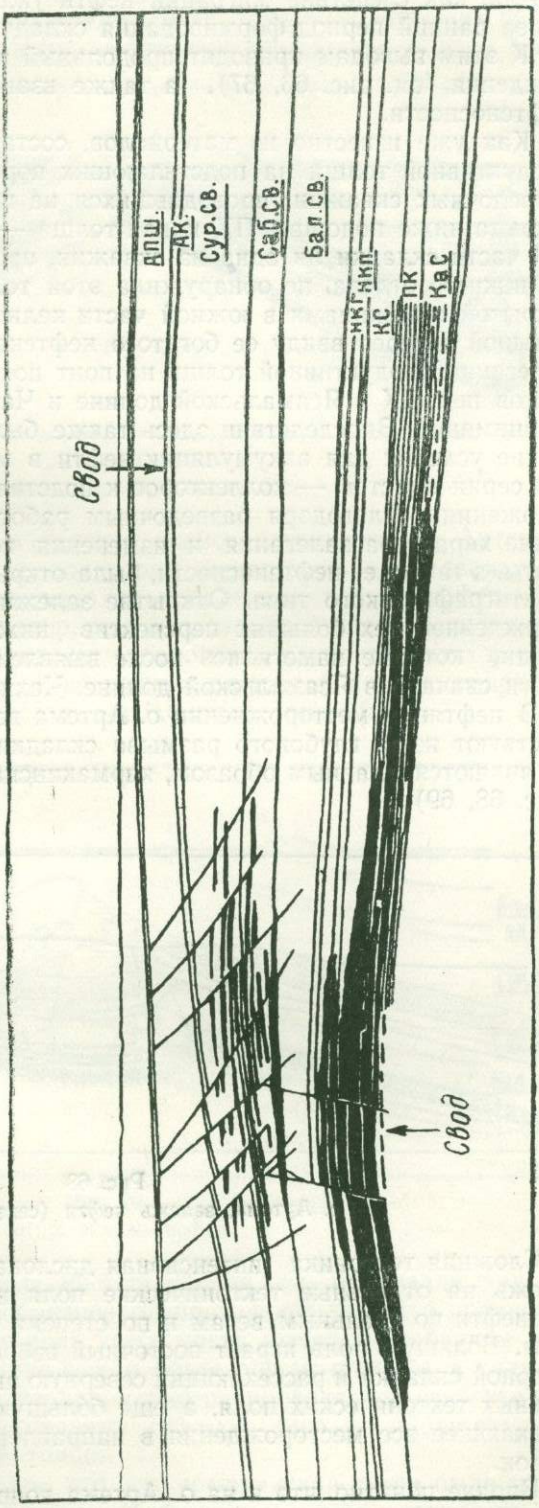


Рис. 67
Кала (продольный профиль), залежи нефти

фаза — насыщение ПК и калинской свиты. Вторая—насыщение верхнего отдела, как следствие миграции нефти уже из ПК, насыщенного в еще более ранний период формирования складчатости.

К этим выводам приводят продольный и поперечный профили месторождения (см. рис. 66, 67), а также взаимное расположение контуров нефтеносности.

Как уже известно из материалов, составляющих характер залегания продуктивной толщи на подстилающих породах, в Старом Кала рядом разведочных скважин, проводившихся на подкирмакинскую свиту, была вскрыта ниже подошвы ПК новая толща — «калинская свита». В северной части складки ни одна из скважин, проводившихся с целью разведки нижнего отдела, не обнаружила этой толщи. Наличие новой толщи, вскрытой скважинами в южной части калинской складки, представляет большой интерес ввиду ее богатого нефтенасыщения. При несогласном налегании продуктивной толщи на понт появление дополнительных горизонтов под ПК в Ясамальской долине и Чахнагляре заслуживало особого внимания. Впоследствии здесь также были установлены стратиграфические условия для аккумуляции нефти в местах несогласного прилегания серии пластов — коллекторов к подстилающим продуктивную толщу отложениям. Благодаря разведочным работам, направленным на выявление характера залегания и изменения истинной мощности калинской свиты, а также ее нефтеносности, была открыта богатая нефтяная залежь стратиграфического типа. Открытие залежи калинской свиты было подтверждением тех больших перспектив нижнего отдела продуктивной толщи, которые наметились после выявления подкирмакинской залежи нефти сначала в Ясамальской долине, Чахнагляре, а затем и Сулутепе.

В нефтяном месторождении о. Артема верхний и средний отделы отсутствуют из-за глубокого размыва складки. Промышленно-нефтеносными являются, главным образом, кирмакинская и подкирмакинская свиты (рис. 68, 69).

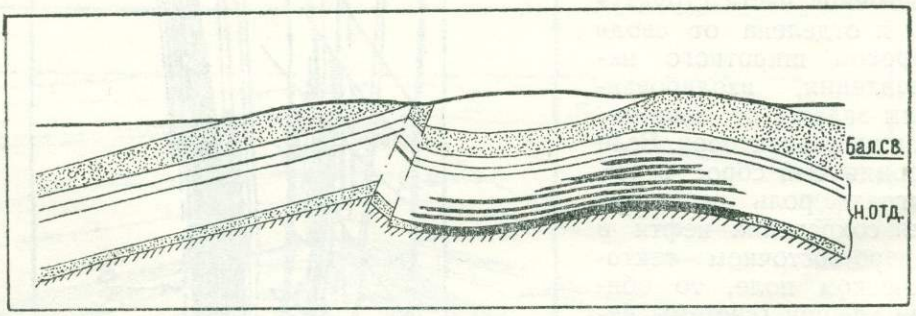


Рис. 68
о. Артема, залежь нефти (северная часть)

Сложная тектоника (интенсивная дислокация) разделяет нефтяную залежь на отдельные тектонические поля и обусловливает распределение нефти по удельным весам и по степени насыщения в пластах структуры. Большую роль играет восточный взброс, проходящий вдоль оси северной складки и рассекающий северную антиклиналь на два самостоятельных тектонических поля, а еще бóльшую — главное нарушение, пересекающее все месторождения в направлении с северо-запада на юго-восток.

Вполне понятно, что и на о. Артема вопрос разведки еще далеко не закончен. Интенсивная дислокация месторождения могла затронуть не

только сводовые или осевые зоны антиклинали, но и далекие крылья. Следовательно, в случае крупных нарушений не исключается возможность нахождения в крыльевых зонах отдельных тектонических полей, создавших условия для сохранения нефти запечатыванием. С этой точки

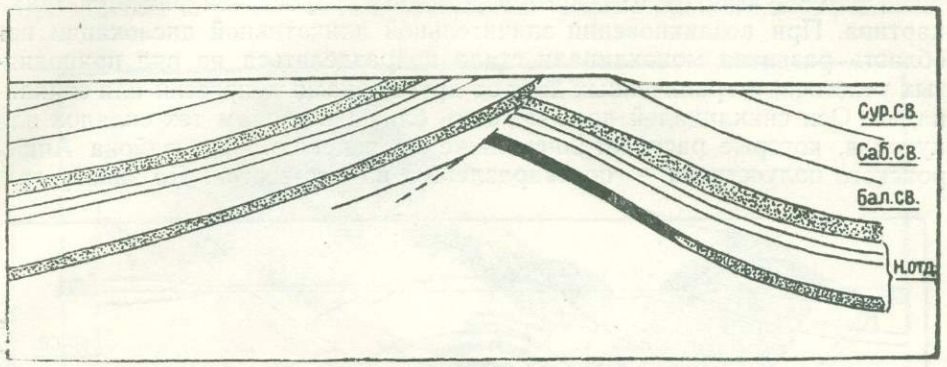


Рис. 69
о. Артема, залежь нефти (южная часть)

зрения приобретает интерес и далекое южное погружение о. Артема в районе мыса Гюргяны, где проходит ряд нарушений, наблюдаемых на поверхности и где уже обнаружена промышленная залежь нефти.

Распределение нефти в месторождениях западной части Апшеронского полуострова, где ПК отсутствует, аналогично распределению в верхнем отделе продуктивной толщи восточных площадей и иллюстрируется на поперечных профилях Локбатана и Шонгара (рис. 70, 71).

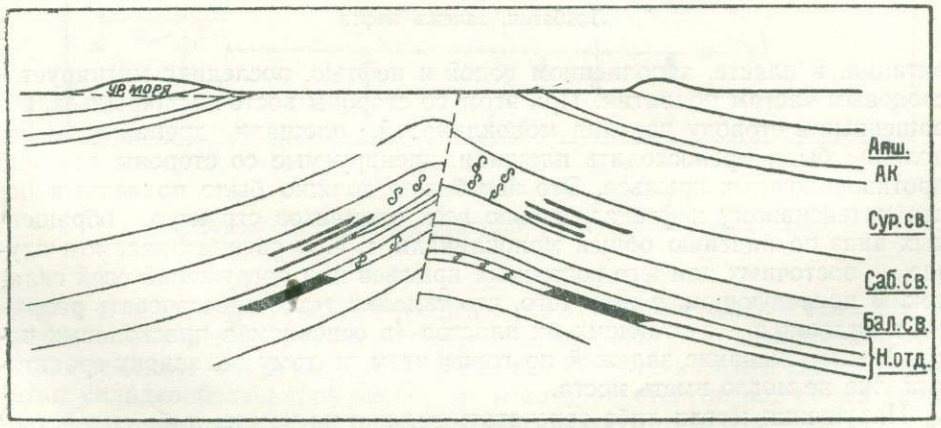


Рис. 70
Шонгар, залежь нефти

Описывая залежи нефтяных месторождений, мы высказали ряд положений, объясняющих своеобразное распределение нефти в подкирмакинской свите. Особо важную роль здесь могли играть погребенные поднятия диапирового типа. Однако есть и более общая причина, в силу которой нефть нижнего отдела неравномерно распределялась относительно элементов структуры антиклинальных складок, чего не наблюдается в верхнем отделе продуктивной толщи.

Так, например, если считать, что подкирмакинская свита была насыщена нефтью в период ее еще пологого моноклинального залегания с па-

дением на юго-восток, то необходимо учитывать и роль этого залегания при образовании складок. Региональное моноклинальное залегание какой-либо свиты неизбежно приводит впоследствии к несимметричному строению ее отдельных складчатых структур.

Для продуктивной толщи Апшеронского полуострова рисуется такая картина. При возникновении значительной пликативной дислокации вся область развития моноклинали стала подразделяться на ряд приподнятых участков, отграниченных друг от друга зонами депрессий или синклиналей. Оси синклиналей должны быть ближе к сводам тех складок или куполов, которые располагались ниже по падению, для района Апшеронского полуострова — по направлению на юго-восток. По закону гра-

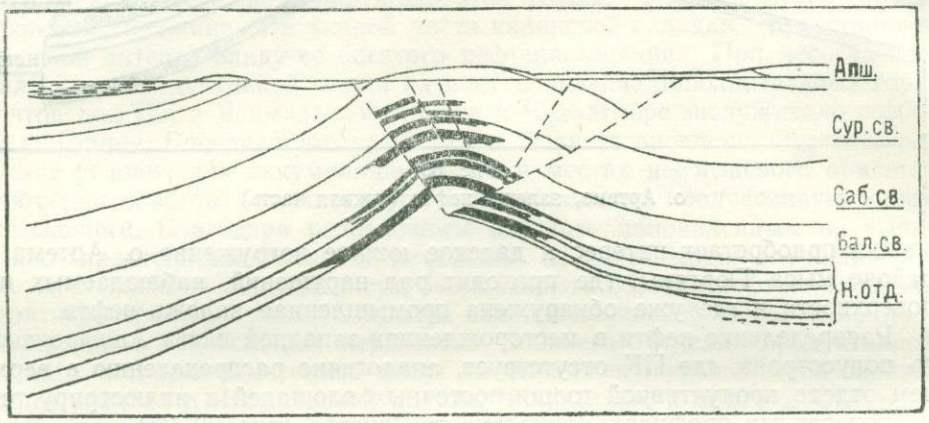


Рис. 71

Локбатан, залежь нефти

витации, в пласте, заполненном водой и нефтью, последняя мигрирует к сводовым частям поднятий. При этом со стороны восточных крыльев, обращенных в сторону падения моноклиналей, площади дренажа нефти должны были превосходить площади, дренируемые со стороны взаимно противоположных крыльев. Это неизбежно должно было привести к более интенсивному нефтенасыщению всех элементов структур, обращенных вниз по падению общей моноклинали, т. е. в рассматриваемом случае — восточных или юго-восточных крыльев или погружений осей складок. В последующем, в силу того, что складки стали претерпевать разрывы в сплошности слагающих их пластов (в основном в присводовых частях), выравнивание залежей по горизонтам по тому же закону гравитации уже не могло иметь места.

Нарушения могли либо запечатать залежи на крыле, либо содействовать миграции нефти вверх по системе трещин в залегающие стратиграфически выше слои.

Такое явление, как мы полагаем, и могло обусловить резкую асимметричность залежей нефти в ПК. Известная закономерность же в этой несимметричности также могла явиться следствием высказанных нами положений (рис. 72).

Если дальнейшими разведочными работами не будет установлена промышленная нефтеносность далеких западных крыльев ряда структур Апшеронского полуострова, то это явится подтверждением изложенной точки зрения.

Общий обзор форм нефтяных залежей Апшеронского полуострова и прилегающих районов западного Апшерона допускает такое толкование.

Но мы еще раз подчеркиваем, что литологический фактор (фациальные изменения коллекторов) все же может вносить некоторые изменения в общую закономерность нефтенасыщения, обусловленную тектоникой, отнюдь не нарушая самого процесса развития или формирования нефтяных залежей в тех областях, где законы гравитационного распределения

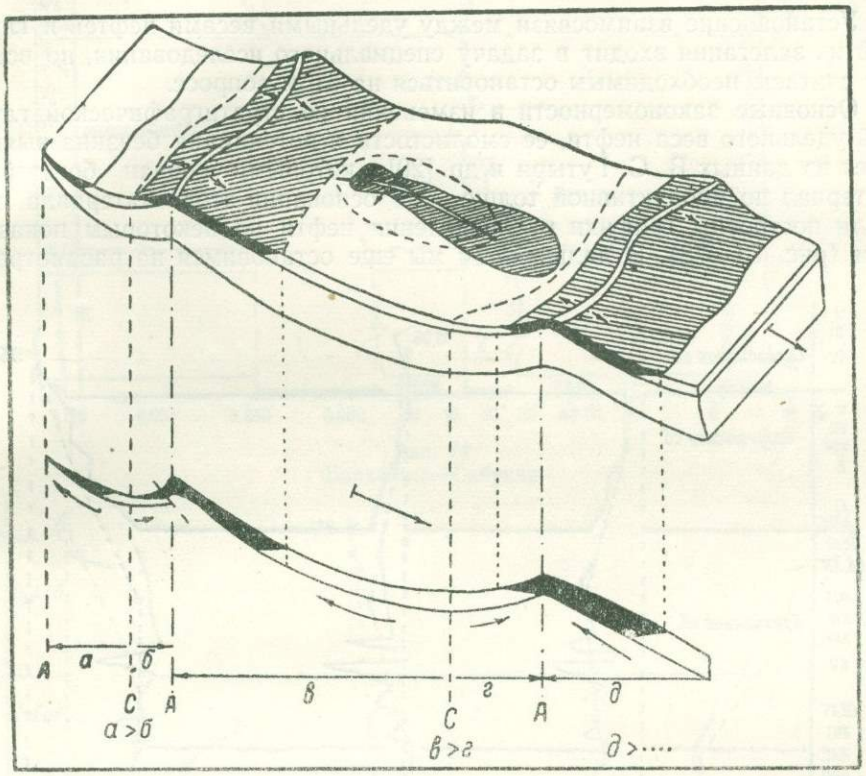


Рис. 72

Распределение нефти в структурах региональной моноклинали

нефти и воды играют доминирующую роль. Разумеется, что если вся область нефтеносной провинции будет дислоцироваться неравномерно и не одновременно, с перерывами в несколько фаз, то каждый последующий этап складкообразования может до некоторой степени влиять на характер распределения нефти по элементам структур. Но мы считаем, что формы залежей нефти определяются в основном первой фазой. После нее начинают выступать в качестве контролирующих факторов уже такие, которые препятствуют боковой миграции нефти. Различная степень уплотнения пород в зависимости от механизма складкообразования, сжимающие и растягивающие условия в зоне складчатости усложняют пути миграции нефти, создавая иногда и преграды ее движению. Вертикальная миграция по трещинам в основном в сводовых и часто интенсивно нарушенных участках складок также вносит местные изменения в характер нефтенасыщения пластов за период почти никогда не прекращающегося (хотя и идущего скачками) процесса формирования нефтяных залежей. Такие явления имели место при формировании почти всех нефтяных месторождений Апшеронского полуострова.

НЕФТЬ, ГАЗ, ПЛАСТОВАЯ ВОДА И ВМЕЩАЮЩИЕ ИХ ОТЛОЖЕНИЯ

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ ПО УДЕЛЬНЫМ ВЕСАМ В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АПШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Установление взаимосвязи между удельными весами нефтей и глубиной их залегания входит в задачу специального исследования, но все же мы считаем необходимым остановиться на этом вопросе.

Основные закономерности в изменении со стратиграфической глубиной удельного веса нефти, ее смолистости и потенциала бензина выявляются из данных В. С. Гутыря и др. [20], которыми собран богатейший материал по продуктивной толще. На основании этого материала нами были построены графики распределения нефти по некоторым показателям (рис. 73—78). В дальнейшем мы еще остановимся на рассмотрении

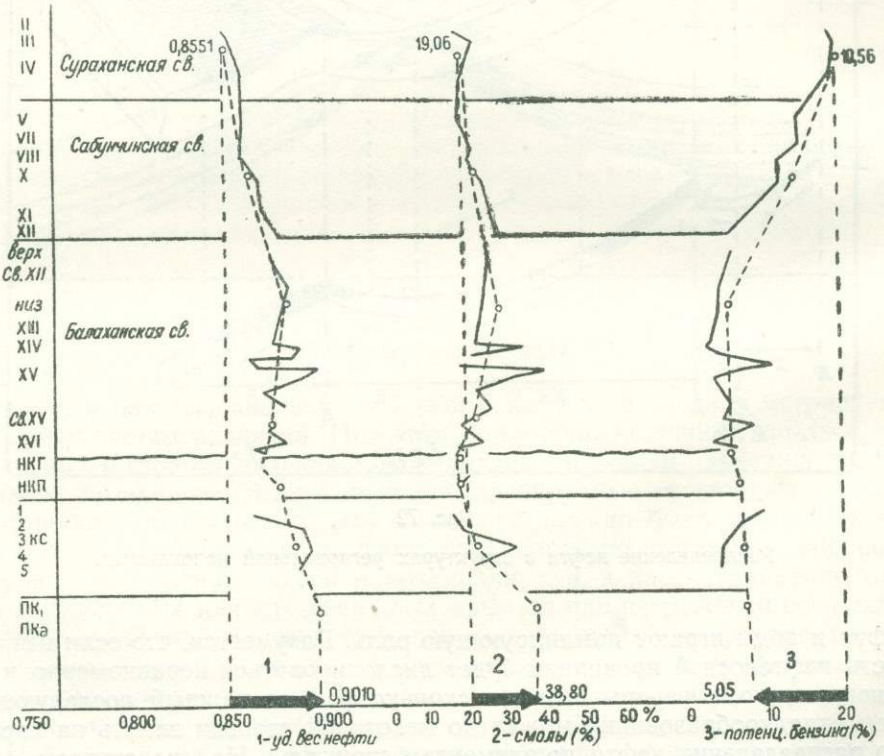


Рис. 73

Биби-Эйбат

Распределение нефти по удельному весу, проценту смол и потенциалу бензина в продуктивной толще Апшеронского полуострова. (Стрелки указывают: вправо—увеличение, влево—уменьшение означенных величин)

общей закономерности, связанной со стратиграфическим залеганием пластов. На примере материала Локбатанского нефтяного месторождения можно убедиться в известной роли тектонического фактора в распределении нефти в нижнем отделе продуктивной толщи. Как мы узнаем далее, нарушения (взбросы, сбросы) в нижнем отделе продуктивной толщи обусловили своеобразное распределение нефти (по удельному весу) по ряду нефтяных месторождений (например, в ПК). Однако по Локбатану

это устанавливается более отчетливо. Так, например, НКП в Локбатане разобщается крупным продольным нарушением на два вполне самостоя-

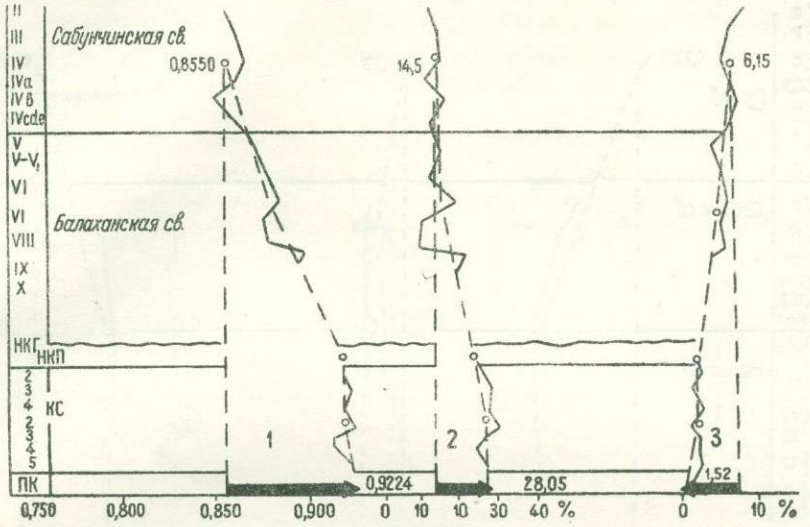


Рис. 74
Балаханы—Сабунчи

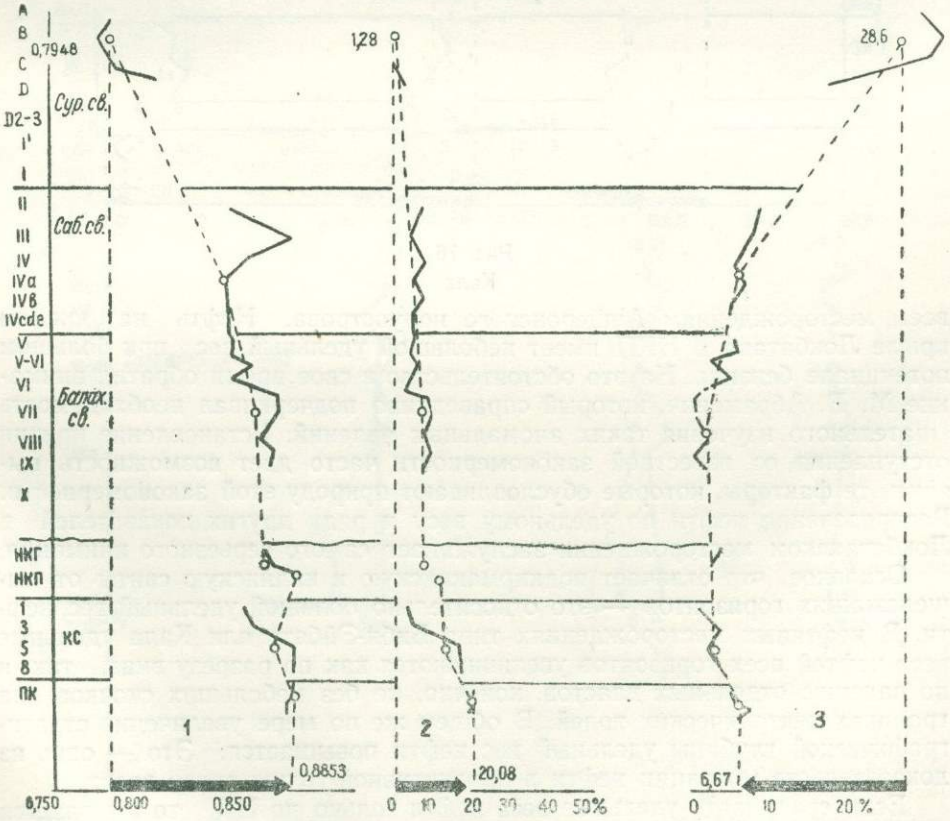


Рис. 75
Сураханы

тельных поля южного и северного крыльев складки. В соответствии с этим различается и нефть этих разобщенных полей. Следует отметить, что по

южному крылу складки мы уже не видим обычной закономерности в изменении показателей по разрезу продуктивной толщи в целом, присущей

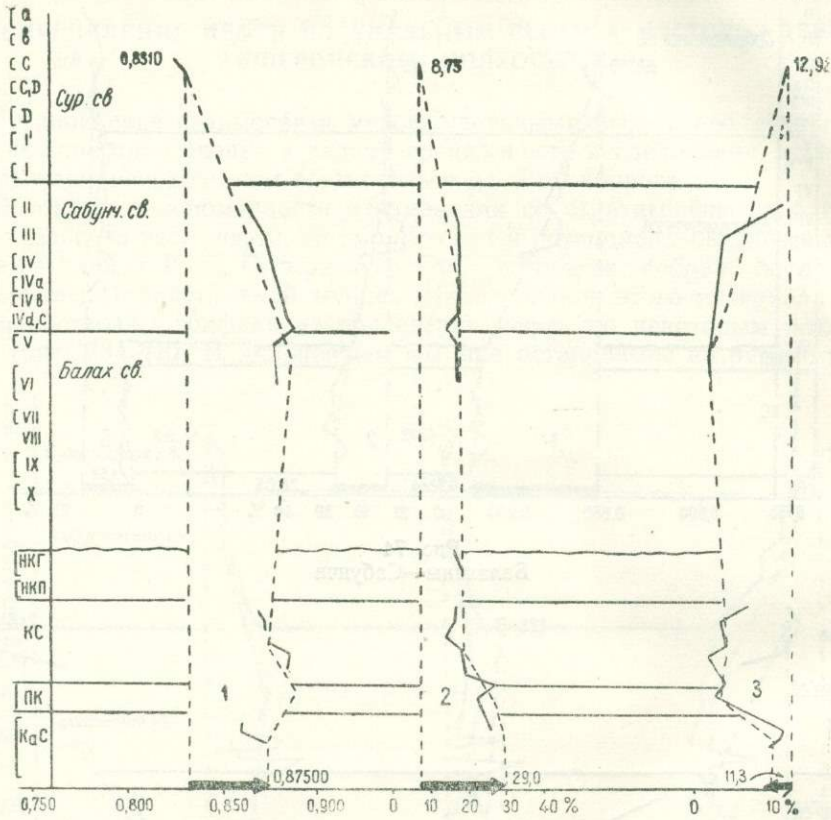


Рис. 76
Кала

всем месторождениям Апшеронского полуострова. Нефть на южном крыле Локбатана в НКП имеет небольшой удельный вес при большом потенциале бензина. На это обстоятельство в свое время обратил внимание М. В. Абрамович, который справедливо подчеркивал необходимость тщательного изучения таких аномальных явлений. Установление причин отступления от известной закономерности часто дает возможность выявить те факторы, которые обусловливают природу этой закономерности. Распределение нефти по удельному весу и ряду других показателей в Локбатанском месторождении заслуживает самого серьезного внимания.

