ТЕКТОНИКА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МАНГЫШЛАКА И УСТЮРТА

Т-31

ТЕКТОНИКА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МАНГЫШЛАКА И УСТЮРТА

Под редакцией члена-корреспондента АН СССР
М. Ф. Мирчинка

181

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1972

Институт геологических наук АН СССР
Библиотека

УДК 553. 98 + 551.24(574.12)

Тектоника и нефтегазоносность Мангышлака и Устюрта. *Мирчинк М. Ф., Есенов Ш. Е., Бененсон В. А., Летавин А. И., Оруджева Д. С.* М., изд-во «Недра», 1972, стр. 240.

Книга посвящена тектонике и нефтегазоносности Мангышлака и сопредельных территорий Закаспия.

В ней приводятся сведения о структуре складчатого фундамента, переходного комплекса и платформенных образований этой территории.

Большое внимание уделено характеристике локальных поднятий.

Приводятся данные о строении залежей нефти и газа, их классификации, а также сведения о нефтегеологическом районировании территории.

Книга рассчитана на геологов, занимающихся тектоникой платформ и интересующихся региональной нефтегазоносностью.

2-9-1
188-71

ВВЕДЕНИЕ

Выявленные за последние годы месторождения нефти и газа на территории Южного Мангышлака привели к созданию здесь крупного нефтегазодобывающего центра страны.

Большое значение для развития нефтегазодобывающей промышленности в соседних с Мангышлаком районах — Северном и Южном Устюрте — имеют месторождения газа — Чумышты — Чагырлы, Кызылойское, Северо-Кызылойское, Базайское, Шахпахтинское и нефти — Арстановское. Таким образом, сбылись предвидения геологов, отмечавших высокие перспективы п-ова Мангышлак и сопредельных территорий Закаспия. Однако дальнейшее развитие поисковых работ по выявлению новых месторождений нефти и газа на этой обширной территории из года в год существенно уточняется и корректируется. Новая геологическая и геофизическая информация вносит важные дополнения в сложившиеся ранее представления о структуре фундамента, перекрывающих отложений чехла и переходного комплекса.

Обобщению этих данных с целью уточнения геологического строения территории в связи с возможностью выявления новых скоплений нефти и газа и посвящена настоящая книга.

Проведенная работа позволила сформулировать некоторые новые заключения по тектонике и нефтегазоносности Мангышлака и Устюрта.

В первых разделах книги приводится описание состава палеозойского складчатого фундамента и пермо-триасового переходного комплекса. Породы палеозойского фундамента представлены разнообразным комплексом осадочных, метаморфических и магматических образований. Приведены новые данные об особенностях строения мезозойских и кайнозойских отложений, а также сведения об истории развития территории.

Комплекс структурно-геологических исследований уточняет новую схему тектоники мезозойских отложений.

Особое внимание уделено изучению строения и истории развития локальных поднятий.

В разделе, посвященном нефтегазоносности территории, впервые приводится подробная характеристика нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов. В их пределах рассматривается строение продуктивных горизонтов и подгоризонтов и выделены этажи и подэтажи нефтегазоносности. Обобщены данные о физико-химических свойствах нефти и газа и на базе изучения месторождений составлена классификация залежей нефти и газа.

На основе обобщения комплекса данных проведено нефтегеологическое районирование территории с обоснованием выделения нефтегазоносных областей и зон нефтегазонакопления и дана сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности Мангышлака и Устюрта.

Работа составлена по материалам производственных организаций и научно-исследовательских институтов, ведущих работы на территориях п-ова Мангышлак и плато Устюрта. Помимо этих данных, использованы также результаты исследований, проведенных сотрудниками Мангышлакской экспедиции ИГ и РГИ.

Кроме авторов, в составлении ряда графических построений принимали участие сотрудники лаборатории структурно-геологического анализа ИГ и РГИ М. З. Вортман, И. М. Пацула, К. К. Нуржанов, Н. К. Громова, Е. Н. Бессонова, А. Д. Головченко. В написании раздела о геолого-статистическом анализе развития локальных поднятий участвовала Е. А. Дыма.

Авторы приносят благодарность Ю. К. Юферову, В. П. Токареву, З. Е. Булекбаеву, Н. Я. Кунину, У. М. Мамбетову, В. В. Козмодемьянскому, Л. П. Дмитриеву и другим геологам производственных и научно-исследовательских организаций за консультации и ценные советы, которыми они пользовались в процессе написания книги.

Глава I

СТРОЕНИЕ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СРЕДНЕЙ АЗИИ, УСТЮРТА И СЕВЕРНОГО ПРИАРАЛЬЯ

В пределах северо-восточного Закаспия, на территории Мангышлака, Устюрта и на прилегающих к ним участках акваторий Каспийского и Аральского морей глубинное строение и в частности строение фундамента изучено наиболее слабо. Это положение объясняется недостаточной разбуренностью территории, большими глубинами залегания фундамента, редкой сетью сейсмических профилей КМПВ и ГСЗ, а также рядом других чисто геологических причин.

Все это привело к тому, что для рассматриваемой территории имеется ряд тектонических схем различных авторов. Однако ни одна из них не может претендовать на универсальность и является, как и любая тектоническая схема, в значительной мере отражением тех или иных взглядов ее авторов (Архангельский и др., 1937; Гарецкий, Шрайбман, 1960; Гарецкий, 1962; Казаков, 1957; Казаков и др., 1958; Летавин, 1966, 1969; Мирчинк и др., 1964, 1966; Фотиади. 1958; Шлезингер, 1965; Яншин, 1951, 1955 и др.).

Однако почти все схемы перечисленных выше авторов имеют ряд общих важных черт. Наиболее общим является отнесение этой территории к области погребенной палеозойской складчатости, т. е. к молодой эпипалеозойской платформе. Только в отношении территории северного Устюрта имеются различные толкования. На некоторых тектонических схемах А. Д. Архангельского (1923, 1932) и Э. Э. Фотиади (1958) эта территория отнесена к окраинной части Русской платформы. Ряд авторов помещает в северной части Устюрта жесткий массив типа «срединного массива», хотя возраст его трактуется неоднозначно (Казаков, 1957, 1958; Летавин, 1966, 1969 и др.). Некоторые авторы считают этот район зоной сочленения различных палеозойских складчатостей — Уральской и Тянь-Шаньской и протягивают в северный Устюрт соответствующие складчатые зоны этих систем (Гарецкий, Шрайбман, 1960; Гарецкий, 1962 и др.). Вообще же необходимо признать, что, несмотря на проведение ряда специальных геолого-геофизических исследований с целью более детального изучения глубинного строения северного Устюрта, вопрос о глубинной тектонике этой территории не может считаться окончательно решенным, поскольку одни и те же факты могут истолковываться неоднозначно.

Следующим важным положением, отмечаемым большинством исследователей, является разнородность строения фундамента, что присуще вообще

фундаменту молодых (да и не только молодых) платформ. Большинство исследователей примерно одинаково проводит границу между юго-восточной частью древней Русской платформы и молодой эпипалеозойской. Имеется и ряд других более конкретных совпадений взглядов на строение фундамента этой территории.

Какие же имеются в настоящее время фактические материалы, позволяющие дифференцировать строение палеозойского фундамента рассматриваемой территории и проводить его хотя бы схематическое тектоническое районирование? Это геологические данные, связанные с естественными выходами на дневную поверхность отложений палеозойского фундамента, и керны скважин, вскрывших фундамент, а также геофизические материалы, связанные с характером геомагнитного и гравитационного полей, и материалы сейсмических исследований.

КРАТКИЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ ОЧЕРК

На рассматриваемой территории естественных выходов на дневную поверхность отложений палеозойского фундамента нет. (Дислоцированные отложения пермо-триасового возраста центрального Мангышлака авторы относят к переходному комплексу и рассматривают отдельно.) Однако по периферии территории имеются единичные выходы на поверхность отложений фундамента, где они доступны непосредственному наблюдению.

Так, на западе Туранской плиты к югу от Мангышлака выходы магматических пород известны в трех изолированных друг от друга участках — Кубадаге (район г. Красноводска), Большом Балхане и Туаркыре. В районе Красноводска магматические породы образуют обширные выходы и изучены наиболее полно. Среди интрузивных образований здесь выделяются породы двух типов: глубинные интрузии, представленные породами гранитоидного и диоритового ряда, габброиды и гипабиссальные образования — лейкократовые граниты и гранодиориты. Детально изучавшая эти породы Е. А. Худобина (1961) выделяет здесь кристаллические породы, связанные с шестью фазами интрузивной деятельности. Определение абсолютного возраста этих пород указывает на их весьма большой временной диапазон, охватывающий весь палеозой от кембрия до перми. Внедрения интрузий происходили, видимо, в нижнем палеозое, среднем палеозое (девон — карбон) и верхнем палеозое (нижняя пермь). По-видимому, верхнепалеозойские граниты выходят в западной части Большого Балхана. Возраст габброидных пород осевой зоны Туаркыра устанавливается косвенным путем. Они явно прорывают среднепалеозойские отложения Туаркыра, но нигде не внедряются и имеют тектонические контакты с красноцветными отложениями пермо-триаса.

Эффузивная деятельность на территории Западной Туркмении в палеозойское время также была весьма интенсивной. Здесь выделяются четыре фазы эффузивного магматизма, каждая из которых характерна преобладающим типам эффузивных образований (Худобина, 1961).

Осадочно-метаморфические отложения среднего палеозоя образуют небольшие выходы, приуроченные к осевой части размытого ядра Туаркырской антиклинали, в непосредственной близости от него. Они представлены серо-цветной толщей различных глинистых сланцев, окремнелых глинистых известняков, кремнистых сланцев, а иногда и небольшими прослоями сильно измененных кварцитов. Эти породы рассечены многочисленными трещинами, выполненными кварцем, кальцитом или бурыми окислами железа. В сланцах были

обнаружены отдельные радиолярии, не имеющие стратиграфического значения.

Кроме того, обломки метаморфических и магматических пород были встречены в гальках конгломератов пермо-триасовых отложений, контактирующих по разлому с описанными выше палеозойскими отложениями центральной части Туаркырской антиклинали. Состав этих галек значительно разнообразнее описанных коренных выходов. Здесь наряду со сланцами и кремнистыми породами встречены кварциты, песчаники, известняки, а из магматических пород — кислые и средние интрузивные образования и их эффузивные аналоги. В гальках конгломератов был определен комплекс брахиопод (Наливкин и Луппов, 1936), указывающий на верхнесилурийский возраст. Кроме того, ряд исследователей (Вистелиус и др., 1953) указывает на присутствие в гальках известняков девонской фауны.

Толща палеозойских пород, обнажающаяся в ядре Туаркырской антиклинали, немая, но фауна, найденная в гальке, позволяет условно считать весь комплекс пород, лежащих ниже красноцветных пермо-триасовых отложений, среднепалеозойским (?). Этим весьма скромным материалом и ограничиваются сведения о палеозойских осадочных отложениях западной части Туранской плиты.

На востоке наиболее близкими к рассматриваемой территории являются выходы на дневную поверхность палеозойских, в основном среднепалеозойских, отложений Султануиздага. Осадочно-эффузивный метаморфический комплекс среднепалеозойских (в основном силур-девонских) пород прорван кое-где более молодыми интрузиями гранитного состава. Далее на юго-восток палеозойские отложения выходят в ряде мест Центральных Кызылкумов, где они *довольно хорошо изучены и служат эталонами для сравнения вскрытых бурением* отложений фундамента на закрытых территориях.

На севере на значительном удалении от рассматриваемой территории палеозойские отложения обнажаются в зоне развития уральской складчатости.

Вторая группа геологических данных, позволяющих судить главным образом о составе отложений фундамента рассматриваемой территории, — это отложения палеозойского фундамента, вскрытые глубоким бурением и поднятые на поверхность в виде керна. Геологическая информация, полученная таким образом, является менее точной, нежели изучение естественных выходов, поскольку количество скважин, вскрывших эти отложения, весьма невелико, а глубина их проникновения в этот комплекс обычно не превышает первых десятков метров при крайне ограниченном отборе керна.

*На рассматриваемой территории отложения фундамента вскрыты ограни*ченным количеством скважин. Так, на Центральном Устюрте в пределах Центрально-Устюртского поднятия и его северных склонов отложения палеозойского фундамента известны на площадях Кохбахты в скв. 1 и 2, Айбугир в скв. 93, 94, 95, 146 и 206, Коскала в скв. 1, Курлук в скв. 2, Шорджа в скв. 49 (рис. 1). Литологическая характеристика пород фундамента различна. Так, в скв. 1 на площади Кохбахты и в скв. 206 Айбугира вскрывается толща трещиновато-кавернозных светлых мраморизованных доломитизированных известняков и доломитов, состоящая на 85% из кристаллического карбоната с примесью терригенного алевритового материала. Плотность этих пород составляет 2,68 *г/см*^{3}. Несколько пониженная для таких пород плотность может объясняться их трещиноватостью. В скважинах Кохбахты 2, Шорджа 49 и Айбугир 93, 94, 95 и 146 вскрыта терригенная, преимущественно сланцево-песчаная толща иногда с прослоями конгломератов. Среди песчаных разностей

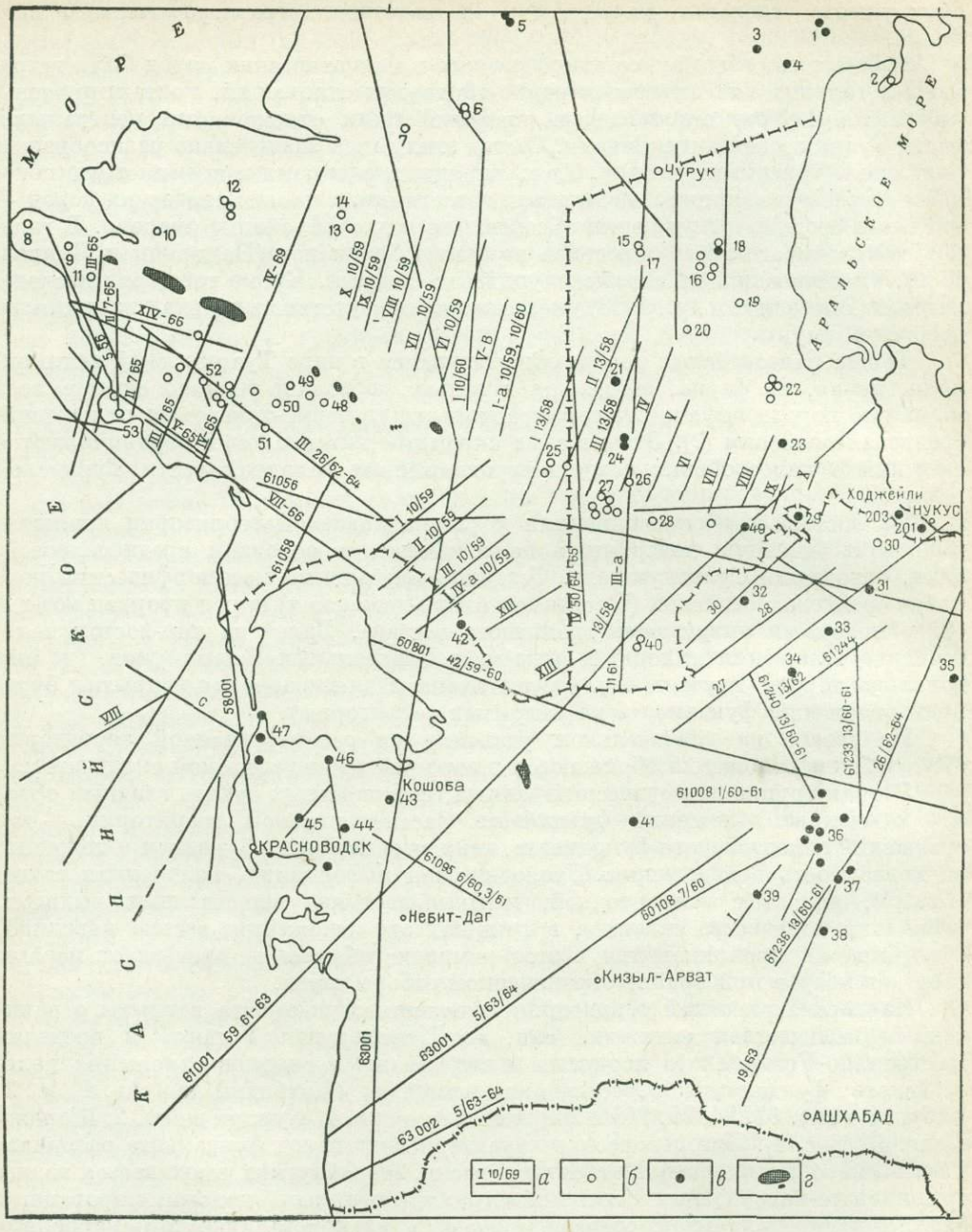


Рис. 1. Обзорная карта.

а — линии сейсмопрофилей (цифры на профилях соответствуют номеру профиля, номеру партии и году выполнявшихся работ); *б* — скважины, вскрывшие пермо-триасовые отложения; *в* — скважины, вскрывшие палеозойские отложения; *г* — выходы пермо-триасовых отложений на поверхность. Площади: *1* — Базайская, *2* — Куланды, *3* — Кызылойская, *4* — Аккулковская, *5* — Туресай, *6* — Кумтюбе, *7* — Гагаринская, *8* — Кусайник, *9* — Тюбеджик, *10* — Кошак, *11* — Дунга, *12* — Кызан, *13* — Арстановка, *14* — Каракудук, *15* — Теренгкудук, *16* — Восточный Харой, *17* — Центральный Харой, *18* — Байтерек, *19* — Куа-

присутствуют прослои туфопесчаников кислого состава. На площади Курлук в скв. 2 встречены эффузивы основного состава (пироксеновые андезиты).

Возраст этих отложений точно не установлен, поскольку органические остатки в них не обнаружены. На основании литологической характеристики было высказано мнение об их наиболее вероятном среднепалеозойском возрасте (Летавин, 1966). Такого же мнения придерживается В. С. Князев (1969), считая возраст терригенной толщи верхнесилурийским, а карбонатной — девонским. Р. Г. Гарецкий, Г. Ф. Пантелеев и др. (1964) относят эти отложения к верхнему палеозою. Не совсем ясно стратиграфическое положение курлукских эффузивов. В схеме последовательности образования магматических комплексов фундамента Туранской плиты (Князев, 1969) их можно отнести к позднегерцинскому тектоно-магматическому циклу, базальт-андезит-липаритовой формации нижнего — среднего карбона, а возможно, и к более древним эффузивным комплексам. Несколько восточнее в пределах Ходжейлинского поднятия и Тахтакаирского вала соответственно в скв. 203 и 201 вскрыты черные аргиллитоподобные глины и известковистые алевролиты, переходящие в сланцы и известняки. Эти отложения относятся к визейскому ярусу на основании палинологических определений (Амурский и др., 1968).

К отложениям среднего палеозоя, вероятно, относятся и темные сланцы, вскрытые на Актумсукском валу в скв. 1 Байтерек.

На площади Коскала в скв. 1 вскрыты графит-хлорит-мусковитовые сланцы зеленоватых и темно-серых оттенков, тонкослоистые, состоящие из чередования тонких кварцевых, хлорит-мусковитовых и графит-хлорит-мусковитовых прослоев. Породы значительно дислоцированы, перемяты, разбиты серией тонких трещин, заполненных карбонатом и кварцем. В. С. Князев датирует возраст этих пород как позднедокембрийский (PCm_2) без подразделений.

В пределах Сарыкамышской седловины на Центрально-Сарыкамышском поднятии в скв. 1-р вскрыты глинисто-карбонатно-углистые сланцы серых и темно-серых оттенков, рассеченные трещинами, которые заполнены в основном кальцитом. Из обломочных минералов встречаются зерна кварца и листочки хлорита. Местами наблюдается окремнение пород, видимо, за счет вторичной перекристаллизации. Из органических остатков содержатся измененные радиолярии и спикулы губок. Плотность пород составляет 2,51—2,64 *г/см*^{3}. Вскрытая мощность этих отложений около 25 *м*.

В Дарьялык-Дауданском прогибе на поднятии Курганчик в скв. 4-р на глубину около 300 *м* вскрыта глинисто-карбонатная толща, в которой встречаются прослои туффитов и окварцованных аркозовых песчаников. Сланцы серого и темно-серого цвета с рассеянным пиритом и бурым органическим веществом содержат окремнелые спикулы губок. Известняки, являющиеся главными компонентами этого разреза, темно-серого цвета, пелитоморфные, с большим количеством углистого материала, местами доломитизированные и окремнелые с включением окремнелых спикул губок. Средняя плотность этих пород составляет 2,63—2,65 *г/см*^{3}.

Породы рассечены многочисленными трещинами, выполненными кальцитом. Ширина трещин достигает 2 *мм*. Отложения дислоцированы (угол падения до 70°).

ный, *20* — Агыин, *21* — Курлук, *22* — Аламбек, *23* — Коскала, *24* — Кохбахты, *25* — Хоскудук, *26* — Тасаюк, *27* — Шахпахты, *28* — Северо-Ассакаудан, *29* — Айбугир, *30* — Ждановская, *31* — Курганчикская, *32* — Центрально-Сарыкамышская, *33* — Нурумгурская, *34* — Койкырланская, *35* — Октябрьская, *36* — Дарваза, *37* — Коюнская, *38* — Ербент, *39* — Модар, *40* — Агиныш, *41* — Джамальская, *42* — Кумсебшенская, *43* — Кошоба, *44* — Аджигир, *45* — Акпар, *46* — Омчалы, *47* — Карши, *48* — Сенек, *49* — Сокко, *50* — Узень, *51* — Тенга, *52* — Жетыбай, *53* — Песчаномысская.

В известняках обнаружены остатки фораминифер, спикул губок и раковины брахиопод. Детально изучавшие эти отложения В. С. Князев, М. Н. Соловьева и др. (1969) относят их на основании многочисленных, главным образом микрофаунистических, остатков к башкирскому ярусу среднего карбона.

На Койкырланском поднятии, находящемся в северной части Центрально-Каракумского свода, в скв. 3-р вскрыты черные углисто-глинистые сланцы, состоящие из глинистых частиц, пелитовой углефицированной органики, тонко рассеянного пирита и мелких зерен кварца. Сланцы крепкие, метаморфизованные, дислоцированные под углом до 60°. Их плотность достигает 2,62 *г/см*^{3}. Возраст этих отложений также предположительно среднекаменноугольный.

Кварцевые и кварцево-хлоритовые, иногда пестроцветные сланцы, местами окремненные, обогащенные спикулами губок, выполненных халцедоном, вскрыты в скв. 1-р на Нурумгурской площади, расположенной севернее Койкырланского поднятия, и, видимо, также относятся по возрасту к среднекаменноугольным или даже более древним отложениям.

В пределах расположенной восточнее Октябрьской площади четырьмя скважинами вскрыты светло-серые породы, представленные эффузивными разностями. Эти отложения также, видимо, не моложе среднекаменноугольных.

На Ачакской площади, расположенной в северной части Балкуинского прогиба, вскрыты различные как по составу, так, очевидно, и по возрасту отложения.

Терригенные песчано-глинистые красноцветные породы наиболее полно (более чем на 600 *м*) вскрыты в скв. 8. Алевролиты и песчаники обычно полимиктового состава, плотные, с глинисто-карбонатным, иногда серицитовым цементом и с примесью окислов железа, иногда весьма значительной. В глинах, имеющих сходный с цементом песчаников состав, иногда присутствуют включения известняков. В породах отмечаются обильные включения обуглившихся растительных остатков. Иногда наблюдается вертикальная трещиноватость, причем трещины заполнены кальцитом.

Вопрос о возрасте отложений этой толщи не ясен. Одни исследователи относят их к пермо-триасу, другие считают более древними — средне- и верхнекаменноугольными. Нам кажется, что пермо-триасовый возраст этих пород допустим.

Второй комплекс пород, вскрытых на Ачакской площади в скв. 11 и 18, представлен пестроцветными глинами, переслаивающимися с эффузивами основного состава и их туфами. Не исключено, что пестроцветные глины также являются измененными продуктами вулканической деятельности.

Близкий разрез вскрыт на Северо-Ачакской (Юбилейной) площади и в Хорезмской опорной скв. 1, расположенной на северном борту Балкуинского прогиба.

В. С. Князев относит этот вулканогенный комплекс к дацит-андезит-базальтовой порфиритовой наземной формации и параллелизует ее с нижнепермской лючобской свитой Гиссара.

Не исключено также, что толща основных эффузивов Ачакской, Хорезмской и Курлукской площадей относится к единому формационно-стратиграфическому комплексу, скорее всего верхнепалеозойского возраста. Характерно, что на Северо-Ачакской площади этот вулканогенный комплекс залегает на гранитах, видимо, среднепалеозойского возраста.

Сравнительно небольшое развитие по площади эффузивно-осадочного комплекса, его приуроченность к различным геофизическим аномалиям, а иногда и структурным осложнениям вышележащих комплексов, позволяют

высказать мнение о возможной связи его с крупными разрывными нарушениями фундамента, как это имеет место в Центральных Кызылкумах.

В пределах Северного Устюрта, на территории, которую иногда называют Северным Приаральем, отложения фундамента вскрыты на следующих площадях (с юга на север): Кызылойской (скв. 1), Базайской (скв. 11 и 16), Жумагульской (скв. 6), Сарбулакской (скв. 1) и Аккулковской (скв. 2).

На Кызылойской и Сарбулакской площадях серые и черные углисто-серицитово-хлоритовые сланцы перемяты, разбиты трещинами, которые заполнены кальцитом и кварцем, переслаиваются с пироксеновыми порфиритами зеленоватых оттенков. Толща серпентинитов вскрыта на Жумангульской площади. На Аккулковской площади метаморфизованные песчаники и гравелиты с пластами базальтовых пород в нижней части вскрытого разреза, скорее всего, сопоставляются с терригенно-эффузивными породами предположительно ордовикского возраста и со среднедевонскими змеевиками, вскрытыми в сводовой части Кокпектинской антиклинали (Гарецкий, 1960).

Вскрытые на Базайской площади амфиболитовые сланцы и амфиболиты В. С. Князев относит (1969) к докембрийским отложениям. В пределах осевой части Южно-Эмбенского поднятия, в скважинах 4 и 7 Туресай и 10 и 11 Жанасу вскрыты дислоцированные терригенные породы, представленные чередующимися глинисто-песчано-конгломератовыми комплексами.

Глинистые разности представлены серыми и темно-серыми, реже пестроцветными аргиллитами, в которых иногда встречаются обуглившиеся растительные остатки и небольшие прослои органогенно-обломочных известняков. Песчаники разнозернистые, имеют подчиненное значение. По минералогическому составу это полимиктовые породы, состоящие из угловатых зерен кварца, полевых шпатов, обломков кремнистых пород, хлоритов, серпентинитов и эффузивов. Цемент кальцитовый, базальный. Конгломераты состоят из галек кремнистых пород, эффузивов различного состава, кварца, кварцитов, различных сланцев и др. Цемент хлоритовый, иногда кремнистый или кальцитовый.

В этой толще обнаружены довольно многочисленные остатки макро- и микрофауны, а также спорово-пыльцевые комплексы, позволившие считать возраст вскрытых отложений нижним карбоном — верхним девоном. Формационно эти отложения относятся к граувакковой геосинклинальной формации Зилаирского синклинория Южного Урала (Гарецкий, Егоров, Наумова, Шлезингер, 1960; Яншин, Гарецкий, Наумова, Шлезингер, 1961 и др.).

Характерно, что глубокие скважины, пробуренные на северо-западном крыле Южно-Эмбенского поднятия, вскрыли карбонатные отложения верхнего палеозоя платформенного типа (Тугаракчан, скв. 1-а, 5; Тугаракчан, скв. 2-а, 3). Это дало возможность отмеченным выше исследователям обосновать проведение границы между древней и молодой платформой по оси Южно-Эмбенского гравитационного максимума.

К северо-востоку от центральной части Южно-Эмбенского поднятия в зоне погружения под платформенный чехол западных структурных зон Урала геосинклинальный комплекс фундамента вскрыт многочисленными скважинами. Здесь присутствуют отложения весьма широкого стратиграфического диапазона, охватывающие разрез от нижнего до верхнего палеозоя и в литологическом отношении представленные весьма разнообразным комплексом первично осадочных и вулканогенных образований. Наиболее полно эти отложения описаны в монографии Р. Г. Гарецкого (1962).

За пределами рассматриваемой территории в южной части Карабогазского свода скважинами вскрыты кристаллические и метаморфические породы,

слагающие его фундамент. Наиболее широко развиты здесь гранитоидные породы, представленные микроклино-плагиоклазовыми и микроклиновыми гранитами, вскрытыми скв. 159 и 161 площади Омчалы, скв. 179 Дорджа и скв. 1 Аджигир. В последней скважине абсолютный возраст микроклиновых гранитов составляет 300 млн. лет, т. е. соответствует верхам среднего палеозоя ($D - C_1$). В скв. 1 Карши они имеют более основной состав и представлены биотито-роговообманковыми гранодиоритами (Князев и др., 1963). Плагиоклазовые (дацитовые) фельзит-порфиры и обломки эпидотовой породы обнаружены в шламе скв. 2 Карши. В скв. 3 Карши вскрыта серия амфиболитовых сланцев — первично эффузивно-осадочных пород, превратившихся в сланцы в результате процессов метаморфизма (Князев и др., 1963).

На площади Акпар в скв. 1 вскрыта толща темно-серых с зеленоватым оттенком хлорито-углистых сланцев, разбитых системой трещин, заполненных *кальцитом, кварцем и хлоритом. Структура породы лепидобластовая, текстура* сланцеватая. Углистое вещество дисперсное и составляет до 40% породы. Встречаются обломки кварца и плагиоклазов, почти полностью замещенные карбонатом и хлоритом. Акпарский сланец очень похож на сланцы Туаркыра, которые, как известно, по возрасту относятся к отложениям среднего палеозоя, не моложе нижнекаменноугольных (Наливкин, Луппов, 1936).

Что же касается возраста кристаллических пород Карабогазского свода, то они, видимо, относятся в основном к среднепалеозойским образованиям, близким к описанным выше гранитоидам района Красноводска (Худобина, 1961). Амфиболиты из скв. 3 Карши В. С. Князев (1969) относит к докембрийским отложениям.

Восточнее Карабогазского свода в пределах юго-восточного погружения Туаркырского вала в Джамальской опорной скв. 1 вскрыты красноцветные молассы (конгломераты, песчаники, алевролиты), переслаивающиеся дацито-андезито-базальтовыми порфиритами. Возраст этой толщи точно не установлен. С одной стороны, красноцветные молассы, присутствующие в этой скважине, весьма близки к пермо-триасовым отложениям Туаркыра, с другой стороны, присутствие здесь мощных эффузивных толщ приближает эти породы к верхнепалеозойским отложениям более восточных районов платформенной части Средней Азии и Гиссара. Нам кажется, что возраст этих отложений можно определить как пермский без подразделений или как нижнепермский — низы верхнепермского, имея в виду, что терригенно-эффузивная толща залегает стратиграфически ниже красноцветного верхнепермско-нижнетриасового комплекса Туаркыра.

На Кумсебшенской площади в скв. 1 и 2 вскрыта осадочно-вулканогенная толща, представленная метаморфизованными туфопесчаниками, аргиллитами и сланцами, дислоцированными под углом до 60°, иногда значительно окремненными. Внешне эти породы очень похожи на среднепалеозойские отложения, выходящие в ядре Туаркырской антиклинали и вскрытые скважинами по ее периферии.

В пределах центральной части Каракумского свода на Дарваза-Зеаглинском поднятии отложения фундамента вскрыты рядом скважин и детально описаны в работах В. С. Князева, О. А. Шнипа (1962), В. Т. Кривошеева и др. (1961), В. С. Князева и др. (1963) и др. Вскрытые здесь породы фундамента разделяются на два типа — интрузивные гранитоидные и эффузивные образования.

Гранитоидные породы, вскрытые в скв. 1, 2, 4, 6, 16, 17 площади Дарваза — Зеагли, представлены биотитовыми и микроклин-плагиоклазовыми

крупнозернистыми, розовато-серыми разностями, разбитыми трещинами, выполненными кальцитом, хлоритом и кварцем. Абсолютный возраст гранитов из скв. 16 и 17 составляет 330 млн. лет (Князев и др., 1963).

Эффузивные породы вскрыты в основном по периферии центральной части Каракумского свода.

Так, туфолавы липарито-дацитового состава встречены в скв. 3 Дарваза-Зеаглинской площади. Это почти черные массивные слабо рассланцованные породы с литокристаллокластической псаммитовой структурой. Плагиоклазовый порфирит из скв. 11 представлен зеленовато-серой породой порфировой структуры с плохо раскристаллизованной основной массой и крупными вкраплениями андезита. В скв. 12 и 13 туфопесчаники и туфы имеют зеленовато-бурую и вишнево-серую окраску, алевропсаммитовую структуру. Кластическая часть представлена обломками кислых эффузивов, вулканических стекол, гранитных пород, серицитовых сланцев и пр. Цемент состоит из кварцево-полевошпатового серицитизированного слабо раскристаллизованного вещества. В скв. 37 вскрыт габбро-диабаз темно-зеленого цвета с порфировидным строением и пойкилитовой структурой основной массы.

Осадочные породы Каракумского свода вскрыты в скважинах Коюн 7, 8 и Шарлык 1 и 2 и представлены песчаниками и алевролитами от светло-серых до почти черных оттенков, мелко- и среднезернистыми, с неясной слоистостью, иногда массивными. В песчаниках и алевролитах преобладают обломки кварца и кварцитов (до 50%), а также встречаются зерна плагиоклазов и калиевых полевых шпатов, яшм, кислых эффузивов и пр. Обломки угловаты и полуокатаны. Цемент серицито-хлорито-кремнистый, кремнисто-слюдистый, контактный и регенерационный. Наблюдается интенсивная биотитизация пород, а иногда они значительно кальцитизированы.

В скв. 2 и 7 площади Коюн и скв. 1, 2, 3 площади Шарлык вскрыты сланцы темно-серых оттенков, среди которых выделяются две разновидности — углисто-серицит-хлорит-кремнистые пелитового и алевролитового состава и углисто-хлорит-серицит-кремнистые и углисто-кремнисто-биотитовые сланцы. Контактные изменения проявляются в их общей биотитизации и осветлении.

В скв. Шарлык 3 встречены пироксеновые роговики почти черных оттенков, а в скв. 2 этой же площади и на площади Коюн в скв. 6 — фельзит-порфиры. Это темные и серые массивные яшмовидные породы, представляющие сильно измененные эффузивы кислого состава. Основная ткань этих пород хлорито-серицито-кварцево-полевошпатового состава сильно карбонатизирована.

На площади Коюн в скв. 2, 3, 4, 5 присутствуют сильно измененные вторичными контактными процессами, биотитизацией, окварцеванием и актинолизацией андезитовые, андезит-дацитовые, плагиоклазовые порфириты, их туфы и туфолавы. Цвет этих пород обычно зеленовато-серый, иногда почти черный. Основная масса состоит из листочков хлорита, серицита и биотита, кварцево-полевошпатового материала, магнетита, эпидота.

Возраст этой осадочно-вулканогенной толщи датируется древнее внедрившихся в нее девон-нижнекарбоновых гранитов. Этот же возраст имеют и габброидные породы, превращенные в амфиболиты, вскрытые скв. 304 и 305 площади Модар. На южном склоне Центрально-Каракумского свода на площади Ербент в скв. 2 вскрыты авгитовые порфириты — темно-зеленые породы, разбитые сетью трещин, заполненных хлоритом и кварцем, иногда с зеркалами скольжения. Абсолютный возраст этих пород составляет 290 млн. лет, что примерно соответствует нижнекаменноугольному времени их образования.

Подводя итог описанию пород, отнесенных в пределах западной части Средней Азии к фундаменту молодой платформы, следует еще раз классифицировать их по типам и возрасту.

Все породы фундамента четко подразделяются на две группы — магматические и осадочные. Магматические делятся на интрузивные и эффузивные. К интрузивным образованиям относятся в основном различные гранитоиды, возраст которых обычно определяется как среднепалеозойский. Это интрузивные комплексы, приуроченные к главной фазе варисцийского тектогенеза. Они распространены в центральной части Каракумского свода (скв. 1, 2, 4, 6, 16, 17 Дарваза-Зеаглинской площади) и, видимо, более широко развиты в пределах Карабогазского свода (выходы гранитоидов в районе Красноводска, а также вскрытые в скв. 159 и 161, скв. 179 Дорджа, скв. 1 Аджигир и скв. 1 Карши).

Абсолютный возраст некоторых из этих гранитов колеблется в пределах 300—330 млн. лет. По данным П. Н. Куприна (1962) один из образцов гранитов Карабогазского свода имеет возраст 440 млн. лет.

Учитывая, что абсолютный возраст пород, полученный калий-аргоновым методом по валовому составу, обычно бывает «моложе» действительного возраста на 15—20%. В. С. Князев считает, что и «граниты туркменских сводовых поднятий фундамента образовались не позднее девона, а часть из них могла кристаллизоваться и в более древние эпохи силура и даже ордовика». Таким образом, формирование гранитоидов сводовых поднятий проходило в широком временном диапазоне главным образом среднего палеозоя, но, возможно, и в нижнем палеозое.

Эффузивные комплексы фундамента, представленные широким набором излившихся пород от кислого до основного состава и их туфами, развиты главным образом по периферии сводовых поднятий. В большинстве случаев эффузивные породы переслаиваются с нормальными осадочными толщами, образуя эффузивно-осадочные формации, в отдельных случаях довольно значительно развитые по площади.

Таковы, например, комплексы, развитые к северу от Каракумского свода и вскрытые на площадях Курганчик (скв. 4), Ачак (скв. 11 и 18), Юбилейная (Северно-Ачакская) (скв. 6). Западнее Каракумского свода смешанные по составу (от кислых до основных) эффузивные породы, переслаивающиеся с осадочными красноцветными породами, вскрыты в Джамальской опорной скв. 1. На южном склоне свода эффузивные породы основного состава вскрыты в пределах Модарского поднятия в скв. 304 и 305 и в скв. 2 Ербент, где абсолютный возраст этих пород составляет 290 млн. лет. Близкие к ним по составу породы вскрыты на Центральном Устюрте в скв. 2 Курлук. Широкая гамма эффузивных пород вскрыта скважинами в пределах центральной части Каракумского свода. Здесь на площадях Дарваза — Зеагли (скв. 3, 11, 12, 13, 37), Шарлык (скв. 2 и 3), Коюн (скв. 2, 3, 4, 5 и 6) вскрыты разнообразные по составу породы от кислых до основных. Абсолютный возраст липаритового туфопесчаника из скв. 12 Дарваза составляет 267 млн. лет. Образование эффузивных и эффузивно-терригенных комплексов имеет широкий временной диапазон подобно широкому диапазону образования гранитоидов. В. С. Князев (1969) указывает на два основных комплекса. Это кислый вулканогенный комплекс верхнего карбона — перми и комплекс основных и кислых эффузивов нижнего — среднего карбона. Видимо, породы, вскрытые в основном в пределах Дарваза-Зеаглинского поднятия и к северу от Каракумского свода, относятся к первому комплексу, а большинство остальных пород — ко второму, а возможно, и более древним

эффузивным комплексам силур — девона. К докембрийским комплексам измененных пород основного состава В. С. Князев (1969) относит слюдистые и амфиболитовые сланцы, амфиболиты и серпентиниты, вскрытые на площадях Базайской (скв. 11 и 16), Коскала (скв. 1), Карши (скв. 3) и Жумангульской (скв. 6).

Этот широкий временной диапазон формирования эффузивных толщ хорошо увязывается с эпохами увеличения тектонической активности, укладывающиеся в отдельные циклы варисцийской эпохи тектогенеза.

Нормальные осадочные комплексы вскрываются на рассматриваемой территории сравнительно небольшим числом скважин в основном на площадях Центрального и Северного Устюрта, включая южную Эмбу, а также в пределах северного борта Каракумского свода.

На Южно-Эмбенском поднятии на площадях Туресай (скв. 4 и 7) и Жанасу (скв. 10 и 11) вскрыты терригенные образования верхнего девона — нижнего карбона. На Кызылойской (скв. 1) и Сарбулакской (скв. 1) площадях вскрытые породы условно могут быть отнесены к отложениям нижнего — среднего палеозоя. Терригенно-карбонатные толщи Центрального Устюрта, вскрытые на площадях Кохбахты (скв. 1 и 2), Шорджа (скв. 49), Айбугир (скв. 93, 94, 95, 146, 206), Байтерек (скв. 1) и Кумсебшен (скв. 1 и 2), также условно относятся к среднепалеозойским (древнее среднекаменноугольных) толщам. Видимо, к этому же возрасту относятся и терригенные породы, вскрытые на площади Акпар в скв. 1 на Карабогазском своде. Молассовые отложения площадей Джамальской опорной скв. 1, а также отложения Курганчикской и частично Ачакской и Юбилейной (Северно-Ачакской) площадей, вероятно, имеют верхнепалеозойский возраст, как и на ряде площадей бортовых частей Дарьялык-Дауданского прогиба.

Описанное выше литологическое и возрастное разнообразие пород фундамента, распространенных на территории западной части Средней Азии, указывает на сложность ее строения. Выявление деталей этого строения в настоящее время возможно только при комплексном геолого-геофизическом подходе к этой проблеме.

Остановимся на описании геомагнитного наблюденного и трансформированного полей (представленных картами изолиний ΔT и картой магнитных пород), гравитационного поля и результатов некоторых сейсмических (в основном проводившихся методом ГСЗ) работ. Необходимо отметить, что описание карт региональных геофизических полей (за исключением карты магнитных пород), результатов сейсмических и других геофизических исследований проводилось рядом исследователей (Фотиади, 1958; Гарецкий и Шрайбман, 1960; Годин, 1957, 1960; Годин и др., 1961, 1962; Неволин, 1961; Федотов, 1963; Лапшов, 1963; Вольвовский и др., 1966; Борисов, 1967; Деменицкая, 1961; Арабаджи и др., 1963 и др.). Поэтому мы не даем здесь подробного описания региональных геофизических полей.

Районирование гравитационного поля. По характеру аномалий гравитационного поля Мангышлак, Устюрт и прилегающие к ним территории отличаются чередованием положительных и отрицательных полей.

В пределах Мангышлака и прилегающей части акватории Каспия выделяется протяженный гравитационный максимум, в поле которого отшнуровываются относительно интенсивные аномалии в районах Бекебашкудукского и Песчаномысско-Ракушечного районов. На западе располагается поле относительно низких положительных значений Δg, а на востоке — обширная южноустюртская гравитационная депрессия.

Специфическую характеристику имеет Каратауский гравитационный максимум, отличающийся простиранием в виде цепочки трех локальных максимумов. Общая протяженность максимума, включая п-ов Тюбкараган, 220 *км* при ширине до 20 *км*. Каратауско-Тюбкараганский и Бекебашкудукский максимумы отличаются большим сходством, что объясняется общностью их геологического строения.

Помимо Каратауского линейного максимума широтным простиранием характеризуется Центрально-Устюртский максимум. Он имеет еще больший размер (370 × 40 *км*), но отличается от первого меньшей напряженностью поля. В западном направлении Центрально-Устюртский максимум постепенно затухает и через цепочку относительных максимумов, имеющих иную форму и очертания, сливается с общим западным замыканием Яркимбайского максимума. Последний характеризуется резкой линейностью гравитационного поля, а его интенсивность в целом близка интенсивности района Южного Мангышлака.

В пределах северо-западной части п-ова Бузачи и на части, прилегающей к акватории Каспия, располагается крупная аномалия.

В центральной и восточной частях Северного Устюрта находится обширное поле отрицательных аномалий, преимущественно субширотных простираний в восточной части и субмеридиональных — в центральной и северо-восточной частях. Аномалии эти большей частью имеют расплывчатую форму и отличаются значительной интенсивностью в Северо-Западном Приаралье.

Расположенный севернее крупный Южно-Эмбенский гравитационный максимум в своей центральной части имеет мозаичное строение, которое, видимо, отражает сложность глубинного строения этой территории.

В северо-восточном направлении Южно-Эмбенский максимум резко замыкается и только цепочка остаточных мало интенсивных аномалий условно соединяет его с западной Зилаирской зоной Урала.

В Северном Приаралье выделяется ряд линейных гравитационных зон как положительных, так и отрицательных, которые довольно четко увязываются со структурными зонами южного окончания Урала.

Обширная территория Южного Устюрта занята полем весьма интенсивного гравитационного минимума, который с востока ограничивается системой мозаичных слабо отрицательных аномалий, районов Айбугира и северной части Каракумского свода. На юге располагается полоса интенсивных гравитационных максимумов, охватывающая районы Прикарабогазья и Туаркыр — Капланкыра.

Важным критерием районирования гравиметрических карт явилось выделение участков тесного сближения изоаномал, характеризующих зоны относительно большого перепада значений Δg, так называемых гравиметрических градиентов. Не останавливаясь подробно на геологическом смысле градиентов, отметим лишь, что большинство исследователей склонно рассматривать их как отражение различных разломов. По интенсивности амплитуды выделяются высокоамплитудные, среднеамплитудные и малоамплитудные градиенты.

Участки высокоамплитудных градиентов располагаются в районах Каратауского, Среднекаспийского, Туаркырского, Южно-Эмбенского и Султануиздагского максимумов; среднеамплитудные градиенты — в районах Центрально-Устюртского, Северо-Бузачинского, Актумсукского, Песчаномысско-Ракушечного и Бекебашкудукского максимумов; наконец, малоамплитудные градиенты располагаются по периферии полузамкнутых положительных анома-

лий Южного Мангышлака и гравитационных отрицательных депрессий Южного и Северного Устюрта.

Не исключено, что в отдельных случаях интенсивность гравиметрических градиентов может быть связана с характером разрывного нарушения. В заключение следует отметить еще раз, что учет характера гравиметрического поля позволяет более полно осветить глубинное строение территории и отметить общие особенности современного плана территории.

Районирование магнитного поля. На карте изоаномал ΔT территория Мангышлака и Устюрта выделяется как область преимущественного развития слабо отрицательных магнитных аномалий с напряженностью поля, обычно не выходящей за пределы —1,5 гамм, которая разделяется линейными максимумами с напряженностью магнитного поля до +3,0 гамм.

По конфигурации и знаку аномалий геомагнитного поля проведено районирование территории.

Северная часть рассматриваемой территории в зоне, пограничной с Русской платформой, характеризуется развитием положительных геомагнитных аномалий изометричной формы. Напряженность поля в этой зоне увеличивается к востоку, достигая 3,5 гамм несколько севернее осевой части Южно-Эмбенского гравитационного максимума.

Район Северного Приаралья отмечается чередованием крупных линейных аномалий разного знака, на фоне которых выделяются локальные аномалии изометричного характера. Эти зоны примерно соответствуют структурно-тектоническим зонам южного погружения Урала.

На большей части Северного Устюрта развиты изометричные слабо отрицательные аномалии. Эта зона постепенно суживается в западном направлении и западнее п-ова Бузачи уже не прослеживается.

На Восточном Устюрте в районе Актумсукских поднятий и Барсакельмесского прогиба выделяются две параллельные друг другу линейные магнитные аномалии, северная из которых положительная и южная отрицательная. В южной части эти аномалии имеют субмеридиональное, а в северной — субширотное простирание.

В пределах северной части Центрального Устюрта в районе Яркимбайской террасы геомагнитное поле характеризуется наличием довольно многочисленных изометричных аномалий обоих знаков, а также положительными субмеридиональными аномалиями, отходящими от расположенного южнее Центрально-Устюртского крупного магнитного максимума.

Зона резких положительных аномалий Центрального Устюрта с максимальной напряженностью геомагнитного поля, превышающей +3,0 гамм, имеет субширотную ориентировку и прослеживается от южной части п-ова Бузачи до р. Амударьи. Эта зона отделяет специфическое геомагнитное поле Северного Устюрта, описанное выше, от линейных аномалий Мангышлака и Южного Устюрта.

Здесь геомагнитное поле характеризуется наличием крупных линейных аномалий отрицательного знака, протягивающихся с северо-запада на юго-восток от Мангышлака до Чагалы и Кумсебшена. Характерно, что в юго-западном направлении, перпендикулярном простиранию основных аномалий, напряженность геомагнитного поля убывает. Наиболее интенсивные отрицательные аномалии (менее —2 гамм) расположены в юго-западной части этой зоны. Наибольшие градиенты напряженности приурочены к бортовым частям Мангышлакско-Южноустюртской зоны и, вероятно, свидетельствуют о наличии крупных разрывных нарушений. В восточной части этой зоны располагается

181

Российская Академия наук Геологический институт Библиотека

крупный изометрический Кумсеншенский геомагнитный минимум. Южный «борт» этого минимума оконтуривается линейными аномалиями отрицательного знака довольно низкой напряженности, до —2,0 гамм и менее. Южнее полосы отрицательных аномалий располагается ряд резких линейных положительных аномалий интенсивностью до 5,0 гамм. В целом зона линейных отрицательных магнитных аномалий южной части Кумсеншенского минимума и сопряженная с ней зона положительных аномалий располагаются примерно параллельно друг другу, граница по зоне довольно значительных градиентов ΔT.

Мозаичные поля локальных магнитных аномалий разного знака характерны для центральных частей Карабогазского и Каракумского сводов. Еще южнее, за пределами рассматриваемой территории крупнейший линейный магнитный максимум *располагается в зоне сочленения молодой платформы с альпийской* складчатой областью, причем отдельные локальные аномалии этой зоны в районе Красноводск — Большой Балхан превышают 7,0 гамм, а напряженность геомагнитного поля региональных максимумов составляет более 5,0 гамм.

В последнее время работами коллектива Западного геофизического треста Министерства геологии СССР для территории Русской платформы и ее окраин составлена карта магнитных пород фундамента. Комплексная интерпретация геофизических аномалий, в том числе и распределение магнитных пород с учетом материалов бурения, позволила составить качественно новую карту фундамента Русской платформы, отразив внутреннее строение фундамента и показав распространение дорифейских комплексов на этой обширной территории (Зандер и др., 1967).

Мы использовали названную карту магнитных пород фундамента для расшифрования его строения на территории Мангышлака и Устюрта. Останавливаться на методике построения этой карты мы не будем, поскольку она разобрана в специальной работе, указанной выше. Отметим только, что магнитные *породы на рассматриваемой территории связаны с геосинклинальными* комплексами допереходной (в основном доверхнепермской) стадии развития, причем в основном с магматогенными, как интрузивными, так и эффузивными *комплексами*.

Анализ распространения магнитных аномалий, связанных с магнитными породами на территории молодой платформы юга СССР, указывает на связь наиболее интенсивных магнитных аномалий с определенными тектоническими элементами фундамента. Области наибольшего развития магнитных пород приурочены к относительно поднятым в современном структурном плане жестким массивам кристаллических пород, которые являются «осколками» древних платформ, переработанными в последующие тектонические фазы. Кроме того, весьма интенсивные аномалии приурочены к верхнепалеозойским антиклинориям, а также к зонам интенсивного проявления верхнепалеозойского магматизма. В зонах верхнепалеозойских синклинориев, а также прогибах, выполненных мощными отложениями переходного верхнепермско-лейасового комплекса, количество магнитных пород резко уменьшается.

Своеобразным развитием магнитных пород и их специфической характеристикой отличаются древние жесткие массивы, погруженные в настоящее время на большие глубины.

Все сказанное в совокупности с данными других геолого-геофизических *методов позволяет более обоснованно производить тектоническое районирование* фундамента, нежели это делалось ранее.

Остановимся на описании карты магнитных пород Мангышлака, Устюрта и прилегающих к ним территорий.

На севере рассматриваемой территории из юго-восточной части Прикаспийской впадины и южного погружения Урала в район северного Устюрта протягиваются интенсивные линейные магнитные аномалии субмеридионального простирания.

Аномалии, протягивающиеся из Прикаспийской впадины, далее на севере прослеживаются на территории Башкирского антиклинория Урала, в ядре которого выходят метаморфические комплексы байкальской складчатости. На юге, в районе Северного Устюрта они резко обрываются, упираясь в мозаичное, слабо выраженное магнитное поле. Отметим, что в распределении магнитных пород совершенно не отражается Южно-Эмбенское поднятие. Восточной части Северного Устюрта соответствует поле крупных линейных аномалий северо-западного простирания, перпендикулярных к линейным аномалиям Урала. Характерно, что аномалии, идущие с Урала, обтекают северную часть Устюрта, в то время как аномалии Прикаспия упираются в него. Одновременно отметим, что в гравитационном поле Северному Устюрту соответствует крупный минимум силы тяжести, контуры которого хорошо согласуются с распространением мозаичного магнитного поля.

В районе Восточного Устюрта, прилегающего к Аральскому морю, протягиваются линейные аномалии из низовьев Амударьи. Из этого же района протягивается вторая ветвь аномалий, проходящая по Центральному Устюрту на Южные Бузычи и соответствующая Центрально-Устюртскому прогибу.

К северу от этой зоны в пределах Яркимбайской террасы магнитные аномалии имеют своеобразный характер: сравнительно небольшие четкие субмеридионального простирания магнитные аномалии на юге под прямым углом сочленяются с протяженными аномалиями Центрально-Устюртского поднятия, а на севере переходят в изометричные аномалии северного Устюрта.

В северном Каспии выделяется поле линейных субширотных аномалий, характеризующих строение одной из частей южной окраины Прикаспийской впадины.

Зоне Мангышлака соответствует поле с редкими линейными аномалиями небольшой намагниченности.

В восточной части Южного Устюрта преобладают линейные аномалии субмеридиональных простираний.

В Северном Прикарабогазье и на Мангышлакском побережье Каспия преобладают довольно крупные и частые аномалии северо-западных простираний.

В северной части залива Кара-Богаз, на п-ове Каясанкирек и в Казахском заливе, распространены четкие линейные аномалии субмеридионального простирания, которое резко изменяется на субширотное в пределах Казахского залива.

Далее к западу, примерно в осевой части Каспия, прослеживается ряд линейных аномалий субмеридионального простирания, в которые упираются субширотные аномалии Казахского залива.

В настоящее время геотектоническая интерпретация гравитационных и магнитных полей в значительной мере основывается на знании глубинного строения земной коры и верхней мантии. Вопрос о структуре поверхности Мохоровичича (подошве земной коры), мощностях консолидированной части земной коры и строении верхней мантии рассматривал ряд исследователей, исходя из имеющихся данных профилей ГСЗ, проведенных на территории запада Средней Азии (Вольвовский и др., 1966; Борисов, 1967 и др.). Схематические

карты этой территории позволяют выявить основные закономерности глубинного строения земной коры этого района.

Так, на основании анализа структурной карты поверхности Мохоровичича (поверхности М) можно считать, что приподнятое залегание этой поверхности

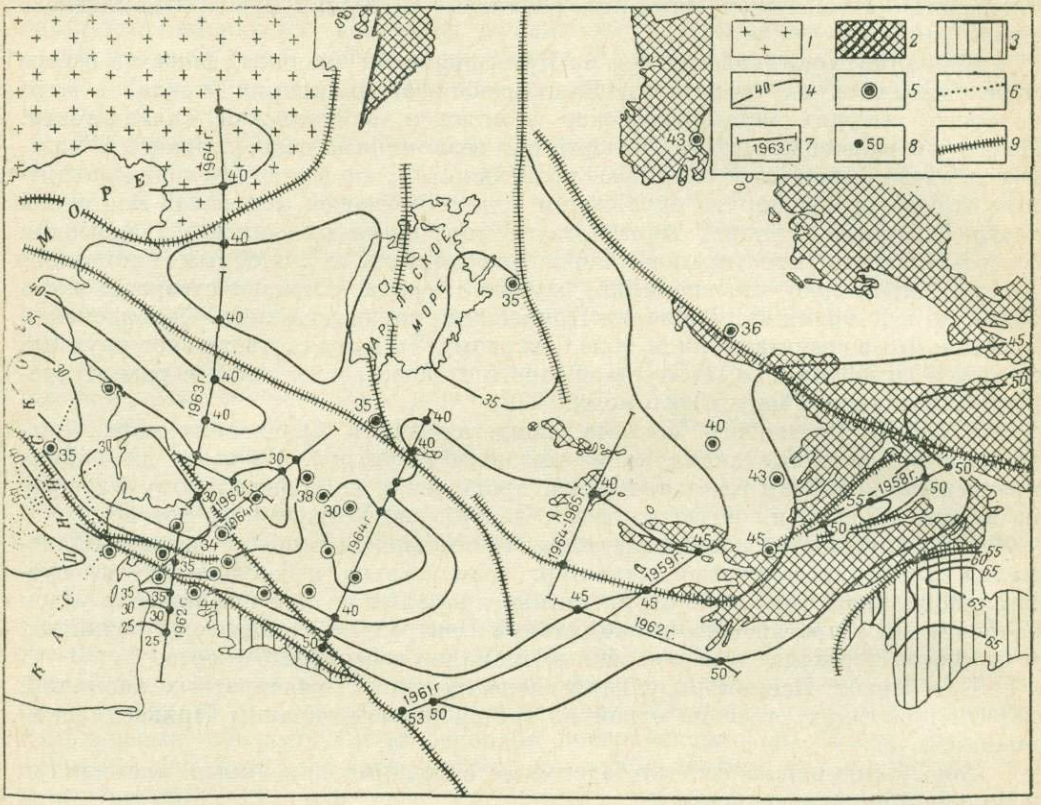


Рис. 2. Структурная схема подошвы земной коры (поверхности Мохоровичича) Туранской плиты.

Составили: Б. С. Вольвовский, И. С. Вольвовский, Р. Г. Гарецкий, А. Е. Шлезингер, В. И. Шрайбман по материалам АН Туркменской ССР, ВНИИГеофизики, ВСЕГЕИ, ГУГ и ОН при Совете Министров Узбекской ССР, ИФЗ АН СССР, МГиОН Казахской ССР, Спецфизики, УГиОН при Совете Министров Туркменской ССР и др., 1965 г.

1 — Русская плита, *2* — выходы пород фундамента эпипалеозойской платформы на поверхность, *3* — альпийская складчатая область, *4* — стратоизогипсы поверхности Мохоровичича, *5* — абсолютные отметки подошвы земной коры по данным сейсмологии и больших взрывов, *6* — профили ГЭС (непрерывное профилирование), *8* — абсолютные отметки подошвы земной коры по данным ГЭС, *9* — разломы.

соответствует зонам сводовых поднятий платформенного чехла, где на доплатформенную поверхность выходят кристаллические породы фундамента Карабогазского и Каракумского массивов (рис. 2). Здесь поверхность М залегает на глубинах 30—35 *км*. В гравитационном поле — это зоны положительных аномалий, а геомагнитное поле характеризуется мозаичным строением с частой сменой знака. Южнее этой зоны в пределах Предкопетдагского прогиба, Большого Балхана и прилегающей к нему части Западно-Туркменской впадины наблюдается довольно резкое погружение (до 40—45 *км*), соответствующее примерно осевой части крупного магнитного максимума, расположенного в этой части территории, и довольно резкому падению значения Δg. В централь-

ной части Западно-Туркменской впадины поверхность М поднимается до глубины около 25 *км*.

Севернее описанной зоны поверхность М погружается до глубины более 40 *км* в зоне Южно-Мангышлакских прогибов, незначительно воздымается в пределах Центрально-Мангышлакского поднятия и вновь погружается в пре-

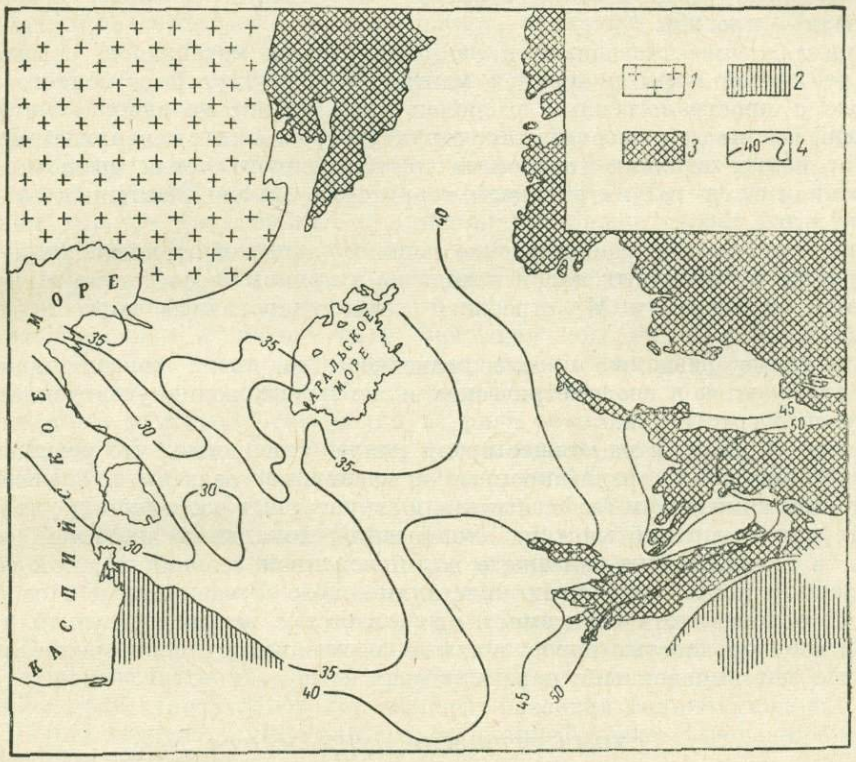


Рис. 3. Схема мощностей консолидированной земной коры Туранской плиты.

Составили: И. С. Вольвовский, Р. Г. Гарецкий, А. Е. Шлезингер, В. И. Шрайбман, 1965 г.

1 — Русская платформа, *2* — альпийская складчатая зона, *3* — выходы пород фундамента эпипалеозойской платформы на поверхность, *4* — линия равных мощностей консолидированной земной коры.

делах Северного Устюрта до глубины более чем 40 *км*. К Южно-Эмбенскому поднятию снова происходит небольшой подъем поверхности М.

Примерно такие же соотношения между поверхностью М и основными структурными элементами чехла сохраняются почти всюду на западе Средней Азии за исключением района Султануиздага, где резкому поднятию фундамента соответствует довольно значительное погружение поверхности М на глубину более 40 *км*.

Мощности консолидированной коры на рассматриваемой территории запада Средней Азии постоянны, колеблются лишь в пределах 30—35 *км* (рис. 3).

Большое влияние на общее строение территории и на распределение геофизических полей (особенно гравиметрического поля) оказывает строение верхней мантии. Некоторые общие вопросы, связанные с распределением

плотностей вещества верхней мантии, были выявлены в результате расчетов остаточных аномалий силы тяжести (Вольвовский и др., 1966 и др.). Построенная схема остаточных аномалий силы тяжести указывает на несомненную взаимосвязь между строением территории и состоянием вещества верхней мантии. Так, зонам пониженной плотности подкоркового вещества соответствуют в общем положительные тектонические элементы фундамента, а зонам наибольшей плотности — прогибы.

Сопоставление имеющихся в настоящее время материалов, освещающих строение земной коры и верхней мантии, со структурой осадочного чехла, *а также с пространственным расположением гравитационных и магнитных* аномалий указывает на соответствие структуры различных поверхностей земной коры от самых верхних горизонтов платформенного чехла до поверхности Мохоровичича на рассматриваемой территории (кроме Мангышлака) (Вольвовский и др., 1966).

Пространственное распределение положительных и отрицательных гравиметрических и магнитных полей находится в прямом соответствии с глубиной залегания поверхности М, строением консолидированной коры и верхней мантии.

Глубинные разломы, прослеживающиеся до низов консолидированной коры, отражаются в гравиметрических и магнитных полях увеличением соответствующих градиентов.

Таким образом, в настоящее время можно утверждать, что региональные геофизические поля (гравитационные и магнитные) связаны в значительной мере со всем комплексом геофизических и структурных особенностей, присущих земной коре и верхней мантии. Что касается локальных аномалий, то они, видимо, в большей мере связаны с возникновением условий в самой верхней части земной коры — в верхах кристаллического фундамента и в осадочном чехле. В основном эта зависимость связывается с петрографической и плотностной неоднородностью пород, а также, возможно, и с некоторыми другими не вполне еще выясненными параметрами.

СХЕМА СТРОЕНИЯ ФУНДАМЕНТА

Рассматриваемая территория включает юго-восточную часть Прикаспийской впадины и эпигерцинскую платформу, в которую входят погруженные под платформенный чехол структурные зоны Урала, развитые в северо-западном Приаралье, весь Устюрт, Мангышлак, акватория Каспия, прилегающая к восточному побережью, а также часть Северного Прикарабогазья.

Юго-восточная часть Прикаспийской впадины

Граница между молодой платформой и Прикаспийской впадиной в рамках рассматриваемой территории проводится на востоке по западному борту погруженного Зилаирского синклинория Урала, условно по осевой части Южно-Эмбенского гравитационного максимума и далее на юго-запад несколько западнее северо-западного окончания п-ова Бузачи. Затем, пересекая в северо-восточном направлении Северный Каспий, она выходит к дельте Волги, несколько южнее Астрахани.

По характеру развития в юго-восточной части Прикаспийской впадины геофизических, в основном геомагнитных, полей здесь выделяются три основные зоны: Гурьевская, Эмбенская и Северо-Каспийская (рис. 4).

Гурьевская зона выделяется на карте магнитных пород развитием протяженных сравнительно слабо интенсивных аномалий субширотной (юго-восточной) и широтной ориентировки. На карте наблюденных геомагнитных аномалий ΔT_a этой зоне соответствует в основном слабоотрицательное поле, осложненное в районе Гурьева небольшими и слабыми магнитными максимумами интенсивностью до 1,0 гамм. Аномальное гравитационное поле [1] этой зоны характеризуется мозаичным строением, типичным для солянокупольных областей.

Поверхность кристаллического фундамента погружена здесь более чем на 7 *км* и бурением не вскрыта.

Эмбенская зона расположена восточнее. Для нее характерно развитие множества интенсивных и протяженных аномалий магнитных пород, меридионального и субмеридионального простирания. Как указывалось выше, эти аномалии хорошо увязываются с аномалиями Башкирского антиклинория, дислокации пород фундамента которого связаны с байкальской складчатостью. Поэтому всю эту зону, как и описанную ранее Гурьевскую, мы условно относим к области байкальской складчатости без более дробного подразделения.

В наблюденном магнитном поле Эмбенская зона четко подразделяется на две части: на севере развиты крупные, в основном изометричные отрицательные аномалии интенсивностью менее 3,0 гамм, в южной части зоны находится крупный линейный максимум, состоящий из ряда локальных аномалий интенсивностью более 3,5 гамм. Характерно, что аномалии, связанные с магнитными породами фундамента, пересекают этот максимум ΔT_a почти под прямым углом. В то же время характерно, что в зоне развития положительных аномалий ΔT_a несколько изменяется конфигурация аномалий магнитных пород. На севере описываемой зоны, в области развития отрицательных аномалий ΔT_a преобладают небольшие по протяженности аномалии магнитных пород, в то время как в области максимума ΔT_a эти же аномалии весьма протяженны и интенсивны. В аномальном гравитационном поле эту зону можно разделить на две резко различные части. На севере преобладает мозаичное отрицательное гравитационное поле, характерное для области развития солянокупольной тектоники. На юге выделяется крупный гравитационный Южно-Эмбенский максимум субширотного простирания.

На севере, в пределах развития солянокупольной тектоники отложения фундамента скважинами не вскрыты из-за значительных глубин их залегания, превышающих здесь 6—7 *км*. На юге, в осевой части Южно-Эмбенского гравитационного максимума отложения палеозойского возраста пройдены рядом скважин. Однако кристаллические породы фундамента здесь не вскрываются.

Северо-Каспийская зона расположена в Северном Каспии к югу от Гурьевской зоны. Зона имеет широтное простирание, совпадающее в общих чертах с границей Прикаспийской впадины и молодой платформы. На карте магнитных пород эта зона выделяется крупными субширотными аномалиями, протягивающимися от района восточнее дельты Волги к северной части п-ова Бузачи и к восточному побережью Северного Каспия. На западе и востоке аномалии этой зоны почти под прямыми углами «упираются» в аномалии других зон.

В наблюденном геомагнитном поле Северо-Каспийская зона вырисовывается как зона изометричных и слабо линейных аномалий положительного знака интенсивностью свыше 2,0 гамм. Вся эта зона геомагнитного поля положительного знака окаймляется с севера и юга региональными минимумами.

---

[1] *Здесь и далее имеются в виду аномалии Буге.*

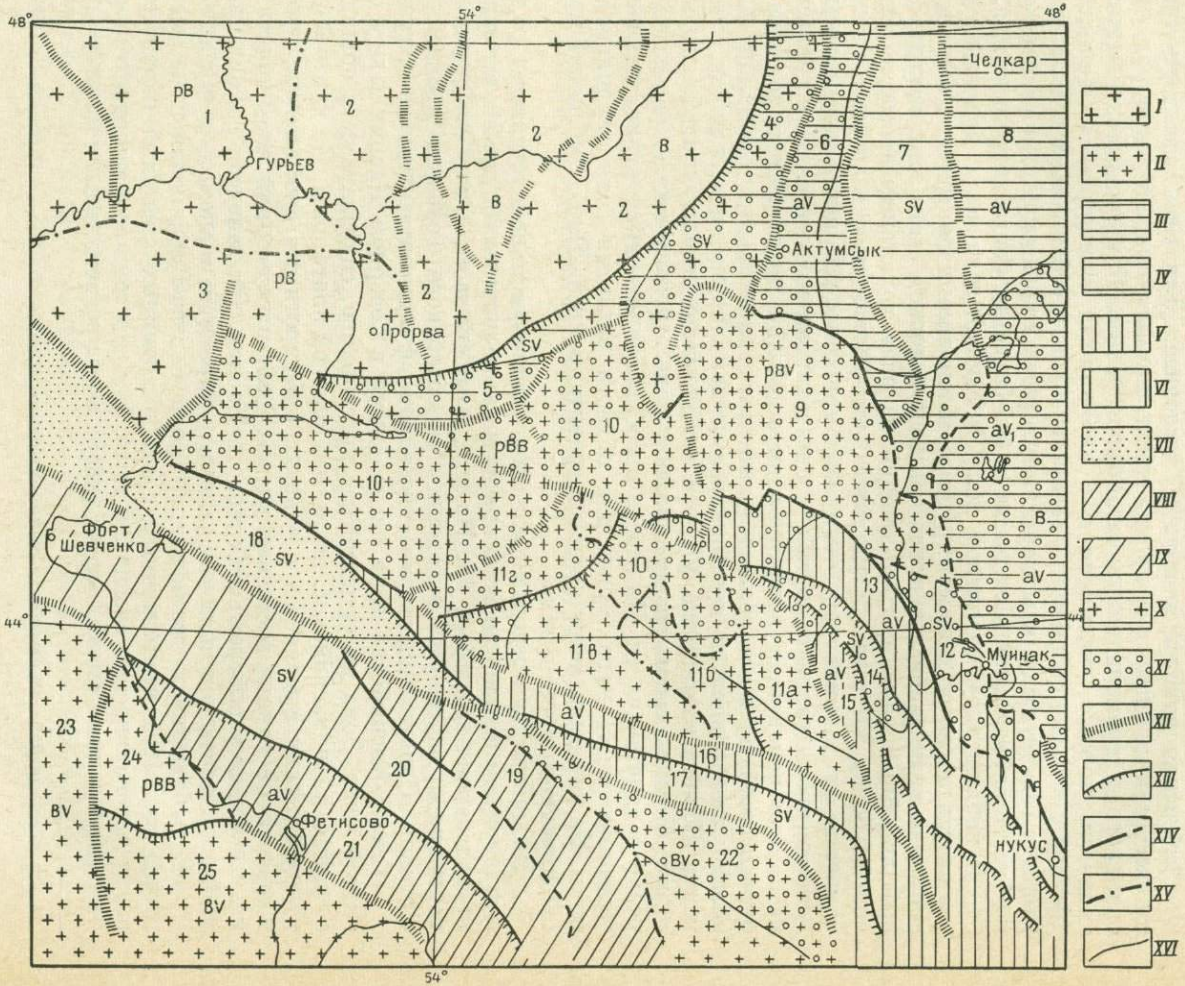


Рис. 4. Схема строения фундамента Мангышлака, Устюрта и прилегающих территорий.

Составил А. И. Летавин, 1970 г.

Русская платформа: *I* — Прикаспийская впадина. Эпипалеозойская платформа: *II* — древние жесткие массивы (осколки допалеозойских складчатых систем в областях развития палеозойских складчатостей). Уралиды: *III* — антиклинорные зоны и антиклинории; *IV* — синклинорные зоны и синклинории. Тяньшаниды: *V* — антиклинорные зоны и антиклинории; *VI* — синклинорные зоны и синклинории; *VII* — донбассиды. Закаспийская складчатая система: *VIII* — антиклинорные зоны и антиклинории, *IX* — синклинорные зоны и синклинории; *X* — краевые синклинории уралид, наложенные на прилегающий борт Русской платформы; *XI* — верхнепалеозойские орогенные формации, наложенные на более древние структурно-тектонические зоны; *XII* — зоны глубинных разломов; *XIII* — региональные разломы, *XIV* — прочие разрывные нарушения; *XV* — границы структурно-тектонических зон невыясненного характера; *XVI* — границы развития верхнепалеозойской орогенной формации.

Прикаспийская впадина: *1* — Гурьевская область, *2* — Эмбенская зона, *3* — Северо-Каспийская зона.

Эпипалеозойская платформа. Уралиды: *4* — Зилаирский синклинорий, *5* — Южно-Эмбенский синклинорий, *6* — Уралтауский антиклинорий, *7* — Магнитогорский синклинорий, *8* — Урало-Тобольский анти-

Северная часть зоны, видимо, относится уже к области солянокупольной тектоники, отражаясь в отрицательном по знаку гравиметрическом поле соответствующими резкими локальными аномалиями. Гравиметрическое поле южной части более спокойно.

Эпигерцинская платформа

Как указывалось выше, в эпигерцинскую платформу входит ряд зон, четко выделяющихся в геофизических полях и частично обоснованных материалами глубокого разведочного бурения.

Южное погружение уралид (погребенный Урал)

В северо-восточной части рассматриваемой территории располагаются структурные зоны южного погружения уралид. В Северном Приаралье и на прилежащей части Устюрта выделяется пять зон уралид.

Зилаирская зона является самой западной зоной южного погружения Урала. В структурном отношении это синклинорий, выполненный мощной толщей верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложений граувакковой формации.

На рассматриваемой территории Зилаирский синклинорий перекрыт мощной толщей верхнепалеозойской молассы.

Магнитные породы Зилаирского синклинория образуют интенсивные и протяженные магнитные аномалии, по своему характеру напоминающие аномалии прилежащей части Прикаспийской впадины. На юге магнитные аномалии восточной части этой зоны «упираются» в аномалии Северного Устюрта, а аномалии западной части несколько отклоняются к западу, как бы обтекая северо-западную часть Устюрта, и резко обрываются в районе Северного чинка Устюрта.

В наблюденном геомагнитном поле Зилаирский синклинорий вырисовывается положительными значениями ΔT_a, причем напряженность поля убывает в юго-западном направлении. Восточный борт этой зоны фиксируется резким градиентом ΔT_a в сторону относительного падения напряженности поля. На юге зоны, в районе Северного чинка Устюрта, где резко обрываются аномалии магнитных пород, располагается ряд минимумов ΔT_a с общей ориентировкой, перпендикулярной Уральской. Для северо-восточной части зоны характерно мозаичное поле, а на остальной территории преобладают линейные простирания изогамм.

В аномальном гравитационном поле рассматриваемая зона характеризуется отрицательными значениями Δg. На восточном борту выделяется резкий градиент Δg.

Сейсмические исследования, проведенные в прилегающей к Зилаирскому синклинорию части Прикаспийской впадины, Актюбинском Приуралье, Примугоджарье и Северном Приаралье МОВ и КМПВ, позволили в значительной мере детализировать структуру различных горизонтов платформенного чехла и поверхности доплатформенных комплексов. Однако

клинорий, Тиньшанилы: Восточно-Устюртская зона — *12* — Султануиздагский синклинорий, *13* — Байтерекский антиклинорий, *14* — Аламбекский синклинорий, *15* — Коскалинский антиклинорий.
Центрально-Устюртская зона: *16* — Кокбахтинский антиклинорий, *17* — Хоскудукский синклинорий. Донбассилы: *18* — Южно-Бузачинская зона. Закаспийская складчатая система: *19* — Восточно-Мангышлакский антиклинорий; *20* — Центрально-Мангышлакский антиклинорий, *21* — Южно-Мангышлакский антиклинорий.
Древние жесткие массивы. Северо-Устюртский: *9* — Кособулакская зона, *10* — Култукская зона, *11* — Яркимбайская зона (подзоны: *11а* — Восточная, *11б* — Курлукская, *11в* — Центральная, *11г* — Западная); *22* — Кумсебшенский массив. Карабогазский массив: *23* — Центрально-Каспийская зона, *24* — Песчаномысская зона, *25* — Северо-Карабогазская зона.
РВ — добайкальские складчатые системы (добайкалиды), В — байкальские складчатые системы (байкалиды), рВВ — блоки добайкалид, частично переработанные байкалидами, рВУ — блоки добайкалид, частично переработанные варисцидами (герцинидами), ВУ — блоки байкалид, частично переработанные варисцидами (герцинидами), варисцийские (герцинские) складчатые системы: аУ — антиклинории и антиклинорные зоны, SУ — синклинории и синклинорные зоны.

внутреннего строения палеозойского комплекса (фундамента) этими методами нельзя установить, хотя для периферии Мугоджар доказан унаследованный характер тектоники фундамента и платформенного чехла (Гарецкий, 1962).

Глубоким разведочным бурением вскрыты отложения фундамента на ряде поднятий этой и соседней зон. Детально вопросы строения этой территории рассматривались ранее в работах ряда исследователей (Гарецкий, Шрайбман, 1960; Гарецкий, 1962; Казаков и др., 1958) и поэтому подробно здесь не освещаются. Однако мы считаем необходимым отметить одну интересную деталь строения этой территории.

На карте магнитных пород в зоне Зилаирского синклинория отсутствуют характерные для Урала аномалии, которые, как отмечалось выше, относятся к краевой части Прикаспийской впадины Русской платформы и далее к северу прослеживаются до центральной части Башкирского антиклинория Урала, сложенного складчатыми комплексами байкалид. Иначе говоря, под Зилаирским синклинорием по геомагнитным данным прослеживается древний байкальский фундамент, характерный для восточной части русской платформы. Магнитные аномалии «уральского происхождения» в этой зоне отсутствуют. Это наводит на мысль о наложенном характере Зилаирского синклинория. Не исключено, что он наложен на краевую зону платформы.

Если учесть, что севернее рассматриваемого района, на широте г. Свердловска аналогичное сочленение Урала с Русской платформой зафиксировано комплексными сейсмическими работами (Халевин и др., 1966), то подобное положение в пределах рассматриваемой территории вполне вероятно.

Наконец, отметим, что, судя по всем имеющимся материалам, Зилаирский синклинорий имеет преимущественно тектонические контакты с окружающими структурными элементами.

Южно-Эмбенская зона является юго-западным продолжением Зилаирской зоны и в структурном отношении представляет синклинорий, выполненный преимущественно терригенными комплексами верхнего девона — нижнего карбона.

Характер региональных геофизических полей Южно-Эмбенского среднепалеозойского синклинория весьма своеобразен.

В аномальном гравитационном поле выделяется крупный Южно-Эмбенский максимум силы тяжести. В его центральной части максимальные значения Δg превышают 20 *мгл*. Этот гравитационный максимум охватывает не только Южно-Эмбенский среднепалеозойский синклинорий, но и прилежащую с севера часть Прикаспийской впадины. Происхождение максимума, охватывающего принципиально различные геотектонические элементы (с одной стороны среднепалеозойский синклинорий Урала, а с другой — прилежащий борт Прикаспийской впадины), становится понятным, если учесть, что эта территория была поднята в конце каменноугольного или в начале раннепермского времени и до юрского времени подвергалась интенсивному размыву. Об этом говорит отсутствие пермских и триасовых отложений в пределах центральной части поднятия.

Таким образом, гравитационный максимум отражает допермское поднятие, погребенное в последующее время. Поскольку геотектоническая разнородность Южно-Эмбенского поднятия доказана ранее рядом исследователей (Гарецкий, Егоров и др., 1961; Гарецкий, Наумова, Шлезингер, 1961; Яншин, Гарецкий и др., 1961 и др.), мы не будем останавливаться детально на этом вопросе.

Геомагнитная характеристика Южно-Эмбенского синклинория близка к характеристике описанной выше Зилаирской зоны.

На карте магнитных пород отчетливо видно, что интенсивные протяженные аномалии магнитных тел пересекают почти под прямым углом Южно-Эмбенский синклинорий. Здесь необходимо отметить, что в связи с отклонением южной части Зилаирского синклинория к западу Южно-Эмбенская зона, находящаяся на его продолжении, приобретает почти широтное простирание. Отмеченные же выше аномалии магнитных пород имеют меридиональные простирания. Они резко затухают на южном борту синклинория, «упираясь» в мозаичное поле Северного Устюрта.

Наблюденное геомагнитное поле так же близко к полю Зилаирской зоны. Крупный максимум ΔT_a интенсивностью свыше 3,0 гамм располагается севернее Южно-Эмбенской зоны. Последняя же находится на его южном «борту». Поэтому интенсивность напряженности геомагнитного поля Южно-Эмбенской зоны постепенно убывает в южном направлении до нейтральных и слабо отрицательных значений.

Сейсмические исследования методами ГСЗ и КМПВ показывают, что ложе кристаллических допалеозойских пород под Южно-Эмбенским синклинорием образует широкий грабен, в то время как залегающий выше палеозойский комплекс в современном структурном плане образует антиклинорий, четко прослеживающийся в рельефе доюрской поверхности.

По горизонтам платформенного чехла Южно-Эмбенское поднятие не фиксируется. На его месте располагается моноклиналь с падением пород в южном направлении.

Как отмечалось выше, породы палеозойского возраста вскрыты рядом глубоких скважин, причем на северном крыле поднятия вскрыты верхне-среднепалеозойские отложения платформенных карбонатных формаций, а на южном крыле — терригенные граувакковые формации среднепалеозойского возраста, которые, по мнению И. С. Вольвовского и др. (1966), «хорошо сопоставляются с одновозрастными образованиями Зилаирского синклинория Урала». Об этом же писали Р. Г. Гарецкий и др. (1961). Однако эти исследователи считают, что южный склон Южно-Эмбенского гравитационного максимума (Южно-Эмбенский среднепалеозойский синклинорий— по нашей терминологии) относится к внешней миогеосинклинальной зоне погребенных субширотных герцинид, не принадлежащих к Уральской складчатой системе.

Приведенные выше данные позволяют считать Южно-Эмбенский синклинорий юго-западным продолжением Зилаирского синклинория, хотя не исключено, что в зоне их взаимного перехода имеются структурные осложнения, пережимы и прочее, в результате чего эти тектонические элементы имеют сложное сочленение. Необходимо также учитывать их взаимоотношение с окружающими тектоническими элементами. *Если с запада и северо-запада и Зилаирская* и Южно-Эмбенская зоны граничат с Прикаспийской впадиной, то первая из них на востоке ограничена Уралтауской зоной Урала, а вторая — древним жестким Северо-Устюртским массивом допалеозойской консолидации, от которого Южно-Эмбенская зона отделяется крупным разломом. Шовный характер сочленения этой зоны с Прикаспийской впадиной был показан ранее рядом исследователей (Яншин и др., 1961; Гарецкий, Шлезингер, 1960; Гарецкий, 1962, и др.). На западе Южно-Эмбенская зона доходит до побережья Каспия и здесь, видимо, постепенно затухает.

Уралтауская зона уралид располагается восточнее Зилаирской зоны и в структурном отношении является южным погребенным окончанием антиклинория Уралтау. Его западная граница с Зилаирским синклинорием проходит, как отмечалось выше, по крупному разлому (надвигу). Центральная

часть Уралтауского антиклинория сложена кристаллическими сланцами докембрийского возраста, на которых на западе залегают нижне- и среднепалеозойские отложения Сакмарской зоны, тесно связанной тектонически с Уралтау и являющейся по сути дела западным крылом Уралтауского антиклинория.

К югу строение антиклинория усложняется. Здесь значительная его часть перекрывается ультраосновными породами Кемпирсайского массива и наложенными средне- и верхнепалеозойскими синклинориями.

На самом юге в пределах погребенного Урала на Кызылойской и Аккулковской площадях вскрытые отложения фундамента, описанные выше, подтверждают имеющиеся представления о строении Уралтауской зоны.

Довольно четко выделяется Уралтауский антиклинорий в геомагнитном поле. На карте магнитных пород отмечаются небольшие по протяженности аномалии меридионального простирания, четко протягивающиеся в южном направлении до северного чинка Устюрта, где они резко поворачивают на юго-восток почти до побережья Аральского моря. Этот поворот, вероятно, связан с «обтеканием» южным окончанием Уралтауской зоны Северо-Устюртского жесткого массива.

В наблюденном геомагнитном поле эта зона характеризуется отрицательными значениями ΔT_a, интенсивность которых достигает приблизительно 2,5 гамм. Поле мозаичное. Поворот южной части зоны на юго-восток на карте ΔT_a фиксируется отчетливо. В аномальном гравитационном поле южное окончание Уралтауского антиклинория фиксируется резко положительными значениями Δg по отношению к окружающим территориям. Характер поля линейно-мозаичный, что отражает, с одной стороны, общее поднятое положение этой зоны, а с другой, — частные осложнения, возникающие на общем фоне поднятия. Поворот южной части Уралтауской зоны на юго-восток в аномальном гравиметрическом поле отражается слабо. Это, видимо, связано с тем, что отклонившаяся к юго-востоку часть погружена под более молодые отложения значительной мощности.