Основное, что отличает подкирмакинскую и калинскую свиты от вышележащих горизонтов — это относительно большой удельный вес нефти. В нефтяных месторождениях типа Биби-Эйбата или Кала удельные веса нефтей всех горизонтов увеличиваются как по разрезу вниз, так и по падению отдельных пластов, конечно, не без небольших скачков на границах тектонических полей. В общем же по мере увеличения стратиграфической глубины удельный вес нефти повышается. Это — одно из доказательств миграции нефти в продуктивной толще снизу вверх.

Если сравнивать удельные веса нефти только по ПК, то выявляется зависимость между удельным весом и глубиной залегания этой свиты от дневной поверхности (рис. 79). Чем ближе залегает подкирмакинская свита к поверхности, тем больше удельный вес нефти. Некоторое отступление от этой зависимости наблюдается в балахано-раманинской струк-

туре, но на этом мы остановимся ниже. Не указывая местоположения и номеров скважин по элементам структуры отдельных нефтяных место-

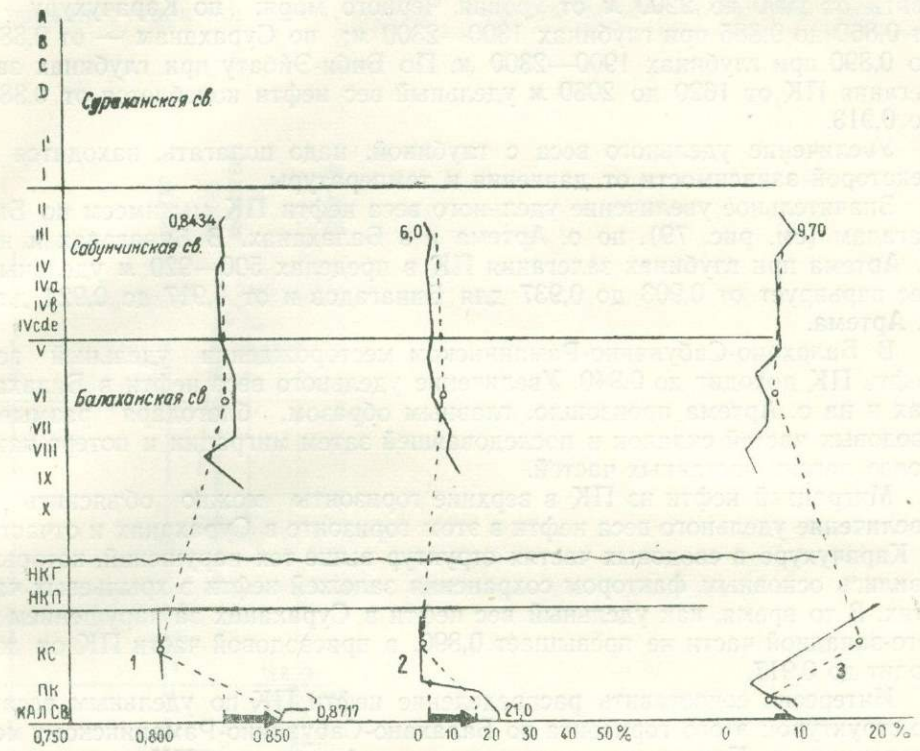


Рис. 77

Карачухур

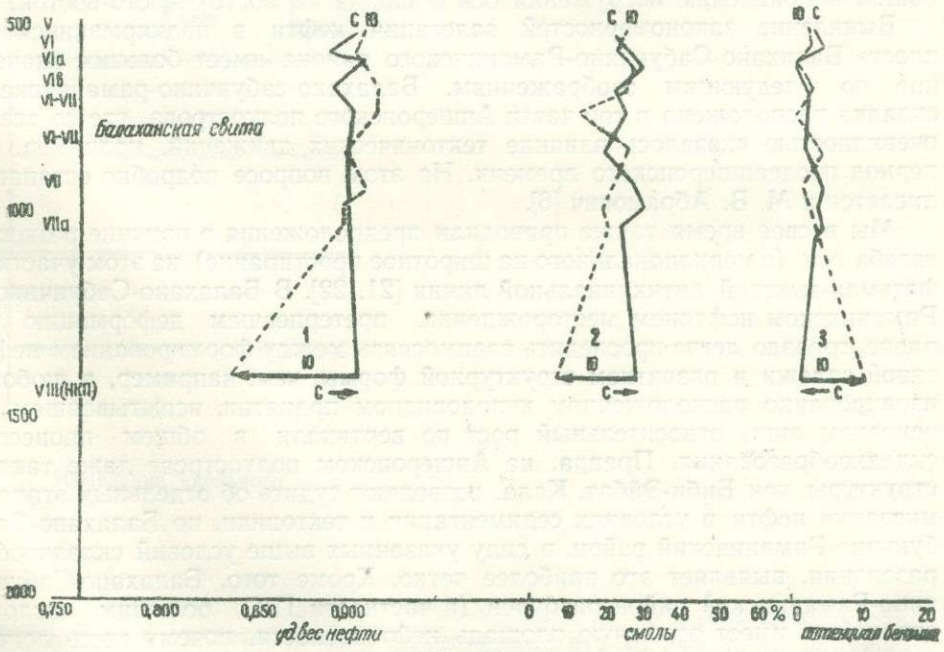


Рис. 78

Локбатан (северное и южное крылья)

рождений, приведем ряд данных. По району Кала, например, удельный вес нефти ПК изменяется от 0,886 до 0,894 при глубине залегания этой свиты от 2080 до 2200 *м* от уровня Черного моря; по Карачухуру — от 0,860 до 0,885 при глубинах 1800—2300 *м*; по Сураханам — от 0,880 до 0,890 при глубинах 1900—2300 *м*. По Биби-Эйбату при глубинах залегания ПК от 1620 до 2080 *м* удельный вес нефти колеблется от 0,885 до 0,913.

Увеличение удельного веса с глубиной, надо полагать, находится в некоторой зависимости от давления и температуры.

Значительное увеличение удельного веса нефти ПК мы имеем по Бинагадам (см. рис. 79), по о. Артема и в Балаханах. В Бинагадах и на о. Артема при глубинах залегания ПК в пределах 500—920 *м* удельный вес варьирует от 0,903 до 0,937 для Бинагадов и от 0,917 до 0,924 для о. Артема.

В Балахано-Сабунчино-Раманинском месторождении удельный вес нефти ПК доходит до 0,940. Увеличение удельного веса нефти в Балаханах и на о. Артема произошло, главным образом, благодаря размыву сводовых частей складок и последовавшей затем миграции и потере наиболее легких составных частей.

Миграцией нефти из ПК в верхние горизонты можно объяснить и увеличение удельного веса нефти в этом горизонте в Сураханах и отчасти в Карачухуре в сводовых частях структур выше тех нарушений, которые явились основным фактором сохранения залежей нефти в крыльевых частях. В то время, как удельный вес нефти в Сураханах за нарушением в юго-западной части не превышает 0,890, в присводовой части ПК он доходит до 0,917.

Интересно сопоставить распределение нефти ПК по удельным весам со структурой этого горизонта по Балахано-Сабунчино-Раманинскому месторождению. Как мы уже знаем, контур нефтеносности ПК на северном крыле складки этого месторождения резко сечет горизонтали, следуя в общем направлению погружения оси с запада на восток и юго-восток.

Выявление закономерностей залегания нефти в подкирмакинском пласте Балахано-Сабунчино-Раманинского района имеет большое значение по следующим соображениям. Балахано-сабунчино-раманинская складка расположена в той части Апшеронского полуострова, где со всей очевидностью сказалось влияние тектонических движений, например, в период послеапшеронского времени. На этом вопросе подробно останавливается и М. В. Абрамович [6].

Мы в свое время также приводили предположения о причине резкого изгиба оси (с меридионального на широтное простирание) на этом участке фатьмаи-зыхской антиклинальной линии [21, 22]. В Балахано-Сабунчино-Раманинском нефтяном месторождении, претерпевшем деформацию в плане, гораздо легче проследить взаимосвязь между формированием нефтяной залежи и развитием структурной формы, чем, например, в любом изолированно расположенном куполовидном поднятии, испытывавшем в основном лишь относительный рост по вертикали в общем процессе складкообразования. Правда, на Апшеронском полуострове даже такие структуры, как Биби-Эйбат, Кала, позволяют судить об отдельных этапах миграции нефти в условиях седиментации и тектоники, но Балахано-Сабунчино-Раманинский район, в силу указанных выше условий складкообразования, выявляет это наиболее четко. Кроме того, Балахано-Сабунчино-Раманинский район разбурен (в частности ПК) большим числом скважин и имеет огромную площадь нефтеносности, почему здесь легче прослеживаются закономерности в распределении нефти по структуре месторождения. На основе замеров удельного веса нефти ПК в различ-

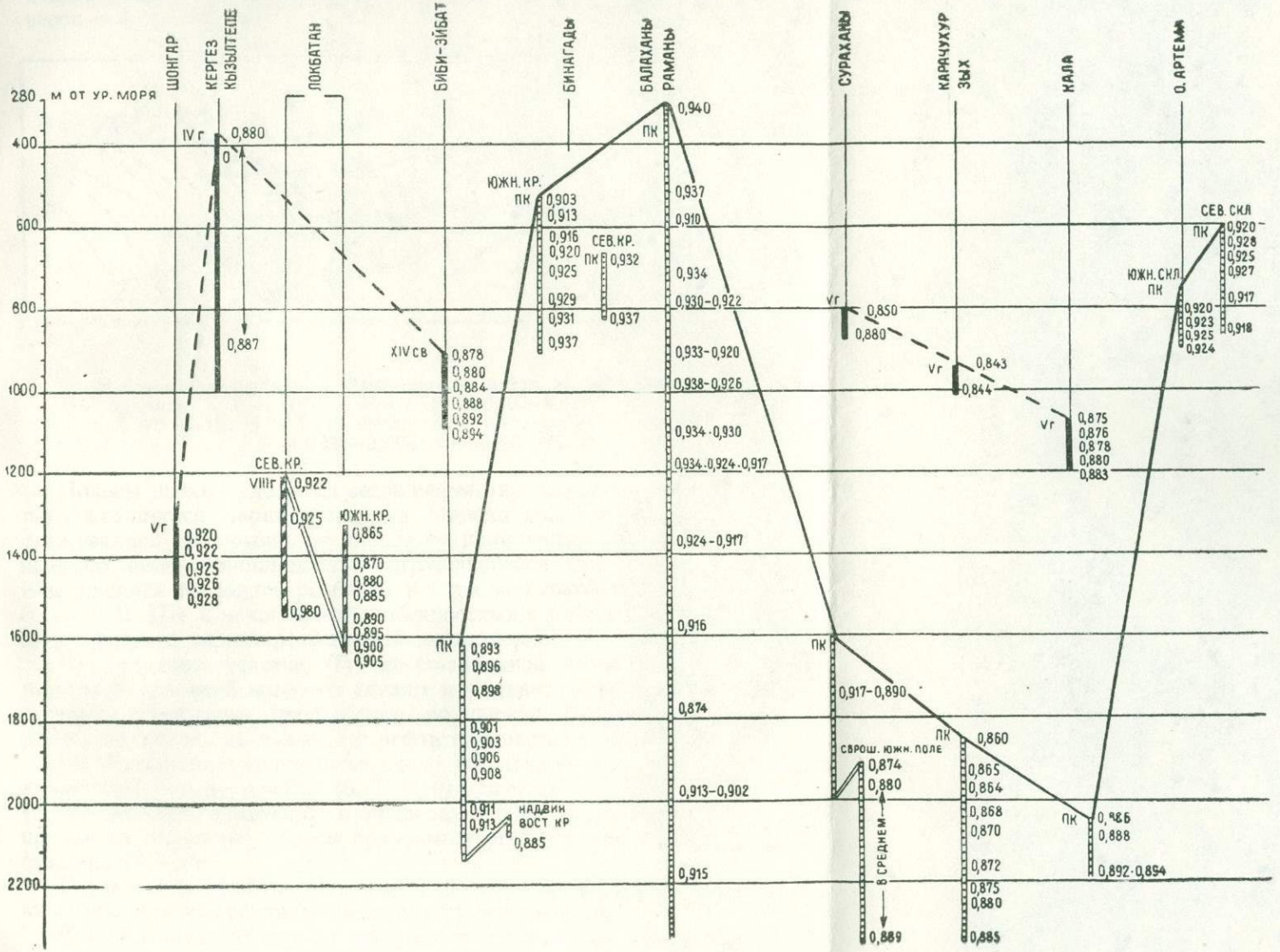


Рис. 79

Изменение удельного веса нефти в зависимости от глубины залегания, нарушения и степени эрозии складок по некоторым пластам продуктивной толщи Апшеронского полуострова

ных точках пласта по эксплуатационным скважинам, достаточно равномерно распределенным по всей его площади, была построена карта «изолиний удельного веса нефти» с использованием данных более ста скважин. Мы не претендуем на абсолютную непогрешимость ряда данных. Однако, учитывая более или менее равномерное распределение «замерных скважин» по площади залегания нефти в ПК, нам удалось установить некоторую закономерность в расположении изолиний удельных весов нефти (рис. 80).

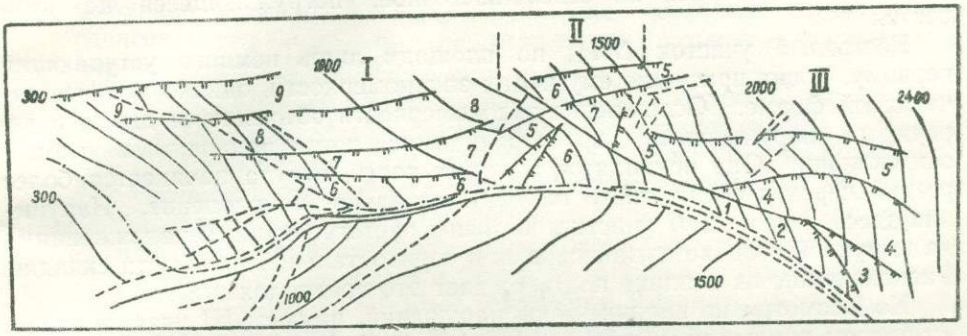


Рис. 80

Балаханы—Сабунчи—Раманы. Распределение нефти по удельному весу в ПК (по площади). *1* — 0,900 и ниже; *2* — 0,900—0,905; *3* — 0,905—0,910; *4* — 0,910—0,915; *5* — 0,915—0,920; *6* — 0,920—0,925; *7* — 0,925—0,930; *8* — 0,930—0,935; *9* — 0,935—0,940

Полосы равных удельных весов нефти идут параллельно направлению погружающегося шарнира складки. Однако эта закономерность не прослеживалась непрерывно от западного приподнятого до восточного опущенного конца моноклинально погружающейся (на восток) структуры. Вся площадь оказалась разбитой на три неравновеликих участка (рис. 80 — I, II, III) с некоторыми особенностями в распределении нефти, однако судить о характере основной закономерности все же можно.

На западном участке (*I*) северо-западной части северного крыла, восточной границей которого служит меридиан, проходящий через точку перехода известного продольного нарушения (шарнирного типа) из сброса во взброс, удельный вес нефти изменяется от 0,940 до 0,920.

На эту площадь приходится около 45 скважин (см. рис. 80). Здесь намечается четыре полосы (6, 7, 8, 9) «равных удельных весов нефти» (с градиентами изменения в пределах 0,005) широтного направления, причем на отдельные полосы приходится относительно одинаковое число скважин (9—12).

Удельный вес нефти уменьшается по мере приближения к оси складки и сбросу, почти совпадающему с направлением оси.

В зоне выхода пласта на поверхность (западная граница участка) имеется полоса, где удельный вес нефти увеличивается. Это объясняется уже близостью залежи к поверхности, на что обратил внимание М. В. Абрамович.

Центральный участок (*II*) приходится на зону, перебитую рядом поперечных сбросов — сдвигов небольшой амплитуды (10—20 *м*). Здесь выделяется несколько отдельных блоков «равных удельных весов нефти» (в пределах 0,930—0,915), но без какой-либо четко улавливаемой закономерности в ориентировке. Можно подметить только часто наблюдаемую связь отдельных полей «равного удельного веса нефти» с тектоническими блоками, разграниченными сбросами или сдвигами. На этот уча-

сток, меньший по площади по сравнению с участком *I*, приходится около 35 скважин. Перебитость данного участка вполне оправдывается, подтверждая ряд выводов тектонического порядка, которых мы коснемся в дальнейшем. С меридиана этого перебитого участка складка начинает заворачивать на юго-восток с одновременным изменением характера основного продольного нарушения. Сброс начинает переходить во взброс и изменяет направление с широтного на юго-восточное, следуя осевому перегибу складки. Южнее сброшенное крыло в западной части структуры начинает надвигаться на северо-восточное, погружающееся на юго-восток.

Восточный участок (*III*), по площади лишь немного уступающий первому, носит присущие ему черты закономерности, однако в менее отчетливой форме. Осложнение закономерности объясняется двумя поперечными нарушениями, простирающимися почти под прямым углом к оси складки. Они приходятся на ту ее часть, откуда начинается более резкий переход с широтного на меридиональное направление. Нарушения здесь, как и на *II* участке, вызваны растягивающими напряжениями на выпуклой стороне изгибающейся в горизонтальной плоскости складки. Расположение их в плане подтверждает это предположение.

Но, несмотря на наличие зоны нарушений, на всем III участке складки полосы равных удельных весов нефти (1, 2, 3, 4, 5) расположены почти параллельно изгибающемуся шарниру и, до известной степени, контуру нефтеносности. На эту площадь приходится около 30 «замерных скважин». Удельный вес нефти изменяется в пределах от 0,920 до 0.900 и ниже. Скважины, показывающие меньший удельный вес, расположены ближе к своду, больший — ближе к контуру нефтеносности. Закономерность устанавливается менее отчетливо на этом участке по сравнению с западным еще и потому, что скважины расположены недостаточно равномерно по площади.

При общем взгляде на карту, если пренебречь направлением горизонталей пласта, создается впечатление, что нефть, распределяясь по закону гравитации, залегает на крыле антиклинальной складки с контуром нефтеносности, идущим параллельно ее оси. Лишь зоны нарушений вносят диссонанс в эту закономерность. На самом же деле структурная форма месторождения представляет собой моноклинально погружающуюся в широтном направлении складку, постепенно заворачивающую на юг с разницей превышения точек шарнира на востоке и западе в 2 *км* при угле падения в среднем 10°. Контур нефтеносности под углом 45° сечет горизонтали пласта. Но если бы мы попытались установить характер распределения нефти по удельному весу в подкирмакинской свите этой структуры по мере увеличения глубины лишь по небольшому числу скважин (хотя и равномерно распределенных на северном крыле вдоль оси), то получили бы не совсем правильное представление об уменьшении удельного веса нефти по мере погружения шарнира складки. Как мы уже видели, это не совсем так. На эту закономерность накладывается вторая, которая позволяет установить причину своеобразного залегания нефти в ПК данного участка Апшеронского полуострова, а самое главное, — восстановить условия формирования нефтяной залежи в продуктивной толще.

Характер залегания нефти в ПК Балахано-Сабунчино-Раманинского месторождения проливает свет и на историю тектонического развития Апшеронского полуострова в плиоценовую эпоху. В остальных нефтяных месторождениях контуры нефтеносности и изолинии удельного веса в большинстве случаев следуют, примерно, горизонталям вмещающего пласта. Казалось бы, с аналогичным залеганием нефти мы должны были

встретиться и в рассматриваемом районе. Общим в характере распределения нефти для всех нефтяных месторождений (включая и Балахано-Сабунчино-Раманинский район) является то, что в подкирмакинской свите дизъюнктивная дислокация играла известную роль в этом распределении. В одних случаях нарушения (сбросы и взбросы) задерживали нефть при миграции по восстанию пласта и разделяли пласты на отдельные поля с распределением нефти в каждом поле по закону гравитации (Бибиэйбат, Сураханы и др.). В других случаях, как, например, в Балахано-Сабунчино-Раманинском районе, в зоне, перебитой системой сбросов, сдвигов (северное крыло), благодаря им утрачивались черты закономерности.

Для данного района это явление очень характерно. Оно показывает, что сбросы и сдвиги, нарушившие общую закономерность в залегании нефти по гравитационному принципу в ПК, возникли значительно позже, чем сформировалась залежь. От перемещения отдельных блоков раздробленной зоны и произошло перераспределение нефти на этом участке. Однако необходимо сделать следующее замечание: не во всех случаях, как бы четко ни распределялась нефть по отдельным тектоническим полям, можно сделать выводы о роли нарушения. Являлись ли сбросы (взбросы) проводниками нефти или, наоборот, задерживали мигрирующую нефть, и возникали ли они до миграции нефти или после насыщения пласта нефтью? Эти вопросы могут быть разрешены лишь при условии анализа геотектонического развития целой области, а не одного участка какого-либо месторождения.

Мы уже отмечали в одной из работ, какую роль играют дюзъюнктивные нарушения в распределении нефти в месторождениях. Самое важное, о чем следует напомнить, это то, что одно и то же нарушение на отдельных участках его простирания может играть различную роль. В одних местах оно служит путем миграции нефти или воды, в других, наоборот, не допускает ее. Иногда оно соединяет при смещениях различные пласты (горизонты), иногда — запечатывает их глинистыми пачками, залегающими над или под пластами. Но в разрезе продуктивной толщи Апшеронского полуострова, благодаря четкости стратиграфического деления на отдельные пласты, а также характеру распределения нефти в месторождениях, можно почти всегда установить роль того или иного крупного нарушения. В Балахано-Сабунчино-Раманинском поднятии, несмотря на наличие лишь мелких нарушений в зоне раздробления, нельзя сомневаться в возникновении этих мелких сбросов—сдвигов после того, как нефть в ПК распределилась с известной закономерностью. Закономерность нарушена лишь в зоне, перебитой системой сбросов, составляющей относительно небольшое пятно на общем фоне залежи ПК.

Южную границу залежи ПК рассматриваемой нами складки составляет крупное нарушение шарнирного типа, которое также сыграло известную роль в формировании месторождения. Для того чтобы осветить эту роль, перейдем к рассмотрению истории формирования структуры и залежи нефти Балахано-Сабунчино-Раманинского месторождения. Сделать это нетрудно, так как мы располагаем рядом фактов в отношении тектонического развития данного участка Апшеронского полуострова.

Непрерывное опускание южнокаспийской депрессии, особенно возросшее в период отложения сураханской свиты, — основной фактор, который привел к переформированию балахано-раманинского участка фатьмаи-зыхской складчатой линии. Складка стала более интенсивно погружаться на юго-восток и еще резче испытывать деформацию от изгиба. Продольное нарушение принимает характер шарнирного, на выпуклой стороне обращенной к югу периклинали возникают мелкие разрывы; юж-

ное крыло с вогнутой стороны периклинали надвигается на северное с одновременным опусканием на западном участке. Складка меняет форму вместе с заключенной в ней и ранее сформированной залежью. Нефтяная залежь в данном случае в силу гравитационного принципа тоже вступает в новую фазу формирования, но уже при условиях, которые необходимо считать отличными от условий первой фазы аккумуляции нефти в коллекторе. Если в первую фазу формирования залежи, в данном случае в ПК, условия были более или менее равнозначны по всей площади залегания ПК на данном участке (только литологический фактор местами, быть может, нарушал их), то после новой, более сложной деформации складки с относительным изменением общего положения всей структуры в пространстве, деформирующие усилия нарушили и изменили эти условия и создали известные препятствия для внутрипластовой миграции.

Из промысловой практики известно, как трудно проникает нефть в уже смоченный водой песок, даже если вода и высокощелочная. Лишь размыв свода складки с истечением нефтяной залежи может внести нарушения в характер распределения нефти вблизи поверхности. Это явление в известной степени имело место в ПК Балахано-Сабунчино-Раманинской складки, но не сыграло основной роли в переформировании здесь всей нефтяной залежи, о чем свидетельствует своеобразие залегания нефти рассматриваемого месторождения.

Бинагадинское нефтяное месторождение относится к разряду таких, в котором подкирмакинская свита хотя и вмещает нефть большого удельного веса (как и западный участок Балахано-Сабунчино-Раманинского района), но само залегание нефти не отличается от обычного, следуя закону гравитации. Однако это в основном относится только к западной

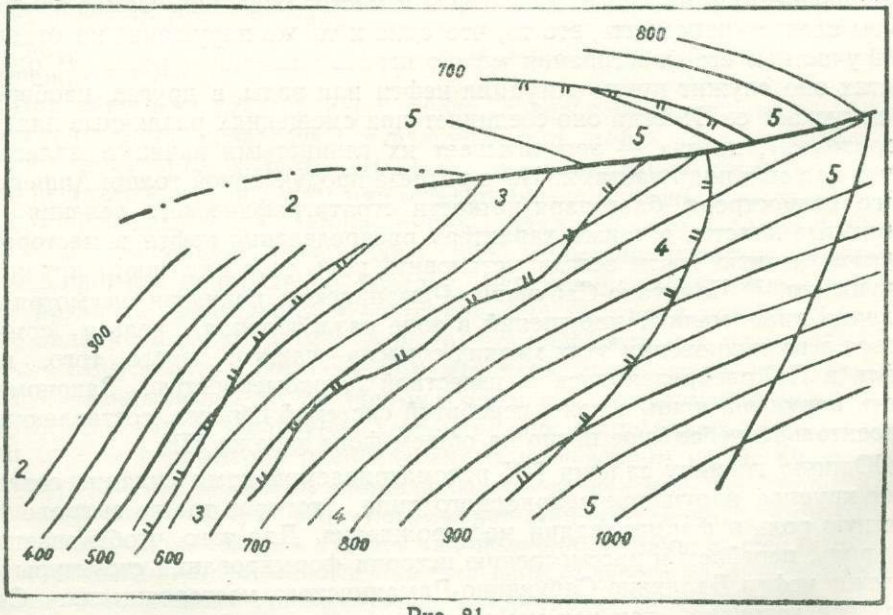


Рис. 81

Бинагады. Распределение нефти по удельному весу в ПК (по площади). *1* — 0,900—0,910; *2* — 0,910—0,920; *3* — 0,920—0,930; *4* — 0,930—0,940; *5* — 0,940 и выше

части залежи (южное крыло). Восточная часть месторождения, где структурная карта по ПК обрисовывает периклинальное погружение широтного поднятия, свидетельствует о наличии позднейших движений.

Удельный вес нефти подкирмакинской свиты Бинагадинского месторождения изменяется в пределах от 0,900 до 0,940 (рис. 81).

В западной части южного крыла, в промежутке, ограниченном горизонталями 300—350 *м*, протягивается полоса нефти преимущественно невысокого удельного веса — 0,900—0,910. Ниже по падению, до горизонтали 550 *м*, следует полоса более тяжелой нефти (0,910—0,920), граничащая еще ниже по падению с полосой, для которой удельный вес нефти колеблется в пределах 0,920—0,930. Следовательно, в этой части структуры нефть распределяется в полном соответствии с залеганием пласта.

Восточная периклинальная часть складки осложнена крупным сдвиговым нарушением, оказавшим известное влияние и на характер залегания нефти на этом участке подкирмакинского пласта. Нарушение совпадает с осью погружения складки. С севера к нарушению примыкает поле с относительно тяжелой нефтью (0,930—0,940), к югу — с более легкой (0,910—0,930), причем, если следовать от северного крыла к южному по любому из меридиональных направлений, то мы из полей более тяжелой нефти будем попадать в поля более легкой, обычно залегающей выше по восстанию пласта (см. рис. 81).

Учитывая, что нефть после переформирования структуры не так легко перераспределяется, следует полагать, что залежь северного крыла смещена относительно южного сдвигом в горизонтальном направлении. Что здесь надо допускать и сдвиг, а не одно лишь опускание или поднятие по вертикали, говорит сам характер залегания нефти — проекция залежи на горизонтальную плоскость с ее изолиниями удельных весов нефти и контуром нефтеносности. Южнее Балахано-Сабунчино-Раманинского и Бинагадинского месторождений наблюдается смещение Фатьмаи-Зыхской антиклинали на восток. Весьма вероятно, что это смещение, как и сдвиг южного крыла Бинагадинской складки (разорванной по своду), было вызвано одной и той же причиной.

Косвенным доказательством смещения южного крыла Бинагадинской складки служит характер распределения нефти в восточной части крыла. При небольшом числе скважин в этой части структуры все же видно, что изолинии удельных весов (0,920—0,940) и контур нефтеносности здесь начинают сечь горизонтали пласта. Надо полагать, что этот участок в процессе перемещения был несколько приподнят. Это подтверждается и структурной картой ПК, поскольку 700-*м* горизонталь южного крыла у линии сдвига в плане «смыкается» с 800-*м* горизонталью северного крыла.

Таким образом, характер залегания нефти в двух давно разрабатываемых и хорошо изученных нефтяных месторождениях находится в полном соответствии с характером деформации (пликативной и дизъюнктивной) в рассматриваемой части Апшеронского полуострова.

Детальное исследование изменения свойств нефти в нефтеносном пласте в связи с условиями его залегания было проведено М. В. Абрамовичем [7] еще в 1939 г. В его работе приведен ряд положений, освещающих формирование нефтяных залежей в продуктивной толще Апшеронского полуострова. Прослеживая изменение удельного веса нефти по разрезам месторождений, автор отмечает, что изменение состава нефти, несомненно, зависит от того процесса, который привел к накоплению нефти и образованию ее залежи. Последующие, вторичные изменения автор связывает с изменениями в условиях залегания самих пластов. Устанавливается, что удельный вес возрастает с глубиной залегания за исключением сводовых частей закрытых антиклиналей, обогащенных газом, где удельный вес с глубиной почти не изменяется. В краевых частях залежей у контура нефтеносности наблюдается повышение удельного веса. Величина изменения удельного веса с глубиной зависит от размеров залежи. При значительной разнице высоты залежей возрастание удель-

ного веса с глубиной идет тем медленнее, чем больше высота залежи. Однако, как замечает автор, связи градиента удельного веса нефти с размером залежи в плане и с углами падения пласта установить не удалось.

Содержание фракции с температурой кипения до 150° находится в обратной зависимости от удельного веса. Однако в различных частях пласта при одинаковых удельных весах нефть может отличаться по содержанию этой фракции.

Дополнением к исследованиям М. В. Абрамовича может служить и наш материал по подкирмакинской свите Ленинского района (Сабунчи, Балаханы, Раманы). Мы в качестве доказательства изменения условий в пласте уже после миграции в него нефти приводили карту распределения нефти по удельным весам в подкирмакинском горизонте (см. рис. 80). Со всей очевидностью устанавливалось изменение формы и положения складки уже после нефтенасыщения. Этот вопрос мы освещали достаточно подробно при рассмотрении нефтяной залежи Балахано-Сабунчино-Раманинского месторождения.

В открытых частях залежей нефти (в зоне выветривания) содержание смол и удельный вес нефти увеличиваются по мере приближения к поверхности. В связи с этим следует привести и такой взгляд М. В. Абрамовича на причину изменения свойств нефти в пластах. Оказывается предположение об уменьшении удельного веса нефти при миграции вследствие адсорбции смолистых и подобных им тяжелых веществ еще нельзя признать исчерпывающим. Для этого имеются следующие основания.

1. Отсутствие какой-либо зависимости изменения градиента удельного веса между легкими и тяжелыми нефтями от длины пути, пройденного мигрирующей нефтью. Если считать, что удельный вес нефти уменьшается при миграции по породам вследствие адсорбции смолистых веществ, то градиент удельного веса тяжелых нефтей в случае миграции по пологому пласту должен быть больше, чем при миграции легких нефтей в крутопадающем пласте. Наблюдениями такого явления установить не удалось.

2. Различие в удельных весах нефти в разных частях пластов нельзя также объяснить и одним уравниванием плотностей при различных температурах. Примеры ПК Балахано-Сабунчино-Раманинского и Сураханского районов не дают оснований для этого. Можно только думать, что это явление в известной мере влияет на градиент удельного веса. Если предположить, что в какой-то отрезок времени в пласте залегает нефть одного и того же удельного веса, то впоследствии из-за разности температур в различных частях пласта должны были бы устанавливаться конвекционные токи. Менее плотная нефть с контура стала бы подниматься вверх по восстанию пласта. При предположении, что токов нет и плотность нефти в пласте одна и та же мы, приводя залежь из различных частей пласта к одной и той же температуре, получим повышение удельного веса с глубиной с большим градиентом для легких нефтей, чем для тяжелых. Мера этого повышения на каждые 100 *м*, по М. В. Абрамовичу (принимая среднее повышение температуры в недрах на каждые 100 *м* 3°), составляет:

0,0025	для	нефти	уд.	веса	0,740—0,750
0,0023	»	»	»	»	0,800—0,810
0,0021	»	»	»	»	0,850—0,860
0,0019	»	»	»	»	0,900—0,910
0,0018	»	»	»	»	0,920—0,930

М. В. Абрамович считает, что наибольшее влияние на возрастание удельного веса с глубиной оказывает сила тяжести, как бы расслаивающая по удельному весу составные части нефти. Это явление при мигра-

ции нефти, представляющей собой сложную систему, возможно, содержащую и коллоидальные вещества, не исключается как в процессе образования залежи, так и позже.

Установить, с какими именно из составных частей нефти связано изменение ее свойств и какой характер носят эти изменения, как замечает М. В. Абрамович, очень важно.

Еще в 1938 г., разбирая вопрос формирования нефтяных залежей в условиях седиментации и тектоники, мы назвали ряд факторов, которые, с нашей точки зрения, сыграли значительную роль в распределении нефти в нефтяных месторождениях. Для месторождений Апшеронского полуострова тектоника имела решающее значение.

Не возражая в основном против доводов М. В. Абрамовича в отношении возможных причин, обусловивших распределение нефти по удельным весам по разрезам месторождений, мы имеем основания считать, что адсорбция смолистых веществ находится в известной связи с миграцией нефти. Материалы геохимической лаборатории АзНИИ и данные Ш. Ф. Мехтиева и Т. М. Дигуровой позволяют установить взаимосвязь между составом нефтей и битумами содержащих нефть осадочных отложений. Несмотря на недостаточность материалов все же можно считать, что увеличение удельного веса битумов и суммарной асфальтизированности нефтей вниз по разрезу продуктивной толщи и по падению пластов вполне согласуется с доминирующим видом миграции нефти вверх как по разрезу в целом, так и по отдельным пластам. Наличие крыльевых вод в каждом нефтяном месторождении Апшеронского полуострова исключает иное направление миграции при формировании нефтяных залежей в продуктивной толще независимо от того, какое из направлений в каждом из ее стратиграфических отделов — боковое (по пласту) или вертикальное (частью по трещинам в пластах) было господствующим.

Следует отметить, что по ряду закономерностей изменения нефти были сделаны выводы Б. М. Саркисяном, проведшим большую работу по установлению характера изменения качественной стороны нефти по разрезу продуктивной толщи в ряде месторождений восточной части Апшеронского полуострова. В качестве критерия были использованы три показателя: удельный вес, потенциал бензина и его октановое число. Все эти три величины достаточно четко взаимосвязаны. Так, например, удельный вес нефти и октановое число связаны друг с другом прямой зависимостью, а с потенциалом бензина — обратной. Обращают внимание пределы изменения самих показателей для стратиграфически одноименных горизонтов всей Балахано-Карачухурской антиклинали. Замечается, что для горизонтов нижнего отдела пределы эти гораздо шире, чем для горизонтов верхнего отдела.

Что касается общих закономерностей, в отношении изменения всех трех показателей в каждом горизонте в зависимости от характера регионального залегания продуктивной толщи, то они, по данным Б. М. Саркисяна, должны быть сформулированы так. В разрезе продуктивной толщи Апшеронского полуострова, моноклинально падающей и увеличивающейся в мощности на юго-восток, в одном и том же горизонте в этом направлении уменьшается удельный вес нефти и октановое число и увеличивается потенциал бензина. Эта закономерность сохраняется для всех тектонических линий юго-восточного направления — балахано-карачухурской, калинской и артемовской, с той только разницей, что по двум «восточным линиям» в связи с увеличением удельного веса нефти по направлению к о. Артема возрастает октановое число при уменьшении потенциала бензина.

Весьма важными надо считать данные о более широких пределах из-

менения удельного веса нефти в горизонтах нижнего отдела продуктивной толщи по сравнению с горизонтами верхнего отдела. Этот момент находится в полном соответствии с установленными нами ранее [20] положениями по распределению нефтяных залежей в разрезе месторождений Апшеронского полуострова (значительно большие высоты залежей по нижнему отделу).

М. В. Абрамовичем было также отмечено увеличение удельного веса нефти со стратиграфической глубиной по каждому отдельному месторождению.

Изменение это идет в соответствии с «многоэтажностью» нефтенасыщения отдельных структурных форм из-за литологических особенностей разреза. Дизъюнктивная дислокация в местах, где песчаные проницаемые слои запечатаны (при смещении) глинистыми, усугубляет неравномерность изменения. Такой характер распределения нефти по удельному весу в разрезе нефтяных месторождений, с учетом условий тектоники и седиментации продуктивной толщи, дал нам основание для выводов о двух фазах миграции нефти при формировании нефтяных залежей Апшеронского полуострова. Было высказано мнение и о доминирующих видах миграции нефти в том или ином отделе продуктивной толщи в пределах ее распространения. В верхнем отделе при формировании нефтяных залежей преобладала вертикальная миграция по трещинам (нарушениям сплошности пластов), в нижнем — боковая регионального масштаба (рис. 82).

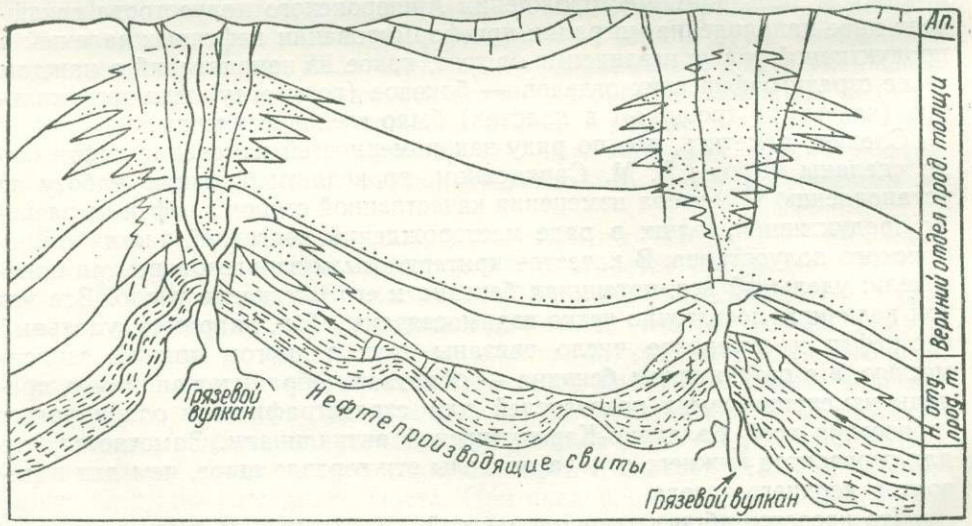


Рис. 82
Схема формирования нефтяных залежей в продуктивной толще

Подкирмакинская залежь (залежь в ПК) и часть горизонтов верхнего отдела были исследованы в отношении изменения удельного веса в зависимости от глубины залегания, нарушений и степени эрозии складок и относительного расположения месторождений на региональной моноклинали. Подкирмакинская свита показывала уменьшение удельного веса нефти по мере погружения свит по падению региональной моноклинали.

Разумеется, что в каждом отдельном нефтяном месторождении распределение подкирмакинской нефти по удельному весу не отступало от закономерности, присущей нефтяной залежи в целом. В соответствии с законом гравитации удельный вес нефти ПК и всех остальных пластов возрастал от сводовых к приконтурным участкам. Иными словами, после

регионального насыщения ПК и, возможно, кирмакинской и калинской свит, нефть уже значительно позднее стала аккумулироваться в антиклинальных поднятиях и другого вида «ловушках» и в них распределяется согласно закону гравитации.

В исследованиях Б. М. Саркисяна (1944—1945) указанная закономерность в отношении изменения удельного веса нефти по пластам была доказана для всех основных горизонтов разреза продуктивной толщи. Следовательно, наш вывод о преобладании боковой миграции нефти в нижнем отделе продуктивной толщи со стороны центральных частей депрессий, окаймляющих юго-восточное погружение Главного Кавказского хребта, с последующей миграцией в вышезалегающие горизонты нашел новое подтверждение.

НЕФТЬ И БИТУМЫ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ

На данном этапе наших знаний о залегании нефтей в продуктивной толще, при относительно неполном изучении ее разреза, мы не можем касаться генетической стороны нефтеобразования. Но в отношении формирования залежей и фаз миграции нефти в разрезе продуктивной толщи некоторые моменты в исследованиях не лишены интереса.

Как породы, так и воды претерпевают изменения с изменением стратиграфической глубины. Но на общем фоне стратиграфического разреза эти изменения делают относительно резкий скачок в зоне перехода от верхнего отдела к нижнему или наоборот. «Перерыв» в конце отложения надкирмакинских глин прерывает и закономерности в качественном изменении пород и вод. Это обстоятельство надо иметь в виду, поскольку, как мы увидим далее, геохимическое исследование нефтей и битумов продуктивной толщи повторяет этот перерыв или перелом в качественных и количественных изменениях в толще разреза.

На основании изучения битумов можно также с достаточным приближением судить о разнице в характере миграции нефти и фазах формирования нефтяных залежей в разрезе продуктивной толщи до и после «перерыва». В работах Ш. Ф. Мехтиева (1951—1953), В. Э. Ливенсона, А. Т. Кочмарева и А. Я. Гаврилова (1939—1940) имеется большой фактический материал, обработка которого представит дальнейший этап изучения. К сожалению, данные, на основании которых проводились исследования, недостаточны в отношении ряда горизонтов, как по простиранию, так и по разрезу продуктивной толщи. Часть горизонтов охвачена полно, для некоторых же стратиграфических комплексов данные очень скудны. Исследования проводились по методике, основанной на работах Маркусона, но значительно упрощенной (применительно к вопросам миграции нефти). Обычно исследования ограничивались анализом нефтей и битумов на четыре компонента с определением асфальтенов, карбенов, масел и смол. В отдельных случаях производились определения парафина. Определялось также количество битума в породе (в процентах), удельный вес, молекулярный вес, содержание водорода, углерода, активного водорода, и их соотношение; содержание кислорода, серы, кислотность и т. д.

Закономерности в изменениях перечисленных величин прослеживались как по разрезу месторождения, так и по простиранию отдельных горизонтов продуктивной толщи. Из всех полученных выводов мы остановимся только на наиболее существенных с нашей точки зрения и показывающих наиболее четкую зависимость.

Степень асфальтизированности, выявляемая по показателям $\frac{C}{H}$, $\frac{O+S}{H}$ (активн.) и по величине содержания асфальтенов, смол (и их сумме),

в высокодисперсных породах увеличивалась снизу вверх по разрезу от законтурной к контурной части по площади залегания пластов верхнего отдела продуктивной толщи. Для «чистых» (отсортированных) песков соотношение оказывалось диаметрально противоположным (рис. 83*а*).

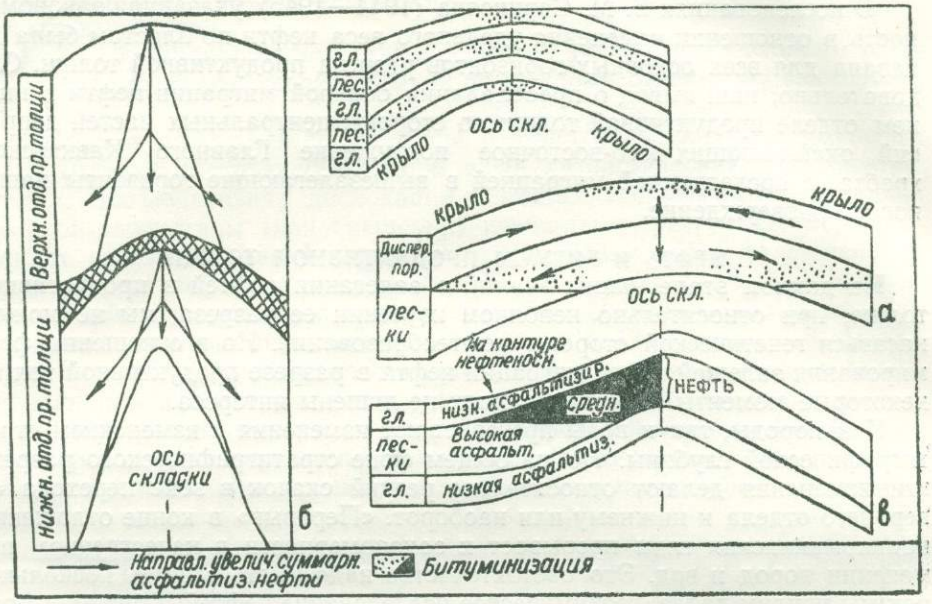


Рис. 83

Распределение битума в пластах и структурах (складках) продуктивной толщи

Исследованиями было отмечено, что в нижнем отделе продуктивной толщи подкирмакинская свита показала наличие противоположных тенденций по отношению к вышезалегающим горизонтам этой толщи.

Если наблюдаемые здесь соотношения и не были обратными, то значительно отличались от наблюдаемых в верхнем отделе продуктивной толщи. Мы полагаем, что это обстоятельство не является случайным. Основные закономерности станут более ясными, если перейти к рассмотрению и сопоставлению данных по увеличению удельного веса битумов и суммарной асфальтизированности нефтей по отношению ко всей мощности разреза продуктивной толщи. Причем в этом случае мы будем пользоваться только данными по участкам, не выходящим за пределы контуров нефтеносности складок. Материалы, относящиеся к «законтурным» участкам, мы пока оставляем без внимания, поскольку здесь привести данные к равным условиям чрезвычайно трудно. Характерной особенностью изменения удельного веса битумов и суммарной асфальтированности нефтей в пределах контуров нефтеносности является увеличение этих значений как для верхнего, так и нижнего отделов продуктивной толщи в направлении сверху вниз (и по разрезу, и по направлению от сводовых участков пластов к контурам нефтеносности). Однако обратная тенденция в среднем отделе и отчасти НКП несколько нарушает эту закономерность на фоне общего разреза продуктивной толщи, как бы подразделяя ход изменения на два этапа из-за перерыва на границе нижнего и верхнего отделов продуктивной толщи (рис. 83*б*).

Заслуживают внимания выводы А. Я. Гаврилова (1941) об обратной зависимости между содержанием асфальтенов и парафинов в образцах пород, отобранных по вертикали разреза продуктивной толщи. По этим

данным, увеличение асфальтенов сопровождается уменьшением парафинов и наоборот. В отношении асфальтизированности битумов глинистых пород, песков и нефтей закономерность имеет следующий характер. По своей асфальтизированности нефти занимают промежуточное положение между глинистыми и песчаными отложениями, асфальтизированность последних — самая высокая. На основании этого А. Я. Гаврилов делает вывод, что в продуктивной толще «битум глинистых частей является вторичным и перешел из нефти, заполнившей поры песка» (рис. 83*в*).

В отношении верхнего отдела с этим замечанием, пожалуй, можно и согласиться, но на кирмакинскую свиту и нижезалегающие горизонты распространять этот взгляд можно будет только после подкрепления детальными исследованиями.