Магнитогорский синклинорий (Зеленокаменная зона) расположен восточнее зоны Уралтау. Он сложен вулканогенно-осадочным комплексом силура, нижнего и среднего девона и терригенно-карбонатными отложениями верхнего девона общей мощностью более 4000 *м*. На юге обнаженной части Магнитогорского синклинория расположена, вероятно, остаточная Берчогурская синклиналь, выполненная терригенно-карбонатным комплексом верхнего девона — нижнего карбона общей мощностью около 2000 *м*.

В трансформированном геомагнитном поле здесь выделяются четкие линейные аномалии магнитных пород, имеющие значительную протяженность.

В северном Приаралье эта зона слегка поворачивает на восток.

Карты магнитных пород акватории Аральского моря не существует. Однако карта наблюденных значений ΔT_a указывает на то, что магнитные аномалии отрицательного знака, характерные для этой зоны, протягиваются к югу вдоль западного берега Аральского моря примерно до широты о. Возрождения.

В аномальном гравитационном поле зона Магнитогорского синклинория характеризуется в основном отрицательными значениями Δg.

Еще восточнее располагается **Урало-Тобольская антиклинорная зона.** Эта сложно построенная приосевая зона Урала отделяется от предыдущей зоны крупным разломом. В осевой части антиклинорной зоны развиты сильно метаморфизованные гранито-гнейсовые комплексы, кристаллические сланцы и кварциты докембрия и нижнего палеозоя. В отдельных местах в наложенных грабенах встречаются более молодые (до среднего карбона включительно)

вулканогенно-терригенно-карбонатные отложения. Породы Урало-Тобольской зоны прорваны гранитоидами нижнекарбонового возраста.

Аномалии магнитных пород в пределах антиклинорной зоны сгущаются в центральной части. Аномалии узкие, как правило сравнительно небольшой протяженности, иногда изменяющие ориентировку с меридиональной на юго-восточную.

В наблюденном магнитном поле эта зона выделяется линейно-мозаичным характером аномалий разного знака, которые прослеживаются далеко к югу в дельту р. Амударьи.

Подводя итог изучению структурных зон южного погружения Урала, можно отметить, что его западные зоны (Зилаирская и Южно-Эмбенская) в значительной мере контролируются прилежащим бортом Прикаспийской впадины и наложены на этот борт. Зона Уралтау на юге резко «обтекает» Северный Устюрт, а остальные зоны прослеживаются далеко к югу.

Сложное строение южного погружения Урала довольно четко расшифровывается при комплексной геолого-геофизической интерпретации материалов. Отметим также, что представленная тектоническая зональность относится к тектоническому плану среднепалеозойского времени. Верхнепалеозойский план частично наследует предыдущий, однако распределение орогенных комплексов верхнего палеозоя по периферии погребенного Урала выяснено только в общих чертах из-за амагнитности пород этих комплексов и специфических условий их строения. В результате для этого комплекса ограничено применение сейсмических и геомагнитных методов исследования и районирования.

Северо-Устюртский массив

Наличие на Северном Устюрте под отложениями платформенного чехла жесткого массива, разделяющего в той или иной мере складчатые системы Урала, Тянь-Шаня и Донбасса, предполагали многие исследователи (Казаков, 1957; Казаков, Чарыгин, Быков и др., 1958; Фотиади, 1956; Гарецкий, Шрайбман, 1960; Летавин, 1966 и др.). В настоящее время большинство исследователей разделяет это мнение. Однако до сих пор в связи с крайне ограниченным количеством геолого-геофизической информации вопрос о возрасте консолидации этого Северо-Устюртского массива и его размерах остается дискуссионным.

Полученные в последнее время геолого-геофизические материалы по Северному Устюрту и прилежащим районам позволяют, по нашему мнению, уточнить границы массива и высказать некоторые дополнительные соображения по поводу времени его консолидации.

На основании характера региональных геофизических полей, их соотношений с окружающими геофизическими полями, данных различных сейсмических исследований и бурения Северо-Устюртской опорной скважины массив может быть с некоторой долей условности разбит на три части (зоны): северо-восточную — Косбулакскую, центральную и западную — Култукскую и южную — Яркимбайскую зоны дробления, которая, в свою очередь, разделяется на ряд подзон.

Косбулакская зона на севере граничит с западными зонами уралид (Зилаирской и Уралтауской), на востоке — с Зеленокаменной и Урало-Тобольской зонами, на юге — с различными структурными элементами тяньшанид и на западе по разлому — с Култукской зоной массива.

В трансформированном магнитном поле Косбулакская зона выделяется крупными протяженными слабо интенсивными аномалиями магнитных пород,

имеющими юго-восточные простирания, перпендикулярные уральским. В эту зону на севере «упираются» аномалии восточной части Зилаирской зоны, а аномалии Уралтау «обтекают» ее.

В наблюденном геомагнитном поле зона характеризуется слабыми региональными аномалиями переменного знака.

Аномальное гравитационное поле Косбулакской зоны характеризуется резко отрицательными значениями Δg, которые в северной части зоны связаны, вероятно, с глубоким погружением здесь отложений фундамента.

В структуре платформенного чехла Косбулакская зона выражена глубоким прогибом, осевая часть которого примерно совпадает с разломом, ограничивающим эту зону с севера. Таким образом, этот прогиб наложен также на южную часть Уралтауской зоны. На юге к Косбулакской зоне относится Кассарминское поднятие, которое, видимо, является краевым поднятием этой зоны, связанным с Байтерекским антиклинорием расположенных к югу Тяньшанид.

Култукская зона расположена западнее предыдущей и занимает территорию северо-западного Устюрта и п-ова Бузачи. На севере она граничит с Южно-Эмбенской зоной уралид и Северо-Каспийской зоной Прикаспийской впадины, а на юге — с восточным окончанием Донбассид, Яркимбийской зоной и структурными зонами Тяньшанид.

Эта зона выделяется слабыми, преимущественно мозаичными аномалиями магнитных пород. В наблюденном геомагнитном поле зона выделяется преимущественно отрицательными значениями ΔT_a, напряженность которых постепенно убывает в восточном и западном направлениях.

Аномальное гравиметрическое поле Култукской зоны имеет отрицательные значения в восточной части зоны. Как и в случае Косбулакской зоны, этот обширный отрицательный минимум силы тяжести вызван погружением фундамента на значительные глубины. Однако аномалии этой зоны значительно менее интенсивны, чем аналогичные аномалии Косбулакской зоны. К восточной части этой территории на п-ове Бузачи располагается крупный максимум Δg. Его обычно связывают с резким подъемом поверхности фундамента в северной части п-ова Бузачи.

Структурный план платформенного чехла характеризуют в восточной части рассматриваемой зоны крупные субширотные прогибы, а в западной, на территории п-ова Бузачи — относительно поднятая территория. Проводившимся здесь глубоким разведочным бурением не был решен вопрос о строении и составе пород палеозойского возраста, поскольку наиболее древние из вскрытых здесь отложений относятся к пермо-триасу.

По геомагнитным данным в фундаменте Култукской зоны может быть намечен ряд крупных разломов, разделяющих эту зону на отдельные блоки.

Яркимбайская зона дробления расположена на юге Северо-Устюртского массива между Восточно-Устюртской и Центрально-Устюртской зонами герцинид. Граница с Култукской зоной проходит по сложному контуру.

В региональных геофизических полях эта зона выделяется субмеридиональными интенсивными магнитными аномалиями и для большей части зоны повышенными значениями Δg. По характеру и расположению магнитных аномалий и их соотношению с гравитационными аномалиями в пределах Яркимбайской зоны выделяются четыре подзоны: Восточная, Курлукская, Центральная и Западная.

Восточная подзона, граничащая с Коскалинским антиклинорием, выделяется рядом субмеридиональных аномалий магнитных пород, которые располагаются под некоторым углом по отношению к одноименным аномалиям Коскалинского антиклинория. В наблюденном магнитном поле эта подзона выделяется слабо интенсивными аномалиями ΔT_a обоих знаков с нарастанием напряженности к югу.

В гравиметрическом поле этой подзоне соответствуют отрицательные значения Δg в северной и южной частях зоны и положительные — в центральной части. В структуре платформенного чехла ей соответствует восточный склон Яркимбайской террасы.

Курлукская подзона характеризуется резкими аномалиями магнитных пород с простираниями, близкими к меридиональным.

В наблюденном магнитном поле эта подзона отмечена слабо положительным общим значением ΔT_a с изометричными аномалиями напряженностью более 1,5 гамм. В гравитационном аномальном поле эта подзона является восточным «склоном» Байчагырского гравитационного максимума с переходным слабо положительным характером поля.

На площади Курлук в пределах этой подзоны вскрыты, как отмечалось выше, эффузивные породы основного состава.

Расположенная западнее Центральная подзона является самой крупной из подзон Яркимбайской зоны дробления. Она также характеризуется преимущественно меридиональными простираниями аномалий магнитных пород, положительным региональным значением ΔT_a с нарастанием напряженности к югу и положительными значениями Δg, причем как наблюденное магнитное, так и аномальное гравитационное поля имеют тенденцию к мозаичности.

Западная подзона имеет близкий характер региональных геофизических полей. Магнитные породы здесь образуют крупные четкие аномалии северо-восточного простирания, совпадающие с простиранием максимума ΔT_a напряженностью свыше 1,0γ. В аномальном гравитационном поле эта зона совпадает с северо-западным «склоном» Байчагырского максимума, где значения Δg меняются от положительных до отрицательных.

В структурном плане платформенного чехла описанные выше подзоны располагаются в пределах различных структурных элементов Яркимбайской террасы — пологого погружения пород в северном направлении.

Как видно из приведенного выше описания, для Северо-Устюртского массива характерны довольно разнообразные региональные геофизические поля и их соотношения с аналогичными полями окружающих структурных элементов. По-видимому, эта разнородность указывает на сложную тектоническую природу этого массива.

Наиболее устойчивой зоной, менее всего подвергшейся переработке последующими тектоническими движениями, является Култукская зона массива. Резко упирающиеся в нее магнитные аномалии, связанные, вероятнее всего, с байкальскими складчатостями, наводят на мысль о добайкальской консолидации кристаллического фундамента этой зоны, который не подвергался значительной переработке (особенно магматической) в последующее время. Однако непосредственно связывать эту зону с прилегающими зонами Прикаспийской впадины, по нашему мнению, нет оснований, поскольку характер строения фундамента Култукской зоны достаточно своеобразен. На это также указывает и то обстоятельство, что в пределах зоны не прослеживаются аномалии магнитных

пород не только восточной, приуральской части, но и южной части Прикаспийской впадины.

Судя по расположению аномалий магнитных пород, а также частично по гравитационным аномалиям и аномалиям ΔT_a, Косбулакскую зону «обтекают» или «упираются» в нее как байкальские складчатости востока Прикаспийской впадины, «просвечивающие» под Зилаирским синклинорием, так и палеозойские складчатости уралид. Однако характерные простирания магнитных пород, имеющие здесь северо-запад — юго-восточные простирания, сходные с аналогичными простираниями прилегающих с юга тяньшанид, указывают на возможное их воздействие на добайкальский фундамент этой зоны и на некоторую переработку последнего в палеозойское время тяньшаньскими (а на севере зоны, возможно, и уральскими) складчатостями.

Наиболее сложно построен фундамент Яркимбайской зоны дробления. Видимо, это «блок» байкалид, а для восточных частей зоны, возможно, и добайкалид, подвергшийся сильной переработке в последующие этапы варисцийского орогенеза, причем интенсивность этой переработки увеличивалась в восточном направлении.

Западное окончание Тяньшанид

Погребенное под мезозойско-кайнозойским платформенным чехлом западное окончание палеозойской складчатой системы тяньшанид фиксируется геофизическими и геологическими материалами в виде двух сложнопостроенных зон: Восточно- и Центрально-Устюртской.

Восточно-Устюртская зона тяньшанид граничит с различными зонами Северо-Устюртского массива, а на востоке с Урало-Тобольским антиклинорием уралид, по отношению к которому она располагается кулисообразно. Строение зоны сложно. Она состоит из ряда синклинориев и антиклинориев, сменяющих друг друга вкрест простирания зоны.

Самым восточным структурным элементом является Султануиздагский синклинорий. Судя по геолого-геофизическим данным, он выполнен терригенно-карбонатными и вулканогенными отложениями девонского возраста, которые в северо-западном направлении, по-видимому, перекрываются верхнепалеозойскими преимущественно терригенными отложениями.

В наблюденном геомагнитном поле Султануиздагский синклинорий выделяется преимущественно отрицательными значениями ΔT_a, характерными для среднепалеозойских синклинорных зон Урала и Тяньшаня.

Гравитационное аномальное поле антиклинория переменно и зависит от современного структурного положения поверхности палеозойских отложений. Оно положительно на юго-востоке антиклинория и отрицательно в северо-западной части.

К западу от Султануиздагского синклинория располагается Байтерекский антиклинорий. В трансформированном магнитном поле он выделяется рядом протяженных аномалий магнитных пород субмеридионального простирания, которые в северной части антиклинория отклоняются к югу и резко «упираются» в различные зоны Северо-Устюртского массива. Торцовое сочленение с массивом происходит ступенчато, что в общем характерно для торцового сочленения линейных складчатых зон с жесткими массивами.

В наблюденном геомагнитном поле Байтерекский антиклинорий выделяется серией положительных аномалий ΔT_a, которые протягиваются от центральной части Актумсукского платформенного поднятия в юго-восточном направлении

несколько южнее Султануиздага. В гравиметрическом поле это в основном зона отрицательных гравитационных аномалий за исключением небольшой положительной аномалии на севере и крупной региональной гравитационной аномалии на юге. По бортам аномалий наблюдаются резкие гравитационные ступени, градиент которых иногда достигает 3—4 *мгл/км*.

Скважинами, вскрывшими отложения фундамента, установлено развитие гранитоидных пород на юге антиклинория и терригенно-карбонатных отложений в его северной части.

Еще западнее располагается Аламбекский синклинорий, в пределах которого аномалии, связанные с развитием магнитных пород, отсутствуют, а аномалии ΔT_a характеризуются отрицательными значениями, причем напряженность поля падает до значений менее —1,5 гамм. Аномальное гравитационное поле характеризуется отрицательными значениями Δg. В структуре платформенного чехла Аламбенский синклинорий не выражен. На нем расположены как положительные, так и отрицательные структуры отложений чехла.

В пределах синклинория скважины вскрыли только отложения пермотриасового возраста, представленные красноцветными терригенными породами. Таким образом, не исключено, что в пермо-триасе продолжалось унаследованное развитие Аламбекского синклинория.

Самый западный структурный элемент Восточно-Устюртской зоны — Коскалинский антиклинорий. Он выделяется резкими субмеридиональными аномалиями магнитных пород, в совокупности образующими четкую линейную зону антиклинория. В наблюденном геомагнитном поле антиклинорий выделяется слабо положительными значениями ΔT_a, интенсивность которых нарастает в западном направлении.

Аномальное гравитационное поле Коскалинского антиклинория нехарактерно. Оно положительно на юге, в пределах Айбугирского поднятия, и отрицательно на севере, в пределах Барсакельмесского прогиба — структур платформенного чехла.

Скважинами отложения фундамента вскрыты на юге Коскалинского антиклинория на площадях Коскала и Айбугир. Описание их было дано выше. Отметим только, что В. С. Князев (1969) считает возраст вскрытых отложений фундамента Коскалы допалеозойским, а Айбугира силур-девонским.

Центрально-Устюртская зона Тяньшанид имеет субширотное простирание, территориально совпадая с Центрально-Устюртским платформенным поднятием и его склонами. Зона состоит из двух структурных элементов — Кохбахтинского антиклинория и Хоскудукского синклинория.

Кохбахтинский антиклинорий занимает наиболее северное положение в этой протяженной зоне. В трансформированном магнитном поле этот антиклинорий выделяется крупной четко выраженной аномалией магнитных пород. В восточной части антиклинорий приобретает субмеридиональное простирание и сливается с Коскалинским антиклинорием Восточно-Устюртской зоны. В наблюденном геомагнитном поле Кохбахтинский антиклинорий соответствует осевой зоне крупного Центрально-Устюртского магнитного максимума ΔT_a, напряженность поля которого превышает 3,0γ. В гравиметрическом поле ему соответствуют резко положительные значения Δg. В структуре платформенного чехла Кохбахтинский антиклинорий занимает осевую часть Центрально-Устюртской системы поднятий.

Породы фундамента в пределах антиклинория вскрыты в пределах площади Кохбахты и западными скважинами площади Айбугир. Вскрытый здесь терригенно-карбонатный комплекс, описанный выше, относится, скорее

всего, к среднему палеозою, на основании чего этот антиклинорий и выделяется.

Хоскудукский синклинорий расположен к югу от описанного антиклинория и тесно с ним связан. Он выделяется серией аномалий магнитных пород, расположенных под небольшим углом по отношению к аналогичным аномалиям Кохбахтинского антиклинория. В наблюденном геомагнитном поле эта структура характеризуется положительными аномалиями ΔT_a, значения которых постепенно убывают к югу до нейтральных и слабо отрицательных.

В гравитационном аномальном поле синклинорий выделяется как «борт» Ассакеауданского гравитационного минимума с положительными значениями Δg в северной части и отрицательными — в южной и восточной.

В современном структурном плане Хоскудукский синклинорий выделяется как ступень, осложняющая южный борт Центрально-Устюртской системы поднятий.

Бурением отложения фундамента вскрыты только на самом юге синклинория в пределах Центрально-Сарыкамышского поднятия и на Шорджинской площади. В остальной части синклинория отложения палеозоя перекрыты красноцветными отложениями пермо-триасового возраста.

Судя по геофизическим данным, Хоскудукский синклинорий выклинивается в западном направлении примерно на меридиане Западного чинка Устюрта (колодец Кугусем). В верхнепалеозойское время он отделял Кохбахтинский антиклинорий от расположенного южнее Кумсебщенского массива.

Восточное замыкание Донецкой складчатой системы

Донецкая складчатая система (донбассиды) четко прослеживается от Донбасса до западного побережья Каспия, где отложения каменноугольного и нижнепермского возраста вскрыты многочисленными скважинами и изучены (Дубинский, 1956; Ясенева, 1956; Летавин, Маловицкий, 1959; Эвентов, 1960; Мирчинк и др., 1963 и др.).

Что касается продолжения донбассид далее к востоку в пределы Северного Каспия и Закаспия, то этот вопрос до сих пор не решен однозначно, из-за недостатка данных. В большинстве случаев последние сводятся к той или иной интерпретации геофизических материалов съемок различного вида и детальности.

Южно-Бузачинская зона. В настоящее время почти все геологи, занимающиеся исследованием соотношений структурных элементов домезозойских комплексов, сопоставляют верхнепалеозойскую складчатость западного побережья Каспия с районом Бузачей и Северного Устюрта.

Появившиеся в последнее время новые данные геофизических исследований позволяют, как нам кажется, несколько уточнить имеющиеся по этому вопросу представления.

Зона северных окраин донбассид на западном побережье Каспия характеризуется крупными широтными линейными аномалиями магнитных пород, которые в пределах акватории Северного Каспия меняют ориентировку на юго-восточную и резко затухают. Только в северной части этой зоны аномалии магнитных пород прослеживаются от дельты Волги до южной части п-ова Бузачи и далее в юго-восточном направлении до Западного чинка Устюрта.

В наблюденном геомагнитном поле эта зона положительными значениями ΔT_a четко выделяется среди зон отрицательных аномалий, свойственных Мангышлаку и Бузачам. Характерные гравитационные аномалии этой зоне не свойственны. В общем можно указать на то, что положительные значения Δg свойственны северной и западной частям зоны, а отрицательные — восточной и южной.

Структурный план отложений платформенного чехла этой зоны отмечается относительно спокойными формами, имеющими субширотное простирание, согласное с простиранием зоны в целом.

Верхнепалеозойские отложения восточной части донбассид перекрываются довольно значительными по мощности отложениями переходного комплекса пермо-триасового возраста и нигде не вскрыты скважинами.

В структурном отношении Южно-Бузачинская зона является продолжением Донецкого синклинория — сложно построенного верхнепалеозойского сооружения.

Закаспийская складчатая система

К Закаспийской складчатой системе относим палеозойские сооружения Мангышлака, Южного Устюрта и Прикарабогазья, погребенные под мощными толщами переходного комплекса пермо-триасового возраста и мезозойско-кайнозойским платформенным чехлом. Далее в юго-восточном направлении Закаспийская складчатая система продолжается в Южную Туркмению, достигая альпийских сооружений Копет-Дага. Эта сложно построенная система разделяется на ряд тектонических зон. В пределах рассматриваемой территории выделяются три зоны: Восточно-Мангышлакская, Центрально-Мангышлакская и Южно-Мангышлакская.

Восточно-Мангышлакская зона на востоке граничит в основном с Кумсебшенским массивом, а на западе с центрально-Мангышлакской зоной.

Геомагнитное поле этой зоны характеризуется слабо положительными и нейтральными значениями аномалий ΔT_a и слабыми по интенсивности, но протяженными аномалиями магнитных пород. Гравитационное поле в общем отрицательно. В северо-западной части зоны оно линейно-мозаично с резкими перепадами значений Δg и локальными гравитационными аномалиями, в юго-восточной части зоны характер поля более спокоен. Современный структурный план платформенного чехла значительно отличается от структурного плана окружающих территорий своей сложностью. Это положение наряду с перечисленными выше геофизическими характеристиками дало повод к выделению описываемой своеобразной территории в отдельную зону. Мозаичность структурного плана отложений платформенного чехла указывает на значительную раздробленность фундамента этой территории, что позволило условно отнести ее к верхнепалеозойскому антиклинорию, перекрытому впоследствии мощными толщами пермо-триасовых отложений.

Центрально-Мангышлакская зона охватывает территории Центрального Мангышлака и Южного Устюрта. Зона, как и вся система, простирается с северо-запада на юго-восток.

В региональных геофизических полях она выделяется слабо.

Наблюденное геомагнитное поле характеризуется региональным минимумом ΔT_a, в пределах которого, особенно в восточной части зоны, появляются слабо положительные локальные аномалии.

В трансформированном магнитном поле выделяется несколько мало интенсивных, хотя и довольно протяженных, аномалий магнитных пород. В целом

эта зона характеризуется спокойным геомагнитным полем слабой напряженности.

Гравитационное аномальное поле Центрально-Мангышлакской зоны весьма разнообразно и зависит в основном от структуры поверхности пермо-триасовых отложений, которая здесь весьма сложна. В общем случае линейные положительные значения Δg характерны для территории Мангышлака, а отрицательные — для периклинальных частей зоны.

В структурном плане отложений платформенного чехла эта зона отмечается сочетанием многочисленных резко выраженных положительных и отрицательных элементов, характерных для строения Мангышлакской системы платформенных поднятий.

Допермский фундамент этой зоны погребенный, как указывалось выше, под мощными отложениями пермо-триаса и мезо-кайнозоя, на территории зоны не обнажается и скважинами не вскрыт. Для суждения о его составе и возрасте имеются только косвенные данные. К юго-востоку от рассматриваемой зоны, в пределах восточной части Туркмении отложения палеозоя выходят в осевой зоне Туаркырской антиклинали. Их описание было приведено выше. Можно считать фундамент этой зоны близким к Туаркырскому, но более молодым.

По своему положению эта зона как приразломный грабен пермо-триасового времени хорошо сопоставляется с зоной Манычских прогибов Предкавказья, фундамент которой в основном представлен терригенными отложениями верхнего палеозоя. Таким образом, описываемая зона представляется в качестве верхнепалеозойского синклинория, который в своей центральной и западной частях, видимо, аналогичен приразломной синклинальной зоне южного склона Донецкой складчатой системы.

Южно-Мангышлакская зона охватывает Южный Мангышлак, часть северного Мангышлака и восточное Прикарабогазье. Характеристика региональных геофизических полей этой территории близка к таковой предыдущей зоны.

Наблюденное геомагнитное поле характеризуется развитием регионального минимума ΔT_a, на фоне которого выделяются отдельные небольшие аномалии положительного знака. Аномалии магнитных пород мало интенсивны, хотя и имеют значительные размеры. С юга эту зону ограничивает Карабогазский массив с резко отличным геомагнитным полем, аномалии которого подходят к Южно-Мангышлакской зоне под углом.

Гравитационное поле характеризуется в основном положительными значениями Δg, хотя значительная часть этой зоны совпадает с прогибами в платформенном комплексе.

Фундамент описываемой зоны также нигде не вскрыт. Предполагается, что он представлен сланцевым среднепалеозойским комплексом Туаркырского типа. Сопоставление этой тектонической зоны с Предкавказьем также позволяет считать наиболее вероятным развитие здесь метаморфизованных отложений среднего палеозоя.

Таким образом, можно предполагать, что эта зона является верхнепалеозойским антиклинорием, примыкающим на юге к Карабогазскому массиву.

Кумсебшенский массив

Кумсебшенский массив выделяется исключительно по геофизическим данным, в связи с чем (как и Северо-Устюртский массив) в значительной степени условно. Скважины, расположенные в пределах массива, вскрывают отложения пермо-триасового возраста не проходя их. Таким образом, фундамент массива

не известен. Предполагается, что этот массив байкальской консолидации подвергся небольшой переработке в последующую герцинскую эпоху складчатости. Однако фундамент его в основном остался байкальским.

Массив в пределах рассматриваемого района на севере граничит с Центрально-Устюртской зоной Тяньшанид, а на западе — с Восточно-Мангышлакской зоной. В наблюденном геомагнитном поле он выделяется крупными изометричными отрицательными аномалиями ΔT_a, которые далее в северо-западном направлении протягиваются узкой полосой локальных аномалий до западных чинков Устюрта.

В трансформированном магнитном поле эта территория характеризуется слабыми редкими аномалиями магнитных пород.

В аномальном гравитационном поле Кумсебшенский массив в выделенных границах характерен отрицательными значениями Δg, причем в северной части интенсивность аномалий убывает.

Видимо, этот массив в настоящее время погребен под мощными толщами пермо-триаса и мезо-кайнозоя. Основанием для его выделения служит наблюденное магнитное поле, сходное с полем северной части Каракумского свода.

Кумсебшенский массив в настоящее время еще слабо изучен и его строение по мере накопления фактического материала будет, видимо, еще неоднократно пересматриваться.

Карабогазский массив

Карабогазский массив является одним из наиболее крупных массивов эпипалеозойской платформы юга СССР. Он, видимо, играет решающую роль в тектонике района, прилежащего к западному и восточному побережьям Каспия и его акватории. Впервые Карабогазский массив выделил Ю. Н. Годин (1957) на основании анализа региональных геофизических полей, в последующее время его выделяли в несколько различных границах (Казаков, 1957; Куприн, 1962; Мирчинк и др., 1964; Маловицкий, 1967 и многие другие).

После выделения массива Ю. Н. Годиным детальными геофизическими и буровыми работами было уточнено его строение и значительно расширены границы, особенно в северо-западном направлении в акватории Среднего Каспия, бо́льшая часть которого оказалась занятой массивом. На севере Карабогазский массив доходит почти до п-ова Тюб-Караган, а на юге — до Предкопетдагского прогиба. Ширина массива достигает 300—350 *км*.

На рассматриваемую территорию заходит только северная часть Карабогазского массива, которая в основном охватывает акваторию Среднего Каспия и небольшую часть Северного Прикарабогазья. Здесь границы массива, да и сам массив, выделяются только по геофизическим данным в отличие от центральной части, где довольно многочисленные скважины вскрыли различные породы, относимые к фундаменту и описанные выше.

В северной части массива можно выделить три зоны, отличающиеся некоторыми геофизическими характеристиками — Среднекаспийскую, Песчаномысскую и Северо-Карабогазскую.

Среднекаспийская зона выделяется в качестве субмеридиональной зоны с развитием характерных региональных геофизических полей.

В трансформированном геомагнитном поле ей соответствуют протяженные субмеридиональные аномалии магнитных пород. Простирания этих аномалий резко отличаются от обычных субширотных простираний, развитых на этой территории. Возможно, что они отражают допалеозойский структурный план

складчатых комплексов, слагающих массив, и его сравнительно небольшую переработку в герцинский этап тектогенеза.

Аномалии ΔT_a также характеризуются субмеридиональным простиранием и напряженностью поля, превышающей в отдельных случаях 2,0 гамм. Напряженность гравитационного поля этой зоны постепенно снижается в северном направлении.

В структуре платформенного чехла эта часть свода является восточным бортом Терско-Каспийского прогиба.

Песчаномысская зона в виде треугольника неправильной формы расположена в северо-восточной части Карабогазского свода. Она характеризуется отрицательными значениями наблюденного магнитного поля. Аномалии магнитных пород в пределах зоны не выделяются. Гравиметрическое поле характеризуется положительными аномалиями Δg.

Песчаномысская зона отличается тем, что ее «обтекают» магнитные аномалии соседних зон: с запада — аномалии магнитных пород и изоаномалы ΔT_a Среднекаспийской зоны, с юга — аналогичные аномалии Северо-Карабогазской зоны, которые при приближении к южной границе Песчаномысской зоны резко меняют направление с северо-западного на юго-западное.

Слабо осложненная структура платформенного чехла этой зоны также указывает на своеобразный характер ее тектоники, на значительную устойчивость этой территории по отношению к деформациям пород чехла. Имеющиеся здесь немногочисленные локальные поднятия являются в основном приразломными. Все это позволяет считать фундаментом зоны складчатые комплексы байкалид, не испытавшие или испытавшие в незначительной степени тектоническую переработку в последующие эпохи тектогенеза.

Северо-Карабогазская зона входит в пределы рассматриваемой территории только своей северной частью. Она характеризуется протяженными, хотя и не очень интенсивными, аномалиями магнитных тел. Последние в пределах центральной части зоны имеют северо-западное простирание, которое резко изменяется на юго-западное в северной части, в акватории Казахского залива при приближении к Песчаномысской зоне.

Наблюденное геомагнитное поле этой части Северо-Карабогазской зоны слабо положительно, региональные аномалии Δg также имеют положительные значения.

В плане строения фундамента эта зона представляется как байкальская, испытавшая значительную переработку в герцинскую эпоху.

Таким образом, северная часть Карабогазского массива представляется в значительной мере гетерогенной областью, где байкальское основание переработано в последующие тектонические эпохи с разной степенью интенсивности.

Подводя итог исследованиям строения фундамента, необходимо отметить следующие основные результаты.

В настоящее время уже не вызывает сомнений гетерогенность фундамента молодых платформ вообще и изученной территории в частности. Значительная часть фундамента Устюрта представлена древними породами, слагающими жесткий Северо-Устюртский массив допалеозойской консолидации. Близкими в тектоническом отношении являются Кумсебшенский и Карабогазский массивы. В основном это, видимо, массивы верхнепротерозойской, байкальской консолидации, оставшиеся в виде изолированных «осколков» во время дробления субстрата в варисцийскую (герцинскую) эпоху геосинклинального развития территории. В это время массивы играли роль поднятий участков, типа гео-

антиклинорных зон, разделенных геосинклинорными прогибами. Их геосинклинальное развитие по сути дела близко к развитию антиклинориев в складчатых системах.

Однако в заключительный, орогенный этап развития складчатых областей, окружающих массивы, последние могли быть втянуты в нисходящие движения и перекрыты значительными по мощности толщами моласс, как это имеет место в случае Северо-Устюртского и, частично, Кумсебшенского массивов.

Жесткие древние массивы располагаются как между геосинклинорными складчатыми системами и зонами, отделяя их друг от друга, так и в местах затухания этих систем. Например, Северо-Устюртский массив расположен на затухании западных зон Уралид, западных зон Тяньшанид и восточных зон Донбассид. В то же время южная часть массива разделяет Восточно- и Центрально-Устюртские зоны Тяньшанид.

Расположенный за пределами рассматриваемой территории в Южном Приаралье Бельтауско-Тюратамский массив «замыкает» центральные и восточные зоны Урала и ряд зон Тяньшанид. Аналогичные функции выполняют Кумсебшенский и Карабогазский массивы.

По отложениям платформенного чехла жесткие массивы могут выделяться как положительные структурные формы в виде сводовых поднятий (Карабогазский свод), так и в виде отрицательных элементов (впадин, прогибов), как в случае Северо-Устюртского массива.

Таким образом, роль древних жестких массивов в тектонике молодых эпипалеозойских платформ весьма велика. Однако не следует забывать, что жесткие массивы являются составной частью палеозойской геосинклинальной области, закончившей свое развитие в конце палеозойского времени и превратившейся затем в молодую эпипалеозойскую платформу. Исследователи, которые видят в древних породах жестких массивов «доказательство» древнего, допалеозойского возраста консолидации этой территории, ошибаются, принимая возраст древних отложений за возраст консолидации геосинклинальной области. В данном случае возраст отложений, слагающих жесткие массивы, может быть весьма древним, допалеозойским, а в отдельных случаях даже доверхнепротерозойским. В то же время консолидация герцинской геосинклинальной области юга СССР произошла (т. е. геосинклинальный режим на этой территории прекратился) только в конце верхнепалеозойского времени.

В пределах рассмотренной территории жесткие массивы занимают около 60% всей площади молодой платформы. На долю складчатых систем приходится около 40% площади. Однако это соотношение не учитывает площади массивов, покрытых верхнепалеозойскими молассами периклинальных прогибов. Если эти территории включить в состав складчатых зон, что с тектонической точки зрения вполне обосновано, то площадь жестких массивов, где отсутствуют палеозойские отложения, не превысит 20% от общей площади фундамента молодой платформы.

Принятая методика изучения строения фундамента молодой платформы, включающая весь комплекс имеющихся в настоящее время геолого-геофизических материалов, позволила значительно уточнить существовавшие ранее представления.

В зоне, пограничной между древней и молодой платформами, выделяется новый тип структурных элементов — краевые синклинории, наложенные на прилегающий борт платформы. В пределах этой зоны имеются как бы два этажа фундамента: нижний — непереработанный палеозойскими магматическими

процессами кристаллический фундамент древней платформы и верхний — наложенный на него дислоцированный палеозойский комплекс.

Выбранная методика работ дала возможность на отдельных участках территории «снять» влияние немагнитного верхнепалеозойского, а иногда и среднепалеозойского комплекса и показать строение более глубоких горизонтов. В то же время, учитывая необходимость выявления характера структуры и распространения этих комплексов, на схеме строения фундамента показано для части территории двухъярусное строение фундамента. Хотя такой подход и не является оригинальным и применялся ранее для этой территории некоторыми исследователями (Гарецкий, Шрайбман, 1960; Вольвовский и др., 1966 и др.), тем не менее он позволил значительно более детально расшифровать строение палеозойских комплексов фундамента. Благодаря комплексному анализу геофизических материалов удалось несколько более детально, чем это делалось ранее, классифицировать разрывные нарушения фундамента. Все это позволило составить схему строения фундамента, отличающуюся большей детальностью по сравнению с предыдущими схемами этой территории.

Глава II

ГЕОЛОГИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРЕХОДНОГО КОМПЛЕКСА

После завершения геосинклинального развития, последней фазой которого является орогенный этап, отмеченный в геологической истории глубоким размывом поднятий и накоплением молассовых толщ во впадинах, устанавливается своеобразный тектонический режим. Он отличается как от уже закончившегося геосинклинального, так и от еще ненаступившего платформенного. Этот тектонический режим мы называем переходным этапом, а сформированные в этот период отложения — переходными комплексами (Крылов, Летавин, 1959; Мирчинк и др., 1961, 1962, 1963; Князев и др., 1963 и др.).

Переходный этап на молодых платформах охватывает обычно верхнепермскую и триасовые эпохи, но иногда его временные границы сдвигаются и захватывают как нижнепермскую эпоху, так и лейас.

Выделению переходных этапов в общей схеме геотектонического развития Земли в последнее время было посвящено немало работ, при этом особое внимание уделялось переходным комплексам молодых эпипалеозойских платформ, поскольку они по целому ряду причин оказались наиболее доступными для изучения (Крылов, Летавин, 1966; Князев, Флоренский, 1967; Вольвовский и др., 1966; Архипов, Полканова, 1966; Князев и др., 1963; Мирчинк и др., 1961а; Мирчинк и др., 1961б; Мирчинк и др., 1962; Крылов и др., 1964 и др.).

В настоящее время подавляющее большинство геологов признает своеобразие переходных комплексов, их отличие от выше- и нижезалегающих толщ и их особое, равноценное по отношению к геосинклинальным и платформенным комплексам положение.

На рассматриваемой территории отложения переходного комплекса пермо-триасового возраста выходят на дневную поверхность в ряде пунктов Мангышлака и в осевой части Туаркырской антиклинали.

На Мангышлаке отдельные выходы пермо-триасовых отложений протягиваются от горного массива Каратаучик на западе до урочища Кугусем на востоке. Кроме этих крайних пунктов выхода пермо-триаса, названные отложения слагают хребты Западной и Восточной Каратау и горные массивы Жанаулие, Тоташа, Тынымбай, Кунабай, Карашек, Кичик-Карашек и Карамая.

Наиболее детальное изучение этих отложений проводилось в Западном и Восточном Каратау. Разрезы пермо-триасовых отложений Западного Каратау частично обоснованы фаунистически.

Стратиграфией «каратауской серии», как называют иногда эти отложения, занимались многие исследователи (Андрусов, 1911; Алексейчик, 1941; Мокринский, 1952; Кипарисова, 1958; Астахова, 1956; 1958, 1960; Астахова и др., 1959; Шлезингер, 1959; Винюков, 1963 и др.). Большинство из них изучали триасовые отложения, поскольку низы серии, условно отнесенные к верхнепермским отложениям, фаунистически почти не охарактеризованы.

Верхнепермские отложения Мангышлака подразделяются на три свиты. Самая нижняя из них, биркутская, представлена плотными аргиллитами с раковистым изломом с редкими прослоями полимиктового мелкозернистого песчаника.

Выше залегают отложения отпанской свиты, которые состоят в основном из чередующихся пластов песчаников и аргиллитов серых и вишневых оттенков в Западном Каратау и серо-зеленых и голубоватых песчаников в Восточном Каратау. Эти отложения перекрываются песчаниками и сланцами долнапинской свиты, которые характеризуются вишнево-красными тонами, а также присутствием отдельных прослоев мелкогалечникового конгломерата и туфогенных образований.

Общая видимая мощность верхнепермских отложений Мангышлака составляет 2700—3000 *м*, причем отпанская и долнапинская свиты слагают, видимо, большинство небольших выходов «каратауского комплекса» в восточной части Мангышлака.

Отложения триасовой системы широко известны в пределах западной части Мангышлака, а также в ряде изолированных выходов на востоке. Стратиграфию триасовых отложений мы даем по схеме, предложенной А. Е. Шлезингером (1965). Они начинаются таушикской свитой, относимой целиком к нижнему триасу на основании довольно многочисленных находок аммонитов. Литологически таушикская свита представлена синевато-зеленоватыми глинистыми сланцами, песчаниками и обычно темными и серыми известняками. В верхах свиты появляются глинисто-мергелистые серые сланцы и буроватые песчаники.

Карадуанская (конгломератовая) свита сложена крупнозернистыми песчаниками, алевролитами и глинистыми сланцами с довольно многочисленными прослоями и линзами внутриформационных конгломератов. Окраска пород пестрая — от вишнево-красной до зеленовато-серой. Фаунистических остатков в этой свите не встречено, и возраст слагающих ее пород датируется среднетриасовым по ее положению в разрезе между фаунистически охарактеризованными отложениями подстилающей таушикской и перекрывающей акмышской свит верхнего триаса.

Акмышская свита состоит из известняково-сланцевых пород, причем вся толща имеет цикличное строение. Низы толщи представлены известняками, выше залегает терригенная пачка, затем снова идут известняки, сменяющиеся вверх по разрезу терригенными породами. Цвет всей свиты темно-серый, иногда почти черный. Ее возраст определяется по фауне пелеципод как низы верхнего триаса (карнийский ярус) (Астахова и др., 1959; Кипарисова, 1958).

Общая видимая мощность триасовых отложений достигает 3500 *м* в Западном и около 7000 *м* в Восточном Каратау. Наибольшая мощность пермо-триасовых отложений Восточного Каратау по данным А. Е. Шлезингера составляет 8300 *м*. Сводная же видимая мощность «каратауского комплекса» Мангышлака приближается к 9000 *м*. Однако ясно, что это не полная мощность пермо-триасовых отложений этого района. По данным Вольвовского и др. (Шлезингер, 1965), мощности верхнего структурного яруса фундамента, под которым понимается каратауский комплекс пермо-триасового возраста, составляют более

14 000 *м*. Причем наибольшие мощности этих отложений отмечаются на востоке Мангышлака в районе гор Карашек и Карамая. Нам кажется, что мощности этих отложений несколько завышены. Видимо, упомянутые выше авторы включили в состав каратауского комплекса и более древние отложения, мало отличающиеся по физическим константам от каратауского комплекса.

Изучавший плотности пермо-триасовых отложений Мангышлака П. В. Флоренский (Князев, Кононова, Флоренский и др., 1963) дает среднюю плотность пород каратауского комплекса 2,70 *г/см*^{3}. Увеличение плотностей наблюдается вниз по разрезу от 2,65 *г/см*^{3} для пород акмышской свиты до 2,72 *г/см*^{3} для пород отпанской и биркутской свит. Эти весьма высокие плотности терригенных пород, практически достигшие предела, указывают на специфические условия развития Мангышлака в пермо-триасовое время. Характер и мощности отложений свидетельствуют о быстром прогибании и накоплении мощных толщ преимущественно терригенного состава в континентальных и прибрежно-лагунных субаквальных условиях. В дальнейшем комплекс этих пород был значительно дислоцирован, метаморфизован, вплоть до появления отчетливой сланцеватой текстуры и бластовых структур. Таким образом, каратауский комплекс отложений пермо-триасового возраста приближается по своей характеристике к миогеосинклинальному типу отложений. Однако по ряду признаков он значительно отличается от таковых, прежде всего полным отсутствием интрузивного магматизма пермо-триасового возраста как в пределах Мангышлака, так и в соседних территориях, а также очень слабым проявлением эффузивного магматизма, особенно в верхах каратауской серии, и характером формаций. Все эти признаки указывают на то, что аратауский комплекс является крайним членом тектонического ряда переходного комплекса отложений, на противоположном конце которого располагаются горизонтально залегающие отложения субплатформенного типа (Крылов, Дитмар, Летавин, 1964).

Наконец отметим, что между направлением осей складок в пермо-триасовом комплексе и современной осью Каратауского вала имеется азимутальное несогласие около 20°, причем структуры пермо-триаса характеризуются северо-западным, а современная ось почти широтным простиранием.

В пределах осевой части Туаркырской антиклинали, где, как указывалось выше, также обнажаются пермо-триасовые отложения, они представлены красноцветными породами различного состава.

Изучением этих отложений занимались Н. П. Луппов (1932), В. С. Курбатов (1956), П. В. Флоренский и О. А. Гаврилова (1962); Т. В. Астахова (1962) и другие.

Здесь выделяются две свиты — кизилкиинская и аманбулакская. Первая из них относится к перми, вторая — к триасу. Кизилкиинская свита представлена в основном грубыми отложениями — пластами конгломератов, песчаников, реже — алевролитами. В свите выделяются три пачки, характеризующие ее цикличное развитие. Каждая из них начинается конгломератами, которые вверх по разрезу сменяются более мелкозернистыми породами вплоть до аргиллитов. Нижняя пачка, кроме того, обогащена вулканогенным материалом и содержит прослои туфов, туфопесчаников и туфоконгломератов. Отложения аманбулакской свиты залегают на кизилкиинской с размывом и начинаются пачкой конгломератов мощностью до 20 *м*.

Выше происходит постепенное увеличение дисперсности обломочного материала, в разрезе появляются песчаники и алевролиты, а в верхней части свиты преобладают пестроцветные глины с пропластками известняков, в которых были обнаружены аммониты нижнетриасового возраста (определения

Л. Д. Кипарисовой). Общая видимая мощность описанных выше красноцветных отложений составляет более 4000 *м*.

Породы пермо-триасового комплекса Туаркыра не метаморфизованы. Их мощность колеблется в пределах 2,30—2,50 *г/см*^{3}. Для всего комплекса характерна дислоцированность блокового типа. В структурном отношении отложения пермо-триаса слагают моноклиналь с падением пластов к западу. Моноклиналь разбита многочисленными сбросами, в результате чего образуются блоки, иногда различно наклоненные друг к другу. В результате этого углы падения пластов колеблются в довольно широких пределах — от 30° на западе моноклинали до 70° в ее приосевой части. В осевой зоне антиклинали, где проходит главный разлом и пермо-триасовые отложения контактируют с более древними, видимо, среднепалеозойскими породами, наблюдаются задиры, и пласты пермо-триаса стоят почти «на голове».

Описанные выше пермо-триасовые отложения Мангышлакского Каратау и Туаркыра формационно относятся к следующим основным типам: пестроцветная тонкая моласса — доверхнетриасовые отложения Каратау и верхи аманбулакской свиты Туаркыра; терригенно-карбонатная формация — акмышская свита Каратау; красноцветная грубообломочная моласса — кизилкиинская свита и низы аманбулакской свиты. Формирование последней из названных формаций происходило в сравнительно узком, видимо, грабенообразном прогибе, в непосредственной близости от источников сноса, которые располагались как на западе, так в основном и на востоке (Вистениус, Миклухо-Маклай, Рябинин, 1953).

Формирование тонких моласс и терригенно-карбонатной формации связывается с более спокойной тектонической обстановкой и накоплением в активно развивающемся, но несколько удаленном от источников сноса прогибе. Таким образом, во время накопления этих формаций рельеф был уже в значительной степени выровнен.

Перейдем далее к характеристике отложений переходного пермо-триасового комплекса, вскрытых скважинами. Значительное количество разведочных скважин вскрыло эти отложения по периферии горного Мангышлака, что дало возможность довольно уверенно сопоставлять их с детально изученными и стратифицированными комплексами естественных обнажений.

Впервые отложения пермо-триасового возраста, погребенные под платформенными мезо-кайнозойскими породами, были вскрыты на западном погружении Мангышлакской системы дислокаций на п-ове Тюб-Караган в пределах площадей Кусайник и Тюбеджик (Коган, 1959) и сопоставляются с отложениями акмышской свиты Западного Каратау. Вероятно, эти отложения вскрыты также в пределах Жетыбай, Карамандыбас, Восточный Жетыбай. Здесь возраст этих отложений датируется фаунистически и на основании изучения спорово-пыльцевых комплексов, как корнийско-норийский. Не исключено, что эти же отложения вскрыты скважинами на площадях Тасбулат и Тенга.

В приосевой части Бекебашкудукского вала на площади Карасязь-Таспас вскрыты отложения, которые предположительно относятся к долнапинской свите верхней перми.

На площадях Жага и Шалабай, расположенных на западной и восточной периклиналях этого же вала, вскрытые отложения каратауского комплекса не удалось стратифицировать более дробно. То же можно сказать и о пермо-триасовых породах, вскрытых на Кошакской площади в Северо-Мангышлакском прогибе и на Кызыладырской площади на Южном Мангышлаке.

На Северном Устюрте пермо-триасовые отложения вскрыты на площадях Кумтюбе. Чагырлы и Чумушты. В скважинах Кумтюбе эти отложения представлены красноцветными песчаниками, алевролитами и плотными глинами. Песчаники мелко-и среднезернистые, с включением мелкой гальки. Метаморфизм в породах отсутствует, а их дислоцированность не превышает 2—3°. На площадях Чагырлы и Чумушты вскрыта пестроцветная толща терригенно-карбонатного состава. Ее возраст определен М. И. Богачевой как нижнетриасовый по палинологическим остаткам. Терригенные красноцветные отложения пермо-триасового возраста вскрыты также на Гагаринской и Арстановской площадях.

На восточном Устюрте неразделенные пермо-триасовые терригенные породы вскрыты на площади Теренг-Кудук. Внешне они похожи на красноцветные отложения Кумтюбе, но гораздо более дислоцированы (до 45°).

На площади Байтерек в скв. 2 также вскрыты терригенные красноцветные породы, отнесенные по возрасту к пермо-триасу. Они также значительно дислоцированы (до 45—47°).

Многочисленные скважины вскрыли отложения этого же стратиграфического интервала на площади Аламбек. Это красноцветные терригенные, преимущественно песчано-глинистые образования с повышенной карбонатностью. Породы дислоцированы под углом в среднем 15—20°, хотя необходимо учитывать появляющуюся местами косую слоистость.

Севернее Аламбека близкие в литологическом отношении красноцветные терригенные породы пермо-триаса вскрыты на площадях Харой, Восточный Харой и Куаныш.

На Южном Устюрте пермо-триасовые отложения известны на площади Хоскудук, где они сопоставляются с отложениями долнапинской свиты верхней перми Мангышлака (Шлезингер, 1965) и представлены пестроцветными терригенными породами, слоистыми, дислоцированными под углом до 25° с трещинами кливажа. На площади Шахпахты вскрыты пестроцветы нижнетриасового возраста. Не исключено, что в скв. 2 Кохбахты также вскрыты пермо-триасовые породы, хотя возможен и более древний их возраст.

Кроме описанных площадей, отложения пермо-триаса были вскрыты на площадях Западные Шахпахты, Северный, Ассакеаудан, Тасаюк, Урру, Южный Тасаюк и Агыныш.

Красноцветные отложения Кызанской площади п-ова Бузачи детально описаны Б. К. Прошляковым и Ю. М. Васильевым (1960), а также В. С. Князевым и П. В. Флоренским (1962).

В Северном Приаралье на юге Чушкакульской антиклинали, а также в Северо-Устюртской и Куландинской опорных скважинах и в других местах вскрыта сероцветная толща, названная Р. Г. Гарецким (1962) чушкакульской серией. Эта толща сложена аргиллитами с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников. Аргиллиты темно-серые с многочисленными включениями обуглившегося растительного детрита, который распространен также в комплектных сериях, алевролитах и песчаниках. Вся толща претерпела начальные стадии воздействия динамометаморфизма, о чем свидетельствуют характерные минеральные новообразования. Иногда в этой серии встречаются прослои сильно уплотненного бурого аргиллита. Вся толща дислоцирована под углом 10—35°.

Наибольшая мощность этих отложений, вскрытая скважинами, превышает 1500 *м*. Возраст их на основании споро-пыльцевых анализов датируется как рэт-лейасовый.

Близкая по характеру к чушкакульской серии толща вскрыта в нижнем течении р. Амударьи на площадях Тюя-Муюн и Султансанджар (Крылов, Летавин, 1966; Акрамходжаев и др., 1962). Здесь развиты сероцветные песчано-глинистые отложения, содержащие спорово-пыльцевые комплексы, характерные для рэт-лейаса. Дислоцированность этих отложений достигает 25—30°, а их вскрытые мощности превышают 350 *м*.

Исходя из приведенных описаний пород переходного комплекса пермо-триасово-лейасового возраста на рассматриваемой территории Мангышлака, Устюрта и прилегающих к ним территорий выделяются четыре типа разрезов пермо-триасовых отложений: каратауский, устюртский, туаркырский и чушкакульский (Крылов, Летавин, 1966). Каждый из выделенных типов отличается от другого стратиграфической полнотой, литологическим составом, мощностями, петрографической характеристикой и рядом других признаков, отмеченных выше.

Каратауский тип распространен в пределах Мангышлака, представлен толщей довольно хорошо отсортированных, преимущественно глинисто-алевролитовых пород общей мощностью более 8000 *м*. В возрастном отношении к этому комплексу относятся отложения от верхней (верхов нижней?) перми до низов верхнего триаса включительно.

Устюртский тип переходного комплекса распространен в пределах п-ова Бузачи и на всем Устюрте. Это слабо дислоцированные, неметаморфизованные, по крайней мере в верхней части, красноцветные породы терригенного состава обычно с глинисто-карбонатным часто ожелезненным цементом. Стратиграфический диапазон отложений этого типа точно не установлен, но, видимо, они не распространены выше нижнего триаса. Туаркырский тип разреза представлен грубообломочными отложениями кизилкиинской и более тонкими терригенно-карбонатными породами аманбулакской свит. Мощность этих неметаморфизованных отложений, как указывалось выше, превышает 4000 *м*. Стратиграфическая полнота разреза ограничивается отложениями верхней (нижней?) перми и нижнего триаса. Этот тип разреза, вероятно, распространен в Северном и Восточном Прикарабогазье и, возможно, в некоторых частях Южного Устюрта.

Чушкакульский тип отличается от описанных выше типов тем, что, во-первых, он представлен в основном сероцветными отложениями, а во-вторых, характеризуется наибольшей полнотой разреза, свойственной верхам переходного комплекса — рэт-лейасовым отложениям. Этот тип развит на южном погружении уралид и в пределах северо-западной части Муравской впадины.

Таким образом, каждый из выделенных типов разреза переходного пермо-триасового комплекса тяготеет к определенным крупным тектоническим элементам рассматриваемой части эпипалеозойской платформы.

Кроме фактического геологического материала, связанного с непосредственным изучением пород переходного пермо-триасового комплекса в естественных обнажениях и по кернам скважин, значительные сведения об этих отложениях получают по данным сейсмических исследований, в основном КМПВ. Однако необходимо отметить, что КМПВ, видимо, в значительном числе случаев фиксирует подошву непереходного пермо-триасового комплекса, а верхнепалеозойско-триасового комплекса (средний — верхний карбон, пермь, верхний триас, а в некоторых местах и лейас). Имеющиеся в настоящее время данные бурения позволяют скорректировать для некоторых районов мощности переходного комплекса и, таким образом, отделить эти отложения от орогенного комплекса верхнего палеозоя, относящегося, по нашему мнению, к отложениям фундамента.

Так, в районе Саракамышской седливины по данным КМПВ мощности верхнепалеозойско-триасового комплекса (верхнего структурного яруса фундамента, по Р. Г. Гарецкому — 1962, И. С. Вольвовскому и др. — 1966 и др.) составляют около 2000 *м*. В то же время скважины, пробуренные на Центрально-Сарыкамышском и Курганском поднятиях, указывают на отсутствие отложений пермо-триаса в этом районе. Таким образом, мощность отложений порядка 2000 *м*, отмечаемая на профилях КМПВ, относится, видимо, к верхнепалеозойскому вулканогенно-терригенному комплексу или к его части. Поэтому поправку в 2000 *м* нужно учитывать при определении мощностей пермо-триаса в прилегающих частях Ассакеауданского и Дарьялыкдауданского прогибов.

Аналогичная картина наблюдается в районе Яркимбайской зоны Центрального Устюрта, где на профилях КМПВ отмечаются мощности до 1 *км* отложений, относимых ранее к верхнему палеозою — верхнему триасу. Пробуренная же в этой зоне скв. Курлук 1 указывает на отсутствие пермо-триасовых отложений.

Наконец, значительно уточнилась граница развития чушкакульской серии в Северном Приаралье в связи с проходкой здесь ряда скважин, вскрывших фундамент на Базайковской, Аккулковской и других площадях этого района.

Такие несовпадения данных бурения и сейсморазведки можно объяснить тем, что верхнепалеозойский комплекс перечисленных выше районов по своему структурному положению и физическим параметрам приближается к вышележащему переходному комплексу и фиксируется совместно с ним.

С другой стороны, сейсмические работы КМПВ, проводимые на Южном Мангышлаке, выявили в доюрской толще преломляющие горизонты, которые стратифицируются Л. М. Коробкиным и др. (1967) как поверхность допермских отложений, являющихся фундаментом каратауского комплекса пермо-триасового возраста. Такое заключение совершенно по-иному, чем это было до сих пор, трактует строение переходного комплекса Южного Мангышлака. Его мощность в этом случае не превышает 1000 *м* в Жазгурлинском прогибе и сокращается до 500 *м* на Бекебашкудукском валу. Кроме того, в этом районе комплекс залегает практически горизонтально.

Такая интерпретация данных геофизики, которая не подтверждается ни предыдущими сейсмическими исследованиями (Димаков, Семенова, Чаплыгина, 1958; Коган, Пастуманский, 1959 и др.), ни геологическими наблюдениями (Шлезингер, 1965; Князев и др., 1963; Вольвовский и др., 1966; Крылов, Летавин, 1966 и др.), приводит к мысли о том, что в данном случае имела место не стратиграфическая граница (поверхность «допермского фундамента»), а физическая граница внутри толщи пермо-триасового комплекса, связанная, вероятно, с изменением плотностей пород в вертикальном разрезе. Все это необходимо учитывать при оценке мощностей и их распределения по площади в пределах рассматриваемой территории.

Характер дислокаций отложений переходного комплекса, как это видно из приведенных выше описаний, довольно разнообразен. Нам кажется целесообразным выделить три основных морфологических типа дислокаций: полная складчатость, глыбовые дислокации и слабо волнистое залегание пород.

Районы с развитием полной складчатости пермо-триасовых отложений являются в значительной мере исключением для эпипалеозойской платформы. Таким районом, в частности, является Мангышлак, характер дислокаций которого был кратко описан выше по материалам ряда исследователей (Андрусов, 1915; Винюков, 1963; Алексейчик, 1941; Корженевский, 1958; Мокринский, 1952; Шлезингер, 1965 и др.). Можно предполагать, что складчатость этого

типа протягивается на восток в пределы северной части Ассакеауданского прогиба. На западе она проходит под п-овом Тюб-Караган и заканчивается на прилежащей акватории Каспия. Этот тип дислокаций связан, видимо, с развитием по площади наибольших мощностей пермо-триасовых отложений (рис. 5).

Глыбовые (или блоковые) дислокации развиты в пределах Туаркыра, в приосевой зоне и на южном борту Жазгурлинского и Ассакеауданского прогибов,

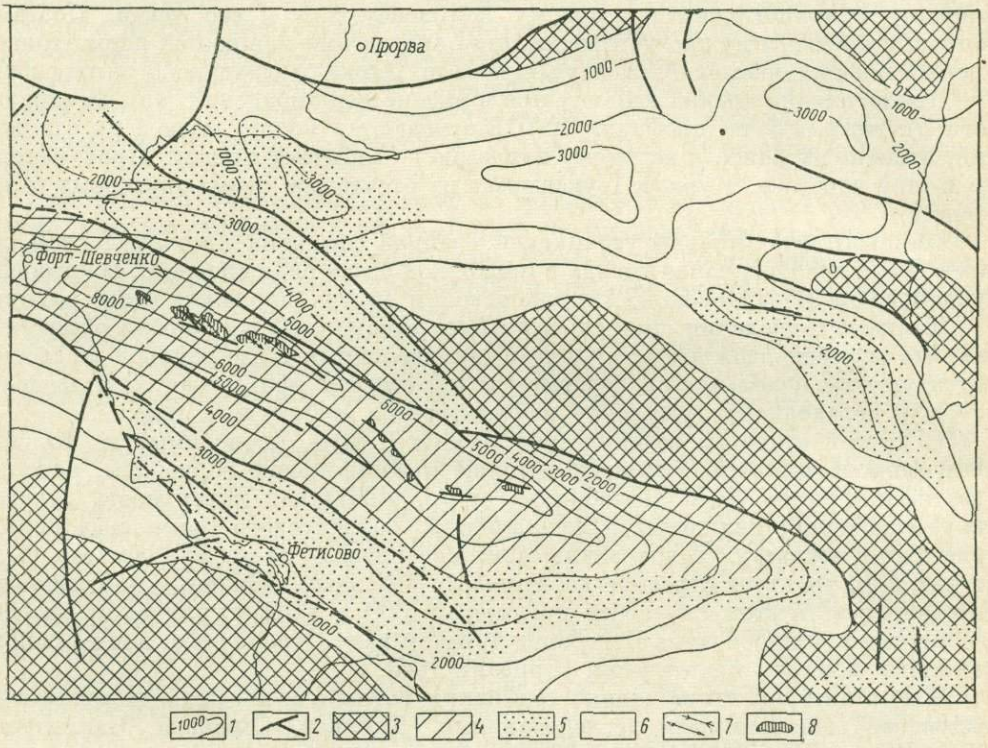


Рис. 5. Карта мощностей и типов дислокаций отложений переходного комплекса.

Составил А. И. Летавин, 1970 г.

1 — изопахиты; *2* — основные разрывные нарушения в отложениях переходного комплекса; *3* — области отсутствия отложений переходного комплекса. Типы дислокаций: *4* — линейной (полной) складчатости (Мангышлакский тип), *5* — глыбовый (Туаркырский тип); *6* — плащеобразное (слабоволнистое) залегание; *7* — оси антиклиналей и синклиналей в пределах выходов пермских и триасовых отложений в Центральном Мангышлаке; *8* — выходы отложений переходного комплекса пермо-триаса на дневную поверхность.

на п-ове Бузачи, в некоторых районах Восточного Устюрта и, возможно, в западной части Верхнеузбойского прогиба. Здесь структура пермо-триасовых отложений представляет ряд моноклиналей, разбитых дизъюнктивными нарушениями, преимущественно сбросового характера.

Углы залегания пород, замеренные по кернам, здесь обычно составляют 20—30°, увеличиваясь в зонах наиболее напряженной тектоники до 50—60°. В целом — это районы, где происходило формирование односторонних грабенов (наиболее характерных структур этого этапа развития) и где мощности отложений составляли 2000—4000 *м*. По мере удаления от крупных разломов этот тип дислокаций постепенно затухал, происходило выполаживание моноклиналей и уменьшение роли разрывной тектоники.

Области, где пермо-триасовый переходный комплекс имеет плащеобразный или слабоволнистый характер залегания, близкий к дислокациям чехла платформ, занимают значительные территории Северного и Южного Устюрта. Мощности отложений переходного комплекса здесь только в отдельных случаях превышают 1000—2000 *м* (см. рис. 5). Таким образом, для территории эпипалеозойской платформы наблюдается определенная связь между характером распределения мощностей и морфологией структур пермо-триасового комплекса, что, впрочем, вполне соответствует характеру тектоники молодых платформ в период переходного этапа их развития.

Характер распределения мощностей переходного пермо-триасового комплекса на рассматриваемой территории до сих пор не совсем ясен. В настоящее время выделяются две основные зоны развития этих отложений—Мангышлакская и Северо-Устюртская (см. рис. 5).

Мангышлакская зона наиболее мощного развития отложений пермотриаса представляет асимметричный палеопрогиб с пологим южным и более крутым северным бортами. По северному борту прогиба проходят крупные тектонические нарушения разломного характера, по которым северо-восточная часть зоны развития пермо-триасовых отложений контактирует с Центрально-Устюртской зоной их отсутствия.

Наибольшие мощности пермо-триасовых отложений (более 8000 *м*), по нашему мнению, приходятся на область Каратау, где этот комплекс имеет наиболее полный разрез. По простиранию, как в восточном, так и в западном направлении, происходит постепенное уменьшение мощностей. На западе, под акваторией Каспия характер этого изменения не совсем ясен. На востоке мощности пермо-триаса прослежены по естественным выходам бурения и сейсмическими исследованиями до восточного замыкания Ассакеауданского прогиба.

Вкрест простирания мощности этих отложений сокращаются более резко. На юге развитие пермо-триасового комплекса ограничивается северным склоном Карабогазского массива, а на севере, как указывалось выше, Центрально-Устюртской зоной. Однако, несколько западнее, на п-ове Бузачи широко распространены значительные по мощности отложения переходного комплекса (Прошляков, Васильев, 1960; Князев, Флоренский, 1962).

Изменение мощностей пермо-триасовых отложений в меридиональном направлении связано не только с их региональным уменьшением к бортовым пермо-триасового палеопрогиба, но и с развитием продольных разломов, по которым мощности этого комплекса изменяются весьма резко. Так, в северо-восточной части прогиба мощности изменяются от 1—2 *км* до нуля, где отложения срезаются крупным разломом. К северу от Каратау наблюдается аналогичная картина. Здесь мощности пермо-триаса резко изменяются по разлому от 6—7 до 4—5 *км*. Резкое изменение мощностей у крупных разломов наблюдается на южном борту этого прогиба (см. рис. 5).

В пределах Северного Устюрта мощности пермо-триасового комплекса значительно уменьшены сравнительно с мощностями этих же отложений на Мангышлаке. Зона наибольших мощностей здесь, видимо, совпадает с наиболее прогнутыми частями Косбулакского, Самского и Бинеуского прогибов Северного Устюрта и Барса-Кельмесского прогиба Восточного Устюрта. Мощности этих отложений здесь, очевидно, достигают 2000—3000 *м*. Как уже указывалось, характер отложений этого комплекса в пределах Северного и Восточного Устюрта значительно отличается от мангышлакского типа пермо-триаса. Отличен также и характер мощностей и их изменение по площади. В пределах этой территории не наблюдается столь резких градиентов мощностей, как

на Мангышлаке. Общее более спокойное распределение мощностей соответствует более спокойной тектонике этой территории.

На самом востоке рассматриваемой территории, в пределах северо-западной части Дарьялык-Дауданского прогиба и Сарыкамышской седловины

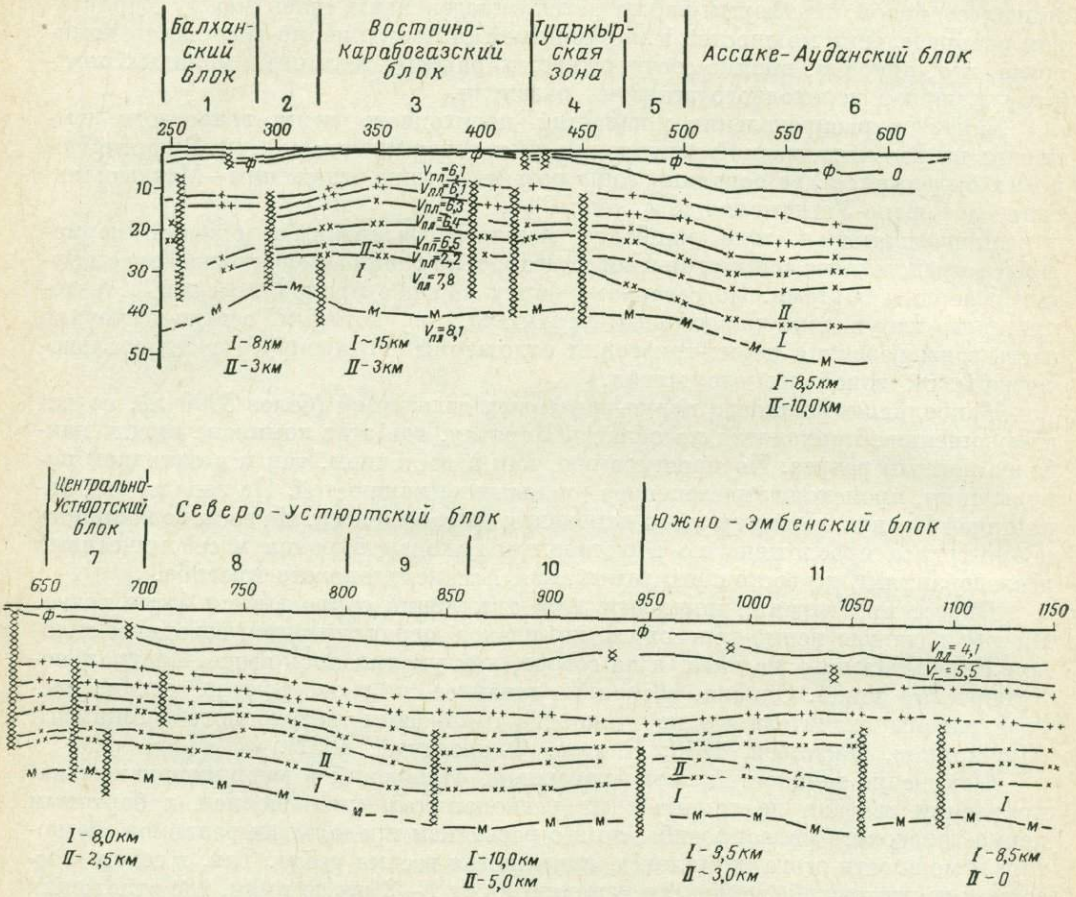


Рис. 6. Сейсмогеологический разрез земной коры.

Составили: С. С. Чамо, Н. В. Вожжова, 1965 г.

1 — система положительных аномалий Δg субширотного простирания; 2 — широкая непротяженная зона градиентов Δg; *3* — система интенсивных положительных изометрично-линейных аномалий Δg северо-западного простирания; *4* — система интенсивных положительных аномалий Δg; *5* — широкая непротяженная зона градиентов Δg; *6* — система линейно-изометричных отрицательных аномалий Δg; *7* — слабо положительные и положительные аномалии Δg; *8* — система слабо положительных изометрично-линейных аномалий Δg и ΔTa северо-восточного простирания; *9* — система изометричных слабо отрицательных аномалий Δg; слабо отрицательные аномалии ΔTa; *10* — система линейных слабо отрицательных аномалий Δg субширотного простирания; *11* — интенсивные положительные линейно-изометричные аномалии.

выделяется область, где характер развития пермо-триасовых отложений по площади настолько сложен и своеобразен, что выделить сплошные области их развития не представляется возможным. Здесь в пределах одних и тех же локальных поднятий под юрскими породами одни скважины вскрывают сравнительно мощные и дислоцированные пестроцветные отложения, относимые к пермотриасу, а другие — различные по составу более древние отложения фундамента.

Таким образом, здесь отложения переходного комплекса залегают, по всей вероятности, в небольших грабенах, которые осложняют строение фундамента этой территории. Выделить эти грабены в настоящее время не представляется возможным.

Заканчивая краткое описание распределения мощностей отложений переходного пермо-триасового комплекса, необходимо отметить, что материалы бурения и отчасти сейсмических исследований позволили значительно уточнить и расширить границы областей, где эти отложения отсутствуют. Это в первую очередь относится к Центральному Устюрту. Здесь в связи с новыми данными, полученными в результате бурения Коскалинской и Курлукской скважин, значительно расширяется область отсутствия пермо-триаса. Аналогичная картина характерна и для районов Северного Приаралья. По-новому рассматривается с этой точки зрения территория Дарьялык-Дауданского прогиба и Сарыкамышской седловины, где выявлено своеобразное локально-грабенное распространение пермо-триаса, причем не исключено, что этот тип будет представлен более широко и в пределах других территорий (рис. 6).

В общем следует заметить, что характер отложений переходного комплекса, отмечаемого ранее рядом исследователей (Мирчинк и др., 1962; Винюков, 1963; Князев и др., 1963; Шлезингер, 1965; Крылов, Летавин, 1966 и др.), в целом подтверждается, хотя в ряде случаев в имевшиеся ранее представления внесены существенные уточнения.

Глава III

СОВРЕМЕННЫЙ СТРУКТУРНЫЙ ПЛАН ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАТФОРМЕННОГО ЧЕХЛА

В настоящее время для территории Мангышлака и Устюрта появились новые геологические материалы, позволившие уточнить сложившиеся ранее представления о структурном плане отложений платформенного чехла. Структурные карты по подошвам готеривских (III г отражающий горизонт, рис. 7), палеогеновых (I отражающий горизонт, рис. 8) и среднемиоценово-нижнеплиоценовых (рис. 9) отложений свидетельствуют о значительно более сложном геологическом строении территории, чем это предполагалось ранее.

Довольно полный объем геофизических исследований был проведен в южных участках Мангышлака и Устюрта. В последнее время появились отдельные исследования, направленные на выяснение современной структуры поверхности «фундамента». Причем необходимо учесть, что в трактовке термина «фундамент» нет единого мнения. Так, в работах Р. Г. Гарецкого и В. И. Шрайбмана (1960), А. Е. Шлезингера (1965), И. С. Вольвовского и др. (1966) поверхность фундамента фактически отождествляется с подошвой отложений платформенного чехла. Другая группа исследователей, выделяя на этой территории отложения переходного комплекса пермо-триасового (верхнепермско-лейасового) возраста, относит к фундаменту доверхнепермские отложения (Мирчинк и др., 1961, 1962, 1963; Крылов и др., 1964; Крылов, Летавин, 1966; Летавин, 1966, 1969; Захидов, 1966 и др.). Некоторые исследователи относят к переходному комплексу также и отложения верхнего палеозоя (Князев и др., 1963) и, следовательно, принимают за фундамент доверхнепалеозойский комплекс (верхний структурный ярус фундамента в понимании Р. Г. Гарецкого, А. Е. Шлезингера и др.). Наконец, к последней группе исследователей принадлежат те, кто за рельеф фундамента принимают поверхность нижнепалеозойских и допалеозойских отложений (Калинин, 1963; Кунин, 1968; Сапожников, 1970). Эту же точку зрения разделяет и В. А. Бененсон.

При таком различном понимании термина «фундамент» структурные построения разных авторов существенно различаются. Здесь необходимо отметить еще одну важную особенность, относящуюся к исследованию названного комплекса. В последнее время наблюдается значительное несоответствие данных геофизики, в основном сейсмических исследований КМПВ, и бурения. Почти во всех районах, доступных бурению, пермо-триасовые, в в ряде случаев, видимо, и допермские отложения вскрывались в скважинах на глубинах, суще-

Рис. 7. Структурная карта Мангышлака — Устюрта по подошве готеривского яруса (III^{г} отражающий горизонт).

Редактор М. Ф. Мирчинк. Составили: В. А. Бененсон, М. З. Вортман, Д. С. Оруджева по материалам: Западно-Казахстанского геологического управления, объединения Казахстаннефть, трестов Мангышлакнефтегазразведка, Казахстаннефтегеофизика, Мангышлакнефтегеофизика, Актюбиннефтегазразведка, Каракалпакнефтегазразведка, Спецгеофизика, Узбекгеофизика, объединения Туркменнефть, трестов Западно-Туркменского геологоразведочного и Казгеофизика, ВНИГРИ, ИГиРГИ, 1969 г.

1 — изогипсы подошвы готеривского яруса; *2* — разрывные нарушения; *3* — зоны потери отражений по данным МОВ; *4* — выходы домеловых отложений на современную или поднеоген-антропогеновую поверхность; *5* — линия выклинивания юрских отложений.

Заказ 488

ственно отличающихся от глубин, полученных по данным сейсмических исследований. Обычно истинные глубины залегания этих отложений были значительно меньшими. Такие примеры известны на территории Дарьялык-Дауданского прогиба, Центрального Устюрта и в некоторых других местах.

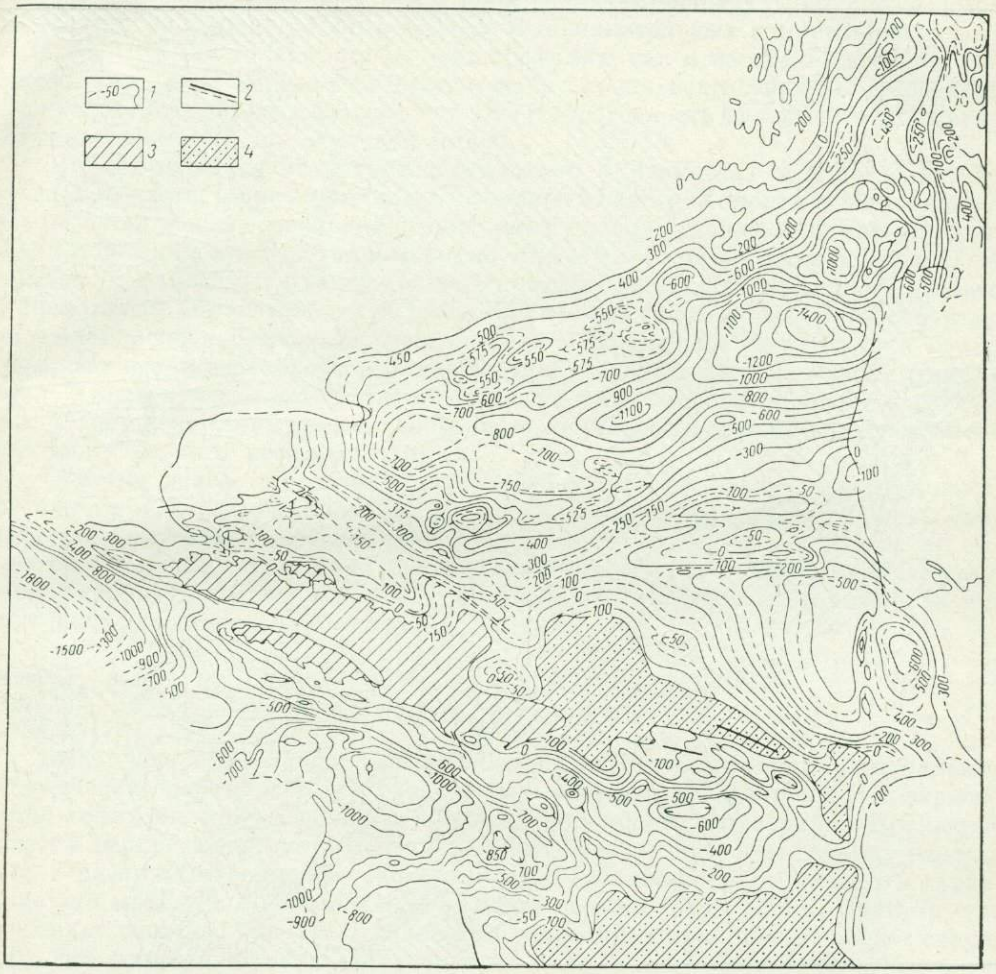


Рис. 8. Структурная карта Мангышлака — Устюрта по подошве палеогеновых отложений.

Редактор М. Ф. Мирчинк. Составили: М. З. Вортман, В. А. Бенеисон по материалам трестов Мангышлакнефтегазразведка, Каракалпакнефтегазразведка, Казахстаннефтегеофизика, Мангышлакнефтегеофизика, Казгеофизика, Западно-Казахского геологического управления, Западно-Туркменского геологоразведочного треста, ВаГТ, объединения Казахстаннефть, Актюбнефтегазразведка, Узбекгеофизика, 1969 г.

1 — изогипсы подошвы палеогеновых отложений; *2* — разрывные нарушения; *3* — выходы меловых, юрских и доюрских отложений на современную или подчетвертично-антропогеновую поверхность; *4* — выходы меловых отложений под неогеновую поверхность.

Геологический смысл этих неувязок пока не совсем ясен. Однако такое положение заставляет с осторожностью подходить к данным сейсмических исследований (и особенно КМПВ). Это особенно необходимо учитывать в областях глубокого залегания фундамента (в нашем понимании доверхнепермского

комплекса), где отсутствует контроль геофизических данных скважинным материалом.

Исходя из этого, вряд ли можно считать имеющиеся в настоящее время геофизические материалы достаточно представительными и, главное,

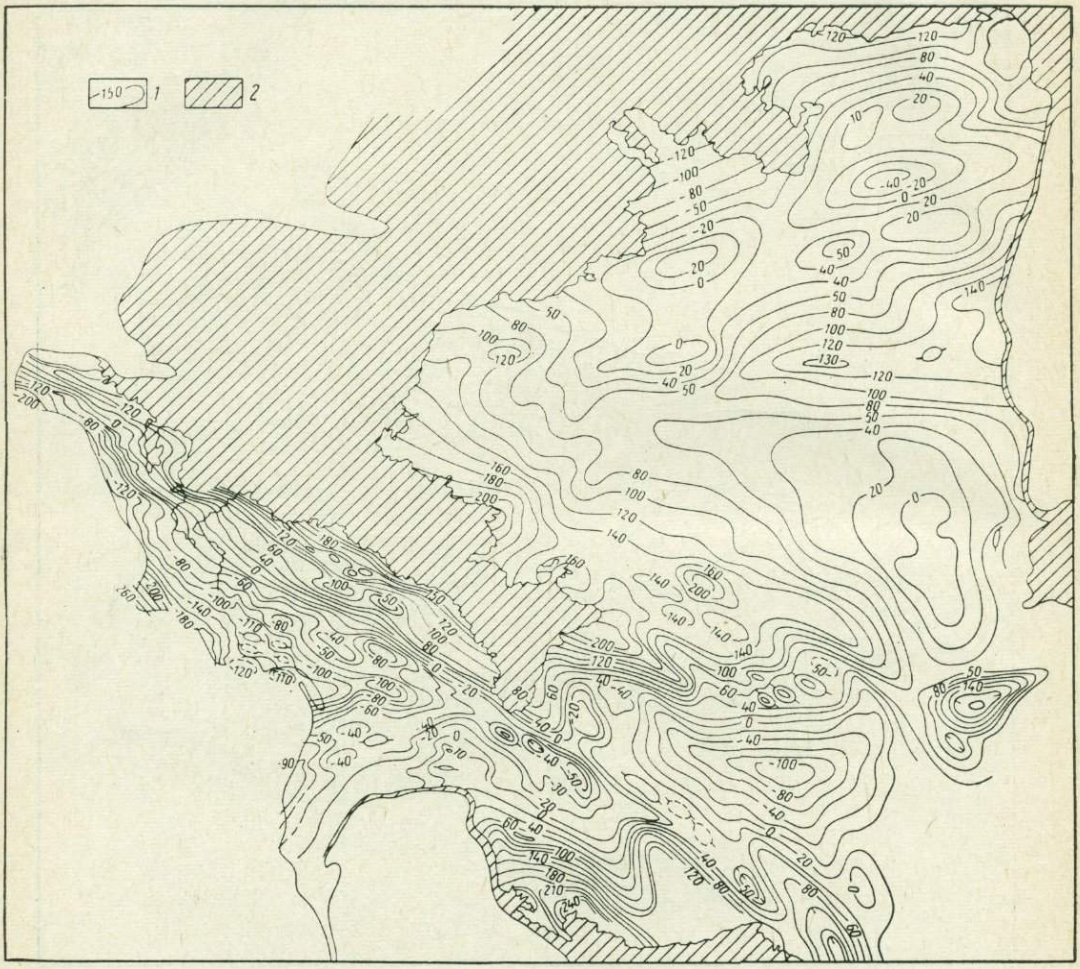


Рис. 9. Структурная карта Мангышлака — Устюрта по подошве среднемиоценовых отложений.

Составили: М. З. Вортман, В. А. Бененсон по материалам ВАГТ, трестов Мангышлакнефтегазразведка, Каракалпакнефтегазразведка, КЮГЭ, АН СССР, МГУ, Западно-Туркменского геологоразведочного треста, Западно-Казахстанского геологического управления, 1969 г.
1 — изогипсы подошвы среднемиоценовых отложений; *2* — области отсутствия среднемиоценовых отложений.

убедительными для обоснованных построений структурных карт по различным поверхностям, или хотя бы по одной поверхности, отождествляемой с поверхностью фундамента или переходного комплекса. Предыдущие же материалы ряда исследователей, занимавшихся этим вопросом, широко известны (Гарецкий, Шрайбман, 1960; Шлезингер, 1965; Летавин, 1966; Вольвовский и др., 1966 и др.).

Отсутствие структурных карт, построенных по различным горизонтам доплатформенных комплексов, до некоторой степени возмещается региональными геологическими профилями, пересекающими исследуемую территорию с юга на север на западе и востоке района (рис. 10, 11). На этих профилях структурное положение некоторых толщ доплатформенных комплексов вырисовывается достаточно четко и, видимо, в дополнительных комментариях не нуждается. Отметим только, что на этих профилях, как и на схеме строения фундамента (см. рис. 3), вырисовывается значительная возрастная неоднородность отложений, относимых к фундаменту. Эту гетерогенность фундамента рассматриваемой территории мы отмечали выше.

Что же касается структуры поверхности фундамента, то в пределах значительной части территории (за исключением Южного Устюрта и Мангышлака) наблюдается общее совпадение структурных планов отложений платформенного чехла и поверхности переходного пермо-триасового комплекса и более древних горизонтов, относимых к фундаменту. В пределах Мангышлака, Южного Устюрта и некоторых прилегающих к ним территорий такого совпадения структурных планов не наблюдается, поскольку эта территория претерпела в пермо-триасовое время своеобразное развитие, приближающееся к миогеосинклинальному, с последующей инверсией и складчатостью. Здесь соотношения структурных планов отложений чехла, переходного комплекса и фундамента нарушены в сторону резкого несоответствия.

Отметим далее, что детали внутренней структуры отложений переходного комплекса и фундамента в настоящее время не выявлены и поэтому могут быть представлены только в общем схематизированном виде, что и показано на геологических профилях. Однако необходимо учитывать, что в любом случае внутренние структуры отложений чехла, переходного комплекса и фундамента значительно отличаются друг от друга.

СТРУКТУРНЫЙ ПЛАН ПОДОШВЫ ГОТЕРИВСКОГО ЯРУСА

Выше уже отмечалось, что для большей части территории региональные сейсмические работы методом отраженных волн четко фиксируют IIIг отражающий горизонт, приуроченный к кровле валанжинских известняков. Последние вместе с верхнеюрской карбонатной пачкой образуют жесткую границу раздела сред с различным волновым сопротивлением. Максимальная мощность валанжинского яруса на Мангышлаке и Устюрте не превышает 120 *м*. Поэтому есть основание считать, что IIIг отражающий горизонт в принципе отражает структуру поверхности юрских отложений.

Структурная карта подошвы готеривского яруса имеет сечение изогипс 100 *м* (см. рис. 7). На севере территории, на месте Южно-Эмбенского палеозойского поднятия выделяется обширная моноклиналь, круто погружающаяся в область депрессий Северного Устюрта. В пределах моноклинали на участке структурной задержки между изогипсами —2300 и —2400 *м*, а местами между —2400 и —2500 *м* выделяется Мынсуалмасская структурная ступень. Последняя, в свою очередь, осложнена группой антиклинальных поднятий. Общая протяженность ступени 220 *км*. В центральной части она расширяется до 65 *км*, постепенно сужаясь к западу и востоку до 30—40 *км*. В районе Северного Приаралья выделяется Челкарская депрессия с глубиной залегания подошвы готерива до 2,0—3,0 *км*. Протяженность ее до 140 *км*, а ширина в самой широкой части 60 *км*, амплитуда 1,5 *км*.

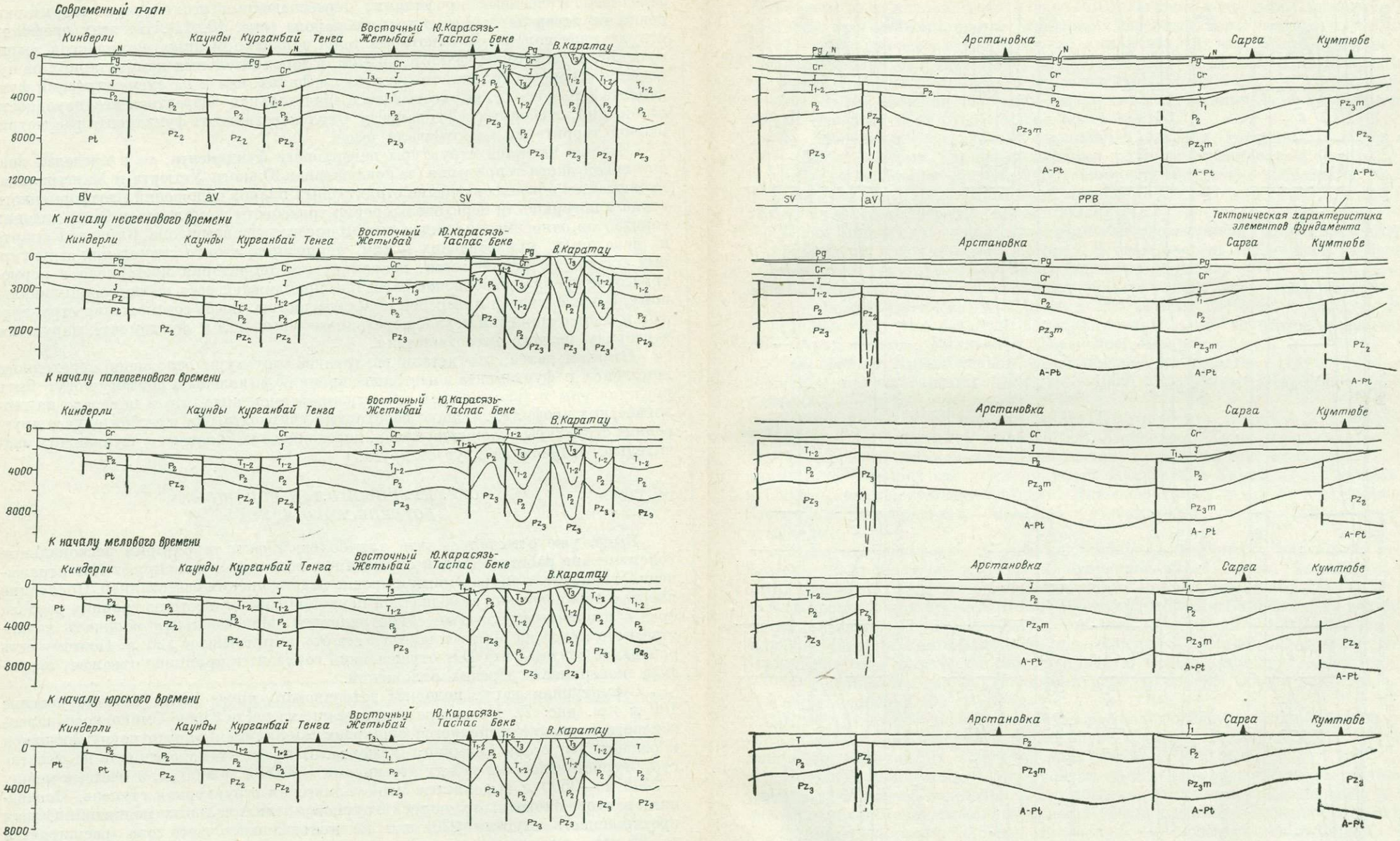
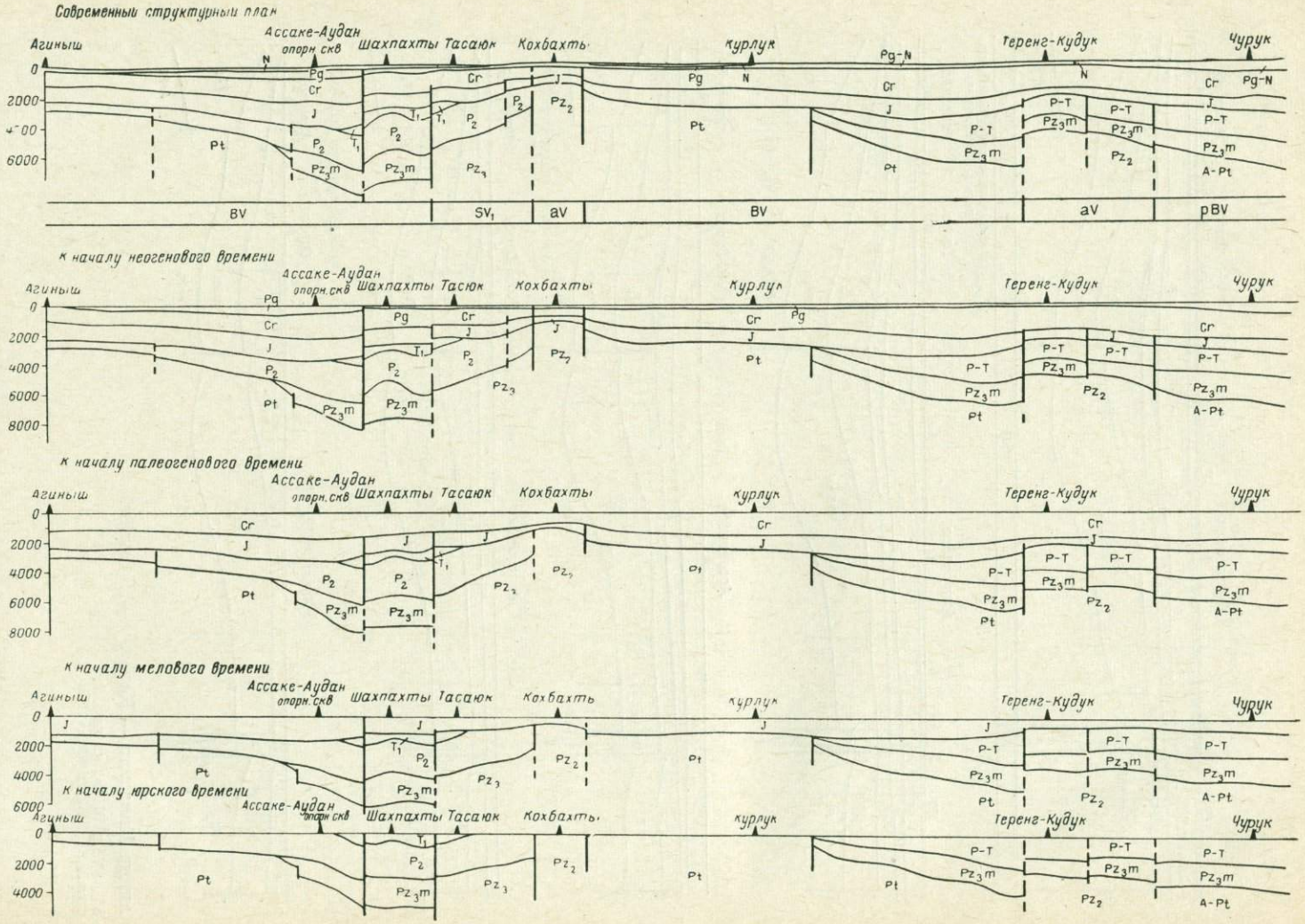


Рис. 10. Палеотектонические профили по линии Кындерли — Каратау — Кумтюбе.

Тектонические индексы BV, SV, aV, pBV см. на рис. 4.
Составили В. А. Бенеи сон и А. И. Летавин, 1970 г.


Современный структурный план
Агиныш
Ассаке-Аудан
опорн. скв
Шахпахты
Тасаюк
Кохбахты
Курлук
Теренг-Кудук
Чурук
0
2000
4000
6000
Pg
Cr
J
Pt
P2
T1
Pz3m
Pz2
Pg-N
N
P-T
A-Pt
BV
SV1
aV
pBV
К началу неогенового времени
8000
К началу палеогенового времени
К началу мелового времени
К началу юрского времени

Аккулковским валообразным поднятием, в пределах которого IIIг отражающий горизонт поднимается до отметки —2300 *м*, Челкарская депрессия отделяется от расположенной к югу Косбулакской депрессии. Последняя характеризуется асимметричным строением: северный борт намного круче южного. Размер депрессии 155 × 85 *км*, амплитуда 1,0 *км*. Северо-Самская пологая седловина отделяет Косбулакскую депрессию от Самской. В пределах последней подошва готеривского яруса погружается до —2,9 ÷ —3,0 *км*, размер ее 85 × 45 *км*. Самская депрессия весьма пологая, амплитуда ее не превышает 300 *м*, северный борт относительно более крутой.

В пределах Челуранской седловины подошва готерива поднимается до —2,7 ÷ —2,5 *км*. Здесь выделяется группа антиклиналей (см. рис. 7). К западу от седловины располагается обширная Бинеусская депрессия с глубиной погружения IIIг отражающего горизонта до 3,0 *км*. Размер депрессии 175 × 45 *км*; амплитуда — около 500 *м*.

С юга Бинеусская депрессия ограничена протяженной (до 500 *км* в длину) Яркимбайской моноклиналью, которая, в свою очередь, осложнена на западе Арстановской структурной ступенью (примерный размер 100 × 30 *км*). В пределах последней четко выделяются две области структурной «задержки»: на западе — между изогипсами: —2100 и —2200 *м* и на востоке — между —2600 и —2700 *м*. На этих участках выделяются локальные поднятия: Каракудукское, Арстановское, Уялинское, Теренское, Каменное.

На востоке Яркимбайской моноклинали, на участке структурной задержки между изогипсами —1500 и —1600 *м* намечается Курлукская антиклиналь.

Приподнятым участком залегания IIIг горизонта является Актумсукское поднятие. В его пределах выделяются: Харойская, Теренгкудукская и Кассарминская зоны антиклинальных поднятий. Харойская зона приурочена к южному крутому склону выступа и включает Центрально-Харойскую, Харойскую и Северо-Куанышскую антиклинали. Наиболее приподнятой из них является первая; в ее пределах подошва готеривского яруса имеет отметку —1700 *м*.

Теренгкудукская зона, помимо одноименной антиклинали, включает в себя, видимо, Байтерекскую и Южно-Сангирскую антиклинали. Южный склон антиклинальной зоны осложнен разрывным нарушением, западная ветвь которого простирается в район между Теренгкудукской и Байтерекской антиклиналями. Наиболее приподнятый участок зоны (с отметкой —1300 *м*) находится в районе Байтерекского антиклинального поднятия. Наконец, северная, Кассарминская зона включает в себя Чурукскую и Кассарминскую антиклинали. Эта зона отличается наибольшей амплитудой (до 900 *м*). Общий размер Актумсукского поднятия 155 × 90 *км*.

К югу от Актумсукского поднятия расположена Барсакельмесская депрессия, северный борт которой намного круче южного. Размер ее 220 × 155 *км*, амплитуда погружения IIIг горизонта достигает 400 *м*.

Наиболее приподнятым участком на западе Северного Устюрта является район Бузачинского поднятия. В его пределах выделяются Кызанская и Джаман-Орпинская антиклинальные зоны. Первая, помимо собственно Кызанской антиклинали, включает Западно-Кызанскую и Тасбасскую антиклинали, вторая — Джаман-Орпинскую и Бесовинскую антиклинали. Наиболее приподнятым (до отметки —600 *м*) является Джаман-Орпинское поднятие. Обращает

Рис. 11. Палеотектонические профили по линии Агиныш — Чурук.
Составили В. А. Бененсон, А. И. Летавин, 1970 г.

на себя внимание сравнительная нарушенность обеих антиклинальных зон. Следует подчеркнуть, что западная часть Бузачинского поднятия находится в пределах акватории, и поэтому четкие контуры его неизвестны. Размер поднятия на суше составляет примерно 130 × 70 *км*.

В центральной части территории выделяются Мангышлакская и Устюртская зоны поднятий. Гипсометрически это наиболее высоко приподнятые участки территории.

В отличие от Центрального Устюрта в сводах поднятий Центрального Мангышлака на поверхность выходят юрские и доюрские отложения. Наиболее крупным и гипсометрически высоким элементом здесь является Каратауский вал. Это узкий линейно вытянутый структурный элемент протяженностью 210 *км* и шириной до 15—20 *км*. В центральной, наиболее приподнятой его части на поверхности обнажаются юрские и более древние отложения. В осевой части выделяется ряд разрывных нарушений. Южное крыло осложнено протяженным разломом значительной амплитуды.

С юга Каратауский вал граничит с Чакырганским прогибом, в пределах которого подошва готеривского яруса погружается до —2000 *м*. Протяженность его 130 *км*, ширина до 20 *км*. Еще южнее располагается Бекебашкудукский вал, в своде которого обнажаются юрские отложения. Осевая его часть осложнена разрывным нарушением. Наибольшей амплитудой отличается нарушение в пределах южного крыла.

Пересмотр материалов бурения и геофизики позволяет иначе представить строение западной периклинали Бекебашкудукского вала. По IIIг отражающему горизонту полный контур вала проводится по внешней изогипсе —800 *м*. В районе предполагаемой Эспелисайской антиклинали заметно разрежается поле изогипс, а сами они приобретают направление, близкое к меридиональному. В результате можно полагать, что периклиналь Бекебашкудукского вала замыкается чуть восточнее района Эспелисая (см. рис. 7), а общая его протяженность сокращается до 155 *км* при ширине 15—20 *км*.

На востоке Центрального Мангышлака выделяется Тумгачинский вал, осевая часть которого осложнена субмеридиональным разрывным нарушением. По этому нарушению западное крыло значительно поднято по отношению к восточному. В центральной приразломной части вала на поверхность выходят юрские, триасовые и более древние отложения. Размер вала 70 × 12 *км*. Севернее располагается Аличкинско-Боктинский прогиб субмеридионального простирания; амплитуда погружения его достигает примерно 100—150 *м*, протяженность 65 *км*, ширина 12 *км*. На востоке выделяются Карашекский и Карамаинско-Музбельский валы. В их сводах обнажаются пермо-триасовые и юрские отложения, в приосевых участках фиксируются продольные и поперечные нарушения. Размер первого — 45 × 20 *км*, второго — 67 × 22 *км*.

Таким образом, структурные элементы Мангышлакской зоны поднятий по подошве готеривского яруса отличаются четко выраженной линейностью, осложненностью разрывными нарушениями. Разница залегания подошвы готеривского яруса на поднятиях и в сопряженных прогибах колеблется от плюсовых отметок до —2,2 ÷ —1 *км*. Ряд исследователей к северу от Мангышлакской зоны поднятий выделяет крупный Южно-Бузачинский прогиб (Дьяков, 1963; Шлезингер, 1965; Вольвовский и др., 1966). Однако в настоящее время появилась информация, в частности по IIIг отражающему горизонту, позволившая по-иному представить характер соотношения обеих геоструктурных зон.

В частности, результаты бурения на Кошакской площади указывают на

то, что в целом этот участок расположен на 200—300 *м* гипсометрически выше соседних участков территории. По существу, этот относительно приподнятый по подошве готерива район представляет собой седловину, отделяющую западный погруженный участок от восточного (1969). В пределах выделенной нами Кошакской седловины расположены Турлунская и Кошакская антиклинали. Свод последней осложнен разрывными нарушениями.

К западу от седловины в пределы Каспийской акватории раскрывается Сарыташский прогиб. В его пределах IIIг отражающий горизонт погружается до —1600 *м*. Восточный погруженный участок соответствует относительно более пологому Южно-Бузачинскому прогибу, амплитуда погружения которого по сравнению с Кошакской седловиной не превышает, вероятно, 200 *м*.

К юго-востоку, в районе западного чинка Устюрта и сора Тузбаир намечаются Акпанское и Тузбаирское поднятия. Некоторые исследователи связывают эти антиклинали с западной периклиналью Устюртской зоны поднятий (Гарецкий, Пантелеев и др., 1964). Нам представляется, однако, что оба поднятия являются структурными осложнениями Тузбаирской перемычки, отделяющей Южно-Бузачинский прогиб от расположенного южнее Колсайского прогиба (1969). В пределах последнего подошва готеривского яруса погружается до —1300 *м*. К юго-востоку Колсайский прогиб заметно сужается.

Перечисленные прогибы и разделяющие их структурные перемычки образуют единую Северо-Мангышлакскую зону прогибов.

Кулисообразно по отношению к Мангышлакской зоне поднятий к востоку от нее располагается Устюртская зона поднятий. В ее пределах четко выделяются — Карабаурский, Айбугирский, Хоскудукский и Шорджинский валы и разделяющие их седловины и прогибы. Гипсометрически наиболее высокое положение занимает Кохбахтинская антиклиналь Карабаурского вала, амплитуда ее достигает 700 *м*, протяженность вала 250 *км*, ширина 20—25 *км*.

Северные крылья Карабаурского и Айбугирского валов осложнены разрывным нарушением в несколько сотен метров. Нарушение меньшей амплитуды отмечается на южном крыле Карабаурского вала. От района собственно Шорджинской антиклинали в направлении к Сарыкамышской антиклинали протягивается ось Шорджинского вала, где она приобретает меридиональное простирание. Гипсометрически наиболее высоко поднят (до —1110 *м*) северный участок вала. Амплитуда вала по отношению к расположенному западнее Северо-Ассакеауданскому прогибу достигает 400 *м*. Протяженность его около 100 *км*.

К югу от Карабаурского вала в подошве готеривского яруса намечается Байская седловина. В ее восточной части выделяется Тасаюкская антиклиналь, а еще далее на восток седловина раскрывается в область Северо-Ассакеауданского прогиба. В его пределах подошва готеривских отложений погружается до 2000 *м*. Протяженность прогиба до 90 *км*, ширина до 30 *км*.

Хоскудукский вал представляет особенно четко выраженный линейный структурный элемент длиной 55—60 *км*, шириной 15—20 *км*. На южном склоне вала предполагается разрывное нарушение.

Таким образом, в районе Центрального Мангышлака, непосредственно к северу от него и на площади Центрального Устюрта выделяются Мангышлакская и Устюртская зоны поднятий, разделенные Колсайским и Тулепским прогибами единой Северо-Мангышлакской зоны прогибов. Перечисленные структурные элементы отличаются относительно высоким залеганием нижнемеловых отложений. Помимо этого, характерными чертами структурных элементов указанных зон являются их линейность, сравнительная протяженность и присут-

ствие в сводовых и бортовых участках разрывных нарушений. Все это позволяет объединить Северо-Мангышлакскую зону прогибов, Мангышлакскую и Устюртскую зоны поднятий в единую Мангышлак-Устюртскую систему поднятий и прогибов.

На всей территории Южного Мангышлака и Южного Устюрта располагается крупная Южно-Мангышлак-Устюртская впадина. Северный борт впадины заметно более крутой, чем южный, осложнен структурными ступенями. Последние представляют собой моноклинали, осложненные либо разрывными нарушениями, либо крутыми флексурами. Самой западной структурной ступенью является Жетыбай-Узеньская. Ступень четко фиксируется на участке заметного разряжения изогипс IIIг отражающего горизонта: 1100, 1200, 1300 и и 1400 *м*. Размер ее 100 × 30 *км*. В ее пределах выявлены Узеньская, Жетыбайская и Тенгинская зоны антиклинальных поднятий.

Относительно более погруженной является Кокумбайская структурная ступень. Она выделяется на участке относительного разряжения изогипс от —1700 до —1900 *м*.

Кокумбайская ступень отделяется от Жетыбайской крутой флексурой субмеридионального простирания. На юге ступень ограничена также весьма крутой флексурой, но уже широтного простирания. Более условно определяется восточная граница ступени. Сравнительно меньший объем геофизических и геологических данных позволяет условно принять участок структурной задержки между изогипсами —1600 и —1700 *м* (в районе Северо- и Южно-Консуйских антиклиналей) за восточное продолжение Кокумбайской ступени.

В пределах Кокумбайской ступени намечаются собственно Кокумбайская, Западно-Куландинская, Южно-Консуйская, Северо-Консуйская и другие антиклинали (см. рис. 7).

К востоку от Кокумбайской располагается Шахпахтинская структурная ступень, ограниченная с юга и севера разрывными нарушениями. На площади ступени известны Шахпахтинская, Северо-Ассакеауданская, Кожантайская и другие антиклинали (см. рис. 7). Протяженность Шахпахтинской ступени достигает 130 *км*, ширина 20—25 *км*.

В центральной части впадины располагается зона депрессий. Наиболее западная из них Сегендыкская, выделяется в иных, чем раньше, контурах. *Можно полагать, что погруженная область к югу от Тюбкараганского вала* не ограничивается периклиналью Бекебашкудукского вала, а продолжается далее на юг, сливаясь с собственно Сегендыкской депрессией (см. рис. 7). Видимая амплитуда погружения депрессии по отношению к Карагинской седловине — 2 *км*. Западная, наиболее глубоко погруженная часть скрыта под водами Каспийского моря.

К югу от Сегендыкской депрессии располагается Песчаномысско-Ракушечное поднятие, предполагаемый размер которого 70 × 50 *км*. Амплитуда его по отношению к Жазгурлинской депрессии — около 200 *м*. По разломному нарушению в Каспийское море поднятие граничит с северным бортом Казахской депрессии, размер которой пока неизвестен. Жазгурлинская депрессия занимает большую часть впадины — 290 × 85 *км*. Амплитуда погружения ее по отношению к крутому северному борту достигает 800—900 *м*.

В пределах самой депрессии намечаются три относительно погруженных участка. Один из них в центральной части депрессии представляет собой линейно вытянутый прогиб до 40—45 *км* в длину и до 15 *км* в ширину. Подошва готеривского яруса погружается здесь до —2,7 ÷ —2,9 *км*. Два других участка располагаются на востоке депрессии и отличаются изометричными формами,

поэтому выделяются нами в качестве мульд. Одна мульда расположена между Аксаксаульской антиклиналью и Акбасской группой локальных поднятий. Размер ее 30 × 25 *км*, глубина погружения подошвы меловых отложений в ее пределах достигает 2,3 *км*. Другая мульда, размером 30 × 35 *км*, ограничена с запада флексурой Кокумбайской ступени, а на востоке Турыкской структурной перемычкой. Подошва меловых отложений погружается в ее пределах до 2,4 *км*.

Турыкская структурная перемычка, четко выраженная по IIIг отражающему горизонту, в наиболее приподнятой части осложнена серией локальных поднятий — Северо-Биринжикским, Биринжикским и Дошкалинским.

Раскрывающаяся на востоке Ассакеауданская депрессия характеризуется большой глубиной погружения подошвы готеривского яруса — до 2,6 *км*. В ее пределах намечаются два прогиба, один из них, ограниченный с запада Турыкской перемычкой, отличается субмеридиональным простиранием, другой, к востоку от него, — широтным простиранием (см. рис. 7). Общий размер Ассакеауданской депрессии 190 × 70 *км*.

Южный борт Жазгурлинской и Ассакеауданской депрессий представляет собой полого наклоненную к северу моноклиналь, углы падения горизонта на площади которой не превышают долей градуса. Моноклиналь, названная нами Киндерлинской, имеет протяженность до 350—400 *км*. В ее пределах намечается несколько малоамплитудных антиклиналей. Киндерлинская моноклиналь далее на юг воздымается к осевым участкам Карабогазского, Каракумского сводов и Туаркырской системы поднятий.

СТРУКТУРНЫЙ ПЛАН ПОДОШВЫ ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

При построении структурной карты по подошве палеогеновых отложений были учтены данные МОВ по I отражающему горизонту. Он приурочен к контакту терригенно-карбонатных пород палеогена и карбонатных пород верхнего мела (см. рис. 8). Стратиграфическое положение I отражающего горизонта корректировалось данными бурения глубоких и структурных скважин. Подобно структурной карте подошвы готеривского яруса, структурная карта подошвы палеогеновых отложений имеет сечение изогипс 100 *м*.

На севере территории выделяется Южно-Эмбенская моноклиналь, осложненная четко выраженной Мансуалмасской структурной ступенью размером 185 × 45 *км*. В Северном Приаралье сохраняется Челкарская депрессия с глубиной погружения подошвы палеогеновых отложений от —400 *м* до —1000 *м*. Заметно выполаживается по сравнению с основанием мела Акулковское валообразное поднятие. Более пологим становится и северный борт Косбулакской депрессии. Амплитуда ее погружения по сравнению с Акулковским валом достигает 600 *м*. Размер Косбулакской депрессии 160 × 55 *км*.

Сокращаются размеры и амплитуда Самской депрессии (соответственно около 80 × 40 *км* и 200 *м*). Резко асимметричным строением характеризуется Бинеусская депрессия: южный борт заметно более крутой, чем северный. Амплитуда депрессии не превышает 50 *м*. Размер ее 165 × 45 *км*.

Изменяет свое структурное положение на востоке Яркимбайская моноклиналь. Широким, весьма протяженным шлейфом (до 500 *км*) опоясывает она зону депрессионных областей с юга. В отличие от нижнемелового структурного плана в подошве палеогеновых отложений в Каракалпакской части Северного Устюрта моноклиналь раздваивается на две ветви: северная образует пологий

борт Косбулакской депрессии, южная сохраняет положение к югу от Барсакельмесской депрессии. На западе Яркимбайской моноклинали выделяется Арстановская структурная ступень, осложненная группой антиклинальных поднятий. Размер ее 100 × 25 *км*.

Наиболее приподнятым геоструктурным элементом на востоке территории является Актумсукское поднятие, в пределах которого сохраняются Харойская и Теренгкудукская антиклинальные зоны. Предполагаемый размер поднятия 170 × 60 *км*, амплитуда достигает 150—200 *м*.

В пределах Барсакельмесской депрессии намечаются два меридиональных прогиба с глубиной погружения подошвы палеогеновых отложений до —500 и —600 *м*. Между ними выделяется Аламбекская антиклинальная зона, осложненная Коскалинской и Аламбекской антиклиналями. Размер депрессии в целом до 220 × 130 *км*.

На западе территории наиболее поднятым участком является Бузачинское поднятие, на большей части площади которого меловые отложения выходят под четвертично-антропогеновую поверхность.

То же отмечается и в пределах Мангышлакской зоны поднятий. На всей основной площади Устюртской зоны поднятий меловые отложения выходят под неогеновую поверхность.

Таким образом, в целом обе зоны поднятий попрежнему сохраняют гипсометрически более приподнятое положение по сравнению с соседними участками территорий.

В пределах Северо-Мангышлакской зоны прогибов намечаются Южно-Бузачинский прогиб, северный борт которого осложнен разрывными нарушениями, и Колсайский прогиб. Последний заметно сокращается в размерах. На месте Тузбаирской перемычки намечается поле выхода меловых отложений под четвертичную поверхность.

На Южном Мангышлаке и Южном Устюрте в целом структурный план сохраняется таким же, как в основании меловых отложений. Северные борта депрессионных областей остаются более крутыми, осложненными структурными ступенями. Жетыбай-Узеньская ступень имеет размер 100 × 25 *км*, Кокумбайская — 120 × 25 *км*. Протяженность Шахпахтинской ступени достигает 100 *км*. Заметно сокращаются размеры и амплитуда Северо-Ассакеауданского прогиба.

На западе территории выделяется Сегендыкская депрессия, амплитуда которой по отношению к Карагиинской седловине достигает 1,5 *км*.

Несколько меняется структурный план в районе Мыса Песчаного, здесь на месте нижнемелового Песчаномысско-Ракушечного поднятия фиксируется полузамкнутое поднятие с амплитудой не более 50 *м*. Наибольшим размером (260 × 100 *км*) отличается Жазгурлинская депрессия. Амплитуда ее по отношению к крутому северному борту — 750 *м*. Сохраняет свое положение Турыкская структурная перемычка, хотя амплитуда и размер ее заметно сокращаются соответственно до 100 *м* и 110 × 22 *км*.

По сравнению с нижнемеловым структурным планом, наиболее погруженным (до 700 *м*) в пределах Ассакеауданской депрессии становится восточный широтный прогиб. Размер депрессии в целом 180 × 85 *км*, амплитуда 300 *м*.

Южный борт Жазгурлинской и Ассакеауданской депрессий представляет по-прежнему моноклиналь, полого воздымающуюся в сторону Карабогазского свода и Туаркыр-Капланкырской зоны поднятий.

СТРУКТУРНЫЙ ПЛАН ПОДОШВЫ СРЕДНЕМИОЦЕНОВО-НИЖНЕПЛИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В пределах Северного Устюрта отчетливо выделяются Самская и Косбулакская депрессии. Амплитуда первой 30 *м*, размер 70 × 35 *км*, второй — соответственно 60 *м* и 130×80 *км*. Существенно сокращается размер Актумсукского поднятия (170 × 60 *км*), в пределах которого сохраняются Байтерекская и Теренгкудукская антиклинали. В то же время Харойская и другие антиклинали не имеют четкого отражения (см. рис. 9).

Заметно выполаживается Барсакельмесская депрессия; амплитуда ее 60 *м*; размер сохраняется примерно тот же, что и в отложениях палеогена, — 170 × 120 *км*.

Отложения среднего миоцена и нижнего плиоцена отсутствуют в Центральном Мангышлаке (за исключением изолированных останцов), на п-ове Бузачи, в пределах Южно-Эмбенской моноклинали, а также на большей части территории Туаркыр-Капланкырской зоны поднятий.

Наиболее приподнятая часть Центрального Устюрта по-прежнему располагается в своде Карабаурского вала, где подошва среднемиоценово-нижнеплиоценовых отложений залегает на отметке +220 *м*. В соседних с ним южных синклиналях подошва этих пород погружается до —1140 *м*. Менее отчетливое структурное отражение имеет район Айбугирского вала. В целом сохраняет положение *Шахпахтинская структурная ступень с группой антиклинальных* поднятий. На месте Северо-Ассакеауданского мелового прогиба располагается склон Шорджинского вала (см. рис. 9).

Четкое структурное отражение имеет Ассакеауданская депрессия с амплитудой до 100 *м* и размером 160 × 80 *км*. По-прежнему северный борт депрессии более крутой, чем южный.

Сохраняет свое положение Турыкская перемычка, однако морфологическая выраженность ее становится менее четкой.

На месте двух депрессий Южного Мангышлака по подошве среднемиоценово-нижнеплиоценовых отложений выделяется единая крупная депрессия, условно сохранившая название Жазгурлинской, с максимальной глубиной залегания подошвы среднемиоценовых пород — —180 и —200 *м* (в пределах Каспийской акватории).

Обращает на себя внимание отсутствие в этих отложениях Песчаномысского поднятия, четко фиксировавшегося в меловых отложениях и менее четко в палеогеновых. На его место смещается ось Жазгурлинской депрессии. Заметно менее четкое структурное выражение имеет зона структурных ступеней. Выделяются приподнятые участки на месте Узеньского, Тенгинского и Кокумбайского антиклинальных поднятий.

Сохраняется положение Киндерлинской моноклинали. В районе Туаркыр-Капланкырской системы поднятий отложения среднего миоцена — нижнего плиоцена на большей части территории отсутствуют. Там, где они сохранились, они четко отражают основные черты строения поднятий. Максимально поднятая область исследуемой поверхности (+240 *м*) фиксируется на северной периклинали Туаркырского вала.

В табл. 1 сведены данные, характеризующие размеры и амплитуды основных структурных элементов территории. Рассмотрение этих показателей позволяет сделать следующие выводы: 1) подавляющее большинство структурных элементов в подошве среднемиоценовых отложений либо уменьшается, либо сохраняет размеры по сравнению с элементами нижних поверхностей платфор-

Таблица 1

Структурный элемент	Длина, км				Ширина, км				Площадь, км²				Амплитуда, м			
	юра*	III горизонт	I горизонт	подошва неогена	юра*	IIIг	I	подошва неогена	юра*	IIIг	I	подошва неогена	юра*	IIIг	I	подошва неогена
Депрессии:																
Бинеусская	160	150	160	Отложений нет	40	50	45	Отложений нет	6 400	7 500	7 200	Отложений нет	1200	500	100	Отложений нет
Самская	90	85	80	90	50	45	40	35	4 500	3 825	3 200	3 150	1100	300	200	40
Косбулакская	120	155	160	120	80	85	60	80	9 600	13 175	9 600	9 600	1300	1000	600	60
Челкарская	140	200	150	Отложений нет	80	70	70	Отложений нет	11 200	14 000	10 500	Отложений нет	500	1000	400	Отложений нет
Барсакельмесская	160	200	220	180	120	145	130	130	19 200	29 000	28 600	23 400	1100	500	400	60
Ассакеауданская	270	190	170	165	80	73	75	75	21 600	13 870	12 750	12 375	1000	600	300	100
Жазгурлинская	140	290	260	280	60	85	100	100	8 400	24 650	26 000	28 000	1600	900	750	200
Поднятия:																
Актумсукское	140	155	170	180	80	95	70	60	11 200	14 725	11 900	10 800	500	800	200	50
Бузачинское	130	120	80	Не выражается	70	70	60	Не выражается	9 100	8 400	4 800	Не выражается	200	600	200	Не выражается
Песчаномысско-Ракушечное	80	60	40	Моноклиналь	50	40	28	Моноклиналь	4 000	2 400	11 200	Моноклиналь	1750	200	30	Моноклиналь
Структурные ступени:																
Узеньская	130	100	100	65	25	30	25	15	3 250	3 000	2 500	975	—	—	—	—
Кокумбайская		111	120	100		30	25	20		3 300	3 000	2 000	—	—	—	—
Шахпахтинская	110	125	100	50	30	25	20	30	3 300	3 125	2 000	1 500	—	—	—	—
Арстановская	90	100	100	Отложений нет	40	65	45	Отложений нет	3 600	6 500	8 325	Отложений нет	—	—	—	—
Мынсуалмасская	200	220	185	Отложений нет	80	65	45	Отложений нет	16 000	14 300	8 325	Отложений нет	—	—	—	—

* *По данным Л. М. Коробкина (трест Казгеофизика).*

менного чехла; 2) амплитуды погружения депрессионных областей, за исключением Челкарской, заметно уменьшаются вверх по разрезу.

В целом структурный план платформенного чехла во многим сохраняется. Вместе с тем в некоторых участках территории отмечается заметное несовпадение структурных планов как в разрезе платформенного чехла, так и между горизонтами чехла и поверхностями доюрских отложений. Так, в частности, на Мангышлаке области наибольшего прогибания пермо-триасовых, юрских, меловых и палеогеновых отложений соответственно смещаются друг по отношению к другу в южном направлении.

Резко выраженному палеозойскому поднятию в Южно-Эмбенском районе в отложениях мезозоя соответствует четкая моноклиналь. И, наконец, на Южном Мангышлаке на месте Песчаномысско-Ракушечного поднятия в мезозойских отложениях, двух депрессионных областей и Карагинской седловины в основании среднего миоцена — нижнего плиоцена выделяется единая область прогибания с максимально погруженным участком на суше в районе Мыса Песчаного.

Даже этот, видимо, неполный перечень фактов свидетельствует о том, что на отдельных участках территории имеет место несоответствие структурных планов.

Глава IV

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ИСТОРИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

В истории геологического развития Мангышлака, Устюрта и прилегающих к ним территорий выделяются три крупных этапа: геосинклинальный (каледонско-герцинский), переходный (пермо-триасовый) и платформенный (юрско-антропогеновый). Достоверность, с которой можно говорить о процессах, происходящих в течение каждого этапа, весьма различна. С наибольшей детальностью можно говорить о платформенном этапе развития, с наименьшей — о геосинклинальном.

ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫЙ ЭТАП

После завершения байкальской складчатости на части территории современных молодых платформ устанавливается сравнительно кратковременный период относительного тектонического покоя. Этот период, видимо, совпадает с какой-то частью раннепалеозойского времени. Некоторым подтверждением этого мнения могут служить отложения нижнего палеозоя Кызылкумов, которые представлены терригенно-карбонатными и карбонатными толщами небольшой мощности и платформенного типа.

В то же время в пределах Южного Урала нижнепалеозойские геосинклинальные комплексы имеют значительное развитие.

В пределах Каракумского и Карабогазского массивов имеются гранитоидные образования, абсолютный возраст которых определяется в 425—440 млн. лет, что примерно соответствует границе силура и ордовика. Эти граниты можно рассматривать в качестве орогенных интрузий каледонского цикла тектогенеза.

Таким образом, следы геосинклинального развития этой территории в нижнепалеозойское время имеются. Однако в западной части Средней Азии это развитие проходило, видимо, в геоантиклинальном режиме, для которого характерно развитие крупных поднятий с внедрением в конце тектонического цикла гранитоидных интрузий.

Характерно, что на всей территории эпипалеозойской платформы западных частей Средней Азии осадочные отложения нижнего палеозоя не встречены. Только, как отмечалось выше, в обнаженной части Южного Урала (в Сакмарской и Урало-Тобольской зонах) распространены нижнепалеозойские геосинклинальные комплексы. Таким образом, вопрос о времени заложения геосинклинальных прогибов, выполненных затем отложениями среднего и верхнего палеозоя, для большей части территории остается открытым.

Однако, учитывая следы геосинклинального развития этой территории в раннепалеозойское время, можно предположить, что начало заложения по крайней мере некоторых геосинклинальных прогибов запада Средней Азии началось в это же время.

Значительная часть Северо-Устюртского массива в каледонский этап не подвергалась сколько-нибудь значительной тектонической переработке. Каледонские геосинклинальные прогибы уралид, видимо, выклинивались в южном направлении, а сам массив являлся составной частью Русской платформы и был, скорее всего, относительно поднятым участком, как и значительная часть Северного Приаралья и некоторые другие территории.

Наиболее ярко выраженное геосинклинальное развитие характеризует рассматриваемую территорию в герцинский этап тектогенеза, охватывающий по времени эпохи от силура до ранней перми включительно. В течение этого этапа сложился тот тектонический план территории, который наблюдается в настоящее время и вкладывается в понятие «строение фундамента».

Наиболее активное геосинклинальное развитие испытывала эта территория в течение среднего палеозоя, включая и раннекаменноугольное время. Судя по разрезам Центральных Кызылкумов, в это время фиксируются три фазы складчатости: в конце позднедевонского времени, на границе турнейского и визейского веков и между ранне- и среднекаменноугольными временами.

В последующее верхнепалеозойское время произошли заключительные фазы складчатости — в конце среднекаменноугольного времени и, вероятно, в перми.

Активно развивалась в среднепалеозойское время южная часть уралид. Геосинклинальные прогибы испытывали интенсивное прогибание. В них формировались толщи терригенно-вулканогенных и терригенно-карбонатных отложений мощностью в несколько тысяч метров. Так, например, терригенно-вулканогенная толща Магнитогорского синклинория Южного Урала, относящаяся по возрасту к силуру — нижнему девону, имеет мощность около 4000 *м*. Общая же мощность среднепалеозойских отложений этого синклинория, вероятно, намного больше.

Весьма значительны мощности среднепалеозойских отложений в пределах Зилаирского и Южно-Эмбенского синклинориев, где они представлены грауваккоовой и аспидной формациями. В центральной приосевой части Урала, где преобладают антиклинальные зоны, среднепалеозойские отложения отличаются меньшими мощностями и фиксируются в сравнительно узких, часто приразломных зонах.

Магматическая деятельность на юге уралид была весьма активной. В нижнекаменноугольное время произошло интенсивное внедрение гранитоидов преимущественно в геоантиклинорные участки геосинклинали. Эффузивная деятельность проявлялась весьма активно во всех тектонических зонах уралид. Исключением в этом отношении, видимо, являлась самая западная зона: Зилаирско-Южно-Эмбенская. Ее кристаллический фундамент не был сильно переработан геосинклинальными процессами. Это, в свою очередь, привело к отсутствию здесь значительных проявлений магматизма, что вообще характерно для миогеосинклинальных зон.

Развитие западных частей тяньшанид в среднепалеозойское время также было весьма активным. Здесь, как говорилось выше, развивались две зоны — Восточно- и Центрально-Устюртская. Это были довольно сложно построенные зоны, состоящие из ряда синклинориев и антиклинориев. На основании немногочисленных геолого-геофизических материалов можно полагать, что здесь

преобладал терригенно-карбонатный тип осадконакопления, сходный с осадконакоплением в Центральных Кызылкумах. Мощность же среднепалеозойских отложений в этом районе составляет около 6000—7000 *м*. Видимо, такие же или несколько меньшие мощности можно ожидать и в пределах зон западного окончания Тяньшанид. Таким образом, и эта территория в среднепалеозойское время была достаточно тектонически активной.

По-видимому, среднепалеозойский миогеосинклинальный прогиб развивался и в пределах центральной части Мангышлака и протягивался далее к юго-востоку в район Туаркыра.

На остальной территории запада Средней Азии в это время господствовали, вероятно, поднятия типа жестких остаточных массивов и геоантиклинориев, в пределах которых осадконакопление или не происходило вообще, или мощности отложений были значительно сокращены.

В пределах Северо-Устюртского массива, который был в это время, вероятно, поднятым участком, господствовала денудация, причем снос материала происходил в основном в северном направлении. Грубообломочные породы известны в девонских и каменноугольных отложениях Южной Эмбы.

Снос материала с Карабогазского и Каракумского массивов происходил более или менее равномерно в окружающие их геосинклинальные прогибы.

В конце среднепалеозойского времени произошла одна из основных фаз герцинской складчатости, в результате которой был сформирован в основных чертах тектонический план палеозойского времени.

Верхнепалеозойский этап характеризовался уже другим, в основном орогенным, режимом развития. Здесь развивались наложенные прогибы, типа передового и периклинального прогибов южного погружения Урала, остаточные геосинклинальные прогибы и вновь образовавшиеся верхнепалеозойские прогибы типа Донбасско-Промысловской зоны на границе с Русской платформой (*Маловицкий, Летавин, 1960; Мирчинк и др., 1963 и др.*).

Размах тектонических движений доверхнепалеозойских отложений достигал на южной периферии Урала 4000—6000 *м*. Здесь, в пределах передового и периклинального прогибов накапливались молассовые отложения (Pz_3m) мощностью до 3000—5000 *м* и более.

В пределах остаточных верхнепалеозойских геосинклинальных прогибов, развитых как в западной части Средней Азии, так и в Центральных Каракумах, тип осадконакопления был преимущественно терригенно-эффузивным, иногда карбонатным. Накопление этих толщ происходило в основном в начальный период этого этапа и охватывало средне- и, частично, поздне-каменноугольное время. На раннепермское время здесь приходится в основном орогенный этап.

Во вновь образованных верхнепалеозойских прогибах типа Донбасско-Промысловой зоны происходило накопление морских терригенно-карбонатных и угленосных толщ, мощность которых в ряде случаев превышала 10 000 *м*.

В пределах жестких массивов и антиклинориев это время характеризовалось интенсивными магматическими процессами. Здесь происходило внедрение гранитоидных интрузий и интенсивное проявление эффузивной деятельности, особенно характерной по периферии массивов и связанной, по-видимому, с крупными разломами.

Таким образом, верхнепалеозойская история на рассматриваемой территории была достаточно сложной. В это время происходила основная смена геотектонического режима от геосинклинального к переходному со всеми присущими этому процессу сложными этапами геологического развития. Значительное погружение испытал Северо-Устюртский массив, который был перекрыт мощ-

ными (до 3000—5000 *м*) толщами верхнепалеозойских моласс. Эти породы были в дальнейшем довольно интенсивно дислоцированы, хотя и не подвергались значительному метаморфизму. Большая часть Южного и Погребенного Урала была поднята и являлась областью размыва. Осевые части антиклинориев Западных Тяньшанид были поднятыми участками, как и большая часть Карабогазского массива. В пределах Центрально-Каракумского массива, так же как и на большей части Яркимбайской зоны дробления, в этот период происходили мощные излияния различных по составу эффузивов, пласты которых иногда чередуются с небольшими пачками осадочных пород.

Геосинклинальное развитие на территории запада Средней Азии закончилось в основном в позднекаменноугольное время, хотя эффузивный магматизм, накопление моласс и складчатость в некоторых зонах еще отмечаются и в ранней перми. С раннепермского времени отдельные участки территории уже, видимо, вступили в качественно новый, переходный к платформеному этап развития.

ПЕРЕХОДНЫЙ ЭТАП

Специфический тектонический режим, устанавливающийся в пределах той или иной территории в промежуток времени, охватывающий период от завершения геосинклинального развития до начала платформенного, выделяется в качестве переходного этапа развития. Вопрос о правомочности и целесообразности выделения этого этапа, о характере его тектонического режима, формациях и т. д. разбирался в многочисленных работах (Крылов, Дитмар, Летавин, 1964; Крылов, Летавин, 1966; Летавин, Крылов, 1959; Мирчинк и др., 1962, 1963, 1966; Моссаковский, 1965; Туездов, 1962, 1967; Яншин, 1965 и др.). Поэтому, не останавливаясь здесь на теоретических аспектах этой проблемы, перейдем к вопросу о характере тектоники в переходный этап развития территории запада Средней Азии.

Переходный этап развития на этой территории охватывает период в основном от поздней перми до лейаса. На некоторых участках это развитие началось, возможно, несколько раньше, с раннепермского времени.

Как указывалось выше, выделяются четыре основных типа отложений переходного комплекса — каратауский, туаркырский, устюртский и чушкакульский (Крылов, Летавин, 1966). Эти типы отложений тесно связаны с характером тектоники тех или иных территорий. Так, например, каратауский тип связан с мощным осадконакоплением тонких пестроцветных молассовых толщ, приуроченных к глубокому грабенообразному прогибу, заложившемуся на стыке крупных разнородных тектонических элементов фундамента. Устюртский тип связан с более спокойной тектонической обстановкой и т. д.

Наиболее мощные движения в течение переходного этапа происходили в пределах Центрального Мангышлака. Здесь амплитуда прогибания составляла не менее 8000 *м*, постепенно уменьшаясь вкрест простирания прогиба. Расположенный к югу Карабогазский массив был в это время приподнят и служил в основном одним из источников сноса обломочного материала, поступавшего отсюда в северном направлении. Аналогичная картина, вероятно, была характерна и для центральной части Кумсебшенского поднятия.

Второй зоной широкого развития отложений переходного комплекса является территория п-ова Бузачи, Северного и Восточного Устюрта. Здесь эти отложения накапливались в более спокойной тектонической обстановке, частично наследуя общий структурный план предшествующего этапа. Судя

по мощностям отложений, амплитуды прогибаний доверхнепермской поверхности (фундамент) к началу платформенного этапа развития (среднеюрскому времени) достигали в отдельных случаях 3000 *м* и более. Однако в основном для этой территории характерны небольшие градиенты изменения мощностей. Этим она резко отличается от территории Центрального Мангышлака, где градиенты мощностей весьма значительны. Наибольшие мощности отложений переходного комплекса связаны с приосевыми частями Косбулакского и Самского прогибов. Эти зоны наибольших мощностей формировались в приразломных частях фундамента. Таким образом, на большей части территории Устюрта и п-ова Бузачи в пермо-триасовое время происходило интенсивное прогибание, сопровождавшееся накоплением значительных по мощности преимущественно красноцветных отложений. Зонами поднятий в это время являлись складчатые сооружения уралид, расположенные восточнее Зилаирской зоны, а также приосевая зона Южно-Эмбенского поднятия.

На юге значительно бóльшая, чем считалось ранее, площадь Кохбахтинского антиклинория и Яркимбайской зоны дроблений, а также, видимо, часть Восточно-Устюртской зоны представляли поднятые участки, служившие источниками сноса. Осадконакопление на этой территории закончилось в основном в конце триаса. Однако в восточной части, примыкающей к центральным зонам погруженных уралид и западным зонам Тянь-Шаня, осадконакопление продолжалось и в рэт-лейасовое время. Мощности отложений переходного комплекса чушкакульского типа превышали 200 *м* на севере на п-ове Куланды и были значительно большими на юге в среднем течении р. Амударьи, где только вскрытые мощности превышают 600 *м*.

Таким образом, вдоль западного борта ныне погребенных палеозойских поднятий Урала и Тянь-Шаня прослеживается субмеридиональный прогиб (или система прогибов), выполненный отложениями чушкакульской серии переходного комплекса. Видимо, здесь осадконакопление продолжалось наиболее долго, включая лейасовое время.

Своеобразную историю развития испытывала в переходный этап территория самой северной части Центрально-Каракумского свода. Здесь в многочисленных мелких грабенах, на которые была раздроблена эта территория, накапливались красноцветные породы, видимо, туаркырского типа. Имеющиеся в настоящее время материалы не позволяют выделить здесь каких-либо значительных единых зон осадконакопления.

Из сказанного выше следует, что в переходный этап развития, занимавший промежуток времени от ранней перми до лейаса, рассматриваемая территория испытывала разнообразное и довольно сложное развитие. Это отразилось как в различной стратиграфической полноте и типах разрезов этих отложений, так и в характере их дислокаций и распределении мощностей.

Эти весьма значительные различия характеризуют своеобразие описываемого тектонического периода и указывают на обоснованность его выделения в качестве самостоятельного крупного геотектонического этапа.

К началу платформенного этапа развития в конце позднетриасового времени в пределах рассматриваемой территории произошло общее поднятие, сопровождавшееся в Центральном Мангышлаке линейной складчатостью, а на большей части остальной территории — блоковыми дислокациями. Размыв доюрских отложений был повсеместным, однако глубина его была разной, увеличиваясь в сторону поднятий. Наименьшему размыву подвергались отложения переходного комплекса восточной части рассматриваемой территории, где сохранились самые высокие стратиграфические горизонты комплекса. Такое же положение

имело место и в отдельных синклиналях Центрального Мангышлака, где на поверхность выходят верхнетриасовые отложения.

Видимо, резко отличные по возрасту отложения переходного комплекса выходят на доюрскую поверхность повсеместно, отражая крупный перерыв в осадконакоплении на границе переходного и платформенного этапов развития.

ПЛАТФОРМЕННЫЙ ЭТАП

Платформенный этап развития начинается на рассматриваемой территории с широкой юрской трансгрессии. Субаквальные и частично континентальные терригенно-угленосные отложения среднеюрского возраста встречаются повсеместно. Нижнеюрские отложения формировались главным образом на Южном Мангышлаке и Южном Устюрте.

Наблюдается общая закономерность, заключающаяся в общем наследовании в среднеюрское время структурных планов переходного и начальных стадий платформенного развития. Так, отложения средней юры распространены там, где в предыдущий этап формировались отложения пермо-триаса. Хотя это положение и не повсеместно, общая тенденция, связанная с совместным залеганием в плане этих отложений, не вызывает сомнений. По сравнению с пермо-триасовым временем в среднеюрское время площадь осадконакопления расширилась.

Из общей закономерности выпадает зона Центрального Мангышлака, где интенсивность прогибания и мощности отложений переходного комплекса были наибольшими, в то время как мощность юрских отложений сократилась в 2—3 раза по сравнению с осевыми частями прогибов Южно-Мангышлакской впадины.

Миграция в юрское время оси наибольших прогибаний к югу по отношению к оси пермо-триасовых прогибов является следствием важнейшей региональной перестройки структурного плана этой территории. Если же учесть характер дислокаций отложений переходного комплекса, то здесь выявляется прямое соответствие между дислокациями и последующим распределением мощностей юрских отложений и, следовательно, интенсивностью прогибаний отдельных территорий. Так, участки наименьших мощностей юрских отложений приурочены к зоне развития линейной складчатости в отложениях переходного комплекса. К зонам глыбовых дислокаций и плащеобразного залегания переходного комплекса приурочены и зоны, где в юрское время имели место наибольшие прогибания.

Поскольку зоны линейной складчатости в конце переходного этапа явились и зонами инверсии геотектонического режима, т. е. из зон прогибаний превратились в зоны поднятий, а зоны, где были развиты дислокации других типов, не испытали подобных перестроек структурных планов, то в распределении мощностей осадочного чехла и особенно юрских отложений отчетливо наблюдается общее унаследованное развитие от переходного этапа крупных геотектонических зон платформенного чехла.

В течение юрского времени выделялись две области прогибаний: Южно-Мангышлакско-Устюртская и Северо-Устюртская (рис. 10, 11).

Интенсивность прогибания в разных участках перечисленных областей была разной, что, вероятно, и определило формирование в их пределах депрессионных областей. Так, на территории Южного Мангышлака наибольшее прогибание происходило в пределах Жазгурлинской депрессии, где накопилось до 1500 *м* осадков юры. Четкие структурные формы в это время обрели и другие

структурные элементы Южного Мангышлака, в частности Бекебашкудукский район, в пределах которого формировался относительно приподнятый участок с мощностью юрских отложений до 500 *м*. Очевидно, в погружение была втянута и зона Мангышлакских поднятий, в наиболее опущенных участках которой накапливались юрские осадки мощностью до 500 *м*.

Заметное погружение испытала территория Южного Устюрта. Наибольшим прогибанием характеризуется осевая часть Ассакеауданской депрессии, где мощность юрских осадков достигает 1,2 *км*. В южном направлении прогибание было менее интенсивным: мощность юрских отложений не превышала 1,0 *км*.

В это время продолжали развиваться разломные нарушения, осложняющие северный и южный борта депрессии. Прогибанием был охвачен район Центрального Устюрта. Однако амплитуда прогибания здесь была заметно меньшей. Так, в своде Кохбахтинского поднятия в юрское время накопилось всего несколько сотен метров осадков.

В пределах Центральных участков Карабогазского и Каракумского сводов осадки в юрское время не отлагались. Вероятно, в это время названные участки являлись областями сноса обломочного материала.

Энергичное погружение в юрское время испытывала территория Северного Устюрта. Здесь формировались Бинеусская, Самская, Косабулакская и Челкарская депрессии. Мощность юрских отложений, сохранившихся к началу мелового времени, составляла в них соответственно 1100, 1000, 1200 и 600 *м*. На юге Северо-Устюртской области прогибания выделялась Барсакельмесская депрессия. Севернее нее формировалось Актумсукское поднятие, в пределах которого мощность юрских отложений заметно сокращается до 500 *м*. Другое крупное поднятие в это время располагалось на п-ове Бузачи. Фиксируемая мощность юрских отложений здесь 200 *м*.

На большей части современных Кызылкумов и Аральской акватории в юрское время располагалась огромная суша, сложенная палеозойскими отложениями и служившая наряду с Южными Мугоджарами главным поставщиком обломочного материала в континентальные и полуконтинентальные бассейны Мангышлака и Устюрта.

К началу мелового времени на всей исследуемой территории четкое структурное выражение получили Мангышлакская и Устюртская зоны поднятий, в пределах которых мощность юрских отложений колеблется от нуля до 500 *м*.

В конце юрского времени вся территория испытала интенсивное воздымание, сопровождавшееся разрушением накопившихся юрских осадков. Однако интенсивность восходящих тектонических движений в разных участках была различной, что в значительной степени обусловило разную мощность сохранившихся осадков. Наиболее интенсивными были восходящие движения в пределах Центрально-Мангышлакской и Центрально-Устюртской зон.

К северу и югу от этих зон активность восходящих движений заметно снижалась, что способствовало сохранению здесь сравнительно больших мощностей юрских отложений (до 1000 *м* и более).

С начала мелового времени вся территория Мангышлака и Устюрта испытывала новое погружение, предопределившее начало новой валанжинской трансгрессии моря, которое распространилось на большей части территории. В течение мелового этапа продолжали развиваться заложенные раньше геоструктурные элементы. Однако и в это время интенсивность погружения на разных участках, вероятно, была различной. Так, в пределах Южно-Мангышлак-Устюртской впадины выделялась наибольшим прогибанием Ассакеауданская депрессия (рис. 12).

По сравнению с предыдущим этапом заметно к югу сместились ось и северная флексура Жазгурлинской депрессии. В пределах Сегендыкской депрессии выделялись две погруженные области, западная из них отличалась наибольшей амплитудой погружения (1,8 *км*). К югу от Жазгурлинской и Ассакеауданской депрессии интенсивность прогибания существенно уменьшилась (до 1,0 *км* и меньше).

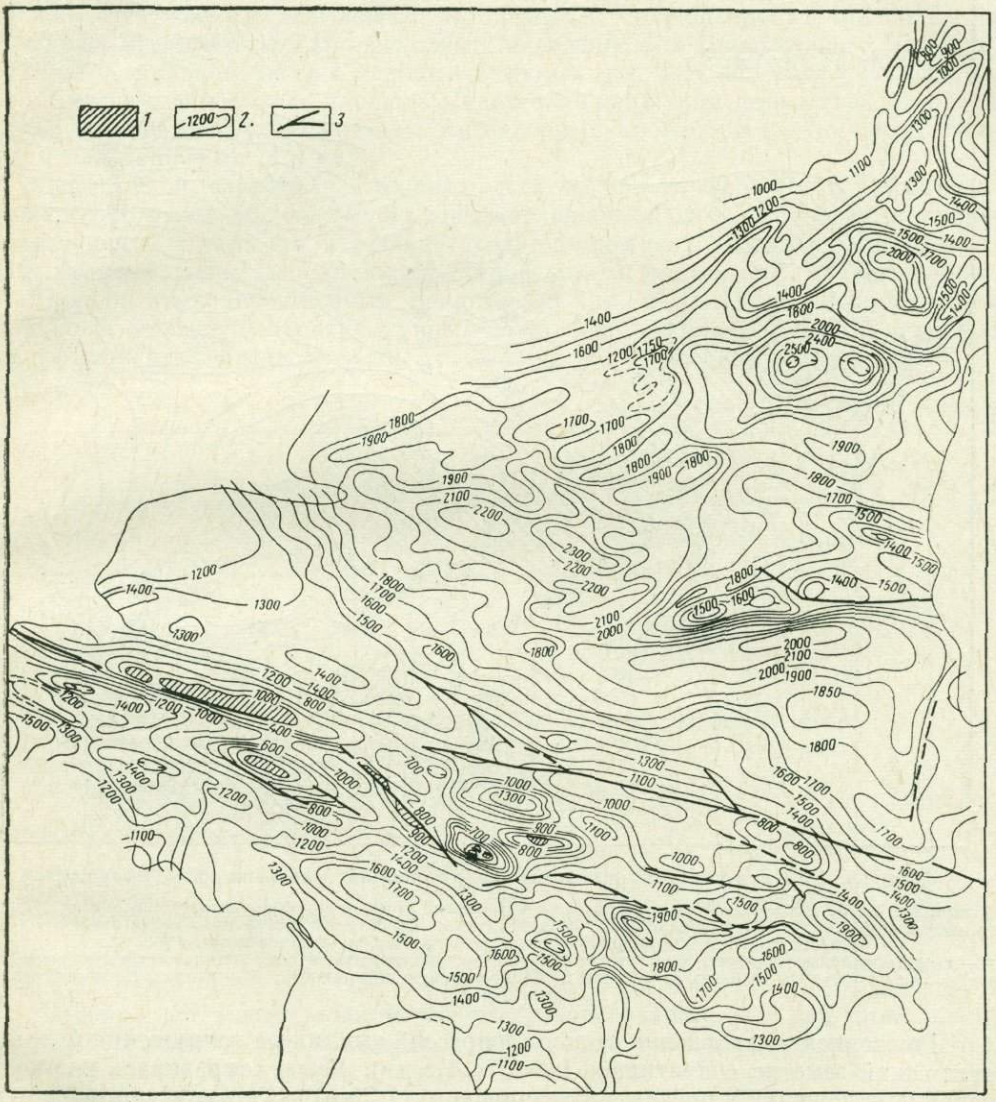


Рис. 12. Карта мощности меловых отложений Мангышлака — Устюрта.

Составили: М. З. Вортман, В. А. Бекенсон по материалам Западно-Казахстанского геологического управления, объединения Казахстаннефть, трестов Мангышлакнефтегазразведка, Казахстаннефтегеофизика, Мангышлакнефтегеофизика, Казгеофизика, Актюбнефтегазразведка, Каракалпакнефтегазразведка, Спецгеофизика, Узбекгеофизика, объединения Туркменнефть, Западно-Туркменского геологоразведочного треста, 1969 г.

1 — выходы юрских и доюрских отложений на дневную поверхность; *2* — изопахиты меловых отложений; *3* — разрывные нарушения.

Продолжали развиваться депрессионные области Северного Устюрта. Формировалась единая Самско-Бинеусская депрессия с мощностью сохранившихся к началу палеогенового времени меловых отложений до 2,3 *км*. Интенсивное погружение испытали Косбулакская (2,6 *км*) и Челкарская (2,0 *км*) депрессии.

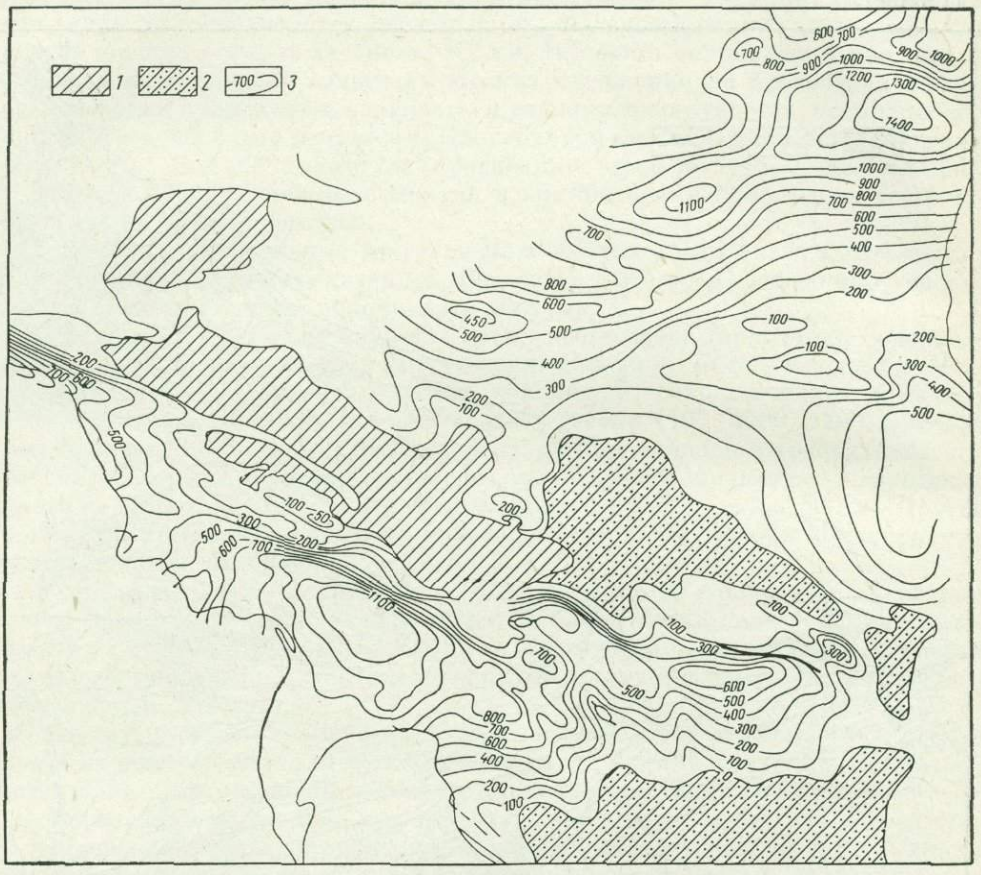


Рис. 13. Карта мощности палеогеновых отложений Мангышлака — Устюрта.

Составили: М. З. Вортман, В. А. Бененсон по материалам трестов Мангышлакнефтегазразведка, Казахстаннефтегеофизика, ВАГТ, объединения Казахстаннефть, Западно-Казахстанского геологического управления, трестов Мангышлакнефтегазразведка, Узбекнефтегеофизика, 1969 г.

1 — выходы меловых, юрских, доюрских отложений на современную и поднеогеново-антропогеновую поверхность; *2* — выходы меловых отложений на поднеогеновую поверхность; *3* — изопахиты палеогеновых отложений.

В северном направлении от зоны депрессий амплитуда погружения меловых отложений заметно сократилась (до 1,7—1,5 *км*). Резко сократилась мощность меловых отложений в пределах Бузачинского (1,2 *км*) и Актумсукского (1,3 *км*) поднятий.

Продолжала развиваться в меловое время Барсакельмесская депрессия, амплитуда погружения которой к началу палеогенового этапа достигла 2,0 *км*.

Четкое, сравнительно более поднятое положение к началу палеогена занимали Каратауский вал в Центральном Мангышлаке и Кохбахтинский вал в Центральном Устюрте. Выделялась Северо-Мангышлакская зона прогибов.

К началу среднемиоценового времени заметно расширилась площадь и увеличилась по сравнению с соседними депрессиями амплитуда погружения Жазгурлинской депрессии. Еще дальше к югу сместились ее ось и северная флексура (см. рис. 10). Расформировалось Песчаномысско-Ракушечное поднятие.

Следует полагать, что в предсреднемиоценовое время вся территория Мангышлака и Устюрта испытала интенсивное воздымание. Следствием этого явилось отсутствие палеогеновых отложений и сокращение их мощности на обширных пространствах Центрального Мангышлака и Центрального Устюрта, а также в западной части Северного Устюрта (см. рис. 11, 13).

Заметно уменьшилась площадь Бинеусской депрессии, амплитуда погружения ее не превышала 800 *м*. Более интенсивным прогибанием отличалась Косбулакская депрессия (1,4 *км*).

Существенно сократилась площадь Актумсукского поднятия и Барсакельмесской депрессии. На рис. 10, 11 представлены геологические профили, свидетельствующие о том, что в течение среднемиоценового — нижнеплиоценового этапа времени существенных изменений в строении территории не произошло.

Исходя из количественных показателей (см. табл. 1), характеризующих площадь и амплитуду геоструктурных элементов, в табл. 2 приводятся данные о коэффициентах интенсивности прогибания и структурообразования.

Таблица 2

Структурный элемент	Интенсивность прогибания и структурообразования, *м/км²*				Группа	Тип
	подошва юры	III горизонт	I горизонт	подошва неогена		
Депрессии:						
Бинеусская	0,18	0,06	0,013	Отложений нет	Первая	Второй
Семская	0,24	0,079	0,06	0,012		
Косбулакская	0,13	0,06	0,06	0,006		
Челкарская	0,04	0,10	0,03	Отложений нет		
Барсакельмесская	0,05	0,016	0,010	0,004		
Ассакеауданская	0,047	0,043	0,03	0,004		
Жазгурлинская	0,19	0,037	0,027	0,007		
Поднятия:						
Актумсукское	0,044	0,05	0,016	0,004		
Бузачинское	0,021	0,07	0,04	Моноклиналь		
Песчаномысско-Ракушечное	0,43	0,08	0,025	Не выражается		

Сведения об интенсивности структурообразования (*I*) для локальных поднятий приводит В. С. Лазарев (1965). Этот коэффициент представляет собой отношение амплитуды в метрах к площади поднятия в квадратных километрах.

В наших построениях можно допустить, что для депрессионных областей отношение максимальной амплитуды к площади характеризует интенсивность прогибания данной поверхности. Для поднятий отношение этих параметров характеризует интенсивность их структурообразования. Можно считать, что значение коэффициента *I* отражает особенности геологического развития геоструктурного элемента.

В табл. 2 приводятся данные, характеризующие интенсивность прогибания и структурообразования по четырем поверхностям платформенного чехла: по подошвам юрских, меловых, палеогеновых и неогеновых (точнее среднемиоценовых отложений). Из табл. 2 следует, что все депрессионные области Мангышлака и Устюрта (за исключением Челкарской) испытали относительно большое прогибание по поверхности доюрских отложений. Примерно равными значениями коэффициента I характеризуется интенсивность прогибания подошвы юрских и меловых отложений в районе Ассакеауданской депрессии. В целом каждый последующий этап по отношению к предыдущему отличался менее интенсивным проявлением вертикальных тектонических движений.

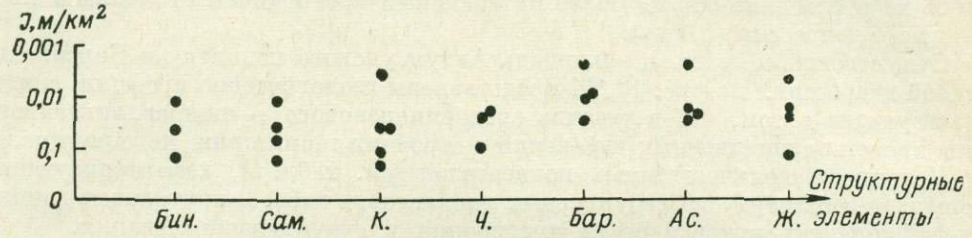


Рис. 14. График значений коэффициента интенсивности прогибания (I) для депрессионных областей.

Депрессия	Сочетание классов	Тип
Бинеусская (Бин.)	1В; 2СР	
Самская (Сам.)	1В; 3СР	
Косбулакская (К.)	1В; 2СР; 1М	
Челкарская (Ч.)	1В; 2СР	*Второй*
Барсакельмесская (Бар.)	3СР; 1М	
Ассакеауданская (Ас.)	3СР; 1М	
Жазгурлинская (Ж.)	1В; 2СР; 1М	

Коэффициент интенсивности: 1,0—0,1 — высокий, 0,1—0,01 — средний, 0,01—0,001 — малый.

Разумеется, вывод этот справедлив лишь применительно к конкретным перечисленным структурным элементам.

Несмотря на сравнительно ограниченное число анализируемых объектов, авторы попытались систематизировать данные о крупных геоструктурных элементах. В основу систематизации положены сведения о характере соответствия структурных планов (из анализа карт и профилей) и данные о коэффициенте I. В частности установлено, что депрессионные области обеих впадин отличаются весьма высоким соответствием структурных планов. Эта особенность является следствием унаследованного их развития.

Разумеется, одной этой группой не исчерпывается многообразие депрессионных областей. Однако данные по депрессиям, перечисленные в табл. 1 и 2, позволяют выделить на Мангышлаке и Устюрте только указанную группу структурных элементов.

В качестве второй характеристики, отражающей особенности развития депрессионных областей, как отмечалось выше, принимается коэффициент интенсивности прогибания I. Значения I, сведенные в график по площадям (рис. 14), позволяют условно выделить три класса значений этого коэффициента: высокое — 1,0—0,1, среднее — 0,1—0,01 и малое — 0,01—0,001.

По соответствующему сочетанию классов можно выделить три типа депрессий: первый соответствует преимущественно высокой интенсивности прогибания на всех этапах развития; второй объединяет депрессии преимущественно средней интенсивности или соответствующие равному количеству значений средней и высокой интенсивности прогибания; и, наконец, третий включает депрессии, характеризующиеся либо преобладанием малых значений коэффициента I, либо равным соотношением средних и малых его значений.

Как видно из рис. 14, в нашем примере все депрессии следует, вероятно, относить ко второму типу.

Таблица 3

Группа	Тип депрессии, выделенный по интенсивности прогибания		
	высокая	средняя	малая
Унаследованного развития	—	Бинеусская Самская *Косбулакская* Челкарская Барсакельмесская Ассакеауданская Жазгурлинская	—

На исследуемой территории намечаются четыре группы крупных положительных структурных элементов — поднятий. К первой группе элементов унаследованного развития относятся поднятия со средним и высоким соответствием структурных планов от поверхности фундамента до подошвы среднемиоценовых отложений, сопровождающимся уменьшением интенсивности структурообразования. Это — Актумсукское и Бузачинское поднятия.

Следующую группу составляют положительные элементы неунаследованного развития. К ней следует относить геоструктуры, четко проявляющиеся по поверхности допермского фундамента и, возможно, в нижних горизонтах чехла. В верхних горизонтах платформенного чехла они обретают форму моноклинали, либо прогиба. Такими чертами характеризуется развитие, в частности, Песчаномысско-Ракушечного поднятия, на месте которого к началу среднего миоцена сформировался борт глубокого палеогенового прогиба. К этой же группе следует, вероятно, отнести Карабарахтинское поднятие, предполагаемое по поверхности допермского фундамента в районе бессточных впадин Жазгурлы и Базгурлы (Кунин, 1968). Однако в меловых и палеогеновых отложениях *на месте поднятия располагается погруженная часть Жазгурлинской депресии.*

Третью группу образуют геоструктурные элементы, характеризующиеся процессом новообразования. Сюда следует относить поднятия, которые сформировались на месте депрессионных областей или моноклиналей допермского фундамента, такие как поднятия Центрально-Мангышлакской зоны. В ее пределах прогибу по поверхности допермского фундамента соответствует поднятие в пермо-триасовых отложениях.

Наконец, последнюю, четвертую, группу образуют геоструктуры комбинированного типа. Это — положительные структурные элементы, которым в кристаллическом фундаменте и в верхних горизонтах чехла соответствуют либо

моноклинали, либо депрессии. К этой группе относится, в частности, Южно-Эмбенское палеозойское поднятие, в основании которого по поверхности докембрийского кристаллического фундамента выделяется прогиб, а в отложениях мезозоя — моноклиналь.

Предварительный анализ ограниченного количества объектов позволяет выделить лишь первый и второй типы поднятий (рис. 15).

Таблица 4

Группа	Тип поднятия, выделенный по интенсивности структурообразования		
	высокая	средняя	малая
Унаследованного развития (I)	—	Актумсукское Бузачинское	—
Неунаследованного развития (II)	Карабарахтинское	Песчаномысское Ракушечное	—
Новообразованные поднятия (II)	Поднятия Мангышлакской зоны	—	—
Комбинированного развития (IV)	Южно-Эмбенское	—	—

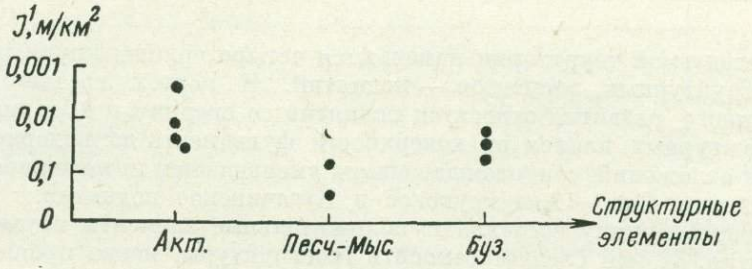


Рис. 15. График значений коэффициента интенсивности структурообразования для поднятий.

Поднятие	Сочетание классов	Тип
Актумсукское (Акт.)	3СР; 1М	Второй
Песчаномысско-Ракушечное (Песч.-Мыс.)	1В; 2СР	
Бузачинское (Буз.)	3СР	

Таким образом, рассмотренные геоструктуры характеризуются высокой и средней интенсивностью структурообразования.

Подчеркнем еще раз, что приведенные классификации депрессионных областей и поднятий Мангышлака и Устюрта не универсальны. По мере накопления геологической информации в них будут, разумеется, внесены коррективы и дополнения. Однако представляется, что обе они могут явиться основой для дальнейших исследований по систематизации данных, характеризующих осо-

бенности строения и развития геоструктурных элементов. Последнее, в свою очередь, поможет в проведении более обоснованного геоструктурного районирования территории.

ГЕОСТРУКТУРНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Геоструктурное районирование Мангышлака и Устюрта освещалось в работах многих исследователей (Бакиров, 1963; Васильев, Мильничук, 1963; Гарецкий, 1964; Дикенштейн, 1963; Дьяков, 1957, 1965; Калинин, 1963; Куприн, Левин, 1962; Неволин, 1961; Таль-Вирский, Федотов, 1962; Шлезингер, 1965; Мирчинк, Летавин и др., 1966; Летавин, Крылов, 1969). Однако существенным *недостатком некоторых схем геотектонического районирования является то*, что на них приводятся сведения о разновозрастных структурных элементах без соответствующих пояснений. Так, например, часто на схемах, составленных в основном для мезозойского разреза, приводятся контуры Южно-Эмбенского палеозойского поднятия. Не всегда четко отмечаются возрастные пределы разреза, осложненного региональными разрывными нарушениями. Нередко также на схемы, составленные по материалам бурения и геофизики лишь мезозойского разреза, без достаточного обоснования переносятся элементы районирования геофизических полей.

Вместе с тем известно, что экстраполяция геофизических данных в отложения платформенного чехла не всегда правомерна.

Результаты проведенных исследований убеждают в том, что для территории Мангышлака и Устюрта геоструктурное районирование следует проводить отдельно для структур фундамента, переходного комплекса (пермо-триасового), юрско-нижнемиоценового и среднемиоценово-четвертичного комплексов отложений. Принципиально неверно на одной схеме геоструктурного районирования приводить данные, обобщающие сведения о структурных элементах разнородных геоструктурных этажей без соответствующих обоснований и пояснений к карте.

Выше уже отмечалось, что структурные планы юрских, меловых и палеогеновых отложений на большей части территории Мангышлака и Устюрта принципиально не меняются. В связи с этим за основу геоструктурного районирования территории мы приняли карту, отражающую структурную поверхность юрских отложений (рис. 16). При этом учитывалось, что районирование Мангышлака и Устюрта по отложениям мезозоя представляет особый практический интерес в связи с высокими перспективами нефтегазоносности этого комплекса отложений.

Выше уже отмечалось, что на протяжении мезозоя вся территория Мангышлака и Устюрта испытывала дифференцированное прогибание, прерывавшееся *сравнительно короткими периодами регионального воздымания. Интенсивность* проявления последних в разных участках была разной. Вся эта сложная история геотектонического развития территории к концу мезозоя завершилась формированием геоструктурных элементов.

В пределах исследуемой территории в мезозойских отложениях выделяются следующие геоструктурные элементы (см. рис. 16).

Северо-Устюртская впадина — крупная область прогибания протяженностью до 600 *км*. Западная и восточная ее границы скрыты под водами Каспийского и Аральского морей. Северная граница весьма условна и проводится предположительно в пределах Южно-Эмбенской моноклинали, продолжающейся в район Северного Прикаспия.

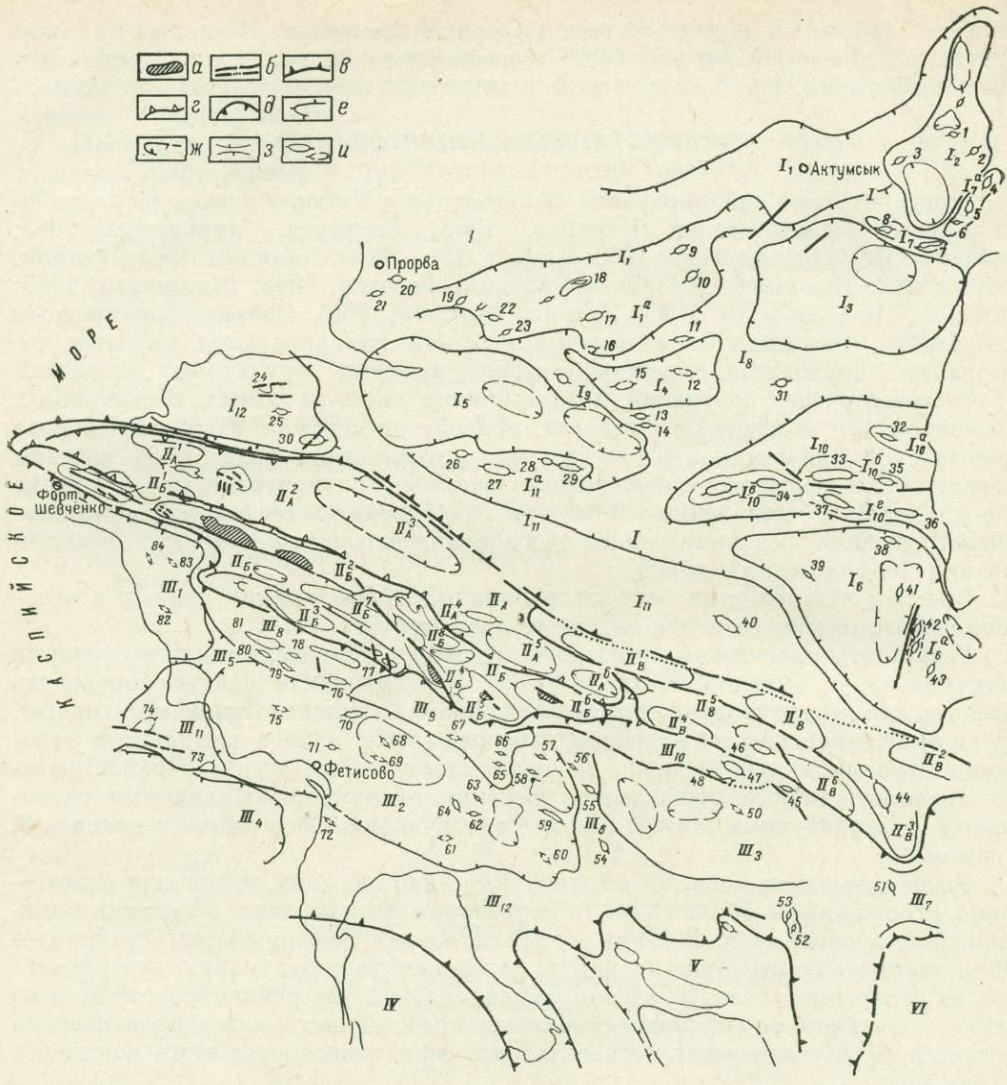


Рис. 16. Схема тектоники мезозойских отложений Мангышлака и Устюрта.

Составили: М. Ф. Мирчинк, В. А. Бененсон, Д. С. Оруджева.

а — выходы пермских и триасовых отложений на дневную поверхность; *б* — выявленные и предполагаемые разрывные нарушения в мезозойских отложениях; *в* — своды и системы поднятий; *г* — зоны поднятий; *д* — впадины; *е* — поднятия, валы; *ж* — депрессии, прогибы, мульды; *з* — структурные перемычки; *и* — выявленные и предполагаемые антиклинали.

I — Северо-Устюртская впадина. I_1 — Южно-Эмбенская моноклиналь. I^a_1 — Мынсуалмасская структурная ступень; депрессии: I_2 — Челкарская, I_3 — Косбулакская, I_4 — Самская, I_5 — Бинеусская; I_6 — Барсакельмесская; I^a_6 — Аламбекская зона антиклинальных поднятий; I_7 — Акулковский вал; структурные седловины: I_8 — Северо-Самская, I_9 — Челуранская; I_{10} — Актумсукское поднятие; валы: I^a_{10} — Кассарминский, $I^б_{10}$ — Байтерский, $I^в_{10}$ — Теренгкудукский; $I^г_{10}$ — Харойская зона антиклинальных поднятий, I_{11} — Яркшимбайская моноклиналь; I^a_{11} — Арстановская структурная ступень; I_{12} — *Бузачинское поднятие.* *II* — *Мангышлак-Устюртская система поднятий и прогибов.* II_A — Северо-Мангышлакская зона прогибов. $II_{A'}$ — Саратышский прогиб, II^2_A — Кошакская структурная перемычка, II^3_A — Южно-Бузачинский прогиб, II^4_A — Туабаирская структурная перемычка, II^5_A — *Колсайский прогиб*, II^6_A — *Тулепский прогиб*. II_B — *Мангышлакская зона поднятий*; валы: II^1_B — Тюбкараганский, II^2_B — Каратауский, II^3_B — Бекабашкудукский, II^4_B — Тонашинский,

Южным ограничением впадины служит Мангышлак-Устюртская система поднятий.

Южно-Эмбенская моноклиналь представляет обширную наклоненную к югу весьма пологую структуру, осложненную на крайнем юге Мынсуалмасской структурной ступенью. В свою очередь, в пределах последней выделяется группа локальных поднятий.

В центральной части впадины располагается зона депрессий, разделенных структурными седловинами — перемычками. Здесь выделяются Бинеусская депрессия, Челуранская седловина, Самская депрессия, Северо-Самская седловина, Косбулакская депрессия, Акулковский вал и Челкарская депрессия. В депрессиях различаются прогибы и мульды. Присутствие (установленных пока лишь в единичных случаях) антиклиналей заставляет полагать, что прогибы и мульды сопряжены в депрессиях с валами и зонами антиклинальных поднятий. Подобная зона — Аламбекская четко фиксируется в Барсакельмесской депрессии, расположенной в южной части Северо-Устюртской впадины.

В пределах впадины выделяются два крупных поднятия — Бузачинское и Актумсукское. В границах последнего намечаются Теренгкудукский, Байтерекский и Кассарминский валы и Харойская зона локальных структур. На юге впадины намечается Яркимбайская моноклиналь, структурным осложнением которой является Арстановская структурная ступень.

В центральной части территории располагаются Мангышлакская и Устюртская зоны поднятий и разделяющая их Северо-Мангышлакская зона прогибов. Структурные элементы Мангышлак-Устюртской системы поднятий отличаются линейным простиранием и сравнительно малой мощностью юрских и меловых отложений. В своде отдельных поднятий мезозойские отложения обнажаются на дневной поверхности.