Несмотря на то, что между составом пластовых вод, осадочных отложений и нефтей, а также и условиями их залегания по разрезам нефтяных месторождений отмечается известная взаимосвязь, выразить ее (в виде кривых) еще трудно. Пока только можно говорить об известных «тенденциях в изменении», выражая эти изменения в виде схематических диаграмм (см. рис. 83, 85). Сопоставление этих диаграмм со схемами залегания нефти по разрезам отдельных месторождений уже дает основания считать, что условия нефтенасыщения верхнего и нижнего отделов были неравнозначны. Как мы уже говорили, перерыв в условиях седиментации наложил известный отпечаток на ход накопления нефти в разрезе продуктивной толщи, обусловив наличие по меньшей мере двух фаз в процессе ее миграции.

В течение последних лет делались попытки на основе геохимического изучения нефтей и битуминозных пород максимально приблизить исследования в данной области к вопросам поисков новых нефтяных залежей. Были сделаны и некоторые выводы по поводу относительного возраста нефтей. Для нас наибольший интерес должен был бы представлять первый вопрос, поскольку разрешение его велось исходя из стремления установить направление миграции нефти в пластах продуктивной толщи. Интересные данные имеются в исследованиях А. Т. Кочмарева (1939, 1940) по определению возраста нефтей Нардарана (Прикаспийский район). Эти данные иллюстрируют различные условия залегания нефти в слоях майкопской свиты Нардарана и в продуктивной толще Апшеронского полуострова. В результате исследований были установлены следующие положения:

1. Содержание асфальтенов и смол (их суммы) в битумах майкопской свиты Нардарана выше, чем в продуктивной толще Апшеронского полуострова, причем в глинистых комплексах их больше, чем в песчаных. Для продуктивной толщи, в основном для ее верхнего отдела, соотношение получилось обратное.

2. Содержание асфальтенов и смол в нефтях майкопской свиты Нардарана ниже, чем в битуминозных породах. В продуктивной толще Апшеронского полуострова в большинстве случаев устанавливается противоположное явление в отношении нефти и глинистых отложений. Но в нефтях продуктивной толщи асфальтены и смолы содержатся в большем количестве, чем в битумах, извлеченных из песков.

3. Наконец, весьма показательно, что процентное содержание асфальтенов в битумах и нефтях майкопской свиты Нардарана значительно выше, чем в продуктивной толще Апшеронского полуострова. Битумы майкопской свиты отличаются и меньшим содержанием маслянистых компонентов.

По вопросу условий залегания нефти в продуктивной толще и майкопских слоях Юго-восточного Кавказа уже давно имелось определен-

ное мнение. И. М. Губкин считал майкопскую свиту источником нефтеобразования в восточной части Кавказа. Мы также были склонны считать, что источником миграции нефти в продуктивную толщу являются слои диатомовой и майкопской свит. Есть указания, что диатомовые водоросли пышно развиваются в присутствии органических веществ. Разумеется, этим не исключается возможность образования нефти и в базисных горизонтах нижнего отдела продуктивной толщи в центральных частях депрессии, поскольку характер сопряжения еще не вскрытых нефтеносных горизонтов с подстилающими отложениями, а также их литологический состав в этой части Каспийской депрессии нам еще неизвестен.

Геохимическое исследование нефтей и битумов продуктивной толщи и майкопской свиты если и не раскрывает еще сущности нефтеобразования, то, во всяком случае, дает определенное указание на различие в условиях залегания нефти в комплексах этих коллекторов. Обогащение асфальтено-смолистыми веществами битумов глин майкопа по сравнению с песчаными разностями отложений и, наоборот, — песчаных слоев продуктивной толщи по сравнению с глинистыми фракциями, заставляет считать, что в первую фазу миграции нефть в продуктивной толще насыщала, в основном, пески, поскольку битуминозность глин носит вторичный характер.

Это обстоятельство приобретает еще большую вероятность после получения доказательств об увеличении процента содержания асфальтенов в битумах и нефти майкопской свиты по сравнению с разрезом продуктивной толщи. Такая закономерность позволяет считать майкопскую свиту источником миграции нефти в вышезалегающие комплексы слоев и, в основном, в коллекторы продуктивной толщи. Что мигрирующая нефть отлагает в пористых коллекторах высокомолекулярные углеводороды, которые не вымываются следующей за нефтью водой, доказывается и опытным путем.

А. Т. Кочмарев (1939, 1940) провел следующий опыт. Через породу, предварительно спрессованную под давлением 200 *кг/см*^{2} в специальных пустотелых колонках, пропускалась нефть под давлением 20—60 *атм*. Скорость прохождения потока жидкости с течением времени уменьшалась. Когда скорость прохождения нефти сокращалась в 5—7 раз, опыт прекращался. Анализы исходной и остаточной нефтей (последняя извлекалась из породы экстракцией) показали, что в породе адсорбируются асфальтено-смолистые вещества (табл. 8). Последующее пропускание воды через эти породы показало, что вода не вымывает их, а лишь удаляет часть нефти, оставляя битуминозные вещества. Содержание в битуме асфальтено-смолистых компонентов превышает концентрацию их в исходной и остаточной нефтях.

Изучая закономерности изменения химического состава нефтей и битумов продуктивной толщи, А. Т. Кочмарев, а впоследствии и А. Я. Гаврилов, внесли некоторую ясность в отношении условий формирования нефтяных залежей. Данные упомянутых исследователей не идут вразрез с высказанным нами в работе «Продуктивная толща Апшеронского полуострова» (1939) взглядом о характере миграции нефти. Доминирующим видом миграции нефти в нижнем отделе продуктивной толщи мы считаем боковую, в верхнем—вертикальную по трещинам нарушений сплошности разреза. Нам кажется, что изучение форм нефтяных залежей и характера сопряжения залежей нефти верхнего и нижнего отделов уже дало основание прийти к такому выводу.

Придерживаясь такого же взгляда, т. е. считая, что залежи нефти подкирмакинской свиты продуктивной толщи образовались в антиклинальных складках за счет боковой миграции (по простиранию пласта) с пониженных участков, А. Я. Гаврилов даже делал попытку установить

основное направление миграции, например, для калинского месторождения. Вопрос о направлении миграции нефти является очень сложным и решить его для складки брахиантиклинального типа (как, например, в Кала) не так просто. Менее сложно установить направление миграции нефти для нефтеносной провинции в целом на основании изучения форм нефтяных залежей ряда месторождений. Этот вопрос мы до некоторой степени и затрагиваем в нашей работе.

Таблица 8

Порода	Пропущено в $см^3$		Количество вымытой водой нефти	Содержание битума в породе (в %) после пропускания воды	% содержания асфальтено-смолистых веществ		
	нефти[1]	воды			в исходной нефти	в остаточной нефти	в битуме после промывания пород водой
Песок мелкозернистый (Кирмакинская долина)	1000	1235	55	1,45	3,68	6,11	10,46
Песок магнетитовый (Ленкорань) . .	2000	2170	35	1,08	3,68	4,32	11,70

[1] Нефть пропускалась через каждую породу в течение 7 часов.

Установление закономерностей в изменении химического состава нефтей и битумов по мощности и простиранию пластов нефтяных месторождений естественно дает основание использовать их при разведочных работах на нефть. Исходя из предположения, что закономерности изменения химического состава нефтей и битумов должны сохраняться в зоне выходов пластов на поверхность, в свое время геохимической лабораторией АзНИИ были проведены наблюдения в Кирмакинской долине.

В качестве объектов для наблюдения были выбраны горизонты нижнего отдела продуктивной толщи. Хотя А. Т. Кочмарев и делает вывод о том, что этими работами доказывается сохранение и на выходах пластов тех же закономерностей в изменении химического состава битумов в песках и глинах, что и на глубине, однако делает ряд оговорок. Нужно вводить поправки, поскольку в зонах денудации все процессы геохимических изменений претерпевают дальнейшее усложнение. На известной стадии уничтожения нефтяной залежи воздействие атмосферных агентов становится настолько большим, что не позволяет делать каких-либо выводов в отношении «закономерностей в прошлом». Особенно осторожно надо относиться к выводам, основывающимся на анализах образцов пород, отобранных из неглубоких шурфов.

Нам кажется, что отклонения от обычных закономерностей изменения химического состава нефтей и битумов в зоне выходов пластов кирмакинской свиты в долине того же названия имеют свое основание и свидетельствуют о специфических условиях на выходах нефтеносных пластов. Это отмечалось и М. В. Абрамовичем при исследовании изменений свойств нефти в нефтеносных пластах в связи с условиями их залегания.

Наиболее ценны в работе А. Я. Гаврилова данные по изменению химического состава нефти по вертикали в разрезе продуктивной толщи. Графическое обобщение этого материала, проведенное автором и углуб-

ленное нами, также позволяет с известной долей вероятности судить о характере изменения нефтей в разрезе. Процесс изменения, как мы уже знаем из более ранних исследований, сопровождается рядом скачков, но особенно ясно виден разрыв на границах между нижним и верхним отделами продуктивной толщи. На диаграмме (рис. 84) мы иллюстрируем ряд зависимостей для тех нефтяных месторождений, данные по которым позволили наметить некоторую связь между составом нефтей (качественной характеристикой) и их залеганием по стратиграфической глубине. Остальные районы, из-за отсутствия достаточного материала, не рассматривались.

Общим положением для всех исследуемых районов, как мы уже упоминали, является отсутствие строгой выдержанности в системе отбора образцов пород или нефти. Одна часть образцов относилась к крыльевым участкам складок, другая — к присводовым. Это неизбежно должно было влиять на степень связи исследуемых компонентов, так как мы знаем, что отдельные компоненты претерпевают изменения в зависимости от места взятия проб на структуре. Избежать этого в условиях разработки месторождений очень трудно. Поэтому, по данным графических построений, мы имеем право судить только о тех явлениях, которые отчетливы и присущи большинству месторождений или отдельных частей их разрезов. Своеобразные скачки или разрывы также объясняются сущностью явления, а не методикой исследования. И, наконец, возможность считаться с выявляющимися закономерностями оправдывается большим диапазоном исследования по мощности разреза. Проявление какой-либо закономерности на достаточно большом стратиграфическом интервале и резкие перерывы в этих закономерностях на гранях перехода отдельных ритмов седиментации, конечно, неслучайны. Они служат доказательством влияния этого геологического фактора на характер изменения свойств нефти.

Так, например, вполне отчетливо выступает различие в соотношениях парафинов и смол между верхним и нижним отделами продуктивной толщи. В то время как в верхнем отделе парафины и смолы связаны известными закономерностями только в пределах отдельных свит, в нижнем отделе закономерность в соотношениях указанных выше величин остается постоянной для всего разреза. С возрастанием стратиграфической глубины и увеличением удельного веса нефти (после отгона фракции до 220°) растет содержание и смол и парафинов (см. рис. 84).

Основная особенность в составе нефти и ее изменении по разрезу продуктивной толщи связана с различием в характере залегания между верхним и нижним отделами продуктивной толщи. Эта особенность становится ясной при одновременном рассмотрении по каждому месторождению всех графиков, куда входят стратиграфическая глубина, удельный вес остатка нефти после отгона при 225°, содержание парафинов и смол. Так, по Биби-Эйбату и Карачухурскому нефтяному месторождению ясно устанавливается прямая зависимость между удельным весом остатка нефти, содержанием смол и парафинов и стратиграфической глубиной. По мере приближения от верхов КС к ПК возрастает удельный вес нефти и содержание парафинов и смол.

Мы уже говорили, что парафины и смолы в нефтяных залежах верхнего отдела продуктивной толщи находятся во взаимно-противоположной зависимости. Характер этой обратной связи сохраняется независимо от того, как меняется удельный вес нефти от одного горизонта (или свиты) к другому. Удельный вес, как можно видеть, меняется скачкообразно — в сторону уменьшения или увеличения вверх и вниз по разрезу. Мы полагаем, что это явление обусловливается, главным образом, литологическими особенностями разреза нижнего и верхнего отделов продуктивной толщи; кирмакинская свита и ПК являются наиболее постоянными для

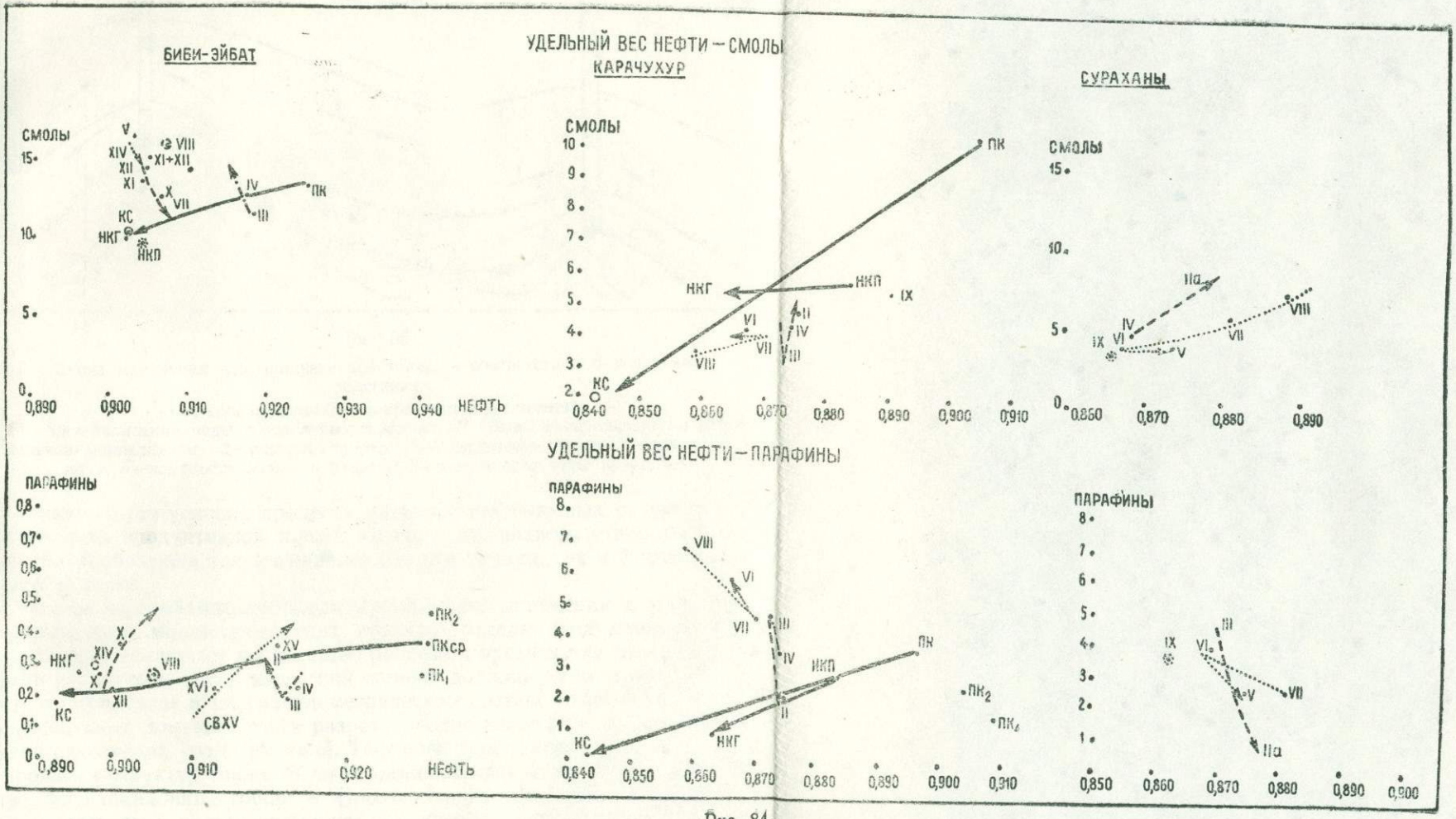


Рис. 84

Изменение удельного веса нефти, смол и парафинов в продуктивной толще (направление стрелки — по уменьшению стратиграфической глубины; I—XV горизонты).

всей площади их распространения как по мощности, так и по петрографическому составу. Относительно меньшая перебитость этих свит создала почти равные условия для миграции нефти во времени и пространстве. Здесь мы видим подтверждение нашей точки зрения, что подкирмакинская и калинская свиты имели региональный характер нефтенасыщения, причем боковая миграция протекала одновременно по всей площади залегания этих свит еще до того, как стали формироваться отдельные антиклинальные складки или куполы.

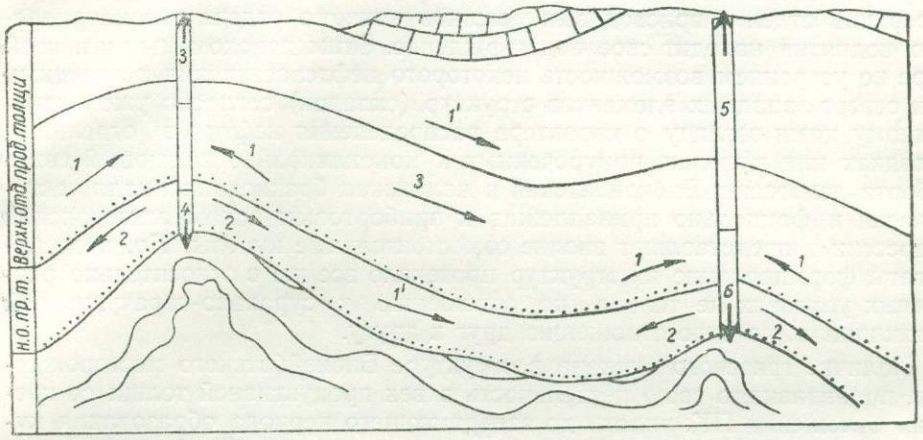


Рис. 85

Схема изменения вод продуктивной толщи в соответствии с условиями залегания.

Стрелки показывают направления увеличения:
1 — минерализации воды в отдельных складках; *1'* общей минерализации в региональной моноклинали; *2*—щелочности вод; *3*—содержания брома; *4*—содержания иода; *5*—жесткости воды по разрезу; *6*—щелочности воды по разрезу

Иными были условия процесса развития нефтеносных структур верхнего отдела продуктивной толщи. Условия эти должны отличаться большим разнообразием как в отношении седиментации, так и формирования самих складок.

Частое чередование песчаных и глинистых отложений с непрерывно меняющимися мощностями свит верхнего отдела продуктивной толщи естественно исключает постоянство разреза в промежутке от одного поднятия до другого. Это в известной степени должно было отразиться и на петрографическом и на гранулометрическом составе отложений. Условия седиментации для этой части разреза вполне вяжутся с условиями залегания слагающих его отложений. Тектонические условия в процессе формирования структур также были не одинаковыми во времени и пространстве. Антиклинальные линии и куполы возникали в процессе складчатости относительно не одновременно; сам процесс пликативной дислокации протекал с различной скоростью, а самое главное, степень нарушенности отдельных структур дизъюнктивной дислокацией качественно и количественно была не одинакова. Изменения состава нефти вызывались самыми разнообразными условиями. Причем надо иметь в виду, что закономерность в изменении нефти по разрезу для каждого отдельного нефтяного месторождения будет отмечаться большей стройностью, чем при изменении нефти (даже в пределах одних и тех же свит верхнего отдела продуктивной толщи) по площади залегания. О закономерности при изменении по площади можно будет говорить в отношении смежных групп месторождений.

Различие в закономерностях изменения нефти в верхнем отделе продуктивной толщи для Сураханов и Карачухура, с одной стороны, и Биби-Эйбата и Кала, с другой, с этой точки зрения вполне оправдывается.

Если учесть, что степень размыва НКГ в смежных структурах Сураханского и Карачухурского месторождений близка, формы нефтяных залежей в целом для всего разреза сходны (в обоих складках интенсивно насыщены только восточные крылья, где нефть запечатана общим нарушением), то закономерность нефтенасыщения Сураханов и Карачухура получает свое обоснование. Вывод о миграции значительной части нефти в верхний отдел с присводовых участков нижнего отдела рассматриваемых поднятий находит свое подтверждение. Этим доводом мы ни в коей мере не устраняем возможность некоторого нефтенасыщения и западных или северо-западных элементов структур (складок) согласно уже высказанному нами взгляду о характере распределения нефти в отдельных складках или куполах, приуроченных к моноклинально падающей свите у борта депрессии. Бибиэйбатская и калинская брахиантиклинали тектонически и фациально принадлежат к прибортовым зонам апшеронской депрессии и представляют вполне самостоятельные куполы. Но, надо полагать, формирование их структур протекало все же в относительно различных условиях не только по отношению к сурахано-карачухурской антиклинали, но и по отношению друг к другу.

Наличие грязевого вулкана в структуре Бибиэйбатского месторождения, проявлявшего свою деятельность в век продуктивной толщи со времени отложения ПК, вплоть до завершающего периода образования купола, должно было оказать некоторое влияние на условия формирования здесь залежи нефти. Поэтому-то в разрезе Биби-Эйбата мы наблюдаем более резкие отклонения от закономерности в нефтенасыщении продуктивной толщи по сравнению с другими месторождениями.

Изложенные нами положения на данном этапе исследований еще ни в коей мере не могут претендовать на непогрешимость и требуют дальнейшей разработки. Однако установление отмеченных закономерностей в залегании нефти в мощном коллекторе продуктивной толщи дает нам ключ к распознаванию формирования нефтяных залежей по всей нефтеносной провинции Юго-восточного Кавказа и Южной котловины Каспия. Уже на данном этапе наших представлений о характере нефтенасыщения разрабатываемой части Апшеронского полуострова можно сделать один практически важный вывод о том, что все открытые и ныне разрабатываемые нефтяные структуры есть только места аккумуляции нефти— ловушки, в которые нефть попадала в процессе миграции из нижезалегающих горизонтов. Открытие нефтеносной калинской свиты, окаймляющей по условиям седиментации периферические участки антиклиналей и куполовидных поднятий, со всей очевидностью заставляет считать, что боковая миграция в нижнем отделе продуктивной толщи и, в основном, в ее базисных горизонтах являлась господствующим видом миграции.

Миграция нефти в основном могла быть направлена только со стороны центральных областей депрессии к ее бортам, расположенным в зоне погружения складок Главного Кавказского хребта, главным образом, со стороны Южной котловины Каспия. Все это дает основание считать, что прибрежная зона Юго-восточного Кавказа является огромной нефтеносной областью, а тектонические условия — предполагать значительное многообразие строения. Поэтому поиски здесь новых нефтяных структур, стратиграфических ловушек, экранированных (запечатанных) мощными сбросами или надвигами залежей нефти вполне оправданы.

Апшеронский полуостров есть только часть обширной нефтеносной провинции южного Прикаспия. Разведочные работы на поиски новых

нефтяных залежей в обширной прибрежной полосе — очередная задача нефтяной промышленности Азербайджана.

ГАЗЫ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ

Изучение газов нефтеносных горизонтов продуктивной толщи должно иметь большое значение для решения ряда вопросов, связанных с условиями формирования нефтяных залежей. За период разработки продуктивной толщи Апшеронского полуострова и прилегающих районов был накоплен большой материал. Результаты обработки этого материала были опубликованы в 1944 г. Л. А. Потоловским [38]. Однако ряд методических погрешностей (отбор газа и т. д.) не дает возможности использовать данные «суммарных» анализов пластовых газов в качестве корреляционного признака. Часть данных все-таки не лишена интереса. Отрицательной стороной собранного материала было отсутствие определенной системы при отборе проб газа в отдельных месторождениях, а равно и систематизированности в изучении. Для выявления закономерностей в залегании газа, как и нефти, необходимо полное и одновременное освещение всех участков пласта, имея в виду, что газ обладает еще большей подвижностью, чем нефть. Вполне понятно, что из-за указанных недостатков, несмотря на большое количество анализов газа с одного и того же горизонта по каждому месторождению, иметь полное представление об условиях залегания газа в недрах нефтяных месторождений Юго-восточного Кавказа пока еще трудно.

Исходя из этого, мы вынуждены остановиться только на тех особенностях состава газов различных месторождений, которые более четко выявлены и дают возможность устанавливать различие или сходство в условиях залегания по содержанию в них некоторых компонентов. Разделение анализов газа фонтанных и глубоконасосных скважин является положительной стороной изучения. Необходимость раздельного изучения газов, полученных из упомянутых групп скважин, обусловливается различием методов добычи газа, влияющих на выделение из него тех или иных компонентов в пути от места выделения в пласте до поверхности — устья скважины. Несмотря на то, что данные анализов газов глубоконасосных и фонтанных скважин не могут пока служить твердым критерием для суждения о характере изменения состава газа в связи с условиями залегания, мы все же отметим те особенности в изменениях, на которые обращает внимание сам Л. А. Потоловский.

Так, например, он считает, что количество CO_2 и H_2S в фонтанных газах различных месторождений «является более резко выраженным индивидуальным признаком, чем их углеводородный состав». Автор считает, что при более длительном изучении пластовых газов и уточнении распределения в них CO_2 и H_2S можно будет использовать эти компоненты в качестве корреляционного признака нефтяных пластов.