Мангышлакская зона поднятий включает в себя ряд валов и разделяющих их прогибов. Наиболее крупным является Каратауский вал, в своде которого обнажается весь разрез осадочного чехла — от пермских до кайнозойских отложений. Протяженность вала около 300 *км*, ширина до 20 *км*. На южном его склоне выделяется высокоамплитудное разрывное нарушение. В 50 *км*

$II^5_Б$ — Карашекский, $II^6_Б$ — Карамаинско-Музбельский; прогибы: $II^7_Б$ — Чакырганский, $II^8_Б$ — Аличкинско-Боктинский. $II_В$ — Устюртская зона поднятий; валы: $II^1_В$ — Карабаурский, $II^2_В$ — Айбугирский, $II^3_В$ — Шорджинский, $II^4_В$ — Хоскудукский, $II^5_В$ — Байская перемычка, $II^6_В$ — Северо-Ассакеауданский прогиб. *III* — Ю ж н о - М а н г ы ш л а к - У с т ю р т с к а я в п а д и н а. Депрессии: III_1 — Сегендыкская, III_2 — Жазгурлинская, III_3 — Ассакеауданская, III_4 — Казахская; структурные перемычки: III_5 — Карагиинская, III_6 — Турыкская, III_7 — Сарыкамышская; структурные ступени: III_8 — Жетыбай-Узеньская, III_9 — Кокумбайская, III_{10} — Шахпахтинская, III_{11} — Песчаномысско-Ракушечное, поднятия; III_{12} — Киндерлинская моноклиналь. *IV* — К а р а б о г а з с к и й с в о д; *V* — Т у а р к ы р с к а я с и с т е м а п о д н я т и й, *VI* — К а р а к у м с к и й с в о д. *Локальные структуры: 1* — Кошкарашинская, *2*—Аяккумская, *3* — Сарытакырская, *4* — Кенсенмола, *5* — Жаксыкаянкулак, *6* — Жаманкаянкулак, *7* — Акулковская, *8* — Безводная, *9* — Чагырланская, *10* — Чумыштинская, *11* — Северо-Самская, *12* — Самская, *13* — Северо-Челуранская, *14* — Южно-Челуранская, *15* — Аманкольская, *16* — Саргинская, *17* — Адамлинская, *18* — Кумтюбинская, *19* — Саздюбинская, *20* — Прорвинская, *21* — Лебяжье, *22* — Гагаринская, *23* — Терешковская, *24* — Джаноарпинская, *25* — Бесовинская, *26* — Каракудукская, *27* — Арстановская, *28* — Терекская, *29* — Каменная, *30* — Кызанская, *31* — Чурукская, *32* — Кассарминская, *33* — Байтерекская, *34* — Теренгкудукская, *35* — Южно-Сангирская, *36* — Восточно-Харойская, *37* — Центрально-Харойская, *38* — Куанышская, *39* — Агынская, *40* — Курлукская, *41* — Каракудукская, *42* — Аламбекская, *43* — Акчалакская, *44* — Шорджинская, *45* — Северо-Ассакеауданская, *46* — Тасаюкская, *47* — Южно-Тасаюкская, *48* — Шахпахтинская, *50* — Николаевская, *51* — Сарыкамышская, *52* — Агинышская, *53* — Северо-Агинышская, *54* — Тасаюкская, *55* — Дошкалинская, *56* — Биринжикская, *57* — Гасанская, *58* — Колониязская, *59* — Саксаульская, *60* — Байлетдинская, *61* — Чагаласорская, *62* — Карасайская, *63* — Шанжальская, *64* — Акбасская, *65* — Южно-Кансуйская, *66* — Северо-Кансуйская, *67* — Западно-Куландинская, *68* — Карабарахтинская, *69* — Жазгурлинская, *70* — Курганбайская, *71* — Каундинская, *72* — Аксуинская, *73* — Морская Ракушечная, *74* — Морская Песчаномысская, *75* — Кзыладыр-Байрамская, *76* — Тенгинская, *77* — Узеньская, *78* — Восточно-Жетыбайская, *79* — Тасбулатская, *80* — Южно-Жетыбайская, *81* — Жетыбайская, *82* — Аратинская, *83* — Есепелисайская, *84* — Дунгинская.

к западу располагается Тюбкараганский вал длиной до 35—40 *км* и шириной 20 *км*. Вал этот заметно более погружен, чем Каратауский. Южнее Каратауского вала выделяется Чакырганский прогиб, достигающий 130 *км* в длину и 20 *км* в ширину. Еще далее к югу простирается Бекебашкудукский вал, в своде которого обнажаются юрские и меловые отложения. Протяженность его 155 *км*, ширина 20 *км*. Южное крыло вала осложнено разломным нарушением до 600 *м* амплитудой в меловых отложениях.

Считалось, что западная периклиналь вала простирается вплоть до Каспийского моря. Однако последние данные позволяют полагать, что западная периклиналь Бекебашкудукского вала замыкается примерно в 20 *км* к востоку от площади Эспелисай.

Среди других поднятий выделяется Тумгачинский вал, в своде которого, так же как и в своде Каратауского, обнажается весь разрез мезозойских отложений. Длина вала 115 *км*, ширина до 15 *км*. В осевой его части проходит разрывное нарушение, по которому западное крыло поднято по отношению к восточному. Восточнее выделяются Карашекский (50 × 20 *км*) и Карамаинско-Музбельский (75 × 25 *км*) валы. На стыке трех последних валов располагается Аличкинско-Боктинский прогиб длиной до 70 *км* и шириной 15—20 *км*.

В пределах Устюртской зоны поднятий выделяется Карабаурский вал длиной 350 *км*, шириной 30—35 *км*. Северное и южное крылья вала осложнены разрывным нарушением до 600—800 *м* амплитудой. Южное крыло вала по разлому граничит с Хоскудукским валом. В восточной части этого сочленения выделяется небольшой, но четко выраженный Байский прогиб.

Хоскудукский вал — узкая симметричная структура, осложненная двумя локальными поднятиями. Протяженность вала 55 *км*, ширина 15 *км*.

Восточнее выделяется структурная перемычка, осложненная Тасаюкской и Южно-Тасаюкской антиклиналями. Перемычка отделяет Байский прогиб от расположенного восточнее Северо-Ассакеауданского прогиба. Последний характеризуется четкой выраженностью в меловых отложениях. На востоке Устюртской зоны поднятий известны Айбугирский (до 150 *км*) и Шорджинский (110 *км*) валы.

Общая протяженность Устюртской зоны поднятий достигает 400 *км*.

К северу от Мангышлакской зоны поднятий выделяется Северо-Мангышлакская зона прогибов. На западе в ее пределах намечается Сарыташский прогиб, большая часть которого располагается в Каспийском море. От расположенного восточнее Южно-Бузачинского прогиба он отделяется широкой и довольно высоко поднятой Кошакской седловиной. Южно-Бузачинский прогиб намечается в пределах сора Кара-Кичу и его западного продолжения. Прогиб пологий, длина его, вероятно, не более 120 *км* при ширине 20 *км*. К востоку от прогиба, в районе западного чинка Устюрта и сора Тузбаир намечается поднятие, которое некоторые исследователи связывают с западной периклиналью Центрально-Устюртской зоны поднятий (Гарецкий, Пантелеев, 1964). Нам кажется более правильным относить Тузбаирское и связанное с ним Акпанское поднятия к Северо-Мангышлакской зоне прогибов, выделяя эту ее часть в качестве Тузбаирской перемычки. Последняя ограничивает с запада Колсайский прогиб (Летавин, Крылов, 1969), который намечается по всем горизонтам мезозойских отложений. В восточном направлении Колсайский прогиб суживается и переходит в структурную ложбину, а затем в узкий Тулепский прогиб.

Таким образом, перечисленные выше прогибы и расположенные между ними перемычки являются элементами единой зоны прогибов. Колсайский

и Тулепский прогибы этой зоны отделяют Мангышлакскую зону поднятий от Устюртской.

Южно-Мангышлак-Устюртская впадина представляет собой крупную область прогибания, заполненную мощной толщей мезозойских пород. Северная граница впадины проходит по склонам Мангышлак-Устюртской системы поднятий. С юга впадина ограничена склонами Карабогазского свода, Туаркырской системы поднятий и Каракумского свода. Восточной ее границей являются Шорджинский вал Устюртской зоны поднятий и Сарыкамышская седловина. На западе впадина погружается под воды Каспийского моря. На северном ее борту выделяются зоны структурных ступеней Жетыбай-Узеньская, Кокумбайская и Шахпахтинская.

На Жетыбай-Узеньской структурной ступени локальные поднятия группируются в антиклинальные зоны: Узеньскую, Жетыбайскую и Тенгинскую (см. рис. 16). По мере поступления новой геологической информации подобные зоны будут, очевидно, выделены и на других структурных ступенях.

В центральной части впадины располагается зона депрессий, в нее входят Сегендыкская, Жазгурлинская и Ассакеауданская депрессии, разделенные Карагиинской и Турыкской структурными перемычками.

Сегендыкская депрессия на суше представлена лишь восточной своей частью. В западном направлении депрессия погружается в пределы Каспийской акватории. Данные бурения и геофизики позволяют предполагать, что на севере депрессия не ограничивается периклиналью Бекебашкудукского вала, а продолжается вплоть до склонов Тюбкараганского вала Мангышлакской зоны поднятий. На юге Сегендыкская депрессия ограничена склонами Песчаномысско-Ракушечного поднятия. Последнее отличается весьма пологим залеганием слоев (доли градуса). Размер его 70 × 50 *км*. По разломному нарушению южный борт поднятия граничит с Казахской депрессией.

Наибольшую площадь занимает Жазгурлинская депрессия, в осевой части которой намечается прогиб, а в пределах восточной центриклинали — две мульды. На стыке этих элементов предполагаются локальные поднятия, группирующиеся, видимо, в соответствующие антиклинальные зоны. Восточным ограничением депрессии служит Турыкская структурная перемычка, четко выделяющаяся в меловых отложениях. В приподнятой части перемычки выделяются Северо-Биринжикское, Биринжикское и Дошкалинское антиклинальные поднятия.

На востоке впадины располагается Ассакеауданская депрессия, в осевой части которой намечаются два прогиба. На юге впадины простирается наклоненная к северу Киндерлинская моноклиналь. В ее пределах предполагаются Киндерлинская, Аксуинская, Агинышская, Северо-Агинышская, Такырная и другие антиклинали.

Таким образом, геоструктурные элементы отличаются достаточно четкими особенностями строения и истории геологического развития. Наиболее активно развивалась Мангышлак-Устюртская система поднятий. Интенсивность тектонических процессов к северу и к югу от нее заметно снижалась.

Глава V

ЛОКАЛЬНЫЕ ПОДНЯТИЯ

Проблеме геологического строения и истории развития отдельных локальных поднятий Мангышлака посвящены исследования М. В. Баярунаса (1932), С. П. Алексейчика (1941), В. В. Козмодемьянского (1963), П. Н. Куприна, В. Н. Семова (1964) и М. И. Тарханова (1964). Однако в перечисленных исследованиях освещаются лишь некоторые аспекты этой проблемы. Первые сводки обобщающего характера, основанные на анализе мощности мезо-кайнозойских отложений ряда структур, появились в 1966 и 1968 г. (Мирчинк и др., 1966; Чакабаев и др., 1967).

За время, прошедшее с момента выхода в свет перечисленных публикаций, на Мангышлаке появилась новая геологическая и геофизическая информация, существенно дополнившая сложившиеся ранее представления о геологическом строении и истории развития локальных поднятий.

В настоящем исследовании названная проблема решалась с помощью следующих методических приемов: 1) детального расчленения и корреляции разрезов скважин; 2) построения структурных и палеоструктурных карт; 3) геолого-статистического анализа материалов бурения (по методике В. П. Бухарцева); 4) анализа литофациального состава мезозойских отложений.

ДЕТАЛЬНОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ И КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Послойное расчленение разрезов скважин проводилось по материалам промысловой геофизики с привлечением максимально доступного количества данных по изучению кернов. Были обработаны материалы бурения более 500 разрезов скважин по тринадцати площадям: Тюбеджикской, Дунгинской, Эспелисайской, Жетыбайской, Тасбулатской, Узень-Кармандыбасской, Тенгинской, Курганбайской, Песчаномысской, Оймашинской, Шахпахтинской, Аламбекской и Арстановской.

Примеры детального расчленения и корреляции разрезов по площадям представлены на рис. 17, 18. Принципы составления схем корреляции приводились раньше (Долицкий, 1966).

Отметим лишь, что составленные по отдельным площадям сводные разрезы наглядно отражают характер изменения мощности отдельных стратиграфических подразделений. Это, в свою очередь, вносит важные дополнения в представления об условиях формирования локальных поднятий.

Проведенные исследования по детальному расчленению и корреляции разрезов скважин позволили: во-первых, существенно уточнить объемы стратиграфических подразделений мезозойских и кайнозойских отложений, что имеет решающее значение при структурном, палеоструктурном и геолого-статистическом анализе строения и истории развития поднятий; во-вторых, получить важные сведения о литологическом составе отложений, в частности продуктивных толщ, и, таким образом, впервые для Мангышлака наметить связь между литофациями и структурой локальных поднятий; в-третьих, уяснить характер контакта между отдельными стратиграфическими подразделениями разреза. В частности, в разрезе юры, мела и палеогена выделены и предполагаются 25 перерывов в осадконакоплении. Большинство из них имеет региональный характер проявления (рис. 18).

Таким образом, все выполненные сопоставления для тринадцати локальных поднятий Мангышлака и сопредельных земель Устюрта основаны на принципе прослеживания отдельных слоев и пачек в разрезах, отличающихся сходством конфигурации кривых КС и ПС. При этом мы стремились учесть все имеющиеся данные палеонтологических и литологических исследований, увязывая разрозненные керновые материалы и распространяя результаты этих исследований при помощи каротажа на другие разрезы. В результате получена система разрезов, позволившая приступить к детальным структурным и палеоструктурным построениям, а также к геолого-статистическим расчетам.

ГЕОЛОГО-СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ

Известно, что большую помощь в изучении особенностей развития локальных поднятий оказывают методы геолого-статистического анализа их структурных поверхностей. Наиболее полно эту методику разработал В. П. Бухарцев (1962). Некоторые результаты применения этой методики для обработки данных бурения на Южном Мангышлаке публиковались нами раньше (1966 г.). Здесь мы подводим итоги выполненных исследований с привлечением материалов по новым площадям Мангышлака и Устюрта.

Основное содержание предложенной В. П. Бухарцевым методики сводится к рассмотрению следующих показателей: r — показатель планового соответствия между выбранными поверхностными, например между поверхностями верхнеюрских (репер 16) и валанжинских отложений (репер 14); ρ — показатель амплитудного соотношения между выбранными поверхностями (например, между теми же реперными поверхностями 16 и 14); σ_x — среднеквадратичное отклонение отметок выбранной поверхности X, или среднеквадратичная амплитуда поверхности X; σ_y — среднеквадратичное отклонение отметок верхней сравниваемой поверхности от средней величины, или среднеквадратичная амплитуда верхней поверхности Y.

Результаты исследований представляются в виде таблиц и графиков. На графиках по оси абсцисс откладываются величины средненакопленных мощностей, по оси ординат — величины r и ρ. Значения ρ хорошо интерпретируются при высоких значениях $r = 0{,}9 \div 0{,}6$, при меньших значениях r интерпретация показателя ρ затруднена. Величина $\rho > 1{,}0$ свидетельствует об увеличении мощности отложений на своде, и следовательно, о прогибании структур. Величина $\rho < 1{,}0$ свидетельствует о росте структуры.

Среднеквадратичные амплитуды σ_x и σ_y, как правило, в два раза меньше максимальных амплитуд.

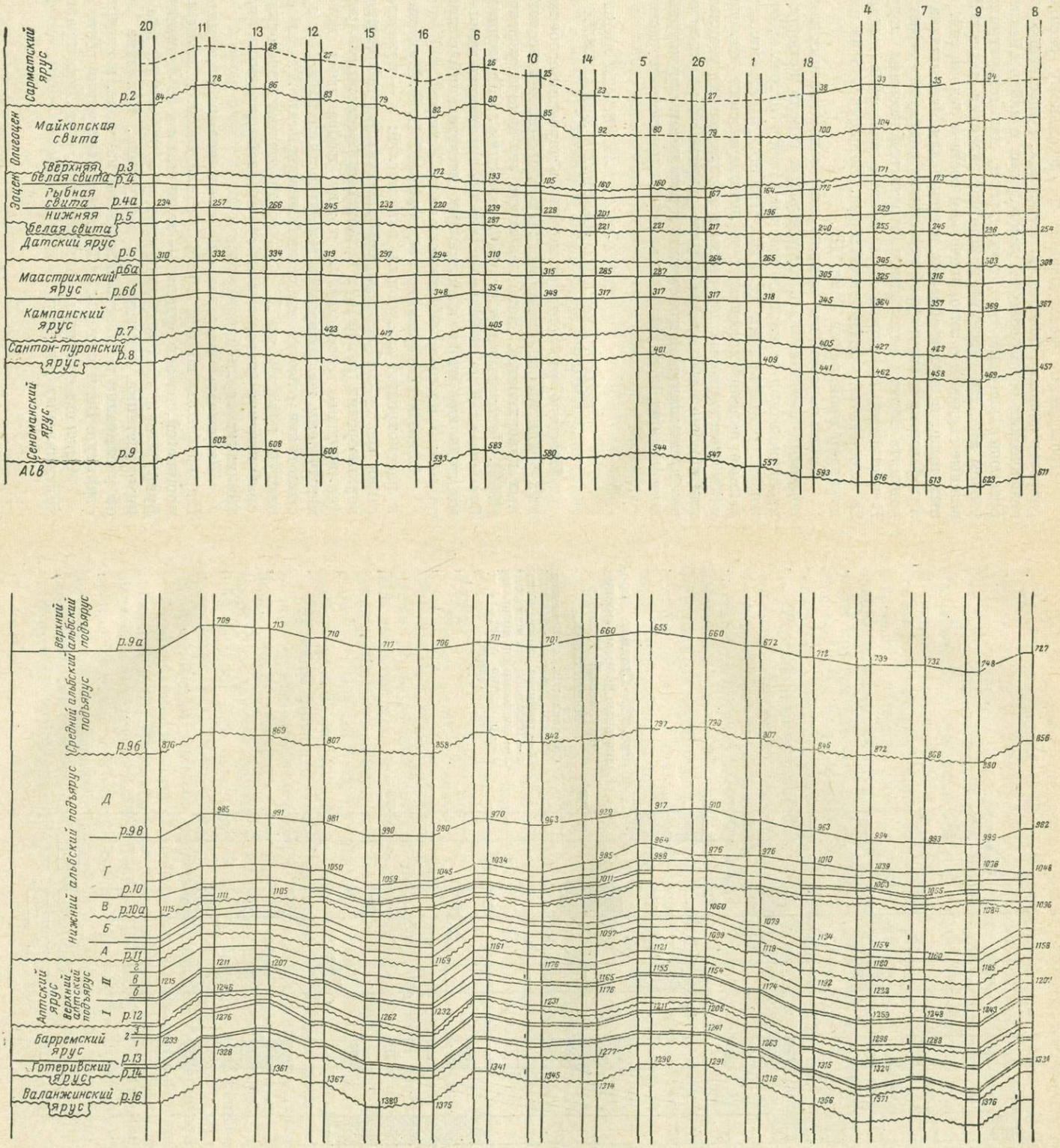


Рис. 17. Схема сопоставления реперных поверхностей в меловых, палеогеновых и неогеновых отложениях площади Тенге.

Составили: В. А. Бененсон, Н. К. Громова, 1966 г.

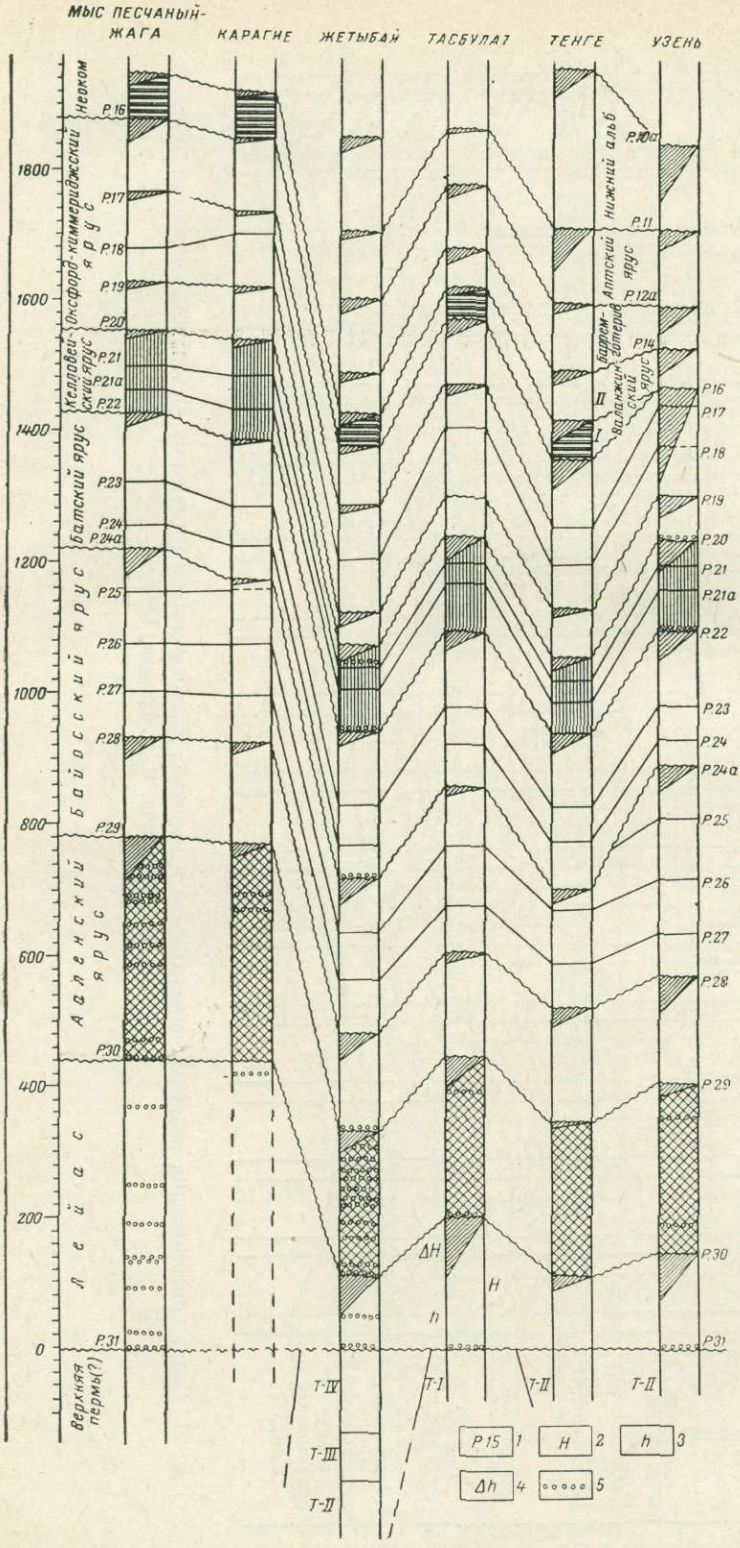


Рис. 18. Сводные нормальные разрезы юрских отложений Южного Мангышлака.

Составили: В. А. Бененсон, Н. К. Громова, 1968 г.
1 — реперная поверхность; *2* — максимальная мощность; *3* — минимальная мощность; *4* — размытые слои; *5* — галька.

За основу всех расчетов принимаются данные о глубинах залегания сравниваемых поверхностей $\bar{x}$ и $\bar{y}$. Ими являются реперные поверхности, которые выделяются в разрезах всех скважин на основе детального расчленения каротажных диаграмм разведочных и структурных скважин тринадцати площадей.

При анализе в качестве базисной была выбрана поверхность реперного горизонта 23 в основании батского яруса. Выбор этого репера был обусловлен: во-первых, ограниченным количеством скважин, вскрывших юру на всю мощность; во-вторых, четкой каротажной характеристикой этого репера, наконец, в-третьих, большим практическим интересом палеоструктурного анализа одного из реперных горизонтов среднеюрских отложений в связи с выявлением в них крупных запасов нефти и газа. Анализируя график амплитудных соотношений всех поверхностей с базисной, можно выделить пять этапов относительно активной тектонической деятельности (рис. 19).

Первый этап начинается с конца батского века (базисный репер 23) и продолжается до конца оксфордского времени (репер 17). Он характеризуется малоинтенсивными поднятиями Тенгинской, Узеньской, Жетыбайской и Шахпахтинской антиклиналей. Значения $\rho_б$ для Тенгинской структуры колеблются в пределах 1,05—0,97, для Узеньской — 1,00—0,89, для Жетыбайской — 1,03—0,89, для Шахпахтинской — 1,07—0,94. Для этих четырех структур характерно ослабление интенсивности восходящих тектонических движений и даже некоторое относительное прогибание реперной поверхности в пределах Жетыбайской и Тенгинской площадей в начале оксфордского времени (репер 19) и Шахпахтинской — в конце оксфордского века (репер 17). Значения $\rho_б$ в этих случаях больше 1.

Тасбулатское поднятие в отличие от остальных в келловейский и оксфордский века интенсивно формировалось (значение $\rho_б$ уменьшается от 0,97 — репер 22 до 0,74 — репер 18) и только в конце оксфордского времени (с репера 18 по репер 17) темп роста значительно снизился (от 0,74 до 0,87).

В этот период на большинстве площадей не отмечается смещения сводов.

Второй этап охватывает кимериджский и валанжинский века. За этот сравнительно короткий промежуток времени произошли интенсивные воздымания, в результате которых амплитуды поднятий достигли приблизительно 50% современных. Значения показателей амплитудных соответствий $\rho_б$ на этом этапе резко уменьшаются: для Тенгинской структуры от 0,99 до 0,80, для Узеньской — от 0,90 до 0,65, для Жетыбайской — от 0,97 до 0,75, для Шахпахтинской — от 1,07 до 0,84, для Тасбулатской — от 0,88 до 0,65.

В конце кимериджского и валанжинского веков повсеместно фиксируются весьма интенсивные восходящие движения, сопровождавшиеся размыванием ранее образовавшихся отложений. На этом этапе лишь на Жетыбайской площади фиксируется заметное смещение сводового участка: $r_б$ изменяется от 0,99 до 0,68. Для остальных структур значения коэффициента $r_б$ колеблются в пределах 1,00—0,96 (рис. 20).

Третий этап развития площадей начинается с готеривского века (репер 14) и заканчивается в конце альбского или в сеноманское время (соответственно реперы 9 и 8). Интенсивность тектонических движений в начале этапа снижается, а в середине альбского века наблюдается ослабление и почти полное прекращение роста структур. В этот период времени амплитудные соотношения изменяются следующим образом: для Тенгинской структуры от 0,98 до 0,65; для Узеньской от 0,68 до 0,65; для Жетыбайской от 0,78 до 0,60, для Тасбулатской от 0,60 до 0,43; для Шахпахтинской от 0,80 до 0,70.

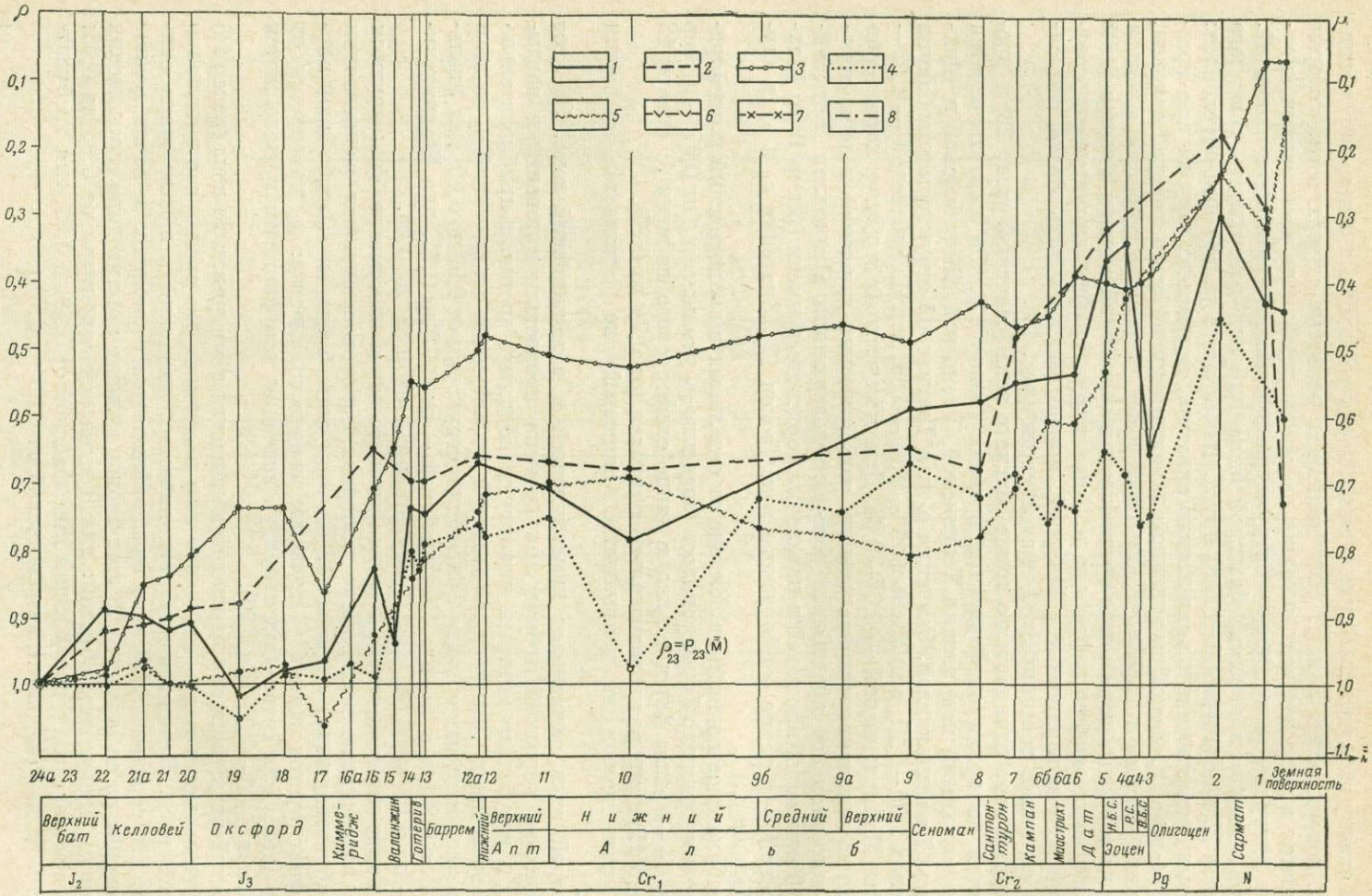


Рис. 19. Сводный график амплитудных соотношений с подошвой батских отложений (ρ_6).

Составила Е. А. Дыма. Условные обозначения к рис. 19—22.

Площади: *1* — Жетыбай; *2* — Узень; *3* — Тасбулат; *4* — Тенга; *5* — Шахпахты; *6* — Песчаномысская *7* — Тюбеджик; *8* — Тарлы.

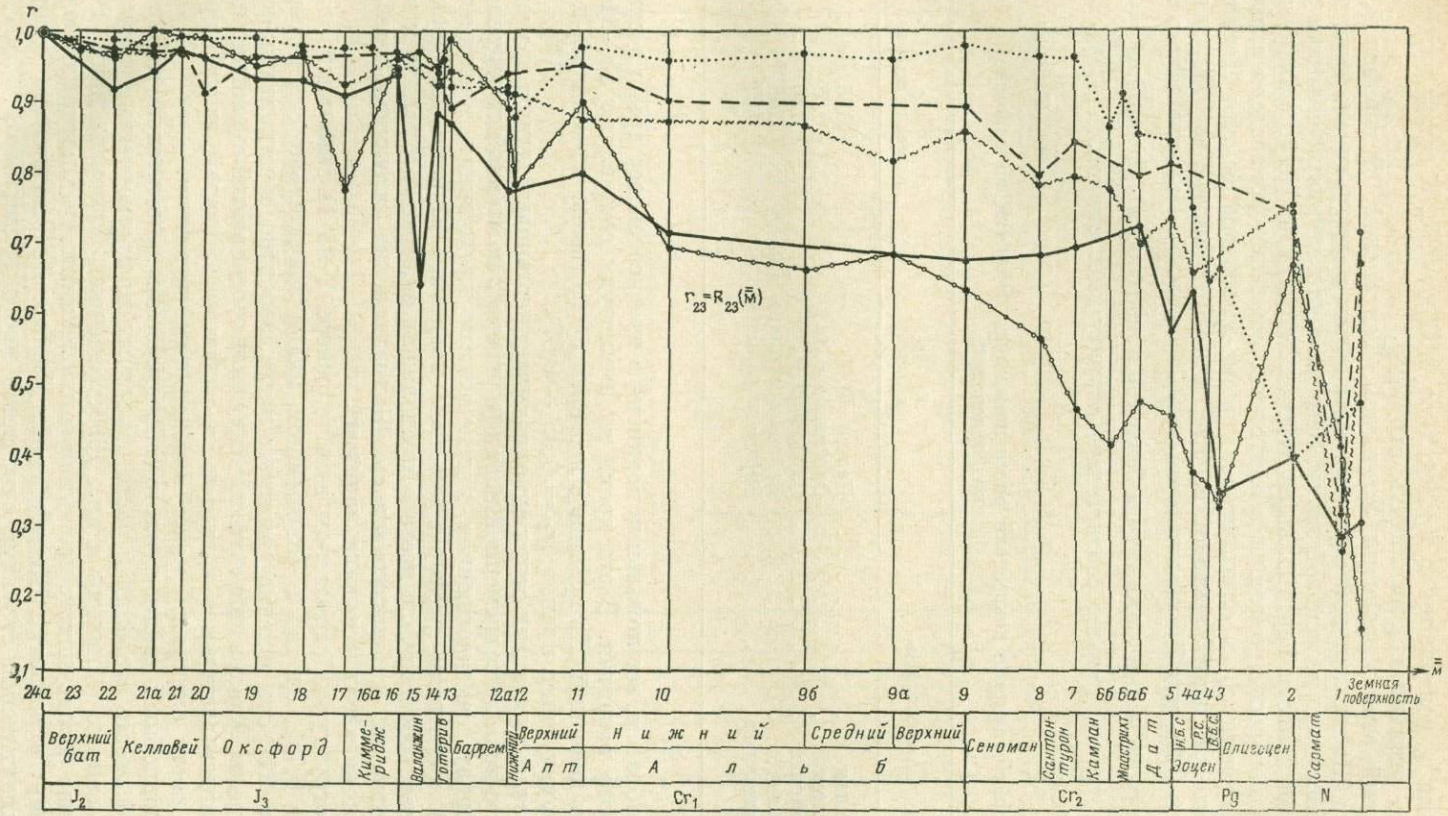


Рис. 20. Сводный график плановых соотношений с подошвой батских отложений ($r_б$).

Составила Е. А. Дыма.

Значения $r_б$ колеблются в пределах от 1,00 до 0,70. К концу этого этапа существенно увеличились амплитуды структур.

Четвертый этап в развитии Узеньской, Тенгинской, Жетыбайской, Тасбулатской и Шахпахтинской структур начинается с сеноманского века и продолжается вплоть до неогеновой эпохи. Этот этап характеризуется новым увеличением интенсивности вертикальных тектонических движений, максимальные проявления которых произошли в олигоцене. Значения показателя амплитудного соотношения $\rho_б$ в олигоценовое время уменьшаются для Тенгинской структуры до 0,45, для Узеньской до 0,18, для Жетыбайской до 0,30, для Тасбулатской до 0,23, для Шахпахтинской до 0,23 (табл. 5). Как отмечалось выше, чем меньше $\rho_б$, тем выше амплитуда базисной поверхности $\left(\text{батской: } \rho_б = \frac{Y}{X}\right)$; чем меньше $r_б$, тем меньше соответствие структурных планов.

Таблица 5

Статистические показатели роста локальных поднятий по подошве батских отложений

Антиклиналь	$r_б$ (min) к началу	$\rho_б$ к началу неогена
Тенгинская	Неогена 0,40	0,45
Тасбулатская	Олигоцена 0,33	0,08
Жетыбайская	Олигоцена 0,30	0,30
Узеньская	Верхнего сармата 0,33	0,18
Шахпахтинская	Верхнего сармата 0,30	0,23

Таким образом, все локальные поднятия в преднеогеновое время достигают максимального развития. В это время их амплитуды составляют 55—81% от современных значений. На границе с неогеном существенно изменяются и соотношения структурных планов ($r_б = 0{,}95 \div 0{,}07$).

Пятый этап в развитии структур охватывает неогеновый период времени — с сарматского века до современной эпохи (с репера 2 до «земной поверхности»). Он характеризуется повышением интенсивности нисходящих тектонических движений и частичным расформированием поднятий. Однако некоторые из них (Тасбулатское) в начале неогена продолжали еще расти и только к концу эпохи развитие их стабилизировалось. Шахпахтинская структура, наоборот, в конце неогена вновь испытала поднятие.

Своды структур в сарматском веке (с репера 2 по 1) стабилизировались ($r_б = 0{,}97 \div 0{,}75$), однако в современном плане значительно сместились (r_s до 0,45) (рис. 21). Это явление уже имело место, вероятно, в четвертично-антропогеновое время. Анализ значений амплитудных соотношений смежных поверхностей ρ_s свидетельствует о контрастном развитии площадей, когда периоды усиленного роста сменились менее интенсивным развитием.

Более подробный анализ геолого-статистических показателей, характеризующих особенность строения и роста некоторых из рассмотренных поднятий, приводился раньше (Мирчинк и др., 1966; Бененсон, Тумарев, 1966). Новые данные хорошо согласуются с прежними заключениями, суть которых сводится к следующему: в развитии Жетыбайской, Узеньской, Тенгинской, Тасбулатской и Шахпахтинской структур отмечается много общих черт.

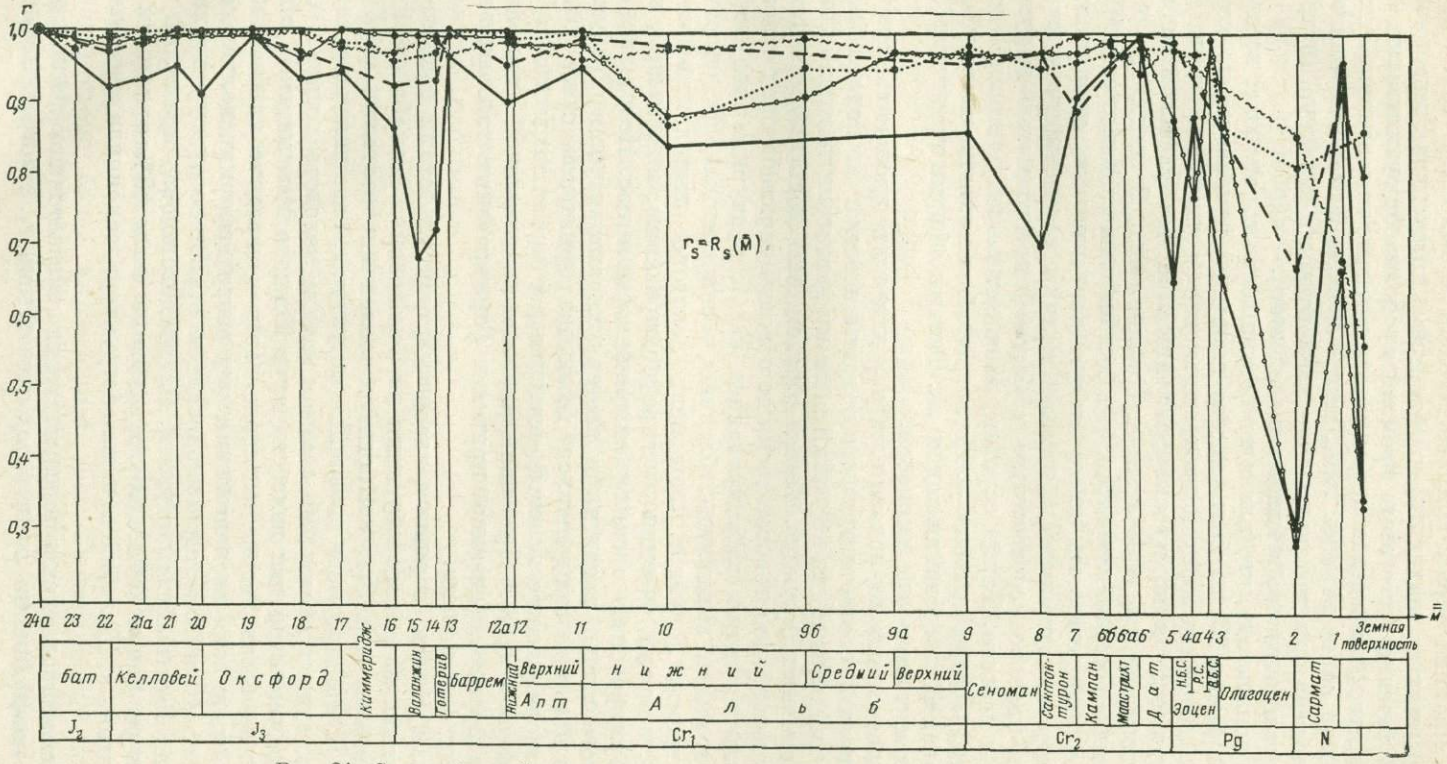


Рис. 21. Сводный график плановых соотношений смежных поверхностей (r_s).

Составила Е. А. Дыма.

Начиная по крайней мере с юрского времени и вплоть до конца неогена на всех рассмотренных площадях отмечается весьма интенсивная тектоническая деятельность. В течение всего этого времени продолжают существовать антиклинальные поднятия, в пределах которых относительно интенсивные тектонические движения (в конце верхней юры, верхнего мела и особенно олигоцена) сменяются периодами сравнительно замедленного роста структур (в течение байосского и батского веков, в нижнемеловой этап).

График r_{23} показывает, что плановое соотношение с подошвой верхнебатских отложений (репер 23) на большинстве площадей изменяется по сходным законам: вплоть до конца юрской эпохи плановое соответствие значительно, оно заметно снижается к концу оксфорда лишь на Тасбулатской площади. Существенное снижение r_{23} отмечается для валанжина. В конце неокома r_{23} вновь относительно восстанавливается, и в дальнейшем плановое соотношение с верхнебатской поверхностью имеет явную тенденцию к относительному понижению, более замедленному в нижнем мелу и ускоренному в верхнем. Особенно резко плановое соответствие с батской поверхностью нарушается в конце эоцена и неогена. Таким образом, обращает на себя внимание относительное однообразие форм кривых r_{23}. Последнее обстоятельство снова убеждает в причинной связи формирования поднятий. Такими общими причинами могли быть только геотектонические процессы.

Максимальное значение показателя ρ_{23} для всех площадей отмечается в основании репера 2, соответствующего подошве неогена. По подошве верхнебатских отложений амплитуды поднятий к концу палеогена достигли 56—82% от высоты современных структур. Таким образом, есть достаточные основания полагать, что уже в преднеогеновое время по подошве верхнебатских отложений рассматриваемые поднятия сформировались как структурные ловушки для нефти и газа и имели амплитуды, близкие к современным. В дальнейшем, в неогеновое время, ловушки претерпели некоторое выполаживание, что, в свою очередь, привело, очевидно, к переформированию, а возможно, и к частичному расформированию юрских скоплений нефти и газа. Некоторым отклонением от такого плана развития в неогене характеризуется Тасбулатское поднятие, рост которого продолжался до конца сарматского века. Особенно интенсивное выполаживание в неоген-четвертичное время испытывало Узеньское поднятие ($\rho_б = 0{,}73$). При наличии здесь маломощной верхнеюрской покрышки этот процесс, очевидно, привел к формированию газовых залежей в нижнемеловых отложениях.

Приведенные данные хорошо согласуются с результатами геолого-статистического анализа материалов бурения по Сенекской и Шалабайской структурам, полученными в 1968 г. в Институте геологии и геофизики (г. Гурьев). По данным А. Л. Завгороднего названные структуры, осложняющие Бекебашкудукский вал, существовали уже в самом начале мелового времени. Однако рост их, так же как и юрских палеоструктур Южного Мангышлака, в нижнемеловое время протекал весьма медленно. Так, в середине альба Сенекское и Шалабайское поднятия по валанжинскому реперу сформировались соответственно лишь на 10 и 20%. Основной скачок в росте структур приходится, как и в районе Жетыбайской ступени, на преднеогеновое время. К началу неогена амплитуда Сенекской палеоструктуры достигла 55% от высоты современного поднятия, а Шалабайская палеоструктура закончила свое развитие ($\rho_в = 0{,}92$).

Большим сходством с нашими результатами отмечается поведение и другого показателя — коэффициента планового соответствия $r_в$. На протяжении всего

мелового этапа развития этот показатель отличается высокими значениями (минимум 0,90). К началу же неогенового этапа соответствие со структурным планом валанжинской поверхности резко снижается (0,55 на Сенекской площади). На Сенекской площади происходит относительное выполаживание валанжинского палеоподнятия в неогеновое время.

Несмотря на то, что анализ геолого-статистических показателей структур Жетыбайской ступени и Бекебашкудукского вала выполнен для разного стратиграфического уровня, характер роста структур в нижнемеловой, преднеогеновый, а частично и в неогеновый этапы времени остается весьма близким.

Выше освещались результаты геолого-статистического анализа данных бурения сравнительно ограниченного числа локальных поднятий, расположенных в примерно сходных геолого-структурных условиях северного борта Южно-Мангышлак-Устюртской впадины. Для выяснения особенностей истории развития поднятий, расположенных в других геоструктурных условиях; были привлечены материалы бурения по Тюбеджикской структуре (район Центрально-Мангышлакской зоны поднятия), а также по площадям Песчаномысского поднятия. Сравнительный анализ геолого-статистических показателей из-за отсутствия представительного количества скважин проводился по материалам бурения структурных скважин, вскрывших на исследуемых площадях подошву туронского яруса. Подробный анализ строения и истории развития туронских палеоструктурных поднятий приводился нами раньше (1966). Посмотрим, насколько полученные раньше выводы увязываются с материалами по большему числу локальных поднятий. Чтобы не загружать графика, мы не рассматриваем здесь данных по Оймашинской и Южно-Карагиинской площадям. Графики по первой из них почти точно повторяют графики по Песчаномысской площади: $r_s = R_s(M)$, $P_s = P_s(M)$; $r_т = R_т(M)$; $\rho_т = P_т(M)$. Графики по второй — принципиально не отличаются от графиков по структурам Жетыбайской ступени.

Из рассмотрения рис. 22 следует, что по подошве турона локальные палеоструктуры существовали на всем верхнемеловом — эоценовом этапе развития. При этом в предкампанское и предэоценовое время их рост был максимальным. Тенгинская палеоструктура в течение большего отрезка верхнемелового этапа времени заметно отставала в развитии. То же можно сказать и о Песчаномысской площади. В рассматриваемый этап времени весьма высоким сохраняется коэффициент планового соответствия $r_т$, заметно снижавшийся лишь для Песчаномысской площади.

Наиболее существенные различия геолого-статистических показателей отмечаются для подошвы неогеновых отложений (репер 2). На всех площадях, кроме Песчаномысской, резко повышается интенсивность роста палеоподнятий по подошве турона к началу неогена. К этому же периоду относится заметное понижение планового соответствия (табл. 6). Это явление в преднеогеновое время на Песчаномысской площади сопровождается резким расформированием туронского палеоподнятия, что, в свою очередь, является видимо, следствием общего погружения территории в палеогеновое время. То же отмечается и на Оймашинской площади (Мирчинк, Бененсон и др., 1966).

В неогеновое время амплитуды большинства туронских палеоструктур заметно уменьшаются, а в конце неоген-четвертичного времени вновь несколько увеличиваются.

Сравнительно более интенсивный рост Тюбеджикской палеоструктуры в преднеогеновое время и неоген-четвертичное сопровождается сохранением относительно высокого соответствия структурных планов. На Песчаномысской

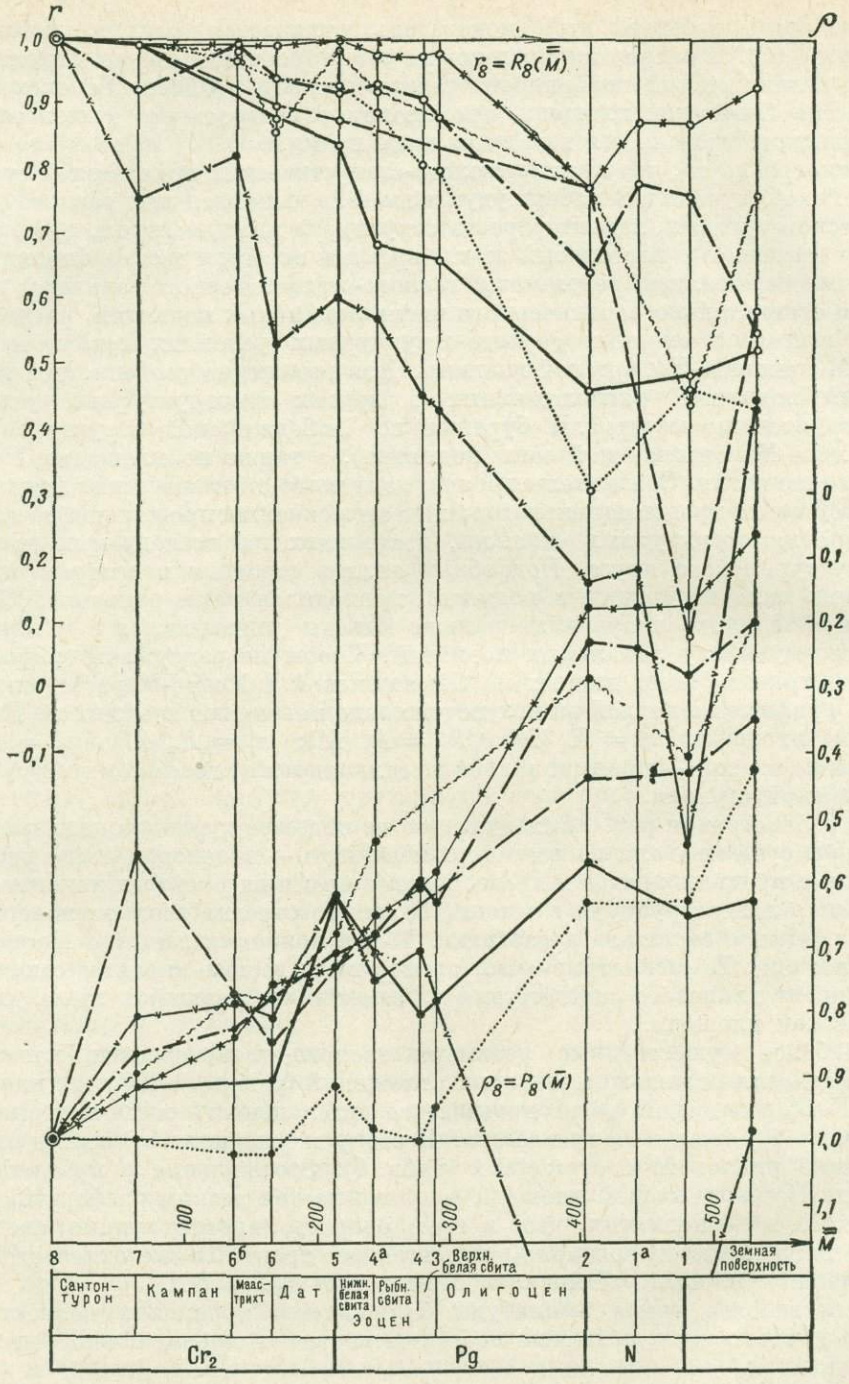


Рис. 22. Сводные графики структурных соотношений с подошвой сантонтуронских отложений (r_8 и ρ_8).

Составила Е. А. Дыма.

Таблица 6

Статистические показатели роста локальных поднятий по подошве туронских отложений к началу неогенового этапа (r_8 и ρ_8)

Антиклиналь	r_8	ρ_8
Оймашинская	0,18	1,0
Тенгинская	0,30	0,64
Жетыбайская	0,46	0,57
Узеньская	0,80	0,45
Шахпахтинская	0,78	0,30
Тюбеджикская	0,78	0,18

(а также и на Оймашинской) площадях в конце неоген-четвертичного времени по подошве туронских отложений снова проявляются процессы структурообразования.

Таким образом, анализ графиков геолого-статистических показателей позволяет предположить, что в то время как локальные поднятия северного борта Южно-Мангышлак-Устюртской впадины характеризуются высоким соответствием структурных планов, структуры южного борта, наоборот, отличаются их несоответствием.

Наконец, анализ графиков геолого-статистических показателей убеждает в том, что конфигурации кривых $r_б$, $\rho_б$, $r_т$ и $\rho_т$ весьма сходны. Это обстоятельство, вероятно, является следствием общих причин, вызвавших формирование локальных поднятий. Таковыми могли быть лишь геотектонические процессы.

Обращает на себя внимание то обстоятельство, что за всю историю развития верхнебатских и туронских палеоструктур интенсивные тектонические движения часто совпадали по знаку и времени проявления. С этой точки зрения локальные поднятия Песчаномысского выступа отличаются тем, что в палеогеновое время они испытывали интенсивные нисходящие движения. Последние, вероятно, привели к расформированию структур в туронских и более древних отложениях.

АНАЛИЗ СТРУКТУРНЫХ И ПАЛЕОСТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ

Выше приводились данные количественной оценки особенностей строения и истории развития локальных поднятий. Статистический метод, таким образом, позволяет по нескольким поверхностям разреза, используя десятки разрезов скважин, оценить характер роста и соответствия структурных планов. Однако этот метод, наряду с преимуществами перед обычными методами, имеет и ряд недостатков. Основной недостаток заключается в том, что этот метод не позволяет судить о пространственном положении локального поднятия, его контурах, очертаниях, характере соотношения длинной и короткой осей. Иными словами, результаты геолого-статистического анализа следует рассматривать лишь в качестве важного, надежного дополнения к исследованиям, основанным на построении серии структурных и палеоструктурных карт.

Ниже остановимся подробнее на результатах таких построений по отдельным локальным поднятиям. Предварительно отметим, что существенным отличием этих построений от предшествующих является то, что они выполнены для большего числа локальных поднятий и по более глубоким горизонтам.

Оймашинская, Песчаномысская и Южно-Карагиинская площади. Современный структурный план локальных структур Песчаномысского поднятия и Южно-Карагиинской площади мы рассматривали по четырем структурным поверхностям: по кровле нижнеюрских, валанжинских, сеноманских и палеогеновых отложений (рис. 23).

По самой нижней из перечисленных поверхностей намечаются два антиклинальных перегиба — в районах собственно Песчаномысской и Оймашинской площадей. Амплитуда первого перегиба достигает 30 *м*, второго — 60 *м*. В районе Южно-Карагиинской площади по нижнеюрским отложениям намечается весьма крупная структурная ложбина, на расстоянии 1 *км* падение горизонта достигает 100 *м*.

В кровле валанжинского яруса общая картина сохраняется прежней: выделяются те же два антиклинальных перегиба и структурная ложбина в районе Южного Карагие. На Песчаномысской площади, так же как и на Оймашинской, отчетливо выделяется более крутой северный перегиб горизонта, в связи с чем обе площади имеют асимметричное строение. Весьма четко намечается западная периклиналь, размеры которой в отложениях валанжина больше, чем по поверхности нижнеюрских отложений. Восточная периклиналь поднятия намечена весьма условно. Предполагаемый размер 30 × 12 *км*. Заметно выполаживается структурная ложбина в районе Южного Карагие: на расстоянии 1 *м* падение горизонта достигает всего 3 *м*.

Существенно изменяется строение собственно Песчаномысской площади по кровле сеноманского яруса. На месте антиклинального перегиба в нижних горизонтах по кровле сеноманских отложений выделяется четкая моноклиналь с падением горизонта в южном направлении; крутизна падения 20—30 *м/км*. Еще более отчетливую форму получает западная периклиналь Оймашинского поднятия. Несколько круче становится Южно-Карагиинская структурная ложбина.

Иным является структурный план по кровле палеогеновых отложений. Заметно сокращаются площадь (10 × 4 *км*) и амплитуда (до 15 *м*) Оймашинского поднятия. Примерно такой же сохраняется моноклиналь в пределах Песчаномысской площади. Наиболее резко изменяется строение района Южно-Карагиинской площади. Здесь на месте структурной ложбины сформировалась моноклиналь с падением палеогеновой поверхности в западном направлении.

Таким образом, в современном структурном плане можно предположить (с некоторой долей условности) присутствие антиклинальных перегибов в юрских и валанжинских отложениях в районах Оймашинской и Песчаномысской площадей. В верхнемеловых и палеогеновых отложениях антиклинальные перегибы сохраняются, вероятно, лишь в районе Оймашинской площади.

По кровле байосского яруса к началу келловейского века выделяются два структурных носа, вершина первого — в районе скв. 5 Оймашинской площади, второго — в районе Песчаномысской скв. 3 (рис. 24). Существенно иным становится палеоплан к началу валанжинского века. На Оймашинской площади на месте структурного носа по байосской поверхности формируется весьма пологая ложбина с наиболее погруженным участком в районе скв. 8. В пределах Песчаномысской площади относительно приподнятый участок по-прежнему располагается в районе скв. 1.

В целом такой же палеоплан сохраняется в верхнемеловое и палеогеновое время. Лишь заметно более крутым становится падение байосской поверхности на приподнятых участках площадей.

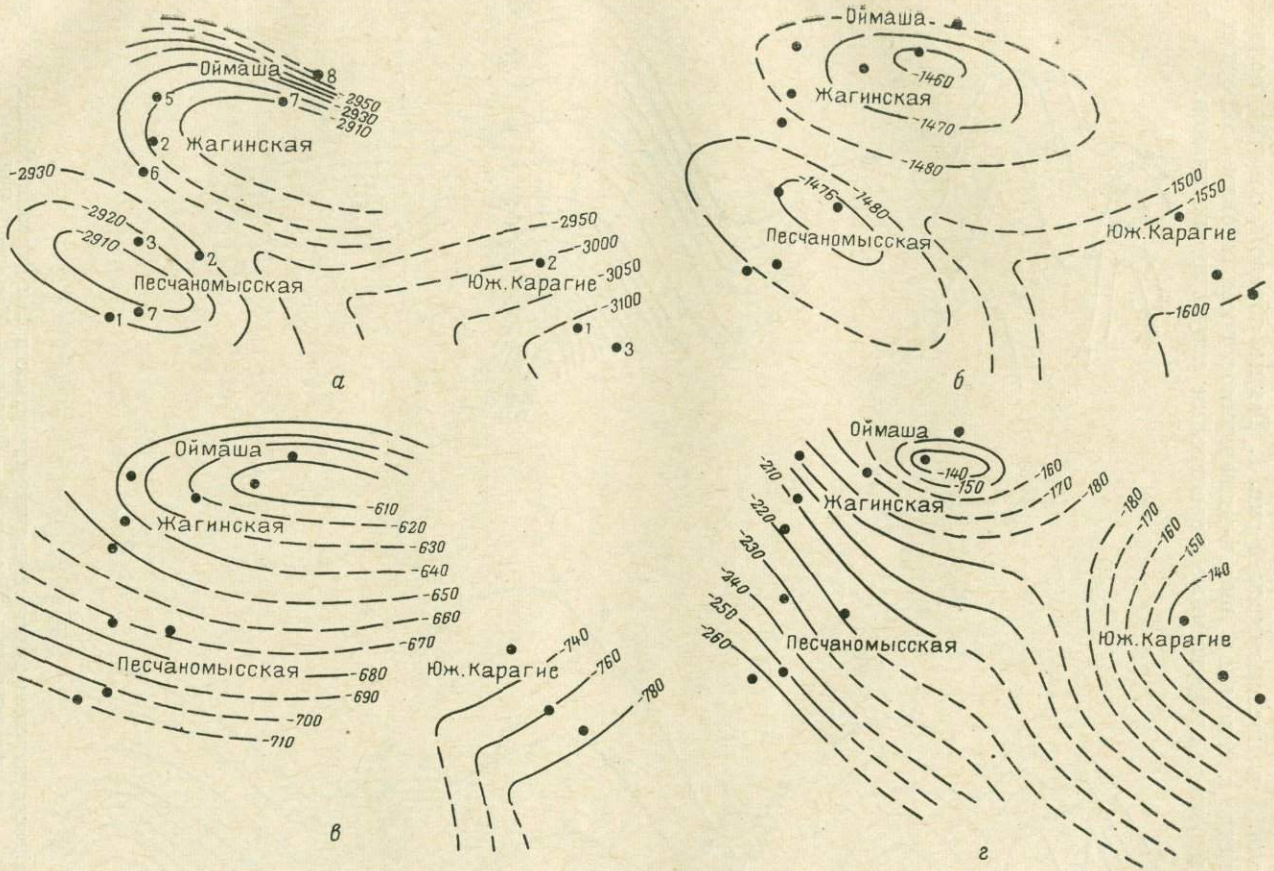


Рис. 23. Структурные карты площади мыс Песчаный — Оймаша — Карагие.

Составил Б. А. Назаров, 1967 г.

Структурные карты по кровле: *а* — нижней юры (репер 30), *б* — валанжинского яруса (репер 14), *в* — сеноманского яруса (репер 8), *г* — палеогена (репер 2).

Обращает, однако, на себя внимание, что в современном структурном плане строение обеих площадей близко к тому, которое отмечалось к началу келловейского века: относительно приподнятые участки располагаются в районе Оймашинской скв. 5 и Песчаномысской скв. 1. Таким образом, следует полагать, что на границе с мелом и в неоген-четвертичное время кровля байосских отложений испытала существенные перестройки структурных планов.

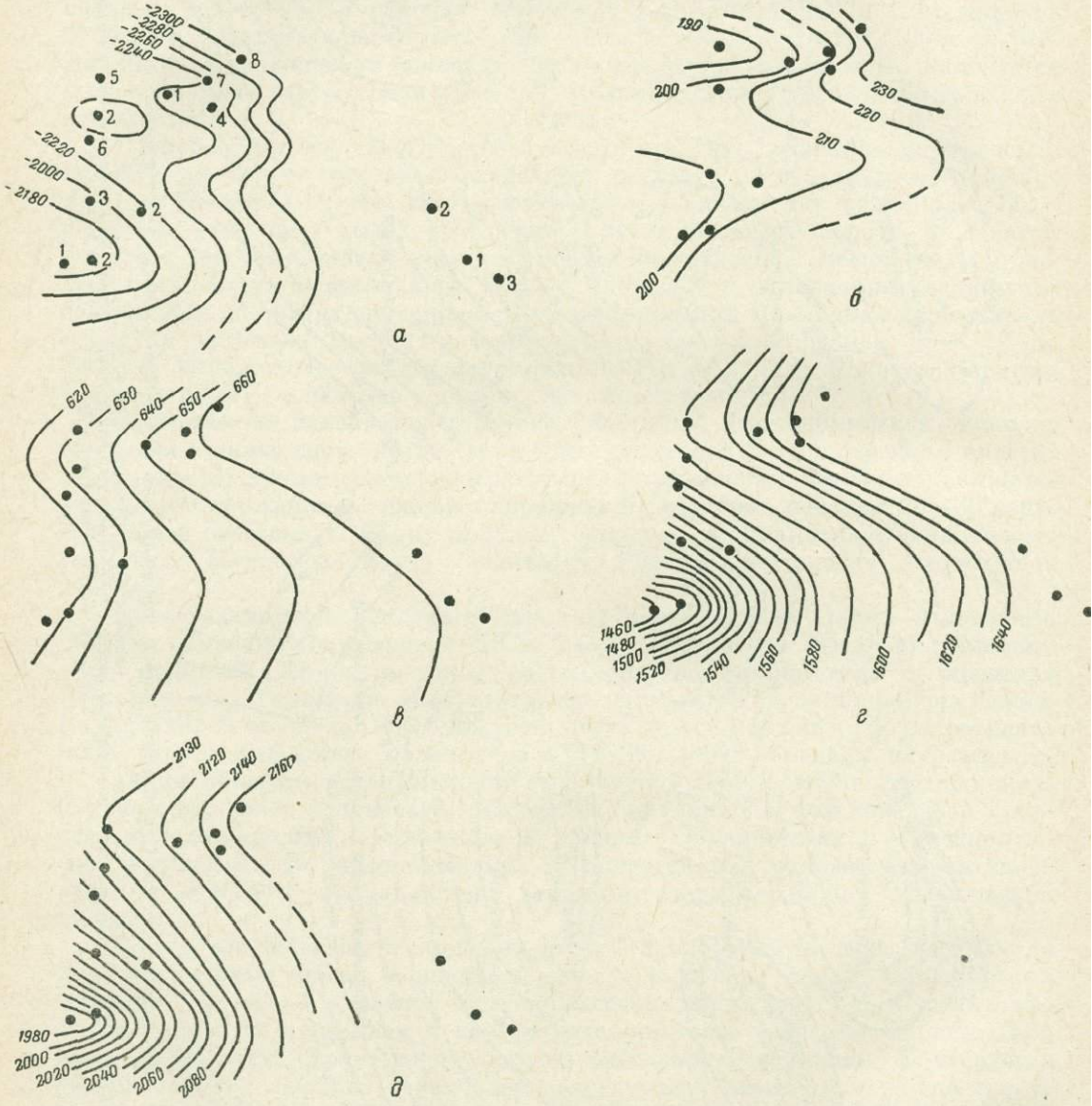


Рис. 24. Палеоструктурные карты реперной поверхности 24а (кровля байосского яруса) площади мыс Песчаный — Оймаша — Карагие, 1969 г.

Составили: В. А. Бененсон, К. К. Нуржанов, 1969 г.
а — структурная карта по кровле байосского яруса (репер 24а); палеоструктурные карты к началу времени: *б* — келловейского (репер 22), *в* — валанжинского (репер 16), *г* — туронского (репер 8), *д* — неогенового (репер 2).

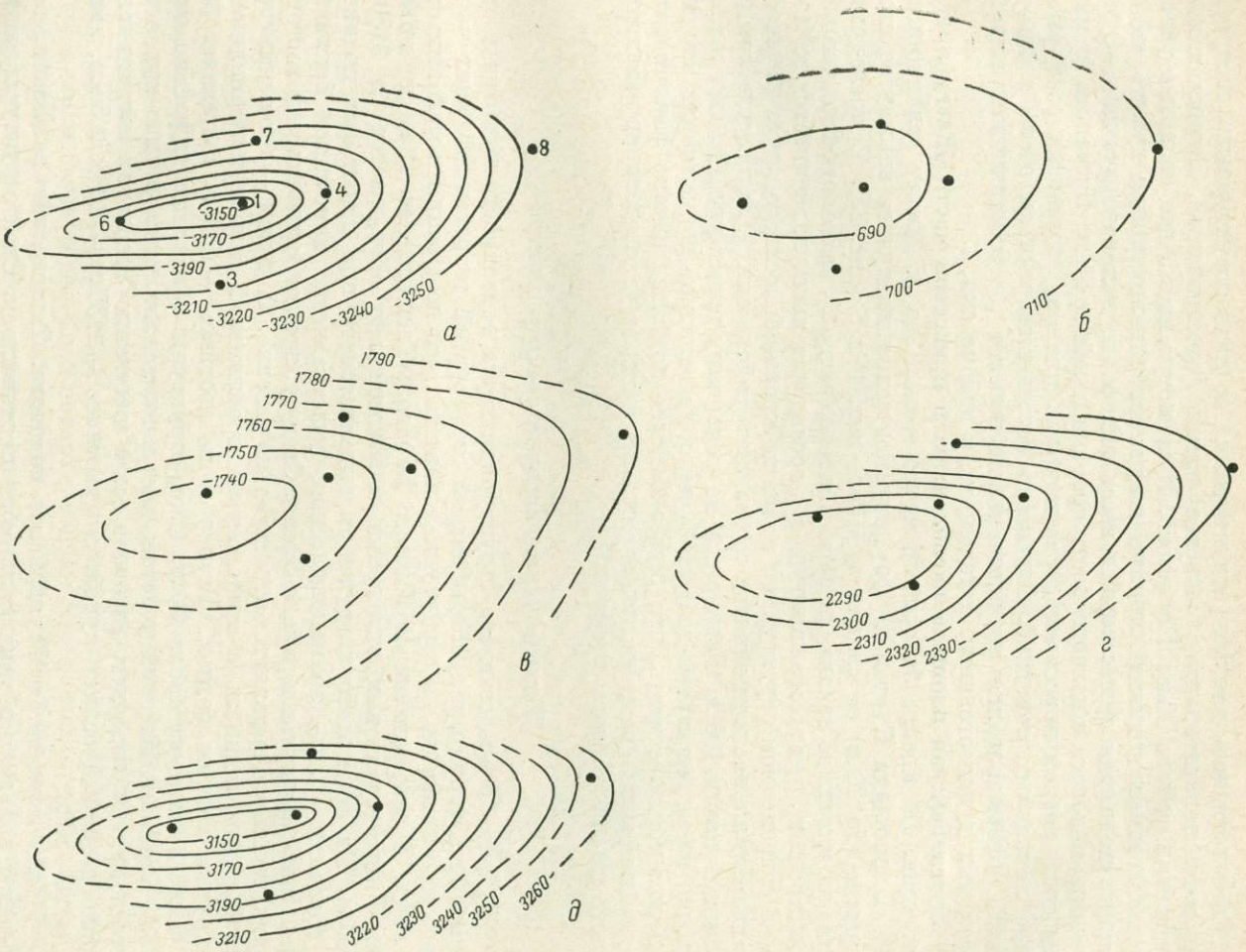


Рис. 25. Палеоструктурные карты реперной поверхности 24а (кровля байосского яруса) площади Курганбай.

Составили: В. А. Бененсон, К. К. Нуржанов, 1969 г.

а — структурная карта по кровле байосского яруса (репер 24а).

Палеоструктурные карты к началу времени: *б* — валанжинского, *в* — сеноманского, *г* — палеогенового, *д* — среднемиоценового.

Сопоставление данных структурных и палеоструктурных построений позволяет полагать, что в юрское время формировались антиклинальные перегибы в районе Мыса Песчаного. И несмотря на то, что сводовые участки предполагаемых поднятий заметно смещались, в целом можно думать, что локальные поднятия существовали здесь вплоть до мелового времени. Однако в течение мелового и палеогенового времени в районе Мыса Песчаного происходила интенсивная перестройка структурных планов, вызвавшая расформирование локальных поднятий. Только на неоген-четвертичном этапе вновь, вероятно, сформировался антиклинальный перегиб на Оймашинской площади в меловых и палеогеновых отложениях в районе скв. 7.

Курганбайская площадь расположена в приосевой части Жазгурлинской депрессии. По кровле байосского яруса (репер 24а) к началу валанжинского века на площади Курганбай формируется малоамплитудное замкнутое палеоподнятие (до 20 *м*) со сводом в районе скв. 1 и 6 (рис. 25). В последующие периоды, вплоть до начала среднего миоцена (репер 2), палеоподнятие сохраняет свое строение, при этом амплитуда его последовательно увеличивается до 100 *м*.

В современном структурном плане по кровле байосского яруса намечается брахиантиклинальное поднятие со сводом в районе скв. 1, амплитуда которого достигает почти 100 *м*. Размер его по реперному горизонту 24а определяется условно из-за недостатка данных бурения на западной периклинали площади. В целом можно считать, что Курганбайское поднятие начало формироваться по крайней мере в раннеюрское время и продолжало унаследованно развиваться вплоть до настоящего времени.

Жетыбайская структурная ступень

На рис. 26 представлена структурная карта поверхности триасовых отложений для территории Жетыбайской структурной террасы. В общих чертах здесь отмечается та же структурная картина, что по юрским и меловым отложениям. В направлении от Южного Карасязь-Таспаса (скв. 1) на юг поверхность нижнетриасовых отложений моноклинально погружается от 2130 до 2700 *м*. На фоне этого погружения выделяется группа локальных поднятий. В пределах Узень-Карамандыбасского участка четко намечается брахиантиклинальное поднятие в районе Узени. Следует, правда, отметить, что восточная периклиналь его выделяется относительно условно. В целом — это асимметричная брахиантиклиналь с относительно протяженной западной периклиналью и крутым южным бортом. Размер ее по изогипсе —2000 *м* составляет 24 × × 6 *км*, амплитуда около 90 *м*. Свод структуры намечается в районе скв. 5 и 53. Карамандыбасский участок, очевидно, локализуется в виде куполовидного поднятия, лежащего на одной оси с собственно Узеньской антиклиналью. Предполагаемый размер купола по изогипсе —2130 *м* — 10 × 2,5 *км*, амплитуда 20—30 *м*.

Четко выделяется Жетыбайское поднятие. Так же как на Узени, в его пределах западная периклиналь более протяженная. Свод структуры располагается в районе скв. 63, 92, 70. Размер ее по изогипсе —2580 *м* составляет 23 × 4,5 *км*, амплитуда 60 *м*.

На южном борту Жетыбайской ступени по поверхности триасовых отложений выделяется Тасбулатская антиклиналь, восточная периклиналь которой из-за отсутствия здесь достаточного количества скважин намечается относительно условно. Однако в целом можно полагать, что размер структуры (по изогипсе —2780 *м*) не будет превышать 14 × 4 *км*, свод ее намечается в районе

скв. 1 и 5, амплитуда около 60 *м*. Обращает на себя внимание резко крутой южный борт, где в районе скв. 3 предполагается разрывное нарушение.

Относительно менее уверенно из-за небольшого объема бурения намечается по поверхности триасовых отложений Тенгинская антиклиналь. Предполагаемый размер ее (по изогипсе —2480 *м*) — 18 × 5 *км*, амплитуда, вероятно, не более 40 *м*.

Таким образом, в основании юрских отложений Южного Мангышлака, в частности в пределах Жетыбайской структурной ступени, прослеживаются антиклинальные поднятия, являющиеся известными месторождениями нефти

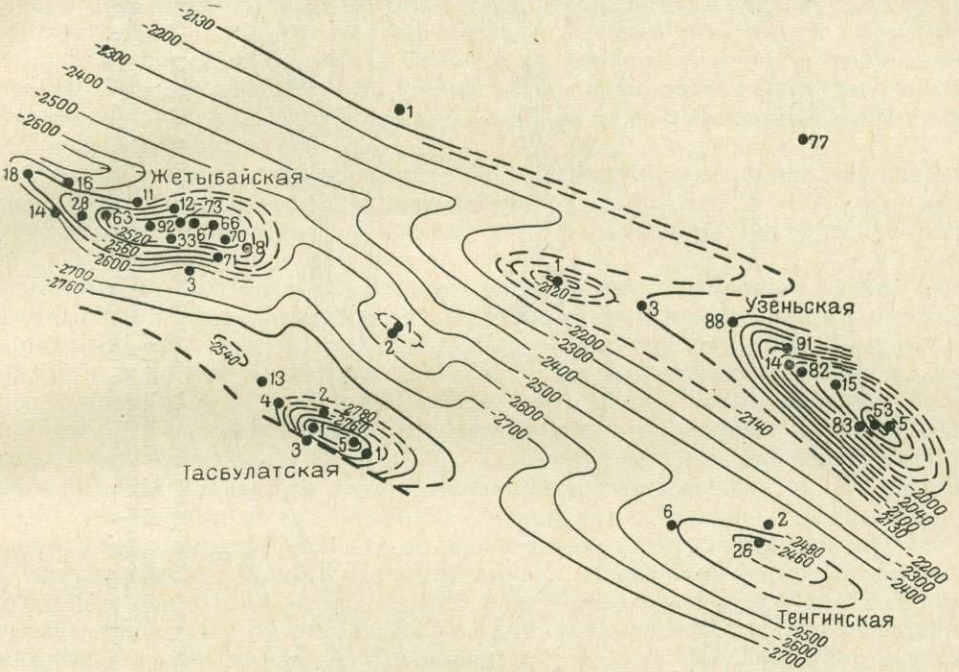


Рис. 26. Структурная карта по кровле триасовых отложений Жетыбай-Узеньской структурной ступени.

Составил В. А. Бененсон, 1967 г.

и газа. Как будет показано ниже на примере Тасбулатской и Тенгинской площадей, структурные планы поверхности триасовых отложений и верхнебатской реперной поверхности 23 отличаются высоким плановым соответствием. Палеоструктурные построения для отдельных площадей Жетыбайской террасы выполнены по верхнебатской реперной поверхности 23. При расчете геолого-статистических показателей на время построения карт в качестве базисной поверхности можно было выбрать лишь эту поверхность из-за ограниченности материалов бурения.

Тенгинская площадь. В современном структурном плане по подошве верхнебатских отложений (репер 23) на Тенгинской площади выделяется четкая брахиантиклиналь размером примерно 20 × 4 *км* и амплитудой до 100—120 *м* (рис. 27). Брахиантиклиналь асимметрична: южное крыло ее круче северного, западная периклиналь заметно длиннее восточной. По изогипсе —1600 *м* свод структуры находится в районе скв. 5 и 26.

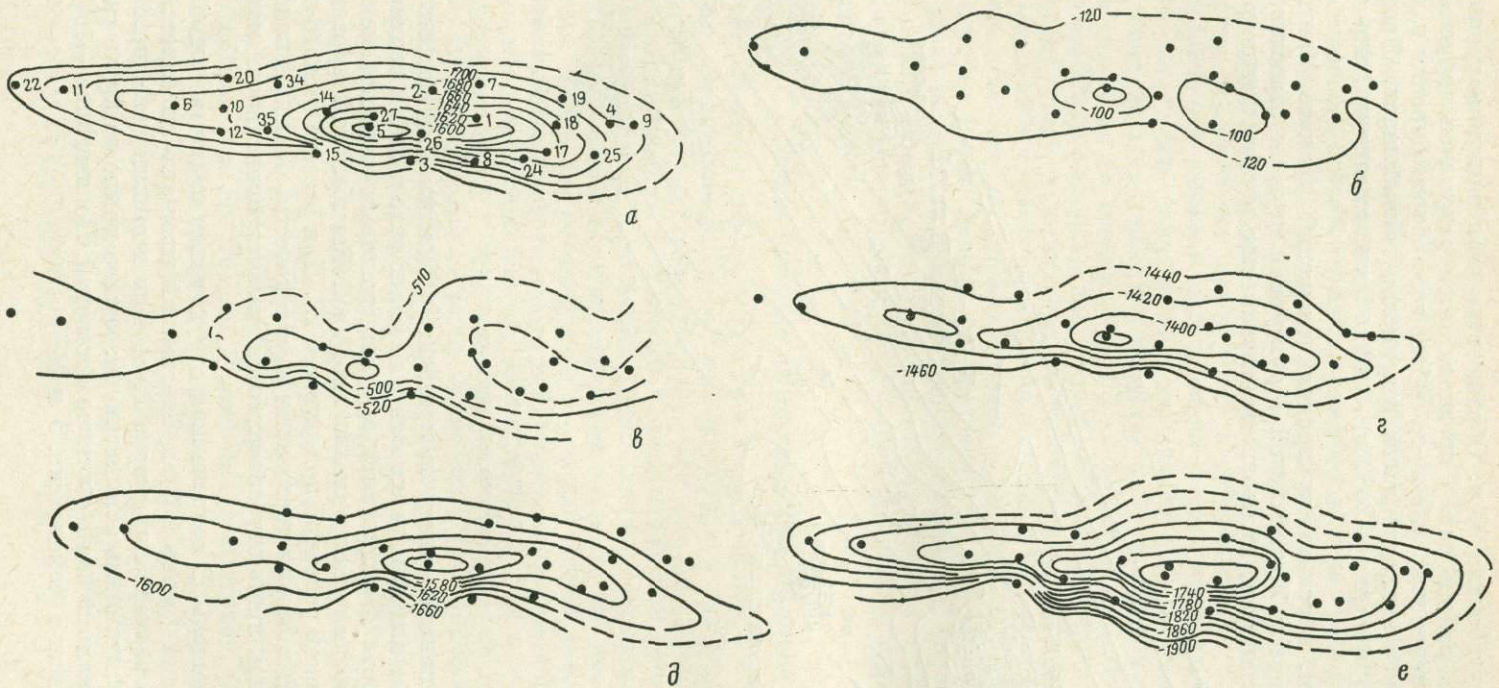


Рис. 27. Палеоструктурные карты реперной поверхности 24а—25 (подошва батского яруса) площади Тенге.

Составила Е. А. Дыма, 1967 г.

а — структурная карта по реперной поверхности 24а — 25; палеоструктурные карты к началу времени: *б* — келловейского (репер 22); *в* — неокомского (репер 16), *г* — туронского (репер 8), *д* — эоценового (репер 5), *е* — неогенового (репер 2).

К началу келловейского века четко выраженного палеоподнятия еще не сформировалось. Однако в скв. 8 и 5 фиксируются два антиклинальных перегиба на фоне общего слабо заметного воздымания горизонта.

Хотя к неокомскому этапу структура еще не обретает четкого замыкания на периклиналях, в приосевой части ее отчетливо фиксируется воздымание батской поверхности с наибольшей амплитудой до 30 *м* на востоке площади, в районе скв. 1, 17 и 9.

График $\rho_{23} = R\,(M)$ позволяет предположить, что в отличие от большинства палеоподнятий Тенгинское претерпело интенсивный рост в альбское время без заметного смещения структурных планов: r_{23} нигде не снижается ниже 0,95. Действительно, к началу туронского века по батской поверхности сформировалась четкая брахиантиклиналь, близкая по размеру и форме к современной. К этому времени уже заметны черты асимметрии палеоструктуры, площадь ее достигает 20 × 3 *км*, а амплитуда 50 *м*. Свод палеоподнятия из района скв. 1 и 17 перемещается к скв. 5.

К началу эоцена палеоподнятие несущественно изменяется. По палеоизогипсе —1640 *м* размер его сохраняется примерно таким же: 22 × 3,5 *км*, заметно увеличивается амплитуда — до 100 *м*, свод по-прежнему находится в районе скв. 5.

К неогеновому этапу Тенгинское палеоподнятие обретает четкие формы асимметричной брахиантиклинали с крутым южным крылом (до 7°) и пологим северным (3—4°). Заметно расширяется сводовый участок, который охватывает район не только скв. 5, но и скв. 26, 27 и 14. По палеоизогипсе —1840 *м* размер палеоструктуры 20 × 4 *км*, а амплитуда 140—160 *м*. Таким образом, налицо заметный рост по сравнению с предшествующими периодами. Последнее четко отражается в графике $\rho_{23} = R_{23}\,(M)$. Из него же следует, что неогеновый этап сопровождался некоторым выполаживанием палеоподнятия (ρ_{23} сокращается до 0,6). Это обстоятельство отразилось, вероятно, в сокращении его амплитуды в современном структурном плане по батской поверхности до 100—120 *м*.

Следовательно, Тенгинская антиклиналь по батским отложениям начала расти еще с юрского времени. Однако в качестве замкнутого поднятия сформировалась лишь к концу нижнемелового этапа. С этого времени палеоподнятие принципиально не меняется. Максимальной высоты оно достигает к началу неогена.

Тасбулатская площадь. В современном структурном плане в отложениях батского яруса выделяется четкая брахиантиклиналь с крутым южным крылом и пологим северным. Размер поднятия по изогипсе —1940 *м*— 14 × 3 *км*, амплитуда 80 *м*. Свод структуры локализуется в районе скв. 1 и 12. Обращает на себя внимание резкий перепад (до 160 *м*) глубин залегания верхнебатской поверхности между скв. 3 и 15, расположенными на расстоянии 600 *м* друг от друга. Возможно, это обстоятельство является следствием проявления разрывного нарушения (рис. 28). К началу келловейского века на Тасбулатской площади формируется брахиантиклинальное поднятие со сводом в районе скв. 12 и 32. Южное крыло антиклинали относительно круче северного. По палеоизогипсе —120 *м* размер палеоподнятия 10 × 4 *км*, амплитуда 20 *м*.

К валанжинскому веку палеоподнятие расширяется: по палеоизогипсе —570 *м* размер его составляет 13 × 4 *км*, а амплитуда увеличивается до 40 *м*. Еще более крутым становится южное крыло. К началу неокома амплитуда Тасбулатского поднятия возрастает до 90 *м*; размер остается примерно тем же — 14 × 3,5 *км*. В это время на крутом южном борту формируется, очевидно,

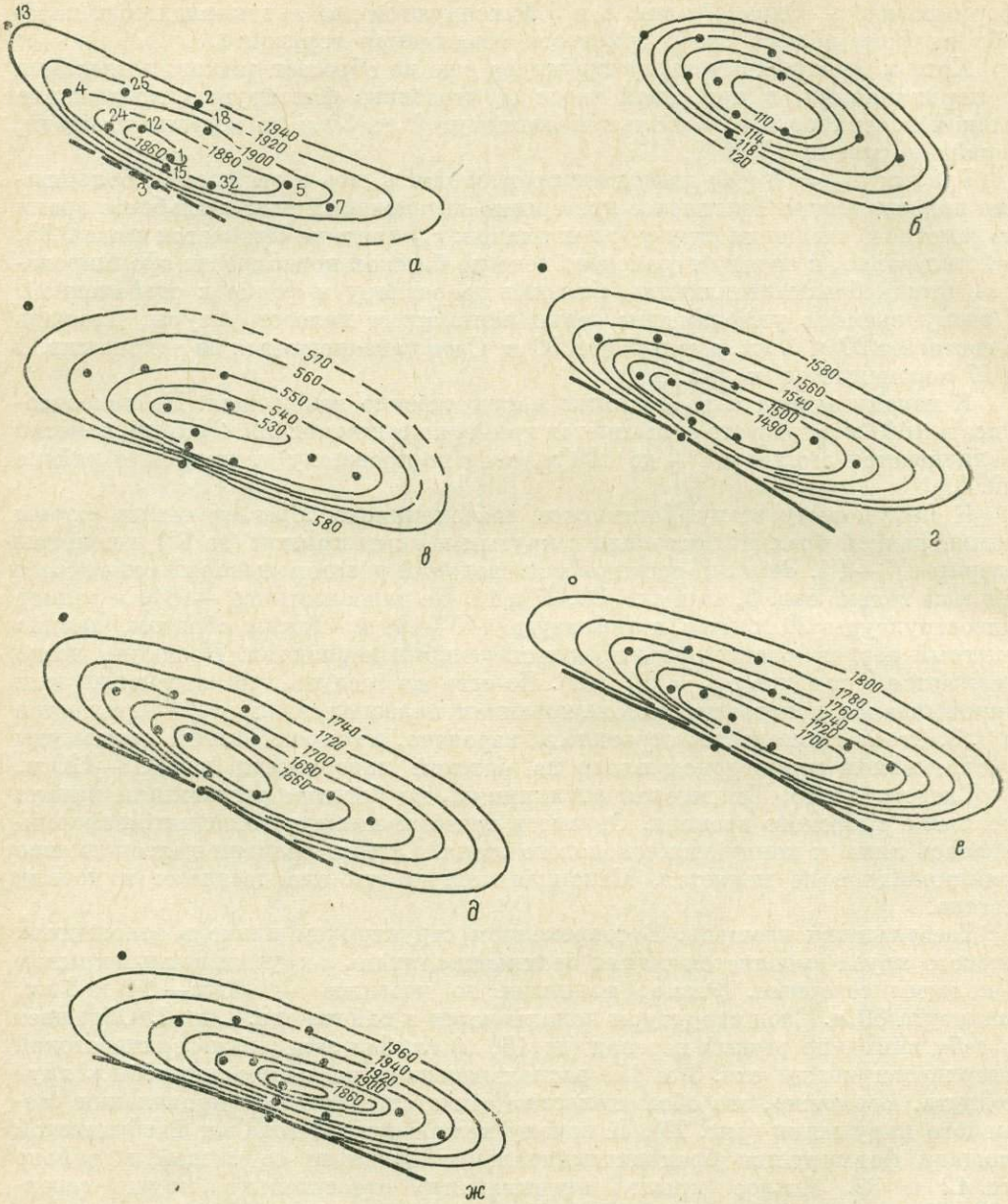


Рис. 28. Палеоструктурные карты реперной поверхности 24а—25 (подошва батского) яруса площади Тасбулат.