Постоянство углеводородного состава газов различных пластов одного и того же месторождения с интервалами глубины залегания в 1500 *м* (например, в Кала) дает основание предполагать возможность межпластовой миграции нефтяных газов. Если учесть перебитость сводовых участков в нефтяных месторождениях, то легкость «межпластовой миграции» для газа не исключается. Для продуктивной толщи и в особенности для ее верхнего отдела это положение не должно вызывать никаких сомнений, поскольку формирования нефтяных залежей верхнего отдела со всей очевидностью указывают на большое значение вертикальной миграции.

В отношении распределения CO_2 имеются следующие данные. Фонтанные газы Бинагадов и Чахнагляра содержат в среднем 14% CO_2,

Локбатана, Пута, Балаханов и Сураханов — 8—12%, Биби-Эйбата и Карачухура, Зыха, о. Артема — 4—5%. Наименьшее количество CO_2 — 2,5% (Кала).

По содержанию H_2S месторождения можно подразделить на отдельные группы. Фонтанные газы Сураханов, Карачухура содержат H_2S, как постоянную примесь, в количестве от тысячных до десятых долей процента. Содержание H_2S в газах Локбатана, Биби-Эйбата и Балаханов отмечается только в немногих случаях (от «следов» до десятых долей процента). Незначительно содержание его в фонтанных газах Кала.

Мы считаем возможным указать на некоторую закономерность в распределении CO_2 по площади распространения продуктивной толщи. Устанавливается возрастание содержания CO_2 в северо-западном направлении. Если сгруппировать перечисленные выше районы по среднему содержанию CO_2 в фонтанных газах, то окажется, что наибольшее содержание этого компонента падает на зону, наиболее приближенную к зоне погружения Главного Кавказского хребта (Бинагады, Чахнагляр), а наименьшее — к депрессии (район Кала). В чем сущность этого явления, и связано ли оно с моноклинальным залеганием продуктивной толщи, сказать еще нельзя.

Заслуживает внимания и указание Л. А. Потоловского на наличие некоторой зависимости содержания CO_2 в фонтанных газах от солевого состава пластовых вод. Фонтанные газы, наиболее богатые CO_2, обычно выделяются из нефтяных пластов, содержащих в водах наибольшее количество бикарбонатов. Весьма значительное количество бикарбонатов находится в пластовых водах Бинагадов, меньше их в водах верхнего отдела Калинского месторождения. Промежуточные районы занимают среднее положение. Как мы уже знаем, в таком же соответствии находится и распределение CO_2 в фонтанных газах этих месторождений. Было бы преждевременным утверждать, что CO_2, находящийся в фонтанных газах, генетически связан с CO_2 бикарбонатов пластовых вод, но зависимость между ними устанавливается.

К числу других особенностей нефтяных газов относятся отсутствие гелия, свободного азота (не связанного с воздухом), ненасыщенных углеводородов, водорода и окиси углерода. При определении водорода и окиси углерода ни в одном случае не удалось получить величины, превышающей $\pm$ 0,1 $\div$ $\pm$ 0,2% (это не больше возможной ошибки самой методики определения).

Что касается «глубоконасосных газов», то отличие их от фонтанных для ряда районов по некоторым компонентам значительно.

Так как продолжительность глубоконасосной эксплуатации тех или иных участков пласта различна и, следовательно, условия залегания нефти в них уже нарушены, мы не можем рассматривать данный материал, поскольку он не приведен к «прочим равным условиям».

Более тщательное изучение условий залегания пластовых газов составляет задачу дальнейших исследований.

ВОДЫ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ

Как мы уже отметили, установление закономерностей в изменении состава вод и нефтей в коллекторах и выявление их связи с вмещающими отложениями имеет большое значение для разрешения вопросов, связанных с формированием нефтяных залежей. Наиболее тесная зависимость должна существовать между водами и вмещающими их осадочными отложениями в результате длительного их контакта. В связи с этим уже имеются некоторые выводы, освещенные в литературе — в цикле работ по «замещению оснований» в глинах нефтяных месторождений.

Вопрос этот в отношении продуктивной толщи Апшеронского полуострова до настоящего времени нельзя считать разрешенным. Поэтому мы, не имея возможности остановиться на тех или иных выводах по замещению оснований в глинах продуктивной толщи, рассмотрим только данные по изучению вод и пород, полученные при исследованиях нефтяных месторождений Апшеронского полуострова. Мы не затрагиваем генезиса нефти, однако это не мешает разрешить ряд принципиальных вопросов по формированию нефтяных месторождений Апшеронского полуострова.

В капитальной работе по водам нефтяных месторождений СССР В. А. Сулин [43], рассматривая химический состав вод, выделяет среди них три группы:

1) поверхностные грунтовые воды,
2) хлоркальциевые воды (жесткие),
3) гидрокарбонатно-натриевые (щелочные воды).

Нам уже известно, что подразделение вод на группы отвечает стратиграфическим глубинам их залегания. Поверхностные грунтовые воды в основном распространены в современных отложениях, в террасах современного Каспия, в древнекаспийских террасах и в отдельных районах развития апшеронского яруса.

Хлоркальциевые воды охватывают главным образом сураханскую и сабунчинскую свиты продуктивной толщи и в некоторых местах — апшеронский ярус. Щелочные воды залегают в балаханской свите, в нижнем отделе продуктивной толщи и в диатомовых слоях.

Как отмечает В. А. Сулин, в степени изменения минерализации вод, колеблющейся от 0,5 до 20 °Б, устанавливается определенная закономерность. Изменение происходит как по вертикали при переходе от вод более высоких стратиграфических водоносных горизонтов к более низким, так и по горизонтали — при изменении состава вод одного и того же пласта по падению. Но эта закономерность иногда претерпевает нарушения. Плавное понижение минерализации с увеличением стратиграфической глубины иногда нарушается некоторыми ее подъемами. В. А. Сулин полагает, что такие случаи находят себе объяснение в появлении в данном пласте «верхних вод». Воды проникают в пласт в результате обводнения его верхними или нижними водами, или естественным путем, в результате циркуляции по сбросовым трещинам. Однако не исключается, что иногда отклонение от закономерности обязано первичному распределению вод по разрезу месторождения.

Специфические особенности литологического состава водоносного пласта (гранулометрический состав песков, богатство растворимыми солями) иногда вносят изменение в приведенную выше закономерность. В. А. Сулин (как впоследствии и Н. К. Игнатович [25]) большую роль в изменении минерализации вод одного и того же горизонта приписывает пресным водам, разбавляющим их вблизи выходов пластов на поверхность. В качестве примера В. А. Сулин указывает на Балаханы, где минерализация достигает максимума в водах II горизонта сабунчинской свиты. Воды вышезалегающей сураханской свиты являются менее минерализованными. Но максимальная минерализация вод не всегда совпадает с самыми верхними горизонтами апшеронского яруса. В. А. Сулин приводит примеры увеличения минерализации вод для одних и тех же горизонтов по мере увеличения гипсометрической глубины их залегания и удаления от выходов на поверхность. Балахано-Сабунчино-Раманинская нефтеносная площадь, Сураханы и Карачухур располагаются на одной антиклинальной линии и приурочены к отдельным куполовидным поднятиям, разделенным небольшими седловинами.

В наиболее приподнятом западном участке Балахано-Сабунчино-Ра-

манинского района обнажается средний отдел продуктивной толщи, в Сураханах на своде складки на поверхности раскрыт средний и нижний апшерон, в Карачухуре — средний отдел апшеронского яруса. Увеличение минерализации вод по некоторым горизонтам этих нефтяных месторождений видно из таблицы 9.

Таблица 9

Горизонт	Соленость по Боме		
	Балаханы	Сураханы	Карачухур
Сураханская свита (низы)	11	12	13—15
IV горизонт	7,8	12 —13	14
V „	4,0	5,5— 5,9	6— 7,5
НКП	4,1	3,7— 5	—

По В. А. Сулину, в пределах одного и того же горизонта в границах одного и того же месторождения также наблюдается изменение минерализации с увеличением гипсометрических глубин. В Балаханах, например, на северном крыле складки V пласт вскрывается на глубине около 170 *м* и имеет соленость 4 °Б, а на южном крыле, при вскрытии скважинами на глубинах не менее 325 *м*, соленость вод его достигает 6,0—6°,5 Б.

Увеличение солености вод по падению горизонта отмечено также в Пута [43]. Однако, как отмечает автор, в Карачухуре наблюдаются и «факты противоположного значения». Следовательно, отдельные исключения все же имеют место. В. А. Сулин объясняет это смешением щелочных вод с хлоркальциевыми в тех или иных участках месторождений. Несомненно, следствием смешения хлоркальциевых и щелочных вод являются резкие колебания первой солености и первой щелочности в IV горизонте Сураханов [43].

Щелочные воды нижнего отдела продуктивной толщи также не всегда представлены «чистыми типами». В Бинагадах и Хурдалане они смешиваются и с грунтовыми и с хлоркальциевыми. Интересно, что воды Шубанинского района обладают максимальной первой щелочностью среди всех месторождений Апшеронского полуострова, доходящей до 69% в кирмакинской свите. Сульфаты в водах нацело отсутствуют, кальций преобладает над магнием. Но щелочные воды диатомовых слоев четко отличаются от вод нижнего отдела продуктивной толщи своей меньшей щелочностью, доходящей до 26%, и явным преобладанием в составе вод магния над кальцием. Вода понтического яруса в Бинагадах по солености (14°,4 Б) также резко отлична от вод нижнего отдела продуктивной толщи, причем здесь уже кальций преобладает над магнием. В. А. Сулин считает, что щелочные воды Шубанинского района представляют благодарный и интересный объект исследования, так как исключена возможность их смешения с хлоркальциевыми водами балаханской свиты.

Со своей стороны, мы подчеркиваем здесь еще одно важное обстоятельство — отличие в Бинагадах и Шубанах вод нижнего плиоцена и миоцена (понт, диатомовые слои) как между собой, так и от вод кирмакинской свиты. Несмотря на то, что в этих месторождениях перечисленные горизонты выходят на поверхность и, казалось бы, их воды в известной степени должны быть разбавлены пресными водами, своеобразие вод устанавливается достаточно четко.

В. А. Сулин в заключительной части своего труда касается вопроса о происхождении вод нефтяных месторождений. Автор приводит взгляды исследователей, а также достаточно подробно останавливается на своей точке зрения. Он считает, что в зависимости от ряда условий щелочные

и хлоркальциевые воды нефтяных месторождений могут образоваться как из соленых минерализованных, так и из пресных (жестких и щелочных) вод земной поверхности. Все зависит от природных процессов, «разнообразно направленных в деталях и соответственно меняющихся в зависимости от первичного состава вод и состава растворимых солей и поглощенных оснований осадочных пород нефтяных месторождений» [43]. Изучение состава растворимых солей и поглощенных оснований пород нефтяных месторождений представляет, по мнению исследователя, обязательную задачу последующих работ.

Ряд других исследователей, взгляды которых мы приводим ниже, также придерживаются этой точки зрения.

Но каковы бы ни были исключения в закономерности залегания вод в верхнемиоценовых и плиоценовых отложениях, основная закономерность, на которой останавливаются В. А. Сулин, Н. К. Игнатович [25] и другие исследователи, проявляется достаточно резко. На общем фоне геотектонического развития области Юго-восточного Кавказа в плиоценовую эпоху и сама закономерность и отступления от нее на известных стратиграфических границах с нашей точки зрения находят полное оправдание. Тектоника и седиментация—вот тот основной фактор, который обусловливал как формирование нефтяных месторождений, так и своеобразие в химизме вод плиоценовых отложений Юго-восточного Кавказа. Но, чтобы составить известные представления о ходе самого процесса развития условий, наложившего черты своеобразия на распределение вод нефтяных месторождений в разрезе отложений продуктивной толщи, мы должны рассмотреть две стороны этого вопроса. Во-первых, необходимо установить основные факторы, создавшие рассматриваемую нами закономерность и, во-вторых, дать объяснение тем факторам, которые, наоборот, действуют в противоположном направлении, стушевывая черты основной закономерности.

Мы уже не раз подчеркивали, что в промежутке между нижним плиоценом и отложениями акчагыльского яруса существуют два рубежа, достаточно четко свидетельствующих о смене условий в осадконакоплении. Первый падает на границу между понтом и началом отложения продуктивной толщи, второй — на период изменения условий отложения в процессе формирования самой продуктивной толщи, а именно на период после отложения надкирмакинской глинистой свиты (НКГ). Морские условия после понта сменяются режимом лагун, заменяющимся после небольших местных перерывов в осадконакоплении прибрежно-морскими и дельтовыми условиями периода седиментации. Последний период в условиях отложений продуктивной толщи постепенно уступает место морскому режиму, связанному с началом акчагыльской трансгрессии. На грани этих же рубежей происходит и смена в характере вод, как об этом можно судить на основании исследований последнего времени.

Там, где господствовали прибрежно-морские условия, мы имеем жесткие хлоркальциевые (по В. А. Сулину) воды, резко отличные от слабоминерализованных щелочных — типичных для нижнего отдела продуктивной толщи. Но если учесть, что перерывы (хотя бы местные) в отложениях, по Н. К. Игнатовичу [25], создают все условия для вытеснения погребенных древних вод в местах, наиболее приближенных к поверхности, молодыми (поверхностными), то приходится признать, что на границе между НКГ и «средним отделом» продуктивной толщи эти условия существовали. Относительно пологозалегающие толщи нижнего отдела продуктивной толщи являлись ложем мелководного бассейна с глубиной, не превышающей в районе Апшеронского полуострова 5 *м*, местами с явно выраженными дельтовыми условиями отложений «перерывного» материала. Грязевулканические острова и отмели несомненно имели место.

Естественно, что при таких условиях седиментации, с размывом быстротекущими и значительно опресненными водами кровли нижнего отдела продуктивной толщи (примером чего может служить размыв надкирмакинских глин в полосе уже упомянутого нами выше «меридионального рукава»), скорее всего и происходило замещение и метаморфизм погребенных вод кирмакинского периода седиментации. Поэтому сложная схема вытеснения хлор-натриево-кальциевых вод подземным током менее концентрированных вод может быть заменена более простой, находящейся в полном соответствии с геологической обстановкой. Разумеется, что процесс изменения химизма воды не ограничивался чисто механическим замещением; явление протекало с последующим метаморфизмом вод, но, к сожалению, природа этого явления еще и до настоящего времени не установлена. Во всяком случае, доказательства влияния поверхностных вод на погребенные при условии непосредственного выхода на поверхность вмещающих их коллекторов приводятся рядом исследователей (В. А. Сулин, Н. К. Игнатович).

В последующие геологические периоды смена условий седиментации или режима бассейна, естественно, приводит и к изменению химической характеристики погребенных вод, а последующие этапы тектонического развития — к их взаимному смешению на границах контактов отложений, вмещающих воды.

В. А. Сулин и некоторые из последующих исследователей устанавливают одну заслуживающую внимания закономерность. На Апшеронском полуострове в разрезе продуктивной толщи наблюдается последовательное погружение границы раздела жестких хлоркальциевых и щелочных вод по мере продвижения от Балахано-Сабунчино-Раманинского района в юго-восточном направлении. В разрезе продуктивной толщи этого района щелочные воды залегают в низах (VIII гор.), а в Кала — только в НКП. В. А. Сулин объясняет данное явление большей «закрытостью» вод по мере продвижения на юго-восток и соответственно лучшими условиями для метаморфизации. Накопление в водах хлорида натрия, уменьшение содержания гидрокарбонатов натрия соответствовало повышению минерализации.

Не исключая того, что данное явление имело место, мы не можем не учитывать при этом и ряд других факторов геологического характера, возможно, игравших здесь известную роль. Непрерывное и неравномерное прогибание дна бассейна продуктивной толщи в период отложения ее верхнего отдела также создавало известную разницу в условиях погребения вод. Юго-восточная часть Апшеронского полуострова значительно опережала при прогибании северо-западную, что, естественно, не могло не отражаться на направлении процесса последующего изменения заключающейся в осадках воды. Если учесть, что разница в глубинах залегания ПК в конце отложения сураханской свиты между центральной частью Апшеронского полуострова (Бинагады) и его юго-восточным побережьем превосходила один километр, то можно не сомневаться в различных условиях залегания пород с заключенными в них водами на этих участках. И если в период отложения нижнего отдела продуктивной толщи или в конце этого периода не было существенной разницы в химической характеристике погребенной воды по площади залегания осадков в пределах Апшеронского полуострова, то в конце сураханского периода такое явление могло иметь место. Это обстоятельство отмечается исследователями вод продуктивной толщи.

Обобщающие выводы по вопросу изменения состава подземных вод в нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова имеются также в работах М. В. Абрамовича, В. Т. Малышека, Д. В. Жабрева и др. В 1939 г. Д. В. Жабрев [24] опубликовал ряд данных, иллюстрирующих

основные закономерности изменения минерализации вод по нефтяным месторождениям Апшеронского полуострова. Как и все исследователи, автор доказывает уменьшение минерализации вод вниз по разрезу продуктивной толщи для главнейших нефтяных месторождений, с постепенным переходом из «жестких в щелочные», с увеличением в «щелочных водах» первичной щелочности при уменьшении минерализации. Интересно подмеченное Д. В. Жабревым отклонение от этой закономерности для балаханской свиты и «среднего отдела» по Кала, что вполне обосновывается закономерностями, выявленными при геохимических исследованиях нефтей и осадочных отложений этих же месторождений.

В. Т. Малышеком делались попытки выяснить сущность и причины изменения пластовых вод нефтяных месторождений Апшеронского полуострова при комплексном разрешении вопроса совместно с изучением осадочных отложений. Ряд выводов по данному вопросу заслуживает серьезного внимания.

Так, например, исследования показывают, что воды нижнего отдела обогащены иодом и бором, хотя в абсолютных цифрах иода в водах верхнего отдела продуктивной толщи больше. Воды же верхнего отдела обогащены бромом; большая часть брома в нижнем отделе продуктивной толщи находится в виде бром-органических соединений, которые не переходят в водный раствор. В отношении минерализации пластовых вод для каждого отдельного антиклинального поднятия отмечается увеличение минерализации вверх по восстанию пласта с параллельным уменьшением щелочности. Наряду с этим не следует забывать, что в общем (главным образом для верхнего отдела продуктивной толщи) минерализация воды и количество растворенных солей возрастают по направлению к наиболее пониженной части депрессии, т. е. от северо-западного участка Апшеронского полуострова к калинской антиклинальной складке. В самих же структурах закономерность остается обычной — минерализация уменьшается по мере возрастания стратиграфической глубины.

По мере приближения пластов к местам их выходов на поверхность и, следовательно, к зонам пониженных давлений, щелочность и жесткость воды падают вследствие выделения углекислого кальция и магния в осадок. Солевой состав жесткой воды изменяется за счет уменьшения в растворе ионов HCO_3 и катионов кальция и магния.

Незначительное содержание сернокислых солей, отсутствие в водах сульфатов и наличие в щелочных водах грязевых сопок свободного иода характерно для нефтеносных областей.

Весьма интересные выводы о роли вод в формировании нефтяных залежей имеются в работе Н. К. Игнатовича [25].

Гидрогеологические условия, по мнению исследователя, играют важнейшую роль при формировании и сохранении нефтяных залежей. Изучая гидрогеологические условия нефтеносных провинций, в том числе и Апшеронского полуострова, автор «устанавливает региональную связь в распределении нефтяных месторождений с элементами зональности подземных вод (гидрогеохимического и гидродинамического характера)».

В качестве примера автор рассматривает гидрогеологические особенности Русской платформы, предуральского прогиба с Каспийской депрессией и Апшеронского полуострова. Но, прежде чем останавливаться на выводах автора в отношении указанных областей, приведем основные положения исследования по данному вопросу. «Нефть, первично образовавшаяся в рассеянном виде в различных породах, говорит Н. К. Игнатович, требует для своего аккумулирования и образования залежи условий динамичности подземной воды (при определенных условиях в отношении структуры и коллекторов). Но после того как нефть образовала залежь, возможность длительного и надежного ее сохранения требует,

чтобы нефтяная залежь оказалась гидрогеологически обособленной или, как иногда говорят, запечатанной. Отсутствие последнего условия приводит к дальнейшей миграции нефти, а в случае наступления этапа активной циркуляции воды, связанной с водообменом с поверхностью, начнется постепенное разрушение нефтяной залежи, подобно тому, как разрушаются и удаляются из породы различные другие минеральные вещества.

Миграция и разрушение нефтяных месторождений — явление столь же региональное, как формирование нефти и нефтяных залежей». Автор указывает, что часто имеются все благоприятные условия в отношении структур и коллекторов, но промышленной нефти мы не находим. Это объясняется тем, что определенно направленный в природе геолого-гидрогеологический процесс, связанный с циркуляцией подземных вод, процессами выветривания, жизнедеятельностью бактерий и пр., приводит к обеднению и разрушению нефтяных залежей. В качестве примеров приводятся (по карбону) Иссинская структура Пензенской области, некоторые структуры Саратовской области, Змеевки (Тат. АССР) и др. [25]. Указанные положения не вызывают сомнений, хотя разрушение нефтяных месторождений, разумеется, может происходить и при отсутствии подземных вод, по чисто тектоническим причинам. Однако возможно, что явления, о которых говорит автор, имеют доминирующее значение при длительных геологических периодах.

Как полагает Н. К. Игнатович, «комплекс слоев, находившийся в прошлое геологическое время и находящийся сейчас в зоне активного водообмена и характеризующийся гидрокарбонатными и сульфатными водами, является обстановкой и средой, неблагоприятной для формирования и сохранения нефти». Наоборот, «противоположной оценки заслуживают комплексы пород, в геологическом прошлом находившиеся в зоне закрытой (не связанной с поверхностью земли) миграции подземных вод, а в настоящее время находящиеся в зоне застойного водного режима, характеризуясь при этом в платформенных условиях развитием хлор-натриево-кальциевых вод, а в складчатых областях, кроме того, и вод щелочных, геологически молодых, обновляющихся» [25]. На основании этих соображений автор предлагает оценивать каждую нефтеносную провинцию или отдельные ее нефтеносные структуры.

Опуская рассмотрение условий или гидрогеологических особенностей при формировании нефтяных месторождений Русской платформы и прилегающих к ней с востока участков земной коры, на чем останавливается Н. К. Игнатович, приведем взгляд исследователя по данному вопросу в отношении Апшеронского полуострова. Это необходимо сделать потому, что ряд положений исследователя с первого взгляда находится в полном согласии с нашими выводами о формировании нефтяных залежей. С другой же стороны, некоторые особенности явлений в отношении причины изменения химизма пластовых вод по разрезу продуктивной толщи могут быть объяснены с точки зрения иных концепций.

По мнению Н. К. Игнатовича, «высокоминерализованные хлор-натриево-кальциевые воды, залегающие на Апшероне в продуктивных слоях верхнетретичного возраста, по характеру и степени соленасыщения являются чуждыми вмещающим их породам; последние не могут сформировать рассолы данной концентрации. Воды и рассолы этого типа, очевидно, проникли снизу, в связи с наличием благоприятных для этого тектонических условий и соответствующего гидродинамического режима. В сторону прикаспийской депрессии от Главного Кавказа в направлении на юго-восток в течение длительного геологического времени происходит миграция подземных вод, которые постепенно вытесняют из глубоких зон древние хлор-натриево-кальциевые воды». Что миграция воды имеет место в области Юго-восточного Кавказа и, в частности, в пределах Апше-

ронского полуострова — отрицать нельзя. Однако приходится допустить, что данный процесс протекает во взаимосвязи с рядом других, более сложных, чем простое вытеснение погребенных вод вновь подтекающими при условии «соответствующего» гидродинамического режима. Геохимические и, может быть, биохимические процессы, имеющие место в отложениях нефтеносных провинций, также должны были оказывать какое-то влияние на состав вод.

В самых верхних горизонтах продуктивной толщи Апшеронского полуострова, как замечает Н. К. Игнатович, характер и степень соленасыщения высокоминерализованных вод чужды вмешающим их породам. К сожалению, все осложняется тем, что, не имея вод подобной минерализации в разрезе палеогеновых и миоценовых слоев, мы лишены возможности судить о самом характере процесса миграции. Этот процесс, как увидим далее, осложняется рядом обстоятельств.

Имеются основания считать, что в пределах Русской платформы явление протекает по схеме, предлагаемой Н. К. Игнатовичем. «В пределах Русской платформы нефтяные месторождения характеризуются определенным, повсюду выдерживающимся типом хлор-натриево-кальциевых рассолов, по степени минерализации не спускающихся ниже 100 *г/л*, обычно достигающих 150—200 *г/л* и выше. Воды и рассолы этого типа чаще всего бромоносны, радионосны. В пределах платформы они насыщают породы девона, карбона, а местами и перми, в зонах глубокого залегания пород, а также в депрессиях и мульдах, где отмечается застойный водный режим. Ближе к поверхности залегающие толщи пород, находящиеся в зоне затрудненного, а еще выше и активного водообмена, дают воды более слабой минерализации и переходные по химическому составу от гидрокарбонатных сульфатных к сульфатно-хлоридным» [25]. Но здесь, как увидим ниже, имеется существенное отличие от Апшеронского полуострова в характере распределения вод по степени минерализации в связи с тем, что зона активного водообмена расположена «ближе к поверхности».

На южном склоне Главного хребта (а также, как надо полагать по Н. К. Игнатовичу, в пределах Апшеронского полуострова) разгрузка подземного стока «связана с глубокой циркуляцией». «Очаги соответствующей разгрузки подземного стока, имеющего глубокую циркуляцию, проходят вдоль полосы Шемаха—Сангачал». Многочисленные здесь грязевые вулканы являются как бы окнами «глубоких водоносных комплексов, получающих затрудненную разгрузку. Щелочные и другие слабой минерализации воды в ряде районов и в некоторых грязевых вулканах свидетельствуют о том, что воздействие гидродинамического фактора завершается здесь удалением, вытеснением древних хлор-натриево-кальциевых вод и нефти» [25].

Богатство нефтенасыщения отложений Апшеронского полуострова Н. К. Игнатович объясняет тем, что прекрасные коллекторы продуктивной толщи являлись огромнейшей ловушкой для нефти «в силу направленной в сторону Апшерона соответствующей медленной закрытого типа миграцией древних вод и нефти». Возможно, что данный процесс дифференциации воды и нефти в глубоких зонах Апшерона протекает и до настоящего времени. В тех местах, например, по периферии Апшеронского полуострова, где циркуляция была «более интенсивной и связана с поверхностью земли, шел процесс обеднения и разрушения нефтяных залежей».

Однако на фоне исторического развития области Юго-восточного Кавказа и, в частности, Апшеронского полуострова, концепция Н. К. Игнатовича нарушается рядом обстоятельств. Фациальные и тектонические условия, с которыми мы безусловно должны считаться, не дают основа-

ний считать, что процесс подземной циркуляции вод происходил именно так, как это рисуется исследователю. Не говоря уже о непостоянстве физических свойств коллекторов на всем простирании, следует отметить, что ряд прекрасных коллекторов, как подкирмакинская и калинская свиты, в прошлом не обнажались на поверхности поскольку эти свиты выклиниваются на глубине.

Подкирмакинская свита только в древнекаспийское время обнажилась на сравнительно небольшой площади в северо-западной части Апшеронского полуострова. Между тем, воды этих свит, как и КС, являются щелочными и слабоминерализованными. Кирмакинская свита в силу присущих ей физико-химических свойств (коллекторских) не допускает сколько-нибудь значительной боковой миграции погребенных в ней вод. В то же время те свиты продуктивной толщи, которые прежде всего были обнажены в периферической юго-западной части Апшеронского полуострова и были в первую очередь нарушены в сплошности в сводовых частях складок, имеют высокоминерализованные жесткие воды. Казалось бы, что и в пределах Апшеронского полуострова местами должна быть полная аналогия с Русской платформой, но этого нет. В период седиментации продуктивной толщи с одновременно развивающимися тектоническими процессами создавались условия, благодаря которым местами возникла связь самых нижних ее горизонтов с верхними, а местами, наоборот, смещения по разрывам препятствовали боковой миграции вод по простиранию будущих коллекторов нефти.

Грязевые вулканы Кобыстана и Апшеронского полуострова, которые, по Н. К. Игнатовичу, являлись «окнами» глубоких водоносных комплексов, проявляли свою деятельность как ранее, так и в период отложения продуктивной толщи. Примером может служить Биби-Эйбат, Локбатан. Однако в Бибиэйбатском нефтяном месторождении воды верхнего и нижнего отделов продуктивной толщи достаточно резко различаются между собой. В Бинагадинском нефтяном месторождении воды нижнего отдела продуктивной толщи, подобно водам этого отдела других месторождений, принадлежат к категории щелочных, причем щелочность их возрастает со стратиграфической глубиной. В то время, как в надкирмакинской песчаной свите (НКП) залегают воды с первичной щелочностью 2,9, в низах кирмакинской свиты (КС) встречаются воды с первичной щелочностью 25,1, в ПК она доходит до 45—48.

Воды диатомовой свиты, по М. Ф. Мирчинку, принадлежат к категории жестких, но, в то же время, как отмечает автор, во всех разрабатываемых горизонтах наряду «с собственными» водами встречаются жесткие (S_2 от 1,0 до 4,0) повышенной минерализации соленостью от 8 до 17 °Б. М. Ф. Мирчинк полагает, что эти воды связаны с трещинами нарушений радиального порядка [31].

Казалось бы, что в данном случае залегание жестких вод диатомовой свиты под щелочными нижнего отдела продуктивной толщи является подтверждением взгляда Н. К. Игнатовича. Под действием боковой миграции в КС или ПК, если допустить, что она имела здесь место, жесткие высокоминерализованные воды были вытеснены щелочными на поверхность. Но это вытеснение должно было происходить и через те радиальные нарушения в толще пластов с щелочной водой, с которыми другие исследователи как раз связывают миграцию жестких вод. Однако есть одно весьма важное на наш взгляд обстоятельство, которое, с одной стороны, как будто не противоречит выводам Н. К. Игнатовича, но, с другой, требует известных условий, ограничивающих возможность течения процесса (в представлении исследователя).

При проведении одной работы, связанной с вопросом продвижения высокоминерализованных (жестких) и щелочных вод в песчаных коллек-

торах продуктивной толщи, мы ознакомились с рядом данных, имеющихся в литературе. Исследователи считают доказанным, что смешение двух жидкостей, даже близких друг другу по своему поверхностному натяжению, идет с трудом при отсутствии динамических процессов, которые могут нарушить естественное течение физического явления.

В 1944 г. мы начали проводить лабораторные опыты с водами продуктивной толщи, с целью установить разницу в характере продвижения щелочной и жесткой воды в тех или иных пластах этого комплекса отложений. Большое количество опытов, условия которых всемерно приближались к природным, показало, что вопрос продвижения вод в песчаных коллекторах не так прост, как это представлялось до сих пор.

Гранулометрический состав песков и химизм вод имеют огромное влияние на характер продвижения вод в пластах. Самое же главное, нам удалось установить ряд закономерностей в отношении вытеснения воды одного химического состава водой иного состава. Не имея возможности подробно останавливаться на данном вопросе, остановимся только на тех основных положениях, которые имеют непосредственное отношение к нашей теме. Материал дал возможность судить о влиянии различных песков на циркуляцию воды того или иного состава.

Наблюдения над характером продвижения щелочной (кирмакинской свиты) и жесткой (сабунчинской свиты) вод продуктивной толщи в насыщенном нефтью песке показали следующее.

При всех прочих равных условиях (давлении и температуре) щелочная вода продвигается с вдвое большей скоростью по сравнению с жесткой в том случае, если песок насыщен нефтью. В сухом песке, не смоченном нефтью, щелочная и жесткая вода при одном и том же давлении продвигаются с одинаковой скоростью.

Бóльшая скорость продвижения щелочной воды, по сравнению с жесткой, наблюдается в нефтяном песке независимо от того, насыщен ли он одной только нефтью или уже промыт жесткой водой, после прохождения которой остается лишь известный процент остаточной нефти.

И, наконец, как следствие приведенных выше положений, устанавливается одно чрезвычайно важное обстоятельство, которое имеет прямое отношение к рассматриваемому нами вопросу.

Жесткая высокоминерализованная вода с относительно большим удельным весом уподобляется твердому поршню в случае ее продвижения в пласте с щелочной водой меньшего удельного веса.

Жесткая вода способна гнать перед фронтом наступления щелочную, в то время как щелочная не обладает этой способностью. Поэтому трудно допустить, чтобы благодаря циркуляции подземных вод слабоминерализованные воды вытесняли древние хлор-натриево-кальциевые из глубокозалегающих пластов, например, из ПК и КС продуктивной толщи, в ее верхние горизонты. В нефтяных месторождениях закрытого типа со сводами, не разрушенными эрозией, такое явление не должно было иметь места.

Наши исследования не расходятся с явлениями, наблюдаемыми в природных условиях, а ряд данных заслуживает особого внимания.

Ранее приведенные данные по качественному составу пластовых вод дополним материалами по распределению иода, брома и бора в осадочных породах. Наличием иода, брома и бора объясняется обогащение указанными элементами пластовых вод нефтяных месторождений.

Как считает В. Т. Малышек, выявление закономерности между содержанием органического углерода и иода, брома и бора также должно было бы представлять большой интерес. Однако четкой зависимости здесь выявить не удалось. Можно только отметить, что повышенное содержа-

ние иода приурочено к образцам глин, обогащенных органическими веществами.

Несмотря на различие в солености пластовых вод в разрезе продуктивной толщи количество иода не зависит от стратиграфической глубины. Иодом обогащены все стратиграфические интервалы разреза продуктивной толщи. Здесь количество иода оказывается выше среднего содержания его в осадочных породах.

Высокая соленость вод и самих пород верхнего отдела продуктивной толщи связана с максимальным содержанием брома в этих отложениях.

Отношение хлора к брому и иода к брому иллюстрирует обогащение иодом нижнего отдела продуктивной толщи.

Глины и пески продуктивной толщи обогащены бором, но подстилающие отложения и, в частности, диатомовая свита содержат бора меньше (особенно мергелистые глины). Это, видимо, объясняется большим содержанием здесь карбонатов. Следует также отметить, что бор в осадочных отложениях находится в труднорастворимой форме и наличие здесь боросиликатов и бороорганических веществ не исключено.

Максимальное количество бора обнаружено в нижнем отделе продуктивной толщи, что также надо поставить в связь с обогащенностью вод этого отдела. Хотя влияние органических веществ осадочных отложений на накопление бора очевидно, установить здесь какую-либо закономерность трудно. Возможно, это объясняется специфическими условиями миграции органического вещества, что и дает колебания в содержании бора по разрезу продуктивной толщи.

ЗАЛЕГАНИЕ НЕФТИ НА АПШЕРОНСКОМ ПОЛУОСТРОВЕ И ПРОБЛЕМА ДАЛЬНЕЙШИХ ПОИСКОВ ЕЕ В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ КАВКАЗА

Продуктивной толще Апшеронского полуострова, этому мощному коллектору богатейших залежей нефти мирового масштаба, в течение ряда лет уделялось достаточное внимание на страницах нефтяной литературы. Однако центр тяжести ряда работ был перенесен в область генезиса продуктивной толщи. Одной из причин этого обстоятельства была недостаточность материала для выявления генетической стороны формирования нефтяных залежей продуктивной толщи. Не имея возможности в данном случае коснуться всех вопросов, связанных с генезисом нефтяных залежей Юго-восточного Кавказа, мы останавливались только на той части их, которая имеет непосредственное отношение к дальнейшему направлению разведочных работ в этой нефтеносной области.

Главнейшей задачей в процессе разведки и разработки каждой нефтяной области является выявление трех основных положений, которые ложатся в основу как рациональной разработки, так и разведки всей нефтеносной области в целом. Сюда относятся: 1) установление источников питания коллекторов нефтью; 2) определение путей миграции нефти (как во времени, так и в пространстве) и распределение нефти по удельным весам и качеству по разрезу; 3) выявление форм нефтяных залежей разведываемой и разрабатываемой области и, следовательно, тех причин, которым обязано формирование каждого отдельного месторождения и которые, в сущности, являются следствием первых двух положений.

Хотя в настоящее время в пределах Апшеронского полуострова и даже всей юго-восточной части Кавказа вряд ли можно найти месторождение, в котором, несмотря на относительную давность разработки, точно определились бы пределы нефтеносности, но по обилию материала, наибольшего внимания, безусловно, заслуживают месторождения восточной

и центральной частей Апшеронского полуострова. Здесь мы имеем уже достаточно данных для выявления литологии разреза, тектоники обширных участков и, наконец, тех особенностей в распределении нефти по горизонтам и свитам продуктивной толщи, на основании которых уже можно делать выводы о генезисе нефтяных залежей рассматриваемой нефтеносной области.

По особенностям разреза продуктивной толщи почти всех нефтеносных структур и тектоники каждого отдельного месторождения в ее толще достаточно ясно выделяются три обособленных вида залежей нефти:

1. Залежи верхнего и среднего отделов продуктивной толщи.
2. Залежи нижнего отдела продуктивной толщи.
3. Залежи «стратиграфического типа», в образовании которых существенную роль играло несогласие в залегании горизонтов, обусловивших выклинивание коллекторов вверх по восстанию пласта.

Как мы уже отмечали выше, разнообразие форм нефтяных залежей продуктивной толщи явилось следствием условий отложений осадков этой свиты — наличием двух перерывов в ее разрезе. Первый перерыв относится к границе продуктивной толщи с нижнеплиоценовыми отложениями (понтом или же с более глубоко залегающими), а второй — относительно небольшой перерыв в процессе осадкообразования продуктивной толщи — завершил отложения надкирмакинской глинистой толщи, сменившейся осадками грубообломочных отложений «среднего отдела».

ЗАЛЕЖИ ВЕРХНЕГО И СРЕДНЕГО ОТДЕЛОВ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ

Главнейшей особенностью залежей верхнего и среднего отделов продуктивной толщи является их симметричное расположение по элементам структур куполовидных поднятий — доминирующего вида складчатости Апшеронского полуострова. Залежь каждого отдельного горизонта имеет контур, в большинстве случаев следующий по какой-либо горизонтали пласта. В местах, сильно перебитых нарушениями, контуры нефтеносности в плане претерпевают разрывы, и в каждом отдельном тектоническом поле часто соответствуют определенной гипсометрической глубине. Разумеется, что при нарушениях больших амплитуд, обусловивших полную изоляцию некоторых частей нефтенасыщенных горизонтов по обеим сторонам нарушения, имеются и отступления от этого обычного для верхнего отдела положения контуров нефтеносности.

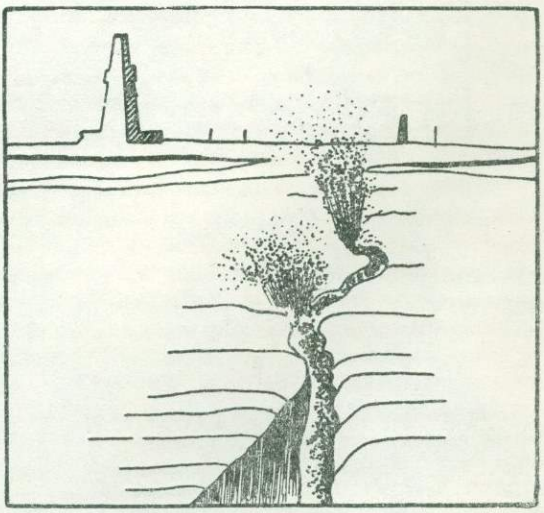


Рис. 86

Трещина, проводящая нефть на поверхность из верхнего отдела продуктивной толщи (Кала. 1934)

Контуры нефтеносности в разрезе всего комплекса отложений верхнего и среднего отделов продуктивной толщи уменьшаются сверху вниз, образуя конус, обращенный вершиной вниз. Нефтеносность по верхнему и среднему отделам приурочена, в основном, к зонам, пересеченным многочисленными сбросами, убывающими по числу и интенсивности также сверху вниз и являющими в продольных профилях (вдоль большой оси

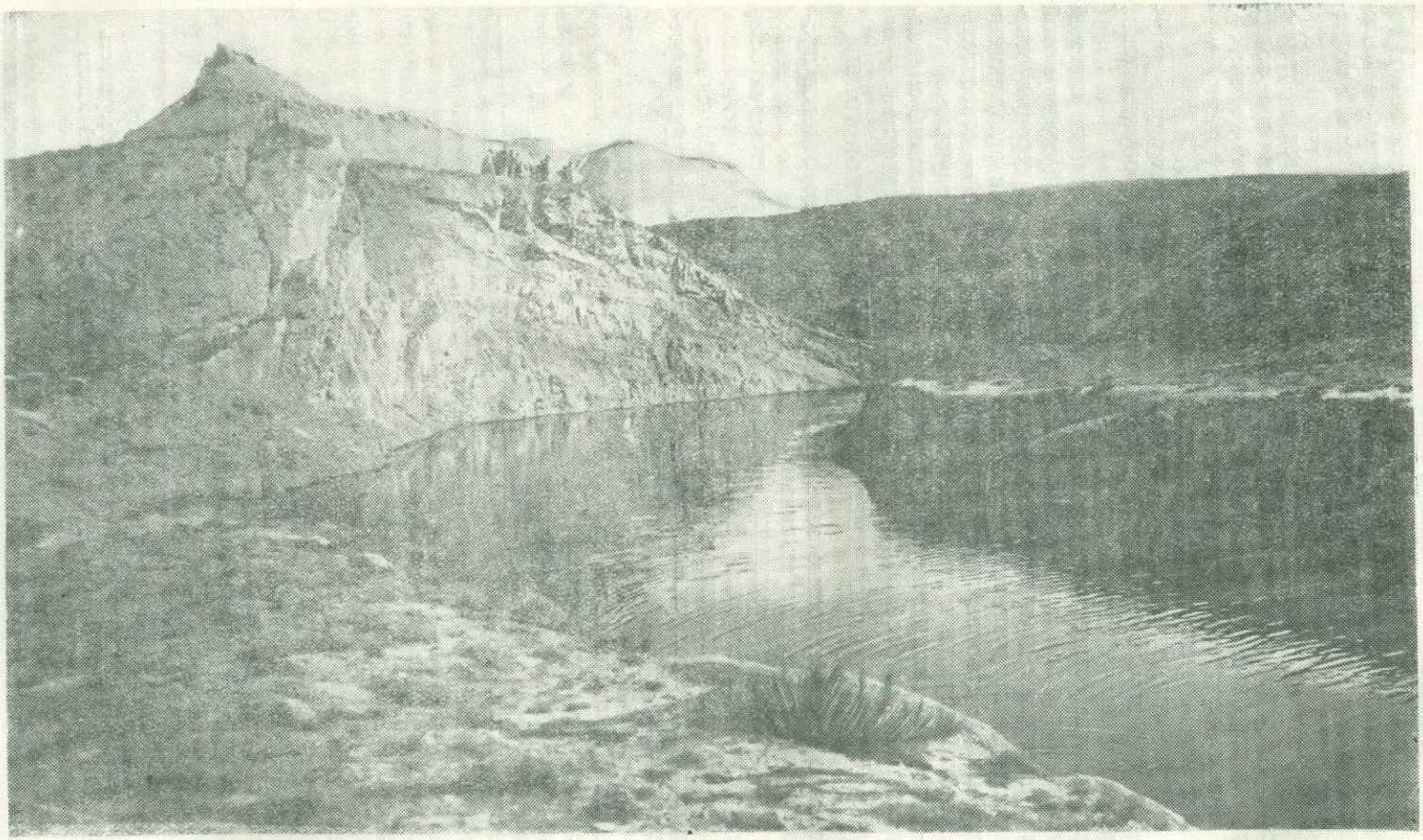


Рис. 87

Кергез. Сухое русло р. Джульги, заполняемое нефтью, выходящей из трещины в виде фонтана

брахиантиклинали) подобие пучка трещин, сходящихся вниз, к подошве рассматриваемых нами свит продуктивной толщи. Нефть обычно по всем горизонтам залегает по обеим сторонам сброса и увеличение ее удельного веса небольшими скачками (и только иногда — плавно) идет сверху вниз.

На основании всего сказанного становится ясно, что залежи верхнего и среднего отделов являются результатом вертикальной миграции нефти снизу вверх по серии «зияющих» нарушений (трещин), завершивших пликативную дислокацию апшеронского или послеапшеронского этапа складчатости в пределах юго-восточной части Кавказа (рис. 86, 87).

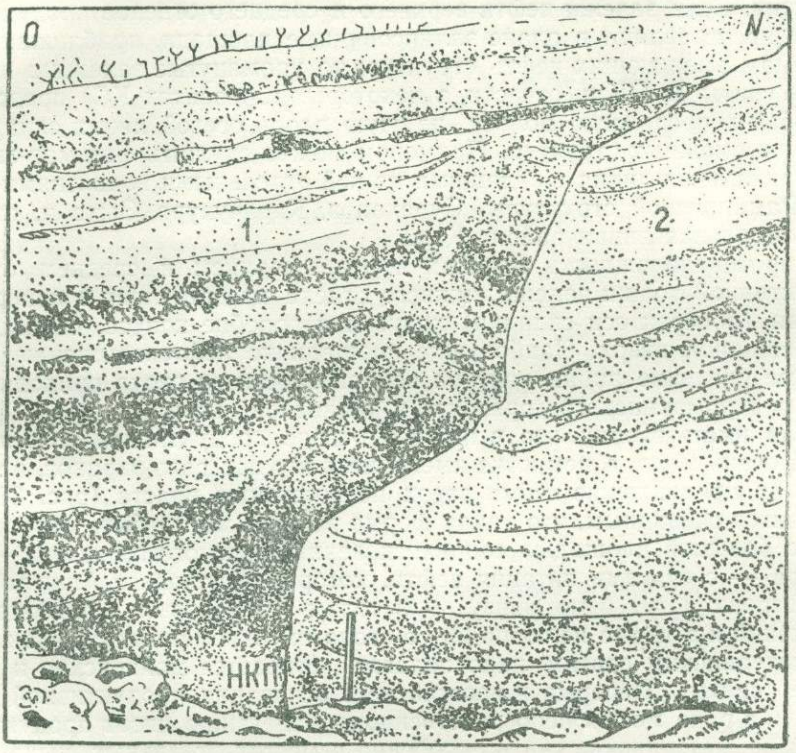


Рис. 88

Трещина — экран в нижнем отделе продуктивной толщи (Бинагады, НКП).

1 — насыщенный нефтью песок; *2* — песок водоносный (без нефти)

Богатейшие нефтяные месторождения — Кала, Балахано-Раманинской площади, Сураханов, Карачухура, Биби-Эйбата и др. достаточно ясно иллюстрируют это положение.

ЗАЛЕЖИ НИЖНЕГО ОТДЕЛА ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ

Нижний отдел продуктивной толщи, к которому относится калинская (КаС), подкирмакинская (ПК), кирмакинская (КС), надкирмакинская песчаная (НКП) и надкирмакинская глинистая (НКГ) свиты, следует выделить в отдельную стратиграфическую единицу из-за перерыва в отложениях на границе с верхним отделом. Этот перерыв сыграл весьма существенную роль в формировании нефтяных залежей Апшеронского полуострова, обусловив все своеобразие в залегании нефти по разрезу продуктивной толщи.

Особенностью залегания нефти в калинской, подкирмакинской и отчасти кирмакинской свитах, этих богатейших горизонтах продуктивной

толщи, является их интенсивное насыщение нефтью на крыльях складок и отсутствие ее в тех местах, которые в плане и разрезе совпадают с мощным насыщением горизонтов верхнего отдела.

Обычно зона насыщения крыла представляет собой площадь, идущую в виде полосы вдоль осевой линии складки и ограниченную со стороны свода продольным нарушением (сбросом или взбросом), за которым вверх по восстанию насыщение уже незначительно. К особенностям залегания нефти в калинской свите и в ПК следует отнести и непрерывность в нефтенасыщении какого-либо крыла всей антиклинальной линии, на которой в виде отдельных вздутий расположены брахиантиклинальные поднятия. Если залежи нефти верхнего и среднего отделов продуктивной толщи представляют в плане эллипсовидные площади, приближающиеся к формам вмещающих нефть структур, то упомянутые залежи в нижнем отделе свиты (в ПК и, отчасти, в некоторых горизонтах КС) представляют собой непрерывную полосу, идущую вдоль осевой линии складки по крыльям смежных структур. Примером может служить фатьмаи-зыхская антиклинальная линия с сидящими на ней отдельными поднятиями Балаханo-Раманинской структуры, Сураханов, Карачухура, Зыха и, отчасти, антиклинальная линия района Кала.

В противоположность залежам нефти в верхнем и среднем отделах продуктивной толщи залежь нижнего отдела представляет в поперечном сечении (поперек оси складки) конус или подобие конуса, обращенного уже вершиной вверх. Наибольшие площади по нефтенасыщению и наибольшее удаление линии контура нефтеносности от свода приходятся на долю подкирмакинского горизонта и калинской свиты.