Составил Б. А. Назаров, 1967 г.

а — структурная карта по реперной поверхности 23; палеоструктурные карты к началу времени: *б* — келловейского (репер 22), *в* — валанжинского (репер 16), *г* — туронского (репер 8), *д* — эоценового (репер 5), *е* — олигоценового (репер 3), *ж* — неогенового (репер 2).

разломное нарушение. Свод батской структуры смещается несколько к востоку по сравнению с валанжинским веком в район скв. 12, 1 и 32.

Мало изменяется Тасбулатское палеоподнятие в эоценовое время.

Наиболее интенсивный рост испытывает палеоструктура к началу неогенового времени: амплитуда ее увеличивается до 120—140 *м*, размер остается примерно тем же, а свод локализуется в районе скв. 1. Возрастает амплитуда разрывного нарушения.

Таким образом, по верхней части среднеюрских отложений, контролирующих основные скопления газа, Тасбулатская антиклиналь характеризуется весьма ранним заложением: уже в верхнеюрское время в отличие от Тенгинской площади Тасбулатская обретает четкие формы замкнутого палеоподнятия, которое продолжает унаследованно развиваться вплоть до неогенового времени. В неогено-четвертичный этап батская структура продолжает весьма интенсивно расти, что сопровождается заметным снижением планового соответствия (см. рис. 28).

Жетыбайская площадь. Строение и палеоструктурное развитие Жетыбайской площади по среднеюрской продуктивной толще мы рассматривали в ряде предшествующих публикаций. В настоящем исследовании известные данные по этой площади дополняются информацией по кровле триасовых отложений (реперная поверхность 31).

Выше уже отмечалось, что по кровле триасовых отложений в современном структурном плане выделяется антиклинальное поднятие размером 23 × 4,5 *км* и амплитудой 60 *м*.

К началу ааленского века формируются два куполовидных палеоподнятия — в районе скв. 92 и 71. Есть основание полагать, что оба они осложняли крупную палеоантиклиналь длиной 25 *км*. Западная периклиналь отличается большей протяженностью. Амплитуда наиболее приподнятого палеокупола достигает 50 *м* (рис. 29).

В течение юрского этапа времени план палеоструктуры мало изменяется. Лишь к валанжину прекращает развитие западный палеокупол, и, таким образом, вплоть до олигоцена по поверхности триасовых отложений продолжает развиваться весьма протяженная асимметричная антиклиналь со сводом в районе скв. 67 и 71.

Обращает на себя внимание возрастание амплитуды палеоподнятия от 50 *м* к началу аалена до 120 *м* к началу неогена. К этому времени вновь начинает формироваться западный палеокупол в районе скв. 92.

В неоген-четвертичный период палеоструктура заметно выполаживается так, что в современном структурном плане амплитуда по кровле триасовых отложений сокращается до 80 *м*. Заметно расширяется сводовый участок, объединяющий оба куполовидных поднятия.

Таким образом, Жетыбайское поднятие начинает формироваться, вероятно, еще в доюрское время и уже к началу ааленского века развивается в замкнутую антиклиналь. Унаследованное развитие ее продолжается в течение всего мезокайнозойского этапа времени.

Из рассмотрения рис. 29 следует, что, начиная по крайней мере с ааленского века, Тасбулатская площадь развивается как унаследованное антиклинальное поднятие. Подобно Жетыбайской, апогея своего развития эта палеоантиклиналь достигает к началу неогенового времени.

Узеньская площадь. Подобно Жетыбайской площади в районе Узень к началу ааленского века, вероятно, формируется палеоподнятие с наиболее приподнятым участком в районе скв. 14 (рис. 30). Амплитуда его составляет

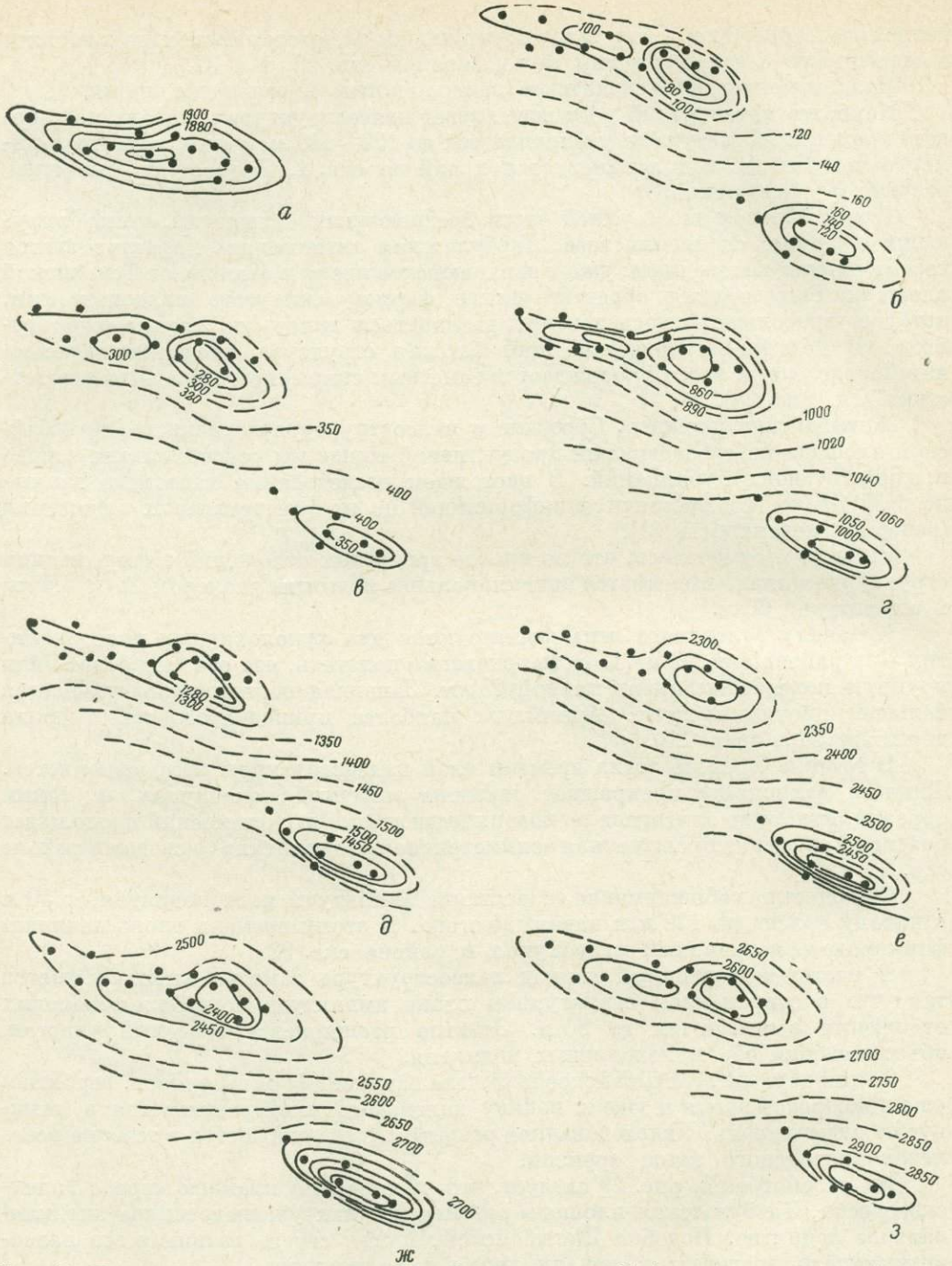


Рис. 29. Палеоструктурные карты реперной поверхности 31 (кровля пермо-триаса) площади Жетыбай — Тасбулат.

Составил Б. А. Назаров, 1967 г.

а — структурная карта по кровле байосского яруса (репер 24д—25); палеоструктурные карты к началу времени: *б* — ааленского (репер 30), *в* — нижнебайосского (репер 29), *г* — келловейского (репер 22), *д* — неокомского (репер 16), *е* — туронского (репер 8), *ж* — эоценового (репер 5), *з* — неогенового (репер 2).

50—60 *м*; размер достигает 18 × 4 *км*. В восточной периклинальной части развивается пологий купол амплитудой 30—40 *м*.

К началу байосского века длина палеоподнятия увеличивается до 24 *км*. Намечаются важные перемены и в соотношении структурных планов: сводовые участки локализуются в районе скв. 88 и 15. При этом амплитуда первого палеокупола (западного) достигает наибольшей величины —50 *м*.

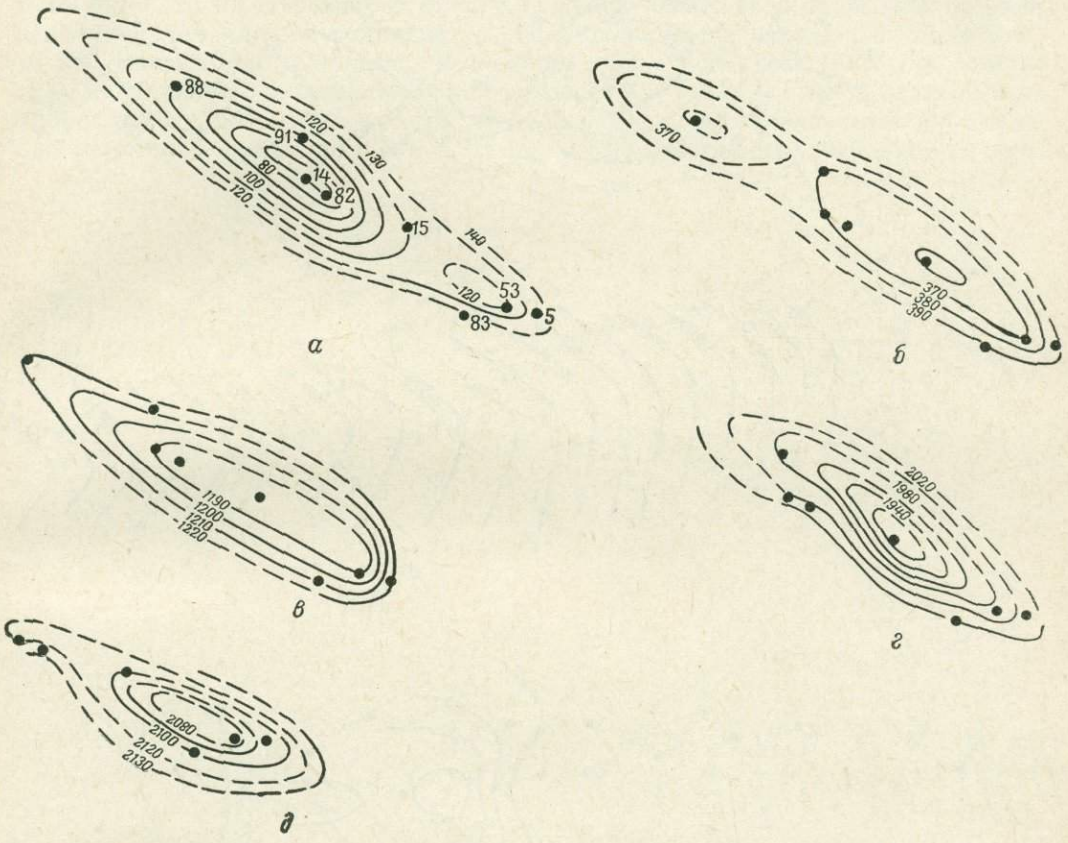


Рис. 30. Палеоструктурные карты реперной поверхности 31 (кровля триасовых отложений) площади Узень.

Составил В. А. Бенеңсон, 1967 г.
Палеоструктурные карты к началу времени: *а* — ааленского (репер 30), *б* — байосского (репер 29), *в* — валанжинского (репер 16), *г* — туронского (репер 8), *д* — неогенового (репер 2).

К валанжинскому этапу поверхность триасовой структуры вновь несколько изменяется: на месте двух палеокуполов формируется свод в районе скв. 15 и 82. Размер палеоантиклинали в целом несколько сокращается, а амплитуда сохраняется примерно такой же — 40—50 *м*.

В верхнемеловое время свод палеоподнятия вновь локализуется в районе скв. 15, а к началу неогена — в районе скв. 53. Амплитуда палеоподнятия достигает 100 *м* в туронском веке и заметно сокращается к неогену — до 60—70 *м*. В неоген-четвертичный этап времени, вероятно, вновь продолжается рост палеоподнятия, в связи с чем амплитуда его резко увеличивается до 150—180 *м*.

Как следует из рассмотрения графика $\rho_{23} = R_{23}(M)$, амплитуда батской поверхности к началу неогена достигает наибольшей величины на Узеньской площади (82% от современной), к этому времени отмечается интенсивный ее рост. По поверхности триасовых отложений развитие структуры протекало

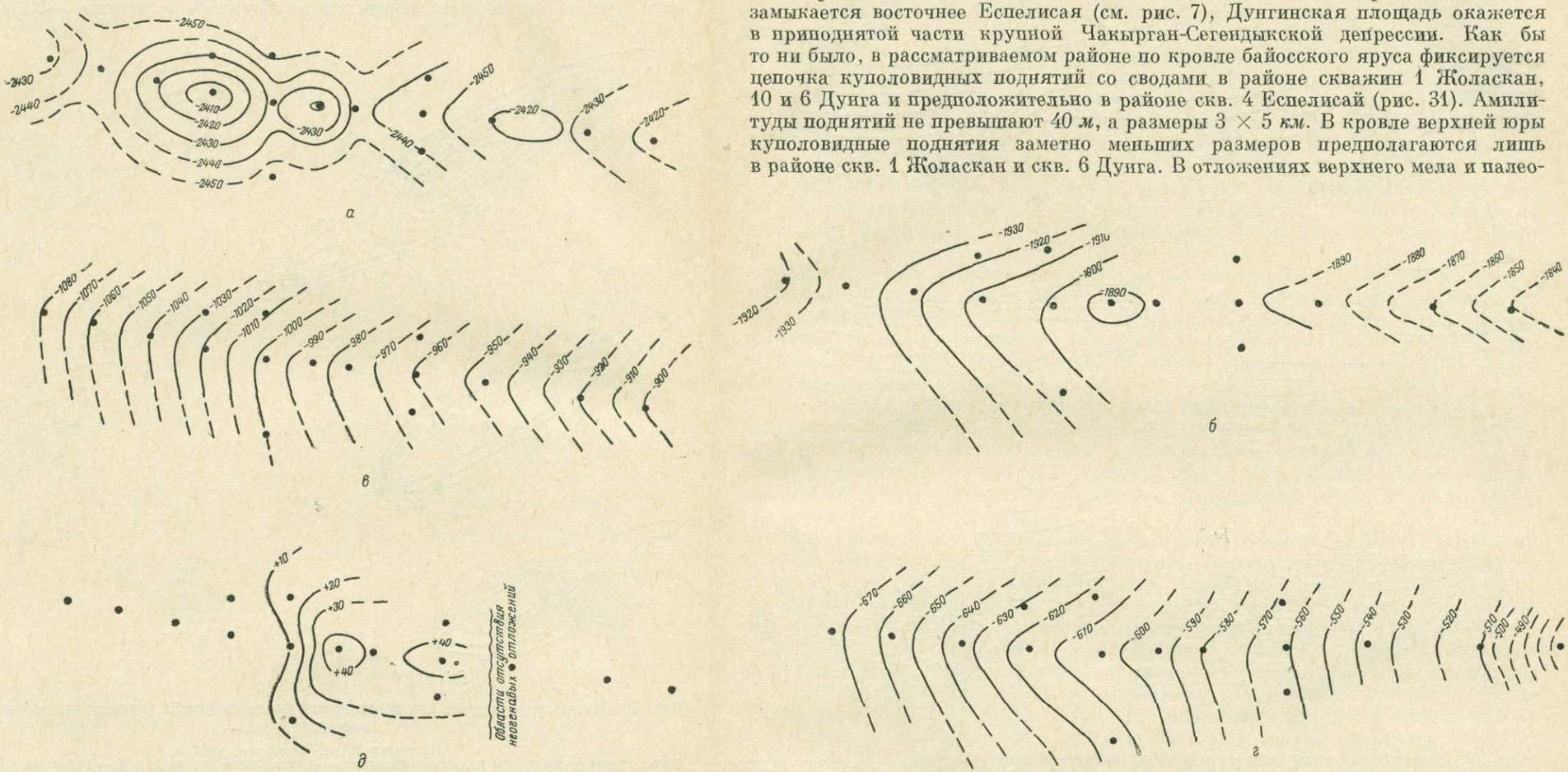


Рис. 31. Структурные карты

Составил К. К. Нуржанов, 1970 г.

Структурные карты по кровле отложений: *а* — байосских, *б* — верхнеюрских, *в* — сеноманских, *г* —верхнемеловых, *д* — палеогеновых.

существенно в другом плане. Это обстоятельство, на наш взгляд, имеет принципиальное значение в плане прогнозирования перспектив нефтегазоносности триасовых отложений Узеньского месторождения.

Следовательно, Узеньское поднятие, подобно Жетыбайскому, по кровле триасовых отложений характеризуется древним заложением и унаследованным развитием на всех этапах юрского, мелового, палеогенового и неоген-четвертичного времени. Заметно меняется соотношение структурных планов в течение этих этапов, хотя в целом соответствие остается весьма высоким.

Дунгинская площадь. Геоструктурное положение площади до сих пор слабо изучено. До недавнего времени считалось, что она располагается на далекой периклинали Бекебашкудукского вала. Однако, если признать, что вал замыкается восточнее Еспелисая (см. рис. 7), Дунгинская площадь окажется в приподнятой части крупной Чакырган-Сегендыкской депрессии. Как бы то ни было, в рассматриваемом районе по кровле байосского яруса фиксируется цепочка куполовидных поднятий со сводами в районе скважин 1 Жоласкан, 10 и 6 Дунга и предположительно в районе скв. 4 Еспелисай (рис. 31). Амплитуды поднятий не превышают 40 *м*, а размеры 3 × 5 *км*. В кровле верхней юры куполовидные поднятия заметно меньших размеров предполагаются лишь в районе скв. 1 Жоласкан и скв. 6 Дунга. В отложениях верхнего мела и палеогена (реперы 8 и 5) на месте юрских поднятий отмечается моноклинальное погружение горизонтов в западном направлении. Лишь в отложениях среднего миоцена (репер 2) намечается антиклинальный перегиб в районе скв. 6 Дунга.

площади Дунга.

Палеоструктурный анализ позволяет считать, что формирование куполовидных малоамплитудных поднятий происходило в юрское (а, возможно, и доюрское) время и расформирование — в мелу и палеогене.

Тюбеджикская площадь располагается в центральной части одноименного вала. Последний, в свою очередь, является одним из структурных элементов Мангышлакской зоны поднятия.

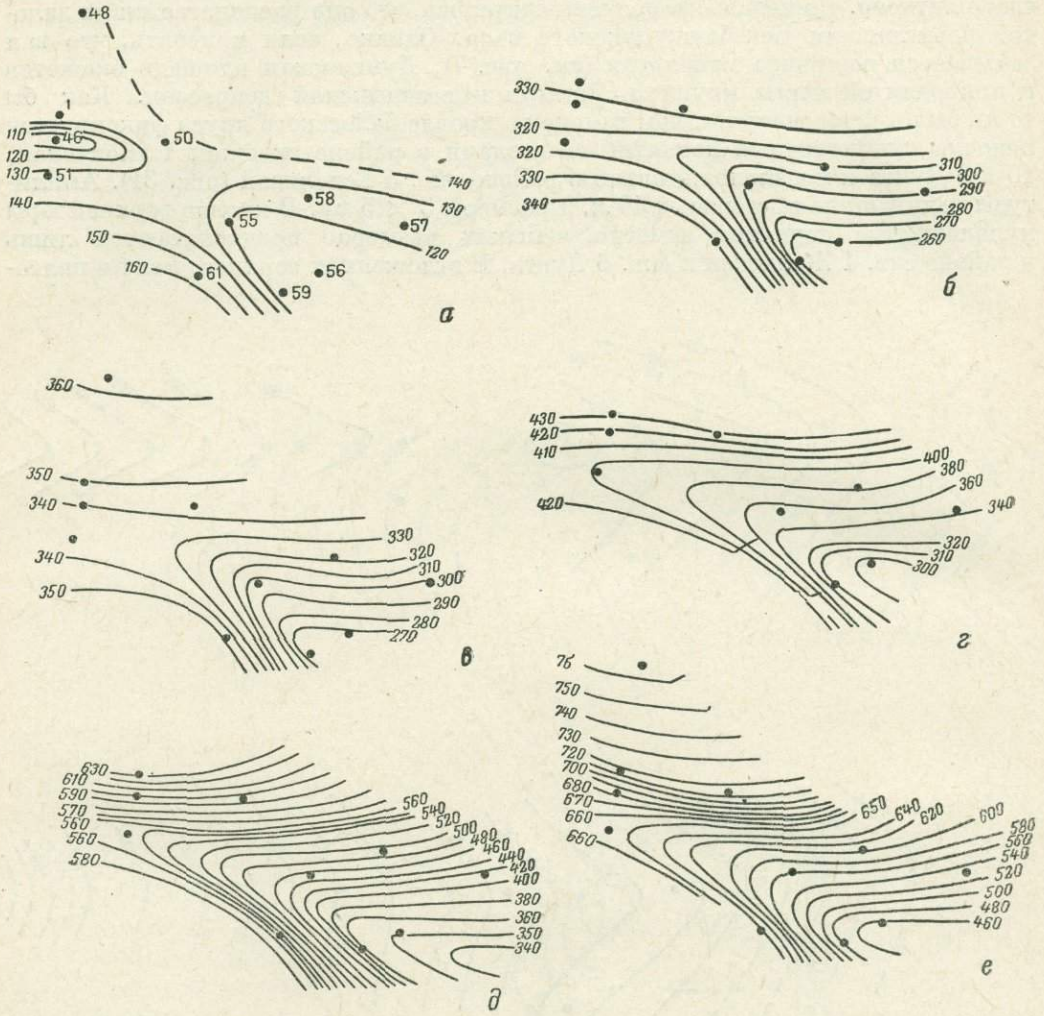


Рис. 32. Палеоструктурные карты реперной поверхности 8 (подошва туронского яруса) площади Тюбеджик.

Составила Е. А. Дыма, 1967 г.

Палеоструктурные карты к началу времени: *а* — кампанского (репер 7), *б* — датского (репер 6), *в* — эоценового (репер 5), *г* — олигоценового (репер 3), *д* — неогенового (репер 2), *е* — верхней половины неогенового (репер 1).

На рис. 32 представлены западная и присводовая части антиклинали, ненарушенные разрывными нарушениями. Однако изучение и такого ограниченного участка поднятия имеет принципиальное значение. Следует подчеркнуть, что материалы бурения позволили провести статистический и качественный анализ данных лишь для верхнемеловой и палеоген-неогеновой частей разреза.

По поверхности туронского яруса к началу кампанского века формируется поднятие с двумя полузамкнутыми сводами — в районе скв. 46 и 56. Амплитуда первого наибольшая — до 20 *м*. К началу эоцена и олигоцена антиклинальный перегиб в районе скв. 1 исчезает. Существенно расширяется площадь полузамкнутого свода в районе скв. 56, его западная периклиналь смещается в район скв. 51. В целом структурный план палеоподнятия сохраняется, что четко отражено на графике $r_8 = P_8 (M)$. К концу мелового периода заметно увеличивается амплитуда туронского поднятия — до 60—100 *м*.

Особенно интенсивный рост палеоструктуры относится к началу неогенового времени: амплитуда ее возрастает до 200 *м*. Процесс роста сопровождается некоторым спадом значений планового соответствия: $r_8 = 0{,}76$ (рис. 32). Рост палеоструктуры, хотя и менее интенсивный, продолжается в неогеновое время.

Следовательно, по поверхности туронских отложений Тюбеджикская антиклиналь развивается как унаследованная структура, характер ее развития полностью согласуется с особенностями роста антиклиналей Южного Мангышлака.

Арстановская площадь расположена на южном борту Самско-Бинеусской депрессии. По кровле байосских отложений (репер 24а) к началу валанжинского века намечается пологое (до 40 *м*), весьма протяженное (более 50 *км*) палеоподнятие. Во все последующие этапы времени палеоструктура сохраняет структурный план, при этом амплитуда ее заметно увеличивается (до 100—150 *м* к началу среднего миоцена) (рис. 33).

В современном структурном плане по кровле байосских отложений четко выделяется брахиантиклиналь амплитудой до 100—120 *м*. Примерный размер ее 30 × 4 *км*. Таким образом, можно полагать, что начало формирования Арстановского поднятия относится по крайней мере к ранней юре. Унаследованное развитие структуры продолжается во все последующие этапы времени, достигая максимума в палеогене.

Для сравнения с локальными поднятиями соседних районов рассмотрим краткие сведения по трем антиклиналям Каракалпакской части Южного и Северного Устюрта — Шахпахтинской, Аламбекской и Куанышской.

Шахпахтинская площадь располагается в пределах одноименной структурной террасы, осложняющей северный крутой борт Ассакеауданской депрессии.

По верхнебатской реперной поверхности два куполовидных поднятия (в районе скв. 3 и 9) формируются к началу келловейского времени, амплитуды их достигают 10 *м* (рис. 34). В валанжинское время амплитуды обоих палеосводов увеличиваются до 15—20 *м*. Это четко фиксируется в весьма резком изменении $\rho_{23} = 0{,}74$ (см. рис. 19). Однако в виде единой замкнутой антиклинали палеоподнятие формируется к началу туронского века, амплитуда его достигает 60 *м*, примерный размер составляет 25 × 9 *км*. Обращает на себя внимание асимметричность палеоструктуры: южное крыло более крутое, чем северное. В верхнемеловое время исчезает палеосвод в районе скв. 9 и существенно расширяется палеосвод в районе скв. 3 и 5.

В палеогене и к началу неогена продолжается развитие палеоподнятия. Амплитуда его на этих этапах времени достигает 80—100 *м* (соответственно). Еще более крутым становится северное крыло. Соотношения структурных планов почти не меняются.

Из графика $\rho_{23} = R_{23} (M)$ видно, что на неогеновом этапе рост верхнебатского поднятия вначале замедляется, а в конце сарматского века и в четвертичное время вновь становится весьма интенсивным. Очевидно, в связи с этим

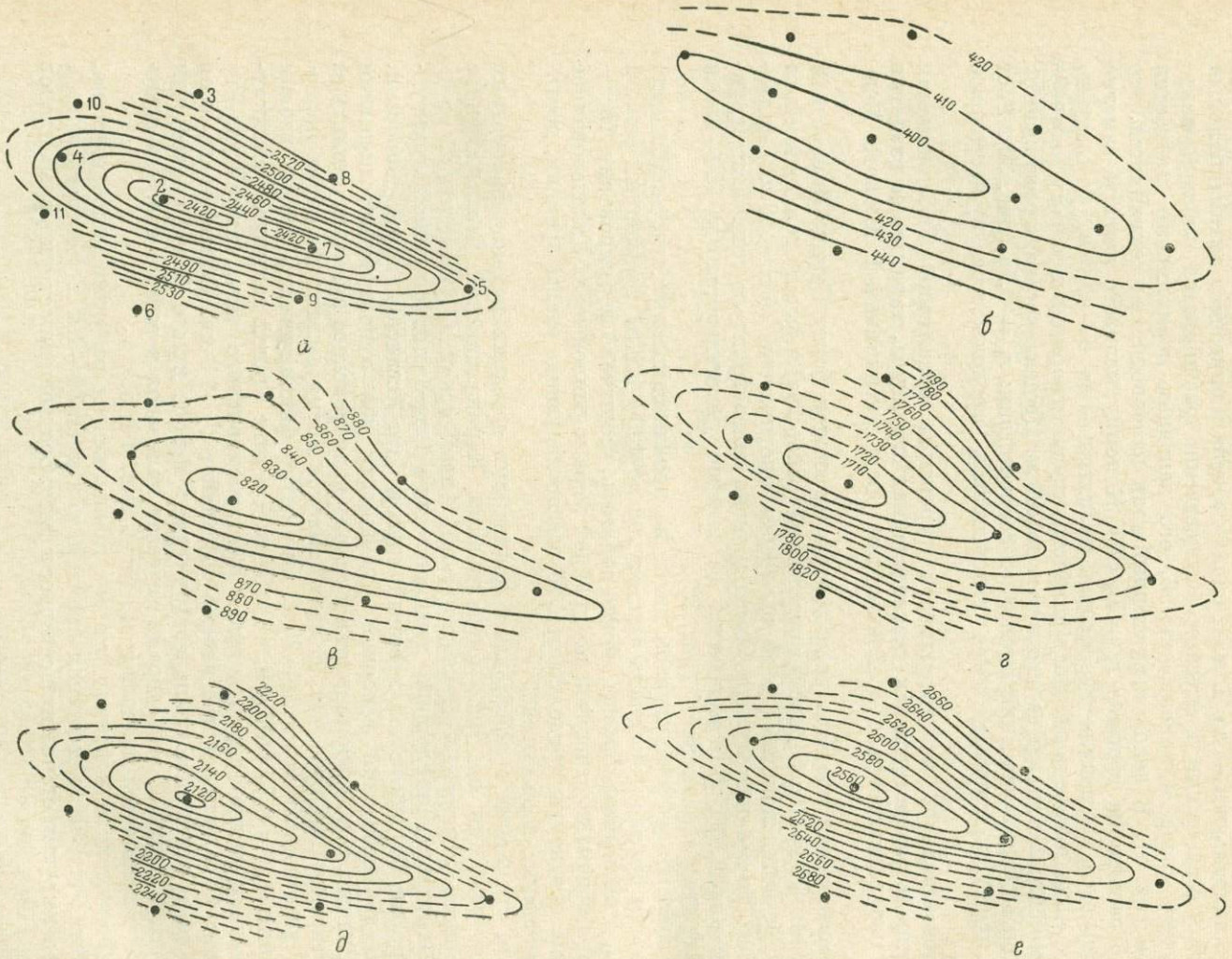


Рис. 33. Палеоструктурные карты подошвы батского яруса (реперная поверхность 24а—25) площади Арстановская.

Составили: В. А. Бенеисон, К. К. Нуржанов, 1969 г.

а — структурная карта по кровле байосского яруса (репер 24а).

Палеоструктурные карты к началу времени: *б* — валанжинского (репер 16), *в* — аптского (репер 12а), *г* — верхнемелового (репер 9), *д* — палеогенового (репер 5), *е* — неогенового (репер 2).

в современном структурном плане по верхнебатской поверхности поднятие сохраняет свои контуры и амплитуду.

Обращает на себя внимание, что в рельефе земной поверхности на Шахпахтинской площади четко выделяется антиклиналь, свод которой смещен к югу, в район скв. 6. Таким образом, Шахпахтинское поднятие характери-

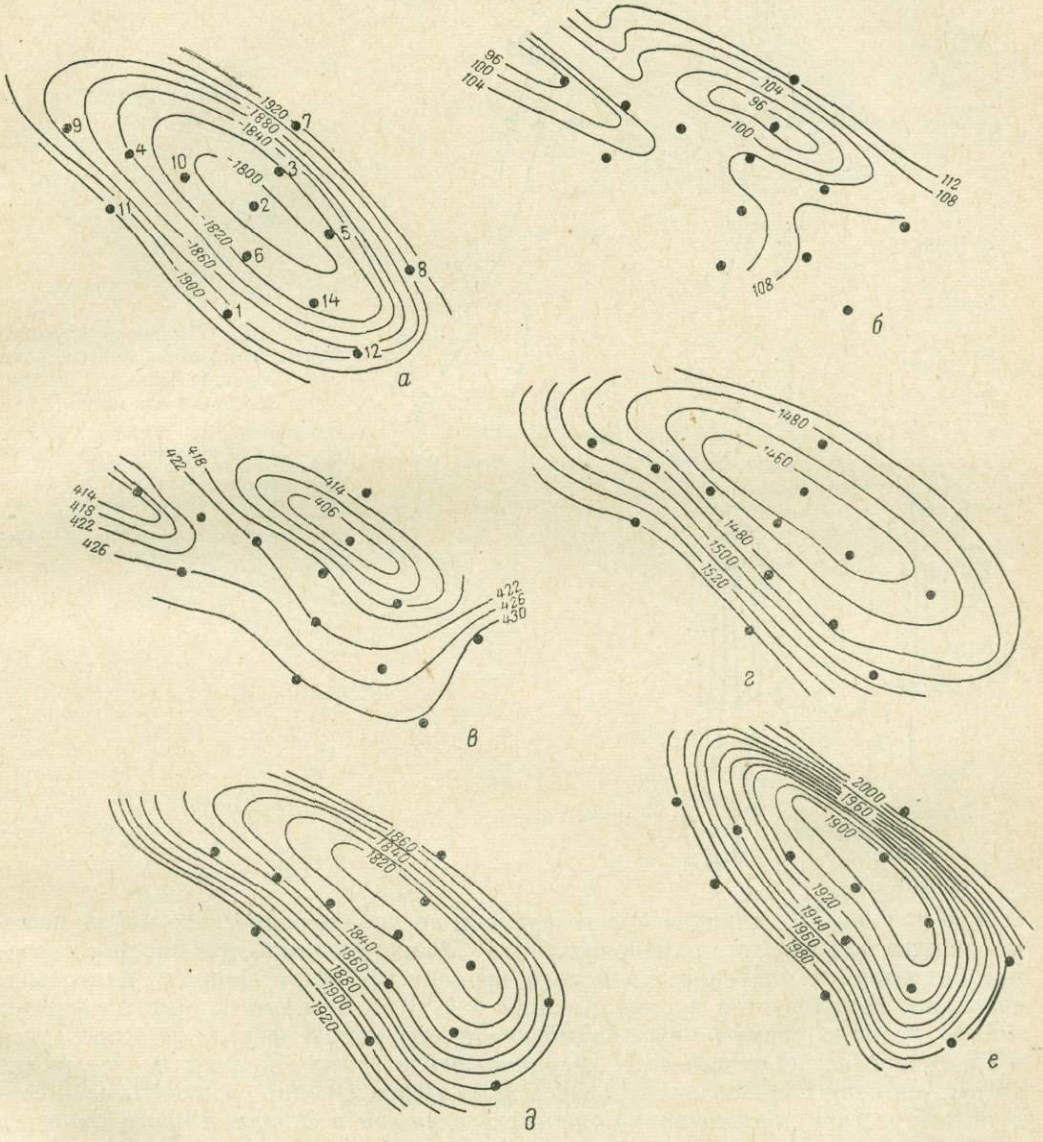


Рис. 34. Палеоструктурные карты реперной поверхности 24а—25 (подошва батского яруса) площади Шахпахты.

Составил Б. А. Назаров, 1967 г.

а — структурная карта по реперной поверхности 23; палеоструктурные карты к началу времени: *б* — келловейского (репер 22), *в* — валанжинского (репер 16), *г* — туронского (репер 8), *д* — эоценового (репер 5), *е* — неогенового (репер 2).

зуется явной унаследованностью развития и по особенностям роста весьма близко к антиклиналям Жетыбайской структурной террасы.

Аламбекская площадь расположена в пределах Барсакельмесской депрессии Северного Устюрта (рис. 35). В современном структурном плане по кровле байосского яруса намечается меридиональное поднятие с предполагаемыми сводами в районе скв. 7 и 2. Вместе с тем западное замыкание структуры

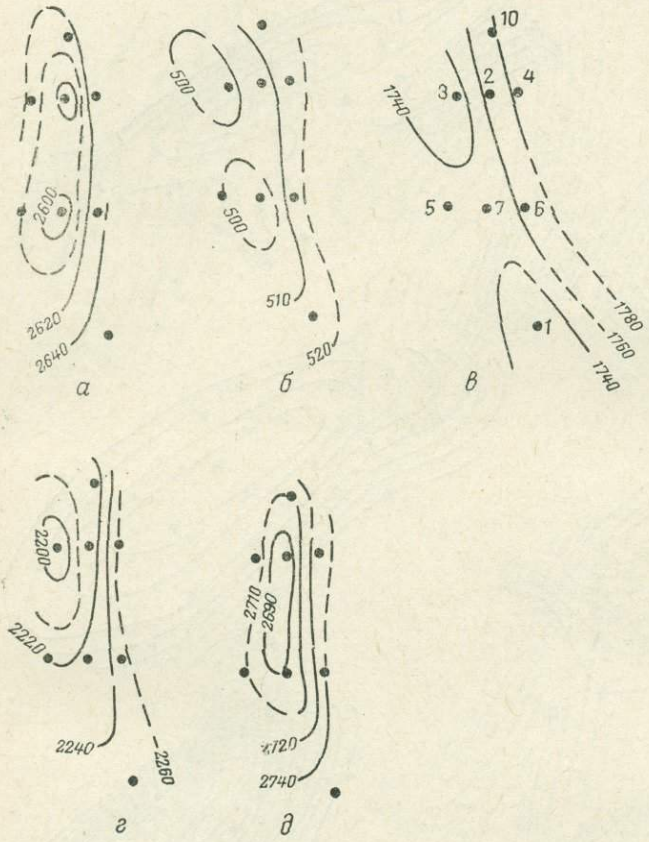


Рис. 35. Палеоструктурные карты реперной поверхности 24а (подошва батского яруса) площади Аламбек.

Составил Б. А. Назаров, 1967 г. *а* — структурная карта по кровле байосского яруса (репер 24а); палеоструктурные карты к началу времени: *б* — валанжинского (репер 16), *в* — аптского (репер 12а); *г* — туронского (репер 8), *д* — неогенового (репер 2).

весьма условно. К началу мелового времени по кровле байосского яруса намечаются два палеосвода в районе скв. 3 и 7. Можно полагать, что сходное строение сохраняется до сенон-туронского времени. К этому периоду палеосвод, очевидно, локализуется в районе скв. 2 и 7. Приведенные данные позволяют весьма условно считать, что Аламбекская структура начала формироваться в среднеюрское, а, скорее всего, в раннеюрское время. На всех последующих этапах времени палеоподнятие продолжало унаследованно развиваться. Вместе с тем отсутствие достаточного количества скважин в западной части площади не позволяет дать уверенного заключения о строении и истории развития Аламбекского поднятия.

Куанышское поднятие располагается на крутом северном борту Барсакельмесской депрессии. В современном структурном плане по кровле ааленского яруса (репер 29) и верхнеюрских отложений (репер 16) поднятие достигает

13 *км* в длину и 4,5—5 *км* в ширину и имеет относительно более крутое северное крыло (рис. 36). Сопоставление данных бурения с материалами метода отраженных волн по кровле юрских отложений свидетельствует о весьма удовлетвори-

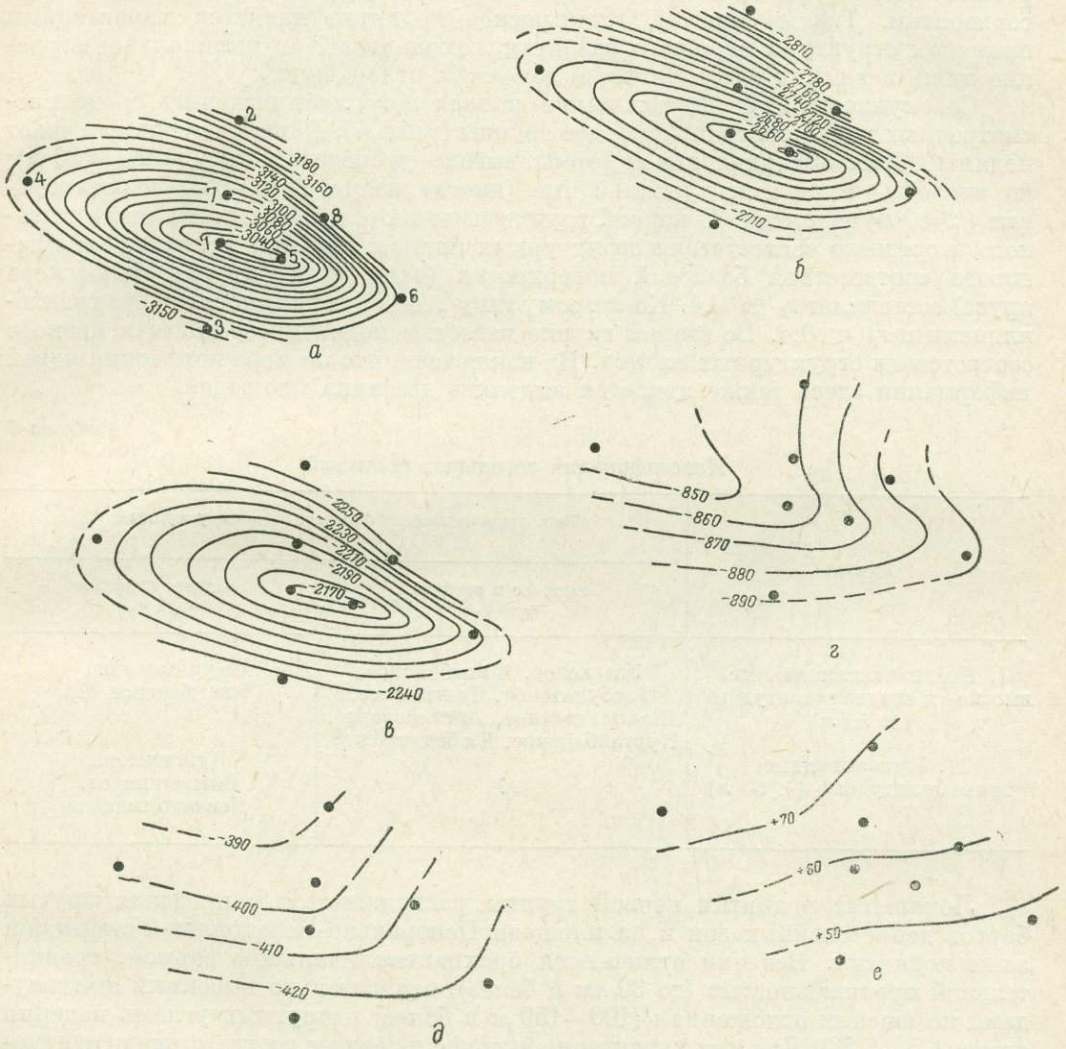


Рис. 36. Структурные карты площади Куаныш.

Составили В. А. Бенеисон, К. К. Нуржанов, 1970 г.
Структурные карты по подошве отложений: *а* — байосских, *б*— батских, *в* — валанжинских, *г* — туронских, *д* — палеогеновых, *е* — неогеновых.

тельном соответствии геологической и геофизической информаций. В верхнемеловых и палеогеновых отложениях на месте брахиантиклинали намечаются структурный нос (репер 8) и моноклиналь с падением горизонтов в южном направлении (реперы 5 и 2).

Палеоструктурный анализ убеждает в том, что по кровле байосского яруса Куанышское палеоподнятие сохраняется вплоть до конца палеогена (рис. 37). К этому времени амплитуда и форма его становятся более резко выраженными. Однако в конце верхнего мела и палеогена намечается интенсивное переформирование палеоструктуры, которое приводит к расформированию ее по верхним горизонтам. Таким образом, Куанышское поднятие является характерным примером структуры сложного развития, сохранившей антиклинальное строение лишь в юрских и, вероятно, в доюрских отложениях.

Совокупность приведенных выше данных позволяет выделить среди рассмотренных локальных поднятий две группы (табл. 7). Первая группа включает поднятия брахиантиклинальной формы, высоко- и среднеамплитудные ($\geqslant 50$ *м*); ко второй — относятся куполовидные (иногда изометричные) малоамплитудные (< 50 *м*) поднятия. В первой группе намечаются брахиантиклинали высокого и среднего соответствия структурных планов; для них коэффициент планового соответствия базисной поверхности (чаще всего кровля байосского яруса) составляет $r_б \geqslant 0{,}4$. Ко второму типу этой группы относятся брахиантиклинали с $r_б \leqslant 0{,}4$. Во второй группе известны поднятия среднего и низкого соответствия структурных планов. Не исключено, что по мере появления новой информации здесь также придется выделять два типа площадей.

Таблица 7

Классификация локальных поднятий

Группа	Тип, выделенный по соответствию структурных планов	
	высокое и среднее $r_б \geqslant 0{,}4$	*среднее и низкое* $r_б \leqslant 0{,}4$
I. Брахиантиклинальные, высоко- и среднеамплитудные ($\geqslant 50$ *м*)	Узеньское, Жетыбайское, Тасбулатское, Тенгинское, Шахпахтинское, Арстановское, Курганбайское, Тюбеджикское,	Куанышское, Аламбекское (?)
II. Куполовидные, малоамплитудные (< 50 *м*)	?	Дунгинское, Оймашинское, Песчаномысское

Локальные поднятия первой группы располагаются в пределах крутых бортов депрессионных зон и на площади Центрально-Мангышлак-Устюртской зоны поднятий. Все они отличаются брахиантиклинальной формой, сравнительной протяженностью (до 30 *км* и более), относительно высокими амплитудами по юрским отложениям (100—150 *м* и более) и крутыми углами падения слоев (1,5—7,5°). Для них характерно высокое и среднее соответствие структурных планов. Именно такими чертами отличаются локальные поднятия Жетыбай-Узеньской и Шахпахтинской структурных ступеней, Бекебашкудукского, Тюбеджикского и Хоскудукского валов, а также южного и северного крутых бортов Самско-Бинеусской и Барсакельмесской депрессий.

Вторая группа локальных поднятий выделяется на пологих склонах депрессионных зон, а также в пределах крупных сводовых поднятий. Все они отличаются куполовидным строением, малыми амплитудами (обычно 20—30 *м*), небольшими размерами (максимум 3×5 *км*), незначительными углами падения слоев (доли градуса). Антиклинали этой группы известны на площади

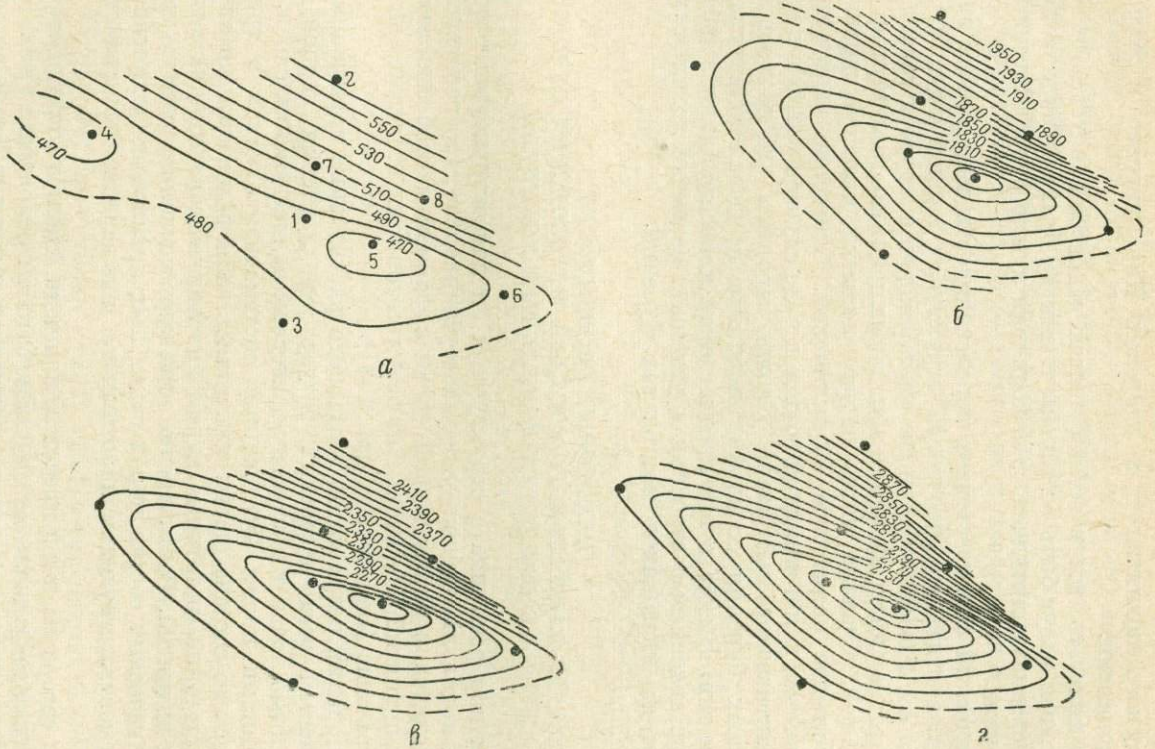


Рис. 37. Палеоструктурные карты реперной поверхности 24а (подошва батских отложений) площади Куаныщ.

Составили К. К. Нуржанов, В. А. Бененсон, 1970 г. Палеоструктурные карты к началу времени: *а* — валанжинского, *б* — туронского, *в* — палеогенового, *г* — неогенового.

Песчаномысского поднятия и в пределах Каракумского и Карабогазского сводовых поднятий.

Можно полагать, что в осевых частях депрессий, в условиях спокойного залегания слоев могут быть встречены поднятия брахиантиклинальной формы, но мало- и среднеамплитудные. Эти поднятия нужно будет отнести к самостоятельной группе.

Эмпирический анализ степени перспективности выделенных групп поднятий позволяет отдать предпочтение структурам первой группы, к которым и относятся все известные крупные месторождения нефти и газа.

Предлагаемая классификация локальных поднятий, разумеется, не является *исчерпывающей. Сделана лишь первая попытка* классифицировать сравнительно небольшое количество антиклиналей. Отнесение некоторых из них (мало изученных) к той или иной группе в ряде случаев условно ввиду недостаточности фактического материала. Вполне вероятно, что по мере накопления новых данных бурения отдельные поднятия придется перевести в другую группу или тип. Вместе с тем предлагаемая классификация в целом соответствует представлениям о строении и условиях развития локальных поднятий, основанным на имеющихся материалах бурения.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО СОСТАВА МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ

До сих пор речь шла о структурных и палеоструктурных особенностях локальных поднятий. Однако уже давно установлено, что распределение литофаций находится в определенной связи с формой и особенностями строения локальных поднятий. Некоторые из результатов этих исследований были опубликованы раньше (Бененсон и др., 1967).

На основании результатов детального расчленения каротажных диаграмм *с привлечением всех известных результатов изучения кернов проводился* количественный подсчет в стратиграфическом подразделении слоев, сложенных разными типами пород. Эти данные систематизировались в треугольниках литологического состава, затем выделялись типы разрезов и по ним строились крупномасштабные поярусные карты литологического состава для отдельных локальных поднятий. Рассмотрение этих карт позволило сделать вывод о том, что литологический состав пород отдельных локальных поднятий изменяется в пределах соответствующих широтных зон и не зависит от положения сводовых участков.

Так, с севера на юг в пределах площади Жетыбай прослеживаются зоны разного литолого-фациального состава батских отложений (рис. 38). Область, где песчано-алевритовые пласты имеют максимальную суммарную мощность (от 40 до 57%, I и II литотипы), охватывает западную периклиналь и северное крыло структуры. Южнее повышается общая глинистость разреза (30—75%) и сокращается суммарная мощность песчаных пластов от 25 до 40%. Этот III литотип разрезов характерен для большей части площади. На юго-востоке и востоке намечаются два поля относительного увеличения общей мощности песчаных пластов батского разреза (II литотип). Одно из них располагается в районе скв. 67 и имеет, видимо, локальный характер, а второе — в районе *скв. 34, 68 и 71 и отличается сравнительной протяженностью.*

Сравнение со структурной поверхностью батских отложений свидетельствует о том, что в осевой, наиболее приподнятой части поднятия суммарная

мощность глинистых слоев заметно выше, чем на северном крыле. В то же время на крутом южном крыле антиклинали общая мощность песчано-алевритовых слоев такая же, как в сводовой части. Следовательно, распределение песчано-алевритового материала на площади локального поднятия не контролируется его структурой. Более того, обобщение данных о литофациях батского яруса в целом для территории Южного Мангышлака позволяет наметить широтную зональность в распространении типов разрезов, соответствующую простиранию крупных геоструктурных элементов. Это обстоятельство свидетельствует о связи литолого-фациальной обстановки с региональными геотектоническими

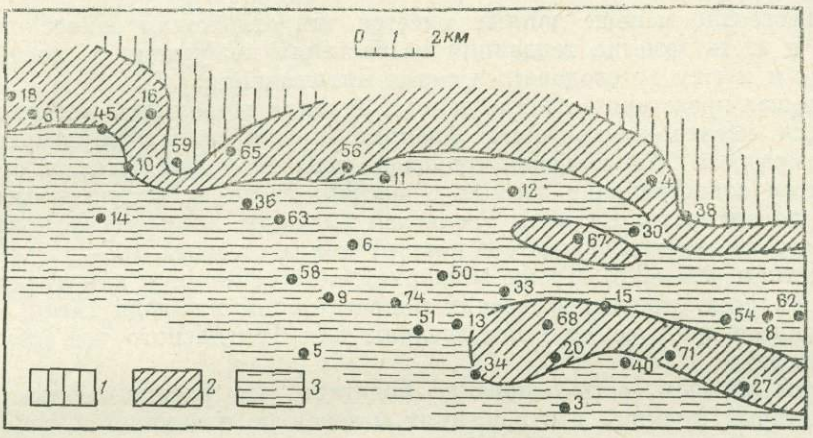


Рис. 38. Схематическая карта литологического состава отложений батского яруса площади Жетыбай.

Составили: В. А. Бененсон, Т. М. Могилевская, 1967 г.
1 — I область: 55% песчаных, алевролитовых пород, *10* — 45% глин, 5—25% песчаников, алевролитов глинистых и глин песчанистых, алевролитовых; *2* — II область: 40 — 55% песчаных, алевролитовых пород, 25—60% глин, 5—30% песчаников, алевролитов глинистых и глин песчанистых, алевролитовых; *3* — III область: 25—40% песчаных, алевролитовых пород, 30—75% глин, 5—33% песчаников, алевролитов глинистых и глин песчанистых, алевролитовых.

процессами (Бененсон и др., 1967). Такое заключение хорошо согласуется с данными детального расчленения разрезов и геолого-статистического анализа материалов бурения, свидетельствующих о прерывистом, скачкообразном развитии локальных поднятий.

В дополнение к приведенным данным о литолого-фациальном составе мезозойских отложений проводился анализ гранулометрического состава продуктивных горизонтов. С этой целью были собраны и систематизированы результаты многих сотен анализов гранулометрического состава образцов пород. Для юрской продуктивной толщи проведен подсчет содержания песчаной, алевритовой и глинистой фракций по методу средневзвешенного. Далее рассчитывалось отношение средневзвешенного значения суммы песчаных и алевритовых фракций ($Y_п + Y_{ал}$) к средневзвешенному значению глинистой фракции ($Y_{гл}$). Это отношение называется коэффициентом песчанистости: $k_п = \frac{Y_п + Y_{ал}}{Y_{гл}}$ и характеризует относительное развитие песчано-алевритовых фракций в соответствующих стратиграфических подразделениях.

Полученные данные были использованы для построения серии карт, отражающих распределение песчанистости в продуктивных горизонтах юрских отложений. Так, сопоставление данных о песчанистости батского яруса со

структурным планом площади Узень свидетельствует о том, что в осевой, сводовой ее части выделяются области относительно низкого значения коэффициента $k_п$ — от 1 до 2. В направлении к крыльевым участкам $k_п$ увеличивается до 2—3 и более (рис. 39). Такая же примерно картина сохраняется для продуктивных горизонтов келловейского яруса. В западной части сводового участка, в районе скв. 50, 178, 159 выделяется область значений $k_п < 1$, примерно в центральной части в районе скв. 22, 42, 52 значения $k_п = 1{,}4 \div 1{,}9$. И, наконец, на востоке (скв. 8) обращает на себя внимание узкая зона с $k_п < 1$. Заметное возрастание коэффициента песчанистости (до 2,3—3,8) отмечается на северном и южном крыльях поднятия.

Существенно меньше данных имеется для отложений байосского яруса. Однако и здесь заметна тенденция возрастания коэффициента песчанистости к северу и к югу от сводового участка антиклинали.

Большая представительность данных бурения позволила осветить характер изменения песчано-алевритовых фракций продуктивных горизонтов всего юрского разреза Жетыбайской площади (рис. 40). Для батских отложений приводится сопоставление данных о песчанистости со структурным планом батской поверхности. Подобно Узеньской площади, здесь также коэффициент песчанистости заметно возрастает в направлении от свода (0,3—1,4) к крыльевым участкам (1,5—2,5). Та же закономерность отмечается для продуктивных горизонтов всех стратиграфических подразделений площади Жетыбай.

Подобные заключения были сделаны для Тенгинского и Тасбулатского месторождений.

Таким образом, есть основание полагать, что распределение песчаных и алевритовых фракций в отложениях мезозоя не подчиняется классической схеме, согласно которой грубые обломки в основном концентрируются на своде локального поднятия. Наоборот, результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что распределение песчано-алевритовых фракций подчиняется широтной зональности с заметным возрастанием количества грубых обломков в крыльевых северных и южных участках поднятий.

При сопоставлении данных о гранулометрии продуктивных горизонтов с характером распределения литофаций включающих эти горизонты стратиграфических подразделений прямого совпадения границ литофациальных зон с областями развития грубых обломков не отмечается. Это, видимо, объясняется следующим. Распределение литофациальных зон на локальных структурах отражает региональные явления, обусловленные палеогеографией соответствующего этапа времени. Распространение же песчаных и алевритовых обломков на площади во многом контролируется, видимо, спецификой потоков внутриконтинентальных бассейнов. В присводовых участках уже формировавшихся в юрское время локальных поднятий скорость потоков, вероятно, ослабевала, что способствовало осаждению в крыльевых участках преимущественно псаммитовых, а в присводовых — пелитовых обломков.

Результаты геологической и статистической обработки материалов бурения позволяют высказать следующие соображения о формировании локальных поднятий.

1. Ведущее место в формировании локальных поднятий принадлежит вертикальным тектоническим процессам.

2. Периоды восходящих движений многократно сменялись нисходящими.

3. Наиболее интенсивные восходящие движения имели место в преднеокомское и преднеогеновое время. Весьма энергичными были движения в предэоценовое время. Наиболее интенсивно нисходящие тектонические процессы

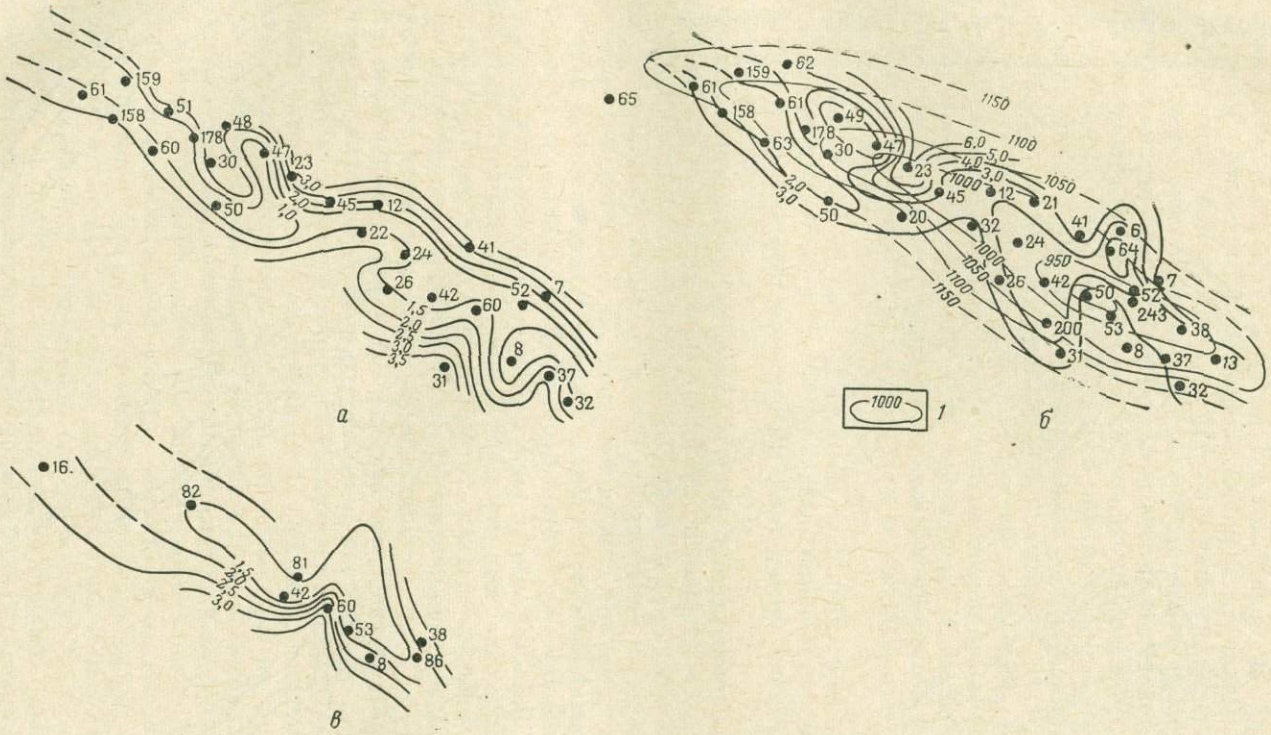


Рис. 39. Карты изменения коэффициента песчанистости юрской продуктивной толщи ($k_п = \frac{I_п + I_{ап}}{I_{гл}}$) площади Узень.

Составили: В. А. Бенеисон, Е. Н. Бессонова, Д. С. Оруджева, И. М. Пацула, 1969 г.
1 — изогипсы кровли I_2bt (здесь и на рис. 40); *а* — келловейский ярус; *б* — батский ярус; *в* — байосский ярус.

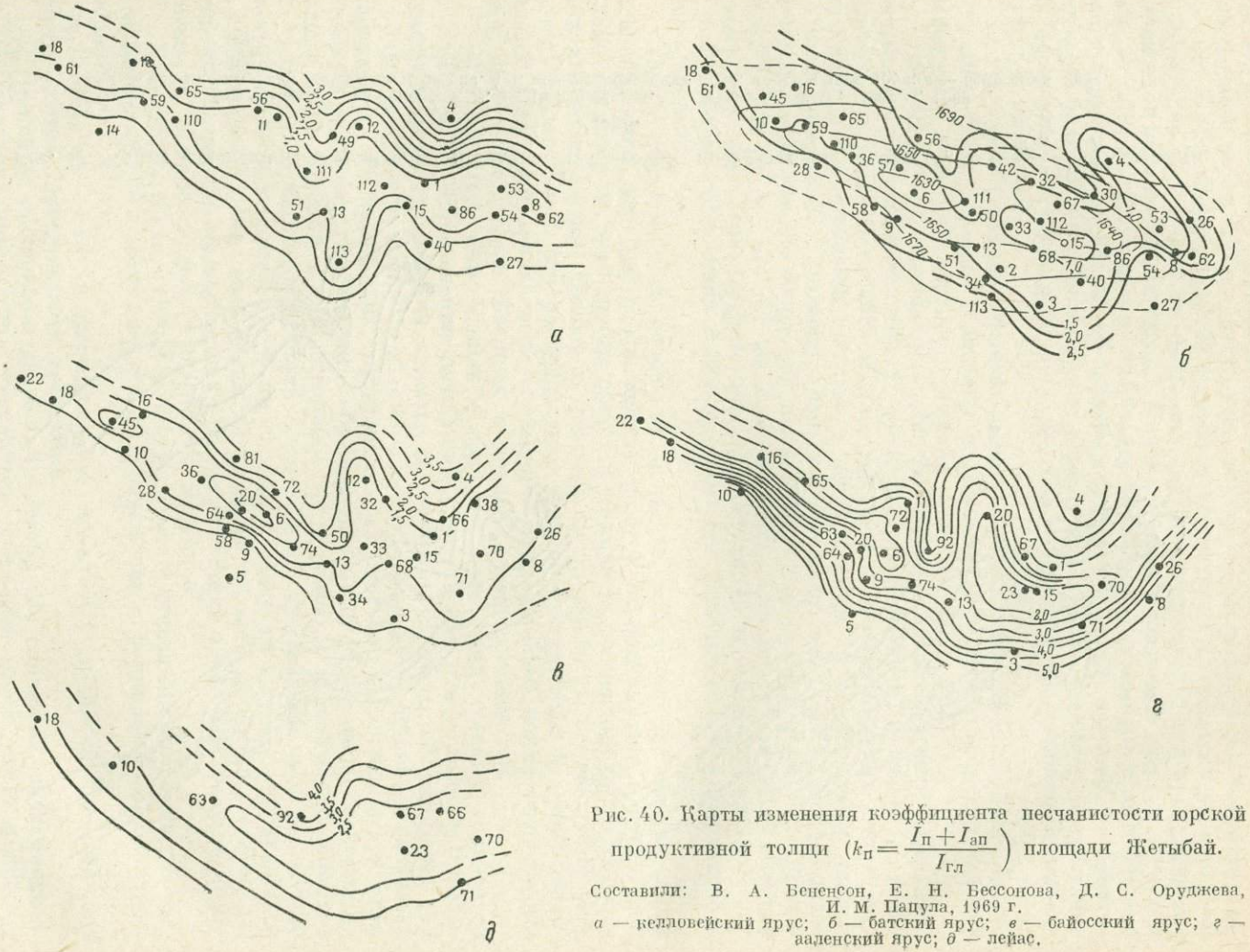


Рис. 40. Карты изменения коэффициента песчанистости юрской продуктивной толщи $\left(k_{\text{п}} = \frac{I_{\text{п}} + I_{\text{ап}}}{I_{\text{гл}}}\right)$ площади Жетыбай.

Составили: В. А. Бененсон, Е. Н. Бессонова, Д. С. Оруджева, И. М. Пацула, 1969 г.

а — келловейский ярус; *б* — батский ярус; *в* — байосский ярус; *г* — ааленский ярус; *д* — лейас.

проявлялись в предкелловейский, апт-альбский и, вероятно, предверхнесарматский этапы времени. Район Песчаного Мыса в преднеогеновый этап характеризовался резко выраженным погружением территории, сопровождавшимся расформированием локальных поднятий. Все это, однако, не означает, что в промежутках между указанными периодами площади локальных поднятий находились в состоянии покоя. Выявленные поверхности перерывов в юрских, меловых и палеогеновых отложениях, соответствующие заметным колебаниям коэффициентов амплитудных соотношений, убедительно свидетельствуют о прерывистом, скачкообразном развитии локальных поднятий. Следует подчеркнуть, что указанный вывод не согласуется с мнением некоторых исследователей, основанном на общих качественных построениях, о постепенном, конседиментационном развитии локальных поднятий Мангышлака.

4. Вертикальные движения на большинстве поднятий происходили одновременно. Это свидетельствует об их связи с региональными геотектоническими процессами, проявлявшимися на всей территории Мангышлака и Устюрта.

5. Интенсивность проявления тектонических процессов на разных участках локальных поднятий была разной, что и явилось причиной изменения характера соотношений структурных планов.

6. Выделяются две группы локальных поднятий: брахиантиклинальные высоко- и среднеамплитудные и куполовидные малоамплитудные. Каждая из групп характеризуется соответствующим комплексом специфических морфогенетических признаков.

7. Формирование ловушек нефти и газа происходило в основном в преднеогеновое время, в период наибольшей интенсивности восходящих тектонических движений. Исходя из общих представлений о существовании в палеогене наиболее благоприятных условий для широкой латеральной миграции углеводородов (по данным Г. И. Юшкевич именно это время характеризуется критическими давлениями и температурами), в преднеогеновый этап формировалось большинство залежей нефти и газа в юрских отложениях. Не исключено, что этот процесс начался уже в верхнемеловое время. Чем выше была амплитуда палеоподнятия к началу неогенового времени, тем более крупные скопления нефти и газа формировались (при прочих равных условиях). Вот почему структуры, претерпевшие интенсиное расформирование в преднеогеновое время, рассматриваются нами как менее перспективные.

8. На неоген-четвертичном этапе весьма интенсивными были нисходящие тектонические движения, которые привели к частичному переформированию ловушек. Особенно четко это явление фиксируется на площади Узень. Последнее обстоятельство, а также маломощная и, вероятно, достаточно раздробленная верхнеюрская покрышка не могло не сказаться на переформировании нефтяных залежей и образовании скоплений газа в меловых отложениях.

9. Наибольшие перспективы нефтегазоносности в пределах депрессионных областей Южного Мангышлака и Южного Устюрта следует связывать с поднятиями брахиантиклинальной формы, сравнительно высокоамплитудными, характеризующимися высоким соответствием структурных планов. Такие структуры известны на крутых бортах депрессионных областей Южно-Мангышлак-Устюртской и Северо-Устюртской впадин и могут быть выявлены внутри них в участках со сходными структурными условиями. Сравнительно менее перспективны поднятия куполовидной формы, малоамплитудные и с существенным несоответствием структурных планов. Есть основания полагать, что подобные поднятия располагаются на пологих бортах и в пологих мульдах депрессионных областей.

Глава VI

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности Мангышлака и Устюрта окончательно еще не определен. В настоящее время известны промышленные скопления газа в палеогеновых отложениях Северо-Восточного Устюрта, а также нефти и газа — в юрских и меловых отложениях Мангышлака и Устюрта. Признаки нефтеносности зафиксированы в отложениях триаса на территории Южного Мангышлака, в пределах Северного Устюрта, на локальных поднятиях Чумушты-Чагарлы, Кызылойском, Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак.

Первые данные о газоносности палеогеновых отложений на месторождении Чумушты-Чагарлы были получены еще в 1959 г. Промышленные скопления газа здесь были выявлены в алевритах кумского горизонта верхнего эоцена, залегающих на глубине 300—420 *м*. На разных участках площади дебиты скважин заметно различаются — от нескольких кубометров до 65—95 тыс. *м³/сутки*. Последнее обстоятельство связано, вероятно, с невыдержанностью коллекторских свойств продуктивного горизонта. Так, открытая пористость его изменяется от 10—15% до 24—35%.

В пределах Жаманкоянкулакского и Жаксыкоянкулакского поднятий газоносным также является кумский горизонт верхнего эоцена, сложенный сходными по составу и коллекторским свойствам алевритами. Глубина его залегания 340—450 *м*, дебиты газа при 10-*мм* штуцере от 30—45 до 80 тыс. *м³/сутки*. На Кызылойском месторождении кумский продуктивный горизонт залегает глубже: 420—480 *м*. Слабое проявление горючего газа из отложений кумского горизонта отмечалось при бурении картировочных скважин на п-ове Бузачи. Следует, однако, подчеркнуть, что в этом направлении алевриты кумского горизонта в значительной степени замещаются глинами и мергелями. В Прикарабогазье, на площади Чагаласор при бурении картировочных скважин также отмечались газопроявления из отложений палеогена.

Сведения о нефтегазоносности меловых отложений известны сравнительно давно. Еще в 50-х годах при бурении картировочных скважин ВНИГРИ отмечались нефтепроявления в нижнемеловых отложениях на п-ове Тюбкараган, нефте- и газопроявления — в пределах Бекебашкудукского вала и п-ова Бузачи. Промышленные скопления газа позднее были выявлены трестом Мангышлакнефтегазразведка при бурении глубоких скважин в меловых отложениях пло-

щади Узень, а промышленные скопления нефти — в аптских отложениях площади Дунга.

В меловых отложениях Узеньского месторождения выделяются двенадцать газоносных горизонтов, сложенных песчаником и алевритом. Пористость их колеблется от 26,5 до 36%, а проницаемость — от 180 до 500 *мд*. Дебиты газа достигают 15—25 тыс. *м*^{3}*/сутки*. Дебиты нефти из аптского продуктивного горизонта Дунгинского месторождения составляют 15—20 *м*^{3}*/сутки*.

Меловые отложения характеризуются региональной нефтегазоносностью. Промышленные скопления нефти известны в Южно-Эмбенском районе и в Восточном Предкавказье, крупные скопления газа — в меловых отложениях Узбекистана и Туркмении. Однако перспективы меловых отложений контролируются специфическими особенностями геологического строения соответствующих участков территории.

Особенно широк диапазон нефтегазоносности юрских отложений.

Установлена промышленная нефтегазоносность келловейских отложений в районе Жетыбай-Узеньской ступени Южного Мангышлака. Здесь на ряде месторождений (Жетыбай, Узень и др.) выделяется Ю-I продуктивный горизонт, песчаники которого характеризуются пористостью 20—24% и проницаемостью 300—500 *мд*. В отложениях келловея и низах оксфорда известны пять высокодебитных газоносных горизонтов на месторождении Шахпахты. Отмечены притоки нефти из келловейских отложений (0,6 *т/сутки*) на Сарыкамышской площади. Положительной промыслово-геофизической характеристикой отличаются келловейские отложения Арстановской площади Северного Устюрта.

Интенсивные нефтепроявления из среднеюрских отложений давно известны на п-ове Мангышлак. Еще С. Н. Алексейчик, а затем Б. Ф. Дьяков приводили сведения о закированных песках близ колодцев Карасязь и Таспас. Позже в этом районе интенсивные нефтепроявления были подтверждены в кернах структурных скважин. Подробное описание нефтегазоносности юрских отложений Южного Мангышлака приводится ниже. Здесь же отметим, что в районе Южного Мангышлака известно 14 месторождений.

Промышленные скопления газа выявлены на территории Южного Устюрта на площади Шахпахты. Здесь в разрезе средней юры прослеживаются шесть продуктивных горизонтов. Подобно Южному Мангышлаку продуктивные горизонты Шахпахтинского месторождения сложены песчаником и алевритом, пористость их не превышает 15—20%. Дебиты газа достигают нескольких сотен кубометров в сутки. Газы сухие, содержат значительное количество гомологов метана.

На Северном Устюрте промышленные притоки нефти известны из семи горизонтов юрских отложений Арстановской площади. Максимальный дебит нефти получен в скв. 2 — 33 *м*^{3}*/сутки* при 7-*мм* штуцере. Нефти Арстановской площади высокопарафинистые, плотность их не превышает 0,82 *г/см*^{3}, серы содержится до 0,04%.

Промышленные и полупромышленные притоки газа известны из среднеюрских отложений площадей Аламбек и Куаныш.

Среднеюрские отложения нефтегазоносны и в соседних с Мангышлаком и Устюртом районах Восточного Предкавказья, Северного Прикаспия и Средней Азии.

Меньше всего данных имеется о нефтегазопроявлениях триасовых отложений. В естественных разрезах Каратау, близ родников Торыш и Черчели В. Н. Винюков наблюдал верхнетриасовые отложения с запахом нефти разной

интенсивности. Там же отмечалось и газирование в этих отложениях. По данным ВНИГРИ в овраге Каратенях (Западный Каратау) в отложениях верхнего триаса фиксируется выделение пузырьков газа. Вся толща карасайской и торышско-акмышской свит отличается обилием дисперсного органического вещества с примазками битума. Б. Ф. Дьяков и Н. Н. Черепанов в естественных обнажениях Карамекской структуры отмечали признаки нефти в виде полужидкого битума в конкрециях тарталинской свиты (нижний триас) и битуминозных глин — в карасайской свите (верхний триас). Нефтегазопроявления в виде капелек жидкой нефти в конкрециях нижнего триаса наблюдал и В. Н. Винюков в районах гор Карашек и Кумшаки.

В последние годы известны непромышленные притоки нефти из предположительно нижнетриасовых отложений месторождений Узень и Южный Жетыбай. Эти нефти существенно отличаются от нефтей юрских отложений. Проведенные П. Н. Куприным и И. А. Левиным геохимические исследования в МГУ свидетельствуют о высоком содержании битумов нефтяного ряда в отложениях триаса, вскрытых скважинами на Южном Мангышлаке. Так, глины содержат 0,2—0,4% хлороформенного битума.

Известно, что с отложениями триаса связаны промышленные и полупромышленные скопления нефти в соседнем с Устюртом Южно-Эмбенском районе (Кулсары, Мунайли, Дангар, Макат и др.).

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА

На современной стадии изученности на территории Мангышлака выделяются три литолого-стратиграфических комплекса, с которыми связаны нефтяные, газоконденсатные и газовые залежи или признаки нефтегазоносности. Это — меловой, келловей-ааленский и лейас-триасовый литолого-стратиграфические комплексы пород. В качестве критериев для их выделения использованы следующие признаки (Польстер и др., 1967): 1) смена литологического состава на границах стратиграфических подразделений; 2) однотипность набора пород и способов их сочетания, что отражается на соотношении слабо проницаемых пачек (покрышек) и продуктивных горизонтов (природных резервуаров); 3) общность гидрогеологических и геохимических характеристик.

Самый нижний — лейас-триасовый литолого-стратиграфический комплекс пород выделен с некоторой долей условности. Он наименее изучен в связи с большими глубинами залегания и, вероятно, сложным строением. Аален-келловейский комплекс широко развит на всей территории Южного Мангышлака. К нему приурочены основные залежи нефти, газа и газоконденсата. Меловой комплекс содержит промышленные скопления газа и нефти (Узень, Дунга).

Нефтегазоносность мелового литолого-стратиграфического комплекса пород

Терригенная толща мелового возраста развита на всей описываемой территории. Это в основном песчано-глинистые образования морского происхождения.

В разрезах месторождения Узень выделяется двенадцать продуктивных и возможно продуктивных горизонтов (М-I—М-XII). Первый горизонт относится к сеноманскому ярусу; в отложениях альбского возраста выделены гори-

зонты от М-II до М-VIII; М-IX приурочен к аптским, а М-X к барремским образованиям; два последних горизонта М-XI и М-XII связаны с готерив-валанжинской толщей. Основные запасы газа связаны с горизонтами М-V—М-XI. Мощность мелового литолого-стратиграфического комплекса колеблется от 800 до 1200 *м*.

Горизонт М-I представлен песками, полимиктовыми песчаниками и алевролитами с подчиненными глинистыми прослоями. Породы-коллекторы характеризуются следующими значениями физических параметров: пористость 28—40%, средневзвешенная пористость 36,1%, проницаемость 54—267 *мд*, средняя проницаемость 212 *мд*. Эффективная мощность 5,3—20,5 *м*. В скв. 11 из этого горизонта был получен фонтан газа дебитом 8,07 тыс. $м^3$/*сутки* (диаметр шайбы 7,85 *мм*). Горизонт опробован еще в трех скважинах (скв. к-21, 4 и 3). В первых двух также получены фонтаны газа, в скв. 3 — вода. Газонефтяной контакт принят равным +12 *м*. Общая мощность горизонта М-I 18,5—25 *м*.

Горизонт М-II, представленный чередующимися прослоями мелкозернистого песчаника, глинистого песчаника, алевролита и глины, залегает на глубине 240—369 *м* в разрезе Узеньского месторождения. Физические параметры пород-коллекторов характеризуются следующими значениями: пористость 28,1—40,8%, средневзвешенная пористость 3,1%, проницаемость варьирует в значительных пределах — от 78 до 1260 *мд*, средняя проницаемость 516 *мд*. Эффективная мощность 18,5—44,8 *м*.

Из верхней газонасыщенной пачки горизонта М-II в скв. к-21 получен чистый газ дебитом 4,059 тыс. $м^3$/*сутки* из интервала 241—248 *м* (диаметр шайбы 4,8 *мм*), приток воды с газом отмечен на глубине 256—260 *м*. В скв. 3 и 4 получена вода. Газоводяной контакт принят равным —15 *м*. Общая мощность рассматриваемого горизонта 41—55 *м*.

Горизонт М-III представлен двумя пачками примерно одинаковой мощности — 10—12 *м*, сложенными мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и глинами; пачки разделены глинистым пластом. Глубина залегания М-III 340—478 *м*. Пористость гранулярных коллекторов 24,5—40%, средневзвешенная пористость 33%, проницаемость 270—556 *мд*, средняя проницаемость 421 *мд*. Эффективная мощность 3,7—24,5 *м*. Фонтан газа дебитом 31—32 тыс. $м^3$/*сутки* получен в скв. к-21 (диаметр шайбы 4,8 *мм*). В скв. 2 получена вода. Газоводяной контакт отбит на глубине —135 *м*. Общая мощность горизонта М-III 3,7—24,5 *м*.

Горизонт М-IV, залегающий на глубине 408—550 *м*, представлен чередованием песчаников, глинистых песчаников, алевролитов и глин. Коллекторские свойства пород этого в целом монолитного по электрокаротажу пласта характеризуются довольно близкими значениями пористости (от 27 до 39,7%), средневзвешенная пористость равна 30,7%; проницаемость варьирует в довольно значительных пределах — от 6,7 до 480 *мд*, среднее значение проницаемости по данным кернового материала равно 190 *мд*. В скв. к-31 получен фонтан газа дебитом 9,85 тыс. $м^3$/*сутки* (диаметр шайбы 4,8 *мм*). Горизонт опробован еще в трех скважинах — скв. 3, 4, 107. В первых двух получен фонтан газа, в третьей — вода. Газоводяной контакт принят на отметке —185 *м*. Общая мощность горизонта изменяется от 6 до 11,5 *м*.

Горизонт М-V в литологическом отношении представляет собой терригенную толщу, сложенную двумя песчано-алевролитовыми пластами, разделенными прослоем глины. Глубина залегания его 424—565 *м*. Физические параметры пород-коллекторов характеризуются следующими значениями: пористость 24,2—38,5%, средневзвешенная пористость 29,7%, проницаемость изме-

няется от 37 до 759 *мд*. Средняя проницаемость, определенная по керну, равна 242 *мд*. Эффективная мощность варьирует от 11,5 до 30,8 *м*. Горизонт опробован в скв. 2 и к-21. В скв. к-21 из горизонта получен фонтан газа дебитом 10,2 тыс. $м^3/сутки$. Диаметр шайбы 4,8 *мм*. В скв. 4 получена вода. Газоводяной контакт принят на отметке —207 *м*. В скв. 2 получена вода. Общая мощность отложений M-V 28—36 *м*.

Горизонт M-VI, возможно, газоносный, представлен чередующимися прослоями мелкозернистых песчаников, глинистых песчаников, алевролитов и глин. Глубина залегания горизонта 432—498 *м*. M-VI опробован только в скв. к-21, в интервале 482—469 *м* получена вода. Общая мощность достигает 40 *м*.

Горизонт M-VII, содержащий самую значительную залежь в меловых отложениях месторождения Узень, представлен чередующимися пластами песчано-алевролитовых и глинистых отложений. Глубина залегания 516—668 *м*.

Пористость гранулярных коллекторов 25—36,4%, средневзвешенная пористость 30,8%, проницаемость меняется в значительных пределах — от 45 до 980 *мд*, средняя проницаемость равна 382 *мд*. Эффективная мощность 19,9—39,4 *м*. Горизонт опробован в скв. к-21, 3, 4, 103, 107 и 108. В скв. 108 из M-VII был получен первый фонтан газа дебитом 16,33 тыс. $м^3/сутки$ (диаметр шайбы 4,8 *мм*). Фонтанирующий приток газа зафиксирован также в скв. к-21 (25,3 $м^3/сутки$). На основании результатов опробования газоводяной контакт принят равным —320 *м*. Общая мощность горизонта 36—50 *м*.

Горизонт M-VIII, возможно, газоносный, представлен пятью песчано-алевролитовыми пластами, разделенными глинистыми прослоями. Глубина залегания его 517—605 *м*. Общая мощность горизонта достигает 35 *м*.

Горизонт M-IX, нефтегазоносность которого доказана на месторождениях Узень и Дунга, представлен песками, песчаниками, алевролитами и глинами. Глубина залегания его на Узени 681—855 *м*, на Дунге 1632—1770 *м*. По электрокаротажу этот горизонт на Узени представлен в основном тремя пластами, а на Дунге четырьмя, отделенными друг от друга глинистыми прослоями. Коллекторские свойства пород на Узени характеризуются значениями пористости 24—36,5%, средневзвешенной пористости 31%; проницаемости 30—340 *мд* и средней проницаемости 200 *мд*. Эффективная мощность изменяется от 10 до 23,5 *м*. На месторождении Дунга коллекторские свойства пока не изучены. Приток нефти из пород аптского горизонта на этой площади был получен в 1968 г. Из интервалов глубин 1682—1692 и 1695—1709 *м* скв. 6 фонтанировала нефтью (12 $м^3/сутки$) и газом (2 тыс. $м^3/сутки$ при диаметре штуцера 7 *мм*). Первый фонтан газа на месторождении Узень из этих отложений был получен в скв. к-21 дебитом 24,18 тыс. $м^3/сутки$ (диаметр шайбы 4,8 *мм*). Кроме того, горизонт опробован в скв. 9, 10, 11 и 19. Фонтан газа получен также в скв. 10 (19,9 тыс. $м^3/сутки$), а скв. 11 дала газ (8,9 тыс. $м^3/сутки$) с водой, газонефтяной контакт имеет отметку —476,5 *м*. Общая мощность горизонта на Дунге 64—74 *м*, на Узени 17—95 *м*.

Горизонт M-X, представленный на Узени пластами мелкозернистого песчаника и алевролита, разделенными глинистыми прослоями мощностью 15—25 *м*, залегает на глубине 757—914 *м*. На площади Дунга горизонт так же, как и на Узени, представлен тремя пластами аналогичного литологического состава, отделяющимися друг от друга глинистыми прослоями мощностью до 15 *м*. Глубина залегания пород — 1740—1770 *м*. Физические параметры пород-коллекторов Узени характеризуются следующими значениями: пористость

23—33,7%, проницаемость 43—874 *мд*, средняя пористость 27,1—29,7%, средняя проницаемость 400 *мд*. На месторождении Дунга горизонт опробован в скв. 6 (1741—1751 *м*), получен приток воды с нефтью (15 $м^3/сутки$) при 7-*мм* штуцере. На Узени этот горизонт опробован в трех скважинах. В первой из них получен фонтан газа дебитом 20,8 тыс. $м^3/сутки$ (диаметр шайбы 4,8 *мм*), а в другом интервале 19,4 тыс. $м^3/сутки$ (диаметр штуцера 5 *мм*). Фонтан газа получен также в скв. 103 (22,82 тыс. $м^3/сутки$, диаметр штуцера 4,8 *мм*). Газоводяной контакт по верхнему пласту принят на отметке —530 *м*, а по нижнему на отметке —572 *м*. Общая мощность горизонта на месторождении Узень 63—95 *м*, а на площади Дунга 70 *м*.