Если иметь в виду, что в нижнем отделе продуктивной толщи нарушений очень мало, а немногие имеющиеся играют роль экранов, не допускающих продвижение нефти вверх по восстанию пласта (рис. 88), то становится очевидным, что такая форма залежи могла быть обусловлена только большой площадью соприкосновения базисного горизонта — коллектора — с очагами питания нефти, которые в условиях Апшеронского полуострова могут быть внизу — в толще миоценовых и олигоценовых отложений и в плане не совпадет со сводами современных складок. К таким материнским свитам, надо полагать, относятся майкопская и диатомовые свиты. Перерыв и несогласие в основании продуктивной толщи привели в ряде мест к непосредственному налеганию низов продуктивной толщи на материнские свиты, особенно в местах отдельных, ныне погребенных поднятий, почему доминирующим видом миграции нефти в подкирмакинском горизонте и калинской свите надо считать латеральную миграцию (боковую), с направлением вверх по восстанию пластов. Необходимо, конечно, иметь в виду, что обильное водонасыщение как подкирмакинского горизонта, так и всей продуктивной толщи в местах, не насыщенных нефтью, обязано погребенной воде. Наличие «общей» залежи по подкирмакинской свите для ряда смежных поднятий только подтверждает допустимость предположения о преобладающей боковой миграции нефти в ПК и калинской свите (КаС) в пределах Апшеронского полуострова и прилегающих к нему морских участков. Эти выводы по формированию нефтяных залежей в продуктивной толще подтверждаются открытием залежей в Чахнагляре и Ясамальской долине и залежей стратиграфического типа в калинской свите.

ЗАЛЕЖИ СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО ТИПА В ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩЕ

Открытие залежей «стратиграфического» типа в Ясамальской долине и в Чахнагляре в подкирмакинской и калинской свитах, на границе естественного выклинивания этих свит (как вдоль антиклинальных линий в

западной половине Бакинской мульды, так и отдельных складок восточной части Апшеронского полуострова) лишний раз подтверждает ту роль несогласий в разрезах нефтеносных областей, которой обусловлено нефтенасыщение ряда месторождений мира.

Залежи Чахнагляра, Ясамальской долины и Старого Кала, открывающие большие перспективы для разведочных работ по Апшерону, являются следствием регионального нефтенасыщения базисных пластов продуктивной толщи в силу близости их к нижезалегающим материнским породам и значительной доли боковой миграции в них от очагов питания в повышенные части пластов. Отсюда становится понятным, какое практическое значение должно играть тщательное изучение характера залегания подкирмакинской и калинской свит и ряда других горизонтов продуктивной толщи для поисков новых залежей нефти, не связанных непосредственно с нефтеносными структурами. Так, например, залежи типа Ясамальской долины и Чахнагляра могут быть встречены и в толще, залегающей ниже калинской свиты, также несогласно лежащей на комплексе подстилающих пород.

Наличие нефти на границе несогласного залегания — этого важнейшего фактора аккумуляции нефти в зонах, где в силу тех или иных причин могут быть созданы условия, ведущие к ее захватыванию, значительно расширяет пределы наших поисков не только на Апшеронском полуострове, но и в Кобыстане, обширной Прикуринской низменности и на морских участках. Здесь, при большом разнообразии структурных форм, изменения литологического состава коллекторов и известной доли несогласия или трансгрессивных перекрытий в толще слагающего разреза, особенно частыми могут быть случаи несовпадения залежей нефти в нижних горизонтах со сводовыми частями антиклинальных поднятий и куполов, т. е. с той поверхностной тектоникой, элементы которой являются до известной степени отправным пунктом в начальной стадии разведочных работ. Отсюда можно сделать вывод, что разведка каждого вновь выявленного поднятия не должна концентрироваться в узкой присводовой полосе структуры, а итти на выявление «стратиграфических» ловушек на далеких крыльях, где могут иметься благоприятные условия для ее аккумуляции и в «погребенных» структурах.

Этот вывод имеет достаточные основания потому, что всю нефтеносную область Юго-восточного Кавказа, Кобыстана и Прикуринской низменности надо рассматривать как сложенную из толщи коллекторов огромной мощности, несогласно лежащей на нижнеплиоценовых, а также на миоценовых и олигоценовых материнских свитах, обусловивших образование нефтяных залежей Апшеронского полуострова. Ряд прямых признаков нефтеносности на поверхности всей этой огромной территории (выходы газа, выбросы обломков пропитанных нефтью пород продуктивной толщи из грязевых вулканов и т. д.) заставляет предполагать, что интенсивное насыщение мы должны ожидать главным образом в нижних горизонтах продуктивной толщи, т. е. в тех пластах, которые, в силу несогласного прилегания к материнским породам, являются первыми нефтесборными горизонтами, аккумулирующими нефть в зонах выклинивания несогласно залегающих свит.

Так как литологический состав разреза, структура песков и характер изменения их по мощности и простиранию пласта играют весьма важную роль, являясь регулирующим фактором аккумуляции нефти, то наше внимание должно сосредоточиваться не только на поверхностной тектонике, но и на литологических изменениях отложений. Глубинная тектоника отдельных структурных форм и прилегающих к ним участков также заслуживает особого внимания, ибо сбросы в низах продуктивной толщи и, в частности, в подкирмакинском горизонте являются то-

же регулирующим фактором в процессе аккумуляции нефти, подобно выклинивающимся пластам. На примере нефтяных месторождений Апшеронского полуострова мы уже знаем, что иногда образование нефтяной залежи обязано исключительно пересечению структуры сбросом, сыгравшим роль экрана, который не допустил дальнейшего продвижения нефти в повышенные участки области, или же наличию погребенных складок. Примером могут служить залежи нефти в некоторых крыльевых частях складок по ПК и калинской свите, нефтяные месторождения в Бузовнах и в Гоусанах.

Ассоциацию многочисленных нефтеносных структур с определенным региональным поднятием или с краями широкого бассейна можно считать общим явлением и, следовательно, открытие нового регионального поднятия в нефтяном районе позволяет ожидать открытия новых залежей нефти. С этой точки зрения морские площади, дающие промышленную нефть, имеют все основания в будущем занять место Второго Апшерона.

В процессе разведочных работ на нефть нельзя недооценивать роли обширных синклинальных плато, по краям которых, в силу той же антиклинальной теории, могут быть встречены залежи нефти.

Главная роль синклиналей в районах с насыщенными водой песками состоит в том, что они образуют дренируемую площадь, которая доставляет нефть для скопления в пористых песках в примыкающих к ним складках. Известно, что количество нефти особенно велико там, где к поднимающейся складке примыкает большая синклиналь. В этом отношении и надо расценивать богатейшую нефтеносность Апшеронского полуострова и примыкающих к нему морских площадей. Разумеется, из поля зрения не должны выпадать и вопросы истории тектонических движений в нефтеносной области, так как на примере Апшеронского полуострова мы видим, что периодические движения создают благоприятные условия для аккумуляции нефти еще ранее того складкообразования, которое происходило после отложения продуктивной толщи.

Надо учитывать и то, что некоторые структуры могли стать нефтеносными только потому, что оказались благоприятными для аккумуляции нефти в соответствующий период ее образования. Другие складки, образовавшиеся позже, не могли уже служить для аккумуляции нефти из материнских пластов.

Обобщим наши выводы об условиях формирования нефтяных залежей Апшеронского полуострова, поскольку с ними необходимо считаться в процессе дальнейших поисков нефти в нашей нефтеносной области.

Относя начальный период миграции нефти в продуктивную толщу еще к «доперерывному» этапу, который завершился отложением надкирмакинских глин, мы вправе считать, что нефть из материнских пород на участках, осложненных чередованием прогибов и ныне погребенных диапирового типа поднятий, мигрирует прежде всего в самые нижние горизонты продуктивной толщи (например, в подкирмакинский и калинский пласты) и ввиду благоприятных условий для миграции (близость материнских пород) насыщает их на большом протяжении по простиранию. Основным видом миграции в этот период надо считать боковую, что подтверждается и наличием «стратиграфического» типа залежей на крыльях древних антиклинальных линий и структур.

Период «перерыва» после отложения надкирмакинских глин не отличался интенсивным складкообразованием в пределах Апшеронского полуострова. Поскольку не было стимула для образования открытых структур, за исключением, может быть, связанных с погребенными грязевыми вулканами, то подкирмакинская и калинская свиты почти целиком сохраняют залежь, образующуюся на огромной площади по простиранию.

В период отложения горизонтов верхнего и среднего отделов постепенно увеличивающаяся дислокация пластов обусловливает дальнейший подток нефти из материнских пород в базисные горизонты и концентрацию ее при боковой миграции как в отдельных эмбриональных поднятиях, так и в краевых повышенных частях депрессии.

Миграцию этого периода следует считать миграцией первой фазы в продуктивной толще.

Складчатость послеапшеронского времени, разбивая сводовые части структур рядом сбросовых трещин, создает условия для быстрой миграции нефти из калинской, подкирмакинской и кирмакинской свит — с повышенных уже для этого времени участков (и часто уже не совпадающих со сводами новых складок) в средний и верхний отделы продуктивной толщи, усугубляя процесс миграции явлениями диапиризма с непосредственным выдавливанием нефти снизу в залегающие выше пласты. В силу преобладания скорости вертикальной миграции по «зияющим» трещинам над боковой, нефть, оставаясь в нижнем отделе, за экранирующими нарушениями в крыльевых частях складок, обусловливает несовпадение оставшейся части залежей базисных горизонтов с залежами верхнего отдела продуктивной толщи.

Миграцию нефти в верхний и средний отделы продуктивной толщи надо считать миграцией второй фазы. Таким образом, в соответствии с условиями седиментации и тектогенезиса проявляется и характер миграции нефти в толще ее коллекторов.

Основным видом миграции в нижнем отделе продуктивной толщи, главным образом в самых нижних ее горизонтах, надо считать боковую миграцию, в верхнем и среднем отделах — вертикальную.

Исходя из этих положений, подтвержденных разработкой богатейших нефтяных месторождений Апшеронского полуострова, необходимо при поисках новых нефтяных залежей на обширной территории Кобыстана и Прикуринской низменности особое значение придавать разведке не только вширь, но и вглубь. Следует иметь в виду, что образование залежей нефти связано не только со структурным фактором, но и с условиями седиментации — несогласиями и перерывами на границах материнских свит с тем богатейшим коллектором нефти, каким является продуктивная толща всей нефтеносной области Юго-восточного Кавказа.

ОСНОВНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ПОИСКОВ НЕФТИ НА АПШЕРОНСКОМ ПОЛУОСТРОВЕ И В ПРИЛЕГАЮЩИХ К НЕМУ РАЙОНАХ

Уже на данном этапе исследования можно выделить основные факторы формирования нефтяных залежей Апшеронского полуострова.

Главная роль в аккумуляции нефти падает на антиклинальные складки или куполы. Почти все промышленные залежи в пределах Апшеронского полуострова обусловлены складкообразовательным процессом. Этот фактор продолжает преобладать среди других, устанавливаемых по мере дальнейшей разведки. Однако этим не исключается роль остальных, если они не в меньшей степени связаны с условиями тектоники и седиментации. Этой взаимосвязью обусловлено наличие выклинивающихся пластов, крупных продольных нарушений и погребенных складок, на что, например, может указывать залегание нефти в Бузовнинском нефтяном месторождении.

Стратиграфические залежи в выклинивающихся вверх по восстанию пластах на далеких крыльях антиклинальных линий с серией приурочен-

ных к ним отдельных поднятий, залежи за нарушениями на далеких крыльях ряда смежных брахиантиклинальных складок и, наконец, возможные скопления нефти в местах несогласного залегания самых нижних горизонтов продуктивной толщи в погребенных и частично эродированных во время перерывов поднятиях — все это в целом есть в сущности следствие единого геологического процесса — тектогенезиса и седиментации, непрерывно протекающего с временным превалированием одного из указанных явлений над другим. Поэтому каждый из этих факторов должен учитываться при проведении разведочных работ.

ПОИСКИ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Примером стратиграфических залежей на Апшеронском полуострове следует считать скопления нефти в ПК месторождения Чахнагляра и Ясамальской долины. Нефтяная залежь в виде непрерывной полосы приурочена к границе выклинивающегося подкирмакинского пласта, протягивающейся от северного побережья полуострова через Бинагады по западному краю Ясамальской долины к восточным крыльям Локбатанской складки. Промышленная залежь начинается от южного крыла Бинагадов (Чахнагляр) и непрерывно погружается на юго-восток вслед за линией выклинивания.

Погружение границы выклинивания подкирмакинского пласта и самой залежи (почти неуменьшающейся по ширине) в сторону депрессии (на юг) является прямым доказательством непрерывного опускания всей южной части Апшеронского полуострова, возросшего по своей интенсивности в период отложения сураханской свиты. Таким образом, залежи Чахнагляра и Ясамальской долины свидетельствуют о более ранней миграции нефти в базисные горизонты продуктивной толщи по сравнению с верхними, доказывая одновременно большую роль боковой миграции еще до окончания процесса отложения более молодых свит. Примером может служить залежь балахано-раманинской складки, на чем мы останавливались выше, при установлении зависимости между распределением нефти по удельным весам и элементам структуры этой антиклинали и Бинагадинского месторождения. Эти примеры характера залегания нефти в генетически отличных структурах заслуживают большого внимания при разрешении вопросов миграции нефти и формирования нефтяных залежей продуктивной толщи.

В пределах Апшеронского полуострова поиски стратиграфической залежи в ПК должны итти путем непрерывного прослеживания границы выклинивания этого пласта от южной части Ясамальской долины до восточных крыльев Карадагского нефтяного месторождения. Вся береговая полоса этой зоны заслуживает серьезного внимания. Следует также иметь в виду, что в западных районах Апшерона несогласие между продуктивной толщей и подстилающими ее отложениями проявляется в большей степени, чем в восточных, поэтому здесь мы можем встретиться со случаями образования стратиграфических залежей и в залегающих над ПК горизонтах — КС, НКП и даже «среднего отдела».

В нефтяных месторождениях Кала, Карачухур, Зых и Сураханы ниже подкирмакинской свиты были вскрыты и в 1940 г. начали вступать в разработку новые нефтеносные горизонты калинской свиты. На данном этапе разведки и разработки наметились черты распространения этой свиты. Весьма вероятно, что северная граница ее залегания, дугообразно очерчивая синклинальную впадину между калинской и фатьмаи-зыхской линиями складчатости, уходит далеко на северо-восток, в область морских нефтяных месторождений.

Наиболее прихотливо может проходить граница залегания калинской свиты в пределах Бакинской мульды от Раманов до Биби-Эйбата. Надо полагать, что здесь она в общем будет следовать направлению границы распространения подкирмакинской свиты и, обогнув бибиэйбатскую складку, примет юго-западное направление.

Наибольший интерес представляет вопрос о мощности всей толщи отложений, залегающих ниже подкирмакинской свиты в центральной части депрессии, равно как и характер сопряжения ее с подстилающими продуктивную толщу отложениями. Так как ни одна из скважин на далеком южном погружении Калинской складки, как и на восточном крыле Карачухурского поднятия, еще не достигла подстилающих продуктивную толщу пород, то вся мощность новой толщи пока неизвестна. Она может достигать значительных пределов. С другой стороны, мощность всей толщи может варьировать в зависимости от наличия погребенных или недоразвившихся поднятий в синклинальных участках, аналогично тому, как она уменьшается по направлению к сводам фатьмаи-зыхской и калинской линий складчатости. Последнее обстоятельство имеет практический интерес, если учесть, что калинская свита в пределах освещенной бурением части представляет собой глинисто-песчаную толщу, переслаиваемую мощными песчаными пластами. Повидимому, такая же закономерность, присущая всей продуктивной толще, будет продолжаться и ниже по разрезу.

Сочетание чередования песчаных и глинистых пластов с характером сопряжения их в зоне возможных поднятий в основании продуктивной толщи может создать благоприятные стратиграфические условия для аккумуляции нефти и в синклинальных участках.

Возможности такого допущения уже обоснованы нами (как следствие перерыва и несогласия на нижней границе продуктивной толщи) на примерах тектоники северо-западной части Апшеронского полуострова и прилегающих к нему областей Кобыстана.

Независимо от того, каков будет в деталях характер сопряжения базисных горизонтов продуктивной толщи с подстилающими отложениями в зоне депрессии, южное побережье Апшеронского полуострова и прилегающие острова могут оказаться в полосе максимальной мощности всех новых свит, залегающих ниже подкирмакинской и выше сураханской.

В случае появления здесь песчаных фаций мы можем встретиться с типичным видом стратиграфических залежей, простирающихся вдоль границы выклинивания песчаных пачек аналогично стратиграфической залежи ПК Чахнагляра и Ясамальской долины. Возможность эта подкрепляется тем, что южное побережье Апшерона с прилегающими островами приходится на долю краевой части огромной депрессии южного Прикаспия, которая должна представлять собой зону частой смены режима бассейна седиментации из-за близости области относительных поднятий. Весь гоусано-гюргянский промежуток с этой точки зрения представляет значительный интерес. Локальная изменчивость фации свит, являющихся коллекторами для нефти, может также создать условия для образования залежей стратиграфического типа.

В этом отношении особенно большого внимания должны заслуживать все нижние горизонты продуктивной толщи в местах их несогласного прилегания к подстилающим отложениям.

Несогласное залегание продуктивной толщи на подстилающих ее отложениях становится важнейшим фактором в деле поисков новых нефтяных залежей и за пределами Апшеронского полуострова. Районы Кобыстана, Прикуринской и Прикаспийской низменностей весьма перспективны в этом отношении и требуют нового подхода к оценке всей окраинной полосы развития как продуктивной толщи, так и нижезалегающих отложений.

ПОИСКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, СВЯЗАННЫХ С ВОЗМОЖНО ПОГРЕБЕННЫМИ ПОДНЯТИЯМИ ИЛИ СКЛАДКАМИ

Касаясь вопроса о характере сопряжения продуктивной толщи с подстилающими ее отложениями, мы привели достаточно аргументов для того, чтобы тектонику послеапшеронской складчатости не считать единственным критерием для поисков нефтяных залежей. Вывод этот подкрепляется разницей в компетентности пород продуктивной толщи с подстилающими ее отложениями и с завершающими разрез третичных отложений мощными известняками апшеронского яруса.

При сравнении геологической и тектонической карт Юго-восточного Кавказа со всей отчетливостью выявляется несоответствие степени дислоцированности продуктивной толщи, особенно ее базисных свит, спокойной и величавой складчатости областей развития апшеронских известняков. Кольцевая и ветвящаяся складчатость области опускания юго-восточного погружения Кавказского хребта и прилегающих областей Кобыстана не везде совпадает с региональным направлением линий складок. Все это вместе взятое заставляет смотреть на Апшеронский полуостров как на область, тектоника которой гораздо сложнее представляемой нами на основании одних поверхностных данных. Об этом в свое время говорил академик И. М. Губкин, первый охарактеризовавший краевую зону Кавказского хребта как область опускания с присущей ей своеобразной складчатостью. В настоящее время нехватает данных, чтобы получить конкретное представление о тектоническом соотношении послеапшеронских линий складчатости с дислокацией самых нижних горизонтов продуктивной свиты и подстилающих ее отложений, погребенных под более чем двухкилометровой толщей осадков. И все же в пределах Апшеронского полуострова можно выделить ряд участков, тектоника которых с интересующей нас точки зрения заслуживает наибольшего внимания. Уже на основе рассмотрения непосредственно прилегающих к Апшеронскому полуострову областей можно сделать вывод, что места наиболее сильных изгибов осей складок в горизонтальной плоскости являются местами разветвления складок, а иногда и приуроченности грязевых вулканов. Само собой разумеется, что этот момент не является случайным, а локально связан с механизмом складчатости.

Надо также иметь в виду, что поднятия или антиклинальные складки позднейшего времени, фиксируемые по известнякам апшеронского яруса или верхним слоям продуктивной толщи, иногда только в очень слабой степени бывают связаны с тектоникой подстилающих продуктивную толщу отложений, поскольку деформирующие усилия местами оказывают иное действие на нижние слои разреза. Поиски таких закрытых структурных форм могут итти с помощью предварительного проведения геофизических методов разведки или газовой съемки с последующим глубоким бурением.

Перейдем к вопросу выделения участков, заслуживающих внимания разведки на поиски складок, подчиненных позднейшей складчатости и не отражающихся на поверхности в силу погребения их под толщей более молодых, не участвующих в складчатости отложений.

В пределах западной и восточной частей Апшеронского полуострова заслуживают особого внимания две ясно выраженные тектонические линии антиклинальных поднятий, опоясывающих два крупных синклинальных плато: Гездекское и Бакинской мульды, связанных между собой сложной системой поднятий бинагады-сулутепинского промежутка. Хотя эти линии образуют участки так называемой «кольцевой складчатости», по существу они входят в систему восточного продолжения линий складчатости общекавказского направления.

Разумеется, что кольцевыми обе эти системы можно считать приближенно, так как местами они образуют довольно крутые изгибы оси с поворотом до 90°. Нельзя оставить без внимания и тот факт, что сопряжение «кольца» со смежным антиклинальным поднятием чаще приурочено к местам этих крутых заворотов осей. Так, например, в шонгар-кизилтепинском участке (юго-западной части гездекского) разветвление локбатан-путинской складки на гюльбахтскую и карадагскую идет под углами, близкими к прямым.

На протяжении от Локбатана до Шабандага, где происходит изменение широтного направления локбатан-путинской оси на меридиональное — Шубанинского поднятия, к кольцу причленяется куполовидная складка Бибиэйбатского нефтяного месторождения, территориально принадлежащая уже юго-западной части Бакинской мульды. Причленение отдельных поднятий к местам относительно резких изгибов осей основных линий складок может иметь место и на протяжении не менее рельефно выраженной фатьмаи-зыхской линии складчатости. Тождество условий складкообразования не исключает этого допущения. Фатьмаи-зыхская антиклинальная линия, начинаясь фатьмаинской складкой и ондулируя на всем своем протяжении, трижды резко изменяет направление с широтного (или близкого к нему) на меридиональное. Первый относительно резкий поворот падает на участок Дыгя-Магомедлы, где ось собственно фатьмаинской складки принимает широтное направление с тем, чтобы в районе Раманов снова изменить его на близкое к меридиональному раманино-зыхскому, с отклонением к востоку в районе Сураханов и к западу — у Карачухура.

На общем же фоне всей фатьмаи-зыхской антиклинальной линии по мере погружения шарнира складки с северо-запада на юго-восток можно выделить пять пунктов относительного изменения ее направления: дыгямагомедлинский, богбогинский, раманинский, сураханский, карачухурский. Однако быстрее всего эти изменения происходят у Богбога и в сураханском поднятии, что обусловливает крутое падение пластов на выпуклых сторонах изгибов оси в этих местах. Если бибиэйбатская складка наиболее близко расположена к той части Шубанов, где пласты в месте изменения направления оси у Аташкя падают очень круто, то богбогинский и сураханский изломы осей антиклинальной линии, возможно, обусловливают наличие погребенных поднятий, генетически связанных с поворотами оси и расположенных где-то близко от места перегибов. Таким участком на восток от Сураханов может быть сурахано-гоусанский.

На материковой части восточного Апшерона, за меридианом Зыха, отчетливо выделяется только одно калинское поднятие. Вся окружающая площадь представляет собой огромную равнину, слабо наклоненную в юго-восточном направлении. Ось калинской складки в пределах разрабатываемой ее части имеет СЗ—ЮВ направление. Поскольку калинская складка является одной из наиболее погруженных среди разведанных и приходящихся на долю Апшеронской депрессии, то сказать на основании лишь поверностных данных, какого вида дислокацию можно ожидать на ее северном и южном погружениях, — трудно. Особенно затруднительно это после открытия Бузовнинского месторождения. Приуроченное к погребенному поднятию продуктивной толщи и очень слабо отражающееся в верхних горизонтах апшеронского яруса, Бузовнинское поднятие можно считать складкой, кулисообразно расположенной по отношению к калинской и предполагаемой маштагинской, но генетически связанной с общим маштаги-бузовнино-калинским направлением линии складчатости, берущей начало в Кюрдаханах.

Учитывая тенденцию соседней фатьмаи-зыхской складчатости линий — по мере погружения ондулировать и принимать южное направление,

можно ожидать такое же явление и в отношении калинской складки ниже широты озера в Старом Кала, где может быть новое поднятие с отклонением оси на запад или восток. Учитывая, что размах колебания при образовании отдельных поднятий на этой антиклинальной линии может быть не очень большим, необходимо соответственно этому располагать разведочные скважины в районе Туркян.

Покровы современных отложений и древнего Каспия делают всю юго-восточную часть Апшеронского полуострова недоступной для непосредственного наблюдения за тектоникой апшеронского яруса. Однако не только одно это обстоятельство должно решать вопрос о поисках новых нефтяных залежей в юго-восточной части полуострова. Несогласное залегание продуктивной толщи на подстилающих ее отложениях и черты «допродуктивной» складчатости — вот, что также может определить скопление нефти в низах продуктивной толщи в слабо выраженных поднятиях — своего рода недоразвившихся складках. По этим соображениям вся полоса восточного и южного побережья должна представлять большой интерес (банки Макарова, «1906 года»). Полоса эта заслуживает внимания потому, что на фоне депрессии Апшеронского полуострова она являлась краевой зоной, окаймляющей область относительного поднятия еще в период отложения самых нижних горизонтов продуктивной толщи.