Горизонт М-XI, представленный чередованием песчаников и алевролитов на обоих месторождениях, на электрокаротажных диаграммах выражен двумя-тремя пластами на Узени и двумя на Дунге. Глубины их залегания соответственно равны 870—1046 и 1865—1952 *м*. Коллекторские свойства гранулярных коллекторов следующие: пористость на месторождении Узень 19,1—36%, средневзвешенная пористость 26,5%; проницаемость 21—920 *мд*, средняя проницаемость 300 *мд*. Эффективная мощность 4—15,8 *м*. Горизонт опробован только на месторождении Узень в скв. 1, 2, 102, 103 и 106. В трех скважинах получен фонтан газа (скв. 102 — 25 тыс. $м^3/сутки$, скв. 1 — 25,8 тыс. $м^3/сутки$, скв. 103 — 20,08 тыс. $м^3/сутки$), остальные дали воду. Газонефтяной контакт отбивается на абсолютной отметке —656 *м*. Общая мощность горизонта на месторождении Узень 19,5—31 *м*, на площади Дунга до 25 *м*.

Горизонт М-XII, возможно, газоносный, на Узени представленный песчано-алевролитовой толщей и пластом известняка, залегает на глубине 901—941 *м*. В кровле горизонта выделяется монолитный пласт известняка, возможно содержащий газ. Общая мощность горизонта достигает 40 *м*. Все продуктивные горизонты перекрываются и подстилаются хорошо выраженными и четко прослеживающимися глинистыми пластами. Средневзвешенная пористость пород-коллекторов 26,5—36,1 %, средняя проницаемость 180—500 *мд*. Общая мощность продуктивных горизонтов варьирует в пределах 3,7—55 *м*, а эффективная мощность 3,7—44,8 *м* (значения средневзвешенной пористости и эффективные мощности на Узени приводятся по данным Института геологии и геофизики и объединения Казахстаннефть).

Газы Узеньского месторождения относятся к типу метановых при некотором увеличении этана с глубиной. Продуктивные горизонты М-I и М-XI содержат преимущественно «сухой» — метановый газ с примесью азота, углекислого газа. При концентрации метана от 84—87% до 97,5% тяжелые углеводороды составляют не более 5,1%. Углекислый газ и азот присутствуют в количествах соответственно до 1,92% и до 12,7%. Плотность газов не высока и варьирует в пределах 0,5620—0,6230.

Нефть Дунгинского месторождения почти не отличается от юрских нефтей Мангышлака и наиболее близка по составу к Курганбайской. Тюбеджикская меловая нефть (по данным ВНИГРИ) резко отличается от остальных нефтей Мангышлака не только физико-химическими свойствами, но и групповым составом. Она характеризуется преобладанием нафтеновых углеводородов (до 70%) во фракциях, выкипающих до 300° С.

Пластовые давления меняются от 10 $кГ/см^2$ в М-I до 80 $кГ/см^2$ в М-XII. Пластовые давления в газовых горизонтах мела меньше гидростатических на 5—10 $кГ/см^2$. Замеренные значения температур колеблются от 20° С (191 *м*) в М-I до 63° С (900 *м*) в горизонте М-XI.

Количество связанной нефти в рассматриваемых горизонтах изменяется от 0,4 до 20%, средние величины газонасыщенности — от 0,49 до 0,69 (по данным Института геологии и геофизики).

Нефтегазоносность келловей-ааленского литолого-стратиграфического комплекса

Келловей-ааленский литолого-стратиграфический комплекс пород представляет собой терригенную толщу, сложенную песчано-глинистыми, в основном континентальными осадками верхней (келловей) и средней (бат, байос и аален) юры. Эти образования широко развиты на всей рассматриваемой территории, известны в естественных разрезах и вскрыты многими глубинными скважинами. Они характеризуются сравнительной невыдержанностью литологического состава и фациальной изменчивостью как в разрезе, так и по площади. Глубина залегания кровли и подошвы этой толщи находится в пределах 1027—2020 *м* (Узень, скв. 53), 2218—2919 *м* (Дунга, скв. 2), а на площади Курганбай скв. 7 вскрыла кровлю келловейского яруса на глубине 3028 *м*.

Все известные в настоящее время нефтяные и газовые месторождения Мангышлака связаны с келловей-ааленскими отложениями. Поверхностные нефтепроявления известны в битуминозных песчаниках в районе колодца Карасязь. Признаки нефтеносности отмечены в скв. 1 (ВНИГРИ), в скв. 2 на площади Караманата, в многочисленных скважинах Тюбеджика. Промышленные притоки нефти и газа из отложений этого комплекса получены в настоящее время на двенадцати локальных структурах Мангышлака — Узень, Жетыбай, Тенге, Тасбулат, Карамандыбас, Восточный Жетыбай, Туркменой, Южный Жетыбай, Актас, Асар, Дунга и Эспелисай.

Несмотря на резко выраженную литофациальную изменчивость келловей-ааленских образований, комплексное изучение их позволило провести литолого-стратиграфическое расчленение этой толщи, выделить в ней 12 пачек — Ю-I—Ю-XII (ИГиГ, С. Е. Чакабаев, Ю. С. Кононов и др., 1965). Внутри этих пачек в разрезе каждого месторождения мы выделяем продуктивные горизонты и подгоризонты. В некоторых случаях объемы пачек и продуктивных подгоризонтов и горизонтов одинаковы, в большинстве — различны. По мере накопления геолого-геофизического материала эти горизонты будут уточняться. Мы считаем необходимым более подробно остановиться на выделении в пачках (Ю-I—Ю-XII) келловей-ааленского литолого-стратиграфического комплекса пород продуктивных горизонтов, так как они будут отличаться в разрезе каждого известного на Мангышлаке месторождения. Эти различия заключаются в: 1) объемах горизонтов; 2) характере насыщающих их флюидов; 3) соотношении нефти, газа и воды; 4) типах залежей.

Так, например, пачка Ю-I на различных месторождениях Мангышлака слагается песчаными прослоями, количество которых варьирует от 2 до 11. Мощность ее меняется от 50 до 75 *м*. На Карамандыбасе в этой пачке (Ю-I) известны две нефтяные залежи, на Узени — одна нефтяная с газовой шапкой, на Жетыбае — одна газовая, на Тасбулате — одна газо-нефтяная, на Тенге в нижней части пачки Ю-I выявлена газовая залежь, а кровля горизонта обводнена. На месторождении Южный Жетыбай пачка Ю-I по данным промысловой геофизики водонасыщена. Следовательно, в этом случае внутри I горизонта присутствуют отдельные коллекторские пласты, ограниченные в кровле и подошве плохо проницаемыми породами. Таких примеров можно привести достаточно много. Исходя из этого, мы считаем более целесообразным Ю-I—Ю-XII

называть пачками, выделяя внутри них на каждом месторождении характерные продуктивные горизонты и подгоризонты. При выделении природного резервуара мы исходили из следующего его определения: это естественное вместилище для нефти, газа и воды (внутри которого может происходить циркуляция подвижных веществ), форма которого обусловливается соотношением коллектора с вмещающими его (коллектор) плохопроницаемыми (покрышками) породами (И. О. Брод, П. А. Еременко, 1957).

Таким образом, если продуктивный горизонт прослеживается на известных на Мангышлаке месторождениях и ограничивается в кровле и подошве плохо проницаемыми породами (покрышками), то он обозначается римской цифрой так же, как выделенные пачки — I, II и т. д. В случае, если продуктивному горизонту I, выделенному на одном месторождении, на другом — в объеме этого же горизонта соответствует несколько пластов-коллекторов, подстилаемых и перекрываемых покрышками и прослеживающихся по данной площади, то он подразделяется на подгоризонты Iа, Iб и т. д. Так, например, на Узени и Тасбулате выделяется продуктивный горизонт I, на Карамандыбасе он делится на подгоризонты Iа и Iб, на Тенге выделяется только Iб.

Вся келловей-ааленская толща пород перекрывается региональной келловей-оксфордской покрышкой. Породы-коллекторы выделенных горизонтов по керну имеют среднюю пористость 18,5% и проницаемость 103,48 *мд*. Характерной особенностью коллекторов является глинистость, уменьшающаяся к низам разреза от 30 до 15%. Общая мощность продуктивных горизонтов изменяется от 12 *м* (Тенге, V горизонт) до 149 *м* (Тенге, XIII горизонт). Каждый из продуктивных горизонтов подстилается и перекрывается глинистыми пластами, мощность которых изменяется от 3 до 40 *м*. На месторождениях Южного Мангышлака мощность келловей-ааленского литолого-стратиграфического комплекса варьирует от 701 до 993 *м*.

В табл. 8 показано обозначение продуктивных горизонтов по номенклатуре объединения Казахстаннефть (ОКН), треста Мангышлакнефтегазразведка (МНГР), Института геологии и геофизики (ИГиГ) и предлагаемой нами (ИГиРГИ).

Остановимся кратко на характеристике продуктивных горизонтов, выделенных в разрезе келловей-ааленского литолого-стратиграфического комплекса на месторождениях Мангышлака. В связи с тем, что на Жетыбай-Узеньской структурной террасе в настоящее время выделяются три антиклинальные зоны, к которым приурочены основные месторождения Мангышлака (с севера на юг), — Асар-Узеньская, Жетыбай-Восточно-Жетыбайская и Каржау-Тенгинская, описание продуктивных горизонтов ведется по структурам.

I продуктивный горизонт выделяется на месторождениях Узень, Жетыбай и Тасбулат и соответствует пачке Ю-I (рис. 41); на Карамандыбасе он подразделяется на подгоризонты Iа и Iб; на Тенге продуктивен только Iб подгоризонт, а Iа обводнен; на Южном Жетыбае и Актасе пачка Ю-I является водонасыщенной.

В пределах Асар-Узеньской антиклинальной зоны горизонт представлен песчаниками и алевролитами, слабо сцементированными глинисто-карбонатным, глинисто-хлоритовым и глинисто-кремнистым цементом (рис. 42). Песчаники мелкозернистые. Глинистость их равна 31—39%. Горизонт характеризуется резкой фациальной изменчивостью. На площади Узень количество песчаных прослоев колеблется от 2 до 8, мощность их изменяется от 1 до 10 *м*. На Карамандыбасе и Асаре количество песчаных прослоев варьирует от 2 до 7, мощность их меняется в пределах 1,5—10 *м*. Причем на Карамандыбасе в подгоризонте Iа выделяется до двух песчаных пластов, а в I б до пяти.

Таблица 8

Узень			Карамандыбас		
ОКН	ИГиГ	ИГиРГИ	МНГР	ИГиГ	ИГиРГИ
XIII	I	I	I	I	Ia Iб
XIV	II	II	II	II	II IIIa
XV	III	III	III	III	IIIб IVa
XVI_1 XVI_2	IV	IVa IVб	IV	IV	IVб Va
XVII	Пачка { aV б	Va Vб	V	V	Vб VIa
XVIII XIXa XIXб	VI	VIa VIб VIв	VI	VI	VIб VIв VIIa
XXa_1 XXa_2	VII	VIIa VIIб	VII	VII	VIIб VIII
XXб	VIII	VIII	VIII	VIII	IXa_1
XXIa XXIб XXIIa	IX	IXa IXб X	IX	IX	IXa_2 IXб X
XXIIб XXIII	X	XIa XIб	X	X	XIa XIб
XXIVa	XI	XII	XI	XI	XIIa XIIб
XXIVб	XII	XIII	XII	XII	XIII
XXV	XIII	XIV	XIII	XIII	XIV

Тенге			Тасбулат		
МНГР	ИГиГ	ИГиРГИ	МНГР	ИГиГ	ИГиРГИ
XIIIa XIIIб	I	Ia Iб	I	I	I

Тенге			Тасбулат		
МНГР	ИГиГ	ИГиРГИ	МНГР	ИГиГ	ИГиРГИ
XIV	II	II	II	II	IIa IIб IIIa
XV	III	III+IV	III	III	IIIб IVa
XVI	IV		IV	IV	IVб Va
XVII	V	V	V	V	Vб VIa
XVIIIa XVIIIб	VI	VIa VIб+в	VI	VI	VIб VIв
XIX	VII	VII	VII	VII	VII VIII
XX	VIII	VIII	VIII	VIII	IXa
XXIa	IX	IX	IX	IX	IXб
XXIб		X			X
XXII	X	XIa XIб	X	X	XI
XXIII	XI	XII	XI	XI	XII
XXIV	XII	XIII	XII	XII	XIII
XXV	XIII	XIV	XIII	XIII	XIVa XIVб

Жетыбай			Жетыбай		
ВНИИ	ИГиГ	ИГиРГИ	ВНИИ	ИГиГ	ИГиРГИ
I	I	I	VIIIa VIIIб	VII	VII VIII
II III IV верхи	II	IIa IIб IIIa	IX	VIII	IXa
IV низы Va	III	IIIб IVa	X	IX	IXб X
Vб Vв	IV	IVб Va	XIa XIб	X	XIa XIб
			XII	XI	XIIa
VIa VIб	V	Vб VIa	XIII	XII	XIIб XIII
VII	VI	VIб+в	XIV	XIII	XIV

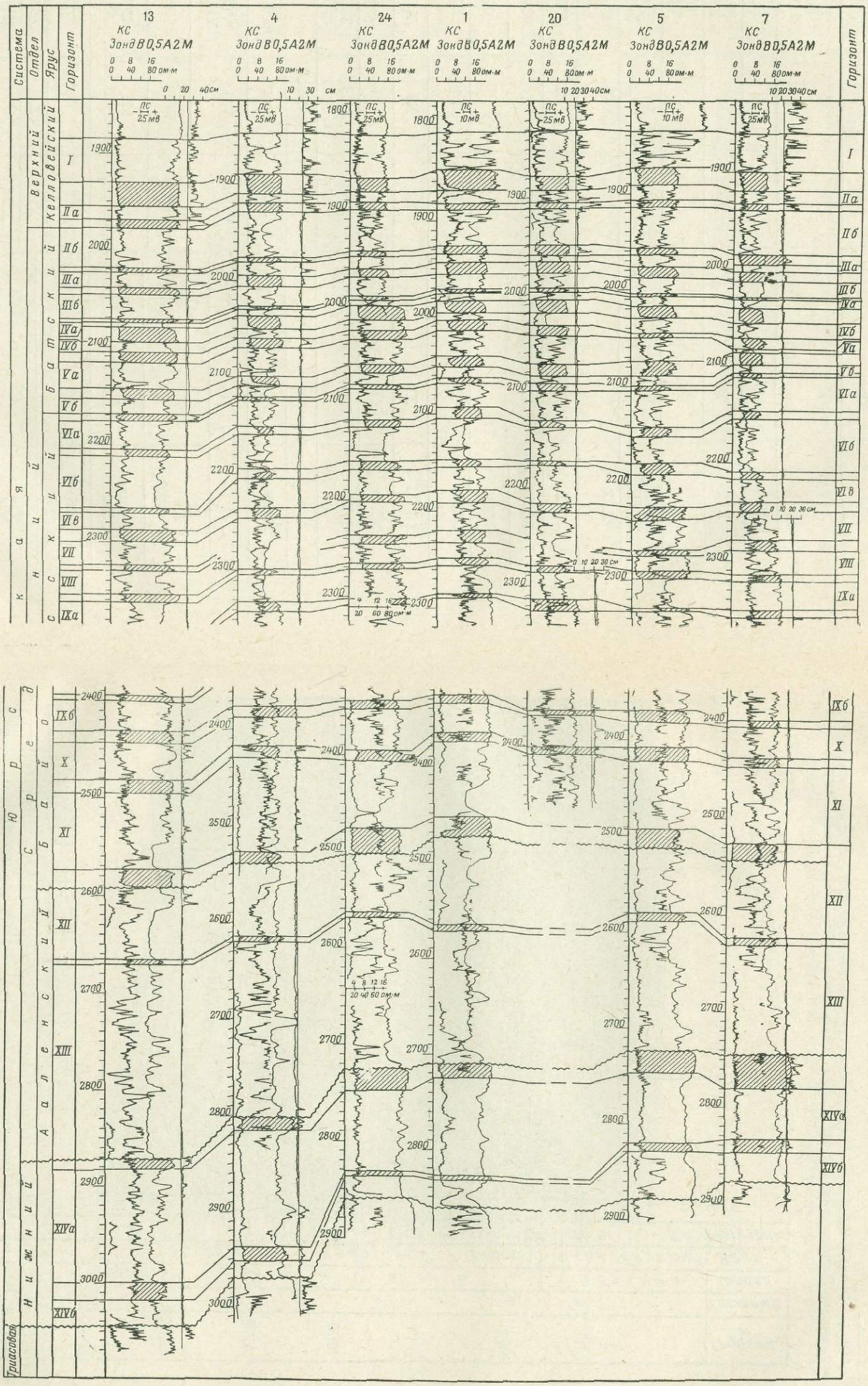


Рис. 41. Схема корреляции продуктивных горизонтов месторождения Тасбулат.
Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

По промыслово-геофизическому материалу[1] породы-коллекторы характеризуются повышенным фоном ГК (7—14 гамм), в направлении с востока на запад

[1] *Здесь и далее промыслово-геофизическая характеристика продуктивных горизонтов приводится по данным тематической партии объединения Казахстаннефть.*

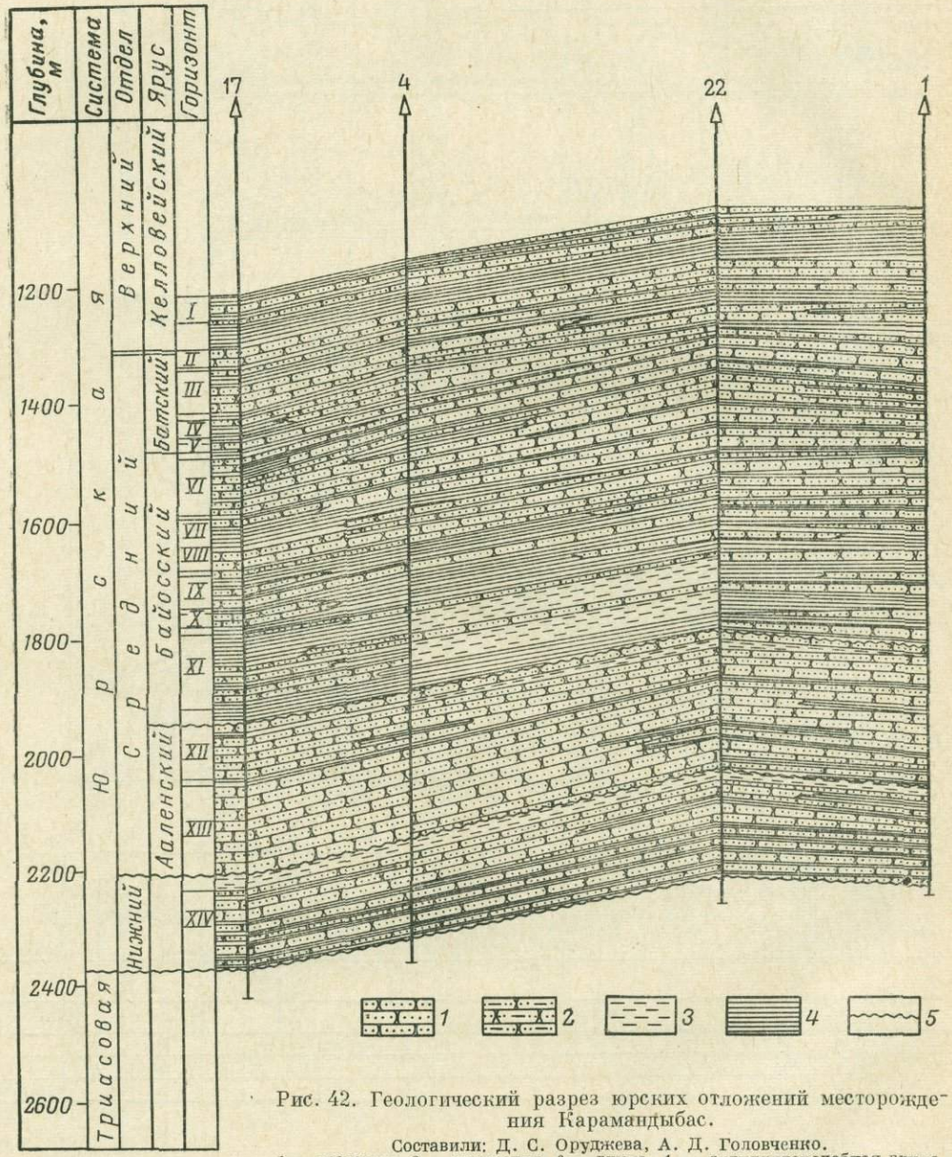
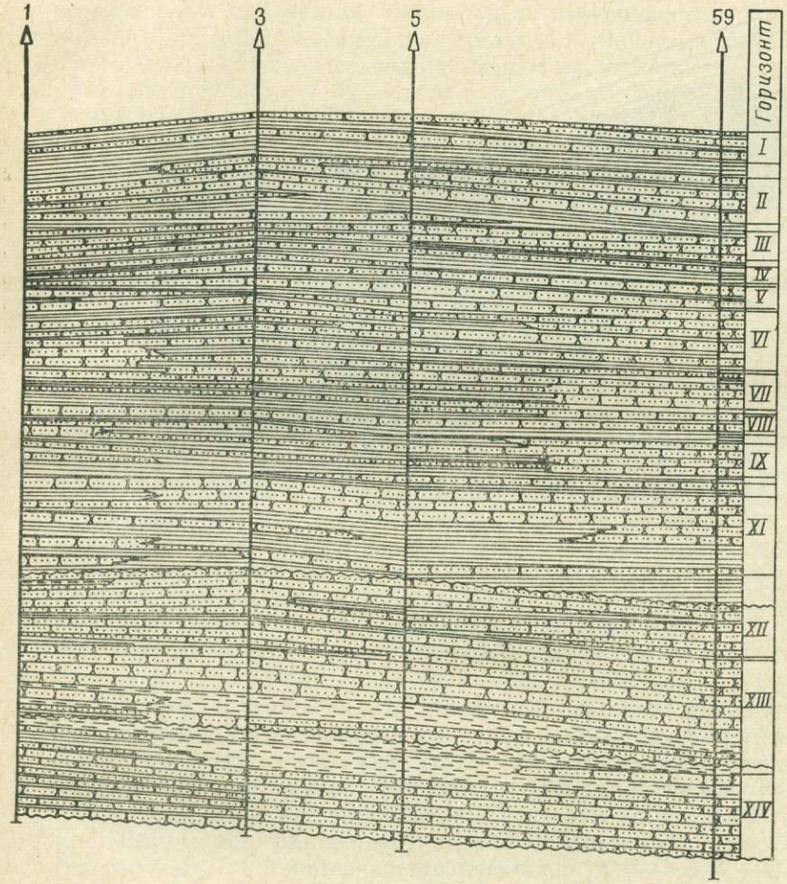


Рис. 42. Геологический разрез юрских отложений месторождения Карамандыбас.

Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.
1 — песчаник, *2* — алевролит, *3* — глина, *4* — аргиллитоподобная глина, *5* — линия размыва.

отмечается улучшение их коллекторских свойств. Значение параметра ПС составляет 0,3—0,9, НГК — 1,2—1,9 усл. ед. Сопротивление продуктивных пластов 1,5—4,5 *ом·м*, водоносных — 0,3—2,0 *ом·м*.

Глины, как правило, отмечаются высокими значениями ГК (1 гамма) и низкими НГК (1,1—1,5 усл. ед.). Сопротивление глин 0,6—1,6 *ом·м*. Средняя пористость коллекторов варьирует от 23,6 до 25,9%, проницаемость — от 21 до 341 *мд*.



I продуктивный горизонт на Узени вскрыт 293 скважинами. Подгоризонт Iа на Карамандыбасе вскрыт 23 скважинами (рис. 43), опробован в семи; Iб вскрыт тем же количеством скважин, как и вышележащий, опробован в пяти (рис. 44). Максимальный дебит нефти получен в скв. 24 на месторождении Узень (276 *м*^{3}*/сутки*). Водонефтяные контакты на месторождении Карамандыбас проводятся на отметках —1180 *м* (Iа) и —1133 *м* (Iб), на площади Узень на

отметке —1130 *м* (I), газонефтяной контакт имеет отметку —825 *м*. Общая мощность горизонта на месторождении Узень изменяется от 37 *м* в центральной части структуры до 55 *м* на западной периклинали. На Асаре общая мощность горизонта колеблется в пределах 50 *м* (скв. 2). Мощность Iа подгоризонта на Карамандыбасе меняется от 24 до 35 *м*, Iб — от 12 до 13 *м*.

На месторождениях Жетыбай-Восточно-Жетыбайской антиклинальной зоны кровля I горизонта отбивается по первому спаду ПС (т. е. по кровле первого песчаного пласта) после плотных глинистых пород верхнего келловея (рис. 45—50).

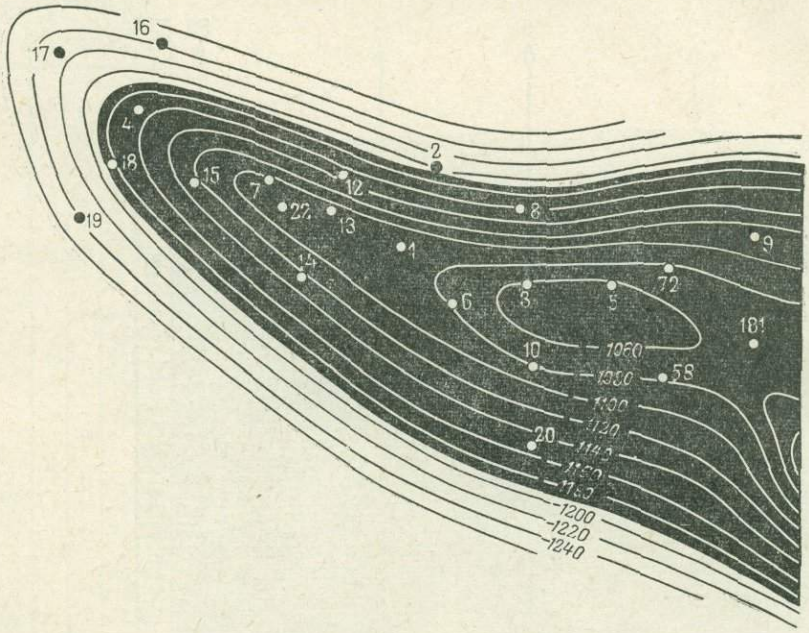


Рис. 43. Структурная карта по кровле Iа продуктивного подгоризонта месторождения Карамандыбас.
Составил А. Д. Головченко

Горизонт представлен чередованием глин, мелкозернистых песчаников, алевролитов и характеризуется разной фациальной изменчивостью. В разрезе I продуктивного горизонта выделяется от двух до шести песчаных пластов мощностью 3—26 *м*. Суммарная мощность коллекторов изменяется в незначительных пределах — от 25 *м* на Жетыбае до 27 *м* на Восточном Жетыбае.

По промыслово-геофизическому материалу песчаники характеризуются минимумом ПС ($\Delta U_{ПС}$ — 0,4—0,9), повышенными значениями ГК (9—10 гамм), высокими НГК. Сопротивление песчаников изменяется в широких пределах в зависимости от характера насыщения и коллекторских свойств. Для продуктивных пластов оно равно 1,6, для водоносных 1,2—2,6 *ом·м*. Для глин значения ГК изменяются от 10 до 11, НГК от 1,1 до 1,3 усл. ед. Сопротивление глин 1,2—4 *ом·м*. Коллекторские свойства пород характеризуются следующими средними значениями — пористость 22,9%, проницаемость 246 *мд*.

Продуктивный горизонт вскрыт на площадях Жетыбай и Восточный Жетыбай соответственно в 85 и пяти скважинах, опробован в 11 и одной скважине (рис. 51). Максимальный дебит газа получен в скв. 56 (Жетыбай, 172 00 *м³/сутки*

через 9-*мм* штуцер), минимальный — в скв. 112 (Жетыбай, 20 200 *м*³/*сутки* через 5-*мм* штуцер). Газоводяной контакт на Жетыбае проводится на отметке —1600 *м* [1].

На месторождении Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны продуктивный горизонт I выделяется на Тасбулатской площади; на Тенге отмечается Iб подгоризонт, верхняя часть пачки Ю-I здесь обводнена (рис. 52). На месторождениях Южный Жетыбай и Актас пачка Ю-I по данным промысловой геофизики водонасыщена.

I горизонт представлен переслаиванием песчаников, глин и алевролитов, характеризуется резкой фациальной изменчивостью (рис. 53). Количество песчаных пластов изменяется от трех до 11. Мощность их варьирует в пределах 3—10 *м*. Наибольшая суммарная мощность песчаников отмечается на Южном Жетыбае и Тасбулате. В разрезе горизонта на Тенге (особенно в верхней части пачки Ю-I), Актасе и Южном Жетыбае преобладают глины.

Песчаники полимиктовые, мелкозернистые. Характерной особенностью коллекторов является их глинистость, которая превышает 31%. По промыслово-геофизическому материалу песчаники характеризуются минимумом ПС ($\Delta U_{ПС}$ — 0,3—0,9), низкими значениями ГК (8—9 гамм), средними НГК (1,2—1,5 усл. ед.). По характеру изменения параметра $\Delta U_{ПС}$ видно, что в разрезе встречаются как глинистые, так и относительно чистые разности. Сопротивление песчаников изменяется в широких пределах в зависимости от характера насыщения и коллекторских свойств. Сопротивление продуктивных пластов 1,6—14,0 *ом·м*, водоносных 0,8—1,6 *ом·м*.

Глины характеризуются повышенными значениями ГК (9—13 гамм), им соответствует размыв диаметра скважины. Сопротивление глин 1,6—2,4 *ом·м*. Кровля горизонта на диаграммах электрокаротажа отмечается по резкому изменению диаметра скважины и первому спаду кривой ПС. Однако при сопоставлении диаграмм ГК и электрокаротажа отмечается несоответствие границ. Например, в скв. 1 Актас кровля горизонта по электрокаротажу отбивается на глубине —1806 *м*, а по данным ГК на глубине —1793 *м*. Подошва горизонта отбивается по кровле глинистой пачки, хорошо прослеживающейся на диаграммах стандартного каротажа. Эта пачка характеризуется низкими сопротивлениями, размывом диаметра скважин, высокими значениями ГК. Коллекторские свойства пород этого горизонта на месторождениях в пределах рассматриваемой антиклинальной зоны характеризуются следующими средними значениями пористости и проницаемости: 20—20,9% и 72 *мд* (Тенге), 28 *мд* (Тасбулат).

Продуктивный горизонт I на Тасбулате вскрыт 18 скважинами (рис. 54), опробован в пяти скважинах (рис. 55). Подгоризонт Iб на месторождении Тенге вскрыт 26 скважинами, опробован в семи скважинах. Максимальный дебит газа (95 000 *м*³/*сутки* через 7-*мм* штуцер) получен в скв. 1, а минимальный — в скв. 12 (3200 *м*³/*сутки* через 6-*мм* штуцер) на месторождении Тасбулат. Газонефтяной и водонефтяной контакты на месторождении Тасбулат приняты на отметках соответственно —1722 и —1744 *м*. Газоводяной контакт на Тенге отбивается на отметке —1536 *м* (Iб подгоризонт). Общая мощность горизонта I 39—52 *м* (Тасбулат), мощность Iб продуктивного подгоризонта на Тенге 7—18 *м*.

II продуктивный горизонт на месторождениях Асар-Узеньской антиклинальной зоны выделяется на Узени, Карамандыбасе и Асаре и совпадает с пачкой Ю-II. На последней площади этот горизонт не опробован, но по данным

[1] *Здесь и далее отметки ГНК, ВНК и ГНК приводятся по данным ВНИИнефть.*

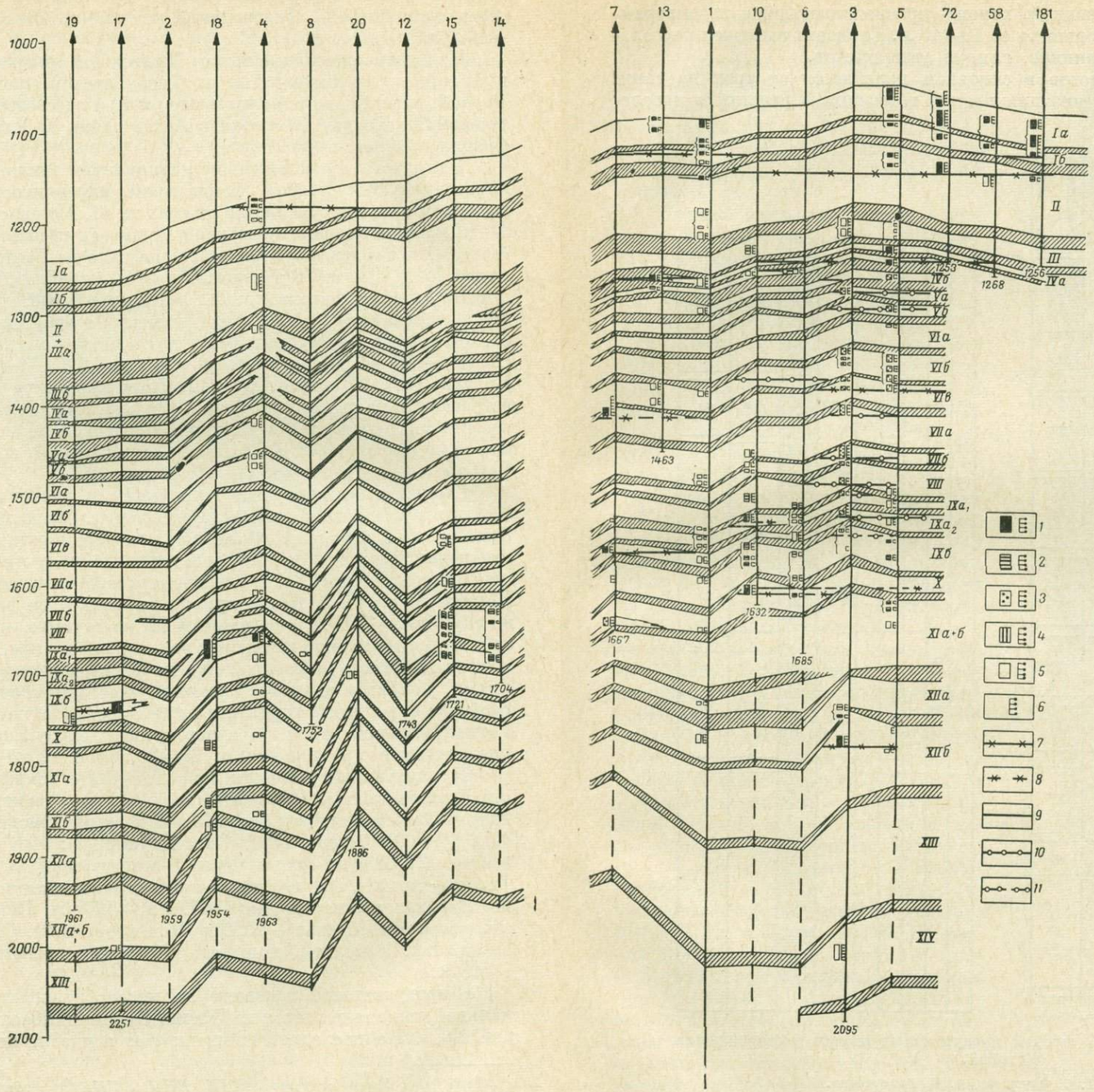


Рис. 44. Схема результатов опробования и положения контуров нефтегазоносности месторождения Карамандыбас.

Составили: Д. С. Оруджева, Л. И. Оконская.

1 — промышленный приток нефти; *2* — нефтепроявления; *3* — промышленный приток газа; *4* — газопроявления; *5* — приток пластовой воды; *6* — сухой пласт; *7* — водо-нефтяной контакт; *8* — предполагаемый водо-нефтяной контакт; *9* — газо-нефтяной контакт; *10* — газо-водяной контакт; *11* — предполагаемый газо-водяной контакт.

промысловой геофизики оценивается как продуктивный. От вышележащего горизонта отделен глинистой пачкой, хорошо прослеживающейся по диаграммам ГК и электрокаротажа. Мощность ее 10—15 *м*. Горизонт выражен переслаиванием мелкозернистых песчаников, глин и алевролитов.

Количество песчаных пластов в основном колеблется от трех до семи. В ряде случаев отмечается глинизация кровли горизонта и отчетливо просле-

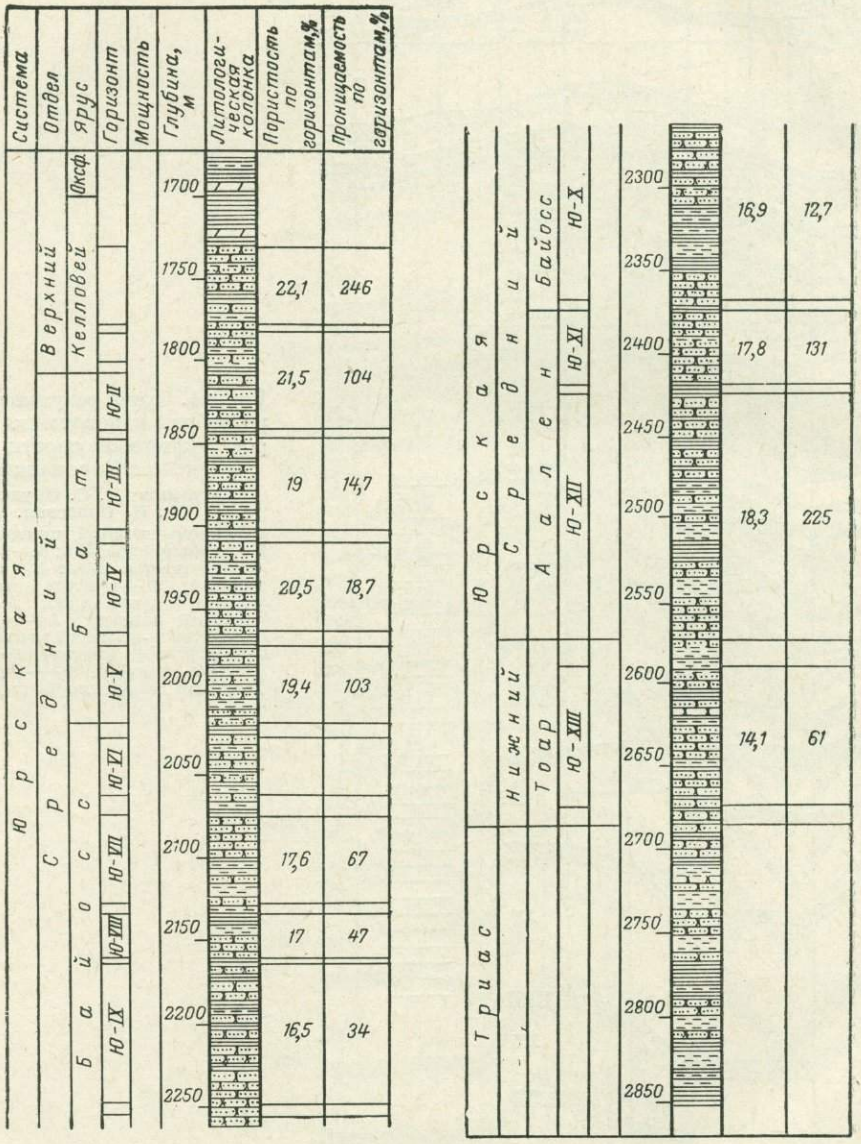


Рис. 45. Сводный разрез юрской продуктивной толщи месторождения Жетыбай.

Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.
Условные обозначения см. на рис. 42.

живаются песчаники в его подошвенной части. Иногда глины замещаются песчаниками с образованием мощных песчаных пачек. Мощности песчаных пластов варьируют в широких пределах: от 1,5 до 20—25 *м*. В скв. 23 (Узень) горизонт представлен однородным коллектором мощностью 45 *м*.

Кривые электрокаротажа и РК редко дифференцированы. Значение ГК в песчаниках изменяется от 7 до 13. НГК— 1,2—2,0 усл. ед., $\Delta U_{\text{пс}}$ — 0,3—0,9. Сопротивление продуктивных пластов 1,7—8 *ом·м*, водоносных — 0,4—1,3 *ом·м*. Против пластов глин значения ГК соответствуют 9—13, НГК — 1,1—1,5 усл. ед. Сопротивление глин 13—17 *ом·м*. Коллекторские свойства пород следующие: пористость 21,6—24,2%, проницаемость 78—306 *мд*.

II продуктивный горизонт вскрыт 293 скважинами на Узени, 23 скважинами на Карамандыбасе; опробован в шести скважинах на Карамандыбасе и в 64 на Узени. Максимальный дебит нефти из II горизонта получен в скв. 61 (120 $м^3$/*сутки*), минимальный — в скв. 55 (14 $м^3$/*сутки*) на месторождении Узень. Газонефтяной и водонефтяной контакты на Узени приняты на отметках —900 *м* и —1135 *м*. Водонефтяной контакт на Карамандыбасе проводится на отметке —1155 *м*. Общая мощность II продуктивного горизонта варьирует от 45 *м* на площади Асар до 84 *м* на западной периклинали месторождения Узень.

На месторождениях Жетыбай Восточно-Жетыбайской антиклинальной зоны выделяются два подгоризонта — IIа и IIб, причем на Восточном Жетыбае IIа по данным промысловой геофизики оценивается как продуктивный. В литологическом отношении эти подгоризонты представлены чередованием песчаников мелкозернистых, глин, алевролитов. В их разрезе прослеживается от трех до восьми песчаных прослоев. Во IIа

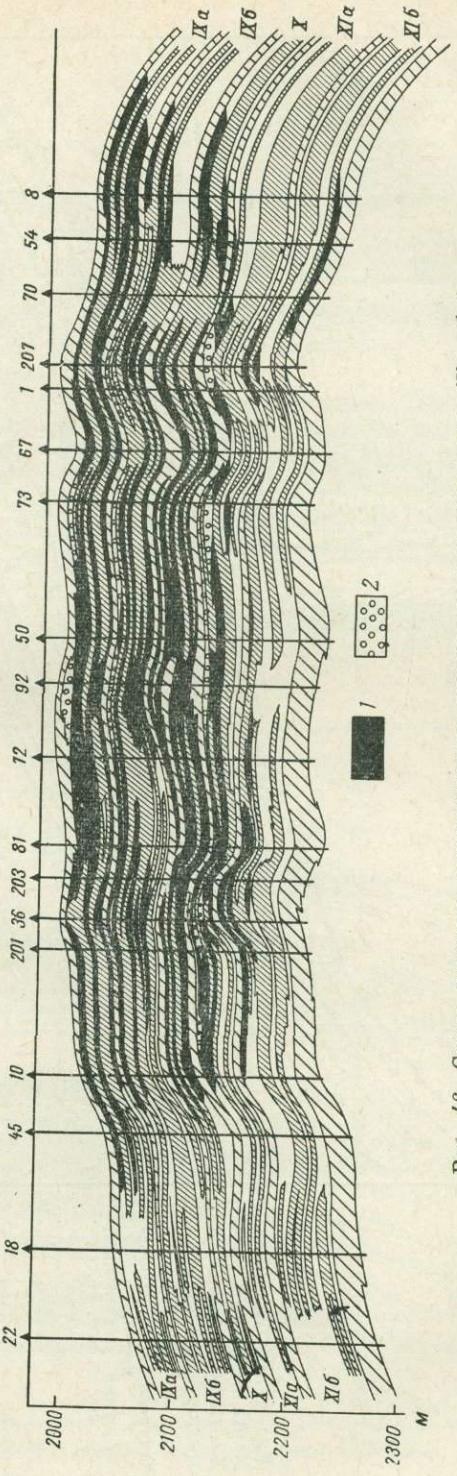


Рис. 46. Схема строения продуктивных горизонтов месторождения Жетыбай.
Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.
1 — нефть; *2* — газ.

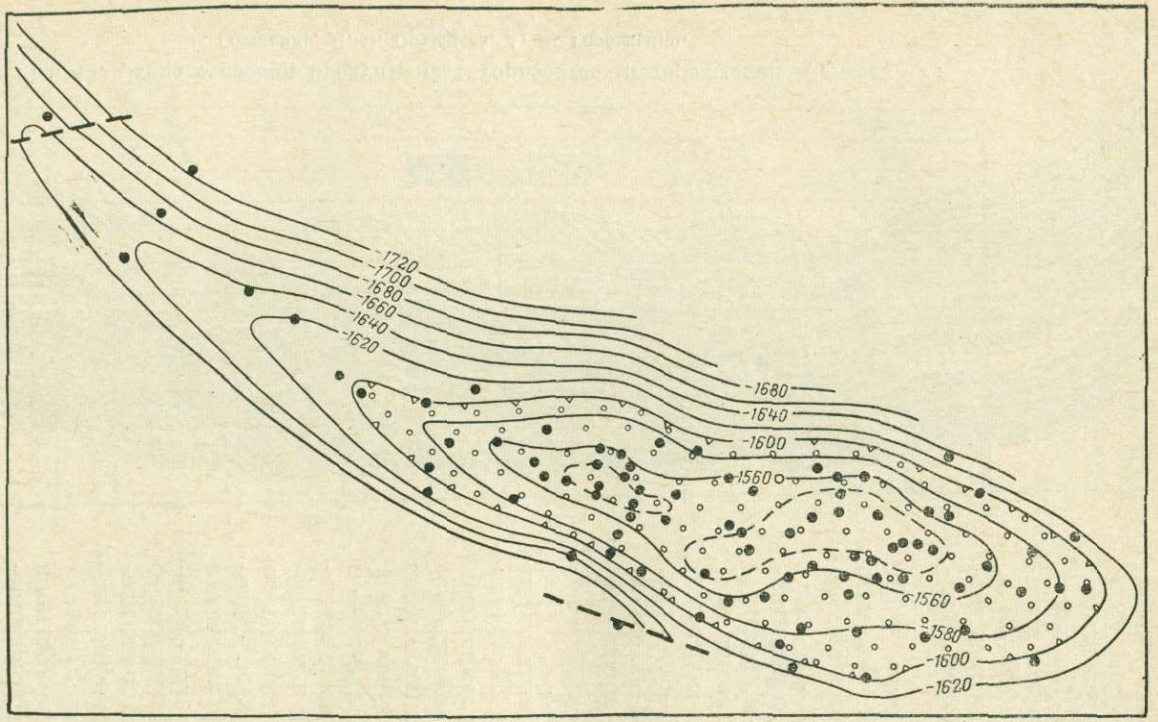


Рис. 47. Структурная карта по кровле I продуктивного горизонта месторождения Жетыбай.

Составил А. Д. Головченко.

Условные обозначения см. на рис. 46.

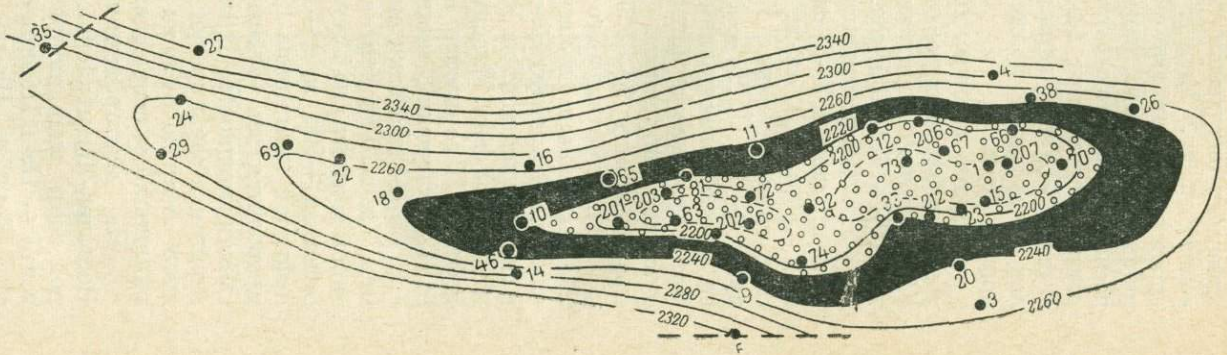


Рис. 48. Структурная карта по кровле XII продуктивного горизонта месторождения Жетыбай.

Составил А. Д. Головченко.

условные обозначения см. на рис. 46.

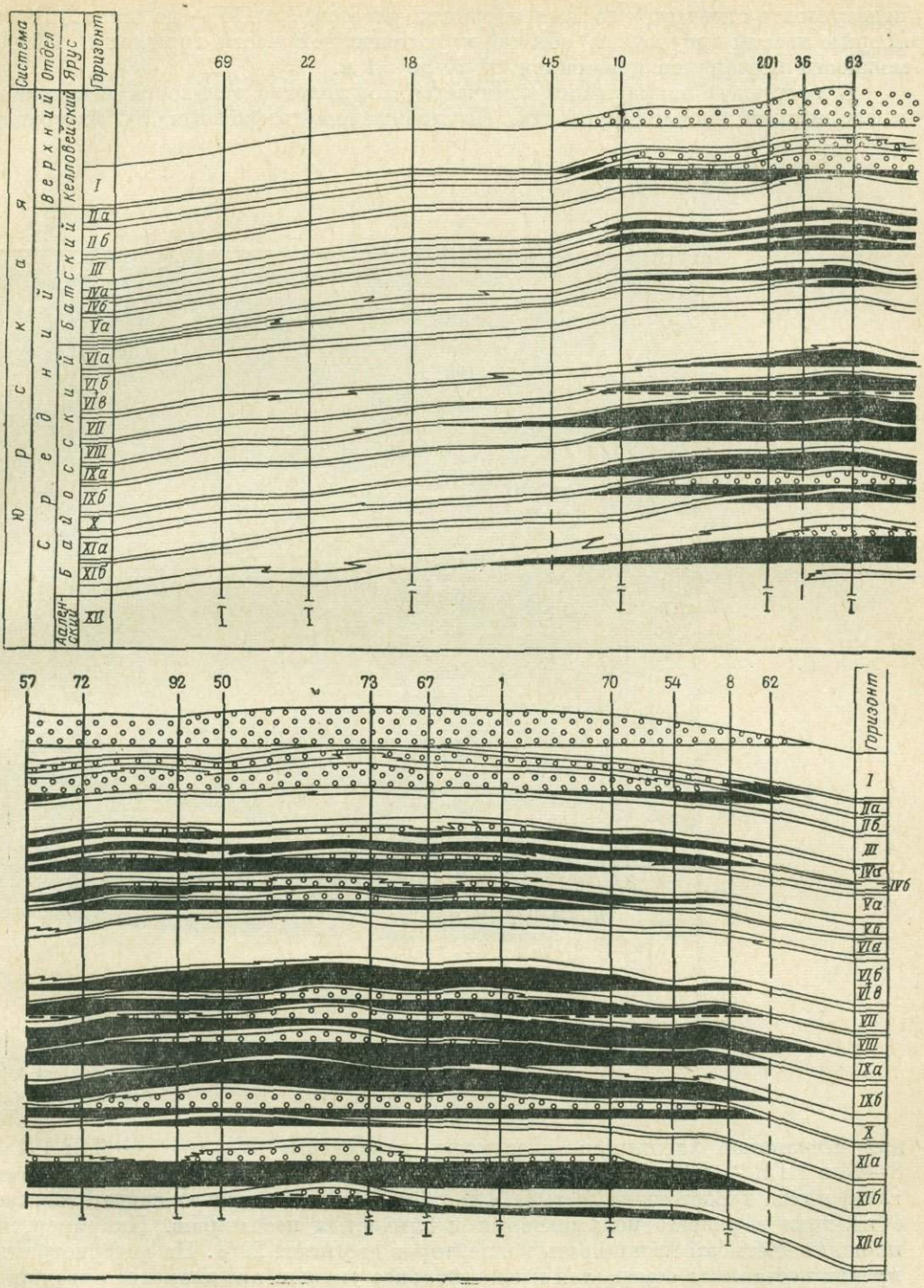


Рис. 49. Продольный разрез продуктивной толщи месторождения Жетыбай.

Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.
Условные обозначения см. на рис. 46.

подгоризонте отмечается до трех песчаных пластов, во IIб — до пяти. Более мощные пласты приурочены обычно к подошвенной части горизонта. Общая мощность песчаников изменяется от 20 до 53 *м*.

В восточном направлении отмечается сокращение мощности песчаников и глинизация кровли горизонта. По промыслово-геофизическому материалу

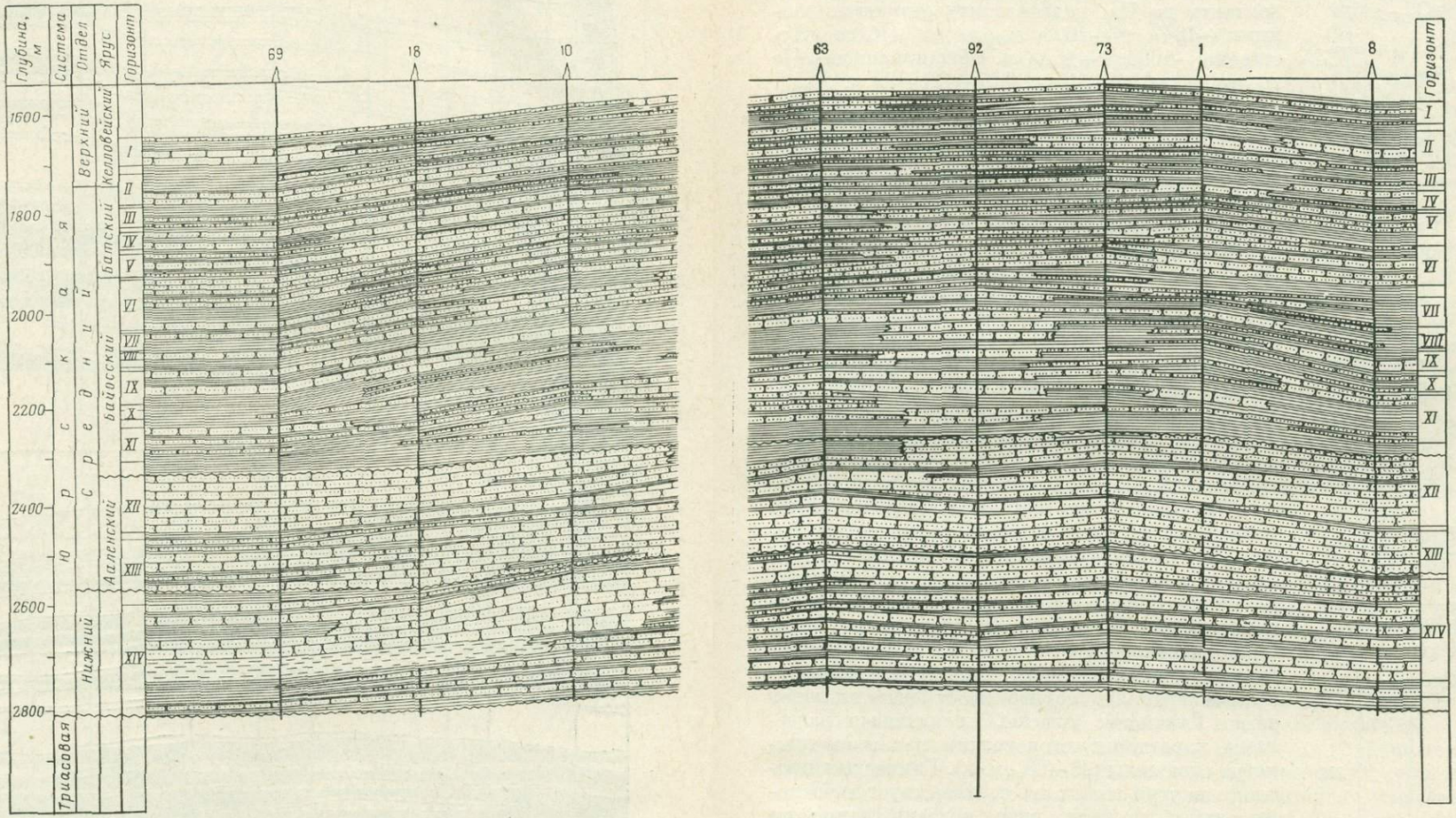


Рис. 50. Геологический разрез юрских отложений месторождения Жетыбай.

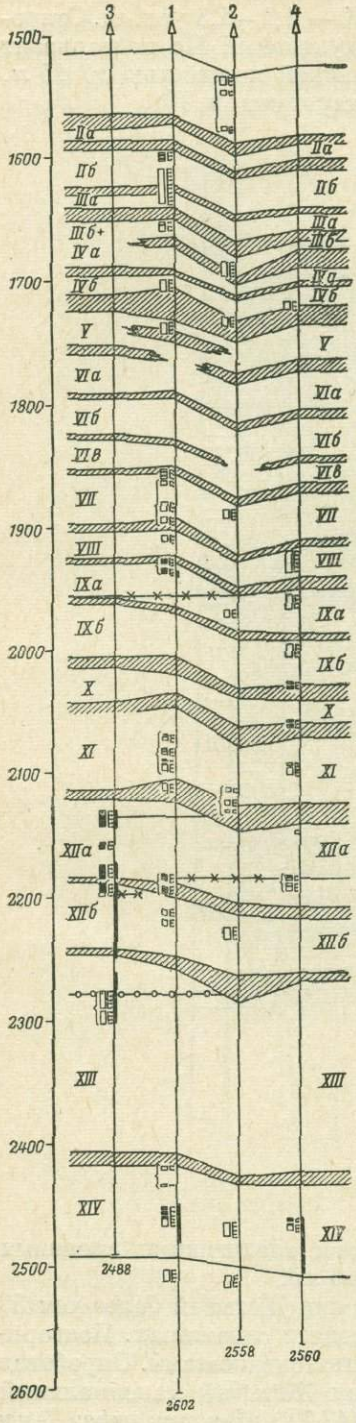
Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.
Условные обозначения см. на рис. 42.

для песчаников характерны следующие параметры: $\Delta U_{\text{пс}}$ — 0,4—0,9; ГК — 8—14 и НГК — 1,2—1,7 усл. ед. Высокий уровень ГК (значения ГК на уровне глин) в скв. 1 Восточный Жетыбай, скв. 69 Жетыбай и других свидетельствует о наличии в разрезе полимиктовых и глинистых песчаников. Например, на площади Жетыбай глинистость коллекторов достигает 29%. На кавернограмме против песчаников отмечается незначительное уменьшение диаметра скважины. Глины характеризуются размывом диаметра скважины. Среди них встречаются

плотные разности, против которых отмечается номинальный диаметр. Значения ГК против глин составляют 8—14,5 гамм, НГК — 1,1—1,3 усл. ед. Сопротивление глин изменяется от 1,2 до 2,4 *ом·м*. Продуктивный IIа подгоризонт отделен от вышележащего устойчивой глинистой пачкой мощностью до 15 *м*, четко прослеживающейся по диаграммам электрокаротажа и ГК.

Коллекторские свойства пород характеризуются следующими средними значениями: пористость 21,2%, проницаемость 116 *мд*.

IIа и IIб подгоризонты вскрыты на месторождении Жетыбай более чем 80 скважинами и опробованы соответственно в пяти и девяти скважинах. Подгоризонты IIа и IIб на Восточном Жетыбае вскрыты пятью скважинами. Опробован лишь IIб подгоризонт в скв. 1. На месторождении Жетыбай максимальный дебит газа из подгоризонта IIа получен в скв. 40 (47 720 $м^3$/*сутки* через 7-*мм*



штуцер). Максимальный дебит газа из IIб подгоризонта отмечается в скв. 112 ($Q_г$ — —9000 *м³/сутки* через 7-*мм* штуцер) месторождения Жетыбай, минимальный — в скв. 111 ($Q_г$ — 54 200 *м³/сутки* через 7-*мм* штуцер).

На Жетыбае газонефтяной и водонефтяной контакты по IIа подгоризонту приняты равными —1647 и —1668 *м*, а по IIб соответственно —1666 и —1675 *м*. Общая мощность IIа подгоризонта 4 — 14 *м*, IIб — 21—35 *м*.

На месторождениях Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны II продуктивный горизонт выделяется на Тенге. На Южном Жетыбае (Каржау), Актасе и Тасбулате он подразделяется на два подгоризонта — IIа и IIб. Подгоризонты представлены чередованием песчаников и глин. Песчаники полимиктовые, глинистые, мелкозернистые. Количество песчаных пластов изменяется от двух до девяти, причем во IIа — до двух, а во IIб — до семи. Мощности их изменяются от 1,5 до 28 *м*. В отдельных случаях глинистые разделы замещаются песчаниками с образованием отдельных пачек мощностью до 20—28 *м* (*скв.* 1 Актас; *скв.* 2, 6 Тенге). Суммарная мощность песчаников увеличивается с запада на восток от 16 *м* в скв. 31 Южный Жетыбай до 28 *м* в скв. 2 на площади Тенге.

По промыслово-геофизическому материалу песчаники характеризуются повышенным фоном ГК (13 гамм), низкими НГК (1,2—1,4 усл. ед.), что отражает глинистость песчаников. По данным керна глинистость коллекторов изменяется от 25 до 34%. Сопротивление песчаников изменяется от 0,8 до 4,0 *ом·м*. Сопротивление глин 2,1—2,6 *ом·м*. По кавернограмме границы горизонта отмечаются очень четко. Глинистые пласты, являющиеся разделами, характеризуются резким размывом диаметра скважины (26—33 *ом·м*). Глинистым прослоям внутри горизонта соответствует либо номинальный диаметр, либо незначительное его увеличение. Таким образом, для горизонта в целом характерна нерасчлененная кавернограмма. Коллекторские свойства пород характеризуются следующими средними значениями: пористость 19,8—20,9%, проницаемость — 46—56 *мд*.

Рис. 51. Схема результатов опробования и положения контуров нефтегазоносности Восточного Жетыбая (см. рис. 42).

Составили: А. Д. Головченко, Л. И. Оконская.

II продуктивный горизонт вскрыт и опробован на месторождении Тенге соответственно 25 (рис. 56) и 10 скважинами. IIа подгоризонт вскрыт и опробован на Тасбулате 18 и семью скважинами, на Актасе и на Каржау вскрыт четырьмя скважинами.

Максимальный дебит газа (260 000 *м³/сутки* через 11-*мм* штуцер) из II горизонта на месторождении Тенге получен в скв. 12, минимальный (6000 *м³/сутки* через 15-*мм* штуцер) — в скв. 20. Максимальный дебит газа (85 000 *м³/сутки* через 7-*мм* штуцер) из IIа подгоризонта на площади Тасбулат получен в скв. 1, минимальный (52 000 *м³/сутки* через 7-*мм* штуцер) — в скв. 4. Из IIб подгоризонта максимальный дебит газа (65 000 *м³/сутки* через 9-*мм* штуцер) на площади Тасбулат получен в скв. 24, минимальный (8000 *м³/сутки* через 7-*мм* штуцер) — в скв. 32.

Газоводяной контакт на Тенге по II продуктивному горизонту принят на отметке —1610 *м*. На Тасбулате по IIа подгоризонту газонефтяной и водонефтяной контакты приняты на отметках —1768 и —1783 *м*, а по IIб подгоризонту на отметках —1783 и —1792 *м*.

Общая мощность II продуктивного горизонта на Тенгинской площади 43—66 *м*. На месторождении Тасбулат общая мощность IIа подгоризонта колеблется от 5 *м* на месторождении Тасбулат до 18 *м* на площади Южный Жетыбай. Общая мощность IIб подгоризонта изменяется от 28 *м* (площадь Актас) до 57 *м* (месторождение Тасбулат).

III продуктивный горизонт на месторождениях Асар-Узеньской антиклинальной зоны выделяется на Асаре, Карамандыбасе и Узени. Представлен песчаниками мелкозернистыми, глинами и алевролитами. В разрезе горизонта отмечаются в основном два-три песчаных пласта мощностью от 2 до 30 *м*. Песчаники плохо выдержаны по площади и в целом ряде случаев замещаются глинами. На Узени в верхней части горизонта залегают песчаники мощностью от 4 до 30 *м*. Местами отмечаются монолитные песчаные пачки (например, в скв. 53). Подошвенная часть заглинизирована, с прослоями уплотненных разностей. На Карамандыбасе наблюдается обратная картина. Верхняя часть горизонта заглинизирована (скв. 1, 3), с уплотненными прослоями, в нижней части выделяются по два-три песчаных пласта мощностью от 4 до 10 *м*. На площади Асар горизонт представлен чередованием пластов песчаников и глин мощностью от 1,5 до 15 *м*, причем большей мощности пласты песчаников приурочены к нижней части разреза. Общая мощность горизонта 40—55 *м*. Максимальная эффективная мощность на Узени 40 *м*.

По данным промысловой геофизики в разрезе выделяются песчаники, различные по коллекторским свойствам. Наряду с проницаемыми прослоями имеются уплотненные. В зависимости от коллекторских свойств геофизические параметры пластов различны. Против песчаников отмечаются следующие значения ГК (6—14 гамм) и НГК (1,2—2 усл. ед.). Сопротивление продуктивных пластов 4—1,2 *ом·м*, водоносных 0,5—1,0 *ом·м*. Сопротивление глин 1,1—1,7 *ом·м*, ГК равно 13—14 гамм, НГК — 1,1 усл. ед.

Коллекторские свойства пород характеризуются следующими значениями: средняя пористость 20,5—23,7%, проницаемость 76—213 *мд*. Продуктивный горизонт III вскрыт и опробован соответственно 23 и четырьмя скважинами на Карамандыбасе и 195 и 29 — на Узени. На месторождении Узень максимальный дебит нефти получен в скв. 13 ($Q_н$ — 78 *м³/сутки* при диаметре штуцера 7 *мм*), минимальный — в скв. 248 ($Q_н$ — 4,6 *м³/сутки* через 9-*мм* штуцер). На месторождении Узень водонефтяной контакт находится в пределах от —1133 до —1150 *м*. На северном крыле структуры на основании данных опробования

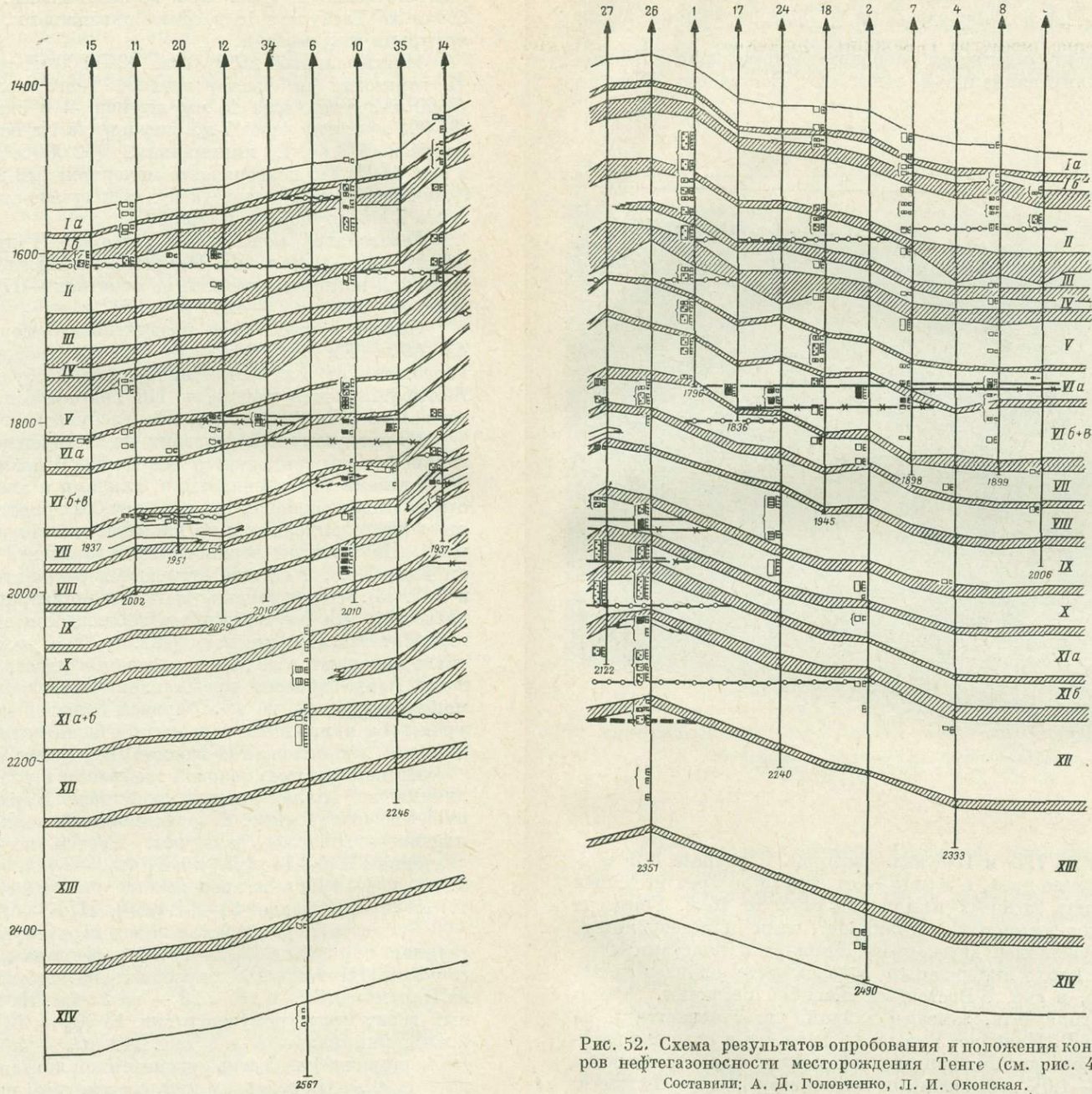
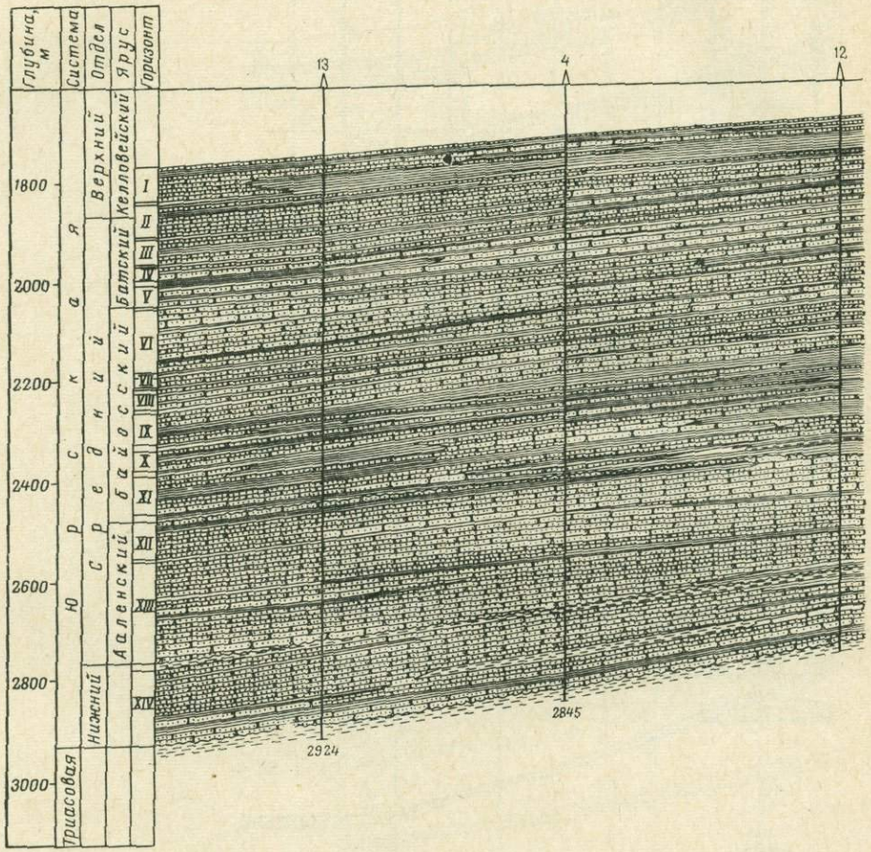


Рис. 52. Схема результатов опробования и положения контуров нефтегазоносности месторождения Тенге (см. рис. 42).
Составили: А. Д. Головченко, Л. И. Оконская.

скв. 1487 выделяется самостоятельная нефтяная залежь с водонефтяным контактом на отметке —1172 *м*. На Карамандыбасе III горизонт обводнен. Общая мощность его варьирует от 39 *м* на площади Асар до 55 *м* на месторождении Узень.

III продуктивный горизонт выделяется на обоих месторождениях Жетыбай-Восточно-Жетыбайской антиклинальной зоны. На Восточном Жетыбае



III горизонт подразделяется на IIIа и IIIб подгоризонты. В разрезе IIIа подгоризонта выделяется от двух до трех, а в IIIб — от одного до трех песчаных пластов-коллекторов, мощность которых изменяется от 2 до 16 *м*. Горизонт выражен чередованием мелкозернистых песчаников, глин и алевролитов. В большинстве скважин представлен двумя-тремя песчаными пластами мощностью 2—20 *м*. Эти пласты плохо выдержаны и в целом ряде случаев замещаются глинами. Например, в скв. 1 Восточный Жетыбай песчаник, залегающий в кровельной части горизонта, замещен глиной, что отмечается и на площади Жетыбай (скв. 18, 69). Наиболее выдержан песчаник в подошве горизонта. По промыслово-геофизическим данным песчаники характеризуются минимумом ПС ($\Delta U_{\text{ПС}} = 0{,}3—1{,}0$), повышенными значениями ГК (9— 14 гамм) и пониженными НГК (11—1,6 усл. ед.). Все это свидетельствует о значительной степени глинистости коллекторов, которая по данным керна достигает 23—25%. Сопротивление продуктивных коллекторов 4 *ом·м*, водоносных — 0,9—2,6 *ом·м*, уплотненных — 5,0 *ом·м*. Против пластов глин отмечаются высокие значения ГК (11—15 гамм) и низкие НГК (1,1—1,3 усл. ед.). Сопротивление глин 1,2—4,2 *ом·м*. На кавернограмме глины отмечаются как размывом диаметра

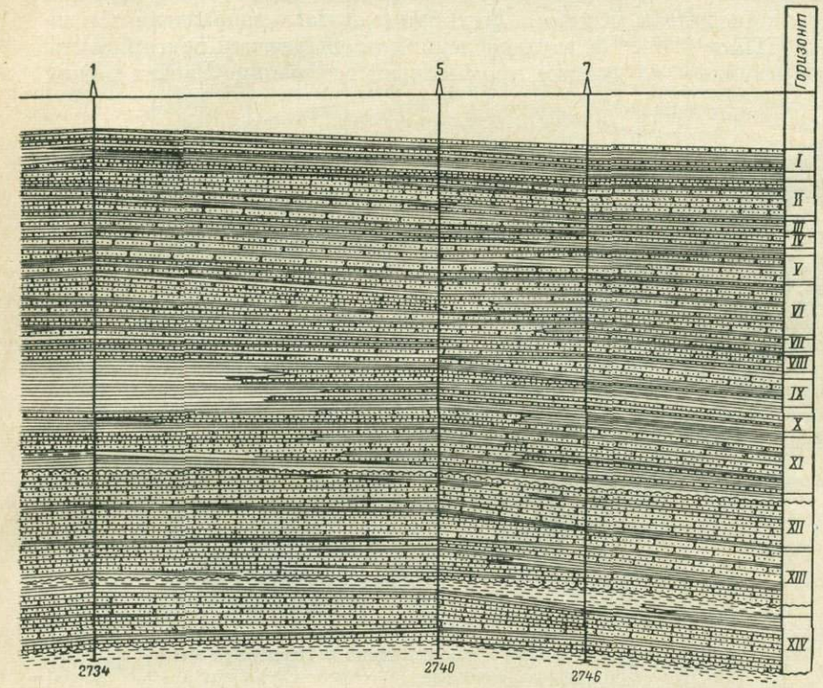


Рис. 53. Геологический разрез юрских отложений месторождения Тасбулат

Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.
Условные обозначения см. на рис. 42.

скважины, так и номиналом. Вероятно, номинальный диаметр соответствует плотным разностям.

Коллекторские свойства пород характеризуются следующими значениями: средняя пористость 17,5—19,6%, проницаемость 70—213 *мд*. Горизонт III вскрыт на Жетыбае приблизительно 80 скважинами и опробован в пяти. На Восточном Жетыбае IIIа подгоризонт вскрыт пятью скважинами и опробован в одной, IIIб вскрыт тем же количеством скважин, что и вышележащий, и опробован в двух скважинах. На Жетыбае III горизонт обводнен. На площади Восточный Жетыбай IIIа и IIIб подгоризонты также обводнены. На Жетыбае общая мощность горизонта меняется от 33 до 49 *м*. Общая мощность IIIа подгоризонта на Восточном Жетыбае колеблется от 10 до 17 *м*, а IIIб подгоризонта — от 7 до 15 *м*.

На Тенгинском месторождении при детальном сопоставлении каротажных диаграмм было установлено, что пачки пород разреза, являющиеся аналогами III и IV горизонтов, гидродинамически связаны, так как предполагаемый глинистый раздел выклинивается в скв. 27. Таким образом, пачки объединяются и рассматриваются как III + IV горизонт с единым газоводяным контактом для газовой залежи.

В пределах Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны III продуктивный горизонт в разрезе Тасбулата, Южного Жетыбая и Актаса подразделяется на два подгоризонта (IIIа и IIIб). На двух последних площадях эти подгоризонты относятся к продуктивным по данным промысловой геофизики. Раздел между

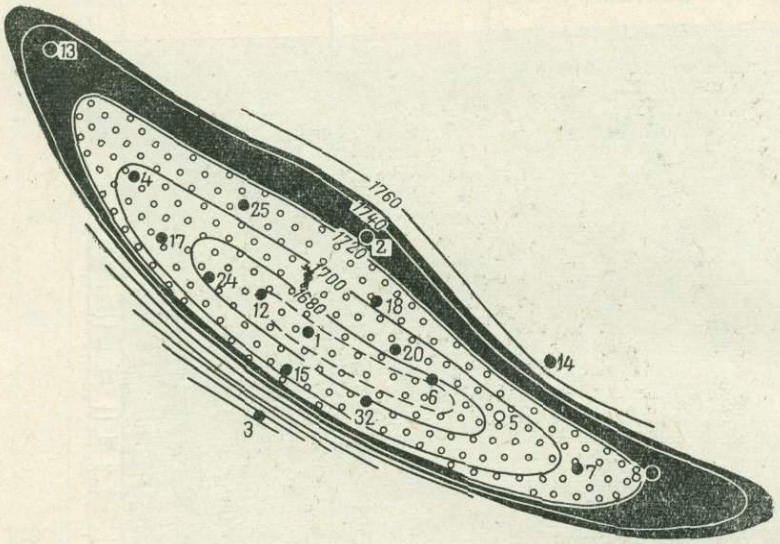


Рис. 54. Структурная карта по кровле I продуктивного горизонта месторождения Тасбулат

Составил А. Д. Головченко.

горизонтами II и III отмечается характерным максимумом кривой ПС при минимальных значениях сопротивлений. Этот пласт глин прослеживается повсеместно и является реперным. Мощность его 4—13 *м*. Литологически горизонт III выражен переслаиванием песчаников и глин и характеризуется резкой фациальной изменчивостью. Количество песчаных пластов в нем изменяется от одного до пяти, причем в IIIа подгоризонте выделяется до двух-трех, а в IIIб до трех песчаных пластов. Мощность их 1,5—20 *м*. На площади Тенге (скв. 6, 2), Тасбулат (скв. 1) горизонт почти целиком представлен глинами. На площадях Актас (скв. 1), Южный Жетыбай (скв. 31, 95) мощность песчаников изменяется от 2 до 20 *м*. Суммарная мощность песчаников изменяется от 27 (скв. 1 Актас) до 19 *м* (скв. 31 Южный Жетыбай).

По промыслово-геофизическому материалу песчаники характеризуются минимумом на кривой ПС. Причем параметр $\Delta U_{\text{ПС}}$ уменьшается в направлении с запада на восток от 0,8 до 0,4. Такая же закономерность отмечается на кривой ГК. На площадях Тасбулат, Тенге против песчаников отмечается повышенный фон ГК (5—10 гамм). Кривые ПС и ГК отражают характер изменения глинистости коллекторов. Сопротивление продуктивных пластов колеблется

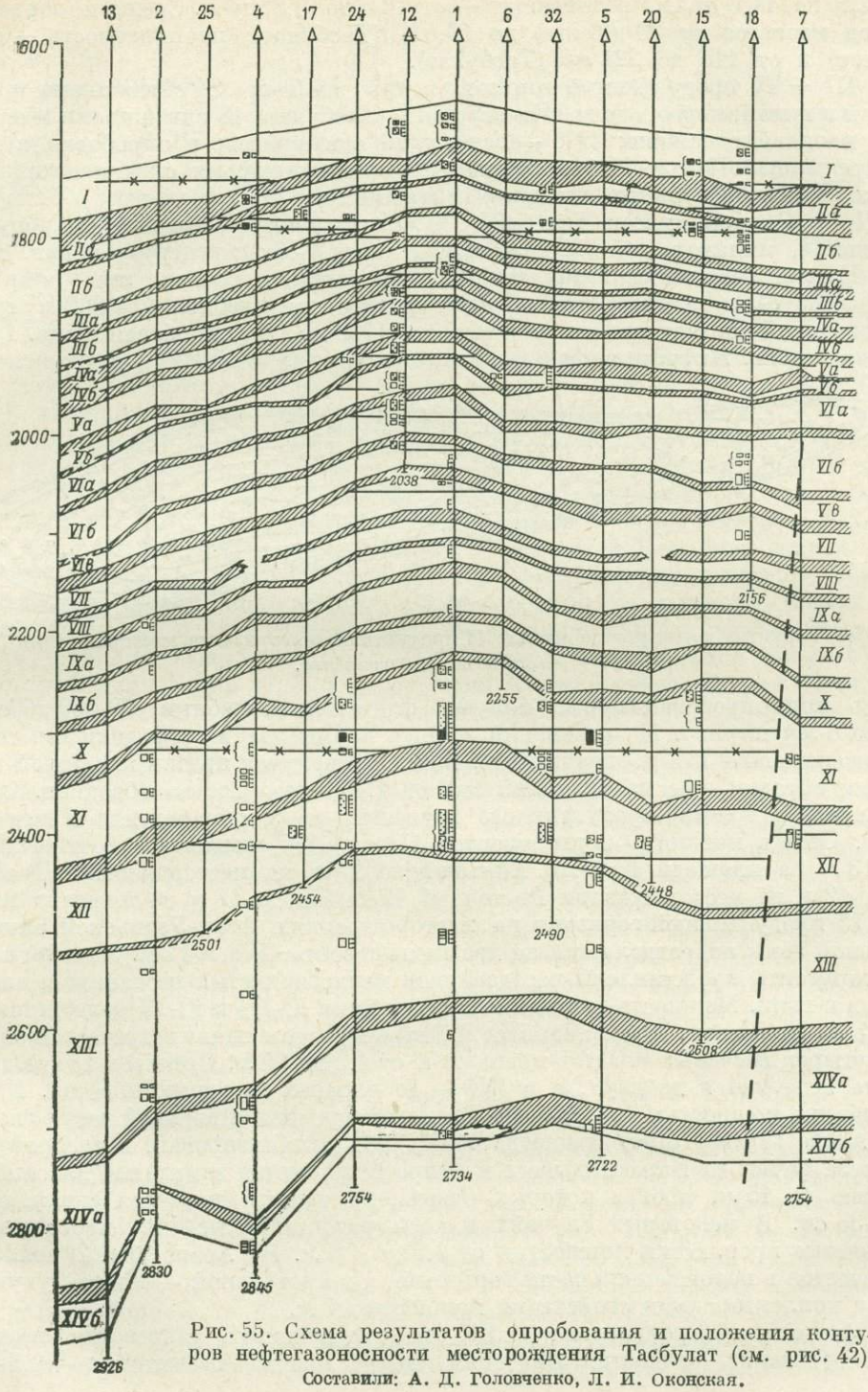


Рис. 55. Схема результатов опробования и положения контуров нефтегазоносности месторождения Тасбулат (см. рис. 42).

Составили: А. Д. Головченко, Л. И. Оконская.

от 2,6 до 14,0 *ом·м*, водоносных — от 0,4 до 0,8 *ом·м*. Средняя пористость пород меняется от 20 (Тенге) до 19,5% (Тасбулат); проницаемость — от 60 (Тенге) и от 115 до 221 *мд* (Тасбулат).

III + IV продуктивный горизонт вскрыт на Тенге 24 скважинами и опробован в шести; подгоризонт IIIа вскрыт на Тасбулате 18 скважинами и опробован в одной скважине; IIIб — вскрыт 18 скважинами и опробован в двух; подгоризонты IIIа и IIIб вскрыты на Актасе четырьмя скважинами и на Южном Жетыбае также четырьмя скважинами. Максимальные дебиты газа из III + IV горизонта на Тенге (95 000 *м³/сутки* через 7-*мм* штуцер) получены в скв. 14, минимальный (3500 *м³/сутки* через 7-*мм* штуцер) — в скв. 1.

На месторождении Тасбулат IIIа подгоризонт опробован лишь в скв. 12, где через 8-*мм* штуцер был получен фонтан газа дебитом 58 000 *м³/сутки*. Газоводяной контакт принят на отметке —1799 *м*. IIIб опробован в скв. 1 и 18, причем в скв. 1 перфорирован совместно с нижележащим IVа подгоризонтом.