Роль же краевой области древнего рельефа — большой антиклинальной линии островоартемовского направления — в тектоническом отношении аналогична локбатан-шубаны-кюрдаханской. Обе эти линии складчатости являются бортами зоны относительного опускания, приходящейся на долю значительной площади центральной части Апшеронского полуострова. Тектоника этих участков, вполне определяя их былую роль краевых зон депрессии, является наиболее сложной на фоне остальных складчатых линий Апшеронского полуострова.

ПОИСКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, СВЯЗАННЫХ С НАРУШЕНИЯМИ ВДОЛЬ ОСНОВНЫХ ЛИНИЙ СКЛАДЧАТОСТИ

В числе факторов, влияющих на формирование нефтяных залежей в продуктивной толще, одно из главных мест занимают нарушения.

Путями миграции нефти в мощные толщи верхнего и среднего отделов продуктивной толщи, представляющих частое чередование песчаных и глинистых слоев, могли быть, главным образом, тектонические нарушения, трещины и разрывы от растягивающих усилий, обычно приуроченные к присводовым частям складок. Доказательством этого служит роль тектонических нарушений в верхнем отделе продуктивной толщи. Сбросы и взбросы нижнего отдела в последней стадии своего развития обычно являются экранирующими, т. е. служат границами при распределении нефти по отдельным тектоническим полям.

Нарушениям нижнего отдела, сыгравшим большую роль в аккумуляции нефти на некоторых этапах формирования структур, обязано образование и сохранение богатейших нефтяных залежей в подкирмакинской, а местами и калинской свитах ряда месторождений Апшеронского полуострова. Эта роль нарушений в гораздо меньшей степени присуща верхнему и среднему отделам, главным образом, потому, что нарушения здесь являются сравнительно «молодыми» и по своей природе «зияющими», возникшими, как мы уже сказали, от растягивающих усилий. Амплитуда таких местных нарушений верхнего отдела также сравнительно невелика по сравнению с теми, которые приурочены к нижнему отделу и часто являются региональными, проходящими через ряд смежных месторождений и нарушающими сплошность пластов нижнего отдела продуктивной толщи (Шубаны, Локбатан, остров Артема).

Наличие богато насыщенных нефтеносных полей по ПК на далеких крыльях за нарушениями, как и вдоль границы выклинивания ПК в Чахнагляре и в Ясамальской долине, служит также подтверждением преобладания боковой миграции нефти в горизонтах, залегающих на границе продуктивной толщи с подстилающими ее отложениями. Тектонические нарушения в нижнем отделе продуктивной толщи, создавая условия для аккумуляции нефти, играют настолько важную роль, что в некоторых случаях являются основным фактором в образовании непрерывных залежей ряда смежных куполовидных поднятий. Наличию крупных нарушений, как мы отмечали выше, и обязано образование нефтяной залежи в виде непрерывной полосы, идущей вдоль северо-восточных и восточных крыльев Балахано-Раманинского, Сураханского, Карачухур-Зыхского антиклинальных поднятий.

Это обстоятельство имеет большое практическое значение, так как наличие нарушений на далеких крыльях антиклиналей может способствовать образованию нефтяных залежей и за пределами уже оконтуренных нефтяных полей, расположенных ближе к сводовым частям складок и открытых ранее только потому, что здесь были заложены первые поисковые скважины.

Разумеется, что образование продольных нарушений, выявленных в процессе разработки нефтяных месторождений, обязано, главным образом, напряжениям, развивающимся в пределах линий складчатости, т. е. локально с ними связанным. Исходя из этого, мы не имели бы оснований считать, что дизъюнктивная дислокация в разрезе продуктивной толщи должна выходить за пределы складок, если бы не учитывали, что тектоника ее нижнего отдела значительно сложней, чем она представляется нам на данном этапе разведки. По мере расширения фронта разведочных работ мы получаем материал, заставляющий считать, что не только пликативная дислокация, но и нарушения в сплошности разреза местами носят региональный характер, являясь следствием механизма складчатости зоны депрессии.

Одно из таких нарушений проходит в северной части Апшеронского полуострова от северо-западного окончания о. Артема к южной части Кюрдаханов. Образование это связано с зоной относительного поднятия в северной части депрессии и играет важную роль в распределении нефтенасыщения в нижнем отделе продуктивной толщи Бузовнинского месторождения. Наличие зон относительных поднятий — шубанинского на западе и мардакяно-островоартемовского на востоке депрессии Апшеронского полуострова также обусловливает своеобразие тектоники ее бортов. Мы уже знаем, что особенностью Шубанов, как и острова Артема, — поднятий, расположенных на бортах апшеронской депрессии, является надвиговый характер их нарушений. Обе складки разорваны вдоль оси и смещены по направлению от центральной зоны депрессии к периферии.

Аналогичные условия могли существовать и вдоль оси морской мардакянской складки. Здесь, надо полагать, также возникали интенсивные нарушения ниже продуктивной толщи с синхроничными грязевыми вулканическими проявлениями.

На основании этих предпосылок необходимо считать, что аналогичная тектоника может быть развита на всем протяжении восточного борта депрессии по направлению на северо-запад и на юго-восток.

Все восточное побережье Апшеронского полуострова от северных островов и банок до Нефтяных Камней может оказаться зоной сплошной нефтеносности. Скопления нефти здесь могут быть образованы как погребенными поднятиями, так и нарушениями надвигового характера, создающими преграду на пути продвижения нефти от центральных частей депрессии к ее бортам.

В отличие от многих других полезных ископаемых, газы и нефть, благодаря огромному запасу заключенной в них движущей энергии, проходят иногда очень длинный путь, прежде чем сконцентрироваться в тех местах, где они образуют мощные промышленные скопления. Отсюда и большое разнообразие форм и видов нефтяных залежей в толще вмещающих их коллекторов.

Еще сравнительно недавно при поисках нефти ограничивались небольшим числом признаков, из которых структурному фактору (форме складки) отдавалось предпочтение. Наличие купола или антиклинальной складки считалось непременным условием образования промышленного скопления нефти, а потому и поиски нефтяных залежей сводились к поискам куполов. Надо отметить, что большинство из первых открытых нефтяных месторождений действительно было приурочено к антиклинальным складкам, но это объяснялось главным образом тем, что антиклинальные складки легко достигались буровыми скважинами и в большинстве случаев достаточно рельефно отражались на дневной поверхности. Разумеется, что структурный признак и сейчас является одним из главных, но он не должен служить препятствием для поисков нефти в ряде мест, не связанных с антиклинальной складкой.

За последнее время нефтяная промышленность обогатилась достаточным числом примеров, когда по соседству с антиклинальной формой открывались богатейшие нефтяные залежи, имеющие только косвенное отношение к складке. С увеличением числа разведочных площадей мы все более и более знакомимся со всем разнообразием нефтяных залежей, которые открываются в недрах необъятных пространств Советского Союза.

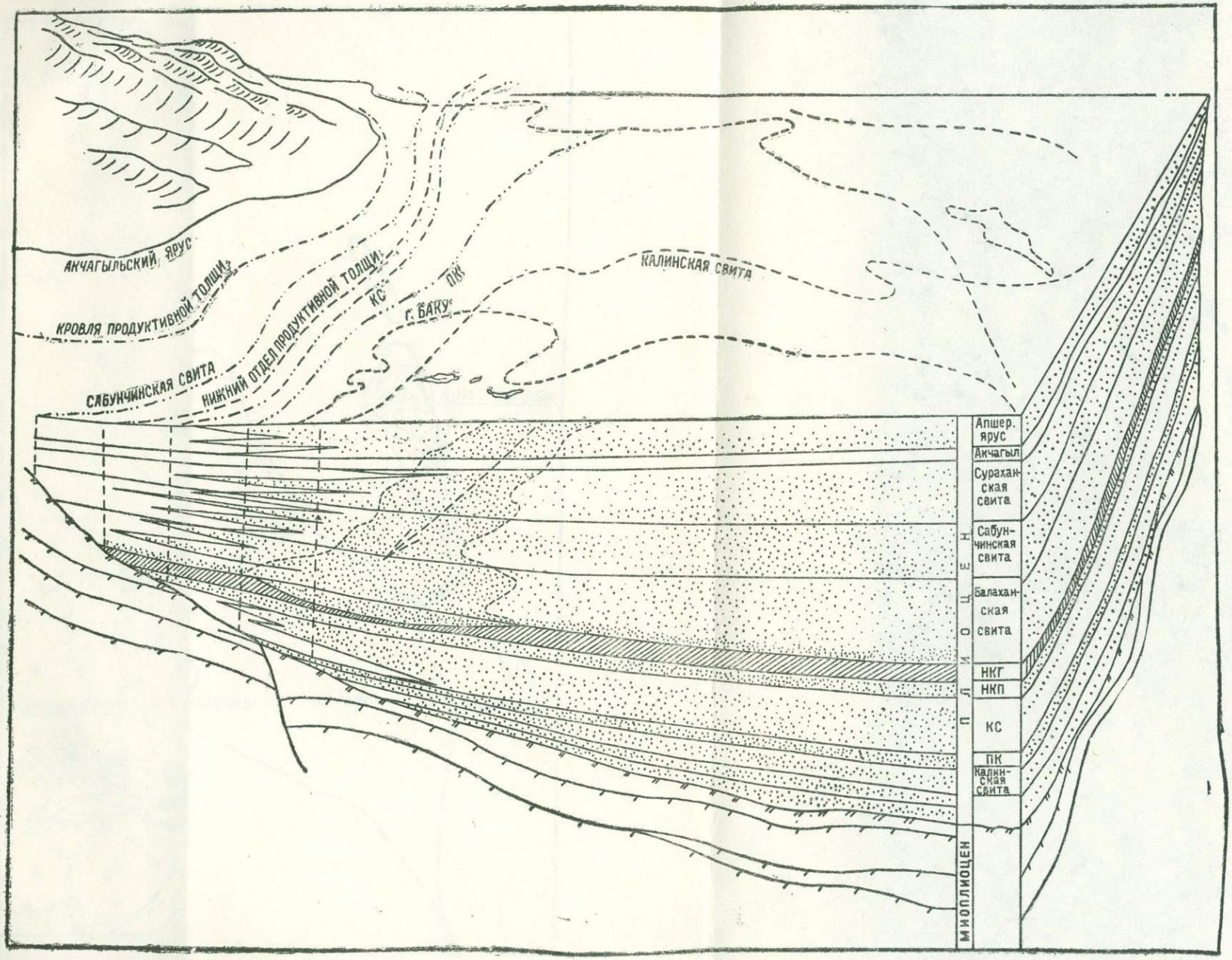
На Апшеронском полуострове и в прилегающих к нему районах Юго-восточного Кавказа мы за последнее время имеем ряд примеров, которые выявляют недостаточность прежних методов поисковых работ и, наоборот, говорят о том, что смелая разведка значительно расширяет перспективы открытия нефтяных залежей.

Теперь уже достаточно известно, что положение нефтяной залежи определяется не только антиклинальной складкой, но и другими факторами, из которых переход проницаемой породы в малопроницаемую или непроницаемую играет главную роль. Это обстоятельство и обусловливает возникновение залежей так называемого «стратиграфического типа».

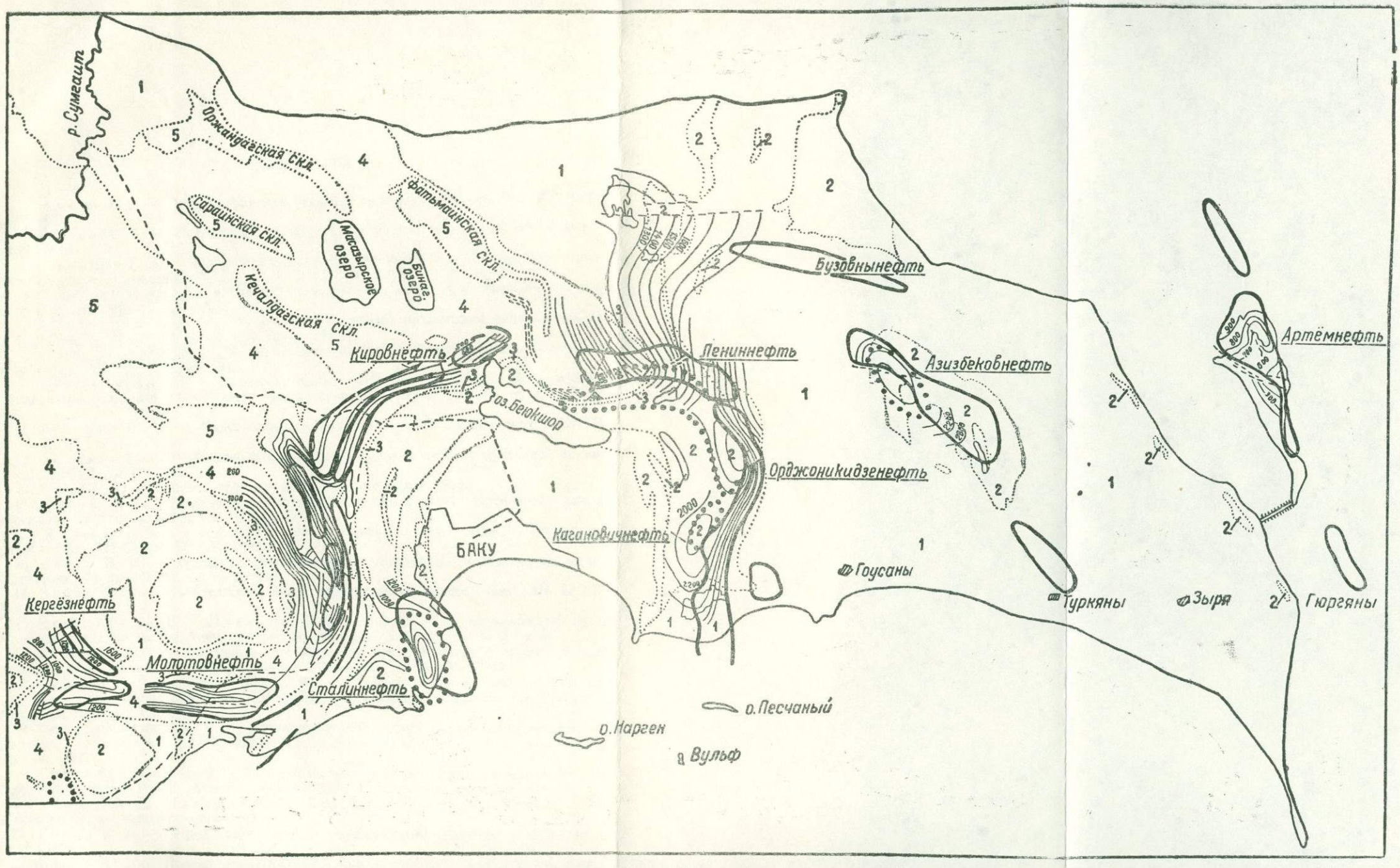
Выклинивание пласта может обусловить скопление в нем нефти в таких местах нефтеносной области, которые не совпадают с наиболее повышенными частями геологических структур.

Разумеется, что положение в разрезе нефтеносной области материнских свит, служащих источником питания коллекторов, есть основной фактор в формировании нефтяных залежей, так как им предопределяются все особенности в залегании нефти. Огромная площадь распространения материнских пород (миоцен, олигоцен), подстилающих продуктивную толщу Апшеронского полуострова с прилегающими к нему морскими участками, дает все основания для поисков нефти не только в антиклинальных складках, но и в выклинивающихся по восстанию пластах.

Нефтяные месторождения продуктивной толщи Апшеронского полуострова и прилегающих к нему морских площадей являются блестящим доказательством нефтяных богатств и того разнообразия в залегании нефти, которое находится в зависимости от всех перечисленных и других факторов.



Апшеронский полуостров. Схема залегания продуктивной толщи



Апшеронский полуостров. Карта нефтяных месторождений.

1 — современные и древнекаспийские отложения; *2* — апшеронский ярус; *3* — акчагыльский ярус; *4* — продуктивная толща; *5* — отложения, подстилающие продуктивную толщу. Контуры нефтяных залежей: ...верхний отдел продуктивной толщи; —— нижний отдел продуктивной толщи; ——— структура по кровле ПК

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев А. Г. — Петрография продуктивной толщи Кабристана. Изд. АН Азерб. ССР, 1947.

2. Алиев А. Г. — Петрография третичных отложений Азербайджана. Азнефтеиздат, 1949.

3. Ахмедов Г. А. — Параллелизация разрезов продуктивной толщи юго-восточного Кобыстана и западного Апшерона. Изв. АН Азерб. ССР № 2, 1948.

4. Авдусин П. П. — Грязевые вулканы Крымско-Кавказской геологической провинции. М.—Л., АН СССР, 1948.

5. Апресов С. М. — Нефтеносность юго-западной прибрежной подводной полосы Каспийского моря. ОНТИ, Азнефтеиздат, 1933.

6. Абрамович М. В. — Новые взгляды на геологическое строение Ленинского района. Изд. АН Азерб. ССР, 1945.

7. Абрамович М. В. — Изменение свойств нефти в нефтеносном пласте в связи с условиями его залегания. Труды геологического Института. АзФАН, т. XIX, Баку, 1939.

8. Батурин В. П. — Палеогеография по терригенным компонентам. АзОНТИ, 1937.

9. Батурин В. П. — Физико-географические условия века продуктивной толщи. Труды АзНИИ, Баку, 1931.

10. Брод И. О. — Залежи нефти и газа. Гостоптехиздат, 1951.

11. Бюсс Е. И. — Сейсмические условия Закавказья, ч. I. Хронология землетрясений в Закавказьи. Изд. АН СССР, 1948.

12. Варенцов М. И. — Геологическое строение западной части Куринской депрессии. Изд. АН СССР, М.—Л., 1950.

13. Вебер В. В. — Проблема нефтеносности палеогеновых и миоценовых слоев Кабристана. Труды НГРИ, серия А, вып. 110, 1939.

14. Вебер В. В. — Нефтеносные фации продуктивной толщи. Изв. АН СССР № 2, 1945.

15. Вистелиус А. Б. и Миклухо-Маклай А. Д. — О нижнепермской гальке из продуктивной толщи Апшеронского полуострова. ДАН СССР № 2, 1950.

16. Губкин И. М. — Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтеносностью этой области. Горгеолнефтеиздат ОНТИ—НКТП СССР, 1934.

17. Губкин И. М. и Федоров С. Ф. — Грязевые вулканы Советского Союза и их связь с генезисом нефтяных месторождений Крымско-Кавказской геологической провинции. Изд. АН СССР, 1938.

18. Голубятников Д. В. — Детальная геологическая карта Апшеронского полуострова, планшет IV—3 (Аташкинский район). Труды Геол. ком., нов. серия, вып. 130, 1927.

19. Голубятников Д. В. — Детальная геологическая карта Апшеронского полуострова, планшет III—3 (Хурдалан—Бинагады). Геологический комитет, 1931.

20. Гутыря В. С., Масумян В. А., Бух Д. Н., Лисовская С. М. — Нефти Азербайджана. Азнефтеиздат, 1945.

21. Горин В. А. — Продуктивная толща Апшеронского полуострова. АзГОНТИ, Баку, 1939.

22. Горин В. А. — Поиски новых нефтяных залежей в продуктивной толще Апшеронского полуострова. Азнефтеиздат, Баку, 1944.

23. Горин В. А. — К вопросу поисков новых залежей нефти на Апшеронском полуострове. АНХ № 3, 1939.

24. Жабрев Д. В. — Изменение состава вод по нефтяному месторождению в целом и по отдельным пластам. Труды Института геологии им. И. М. Губкина, т. XIX, Баку, 1939.

25. Игнатович Н. К. — К вопросу о гидрогеологических условиях формирования и сохранения нефтяных залежей. ДАН СССР, т. XLVI, № 5, 1945.
26. Калицкий К. П. — Научные основы поисков нефти. Гостоптехиздат, 1944.
27. Ковалевский С. С. — Грязевые вулканы южного Прикаспия. Азгостоптехиздат, 1940.
28. Луппов Н. В. — К геологии окрестностей Красноводска. Бюлл. Моск. общ. испыт. природы, т. XXX, вып. 3, 1945.
29. Мехтиев Ш. Ф. — К вопросу о формировании нефтяных залежей Апшеронского полуострова. Изв. АзФАН № 6, 1944.
30. Мехтиев Ш. Ф. — К вопросу о расчленении разреза продуктивной толщи Азербайджана. ДАН Азерб. ССР, т. VIII, № 2, 1952.
31. Мирчинк М. Ф. — Нефтяные месторождения Азербайджана. Труды объединения «Азнефтедобыча». АзГОНТИ, 1939.
32. Мирчинк М. Ф. — Тектонические проблемы юго-восточного Кавказа. Азнефтеиздат, 1935.
33. Малиновский Н. В. — Каталог землетрясений. Труды АзОЗФАН, .физ. хим. сер., т. X, 1935.
34. Мустафаев И. С. — К вопросу об условиях отложения песков в продуктивной толще Апшеронского полуострова. ДАН СССР № 2, 1949.
35. Наливкин Д. В. и Луппов Н. В. — Палеозой Туаркырской антиклинали. Изв. АН СССР № 4, 1936.
36. Пейве А. В. — Глубинные разломы в геосинклинальных областях. Изв. АН СССР, серия геологическая, № 5, 1945.
37. Потапов И. И. — Ритмичность отложений продуктивной толщи Апшеронского полуострова. Изв. АН Азерб. ССР № 2, 1947.
38. Потоловский Л. А. — Нефтяные природные газы Апшеронского полуострова. Азнефтеиздат, Баку, 1944.
39. Путкарадзе А. Л. — Продуктивная толща Кабристана. АНХ № 6, 1940.
40. Пустовалов Л. В. — Петрография осадочных пород, ч. I и II. Изд. нефтяной и горнотопливной литературы, 1940—1941.
41. Ронов А. Б. — К вопросу о грязевом вулканизме юго-восточного Кавказа. ДАН СССР, нов. серия, т. XV, № 1, 1949.
42. Султанов А. Д. — Литология нефтеносной продуктивной толщи Азербайджана. Изд. АН Азерб. ССР, 1949.
43. Сулин В. А. — Воды нефтяных месторождений. ОНТИ—НКТП, 1935.
44. Стратиграфия СССР. Неоген СССР, т. XII. Изд. АН СССР, 1940.
45. Фукс-Романова Г. Ю. — К петрографии продуктивной толщи. АзГОНТИ, 1939.
46. Хаин В. Е. — Геотектоническое развитие юго-восточного Кавказа. Азнефтеиздат, 1950.
47. Чернобров В. — К петрографии продуктивной толщи Апшеронского полуострова. НХ № 11—12, 1927.
48. Якубов А. А. — Грязевые вулканы западного Апшерона и их связь с нефтеносностью. Изд. АзФАН СССР, 1945.

ОГЛАВЛЕНИЕ

От автора 5

Часть первая

Основные черты геологического развития западного борта Южно-Каспийской впадины 7

Условия осадконакопления и текстурные особенности отложений 7

Палеоген, миоцен 7

Продуктивная толща 12

Условия отложений продуктивной толщи Апшеронского полуострова и юго-восточного Кобыстана 15

Роль тектонических процессов в осадконакоплении 27

Генезис продуктивной толщи 32

Продуктивная толща и нефтеобразование 37

Тектоника и стратиграфия Кобыстана в среднем плиоцене 37

Тектонический фактор и его роль в формировании нефтяных залежей . . 48

Основные черты тектоники Каспийской впадины и грязевой вулканизм 48

Основные закономерности проявления грязевого вулканизма 50

Формирование структур (складок) и создание предпосылок для миграции нефти в продуктивную толщу 67

Часть вторая

Формирование нефтяных залежей продуктивной толщи Апшеронского полуострова 83

Распределение нефти по разрезу продуктивной толщи Апшеронского полуострова 84

Нефть, газ, пластовая вода и вмещающие их отложения 100

Распределение нефти по удельным весам в месторождениях Апшеронского полуострова 100

Нефть и битумы продуктивной толщи 113

Газы продуктивной толщи 121

Воды продуктивной толщи 122

Залегание нефти на Апшеронском полуострове и проблема дальнейших поисков ее в юго-восточной части Кавказа 132

Залежи верхнего и среднего отделов продуктивной толщи 133

Залежи нижнего отдела продуктивной толщи 135
Залежи стратиграфического типа в продуктивной толще 136
Основные предпосылки для дальнейших поисков нефти на Апшеронском полуострове и в прилегающих к нему районах 139
Поиски стратиграфических залежей нефти 140
Поиски нефтяных залежей, связанных с возможно погребенными поднятиями или складками 142
Поиски нефтяных залежей, связанных с нарушениями вдоль основных линий складчатости 144
Литература 147

Фото рисунков 1, 14.—И. И. Потапова, 30, 31, 34, 35, 39, 40 — А. А. Якубова, зарисовки обнажений—В. А. Горина

Подписано к печати 12/IX 1953 г. Формат бумаги 70×103¹/₁₆—5,5 бум. лист.
Печатн. лист. 9,5+8 вклеек .Учет. изд. лист. 14,1. Заказ 15/с.

5459