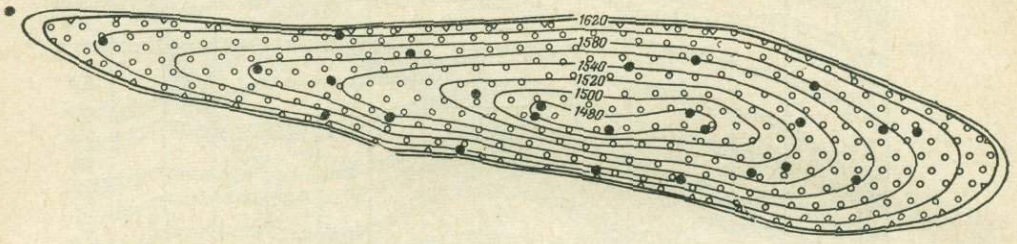


Рис. 56. Структурная карта по кровле II продуктивного горизонта месторождения Тенге.
Составил А. Д. Головченко.

Здесь при опробовании был получен фонтан газа дебитом 79 000 *м³/сутки* через 8-*мм* штуцер. На основании данных промысловой геофизики газ связан с нижележащим IVа подгоризонтом. В скв. 18 получен приток пластовой воды. Таким образом, рассматриваемый аналог IIIб подгоризонта обводнен. Общая мощность III + IV продуктивного горизонта на месторождении Тенге 33—74 *м*. Общая мощность подгоризонтов IIIа и IIIб изменяется соответственно от 13 *м* на площади Южный Жетыбай до 25 *м* на месторождении Тасбулат и от 12 *м* на месторождении Восточный Жетыбай до 17 *м* на площади Актас.

IV продуктивный горизонт на месторождениях Асар-Узеньской антиклинальной зоны подразделяется на два подгоризонта (IVа и IVб). Литологически подгоризонты представлены чередованием мелкозернистых песчаников, алевролитов и глин. Мощность раздела между пачками Ю-III и Ю-IV колеблется от 3 до 15 *м*. На Узени, Карамандыбасе и Асаре в разрезе пачки встречается от двух до четырех песчаных пластов мощностью от 1,5 до 25 *м*. Причем в IVа подгоризонте выделяется до двух, а в IVб — до четырех песчаных пластов. Пласты песчаника мощностью 12—15 *м* на Узени приурочены к верхней части разреза. На Асаре IVб подгоризонт иногда полностью заглинизирован. В средней части разреза пачки на Карамандыбасе и Асаре встречаются глинистые пласты мощностью до 15 *м*, против которых отмечается размыв диаметра скважины до 30—35 *см*. В некоторых случаях пласты разбиты песчаными прослоями на глинистые пропластки мощностью от 1,5 до 4,6 *м*. На Асаре (скв. 2) коллектор отмечается в подошвенной части горизонта, а в кровельной — пласт с ухудшенными коллекторскими свойствами мощностью 7 *м*.

Кривые электрокаротажа и РК четко расчленяют разрез на отдельные литологические разности. Значения $\Delta U_{\text{ПС}}$ против песчаников — 0,3—1,0,

ГК — 7—13 гамм, НГК — 1,2—1,9 усл. ед. Сопротивление продуктивных пластов 1,2—11 *ом·м*, водоносных 0,4—2,0 *ом·м*. Сопротивление глин — 1—1,3 *ом·м*. ГК — 13—14 гамм, НГК — 1,1—1,2 усл. ед.

Средняя пористость пород 20,4—22,7%, проницаемость 102—149 *мд*. На Узени IVа подгоризонт, так же как и IVб, вскрыт 195 скважинами, на Карамандыбасе вскрыт 19 скважинами и опробован в четырех и на Асаре вскрыт тремя скважинами. IVб подгоризонт на Карамандыбасе вскрыт 19 скважинами и опробован в двух, на Асаре вскрыт тремя скважинами. Максимальный дебит нефти из IVа подгоризонта ($Q_н$ — 115 *м³/сутки* через 9-*мм* штуцер) получен в скв. 37 на месторождении Узень, а минимальный ($Q_н$ — 4,6 *м³/сутки* при диаметре штуцера 9 *мм*) — в скв. 248. В IVб подгоризонте максимальный дебит получен на месторождении Узень ($Q_н$ — 107 *м³/сутки* через 9-*мм* штуцер) в скв. 236.

Газонефтяной и водонефтяной контакты на месторождении Узень по IVа подгоризонту принимаются на отметках соответственно —1000 и —1140 *м*, по IVб подгоризонту — на отметках —1015 и —1140 *м*.

На Карамандыбасе в разрезе IVа подгоризонта выделяются четыре залежи. Две нефтяные в районе основного свода. Водонефтяной контакт первой принимается на отметке —1252 *м*; в районе скв. 13 по данным опробования водонефтяной контакт второй выделяемой залежи проводится на отметке —1272 *м*. Две газовые залежи приурочены к скв. 6 и 7, газоводяной контакт первой взят на отметке —1260 *м*, вторая, предполагаемая залежь, литологически ограниченная со всех сторон плохо проницаемыми породами, по-видимому, безводная. Для газовой залежи IVб подгоризонта газоводяной контакт принимается на отметке —1272 *м*. Общая мощность IVа подгоризонта меняется от 12—27 *м* на месторождении Узень до 25 *м* на площади Карамандыбас. Общая мощность IVб подгоризонта варьирует от 13 *м* на месторождении Узень до 8 *м* на площади Асар.

На месторождениях Жетыбай-Восточно-Жетыбайской антиклинальной зоны выделяются два подгоризонта IVа и IVб. Они выражены переслаиванием мелкозернистых песчаников, алевролитов и глин. На площадях Восточный Жетыбай, Жетыбай эти горизонты представлены двумя песчаными пачками, разделенными глинистым пластом мощностью 12—25 *м*. IVа подгоризонт имеет меньшую мощность, чем IVб. Эти подгоризонты состоят из пластов различной мощности. Число их меняется от 1 до 4. В скв. 92, 18 Жетыбай, скв. 1 Восточный Жетыбай и др. IVа подгоризонт представлен единым коллектором. IVб выражен монолитным коллектором в скв. 10 и 18, где мощность его изменяется от 27 до 35 *м*. Общая мощность песчаников двух подгоризонтов изменяется в следующей последовательности: западная периклиналь Жетыбая ~ 23 *м*, Жетыбай — 25—35 *м*, Восточный Жетыбай — 23 *м*.

По промыслово-геофизическому материалу песчаники характеризуются глубоким минимумом ПС ($\Delta U_{пс}$ — 0,5—1,0), низкими и средними значениями ГК (9—14 гамм) и НГК (1,3—1,7 усл. ед.). Сопротивление песчаников изменяется в широких пределах от 1,2 до 8 *ом·м* в зависимости от характера насыщения и коллекторских свойств. Против глин значения ГК составляют 11—15 гамм, НГК — 1,1—1,3 усл. ед. Сопротивление глин 1,2—4 *ом·м*. На кавернограмме против глин отмечается размыв диаметра скважин. Встречаются плотные разности, которым соответствует номинальный диаметр скважин.

Средняя пористость равна 20%, проницаемость 197 *мд*.

Подгоризонт IVа вскрыт на Жетыбае почти 80 скважинами и опробован в 17 скважинах, на Восточном Жетыбае вскрыт пятью скважинами. IVб

подгоризонт на месторождении Жетыбай вскрыт тем же количеством скважин, что и вышележащий IVа, и опробован в 16 скважинах, на площади Восточный Жетыбай вскрыт пятью скважинами и опробован в двух. На месторождении Жетыбай максимальный дебит нефти ($Q_н$ — 12,6 *м³/сутки* при диаметре штуцера 12 *мм*) из IVа подгоризонта получен в скв. 112. На той же площади максимальный дебит нефти из IVб подгоризонта зафиксирован в скв. 36 ($Q_н$ — 72 *м³/сутки* через 7-*мм* штуцер), а минимальный в скв. 111 ($Q_н$ — 14,6 *м³/сутки* через 12-*мм* штуцер).

На Жетыбае в IVа подгоризонте газонефтяной контакт проводится на отметке —1725 *м*, водонефтяной — на —1750 *м*. Водонефтяной контакт в IVб подгоризонте принимается на отметке —1771 *м*. На Восточном Жетыбае оба подгоризонта обводнены. Общая мощность IVа подгоризонта меняется от 8 *м* на Восточном Жетыбае до 20 *м* на площади Жетыбай. Общая мощность IVб подгоризонта варьирует от 9 *м* на площади Восточного Жетыбая до 19 *м* на месторождении Жетыбай.

В пределах Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны IV продуктивный горизонт на Южном Жетыбае, Актасе и Тасбулате подразделяется на два подгоризонта — IVа и IVб, причем по данным промысловой геофизики эти подгоризонты на Актасе, возможно, продуктивны. На Тенгинском месторождении, как отмечалось выше, пачка пород, являющаяся аналогом IV горизонта, обобщается с вышележащей пачкой III и вливается в III + IV горизонт. IVа подгоризонт представлен песчаником мощностью 4—15 *м*, который выдерживается на всех рассматриваемых площадях. IVб подгоризонт представлен чередованием песчаников и глин и характеризуется резкой фациальной изменчивостью. В разрезе IVб подгоризонта выделяется от одного до шести пластов. Суммарная мощность песчаников изменяется в следующей последовательности: на площадях Южный Жетыбай, Актас, Тасбулат от 28 до 32 *м*.

По промыслово-геофизическим данным песчаники характеризуются глубоким минимумом ПС ($\Delta U_{пс}$ — 0,6—1,0), низкими значениями ГК (7,5—15 гамм). Сопротивление продуктивных пластов — от 1,5—4,2 *ом·м*, водоносных — до 1,2 *ом·м*. На кавернограмме против песчаников отмечается небольшая корочка, против глин — номинальный диаметр скважины. Сопротивление глин — 2,6 *ом·м*.

Средняя пористость пород-коллекторов изменяется от 16 до 19,0%, проницаемость — от 69 до 80 *мд*.

IVа и IVб подгоризонты вскрыты 18 скважинами на Тасбулате, четырьмя скважинами на Актасе и четырьмя скважинами на Южном Жетыбае. IVа и IVб подгоризонты опробованы соответственно в одной и двух скважинах на Тасбулате. На месторождении Тасбулат из IVа подгоризонта в скв. 1 через 8-*мм* штуцер получен газ ($Q_г$ — 79 000 *м³/сутки*), из IVб подгоризонта $Q_г$ составил 58 500 *м³/сутки* при диаметре штуцера 7 *мм*. На Тасбулате газоводяной контакт залежей IVа и IVб продуктивных подгоризонтов принимается на отметках соответственно —1837 и —1860 *м*. Общая мощность IVа подгоризонта изменяется от 5 *м* на месторождении Тасбулат до 14 *м* на площади Актас. Общая мощность IVб подгоризонта колеблется от 8 *м* на месторождении Тасбулат до 19 *м* на площади Южный Жетыбай.

V продуктивный горизонт на всех месторождениях Асар-Узеньской антиклинальной зоны подразделяется на два подгоризонта — Va и Vб. На Асаре они относятся к возможно продуктивным по данным промысловой геофизики. Va подгоризонт отделен от вышележащего IVб подгоризонта глинистой пачкой мощностью от 2 до 10 *м*. Литологически оба подгоризонта выражены песчани-

ками, глинами, алевролитами. Количество песчаных прослоев изменяется от двух до шести. Мощность их варьирует в широких пределах от 1,5 до 35 *м*. Причем в Va подгоризонте выделяется до двух, а в Vб до четырех песчаных пластов. Подгоризонты подвержены резкой фациальной изменчивости. В их разрезе можно встретить мощные песчаные пачки (от двух до трех), разделенные глинистым пластом небольшой мощности (4—6 *м*). Мощность песчаников в Va подгоризонте 8—10 *м*, в Vб — 35—40 *м*. Наиболее выдержан Va подгоризонт. Vб часто представлен переслаиванием песчаников и глин, иногда с преобладанием последних (например, в скв. 2 Асар). В общем для Vб подгоризонта отмечается увеличение глинистости с востока на запад. Если общая мощность песчаников на Узени 35—48 *м*, на Карамандыбасе до 30 *м*, то на Асаре (скв. 2) до 15 *м*.

По промыслово-геофизическому материалу песчаники характеризуются минимумом ПС, низкими значениями ГК (7—13 гамм). Сопротивление их изменяется в широких пределах в зависимости от характера насыщения и коллекторских свойств; сопротивление продуктивных пластов — 22—50 *ом·м*, водоносных — 0,5—1,9 *ом·м*. Сопротивление глин 1,3—1,6 *ом·м*. Значения ГК — 9—13 гамм, НГК — 1,1—1,6 усл. ед.

Средняя пористость пород-коллекторов 20,4—22,7%, проницаемость — 189 *мд*.

Va подгоризонт вскрыт на Узени 73 скважинами, на Карамандыбасе вскрыт 19 скважинами и опробован в одной скважине; на Асаре вскрыт тремя скважинами. Vб подгоризонт вскрыт на Узени приблизительно тем же количеством скважин, что и вышележащий Va; на Карамандыбасе вскрыт 19 скважинами и опробован в двух скважинах; на Асаре вскрыт тремя скважинами. На Узени Va и Vб подгоризонты опробованы в 73 скважинах. Максимальный дебит нефти ($Q_б$ — 108 *м³/сутки* через 8-*мм* штуцер) из Va подгоризонта получен в скв. 13 месторождения Узень, а минимальный (5,5 *м³/сутки*) в скв. 87. На том же месторождении максимальный дебит нефти ($Q_н$ — 138 *м³/сутки* через 9-*мм* штуцер) из Vб подгоризонта зафиксирован в скв. 86, а минимальный ($Q_н$ — 38 *м³/сутки* через 9-*мм* штуцер) в скв. 24. На основном своде месторождения Узень газонефтяной и водонефтяной контакты для Va подгоризонта проводятся на отметках —1042 и —1150 *м*, а для Vб подгоризонта на отметках —1061 и —1145 *м*. В районе Хумурунского купола газоводяной контакт в Va подгоризонте проводится на —1138 *м*; в Vб подгоризонте газонефтяной контакт принят на отметке —1164 *м*, а водонефтяной на —1167 *м*. На Карамандыбасе Va и Vб подгоризонты вмещают газовые залежи, газоводяные контакты для которых проводятся на отметках соответственно —1285 и —1304 *м*. Общая мощность Va подгоризонта изменяется от 7 *м* на месторождении Карамандыбас до 14 *м* на площади Узень. Общая мощность Vб подгоризонта изменяется от 10 *м* на Асаре до 37 *м* на площади Узень.

На месторождениях Жетыбай-Восточно-Жетыбайской антиклинальной зоны V продуктивный горизонт также подразделяется на подгоризонты Va и Vб. Горизонт сложен песчаниками, глинами и алевролитами. На площади Жетыбай в Va подгоризонте наблюдается чередование песчаников и глин. Vб подгоризонт преимущественно песчанистый. Глинистые прослои часто замещаются песчаными, образуя монолитные пачки (скв. 1 Восточный Жетыбай). В разрезе подгоризонта прослеживается от одного до шести песчаных прослоев мощностью 2—4—6—9—15—40 *м*. Причем в Va в основном выделяется один песчаный пласт, а в Vб количество их достигает пяти. Общая мощность песчаников изменяется от 30 *м* на Жетыбае до 40 *м* на площади Восточный Жетыбай.

По промыслово-геофизическому материалу песчаники характеризуются минимумом ПС ($\Delta U_{пс}$ 0,5—1,0), низкими значениями ГК (8—12 гамм и повышенными НГК. Сопротивление песчаников изменяется от 0,8 до 7 *ом·м*. На кавернограмме песчаникам соответствует уменьшение диаметра скважины. Значение ГК в глинах составляет 12—16 гамм, НГК — 1,2—1,5 усл. ед. Сопротивление глин колеблется от 1 до 4 *ом·м*.

Подгоризонт Va отделен от подгоризонта IVб глинистым прослоем мощностью до 16 *м*. Подошва Vб подгоризонта проводится по глинистой пачке мощностью от 2 до 8 *м*. Средняя пористость равна 19,5%, проницаемость 103 *мд*. Va подгоризонт вскрыт на Жетыбае почти 80 скважинами и опробован в девяти; на Восточном Жетыбае вскрыт пятью скважинами и опробован в одной. Vб подгоризонт вскрыт на Жетыбае тем же количеством скважин, что и вышележащий, и опробован в девяти скважинах; на Восточном Жетыбае вскрыт пятью скважинами. Максимальный дебит нефти ($Q_н$ — 48,3 *м³/сутки* через 9-*мм* штуцер) из Va подгоризонта получен в скв. 111 на месторождении Жетыбай, минимальный ($Q_н$ — 6,7 *м³/сутки* при диаметре штуцера 11 *мм*) — в скв. 30. На том же месторождении максимальный дебит нефти ($Q_н$ — 90,6 *м³/сутки* через 7-*мм* штуцер) из Vб подгоризонта зафиксирован в скв. 48, минимальный ($Q_н$ — 17,4 *м³/сутки*, штуцер 4 *мм*) — в скв. 86.

На месторождении Жетыбай газонефтяной и водонефтяной контакты в Va и Vб подгоризонтах принимаются на отметках соответственно —1763, —1780, —1803 и —1822 *м*. На Восточном Жетыбае Va подгоризонт обводнен. Общая мощность Va изменяется от 9 *м* на месторождении Восточный Жетыбай до 36 *м* на площади Жетыбай. Общая мощность Vб колеблется от 5 *м* на месторождении Жетыбай до 16 *м*.

На месторождениях Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны V продуктивный горизонт выделяется на Тенге; на Тасбулате, Актасе и Южном Жетыбае он подразделяется на два подгоризонта — Va и Vб. Разделом между IVб и Va подгоризонтами является четко прослеживающийся глинистый пласт мощностью от 6 до 12 *м*. Исключением является скв. 2 Тенге, где раздел слит с глинистой толщей горизонта. Литологически оба подгоризонта представлены чередованием песчаников и глин. Причем последние имеют подчиненное значение. Глинистые прослои маломощны, лишь между подгоризонтами выделяется глинистый пласт мощностью до 12 *м*, который не прослеживается во всех скважинах Тенге, где выделяется V горизонт. Количество песчаных пластов в подгоризонте Va достигает двух, а в Vб — пяти. Мощности песчаных прослоев изменяются от 2 до 32 *м*.

По геофизическому материалу песчаники характеризуются глубоким минимумом ПС ($\Delta U_{пс}$ — 0,4—0,99), низкими значениями ГК (7,0—11,0 гамм). Сопротивление продуктивных пластов колеблется от 3 до 6 *ом·м*. Против песчаников на кавернограмме отмечается незначительное уменьшение диаметра скважины. Глинистые прослои характеризуются номинальным диаметром скважины, высокими значениями ГК (до 12 гамм), низкими НГК (до 1,2 усл. ед.). Сопротивление глин изменяется от 1,8 до 2,6 *ом·м*.

Средняя плотность меняется от 16,7 до 18,7 (Тенге) и 20% (Тасбулат), проницаемость от 60 (Тенге) до 47 *мд* (Тасбулат). V продуктивный горизонт на месторождении Тенге вскрыт 24 скважинами и опробован в пяти. Va подгоризонт вскрыт на Тасбулате 18 скважинами и опробован в одной, на Актасе вскрыт четырьмя скважинами, на Южном Жетыбае — четырьмя скважинами. Vб подгоризонт вскрыт на Тасбулате 18 скважинами и опробован в четырех,

на Актасе вскрыт четырьмя скважинами, на Южном Жетыбае вскрыт тем же количеством скважин и опробован в одной (скв. 95).

На месторождении Тенге газоводяной контакт для залежи, заключенной в V горизонте, принимается на отметке —1670 *м*. На Тасбулате газоводяные контакты по Va и Vб подгоризонтам проводятся на отметках соответственно —1896 и —1919 *м*. На месторождении Южный Жетыбай водонефтяной контакт для залежи Vб подгоризонта проводится на отметке —1967 *м*. Общая мощность V продуктивного горизонта на месторождении Тенге изменяется от 12 до 55 *м*. Общая мощность Va горизонта колеблется от 20 (месторождение Тасбулат) до 34 *м* на площади Южный Жетыбай; Vб — от 5 (Тасбулат) до 20 *м* (Актас).

VI продуктивный горизонт на месторождениях Усар-Узеньской антиклинальной зоны подразделяется на три подгоризонта — VIa, VIб и VIв. Причем не исключена возможность, что в Асаре подгоризонты VIa и VIб сливаются в один горизонт. Эти подгоризонты литологически выражены чередованием мелкозернистых песчаников, алевролитов, глин и характеризуются резкой фациальной изменчивостью. Количество песчаных прослоев изменяется от трех до 12, мощность их изменяется в широких пределах. Причем в VIa и VIв подгоризонтах выделяется до трех, а в VIб до шести песчаных пластов. В ряде случаев глинистые прослои замещаются песчаниками, образуя монолитные пачки. На Асаре и Карамандыбасе в некоторых скважинах (скв. 2, 3) в VIв подгоризонт заглинизирован.

По промыслово-геофизическому материалу песчаники характеризуются уменьшением диаметра скважины, минимумом ПС ($\Delta U_{пс}$ — 0,3—1,0), низкими ГК (7—14 гамм). Сопротивление продуктивных пластов 1,5—4 *ом·м*, водоносных — 0,4—2,0 *ом·м*. Глины отмечаются высокими значениями ГК (10—16 гамм), низкими НГК (1,2—1,7 усл. ед.). Сопротивление глин 1,4—2,2 *ом·м*.

Мощность горизонта на Узени, Карамандыбасе 100—110 *м*, на Асаре и Туркменое 70—100 *м*. Средняя пористость изменяется от 19,1 до 22,8%, проницаемость до 186 *мд*.

VIa подгоризонт вскрыт на Узени 35 скважинами и опробован в 34, на Карамандыбасе вскрыт 19 скважинами и опробован в двух, на Асаре вскрыт, как и вышележащий, тремя скважинами. VIб вскрыт и опробован на Узени в 32 (разведочных) и 9 скважинах, на Карамандыбасе в 19 и 5 скважинах, на Асаре вскрыт тремя скважинами. VIв подгоризонт вскрыт и опробован на Узени 32 (разведочными) и 7 скважинами, на Карамандыбасе вскрыт 19 скважинами и опробован в трех скважинах, на Асаре подгоризонт вскрыт тремя скважинами. Максимальный дебит нефти ($Q_н$ — 111,5 *м³/сутки* через 8-*мм* штуцер) из VIa подгоризонта получен в скв. 38 месторождения Узень, минимальный ($Q_н$ — 37,5 *м³/сутки*, газлифт) — в скв. 224. Максимальный дебит нефти (102,3 *м³/сутки*, штуцер 9 *мм*) из VIб подгоризонта зафиксирован в скв. 5 на месторождении Узень, минимальный ($Q_н$ — 9 *м³/сутки*, компрессор) — в скв. 82. Максимальный дебит газа ($Q_г$ — 95 000 *м³/сутки*, штуцер 10 *мм*) из VIв подгоризонта получен в скв. 14 на месторождении Узень, минимальный ($Q_г$ — 50 350 *м³/сутки*, штуцер 12 *мм*) — в скв. 5 на площади Карамандыбас.

На месторождении Узень в VIa подгоризонте водонефтяной контакт на основном своде структуры проводится на отметке —1146 *м* и лишь в районе скв. 42 15 и 203 имеет более низкие отметки. Так, в скв. 203 водонефтяной контакт отбивается на основании данных опробования на отметке —1166 *м*. В районе Хумурунского купола разноречивость данных опробования не позволяет провести газонефтяного и водонефтяного контактов для выделяемой здесь условно

газонефтяной залежи. В VIб подгоризонте на основном своде газонефтяной и водонефтяной контакты принимаются на отметках —1143 и —1152 *м*, на Хумурунском куполе эти контакты принимаются соответственно на отметках —1234 и —1237 *м*. VIв подгоризонт продуктивен лишь наХумурунском куполе. Здесь выделяются две залежи. Первая приурочена к коллекторскому пласту в кровле подгоризонта с газонефтяным и водонефтяным контактами на отметках —1264 и —1272 *м*, вторая, выделяемая в подошвенной части подгоризонта, имеет контакт на отметке —1275 *м*. На Карамандыбасе VIа подгоризонт обводнен, в VIб газоводяной контакт принят на отметке —1383 *м* и в VIв подгоризонте газонефтяной и водонефтяной контакты для залежи, приуроченной к основному своду (скв. 3, 5), проводятся на отметках соответственно —1393 и —1394 *м*, а для залежи, выделяемой в районе скв. 7, водонефтяной контакт принимается на отметке —1422 *м*. Общая мощность подгоризонтов VIа, VIб и VIв изменяется соответственно от 26 *м* на площади Асар до 52 *м* на месторождении Узень; от 23 *м* на месторождении Карамандыбас до 13 *м* на площади Узень; от 14 *м* на месторождении Карамандыбас до 32 *м* на площади Узень.

VI горизонт, совпадающий по объему с пачкой Ю-IV на месторождении Восточный Жетыбай, по данным промысловой геофизики является водонасыщенным. На Жетыбае водонасыщена толща пород пачки Ю-VI, являющаяся аналогом VIб и VIв подгоризонтов. Данная пачка представлена чередованием мелкозернистых песчаников, алевролитов, глин и характеризуется резкой фациальной изменчивостью. На западной периклинали на Жетыбае и Восточном Жетыбае мощности песчаных прослоев изменяются от 2 до 30 *м*. Количество их варьирует от трех до 12. В ряде случаев (скв. 92 Жетыбай, скв. 1 Восточный Жетыбай) пласты сливаются в единый коллектор. Подошвенная часть горизонта заглинизирована. Общая мощность песчаников изменяется в следующей последовательности: на западной периклинали Жетыбай — до 30 *м*, на Жетыбае — 32—38 *м*, на Восточном Жетыбае — 38 *м*.

По промыслово-геофизическому материалу параметр ГК песчаников изменяется в пределах от 0,3—1,0 до 8—12 гамм, НГК — 1,3—1,7 усл. ед. Сопротивление пластов изменяется от 0,4 до 3,2 *ом·м*.

VI горизонт вскрыт на Жетыбае приблизительно 80 скважинами, на Восточном Жетыбае — пятью скважинами. На Жетыбае VI подгоризонт опробован в пяти скважинах. Для залежи, вмещаемой VIа подгоризонтом, газонефтяной контакт проводится на отметке —1824 *м*, водонефтяной контакт на —1835 *м* (здесь он имеет неровную поверхность: в скв. 49 по данным опробования отбивается на отметке —1826 *м*, а в скв. 30 — на отметке —1833 *м*). Общая мощность VIа подгоризонта 22—37 *м*.

VI продуктивный горизонт на месторождениях Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны подразделяется на подгоризонты VIа, VIб и VIв. На Южном Жетыбае VIа и VIб, а на Тенге VIб и VIв сливаются в один подгоризонт.

Подгоризонт VIа перекрыт пластом глин мощностью до 12 *м*, хорошо прослеживающимся по диаграммам РК и электрокаротажа.

Литологически выделяемые подгоризонты представлены переслаиванием песчаников и глин. Количество песчаных пластов достигает 13 (рис. 57, 58). В некоторых случаях глинистые прослои замещаются песчаниками, образующими отдельные пачки мощностью до 30—45 *м*. В скв. 95 Южный Жетыбай, скв. 1 Актас, скв. 1 Тасбулат, скв. 2 Тенге VIа подгоризонт представлен монолитным песчаником. В западной части площади Южный Жетыбай все три подгоризонта представлены переслаиванием песчаников и глин. Суммарная мощность песчаников изменяется в следующей последовательности: в западной

части она равна 30—35 *м* (максимальная мощность — 56 *м* в скв. 95 Южный Жетыбай), в восточной части площади Тенге — 40 *м*.

По промыслово-геофизическому материалу песчаники характеризуются минимальными значениями ПС ($\Delta U_{пс}$ — 0,54—0,8), низкими значениями ГК (от 9,6 до 13 гамм). Сопротивление песчаников изменяется в широких пределах в зависимости от характера насыщения и коллекторских свойств. Для продуктивных пластов оно составляет 1,5—6 *ом·м*, для водоносных 0,8—1,2 *ом·м*. Сопротивление глин —2—2,8 *ом·м*, значение ГК — 11 гамм, НГК — 1,9 усл. ед.

Средняя пористость пород-коллекторов достигает 17,7%, проницаемость 65—76 *мд*.

VIа подгоризонт вскрыт на Тенге 24 скважинами (рис. 59) и опробован в 11, на Актасе вскрыт четырьмя скважинами, на Тасбулате 18 скважинами (рис. 60) и опробован в одной. VIб подгоризонт вскрыт на Актасе, как и вышележащий, четырьмя скважинами.

VIа + б вскрыт на Южном Жетыбае четырьмя скважинами и опробован в одной.

VIб + в вскрыт на Тенге 24 скважинами и опробован в десяти.

Максимальный дебит газа из VIа подгоризонта ($Q_г$ — 200 000 *м³/сутки* через 9-*мм* штуцер) получен в скв. 10 месторождения Тенге, минимальный ($Q_г$ — 4000 *м³/сутки*, штуцер 9 *мм*) — в скв. 9.

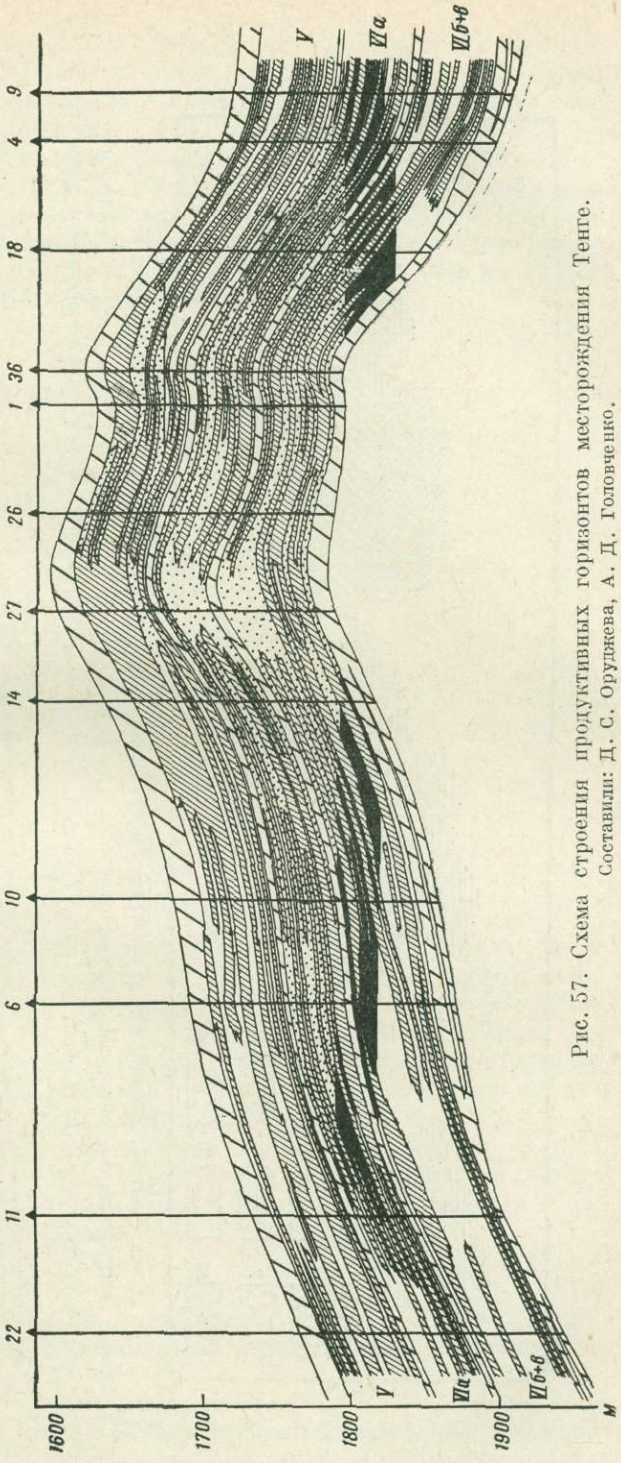


Рис. 57. Схема строения продуктивных горизонтов месторождения Тенге.
Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

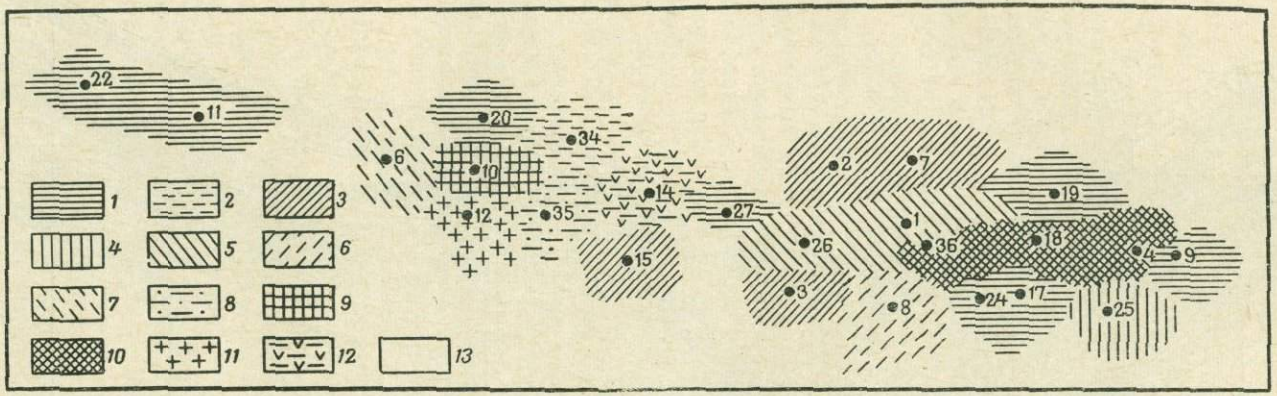


Рис. 58. Зональная карта VIa продуктивного подгоризонта месторождения Тенге.

Области распространения зональных интервалов: *1* — 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9; *2* — 1, 3, 6, 7, 8, 9; *3* — 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9; *4* — 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9; *5* — 1, 2, 3, 4, 6, 7, 9; *6* — 1, 3, 5, 6, 7, 8; *7* — 1, 2, 3, 4, 5, 6; *8* — 1, 3, 4, 5, 6, 7, 9; *9* — 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8; *10* — 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9; *11* — 1, 5, 6, 7, 8, 9; *12* — 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8; *13* — область отсутствия данных.

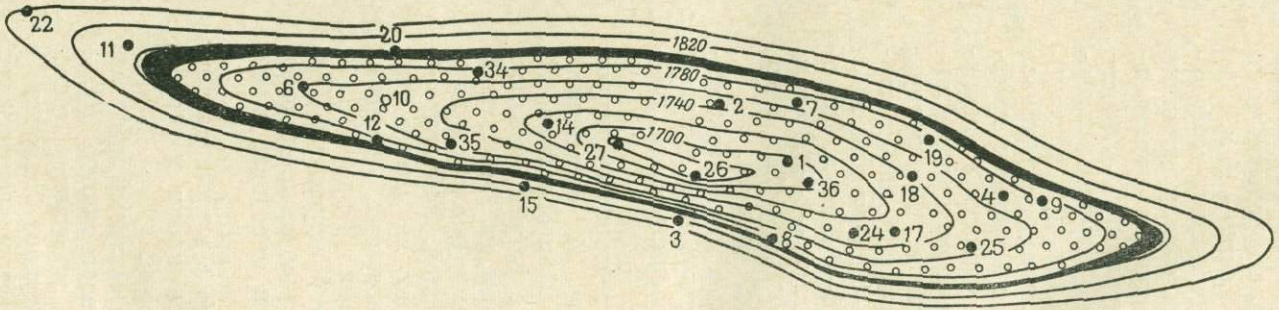


Рис. 59. Структурная карта по кровле VIa продуктивного подгоризонта месторождения Тенге.

Составил А. Д. Головченко.

На Южном Жетыбае VIа подгоризонт вмещает залежь с водонефтяным контактом на отметке —1991 *м*, на Тенге газонефтяной и водонефтяной контакты принимаются на отметках соответственно —1792 и —1798 на Тасбулате газоводяной контакт проводится на отметке —1953 *м*. Для подгоризонта VIб + в на месторождении Тенге газонефтяной и водонефтяной контакты приняты на отметках соответственно —1795 и —1820 *м*. На Тасбулате VIб и VIв подгоризонты вмещают залежи с газоводяными контактами на отметках —1980 и —2014 *м*.

Общая мощность подгоризонтов VIа, VIб и VIв изменяется соответственно от 23 *м* на Тасбулате до 44 *м* на Тенге, от 20 *м* на Тасбулате до 45 *м* на Южном Жетыбае и от 19 *м* на Южном Жетыбае до 41 *м* на Тасбулате.

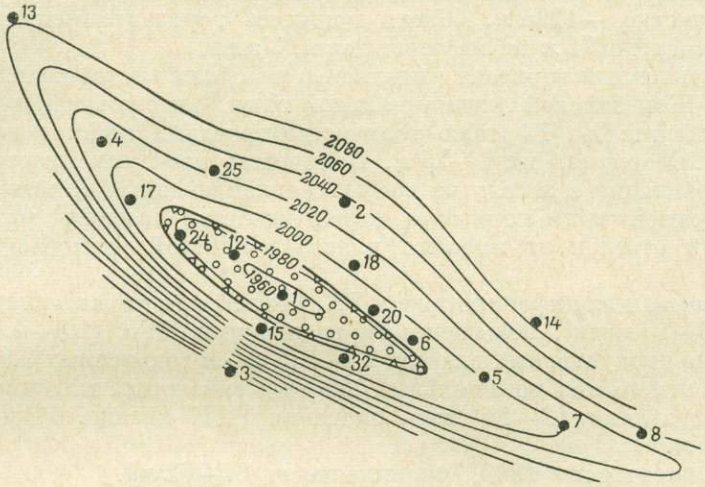


Рис. 60. Структурная карта по кровле VIб продуктивного подгоризонта месторождения Тасбулат.
Составил А. Д. Головченко.

VII продуктивный горизонт выделяется на всех месторождениях Асар-Узеньской антиклинальной зоны. На площади Асар по данным промысловой геофизики он сливается с нижележащим VIII горизонтом. На месторождении Карамандыбас горизонт делится на VIIа и VIIб подгоризонты, на Узени эти подгоризонты выделяются на основном своде и на Парсумурунском куполе, в районе же Хумуруна они не выделяются. Горизонт представлен песчаниками и глинами. Песчаники мелкозернистые, глинистые. В разрезе горизонта прослеживается от двух до семи песчаных пластов мощностью 2—10 *м*. В ряде скважин происходит слияние песчаных прослоев в монолитный коллектор мощностью до 30—35 *м* (скв. 14 Узень). Глинизация кровли горизонта отмечается в некоторых скважинах на Узени и Асаре (скв. 2).

По промыслово-геофизическому материалу продуктивные пласты характеризуются сопротивлением порядка 3 *ом·м.*, водоносные — 0,4—1,0 *ом·м*. Песчаникам соответствуют значения ГК 9—14 гамм, НГК — 1,2—1,3 усл. ед., ПС — 0,4—0,8; отмечается сужение диаметра скважины. Сопротивление глин 1,0 *ом·м*, ГК — 1,2 гамм, НГК — 15 усл. ед.

Средняя пористость 21—23%, проницаемость 74—100 *мд*.

VIIа подгоризонт вскрыт на Узени 32 разведочными скважинами и опробован в 11, на Карамандыбасе вскрыт 17 и опробован в трех. VIIб подгоризонт

вскрыт на Узени 32 разведочными скважинами и опробован в семи, а на Карамандыбасском месторождении вскрыт 17 скважинами и опробован в трех. На Асаре VII горизонт вскрыт тремя скважинами. В целом по горизонту максимальный дебит газа ($Q_г$ — 155 500 *м³/сутки* через 9-*мм* штуцер) получен на месторождении Узень в скв. 14, минимальный — на площади Карамандыбас в скв. 3 ($Q_г$ — 59 400 *м³/сутки* при диаметре шайбы 6,3-*мм*). На основном своде месторождения Узень в VIIа подгоризонте газоводяной контакт принят на отметке —1225 *м*, на Карамандыбасе в этом же подгоризонте — на отметке —1421 *м*. В VIIб подгоризонте на Узени и Карамандыбасе газоводяные контакты приняты на отметках —1270 и —1469 *м*. В районе Хумурунского купола на месторождении Узень этот контакт для залежи, вмещаемой VII горизонтам, принят на отметке —1295 *м*. Общая мощность горизонта меняется от 25 *м* на площади Асар до 71 *м* на месторождении Узень.

VII продуктивный горизонт выделяется на обоих месторождениях Жетыбай-Восточно-Жетыбайской антиклинальной зоны. Он сложен переслаиванием песчаников и глин. На Жетыбае количество песчаных пластов варьирует от двух до семи. Мощность их 1—25 *м*. Количество песчаных пластов увеличивается в направлении с запада на восток с одновременным сокращением мощностей. *В верхней части горизонта прослеживается песчаник мощностью до* 15 *м*, который отделен от нижнего пласта глинистой пачкой непостоянной мощности.

По диаграммам электрокаротажа и РК, коллекторы характеризуются минимумом ГК (9—15 гамм), повышенными значениями НГК (1,3—1,8 усл. ед.). Сопротивление продуктивных пластов 2,4—6,5 *ом·м* водоносных 9,9—3,0 *ом·м*. Против глин отмечается номинальный диаметр скважины, максимальные значения ГК составляют 12—18 гамм, значения НГК низкие. Мощность горизонта 55—65 *м*.

Средняя пористость 19%, проницаемость 67—72 *мд*.

VII продуктивный горизонт вскрыт на Жетыбае приблизительно 70 скважинами и опробован в шести, на Восточном Жетыбае вскрыт пятью скважинами и опробован в двух. Максимальный дебит нефти ($Q_н$ — 15,4 *м³/сутки* при $H_{ср.дин}$ 190 *м*) получен в скв. 12 на месторождении Жетыбай; минимальный ($Q_н$ — 0,9 *м³/сутки* при $H_{ср.дин}$ — 151 *м*) — в скв. 8. В разрезе горизонта весьма условно выделяется нефтяная залежь с предполагаемым водонефтяным контактом на отметке —1951 *м*. На Восточном Жетыбае VII горизонт обводнен. Общая мощность VII продуктивного горизонта колеблется от 20 *м* на месторождении Жетыбай до 40 *м* на площади Восточный Жетыбай.

На всех месторождениях Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны выделяется VII *продуктивный горизонт. На Южном Жетыбае и Актасе его можно* отнести к возможно продуктивным. Горизонт представлен переслаиванием песчаников и глин и характеризуется фациальной изменчивостью. При корреляции отложений VII горизонта по диаграммам электрокаротажа возникают определенные трудности в выделении реперных пластов. Лишь при совместном анализе материалов ГК и электрометрии удалось выделить характерные признаки, прослеживающиеся по всем рассматриваемым скважинам.

При сопоставлении кривых ГК по пачкам Ю-VI (его подошвенная часть), Ю-VII и Ю-VIII намечаются три уровня линии глин. Самый низкий — в подошве VI пачки, выше — в VII и еще выше — в VIII пачке. Поэтому границы между горизонтами следует проводить с учетом данных ГК и НГК.

В разрезе горизонта на площади Тенге отмечается от двух до четырех песчаных прослоев, на Тасбулате до семи (рис. 61, 62), на Актасе и Южном Жетыбае

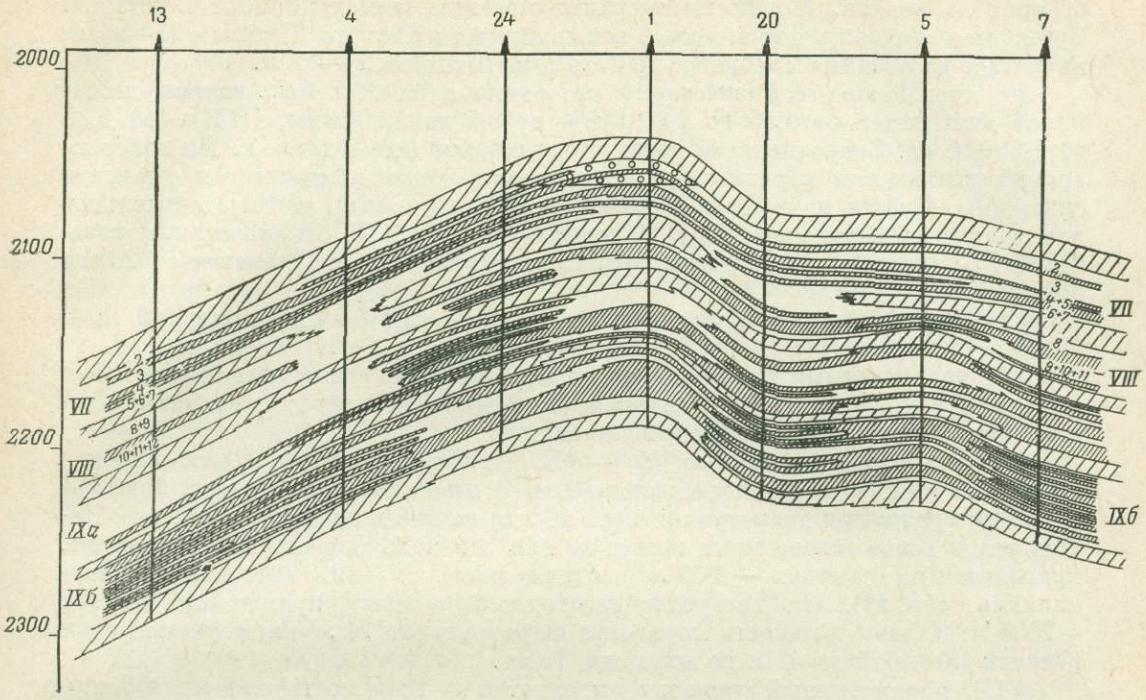


Рис. 61. Схема строения продуктивных горизонтов месторождения Тасбулат.
Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

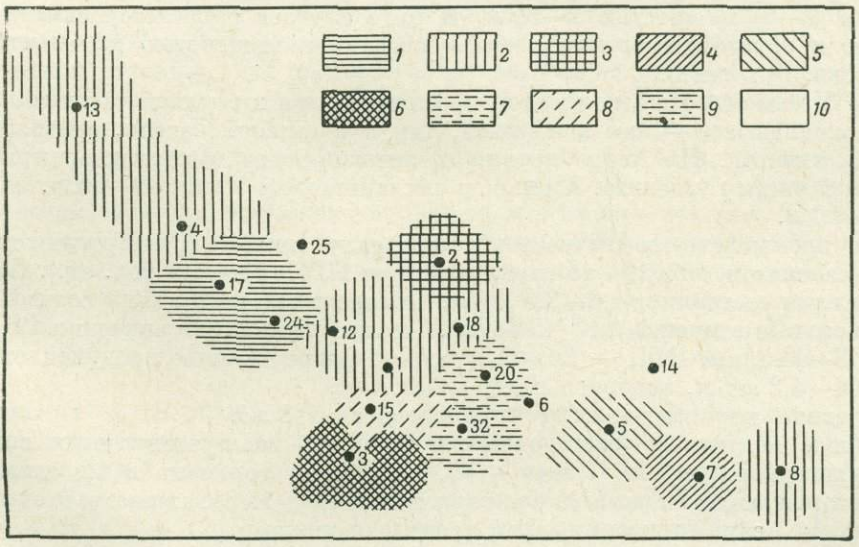


Рис. 62. Зональная карта VII + VIII продуктивного горизонта месторождения Тасбулат.

Области распространения зональных интервалов: *1* — 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12; *2* — 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12; *3* — 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 12; *4* — 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12; *5* — 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 12; *6* — 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12; *7* — 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12; *8* — 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 12; *9* — 1, 2, 3, 6, 7, 8, 12; *10* — область отсутствия данных.

от трех до девяти. Мощности песчаных прослоев изменяются от 2 до 15 *м*. Суммарная мощность песчаников в западной части Южного Жетыбая 25—34 *м*, на Актасе до 40 *м*, на Тасбулате до 35 *м* и на Тенге до 20—28 *м*.

По промыслово-геофизическому материалу параметр $\Delta U_{пс}$ против песчаников изменяется от 0,55 до 1,0, ГК — от 8,0 до 13,0 гамм, НГК — от 1,35 до 1,6 усл. ед. Сопротивление водоносных пластов 0,6—1,6 *ом·м*. По кавернограмме эти пласты характеризуются незначительным уменьшением диаметра скважины. Против глин отмечается номинальный диаметр или незначительное увеличение диаметра скважины. Максимум на кривой ГК 10—13 гамм, показания НГК низкие — 1,3—1,4 усл. ед. Сопротивление глин меняется от 2,3 до 3,5 *ом·м*.

Средняя пористость пород-коллекторов 15—16,1%, проницаемость 40—53 *мд*.

VII продуктивный горизонт вскрыт на Тенге 20 скважинами и опробован в 11, на Тасбулате вскрыт 18 скважинами и опробован в двух; на Актасе и Южном Жетыбае вскрыт четырьмя скважинами.

Максимальный дебит газа ($Q_г$ — 172 000 *м³/сутки* через 10-*мм* штуцер) получен в скв. 4 на месторождении Тенге, минимальный — в скв. 1 ($Q_г$ — 20 600 *м³/сутки* при диаметре штуцера 10-*мм*) на площади Тасбулат. На месторождении Тенге газоводяные контакты для залежей, вмещаемых горизонтом, проводятся на отметках —1835 *м* (сводовая часть) и —1910 *м* (западная периклиналь, скв. 11). На Тасбулате газоводяной контакт принят на отметке —2056 *м*. Общая мощность горизонта варьирует от 21 *м* на месторождении Южный Жетыбай до 43 *м* на площади Тенге.

VIII продуктивный горизонт выделяется на всех месторождениях Асар-Узеньской антиклинальной зоны. В разрезе Асара по данным промысловой геофизики он сливается с вышележащим VII горизонтом. VIII горизонт представлен переслаиванием песчаников и глин и состоит из нескольких песчаных пластов (2—6) мощностью 2—30 *м*. В ряде случаев отмечается слияние этих пластов с образованием монолитного песчаника мощностью до 30 *м* (скв. 2 Асар, скв. 14 Узень).

На Узени основной коллектор прослеживается в верхней части горизонта, на Карамандыбасе — как в верхней, так и в нижней частях, средняя часть более глинистая. На Асаре кровля заглинизирована и коллектор приурочен к нижней части горизонта. Мощность песчаников на Узени 30—35 *м*, на Асаре до 24—50 *м*.

По промыслово-геофизическому материалу глины характеризуются высокими значениями ГК (10—15 гамм), низкими НГК (1,2—1,9 усл. ед.). Сопротивление глин составляет 1,0—2,3 *ом·м*. Подошвенной части глин соответствуют максимальные значения ГК (15 гамм). Против песчаников значения ГК составляют 8—14 гамм, НГК — 1,1—1,9 усл. ед. Сопротивление продуктивных пластов 8,4—4,2 *ом·м*, водоносных 0,4—2,8 *ом·м*.

Средняя пористость 22%, проницаемость 118 *мд*.

Общее количество разведочных и оценочно-эксплуатационных скважин, вскрывших горизонт на Узени — 36, опробован горизонт в 12 скважинах. На месторождении Карамандыбас горизонт вскрыт 16 скважинами и опробован в пяти. На Асаре горизонт вскрыт тремя скважинами.

Максимальный дебит газа ($Q_г$ — 135 600 *м³/сутки* через 9-*мм* штуцер) получен в скв. 53 на Узени, а минимальный — в скв. 14 ($Q_г$ — 24 500 *м³/сутки* при диаметре штуцера 4 *мм*). На основном своде и Хумурунском куполе месторождения Узень газоводяные контакты проводятся на отметках соответственно

—1270 и —1343 *м*. Для залежи, выделяемой в разрезе VIII горизонта на Карамандыбасе, газоводяной контакт принят на отметке —1498 *м*. Общая мощность VIII продуктивного горизонта варьирует от 41 *м* на месторождении Узень до 28 *м* на площади Асар.

VIII продуктивный горизонт выделяется на обоих месторождениях Жетыбай-Восточно-Жетыбайский антиклинальной зоны. По литологическому составу не отличается от VII горизонта и отделен от него глинистым разделом мощностью 4—12 *м*. Для горизонта характерна резкая фациальная изменчивость. На западной периклинали Жетыбая (скв. 69), на Жетыбае (скв. 18, 92) и на Восточном Жетыбае (скв. 1) в разрезе горизонта выделяется от одного до пяти пластов песчаника, которые приурочены к кровельной и средней частям. Подошвенная часть заглинизирована. В ряде случаев наблюдается замещение глинистых прослоев с образованием мощных песчаных пачек. Так, в скв. 1 (Восточный Жетыбай) горизонт представлен в основном монолитным песчаником мощностью до 60 *м*. Встречающиеся глинистые прослои маломощны и имеют подчиненное значение.

На кривых электрокаротажа литологические разности отмечаются четко: песчаники глубоким минимумом ПС ($\Delta U_{пс}$ — 0,3—1,0), низкими значениями ГК (10—12 гамм), повышенными НГК (1,4—1,8 усл. ед.). Сопротивление продуктивных пластов колеблется от 1,8 до 10 *ом·м*, водоносных от 1,8 до 4 *ом·м*. Глины отличаются высокими значениями ГК (12—19 гамм) и низкими НГК (1,2—1,7 усл. ед.). Сопротивление глин изменяется от 1,5 до 8 *ом·м*.

Средняя пористость 17,8%, проницаемость 48—93 *мд*.

VIII продуктивный горизонт вскрыт на Жетыбае примерно 70 скважинами и опробован в семи, на Восточном Жетыбае вскрыт пятью скважинами и опробован в двух. Максимальный дебит нефти ($Q_н$ — 31 *м³/сутки* через штуцер 9 *мм*) получен в скв. 50 на месторождении Жетыбай, минимальный ($Q_н$ — 2,2 *м³/сутки* при $Н_{ср.\ дин}$ — 285 *м*) в скв. 15. На месторождении Жетыбай горизонт вмещает залежь, газонефтяной контакт которой условно проводится на отметке —1967 *м*, а водонефтяной контакт принят на отметке —1990 *м*. На Восточном Жетыбае VIII горизонт обводнен. Общая мощность VIII продуктивного горизонта варьирует от 15 *м* на месторождении Жетыбай до 22 *м* на площади Восточный Жетыбай.

VIII продуктивный горизонт выделяется также на всех месторождениях Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны. В верхней части горизонта залегает песчаник, хорошо прослеживающийся во всех скважинах рассматриваемых месторождений. Мощность его на площадях Южный Жетыбай (скв. 95) и Актас (скв. 1) равна соответственно 22 и 24 *м*, на площадях Тасбулат (скв. 1) и Тенге (скв. 2, 6) — 12—14—30 *м*. Остальная часть представлена глинами с маломощными прослоями глинистых песчаников или алевролитов. Наибольшую мощность (30—40 *м*) эта глинистая пачка имеет на площадях Тасбулат и Актас.

Горизонт четко прослеживается по промыслово-геофизическим данным. Песчаник отличается минимумом на диаграмме ПС ($\Delta U_{пс}$ — 0,54—0,59), низкими значениями ГК (8,0—12 гамм) и повышенными НГК (1,36—1,5 усл. ед.). Глинистая пачка отмечается самыми высокими значениями ГК (13 гамм и выше) и низкими НГК (1,3 усл. ед.) по сравнению с глинами пачек VI и VII. Сопротивление глин 4—5 *ом·м*. Против них на кавернограмме отмечается небольшое увеличение диаметра скважины или номинальный диаметр. Подошву горизонта, возможно, целесообразнее проводить по данным РК, т. е. по подошве глинистой пачки.

Средняя пористость и проницаемость пород-коллекторов соответственно равны 14,4—15,2% и 52—65 *мд.*

VIII продуктивный горизонт вскрыт на Тенге 18 скважинами и опробован в шести, на Тасбулате вскрыт 16 скважинами, на Актасе и Южном Жетыбае — четырьмя.

В разрезе VIII горизонта в пределах Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны скопления углеводородов выявлены лишь на Тенгинском месторождении. Газоводяной и водонефтяной контакты для залежей горизонта проводятся на отметках —1852 и —1868 *м*. Общая мощность VIII продуктивного горизонта

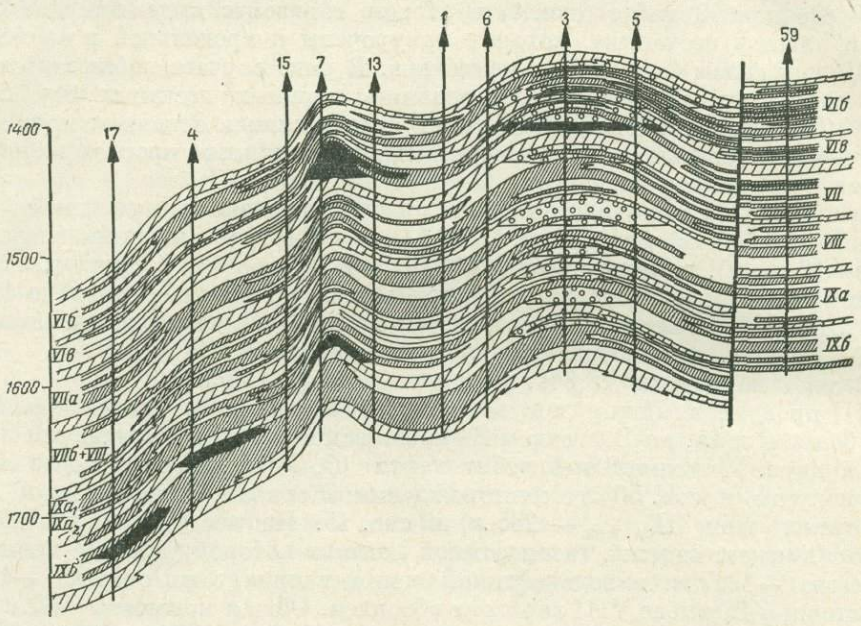


Рис. 63. Схема строения продуктивных горизонтов месторождения Карамандыбас в продольном разрезе.
Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

изменяется от 21 *м* на месторождении Южный Жетыбай до 38 *м* на площади Тенге.

IX продуктивный горизонт на всех месторождениях Асар-Узеньской антиклинальной зоны подразделяется на два подгоризонта — IXа и IXб. В литологическом отношении они почти целиком представлены глинистой толщей с прослоями песчаников различной мощности. Для них характерна резкая фациальная изменчивость. В ряде скважин песчаные пласты отсутствуют. В IXб подгоризонте в некоторых скважинах прослеживаются песчаные пачки (скв. 3 Карамандыбас, скв. 2 Асар). В общем в разрезе подгоризонтов насчитывается до 8—10 песчаных пластов мощностью до 45 *м* (скв. 3 Карамандыбас, скв. 2 Асар) (рис. 63, 64, 65).

По геофизическим данным песчаники, слагающие IXа подгоризонт, более глинистые, чем песчаники IXб подгоризонта. Оба подгоризонта четко выделяются по материалам РК. По данным ГК глины отличаются более высокими значениями, чем вышележащие и нижележащие глинистые пласты. Сопротивление глин составляет 3,2—4,8 *ом·м*. Против песчаников отмечаются низкие

ГК (7—15 гамм), средние и высокие НГК (1,1—2,1 усл. ед.). Сопротивление продуктивных пластов 2,4—8,4 *ом·м*, водоносных — 0,6—2,4 *ом·м*.

Средние значения пористости и проницаемости: 17,4—21% и 30—80 *мд*.

IXа подгоризонт вскрыт на Узени 36 разведочными и оценочно-эксплуатационными скважинами и опробован в 16, на Карамандыбасе вскрыт 16 скважинами и опробован в восьми. На Асаре вскрыт тремя скважинами. IXб подгоризонт на Узени вскрыт 34 разведочными и оценочно-эксплуатационными скважинами и опробован в 18, на Карамандыбасе вскрыт 16 скважинами и опробован в 10, на Асаре вскрыт тремя скважинами. Максимальный дебит газа ($Q_г$ — 25 000 *м³/сутки* при диаметре шайбы 6,3 *мм*) из IXа подгоризонта получен в скв. 3 на месторождении Карамандыбас, минимальный ($Q_г$ — 5633 *м³/сутки* при диаметре штуцера 9 *мм*) — в скв. 5 на площади Узень. Максимальный дебит газа ($Q_г$ — 24 000 *м³/сутки* через 7-*мм* штуцер) из IXб подгоризонта зафиксирован в скв. 3 на месторождении Карамандыбас, минимальный ($Q_г$ — 13 200 *м³/сутки* через 10-*мм* штуцер) в скв. 53 на площади Узень. В IXа подгоризонте на месторождении Карамандыбас газоводяные контакты для залежей, приуроченных к основному своду и вмещаемых коллекторскими пластами 1 и 2, проводятся на отметках соответственно —1510 и —1534 *м*; водонефтяной контакт для залежи пласта-коллектора 1 принят на отметке —1540 *м* (район скв. 10), для залежи коллекторского пласта 2 (приуроченной к своду ограниченных размеров в районе скв. 7) — на отметке —1575 *м*. Для залежи IXа подгоризонта на Узеньском месторождении газонефтяной и водонефтяной контакты в районе основного свода принимаются на отметках —1287 и —1303 *м*, на Хумурунском куполе водонефтяной контакт принят на отметке —1396 *м*. На Карамандыбасе для залежей IXб подгоризонта газоводяной и водонефтяной контакты приняты на отметках соответственно —1555 и —1670 *м* (нефтяная залежь в районе скв. 4 и 18) и —1740 *м* (в районе скв. 17). На Узеньском месторождении в районе основного свода в IXб подгоризонте газоводяной контакт для газовой залежи проводится на отметке —1346 *м*, на Хумурунском куполе водонефтяной контакт принят на отметке —1472 *м*. Общая мощность IXа подгоризонта колеблется от 23 *м* на месторождении Карамандыбас до 50 *м* на площади Узень, IXб — от 26 *м* на месторождении Карамандыбас до 47 *м* на площади Узень.

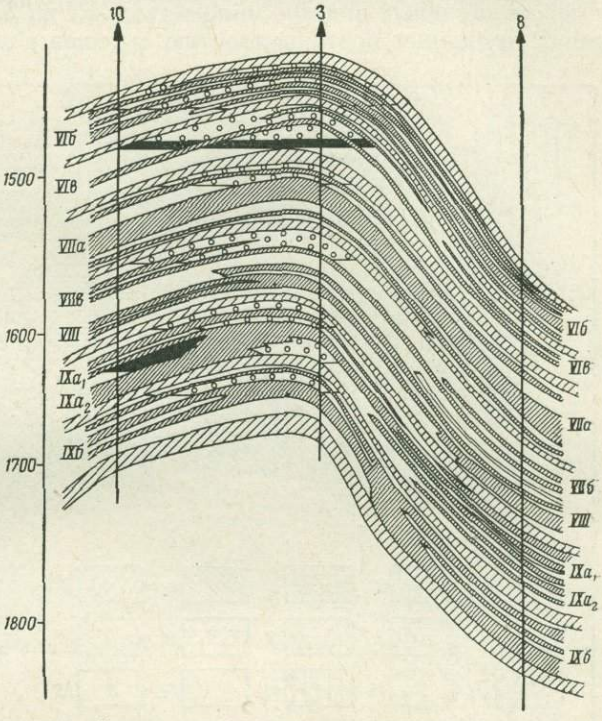


Рис. 64. Схема строения продуктивных горизонтов месторождения Карамандыбас в поперечном разрезе. Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

На месторождениях Жетыбай-Восточно-Жетыбайской антиклинальной зоны IX продуктивный горизонт также подразделяется на два подгоризонта — IXа и IXб. Они почти целиком представлены глинистой толщей и обладают резкой фациальной изменчивостью. На западной периклинали Жетыбая (скв. 69) встречаются два-три песчаных пласта мощностью от 2 до 8 *м*. По промыслово-геофизическим данным песчаники глинистые.

На площадях Жетыбай и Восточный Жетыбай прослеживается от трех до шести песчаных пластов мощностью от 1 до 27 *м* (рис. 66). В отдельных скважинах песчаники почти полностью замещены глинами.

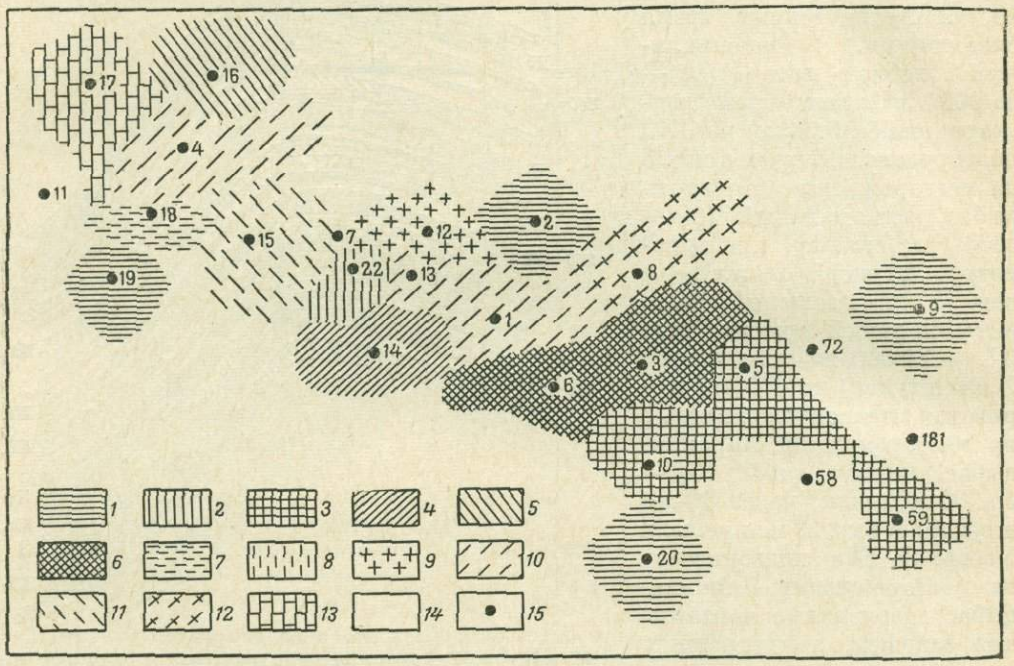


Рис. 65. Зональная карта IXб продуктивного подгоризонта месторождения Карамандыбас.

Области распространения зональных интервалов: *1* — 1, 2, 3, 4, 5; *2* — 1, 2, 3, 4; *3* — 1, 2, 4, 5; *4* — 1, 2, 3, 5; *5* — 1, 3, 4, 5; *6* — 1, 2, 5; *7* — 3, 4, 5; *8* — 2, 3, 4; *9* — 4, 5; *10* — 1, 2; *11* — 5; *12* — 1, 3, 4; *13* — 2, 3, 4, 5; *14* — *область отсутствия данных*; *15* — *скважины*.

Параметр $\Delta U_{пс}$ изменяется от 0,3 до 1,0, ГК — 8—14 гамм, НГК — 1,3—1,8 усл. ед. Сопротивление продуктивных пластов 6 *ом·м*, водоносных — 1,4—4 *ом·м*. Сопротивление глин 2—70 *ом·м*. Значения ГК и НГК в них составляют соответственно 12—18 гамм и 1,2—1,6 усл. ед. Против глин на кавернограмме отмечается незначительное увеличение диаметра скважины.

Коллекторские свойства пород характеризуются следующими средними значениями пористости и проницаемости: 16,5—20% и 38—203 *мд*.

Подгоризонт IXа вскрыт на Жетыбае примерно 65 скважинами и опробован в 10, на Восточном Жетыбае вскрыт пятью скважинами и опробован в трех. Подгоризонт IXб вскрыт на Жетыбае примерно 65 скважинами и опробован в 12, на Восточном Жетыбае вскрыт пятью скважинами и опробован в одной. Максимальный дебит из IXа подгоризонта ($Q_н$ — 62 *м³/сутки* через 7-*мм* шту-

цер) получен в скв. 8 на месторождении Жетыбай, а минимальный ($Q_н$ — 17 *м*³/*сутки* через 8-*мм* штуцер) — в скв. 214. Максимальный дебит из IXб подгоризонта ($Q_н$ — 91 *м*³/*сутки* через 7-*мм* штуцер) зафиксирован в скв. 65 на месторождении Жетыбай, а минимальный ($Q_н$ — 4,3 *м*³/*сутки* при $H_{ср.\ дин}$ — 25 *м*) — в скв. 45. Для залежи в IXа подгоризонте на Жетыбае газонефтяной и водонефтяной контакты условно принимаются на отметках — 1990 и —2040 *м*, на Восточном Жетыбае залежь имеет водонефтяной контакт на отметке —1955 *м*. На Жетыбайском месторождении газонефтяной и водонефтяной контакты для

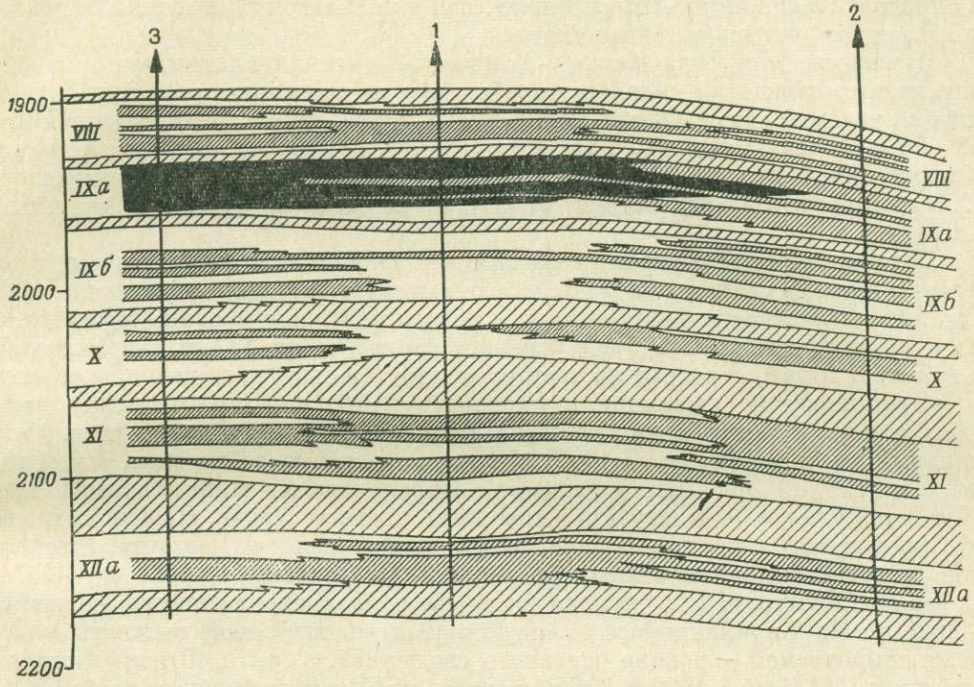


Рис. 66. Схема строения продуктивных горизонтов Восточного Жетыбая.
Составил А. Д. Головченко.

залежи IXб подгоризонта приняты на отметках —2030 и —2101 *м*. Общая мощность подгоризонта IXа изменяется от 27 *м* на месторождении Восточный Жетыбай до 39 *м* на площади Жетыбай. Общая мощность IXб подгоризонта варьирует от 34 *м* на месторождении Восточный Жетыбай до 46 *м* на площади Жетыбай.

IX продуктивный горизонт в пределах Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны выделяется в разрезе месторождения Тенге; на Тасбулате, Актасе и Южном Жетыбае он подразделяется на подгоризонты IXа и IXб, выделенные в пределах двух последних площадей по данным промысловой геофизики. Литологически эта толща пород представлена частым чередованием песчаников и глин с преобладанием последних. В восточной части площадей Тенге, Тасбулат, Актас, Южный Жетыбай IXб подгоризонт сложен глинами. В разрезе горизонта количество песчаных прослоев достигает 10. Мощность их изменяется от 1,5 до 10 *м*. Суммарная мощность песчаников составляет от 7—10 *м* на месторождениях Южный Жетыбай и Тасбулат до 14—27 *м* на площадях Тенге и Актас.

Эта глинистая толща четко выделяется по данным РК и электрометрии. На диаграммах электрокаротажа горизонту свойственны максимальные значения ПС, на фоне которых выделяются песчаные прослои с минимумами на кривой ПС (0,57—0,9). На диаграммах РК против горизонта отмечается повышенный фон ГК (8,5—9,6 гамм), низкие и средние НГК (от 1,5—2,4 усл. ед.). Сопротивление глин 3—5 *ом·м*, песчаников 1,1—10 *ом·м*.

IX продуктивный горизонт вскрыт на месторождении Тенге 14 скважинами и опробован в четырех. IXа подгоризонт вскрыт на Тасбулате 13 скважинами и опробован в одной; на Актасе так же, как и на Южном Жетыбае, IXа подгоризонт вскрыт четырьмя скважинами.

В разрезе горизонта Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны ни на одном из месторождений данными опробования не выявлено промышленных скоплений углеводородов. Общая мощность IX горизонта на месторождении Тенга 40—64 *м*. Общая мощность IXа подгоризонта изменяется от 19 *м* на месторождении Тасбулат до 22 *м* на площади Южный Жетыбай. Общая мощность IXб подгоризонта изменяется от 17 *м* на Актасе до 34 *м* на площади Тасбулат.

X продуктивный горизонт выделяется в разрезе всех месторождений Асар-Узеньской антиклинальной зоны и соответствует нижней части пачки Ю-IX. Его литологическая характеристика и показатели промысловой геофизики аналогичны таковым для IX продуктивного горизонта на Узени, Карамандыбасе и Асаре. X горизонт вскрыт на месторождении Узень 31 разведочной и оценочно-эксплуатационной скважиной и опробован в 16, на Карамандыбасе вскрыт 16 скважинами и опробован в семи, на Асаре вскрыт тремя скважинами. Максимальный дебит нефти ($Q_н$ — 106,3 *м³/сутки* при диаметре штуцера 7 *мм*) получен в скв. 10 на месторождении Карамандыбас, минимальный ($Q_н$ — 76 *м³/сутки* через 9-*мм* штуцер) в скв. 14 на площади Узень. На основном своде месторождения Узень для залежи, выделяемой в разрезе горизонта, газонефтяной и водонефтяной контакты проводятся на отметках —1428 и —1434 *м*, в районе Хумурунского купола водонефтяной контакт принят на отметке —1526 *м*. На Карамандыбасе газонефтяной и водонефтяной контакты для залежи, выделяемой в районе основного свода (скв. 3, 5, 6, 10), проводятся на отметках —1613 и —1620 *м*. Общая мощность X продуктивного горизонта изменяется от 23 *м* на площади Асар до 37 *м* на месторождении Узень.

X продуктивный горизонт, выделяемый на месторождениях Жетыбай и Восточный Жетыбай, приуроченных к одноименной антиклинальной зоне, также сходен по своей литологической характеристике и промыслово-геофизическим показателям с вышележащим IX продуктивным горизонтом. X горизонт вскрыт на Жетыбае приблизительно 50 скважинами и опробован в 12, на Восточном Жетыбае вскрыт пятью скважинами и опробован в одной. Максимальный дебит нефти ($Q_н$ — 50 *м³/сутки* через 15-*мм* штуцер) получен в скв. 212 на месторождении Жетыбай, минимальный (0,2 *м³/сутки* при $H_{ср.\ дин}$ — 1000 *м*) — в скв. 4 на площади Восточный Жетыбай. На месторождении Жетыбай водонефтяной контакт для залежи, вмещаемой X горизонтом, принят на отметке —2110 *м*. На Восточном Жетыбае промышленная нефтегазоносность горизонта не установлена. Общая мощность X продуктивного горизонта изменяется от 16 *м* на месторождении Восточный Жетыбай до 38 *м* на площади Жетыбай.

Выделяемый в разрезе всех месторождений Каржау-Тенгинский антиклинальной зоны X продуктивный горизонт представлен частым чередованием песчано-глинистых пород.

По промыслово-геофизической характеристике он аналогичен вышележащему IX продуктивному горизонту, отделенному от него хорошо выраженным и четко прослеживающимся глинистым пластом, достигающим мощности 15 *м*.

X продуктивный горизонт вскрыт на месторождении Тенге восемью скважинами и опробован в пяти, на Тасбулате вскрыт 14 скважинами и опробован в одной, на Актасе так же, как и на Южном Жетыбае, горизонт вскрыт четырьмя скважинами. Максимальный дебит газа ($Q_г$ — 42 000 *м*^{3}/*сутки* через 7-*мм* штуцер) получен в скв. 26 на месторождении Тенге, а минимальный ($Q_г$ — 16 500 *м*^{3}/*сутки* через 15-*мм* штуцер) в скв. 27. В разрезе горизонта месторождений Каржау-Тенгинской антиклинальной линии лишь на Тенге выделяется залежь с газонефтяным и водонефтяным контактами на отметках соответственно —1951 и —1962 *м*. Общая мощность X продуктивного горизонта изменяется от 21 *м* на месторождении Южный Жетыбай до 40 *м* на площади Тенге.

XI продуктивный горизонт, соответствующий пачке Ю-X, на месторождениях Асар-Узеньской антиклинальной зоны подразделяется на два подгоризонта — XIа и XIб. В литологическом отношении представлен чередованием песчаников, алевролитов и глин. Песчаники мелко- и среднезернистые с преобладанием последних. В разрезе пачки Ю-XI выделяются два песчаных пласта, приуроченных к верхней и нижней частям разреза (подгоризонты XIа и XIб). Иногда наблюдается почти полное замещение в горизонте песчаных пластов глинами (скв. 3 Карамандыбас). В этом случае маломощные песчаные прослои имеют подчиненное значение (1,5—4 *м*). На Асаре (скв. 2) XIб подгоризонт заглинизирован. На Узени и Карамандыбасе наиболее четко прослеживается XIб подгоризонт, XIа менее выдержан на всех площадях этой антиклинальной зоны. Суммарная мощность песчаников этих подгоризонтов изменяется от 8 до 40 *м*.

По промыслово-геофизическому материалу песчаники охарактеризованы как хорошие коллекторы. Литологические разности четко отличаются как по данным РК, так и по электрометрии. По кривой ПС песчаники отмечаются минимумом ($\Delta U_{ПС}$ — 0,5—0,9), низкими значениями ГК (9—13 гамм), высокими НГК (1,1—1,9 усл. ед.).

Сопротивление продуктивных пластов составляет 3,0—7,2 *ом·м*, водоносных — 2—4 *ом·м*. Сопротивление глин 1,6—4,2 *ом·м*. Значения ГК для глин — 13 — 14 гамм, НГК — 1,2—2,2 усл. ед.

XIа подгоризонт вскрыт на Узени 29 разведочными и оценочно-эксплуатационными скважинами и опробован в 13, на Карамандыбасе вскрыт 12 скважинами и опробован в четырех, на Асаре вскрыт тремя скважинами, причем скв. 4 вскрыла лишь верхи XIа подгоризонта. Подгоризонт XIб на Узени вскрыт 26 скважинами и опробован в 10, на Карамандыбасе вскрыт в 10 и опробован в одной, на Асаре вскрыт двумя скважинами. Максимальный дебит нефти из XIб подгоризонта ($Q_н$ — 165 *м*^{3}/*сутки*, штуцер 9 *мм*) зафиксирован в скв. 93 на месторождении Узень, а минимальный ($Q_н$ — 7,2 *м*^{3}/*сутки*, компрессором) — в скв. 92.

Для залежи, выделяемой в разрезе XIа подгоризонта на Узеньском месторождении в районе Хумурунского купола, водонефтяной контакт принят на отметке —1529 *м*; залежь XIб подгоризонта в районе того же купола имеет водонефтяной контакт на отметке —1594 *м*. На основном своде Узени оба подгоризонта обводнены.

На Карамандыбасском месторождении промышленная нефтегазоносность XIа и XIб подгоризонтов не установлена. Общая мощность XIа подгоризонта

колеблется от 18 *м* на Асаре до 43 *м* на площади Узень, XIб подгоризонта — от 19 *м* на месторождении Карамандыбасе до 34 *м* на площади Узень.

На Жетыбайском месторождении Жетыбай-Восточно-Жетыбайской антиклинальной зоны XI продуктивный горизонт подразделяется на два подгоризонта — XIа и XIб, на Восточном Жетыбае горизонт не подразделяется. Горизонт выражен чередованием песчаников и глин. В его разрезе отмечается от одного до пяти песчаных пластов мощностью от 1,5 до 40 *м*. В ряде случаев песчаники почти полностью замещены глинами (скв. 69 на западной периклинали Жетыбая, скв. 1 Восточный Жетыбай).

Разрезы скважин резко отличаются. Если в скв. 92 Жетыбай четко выделяется пласт песчаника (XIб подгоризонт) мощностью 30 *м*, то в скв. 18 кривые КС и ПС резко дифференцированы. В связи с такой резкой фациальной изменчивостью с трудом устанавливаются границы подгоризонтов. При отбивке кровли горизонта необходимо привлекать данные ГК. По кривым ГК уровень глин несколько ниже, чем в X горизонте. Значения ГК и НГК в глинах следующие: 12—17 гамм и 1,1—1,7 усл. ед. Сопротивление глин изменяется от 4 до 8 *ом·м*, сопротивление продуктивных песчаников — от 3,8 до 5 *ом·м*, водоносных — от 0,4 до 1,9 усл. ед. Глинистость песчаников по данным анализов керна изменяется в широких пределах.

Коллекторские свойства пород характеризуются следующими значениями средней пористости и проницаемости: 17% и 172 *мд*.

XIа подгоризонт вскрыт на Жетыбае приблизительно 50 скважинами и опробован в девяти, XIб подгоризонт вскрыт на Жетыбае также примерно 50 скважинами и опробован в 11, на Восточном Жетыбае XI горизонт вскрыт пятью скважинами и опробован в двух. Максимальный дебит нефти ($Q_н$ — 24 *м³/сутки*, штуцер 7 *мм*) получен из XIа подгоризонта в скв. 13 на месторождении Жетыбай, а минимальный ($Q_н$ — 1,8 *м³/сутки*, штуцер 5 *мм*) — в скв. 15. Максимальный дебит нефти ($Q_н$ — 42 *м³/сутки*, штуцер 7 *мм*) из XIб подгоризонта зафиксирован в скв. 8 на месторождении Жетыбай, а минимальный ($Q_н$ — 1,8 *м³/сутки*, штуцер 7 *мм*) — в скв. 63. Для залежи на месторождении Жетыбай, вмещаемой XIа подгоризонтом, газонефтяной и водонефтяной контакты приняты на отметках —2127 *м* и —2137 *м*. В XIб подгоризонте для залежей, одна из которых распространяется на основной части структуры, а вторая выделяется в районе скв. 8, 26, 27, 70, водонефтяные контакты приняты на отметках соответственно —2150 и —2216 *м*. На Восточном Жетыбае промышленная нефтегазоносность XI горизонта не установлена.

Общая мощность XIа подгоризонта колеблется на месторождении Жетыбай от 24 до 39 *м*, а XIб подгоризонта от 30 до 50 *м*. На Восточном Жетыбае общая мощность XI горизонта изменяется от 46 до 62 *м*.

XI продуктивный горизонт выделяется на всех месторождениях Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны, на Тенгинском месторождении он подразделяется на XIа и XIб подгоризонты. Горизонт сложен песчано-глинистыми породами. Песчаники по своему составу несколько отличаются от рассмотренных выше. В их составе кварц преобладает над полевыми шпатами и появляются среднезернистые разности. Глинистость составляет 18—20%.

В большинстве рассматриваемых скважин в кровле горизонта залегает мощный монолитный песчаник, который четко прослеживается на диаграммах электрокаротажа и РК; ему соответствуют минимум на кривой ПС ($\Delta U_{ПС}$ — 0,4—0,9) и низкие значения ГК (6,3— 9,6 гамм).

Мощность песчаников изменяется в следующих пределах: на площади Южный Жетыбай (скв. 31, 95) и на Актасе — до 20 *м*, на Тасбулате и Тенге 35—

60 *м*. Резкое изменение мощностей свидетельствует о резкой фациальной изменчивости.

По промыслово-геофизическим данным глины характеризуются максимумами ПС, высокими ГК (от 12—13 гамм), низкими НГК (1,3—1,4 усл. ед.). Глинистая толща, залегающая ниже песчаника в скв. 31, 95 (Южный Жетыбай), скв. 1 (Тасбулат), представлена как единая монолитная пачка мощностью 18—45 *м*.

Коллекторские свойства пород-коллекторов характеризуются следующими значениями средней пористости и проницаемости: 14% и 44 —88 *мд*.

XI продуктивный горизонт вскрыт на Тасбулате 13 скважинами и опробован в восьми на Актасе, как и на Южном Жетыбае, горизонт вскрыт четырьмя скважинами, на Тенге XIа и XIб подгоризонты вскрыты восемью скважинами и опробованы соответственно в четырех и трех скважинах. Максимальный дебит газа на месторождении Тасбулат ($Q_г$ — 92 000 *м*^{3}/*сутки*, штуцер 7 *мм*) получен в скв. 24, а минимальный ($Q_г$ — 8000 *м*^{3}/*сутки*, штуцер 11 *мм*) — в скв. 1. Максимальные дебиты газа на месторождении Тенге из XIа и XIб подгоризонтов составили соответственно $Q_г$ — 293 000 *м*^{3}/*сутки* (штуцер 15 *мм*) и $Q_г$ — 157 000 *м*^{3}/*сутки*, (штуцер 7 *мм*). На Тасбулате для залежи, вмещаемой XI горизонтом, приуроченной к сводовой части структуры, газонефтяной и водонефтяной контакты приняты на отметках —2297 и —2318 *м*, а для залежи, выделяемой в районе скв. 7, газоводяной контакт приводится на отметке —2327 *м*. Залежь, вмещаемая XIа подгоризонтом на Тенге, имеет газонефтяной и водонефтяной контакты на отметках —1997 и —2000 *м*, в XIб подгоризонте газоводяной контакт принят на отметке —2052 *м*. Общая мощность XI продуктивного горизонта изменяется от 77 *м* на Южном Жетыбае до 101 *м* на площади Тасбулат. Общая мощность XIа и XIб подгоризонтов на Тенге меняется соответственно от 19 до 28 *м* и от 47 до 40 *м*.

XII продуктивный горизонт выделяется на всех месторождениях Асар-Узеньской антиклинальной зоны и совпадает по объему с пачкой Ю-XI. На Асаре и Карамандыбасе он подразделяется на XIIа и XIIб подгоризонты. В литологическом отношении горизонт представлен двумя пачками. Верхняя, преимущественно глинистая с маломощными песчаными пластами, характеризуется резкой фациальной изменчивостью — количество песчаных пластов и их мощности изменяются в широких пределах. Нижняя пачка песчанистая, сложена в основном крупнозернистыми песчаниками, встречаются прослои гравелитов. В некоторых случаях верхняя пачка опесчанивается, сливается с нижней, образуя монолитный коллектор (например, в скв. 53 Узень, скв. 3 Карамандыбас, скв. 4 Туркменой).

По диаграммам электрокаротажа и РК границы горизонта отбиваются четко. Он представлен в основном хорошими коллекторами. Сопротивления пород изменяются в широких пределах, в зависимости от характера насыщения. По данным РК песчаники характеризуются значениями НГК 1,3—1,9 усл. ед., низкими значениями ГК (7—13 гамм). Глины отличаются максимумом ГК, номинальным или небольшим размывом диаметра скважин. Сопротивление глин 4 *ом·м*. Значения ГК и НГК против них изменяются соответственно в следующих пределах: 13—15 гамм и 1,3—2 усл. ед.

XII продуктивный горизонт вскрыт на Узени 24 скважинами и опробован в пяти, на Карамандыбасе XIIа подгоризонт вскрыт девятью скважинами и опробован в четырех, а XIIб подгоризонт вскрыт восемью скважинами и опробован в трех. На Асаре горизонт подразделяется на XIIа и XIIб подгоризонты, которые вскрыты двумя скважинами. XIIа подгоризонт опробован в скв. 2, где был получен приток пластовой воды с нефтью.

В разрезе XII горизонта на месторождениях Асар-Узеньской антиклинальной зоны лишь в XIIб подгоризонте на Карамандыбасе выделяется залежь с водонефтяным контактом на отметке —1788 *м*. Общая мощность XIIа подгоризонта изменяется от 35 *м* на месторождении Карамандыбас до 64 *м* на Асаре, XIIб — от 36 *м* на Асаре до 94 *м* на Карамандыбасе. Общая мощность XII продуктивного горизонта варьирует от 53 до 91 *м*.

В разрезах месторождений Жетыбай и Восточный Жетыбай, приуроченных к одноименной антиклинальной зоне, также выделяется XII продуктивный горизонт, причем на Восточном Жетыбае и Жетыбае он подразделяется на XIIа и XIIб подгоризонты. Горизонт сложен песчаниками с редкими прослоями глин. В отличие от верхней части разреза здесь преобладают средне- и крупнозернистые разности. Редко встречаются гравелиты.

Кровля горизонта четко отмечается на диаграммах ПС по плавному спаду кривой. В ряде скважин 92, 18 Жетыбай и скв. 1 Восточный Жетыбай глины замещаются песчаниками и последние образуют мощные монолитные пачки (30—50 *м*).

По промыслово-геофизическим данным песчаники характеризуются как хорошие коллекторы. Им соответствуют глубокий минимум ПС ($\Delta U_{ПС}$ — 0,6—1,0), низкие значения ГК (7—11 гамм) и высокие НГК (13—2,0 усл. ед.). Отмечается уменьшение диаметра скважин.

Встречающиеся маломощные (1,5—6 *м*) прослои глин имеют подчиненное значение (ГК — 16 гамм, НГК — 1,1 усл. ед.). Сопротивление глин 4 *ом·м*, продуктивных пластов — 2—8 *ом·м*, водоносных — 0,4—2,0 *ом·м*.

Коллекторские свойства пород характеризуются следующими средними значениями пористости и проницаемости: 18% и 180 *мд*.

XIIа подгоризонт вскрыт на Жетыбае 43 скважинами и опробован в 25 скважинах, а XIIб подгоризонт вскрыт примерно 40 скважинами и опробован в 11. На Восточном Жетыбае XIIа подгоризонт вскрыт пятью скважинами и опробован в четырех, XIIб вскрыт пятью скважинами и опробован в трех. В XIIа подгоризонте максимальный дебит нефти ($Q_н$ — 300 *м³/сутки*, штуцер 17 *мм*) получен в скв. 206 на месторождении Жетыбай, а минимальный ($Q_д$ — 8,1 *м³/сутки*, штуцер 7 *мм*) в скв. 3 на площади Восточный Жетыбай. В разрезе XIIа подгоризонта на Жетыбае выделяется залежь с условно принятыми газонефтяным и водонефтяным контактами на отметках —2205 *м* и —2240 *м*, в XIIб подгоризонте провести газонефтяной и водонефтяной контакты для выделяемой залежи ввиду плохой изученности опробованием не представляется возможным. На Восточном Жетыбае XIIа подгоризонт вмещает залежь с газонефтяным и водонефтяным контактами на отметках —2135 *м* и —2190 *м*, в XIIб подгоризонте водонефтяной контакт проводится на отметке —2197 *м*. На Восточном Жетыбае общая мощность XIIа подгоризонта 57—68 *м*, а XIIб подгоризонта 48—53 *м*. Общая мощность XIIа продуктивного горизонта на месторождении Жетыбай варьирует от 39 до 61 *м*, XIIб — от 52 до 79 *м*.

XII продуктивный горизонт выделяется на всех месторождениях Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны. Он сложен песчаниками с редкими прослоями глин. В большинстве рассматриваемых скважин песчаники монолитные, для них характерно средне- и крупнозернистое строение при заметном уменьшении глинистости. Основная роль в цементации принадлежит регенерационному кварцу и кремнекислоте. Карбонатность очень слабая, в результате чего карбонатный цемент имеет подчиненное значение.

По промыслово-геофизическим данным этот горизонт четко прослеживается по глубокому минимуму ПС (от 0,6—0,7), высоким сопротивлениям

(1,2—26 *ом·м*), низким значениям ГК (6,4—10 гамм) и высоким НГК (1,44—2,3 усл. ед.). Глинизация кровли горизонта по данным ГК и СП отмечается на площади Южный Жетыбай (скв. 31, 95), Актас (скв. 1). Для глинистых прослоев характерны высокие значения ГК (13,0 гамм), низкие НГК (1,2 усл. ед.); сопротивление глин 4,5—5 *ом·м*.

Мощность глинистых прослоев 1,5—6 *м*. Мощность песчаников изменяется в следующей последовательности: на площади Южный Жетыбай (скв. 31, 95), Актас (скв. 1) — 40—50 *м*, Тасбулат (скв. 1) — 66 *м*, Тенге (скв. 2) — 40 *м*, (скв. 6) — 30 *м*. Глинистые разделы четко прослеживаются по диаграмме РК.

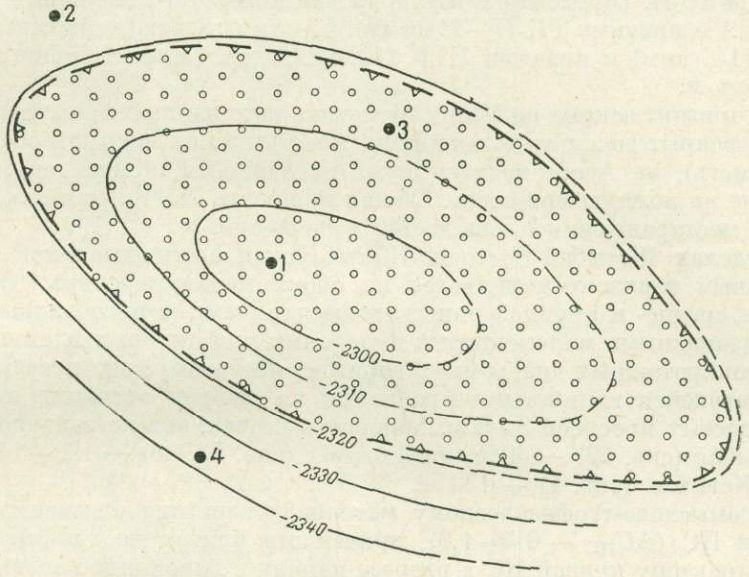


Рис. 67. Структурная карта по кровле XII продуктивного горизонта месторождения Актас
Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

Коллекторские свойства пород характеризуются следующими средними значениями пористости и проницаемости: 14 —15% и 40 *мд*.

XII продуктивный горизонт вскрыт на Тенге семью скважинами и опробован в пяти, на Тасбулате вскрыт 12 скважинами и опробован в 9, на Актасе вскрыт четырьмя скважинами (рис. 67) и опробован в двух, причем в одной из них — пластоиспытателем, и на Южном Жетыбае вскрыт четырьмя скважинами. Максимальный дебит газа ($Q_г$ — 340 000 *м³/сутки*, штуцер 12 *мм*) из отложений этого горизонта получен в скв. 26 на месторождении Тенге, а минимальный ($Q_г$ — 50 000 *м³/сутки*, штуцер 6 *мм*) в скв. 27. Для залежей XII горизонта на месторождении Тасбулат газоводяные контакты приняты на отметках соответственно —2425 и —2400 *м* (скв. 7). На Актасе для залежи XII горизонта газоводяной контакт проводится весьма условно на отметке —2319 *м*. Общая мощность XII продуктивного горизонта варьирует от 57 *м* на месторождении Тасбулат до 90 *м* на площади Актас.

XIII продуктивный горизонт, приуроченный к подошве келловей-ааленского литолого-стратиграфического комплекса пород, выделяется на всех месторождениях Асар-Узеньской антиклинальной зоны и соответствует пачке Ю-XII.

Эти отложения по данным опробования и материалам БКЗ оценены как водоносные. В литологическом отношении горизонт представлен в основном крупнозернистыми песчаниками с редкими маломощными (2—12 *м*) прослоями глин. Количество глинистых прослоев не превышает пяти. В этой толще выделяются две-три песчаные пачки мощностью от 8—12 до 20—100 *м*.

По промыслово-геофизическому материалу горизонт выделяется довольно четко. На кривой ПС ему соответствует монотонный минимум, на фоне которого выделяются резкие минимумы, соответствующие глинистым прослоям. Параметр ПС соответствует значениям 0,7—1,0. Сопротивление пластов изменяется от 0,3 до 1,4 *ом·м*. Горизонт охарактеризован высокими значениями НГК (1,2—1,6 усл. ед.) и низкими ГК (7—11 гамм). Глины отмечаются четкими максимумами ГК (14 гамм) и низкими НГК (1,2 усл. ед.). Сопротивление глин составляет 4,0 *ом·м*.

XIII горизонт вскрыт на Узени 24 скважинами и опробован в пяти, на Карамандыбасе вскрыт восемью скважинами (шесть из них вскрыли его не на полную мощность), на Асаре вскрыт двумя скважинами, причем скв. 1 вскрыла горизонт не на полную мощность. Общая мощность XIII горизонта изменяется от 97 *м* на месторождении Узень до 140 *м* на Асаре.

В пределах Жетыбай-Восточно-Жетыбайской антиклинальной зоны XIII продуктивный горизонт выделяется на обоих месторождениях. Он выражен в основном средне- и крупнозернистыми песчаниками (с преобладанием последних) с линзовидными маломощными прослоями уплотненных глинистых пород. На электрокаротажных диаграммах горизонт четко выражен песчаной толщей, подразделяющейся глинистыми прослоями на две-три песчаные пачки. Мощность глинистых прослоев 2—6 *м*. Мощность песчаников на западной периклинали Жетыбая (скв. 69) — 40 *м*, на Жетыбае (скв. 92, 18) — 100—140 *м*, на Восточном Жетыбае (скв. 1) — 150 *м*.

По промыслово-геофизическому материалу горизонт отмечается глубоким минимумом ПС ($\Delta U_{ПС}$ — 0,4—1,0), причем эта кривая не дифференцирована. Судя по характеру кривой КС в разрезе наряду с хорошими коллекторами выделяются и плотные разности. На диаграммах РК этот горизонт характеризуется низкими значениями ГК (7—8 гамм) и очень высокими НГК (1,4—2,1 усл. ед.). Глинистость коллекторов равна приблизительно 15%. Сопротивление продуктивных пластов 2—8 *ом·м*, водоносных — 0,4—3,8 *ом·м*, уплотненных разностей — 8 *ом·м*. Значения ГК и НГК против глинистых прослоев следующие: ГК — 9—16 гамм, НГК — 1,3 усл. ед. Сопротивление глин 6—13 *ом·м*.

Коллекторские свойства пород характеризуются следующими средними значениями пористости и проницаемости: 13% и 180 *мд*.

XIII горизонт вскрыт на Жетыбае 27 скважинами и опробован в пяти, на Восточном Жетыбае вскрыт пятью скважинами и опробован в одной. Для залежи, вмещаемой XIII горизонтом на Восточном Жетыбае, газоводяной контакт проводится на отметке — 2278 *м*. Общая мощность горизонта изменяется от 132 *м* на месторождении Жетыбай до 141 *м* на площади Восточный Жетыбай.

XIII продуктивный горизонт в пределах Каржау-Тенгинской антиклинальной зоны выделяется в разрезе всех месторождений. На Актасе по данным промысловой геофизики он может быть отнесен к возможно перспективным. Горизонт на каротажных диаграммах представлен песчаными пластами различных мощностей: на площади Южный Жетыбай 48—50 *м*, на Актасе — 44—63 *м*, на Тасбулате — 61—64 *м*, на Тенге — 15—40 *м*. Песчаники преимуще-

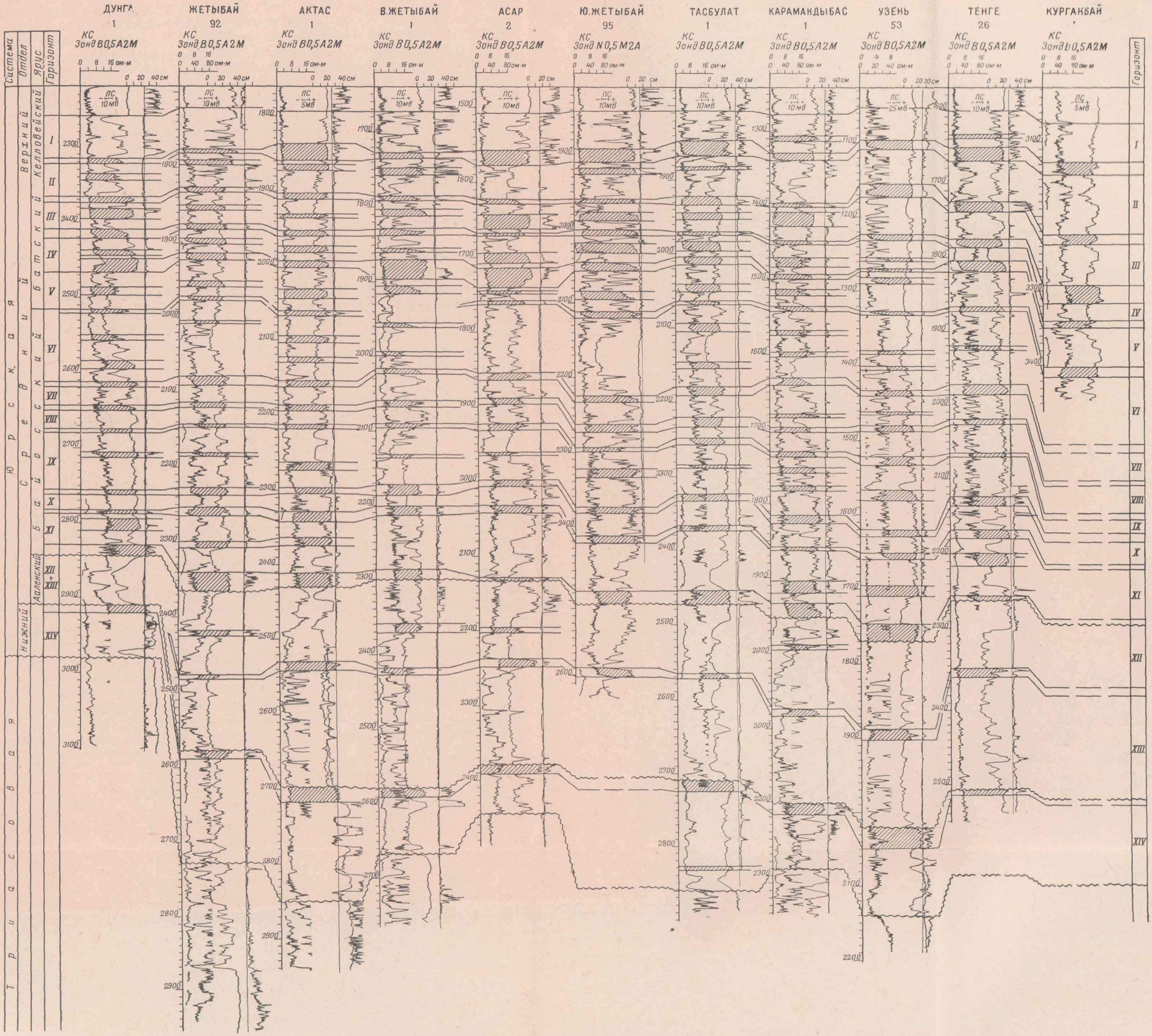


Рис. 68. Схема корреляции продуктивных горизонтов Южного Мангышлака.

Составила Д. С. Оруджева

Заказ 488

ственно среднезернистые, появляются крупнозернистые разности. Характерно заметное уменьшение глинистости.

По промыслово-геофизическому материалу границы горизонта четко отмечаются резким увеличением значений НГК (1,48—3,5 усл. ед.), низким ГК (2,6—11,5 гамм) и высоким сопротивлением (до 25 *ом·м*). По характеру кривых КС и ГК можно заключить, что отложения горизонта неоднородны и представлены переслаиванием различных коллекторов, хотя и отмечаются общим минимумом ПС. В средней части разреза выделяется глинистая пачка, которая прослеживается неповсеместно. Например, в скв. 1. Актас она замещается песчаником. Необходимо отметить некоторое своеобразие разреза горизонта на площади Тенге. Кривые КС и ПС резко дифференцированы (скв. 1). Для глин характерен размыв диаметра скважины, низкие значения НГК (1,2—1,3 усл. ед.) и высокие ГК (10,0—11,0 гамм). Подошвенная часть горизонта характеризуется резко завышенными значениями НГК. Этот признак отмечается по всем рассматриваемым скважинам и при отбивке подошвы горизонта должен приниматься во внимание. Подошву горизонта следует проводить по резкому спаду кривой НГК.

Коллекторские свойства пород характеризуются следующими средними значениями пористости и проницаемости: 13—14,6% и 40 *мд*.

XIII продуктивный горизонт вскрыт на Тенге шестью скважинами и опробован в одной, на Тасбулате вскрыт девятью скважинами и опробован в пяти, на Актасе вскрыт тремя скважинами, на Каржау вскрыт четырьмя скважинами, три из которых вскрыли горизонт не на полную мощность. Максимальный дебит газа ($Q_г$ — 98 200 *м³/сутки*, штуцер 7 *мм*) получен в скв. 95 на месторождении Южный Жетыбай, минимальный ($Q_г$ — 40 000 *м³/сутки*, штуцер 10 *мм*) — в скв. 26 на площади Тенге. На Южном Жетыбае для залежи, выделяемой в разрезе горизонта, газонефтяной контакт проводится условно на отметке —2480 *м*. На Тасбулате горизонт обводнен. В разрезе XIII горизонта на месторождении Тенге газонефтяной и водонефтяной контакты для выделяемой залежи приняты соответственно на отметках —2184 и —2187 *м*. Общая мощность XIII продуктивного горизонта изменяется от 87 *м* на месторождении Тенге до 199 *м* на площади Тасбулат.

Большинство нефтей келловей-ааленского литолого-стратиграфического комплекса однотипно по физико-химическим свойствам и углеводородному составу: нефти средней плотности — 0,85—0,87 *г/см³*, высокопарафинистые — в среднем 20% парафина; высокосмолистые — в среднем 13% асфальтово-смолистых веществ; все без исключения относятся к категориям малосернистых — содержание серы составляет 0,1—0,2%. Большинство нефтей содержит небольшое количество легких компонентов, выкипающих до 300° — в среднем 34%. Все изученные нефти метановые (68% метановых углеводородов), с небольшим содержанием ароматических (10%).

Структурно-групповой состав фракции 250—500° также указывает на большое сходство нефтей рассматриваемых месторождений.

Конденсаты обладают весьма сходным с нефтяным углеводородным составом, вероятно, обусловленным генетическим родством. Возрастание содержания ароматических углеводородов и увеличение плотности конденсатов с глубиной, отмечаемое для многих месторождений Союза, наблюдается также в исследуемом районе.

Свободные газы аален-келловейского комплекса по своему составу отличаются от растворенных большей метанизацией (71—94%). Для них характерно значительное содержание конденсата, который по своему групповому составу подобен нефтям; представлен в основном метановым углеводородом. Газы, растворенные в нефти и содержащиеся в газовых шапках, также в основном однотипны по физико-химическим свойствам: отмечается резкое преобладание углеводородов при подчиненных концентрациях углекислого газа и некоторых других неуглеводородных компонентов. По содержанию высоких гомологов метана большинство газов относится к типу «жирных» и «средних». Концентрация отдельных компонентов в значительной мере обусловлена характером залежи: попутный газ, газовая шапка и т. д. Для залежей свободного газа характерен в основном «сухой», преимущественно метановый газ. Отмечается присущая многим нефтегазоносным областям страны закономерность, выражающаяся в увеличении концентрации метана в попутном газе с возрастанием плотности нефти.

Вблизи водонефтяных контактов часто встречаются нефти с большим содержанием асфальтово-смолистых веществ и парафина. Плотность таких нефтей достигает 0,9 $г/см^3$. Увеличением плотности нефтей от свода к водонефтяному контакту, возможно, является результатом окисления их приконтурными водами и гравитационной дифференциации.

Как известно, характерной чертой выделяемых на Южном Мангышлаке продуктивных горизонтов является их значительная расчлененность и литофациальная изменчивость, затрудняющая прослеживание отдельных пластов и пропластков. В объеме горизонта продуктивные пласты отличаются непостоянством распространения по площади, выклиниваются, замещаются непроницаемыми породами, нередко сливаются с выше- и нижезалегающими прослоями. Таким образом, наблюдается ярко выраженная зональность в распространении коллекторов.

В условиях такого разреза значительную роль приобретает детальное изучение продуктивных пластов методом зональной корреляции с последующим составлением зональных карт (Жданов, 1956, 1962). Такие зональные карты были построены для различных продуктивных горизонтов месторождений Узень, Карамандыбас, Жетыбай, Тенге и Тасбулат.

Рассмотрим проведенные исследования на примере II (XIV) продуктивного горизонта месторождения Узень (Оруджева, Стуканогов, 1966, 1967).

XIV продуктивный горизонт характеризуется максимальной расчлененностью (от 4 до 13 прослоев), сложностью распространения прослоев, значительной общей (60—65 *м*) и эффективной (25—32 *м*) мощностями.

Сопоставление разрезов XIV горизонта указанным методом позволило выделить здесь пять (I, II, III, IV и V) песчаных, или так называемых зональных, интервалов, различных по мощности, коллекторским свойствам и нефтенасыщенности. Зональные интервалы III, IV и V в большинстве случаев представлены монолитными пластами коллектора, реже (I и II) содержат различное количество проницаемых пропластков. Все пять интервалов могут быть представлены раздельно и разобщены друг от друга глинами, но могут и сливаться в различных сочетаниях, некоторые из них выклиниваются или фациально замещаются непроницаемыми породами.

Самый верхний I зональный интервал имеет относительно небольшую эффективную мощность в связи с глинизацией верхней части горизонта. Продуктивные пласты здесь имеют мощность 1—2 *м*, реже 4—5 *м*. Количество пропластков колеблется от одного до трех. По данным анализа кернового мате-

риала песчаники и алевролиты занимают до 72% по мощности, остальную часть мощности интервала (28%) составляют алевролито-песчаные породы, песчаники и алевролиты глинистые, глины песчанистые и алевролитовые. Средняя проницаемость интервала по керну составляет 101,0 *мд*. Интервал I развит в основном по всей площади локального поднятия Узень, исчезая в северной присводовой зоне в районе скв. 6, а также в северной законтурной части юго-восточной периклинали (скв. 163) и в законтурной скв. 67 (юго-западное крыло) Слияние I интервала с залегающими ниже пачками по всей территории залежи не отмечено.

II зональный интервал в ряде случаев представлен монолитным пластом мощностью до 20 *м* и более с высокой нефтегазонасыщенностью, а в большинстве скважин состоит из трех-пяти пластов. Мощность продуктивных пропластков указанного интервала зависит от характера его расчленения — чем выше степень расчлененности, тем меньше мощность проницаемых слоев. Содержание глинисто-алевролитовых пород в объеме интервала снижается до 10%. Средняя проницаемость интервала по керну составляет 204,4 *мд*. II интервал отделен от I глинистым разделом мощностью от 2 до 5 *м*. Слияние этих интервалов в пределах складки не отмечено.

Таблица 9

Песчаный (зональный) интервал	Пределы изменения средних значений проницаемости по скважинам, *мд*	Среднее значение проницаемости интервала в пределах полного контура, *мд*
I	16,9—354,0	101,0
II	91,6—609,0	204,4
III	41,3—497,8	281,9
IV	98,1—928,0	516,7
V	112,5—797,3	397,5

II интервал развит по всей площади залежи, нигде не выклиниваясь. В сводовой зоне (скв. 60) он сливается с III интервалом. Слияние с III интервалом наблюдается также в северо-западной присводовой зоне (скв. 12), далее на северо-запад (скв. 155, 176) II, III и IV интервалы слиты в единой пачке. На северо-западной периклинали (скв. 178) II интервал также слит с III и в скв. 179 (крыльевая часть) с ними сливается IV интервал. Из составленной карты видно, что в основном II интервал развит самостоятельно, редко сливается с III, а иногда и с IV интервалом. Это самый значительный по мощности интервал в разрезе XIV горизонта.

Последующие три зональных интервала (III, IV и V) приурочены к нижней части XIV горизонта, которая характеризуется увеличением песчанистости и улучшением коллекторских свойств. Эти интервалы в большинстве случаев представляют собой монолитные пласты песчаников, мощностью от 2—3 до 10—12 *м*. Редко они разделяются на два-три песчаных прослоя. В случае самостоятельного развития имеют между собой глинистые перегородки мощностью 2—3 *м*. Средняя проницаемость III, IV и V интервалов соответственно составляет: 281,9; 516,7; 397,5 *мд* (табл. 9).

Взаимосвязь и характер распространения всех пяти зональных интервалов XIV горизонта носят довольно сложный характер.

На большей части площади залежи развиты все пять зональных интервалов. Наиболее однородная картина в этом отношении наблюдается на северо-западной периклинали складки. Исключение составляет район скв. 51, где IV интервал выклинивается. В разрезе законтурной скв. 67 (юго-западная крыльевая часть) отсутствует I зональный интервал. Далее по крылу на юго-восток,

в районе скв. 154 наблюдается выклинивание сразу трех интервалов (III, IV и V). Юго-восточная периклиналь характеризуется распространением только четырех зональных интервалов (I, II, III и IV), причем два последних интервала слиты. В районе законтурной скв. 163 наряду с V отсутствует также I зональный интервал. Далее на юго-восток в разрезе скв. 35 наблюдается самостоятельное развитие всех пяти зональных интервалов. На северо-восточном крыле, в районе скв. 33 отсутствуют в разрезе III и V интервалы. Далее на северо-запад, в районе скв. 39, 36 и 27 все пять пачек развиты самостоятельно. В скв. 68 (законтурной по северо-восточному крылу) исчезает V зональный интервал, а III и IV интервалы сливаются в один пласт. В скв. 44, находящейся на значительном расстоянии от контура, наблюдается раздельное распространение четырех пачек (I, II, III и IV). В сводовой части складки в разрезе XIV горизонта развиты в основном все пять зональных интервалов, причем на северо-западе они залегают раздельно, а в юго-восточном направлении сливаются в различных сочетаниях. Выклинивание или фациальное замещение песчаных (зональных) интервалов наблюдается в основном в направлении периферийных частей складки. Как исключение можно отметить район свода (скв. 5, 53), где отсутствует V зональный интервал. Далее, в направлении к юго-западному крылу, наряду с ним исчезает IV интервал (скв. 150, 2), а в приконтурной скв. 154, как указывалось выше, присутствуют только I и II зональные интервалы. В северо-восточной присводовой зоне, в районе скв. 6, отсутствует I зональный интервал. Как было отмечено выше, I и II зональные интервалы в пределах всей залежи XIV горизонта нигде не сливаются. Слияние II интервала с III, в ряде случаев с IV интервалами отмечается редко. Наиболее часто сливаются III, IV и V зональные интервалы.

Приведенная сложная картина строения II (XIV) продуктивного горизонта в достаточной степени характеризует разрез юрской продуктивной толщи Южного Мангышлака (рис. 68).

Нефтегазоносность лейас-триасового литолого-стратиграфического комплекса

Как отмечалось выше, лейас-триасовый литолого-стратиграфический комплекс отложений является одним из наименее изученных. Объясняется это тем, что отложения этого комплекса ни в одном из разрезов скважин не вскрыты полностью, поэтому данных о соотношениях в нем природных резервуаров и покрышек пока недостаточно. Однако имеются весьма убедительные основания для выделения его в качестве самостоятельного нефтегазоносного комплекса. Так, известны промышленные притоки нефти из отложений нижней юры на Тенгинском, Тасбулатском, Жетыбайском и Южно-Жетыбайском месторождениях, полупромышленный приток получен на месторождении Узень. В нижнеюрских отложениях комплекса выделяется XIV продуктивный горизонт. На площади Жетыбай из скв. 92 получен приток нефти 20 *м*^{3}/*сутки* при 5-*мм* штуцере. В разрезе горизонта выделяется от двух до шести песчаных пластов, разделенных соответственно глинистыми прослоями.

Песчаные пласты характеризуются низкими значениями ГК (11 гамм), высокими показаниями НГК (13 усл. ед.), резким спадом значений естественных потенциалов и величиной КС от 3,5 до 12 *ом·м*.

Примерно такую же характеристику имеют песчаные пласты XIV горизонта и на остальных площадях. Суммарная их мощность составляет: 60 *м* —

на площади Кариман, 100 *м* — в Жетыбае, 53 *м* — на площади Восточный Жетыбай. Средняя пористость достигает 14%, а проницаемость 60 *мд*.

Общая мощность XIV горизонта колеблется от 74 *м* на площади Восточный Жетыбай до 134 *м* — на Жетыбайском месторождении.

Таблица 10

Месторождение	№ скв.	Горизонт	Интервал опробования, *м*	Возраст вмещающих пород	Плотность, *г/см*³	Содержание, %			
						легких фракций, выкипаемых до 300° С	асфальтово-смолистых веществ	парафина $\frac{T_{пл}}{\text{парафина}}$	серы
Тенге	18	VI	1992—2001	Юра	0,7911	88	3,0	6,2/46,5	0,04
Дунга	6	VI	1748—1751	»	0,8085	64	2,8	9,3/46	—
Карамандыбас	13	VI	1532—1539	»	0,8526	62	8,6	4,4/58	0,14
Тасбулат	18	I	1875—1891	»	0,8434	47	3,8	7,3/55	—
Узень	113	I	—	»	0,8275	57	3,7	5,6/55	0,08
»	113		3438—3462	Триас	0,8180	50	2,94	3—4	—

На месторождении Южный Жетыбай при перфорации песчаного пласта (скв. 3, интервал 2920—2930 *м*) через 8-*мм* штуцер получен газ до 70 тыс. *м*³/*сутки*. А из вышележащего алевритового пласта (интервал 2795—2850 *м*) получен приток пластовой воды с нефтью. Вода с пленками нефти получена также на площадях Западный Жетыбай (скв. 35, 2878—2860 *м*) и Туркменойской (скв. 3, 2448—2436 *м*). Наконец, промышленный приток нефти известен из нижнего пласта XIV горизонта на месторождении Тасбулат. Полупромышленные притоки нефти известны из триасовых отложений. И, хотя данные бурения не позволяют пока выяснить соотношения горизонтов в разрезе, принципиальное значение полученных данных опробования представляет большой интерес. На площади Южный Жетыбай в скв. 3 (интервал 3014—2963 *м*) добыто несколько литров нефти. На месторождении Узень в скв. 113 при последовательной перфорации интервалов (3438—3462 *м*, 3254—3192 *м*, 3203—3198 *м*) получен столб нефти в несколько сотен метров высотой.

Таблица 11

Содержание солей угольной кислоты в породе (карбонатность)

Интервал отбора образца, *м*	Карбонатность, %	
	общая	кальциевая (по Кларку)
2600—2603	41,22	38,1
2600—2603	95,42	77,56
2600—2603	47,35	42,38
2657—2659	51,56	47,0
2881—2887	14,05	3,4
3002—3006	50,79	5.5
3002—3006	8,87	1,27
3040—3645	55,54	2,54
3040—3045	74,43	74,0
3137—3142	17,36	5,08
3137—3142	47,8	42,38
3185—3190	17,85	2,96
3235—3240	90,0	88,6
3280—3285	19,5	6,35
3334—3340	38,15	25,4
3334—3340	13,03	3,4
3442—3446	26,5	3,4
3498—5504	23,4	1,69
3498—3504	8,69	1,69

Общая физико-химическая характеристика нефти и устьевого газа (нижняя юра) по данным ВНИГРИ. Температура застывания нефти — 5° С; плотность — 0,8275 и 0,8190 *г/см*^{3}; начальная температура кипения +70° С; фракционный состав (в %): до 150° С выкипает 11%, до 200° С — 24%, до 250° С — 39%, до 270° С — 46%, до 300° С — 57%; остаток выше 300° С составляет — 43%; содержание (в %): асфальтово-смолистых веществ 3,7, серы 0,09, парафина 5,6.

В табл. 10 приводятся сравнительные данные юрских и триасовой нефтей.

Таким образом, от большинства нефтей п-ова Мангышлак нефть триаса отличается более низким содержанием асфальтово-смолистых веществ и парафинов вследствие значительного содержания легких компонентов.

Содержание карбонатов в триасовых отложениях позволяет предполагать наличие залежей нефти и газа, которые могут быть связаны с коллекторами трещинного типа (табл. 11).

На принципиальное присутствие природных резервуаров в триасовых и пермских отложениях указывают данные опробования скважин на других площадях. Так, на площади Жетыбай в скв. 92 (2739—2745 *м* и 2765—2782 *м*), в скв. 31 (3120—3114 *м* и 3099—3093 *м*), в скв. 18 (2623—2630 *м* и 2647—2651 *м*) получена вода от нескольких кубометров до 20 *м*^{3}*/сутки*. Таким образом, данные опробования позволяют с уверенностью выделить лейас-триасовый литолого-стратиграфический нефтегазоносный комплекс.

НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ. ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА

На территории Мангышлака и Устюрта выделяются две нефтегазоносные области — Северо-Устюртская и Южно-Мангышлак-Устюртская. Обе они располагаются в границах одноименных впадин. Однако в пограничном районе нефтегазоносные области включают в себя структурные элементы Мангышлакской и Устюртской зон поднятий. Таким образом, граница между областями проходит по приподнятым участкам Горного Мангышлака и Центрального Устюрта.

Степень изученности Северо-Устюртской нефтегазоносной области значительно меньше, чем Южно-Мангышлак-Устюртской. Известно, что во всех нефтегазоносных областях скопления нефти и газа, как правило, группируются в зоны нефтегазонакопления. Под зоной нефтегазонакопления большинство геологов понимает совокупность месторождений нефти и газа, сходных по своему строению, условиям формирования и приуроченных к единому структурному элементу. К ним относятся валы, антиклинальные зоны, структурные ступени, структурные перемычки. В пределах моноклиналей скопления нефти и газа могут быть связаны с зонами регионального стратиграфического несогласия и литологического замещения.

На территории Северо-Устюртской нефтегазоносной области выделяются выявленные и предполагаемые зоны нефте- и газонакопления. К числу первых относится Арстановская зона нефтенакопления, Чумышты-Чагырлинская, Аккулковская и Базайковская зоны газонакопления.

Арстановская зона нефтенакопления приурочена к одноименной структурной террасе, в пределах которой по геофизическим материалам в последние годы были выделены Арстановское, Каракудукское, Каменное и Теренское локальные поднятия. Бурение скважин на Арстановской площади выявило многопластовое месторождение в бат-байосских отложениях. Есть основание

полагать, что и на остальных площадях бурение поисковых скважин окажется столь же успешным. Важно то, что имеющиеся данные свидетельствуют о весьма высоком соответствии структурных планов.

Чумышты-Чагырлинская зона газонакопления расположена на востоке Южно-Эмбенской моноклинали и связана с газоносностью эоценовых алевритов Чумышты-Чагырлинской антиклинали.

Аккулковская и Базайковская зоны газонакопления связаны с одноименными валообразными поднятиями. Газоносными являются эоценовые алевриты Кызылойского, а также Жаманкоянкулакского и Жаксыкоянкулакского локальных поднятий.

К числу предполагаемх зон нефтегазонакопления относятся Северо-Самская, Челуранская и Куанышская. Первые две связаны со структурными перемычками, а последняя — с одноименной антиклинальной зоной.

В пределах Южно-Мангышлак-Устюртской нефтегазоносной области известны Жетыбай-Узеньская, Дунгинская и Шахпахтинская зоны нефтегазонакопления.

Тюбкараганская и Бекебашкудукская зоны в прошлом являлись весьма крупными зонами нефтенакопления. Однако, в предсреднеолигоценовое время, в период проявления интенсивных восходящих тектонических движений залежи нефти оказались разрушенными. Перечисленные выше зоны нефтегазонакопления отличаются весьма высоким соответствием структурных планов. К числу предполагаемых зон нефтегазонакопления следует отнести группы антиклинальных поднятий в приосевой части депрессий, а также Кокумбайскую и Турыкскую зоны.

Жетыбай-Узеньская зона нефтегазонакопления (наиболее полно изученная в геологическом отношении) приурочена к одноименной тектонической ступени, наклоненной к югу и протягивающейся с северо-запада на юго-восток на 130 *км*. Максимальная ширина ее 39,8 *км*. Углы падения составляют на северном крыле 2—4° по подошве неокома и на южном по валанжинскому ярусу 5° (Тенге). С глубиной углы падения увеличиваются и по I продуктивному горизонту составляют 3—4° 30′ на северном крыле, 5—8° на южном. Восточная часть ступени более крутая, западная — пологая. В ее пределах по данным КМПВ и бурения выделяется несколько разрывных нарушений.

На территории Жетыбай-Узеньской тектонической ступени в настоящее время выделяются три осложняющие ее антиклинальные зоны (с севера на юг): Асар-Узеньская, Жетыбай-Восточно-Жетыбайская и Каржау-Тенгинская (рис. 69). Восточные границы этих антиклинальных зон, так же как и самой ступени, в настоящее время не изучены. Можно только предположить, что эти зоны продолжаются в юго-восточном направлении в сторону Кокумбайской структурной ступени.

В пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени в настоящее время выявлено значительное количество локальных структур, с которыми связаны месторождения нефти и газа. К их числу относятся Узень, Жетыбай, Карамандыбас, Тенге, Тасбулат, Асар, Южный Жетыбай, Туркменой, Актас и Восточный Жетыбай. Эти месторождения группируются в отдельные подзоны нефтегазонакопления, осложняющие Жетыбай-Узеньскую зону нефтегазонакопления. В пределах последней в настоящее время можно выделить три подзоны нефтегазонакопления с установленной промышленной нефтегазоносностью: северную — Асар-Узеньскую, центральную — Жетыбай-Восточно-Жетыбайскую и южную — Каржау-Тенгинскую.

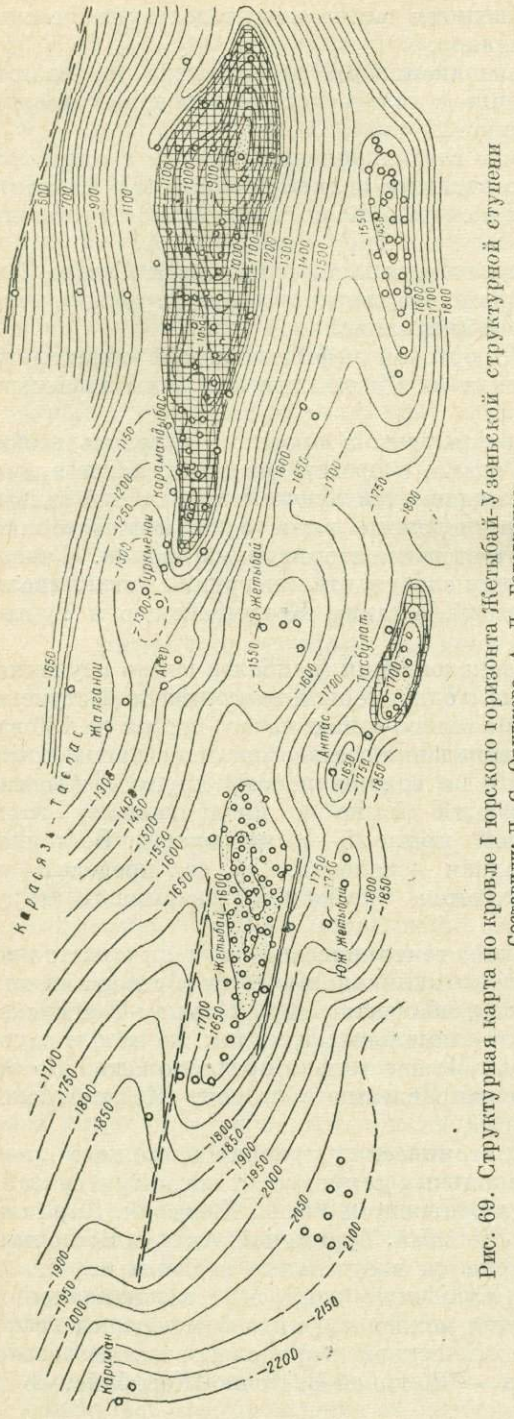


Рис. 69. Структурная карта по кровле I юрского горизонта Жетыбай-Узеньской структурной ступени
Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

Северная (Асар-Узеньская) подзона *нефтегазонакопления*, приуроченная к одноименной антиклинальной зоне, протягивается с северо-запада на юго-восток на 84 *км*. Ширина ее меняется от 7,5 до 15 *км*. Углы падения составляют по подошве неокома на северном крыле 2—4°, на южном 4—7° 30′. Амплитуда по отложениям неокома 350 *м*, по I продуктивному горизонту 600 *м*. Северная подзона нефтегазонакопления осложнена локальными структурами, к которым приурочены нефтегазовые месторождения Асар, Карамандыбас и Узень. Размеры локальных поднятий изменяются: длина от 5 до 34 *км*, ширина от 2 до 10 *км*, а амплитуда от 41 до 400 *м* по кровле I продуктивного горизонта.

Месторождение Узень приурочено к крупной брахиантиклинальной складке, имеющей следующие размеры по I юрскому продуктивному горизонту: длина 34 *км*, ширина 10 *км*, амплитуда 330 *м*. Складка простирается с северо-запада на юго-восток. Ундуляция ее шарнира обусловлена образованием трех куполов: Хумурунского, Основного и Парсумурунского. Для Узеньской брахиантиклинали характерна резко выраженная асимметрия крыльев: северное крыло пологое, южное — крутое. С глубиной углы падения на крыльях меняется от 3° (по отложениям сеномана) до 4° 30′ (по бату) на северном и от 4° до 7° 30′ (по тем же отложениям) на южном крыльях. Амплитуда складки по этим же образованиям увеличивается от 150 до 300 *м*. Таким образом, контрастность локальной структуры Узень с глубиной увеличивается. Следует отметить также асимметрию периклиналей складки, характерную для боль-

шинства локальных поднятий, осложняющих Жетыбай-Узеньскую тектоническую ступень. Западная периклиналь Узеньской складки более вытянутая, узкая и пологая, чем восточная (короткая, широкая и крутая). На северном крыле структуры в районе скв. 62, 1487 и 1507 расположен купол, амплитуда которого по кровле I продуктивного горизонта равна 25 *м*. Размер его по замкнутой изогипсе 1030 *м* составляет 5,6 × 1,5 *км*. Район расположения этого купола недостаточно изучен и уверенно говорить о характере сочленения его с основной частью Узеньской структуры не представляется возможным.

В настоящее время на месторождении Узень известно 34 залежи нефти и газа. Распределение их по этажам и подэтажам нефтегазоносности следующее.

В меловом этаже и подэтаже, приуроченном к отложениям нижнего мела, выделяется 12 продуктивных горизонтов, из которых М-I, М-V, М-VII и М-IX — М-XI вмещают газовые залежи.

Келловей-среднеюрский этаж включает три подэтажа нефтегазоносности.

В келловей-батском подэтаже выделяется пять пачек (I—V). На месторождении Узень этим пачкам соответствуют I—V продуктивные горизонты.

I продуктивный горизонт вмещает нефтяную залежь с газовой шапкой. Высота газовой шапки 14 *м*, нефтяной части залежи 306 *м*. В разрезе горизонта отмечается некоторая дифференциация отметок водонефтяного контакта по отдельным, довольно уверенно прослеживающимся пластам-коллекторам. В общем, водонефтяной контакт несколько наклонен в северо-западном направлении.

II продуктивный горизонт, как и вышележащий, вмещает нефтяную залежь с газовой шапкой. Высота газовой шапки 36 *м*, нефтяной части 235 *м*. Водонефтяной контакт также несколько наклонен в северо-западном направлении. На основании детального анализа имеющегося промыслово-геофизического материала можно предположить наличие в разрезе горизонта самостоятельных залежей линзовидной формы, ограниченных плохо проницаемыми породами.

III продуктивный горизонт содержит нефтяную залежь, которая в отличие от залежей келловей-батского подэтажа не имеет газовой шапки. Высота залежи 185 *м*. На северном крыле структуры в разрезе горизонта в районе скв. 62, 1487 и 1507 к куполу незначительных размеров приурочена нефтяная залежь.

IV продуктивный горизонт включает IVа и IVб подгоризонты. IVа подгоризонт вмещает нефтяную залежь с газовой шапкой. Высота газовой части залежи 15 *м*, нефтяной — 140 *м*. В разрезе IVб подгоризонта также выделяется нефтяная залежь с газовой шапкой. Высота газовой шапки 4,5 *м*, нефтяной части залежи 125 *м*.

V продуктивный горизонт делится на Vа и Vб подгоризонты, каждый из которых на основном своде вмещает нефтяную залежь с газовой шапкой. Высота газовой шапки Vа подгоризонта 20 *м*, Vб — 24 *м*. Нефтяная часть залежи Vа подгоризонта 108 *м*, Vб — 84 *м*. На восточной периклинали раздел между Vа и Vб подгоризонтами выклинивается в скв. 86, в связи с чем в этой части структуры водонефтяной контакт, по-видимому, проходит на одной отметке.

На Хумурунском куполе Vа подгоризонт вмещает газовую залежь, высота которой 8 *м*, а в Vб подгоризонте выделяется газовая залежь с нефтяной оторочкой. Высота газовой части залежи 12 *м*, нефтяной оторочки 5 *м*.

Байосский подэтаж нефтегазоносности включает шесть пачек (VI—XI), которым соответствуют VI—XI продуктивные горизонты.

VI продуктивный горизонт на месторождении Узень делится на VIа, VIб и VIв подгоризонты. На «основном» своде VIа подгоризонт вмещает нефтяную залежь. Высота залежи 62 *м*. Водонефтяной контакт несколько наклонен

в северо-западном направлении. Так, если на основном своде он принят на отметке —1146 *м*, то в скв. 81 проводится на отметке —1148 *м*. В районе скв. 203 к куполу ограниченных размеров приурочена нефтяная залежь высотой 7 *м*. На Хумурунском куполе подгоризонт вмещает газонефтяную залежь, выделить которую ввиду разноречивости данных опробования невозможно. В VIб подгоризонте на «основном» своде выделяется нефтяная залежь с газовой шапкой. Высота газовой шапки 5 *м*, нефтяной части залежи 9 *м*. На Хумурунском куполе в VIб подгоризонте выделяются две залежи. Первая — нефтяная с газовой шапкой — приурочена к верхнему пласту-коллектору, высота ее газовой шапки 10 *м*, нефтяной части 7 *м*; вторая — чисто газовая — приурочена к коллекторскому пласту в подошвенной части подгоризонта, высота залежи 8 *м*.

VII продуктивный горизонт на основном своде подразделяется на VIIа и VIIб подгоризонты, которые вмещают чисто газовые залежи; высóты их соответственно равны 28 и 30 *м*. На Хумурунском куполе высота газовой залежи, выделяемой в горизонте, составляет 15 *м*.

VIII продуктивный горизонт на основном своде и на Хумурунском куполе вмещает газовые залежи, высóты которых соответственно равны 23 и 11 *м*.

IX продуктивный горизонт подразделяется на IXа и IXб подгоризонты. На «основном» своде в разрезе IXа подгоризонта выделяются две залежи. Первая — нефтяная залежь с газовой шапкой. Высота газовой шапки 8 *м*, нефтяной части 6 *м*. Вторая — газовая залежь приурочена к пласту-коллектору мощностью 4 *м* (скв. 254), ограниченному со всех сторон плохо проницаемыми породами. В IXб подгоризонте высота газовой залежи составляет 8 *м*. В районе Хумурунского купола IXа и IXб подгоризонты вмещают чисто нефтяные залежи, высóты которых составляют соответственно 14 и 47 *м*.

X продуктивный горизонт вмещает на основном своде газовую залежь с нефтяной оторочкой, а на Хумурунском куполе — нефтяную. Высота газовой части первой залежи 36 *м*, нефтяной оторочки 4 *м*, высота нефтяной залежи 48 *м*.

XI продуктивный горизонт на основном своде представлен аналогом обводненной пачкой XI. В районе Хумурунского купола горизонт подразделяется на XIа и XVб подгоризонты, каждый из которых вмещает нефтяную залежь. Высота залежи, выделяемой в XIа подгоризонте, 25 *м*; в XIб — 43 *м*.

Ааленский подэтаж, включающий две пачки (XII и XIII) на месторождении Узень, обводнен.

Нижнеюрско-триасовый этаж нефтегазоносности подразделяется на нижнеюрский нефтегазоносный подэтаж и триасовый, возможно, нефтегазоносный, подэтаж. Нижнеюрский подэтаж, включающий вторую пачку Ю-XII, в разрезе месторождения Узень промышленных скоплений нефти и газа не имеет. Триасовый подэтаж в настоящее время только начинает разведываться и в нем не обнаружено промышленных скоплений нефти и газа.

На месторождении в разрезе байосского подэтажа в районе центрального блока пачки VI (VIб и VIв) — XI и на основном своде пачка XI — обводнены.

Несмотря на достаточно густую сеть разведочных и оценочно-эксплуатационных скважин, вскрывших отложения байосса, аалена и нижней юры, характер строения ряда горизонтов и геометрия залежей нуждаются в уточнении. По-видимому, недостаточно четкое представление о положении газонефтяных контактов в ряде случаев связано с некачественным опробованием, а также с наличием литологически ограниченных, линзовидной формы залежей. Требуется уточнение геологического строения и перспектив нефтегазоносности купола, осложняющего северное крыло Узеньской структуры. В связи с этим

в период, предшествующий разработке, необходимо провести некоторый дополнительный объем доразведочных работ за счет углубления опережающих эксплуатационных скважин верхнего этажа и за счет опробования ряда горизонтов в пробуренных разведочных скважинах.

Как известно, залежи газа в разрезе мелового литолого-стратиграфического комплекса обнаружены на месторождении Узень, осложняющем рассматриваемую северную подзону нефтегазонакопления. Причем эти отложения более всего изучены на Узени. В разрезе девяти из двенадцати выделяемых здесь продуктивных горизонтов известны газовые залежи. Высота залежей меняется от 14 *м* (М-II) до 46 *м* (М-I). Основные запасы приурочены к четырем продуктивным горизонтам (М-VII, М-X и М-XI) и находятся в районе основного Узеньского свода.

Нефти Узеньского месторождения, приуроченные к продуктивным горизонтам I—VI, практически не отличаются друг от друга. Средняя плотность их 0,86 *г/см*^{3}, содержание бензиновой фракции — 16%, керосиновой — 17%, асфальтово-смолистых веществ — 16%, парафина — 20%, серы — 0,15%, азота — 0,20%.

Нефти IX горизонта отличаются более высоким содержанием легких фракций и более низким содержанием асфальтово-смолистых веществ и парафина. Это объясняется, по-видимому, залеганием их в непосредственной близости от газовых шапок, где нефти зачастую обладают свойствами, близкими к конденсатам (их, скорее, следует рассматривать как нефти, разбавленные конденсатом). При этом происходит относительное увеличение легких фракций и снижение содержания асфальтово-смолистых веществ.

Все изученные нефти продуктивных горизонтов I—IV метановые: в среднем содержание метановых углеводородов составляет 69%, нафтеновых — 22%, ароматических — 9%. Сходство физико-химических свойств и углеводородного состава нефтей горизонтов Ю-I—Ю-IV говорит об их генетическом родстве — едином источнике и времени образования.

Содержание серы для большинства узеньских нефтей составляет 0,15%. Исключением являются нефти, отобранные в районе водонефтяного контакта. В них отмечено повышенное содержание сернистых соединений. Так, в скв. 66 (горизонт Ю-I) оно достигает 0,26%, в скв. 62 (Ю-III) —0,27%, в скв. 27 (Ю-III) — 0,26%. В приконтактовой зоне нефть — вода наблюдается также повышенное содержание азотистых соединений (до 0,35%), порфиринов и микроэлементов.

Газы Узеньского месторождения (VIII продуктивный горизонт) несколько богаче тяжелыми углеводородами, содержание которых достигает 14%, концентрация метана — 81,8%. Среди остальных компонентов отмечены азот и углекислый газ. Плотность газа относительно небольшая — 0,6730.

Попутные газы характеризуются широким спектром физико-химических свойств. Содержание метана варьирует от 37,5 (I) до 86,4% (V), а концентрация тяжелых гомологов метана — от 8,7 (V) до 60,2 (I). Следовательно, для Узени характерно равномерное увеличение количества метана в составе растворенного газа при одновременном уменьшении содержания гомологов (I—V).

В юрском продуктивном разрезе отмечаются «жирные» и «средние» (по углеводородному составу) газы. Концентрация метана и высших углеводородов, их соотношения по отдельным продуктивным горизонтам относительно стабильны для всего месторождения. Между различными горизонтами наблюдаются весьма резкие отличия углеводородных составов попутных газов. Характерно постоянство отношения бутана и пентана к их изомерам для всех

горизонтов (порядка 0,6). Это позволяет предполагать общность термодинамических и гидрохимических процессов преобразования газов для всей юрской продуктивной толщи. Процентное содержание азота относительно невелико (0,7—10,9%), причем биогенный азот не содержит примеси аргона. Это позволяет предположить достаточно надежную изоляцию (закрытость) Узеньской структуры в части юрских газонефтяных залежей. Присутствие углекислого газа, особенно заметное (до 2,9%) в нижней части продуктивного разреза, следует, вероятно, связывать с процессами биогенного окисления газов в залежах. Отношение гелия к аргону не превышает единицы.

Плотность газов варьирует в широких пределах, однако большинство значений заключено в интервале 0,8—1,0. Концентрация редких (инертных) газов невысокая, обычно не превышает нескольких сотых процента.

Месторождение Карамандыбас приурочено к западной периклинали Узень-Карамандыбасской брахиантиклинальной складки.

Локальное поднятие Узень — Карамандыбас имеет общее северо-запад — юго-восточное простирание. По результатам последних данных глубокого бурения наблюдается некоторое смещение оси Карамандыбасской части складки с северо-запада на юго-запад по сравнению с осью собственно Узеньской складки. Отмечается изменение соотношения крутизны крыльев Узеньской и Карамандыбасской частей локальной структуры по всем горизонтам — на Узени северное крыло более пологое, южное — крутое, а на Карамандыбасе по данным имеющихся скважин наблюдается обратная картина.

О существенных различиях в формировании залежей Карамандыбаса и Узени свидетельствуют значительные отклонения величин абсолютных отметок водонефтяных контактов для всех одноименных продуктивных горизонтов (за исключением I и II продуктивных горизонтов, где этот вопрос остается нерешенным из-за недостатка данных). В некоторых случаях горизонт, продуктивный на одном месторождении, оказывается непродуктивным на другом. При опробовании III и VIII горизонтов на Парсамурунском куполе Узеньской складки получена пластовая вода, тогда как на Карамандыбасе, где эти горизонты расположены гипсометрически ниже (на 30 *м*), из них получены промышленные притоки нефти и газа. Не исключено, что это явление полностью или частично связано с изменениями литологического состава горизонтов от одной части структуры к другой.

В современном плане Карамандыбасская часть рассматриваемой складки представляет собой ее западную периклиналь, ориентированную в общем с востока-юго-востока на запад-северо-запад. В районе ее западной части ось несколько отклоняется на юго-запад. Размер складки по подошве неокома (по замкнутой изогипсе —840 *м*) составляет 10,0 × 1,5 *км*. Шарнир складки, ундулируя, образует два купола — западный в районе скв. 13 и 7, и восточный — в районе скв. 3 и 5, которые рисуются в виде эллипсов, кулисообразно расположенных по отношению друг к другу. Северная часть Карамандыбасского участка в противоположность собственно Узеньской складке более крутая, чем южная. Углы падения пород для I и XI продуктивных горизонтов на севере колеблются соответственно в пределах 4—5° и 5,5—6°, на юге — 2—2,5° и 3—3,5°. В связи с недостаточным количеством скважин в настоящее время не представляется возможным установить истинной величины амплитуды западной периклинали крупной Узень-Карамандыбасской антиклинали по различным структурным поверхностям. Однако, очевидно, что контрастность ее с глубиной возрастает: по III отражающему горизонту амплитуда составляет около 75 *м*, а по IX горизонту, по-видимому, более 120 *м*.

По мнению П. Е. Корсуна, между западным и восточным куполами Карамандыбаса проходит нарушение сбросового характера, разделяющее структуру на два блока, причем восточный приподнят по отношению к западному. Ни одна из пробуренных разведочных скважин не пересекла плоскости этого нарушения. Данные опробования не позволяют согласиться с этим мнением.

Согласно имеющимся в настоящее время представлениям, Карамандыбасская часть структуры отделена от Узеньской нарушением сбросо-сдвигового характера, что обосновывается значительным различием в простирании

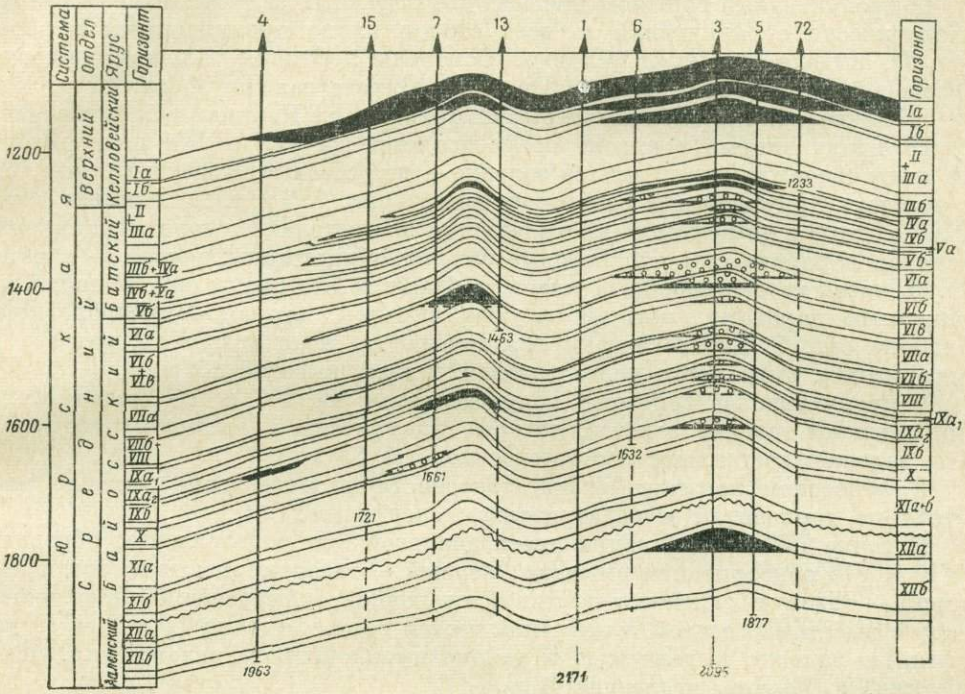


Рис. 70. Продольный разрез продуктивной толщи месторождения Карамандыбас.
Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

их осей и некоторым смещением оси периклинали к северу по отношению к Узеньской, изолированностью залежей одноименных горизонтов Узени от Карамандыбасских залежей и данными предыдущих сейсмических исследований по Л. В. Дзера. Это разрывное нарушение проведено между скв. 181 Карамандыбас и скв. 57 Узень.

Разделяя точку зрения о существовании единой крупной Узень-Карамандыбасской локальной структуры, по-видимому, следует считать, что в ее пределах существуют два самостоятельных месторождения — Узень и Карамандыбас.

На месторождении Карамандыбас известно в настоящее время 23 залежи, две из них (литологически ограниченные со всех сторон плохо проницаемыми породами) выделяются нами предположительно (рис. 70).

В меловом этаже нефтегазоносности не известно ни одной залежи нефти или газа.

В келловей-батском подэтаже нефтегазоносности выделяется пять пачек (I—V).

I продуктивный горизонт подразделяется на Iа и Iб подгоризонты. Подгоризонт Iа вмещает нефтяную залежь, которая, по-видимому, является продолжением Узеньской залежи I продуктивного горизонта. Высота залежи на Карамандыбасском месторождении 124 *м*. Водонефтяной контакт залежи наклонен в северо-западном направлении. Нефтяная залежь Iб подгоризонта высотой 41 *м* также является продолжением Узеньской залежи I продуктивного горизонта.

II продуктивный горизонт вмещает две нефтяных залежи, одна из которых литологически ограниченная со всех сторон плохо проницаемыми породами (скв. 1), выделяется нами условно. Основная нефтяная залежь приурочена к сводовой части (район скв. 3, 5 и т. д.). Высота залежи 36 *см*.

III пачка, являющаяся аналогом III горизонта, на Карамандыбасе обводнена.

IV продуктивный горизонт подразделяется на IVа и IVб подгоризонты. IVа подгоризонт вмещает четыре залежи — две газовые и две нефтяные, одна из которых приурочена к основному своду (скв. 3, 5 и т. д.) и имеет высоту 21 *м*, а вторая (высотой 5 *м*) выделяется в пределах купола ограниченных размеров в районе скв. 13. Газовые залежи обнаружены: первая — в районе скв. 6, здесь газонасыщенный пласт замещается в сторону скв. 3 плохо проницаемыми породами, которые служат экраном; вторая — предполагаемая, в районе скв. 7, литологически ограничена со всех сторон. В разрезе IVб подгоризонта выделяется чисто газовая залежь высотой 13 *м*.

V продуктивный горизонт подразделяется на Va и Vб подгоризонты. Они вмещают газовые залежи, которые приурочены к основному своду. Высоты залежей составляют соответственно 7 и 13 *м*.

В байосском подэтаже нефтегазоносности распределение залежей нефти и газа по горизонтам и подгоризонтам следующее.

В пачке IV породы, являющиеся аналогом VIа подгоризонта, обводнены, а VIб и VIв подгоризонты вмещают: первый — газовую залежь высотой 35 *м*, второй — газовую залежь с нефтяной оторочкой, приуроченной к основному своду с высотами газовой и нефтяной частей соответственно 17 и 1 *м*, и чисто нефтяную залежь, выделяемую в районе куполовидного осложнения, вскрытую скв. 7. Высота последней 9 *м*.

VII продуктивный горизонт подразделяется на VIIа и VIIб подгоризонты, причем оба вмещают газовые залежи, приуроченные к основному своду. Высоты их составляют соответственно 10 и 14 *м*.

VIII продуктивный горизонт содержит в районе основного свода газовую залежь высотой 25 *м*.

IX продуктивный горизонт подразделяется на IXа и IXб подгоризонты. В IXа подгоризонте выделяются a_1 (в кровле) и a_2 (в подошве) коллекторские пласты, которые разделены хорошо прослеживающимся по площади пластом плотных пород. Коллекторский пласт a_1 вмещает в районе основного свода газовую залежь высотой 5 *м* и в районе скв. 10 нефтяную, литологически экранированную. Пласт a_2 включает газовую залежь, приуроченную к основному своду, и нефтяную, выделяемую в пределах купола в районе скв. 7; высоты газовой и нефтяной залежей равны соответственно 8 и 11 *м*. IXб подгоризонт вмещает две нефтяные литологически экранированные залежи, из которых первая вскрыта скв. 17, вторая — скв. 4 и 18, и чисто газовую залежь, приуроченную к основному своду. Высота последней 13 *м*.

X продуктивный горизонт включает две залежи. Газовая залежь с нефтя-

ной оторочкой выделяется в районе основного свода. Высота газовой части залежи 26 *м*, нефтяной оторочки 7 *м*. Вторая — газовая залежь литологически ограниченная со всех сторон плохо проницаемыми породами, приурочена к коллекторскому пласту, вскрытому скв. 7.

В пачке XI промышленные скопления нефти и газа пока не установлены.

В ааленском нефтегазоносном подэтаже промышленные скопления нефти выявлены лишь в пачке XII. Здесь выделяемый подгоризонт вмещает нефтяную залежь, приуроченную к основному своду месторождения. Высота залежи 38 *м*.

В нижнеюрско-триасовом этаже нефтегазоносности на Карамандыбасе не выявлено ни одной залежи нефти или газа.

В нижнеюрском подэтаже данные промыслово-геофизических исследований в скв. 1, 3, 17 и 2 и опробования скв. 3 свидетельствуют о том, что все верхние песчаные пласты водонасыщены. В этих отложениях практический интерес для поисков залежей нефти и газа может представлять лишь самый нижний (на границе с триасом) песчаный пласт, хорошо прослеживаемый во всех без исключения скважинах, из которого был получен приток воды с нефтью в скв. 3 Туркменой. Этот факт, а также неоднозначная промыслово-геофизическая характеристика этого песчаного пласта в скв. 1, 3, 17 позволяют считать рациональным его опробование в скв. 22, что, возможно, позволит решить вопрос о необходимости дальнейших разведочных работ на нижнеюрские отложения.

Плотность нефтей месторождения Карамандыбас меняется в более широких пределах (0,84—0,89 *г/см*^{3}) по сравнению с нефтями месторождения Узень (0,857—0,862 *г/см*^{3}). Но средние величины плотности по обоим месторождениям отличаются очень незначительно: 0,867 *г/см*^{3} на Карамандыбасе и 0,861 *г/см*^{3}— на Узени.

Следует отметить, что нефти месторождения Карамандыбас содержат немного больше асфальтово-смолистых веществ (18% против 16%), меньше легких компонентов, выкипающих до 300° С (28% против 33% на Узени), что и сказывается на незначительном увеличении плотности нефтей Карамандыбаса. Здесь намечается тенденция уменьшения плотности нефтей от III горизонта к I и II, а от IX и X к XI горизонту, причем в последних отмечается понижение содержания смол в этом же направлении.

Углеводородный состав бензиновых фракций нефтей (X и XI горизонты) Карамандыбаса сходен с углеводородным составом нефтей Узени: и те и другие нефти метановые (64—69% метановых углеводородов) с незначительным содержанием ароматических углеводородов (8—9%).

Попутные газы месторождения также отличаются значительным диапазоном метана и его высших гомологов. Содержание первого изменяется от 36,9 (Ю-III) до 91,7% (Ю-IX), а тяжелых углеводородов — от 5,9 (Ю-IX) до 21,4% (Ю-III). Важная особенность химического состава карамандыбасских газов — высокое, до 47,5%, содержание азота в попутных газах некоторых горизонтов, что обусловило относительно высокое значение плотности, несмотря на незначительную концентрацию тяжелых углеводородов. Однако в большинстве случаев газы Карамандыбаса значительно легче узеньских. Углекислый газ присутствует в количестве от 0,3 (Ю-III) до 5,4% (Ю-VI). Повышенная концентрация азота и углекислого газа позволяет предположить более интенсивный характер процессов преобразования углеводородов карамандыбасских залежей по сравнению с узеньскими.

Для некоторых залежей (Ю-III, Ю-IX и др.) отмечается несколько повышенное по сравнению с Узенью содержание инертных газов.

Площадь Асар приурочена к небольшой брахиантиклинальной складке, выделенной по отложениям турнейского яруса (данные структурно-поискового бурения). Простирание ее северо-запад-юго-восточное, размер 2,5 × 1 *км* (по изогипсе 150 *м*), амплитуда 10 *м*.

По данным сейсморазведки МОВ Асарская складка фиксируется лишь небольшим перегибом по IIIг отражающему горизонту.

По I юрскому продуктивному горизонту в настоящее время выделяется лишь структурная терраса размером 4,5 × 3 *км*.

Скв. 2 расположена в более благоприятных условиях, чем скв. 1, 3, 4 и 5. В ее разрезе выделяется ряд интервалов, положительно охарактеризованных электрокаротажем и керновым материалом. Новые данные глубокого бурения позволят внести коррективы в геологическое строение площади.

Переходя к рассмотрению физико-химических свойств нефтей и газов, следует подчеркнуть, что провести их сравнительный анализ на месторождениях Мангышлака в настоящее время довольно затруднительно. Это объясняется, во-первых, крайне недостаточным количеством анализов, во-вторых тем, что нефти и газы отобраны на месторождениях из разных горизонтов. К сожалению, в настоящее время признаки нефти на площади Асар не исследованы. Поэтому можно сравнить, правда с долей условности, характеристики нефтей только Узени и Карамандыбаса, осложняющих рассматриваемую подзону нефтегазонакопления. Наблюдается тенденция увеличения содержания асфальтово-смолистых веществ от Узени к Карамандыбасу. Тенденция увеличения содержания светлых фракций (выкипающих до 300°) отмечается в направлении от Карамандыбаса к Узени (28—34%). Конденсаты Узени и Карамандыбаса относятся к числу легких. Содержание ароматических углеводородов в Карамандыбасе наименьшее — 2,5%, а метановых — наибольшее — 64%.

Центральная (Жетыбай-Восточно-Жетыбайская) подзона нефтегазонакопления, приуроченная к одноименной антиклинальной зоне, протягивается с северо-запада на юго-восток на 48 *км*. Ширина ее 8—6,5 *км*. Амплитуда по I продуктивному горизонту 150 *м*. Подзона осложнена локальными структурами, с которыми связаны нефтегазовые месторождения Жетыбай и Восточный Жетыбай.

Длина локальных поднятий изменяется от 7 до 22 *км*, ширина — от 3 до 6,5 *км*, амплитуда — от 20 до 120 *м*.

Месторождение Жетыбай — одно из крупных на Мангышлаке. Оно приурочено к одноименной локальной структуре довольно значительного размера по I юрскому продуктивному горизонту. Амплитуда ее равна 120 *м*. Простирание запад-северо-запад — восток-юго-восточное. Строение складки асимметричное. Западная часть южного крыла (2—3°) более крутая, чем северное крыло (2°30′—2°). Восточная часть южного крыла самая пологая (30′—1°30′). С глубиной увеличиваются средние значения углов падения пород на крыльях складки от 30′ (по отложениям сеноманского яруса) в восточной части южного крыла Жетыбайской брахиантиклинальной складки до 3° (по образованиях оксфорда) в западной части южного крыла. Амплитуда локального поднятия увеличивается с глубиной по этим же отложениям от 50 до 80 *м*, а по кровле I юрского продуктивного горизонта достигает 120 *м*. Так же как на Узеньской брахиантиклинали, шарнир Жетыбайской складки ундулирует, образуя резкие перегибы. Наблюдается та же асимметрия периклинали, которая была отмечена выше при описании Узеньской складки.

До последнего времени существовало мнение, что поверхность пермотриасовых отложений соответствует структурному плану вышележащего комплекса осадков. Как показали последние данные глубокого бурения (скв. 69, 24), наиболее высокое гипсометрическое положение поверхность триасовых отложений имеет не в сводовой части Жетыбайской структуры, а в районе ее западной периклинали.

На месторождении Жетыбай обнаружено в настоящее время 19 залежей нефти и газа. По этажам и подэтажам нефтегазоносности они распределяются следующим образом.

В меловом этаже в настоящее время не известно ни одной залежи нефти или газа.

Келловей-батский подэтаж вмещает следующие продуктивные горизонты.

I продуктивный горизонт содержит газовую залежь, высота которой 56 *м*.

II продуктивный горизонт подразделяется на IIа и IIб подгоризонты, в которых выделяются газовые залежи с нефтяной оторочкой. Высота газовых частей залежей соответственно 45 и 46 *м*, нефтяных оторочек — 21 и 11 *м*.

III пачка пород, являющаяся аналогом III горизонта, обводнена.

IV продуктивный горизонт подразделяется на IVа и IVб подгоризонты. Первый вмещает нефтяную залежь с газовой шапкой; высота газовой шапки 22 *м*, нефтяной части залежи 25 *м*; второй содержит чисто нефтяную залежь, высота которой 44 *м*.

V продуктивный горизонт подразделяется на Va и Vб подгоризонты. Нефтяные залежи в их разрезе с газовыми шапками, имеют высоты газовых шапок соответственно 15 и 17 *м*, а нефтяных частей — 18 и 19 *м*.

Байосский подэтаж нефтегазоносности вмещает VI пачку пород, в которой лишь VIа подгоризонт является продуктивным. Высота газовой части залежи, выделяемой в подгоризонте, составляет 26 *м*. Высота нефтяной оторочки меняется ступенчато от 2 до 11 *м*.

Нижняя часть пачки VI (аналоги VIб и VIв подгоризонтов) обводнена.

VII продуктивный горизонт включает чисто нефтяную залежь, высота которой 62 *м*.

В разрезе VIII продуктивного горизонта выделяются нефтяная залежь с предполагаемой газовой шапкой и предполагаемая нефтяная залежь, литологически ограниченная со всех сторон плохо проницаемыми породами (в районе скв. 10). Высота предполагаемой газовой шапки первой залежи 39 *м*, нефтяной части — 23 *м*.

IX продуктивный горизонт подразделяется на IXа и IXб подгоризонты, которые вмещают нефтяные залежи с газовыми шапками; высота газовых шапок составляют соответственно 40 и 23 *м*, нефтяных частей — 44 и 71 *м*.

X продуктивный горизонт вмещает чисто нефтяную залежь высотой 49 *м*.

XI продуктивный горизонт подразделяется на XIа и XIб подгоризонты, причем первый включает газовую залежь с нефтяной оторочкой. Высота газовой части 53 *м*, нефтяной оторочки 10 *м*. В разрезе XIб подгоризонта выделяются две чисто нефтяные залежи, одна из которых приурочена к сводовой части структуры, другая, литологически экранированная, вскрыта скв. 8, 26, 27 и 70. Высота сводовой залежи 32 *м*.

В ааленском подэтаже нефтегазоносности промышленные скопления нефти и газа встречены лишь в XII продуктивном горизонте, который подразделен на XIIа и XIIб подгоризонты. XIIа подгоризонт вмещает нефтяную залежь с газовой шапкой. Высота газовой шапки 33 *м*, нефтяной части залежи 35 *м*.

В XIIб подгоризонте ввиду разноречивости данных опробования газонефтяного и водонефтяного контактов для выделяемой здесь нефтегазовой залежи провести не удалось. Общая высота нефтегазонасыщенной части, по-видимому, составляет 30—50 *м*.

В нижнеюрско-триасовом этаже нефтегазоносности пока не выделяется ни одной залежи нефти или газа, однако перспективы этого этажа оцениваются положительно. Так, имеющийся фактический материал по ряду пробуренных скважин на площади Жетыбай-Узеньской ступни свидетельствуют о том, что в отложениях триаса встречаются пласты-коллекторы, способные в определенных структурных условиях служить ловушками для нефти и газа. Это обусловило заложение сверхглубокой параметрической скв. 25 с проектной глубиной 4500 *м*. Скважина заложена в 1969 г. в своде собственно Жетыбайской складки с целью получения данных о фациальном характере и нефтегазоносности пермо-триасовых отложений. Решение поставленных перед этой скважиной задач представляет большой теоретический и практический интерес как для данной площади, так и для всего района в целом.

Нефти месторождения Жетыбай более разнообразны по свойствам и составу, чем нефти Узени. Плотность их меняется в пределах 0,83—0,87 *г/см*^{3}, вязкость 4—37 *сст*; содержание асфальтово-смолистых веществ 8—22%. Подобные колебания в свойствах нефтей зависят от их положения относительно газовых шапок и водонефтяных контактов. Нефти верхних горизонтов тяжелее нефтей нижних. Отмечается уменьшение плотности нефтей от II к XIII горизонту (от 0,857 до 0,831 *г/см*^{3}) при одновременном увеличении выхода светлых фракций, выкипающих до 300° С (от 18,5 до 39%). Наиболее тяжелые смолистые нефти приурочены к горизонту II. VIII—XI продуктивные горизонты отличаются от вышележащих содержанием смолистых веществ (до 8,5%).

Несмотря на то, что нефти месторождения Жетыбай несколько различаются по своим свойствам, углеводородные составы их бензиновых фракций практически не отличаются друг от друга в пределах всего месторождения. Все нефти метановые; среднее содержание метановых углеводородов 68%, нафтеновых 25%, ароматических 7%. Подобное сходство, по всей вероятности, является следствием их генетического родства.

Попутные газы месторождения Жетыбай в основном азотно-метановые, «жирные» — концентрация высших углеводородов достигает 33%. Содержание метана 42,6 и 87,5% соответственно для горизонтов VIII и IX возрастает с глубиной, начиная с горизонта X. В вышележащем продуктивном разрезе видимых закономерностей изменения углеводородного состава не наблюдается. Намечается лишь некоторое увеличение доли высших гомологов для попутных газов горизонтов I—III, а также сокращение ее в горизонтах X—XIII. На Жетыбае наиболее обогащены гомологами попутные газы горизонтов V—VIII.

Среднее содержание азота (7%) выше, чем на Узени, при крайних значениях 2—15%. Концентрация углекислого газа 0,4—2,6%. Окись углерода содержится практически во всех анализах в количестве от 0,2 до 0,6%. Присутствие этого соединения обычно связывается с развитием окислительных процессов в залежах. Сероводород отмечен лишь в газах горизонта VII (0,45%). Содержание аргона варьирует в пределах 0,011—0,0116%.

Плотность газов колеблется от 0,555 до 0,994, однако большинство значений находится в интервале 0,8—1,0, т. е. значения примерно такие же, как на Узени.

Газы газовых шапок различны. Залежь горизонта IV содержит типично азотно-метановый газ: концентрация метана 60,64%, азота — 21,14%. Доля

тяжелых углеводородов относительно невелика — 10,67% (этан, пропан и бутан). Содержание углекислого газа составляет 0,5%, аргон отмечен в незначительном количестве — 0,0014%. Плотность газа — 0,7700.

В залежи горизонта V газ значительно менее азотистый (8,7%) с еще более высоким (76,08%) содержанием метана. Высшие гомологи (до пентана включительно) присутствуют в количестве 12,15%. Характерно наличие сероводорода — 0,685%.

Газовая залежь верхней части горизонта I содержит почти нацело углеводородный газ: метан составляет 71,9%, тяжелые гомологи (до пентана) — 16,36%.

Неуглеводородные компоненты (азот, углекислый газ и окись углерода) соответственно составляют 2,17, 0,92 и 0,06%. Плотность газа 0,7896.

Особенностью состава свободных газов на Жетыбае является обогащение их гомологами метана по сравнению с другими месторождениями, причем одновременно в жетыбайских газах наблюдается повышенное содержание азота (до 9,8%).

Газ с конденсатом горизонта I отличается в основном углеводородным составом при исключительно высоком (61,75%) содержании высших углеводородов и умеренной концентрации азота — 4,83%.

Для подгоризонта IIа характерно значительно большее содержание метана: 58,61% против 31,97% в горизонте I. Соответственно здесь сокращается доля тяжелых углеводородов, составляющая 30,9—30,97%.

В подгоризонте IIб наблюдается максимальное обогащение высшими гомологами метана — их содержание достигает 63%. Метан составляет всего 37%. Газ исключительно углеводородного состава. Плотность соответственно весьма высокая — 1,2117, тогда как в вышележащих горизонтах Ю-II и Ю-I она составляла 0,8771 и 1,0638.

Месторождение Восточный Жетыбай представляет собой небольшое брахиантиклинальное поднятие с амплитудой по подошве турона порядка 20 *м*. Размер его по оконтуривающей изогипсе —260 *м* (подошва турона) — 7 × 3 *км*. Наименьшая глубина залегания подошвы турона —250 *м* (скв. к-12). В плане форма складки и ее простирание на структурных картах по турону и сармату в основном совпадают, хотя некоторые ее детали несколько изменяются. Размер структуры по подошве сармата несколько больше, а углы падения пород на крыльях более пологие, чем по подошве турона. На месторождении Восточный Жетыбай известны четыре залежи нефти и газа в келловей-ааленском этаже нефтегазоносности.

Байосский подэтаж содержит в разрезе IXа подгоризонта нефтяную залежь высотой 26 *м*.

Ааленский подэтаж нефтегазоносности включает два продуктивных горизонта.

XII продуктивный горизонт подразделяется на XIIа и XIIб подгоризонты, из которых XIIа вмещает нефтяную залежь с газовой шапкой, а XIIб — чисто нефтяную. Высота газовой шапки первой залежи 14 *м*, нефтяной части 55 *м*. Высота нефтяной залежи XIIб подгоризонта 9 *м*.

XIII продуктивный горизонт включает чисто газовую залежь высотой 32 *м*.

Рассматривая сравнительную характеристику нефтей центральной подзоны нефтегазонакопления, следует отметить, что содержание асфальтово-смолистых веществ на Жетыбае меньше, чем на месторождениях северной подзоны нефтегазонакопления, и больше, чем на месторождениях южной подзоны.

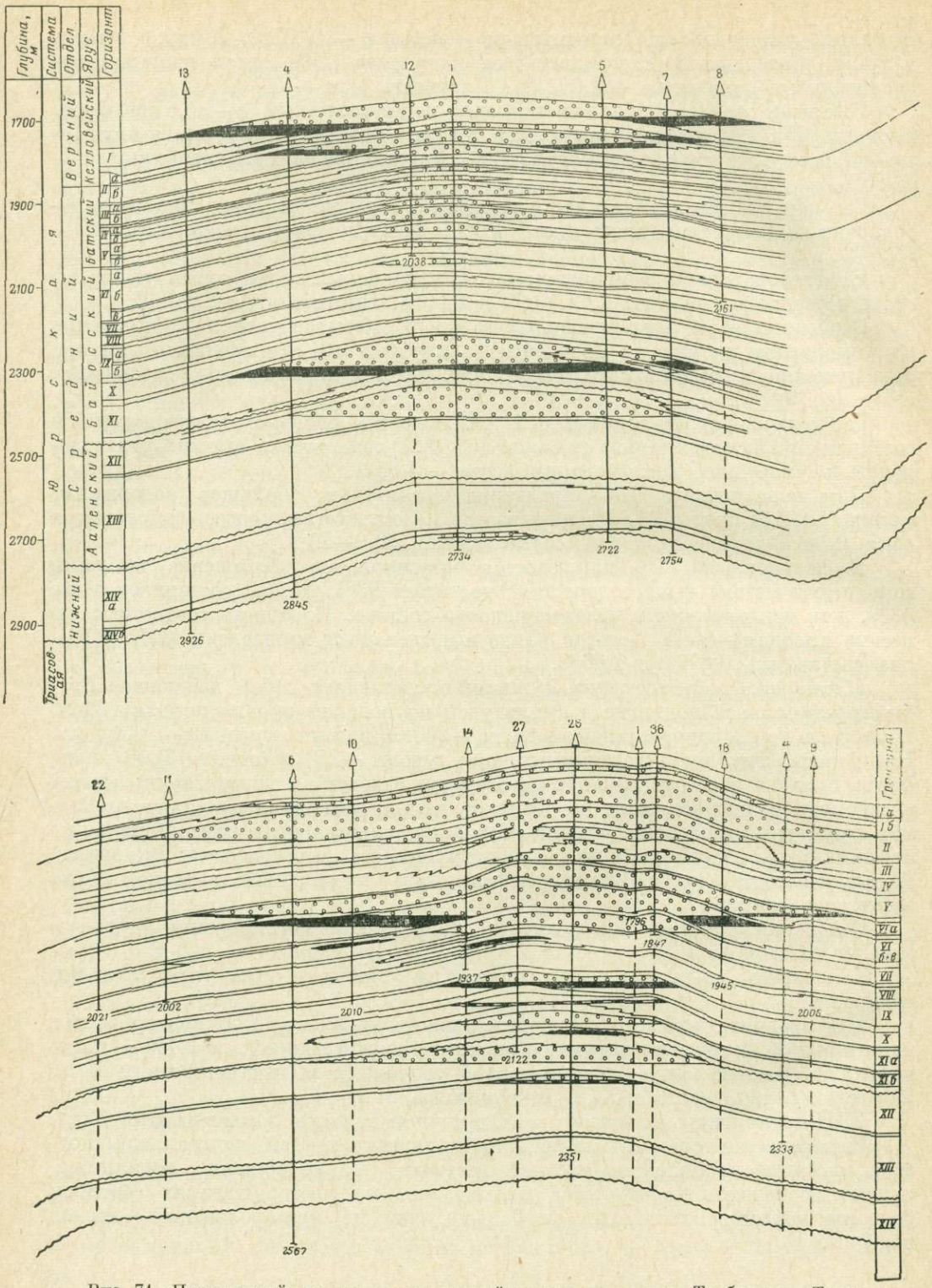


Рис. 71. Продольный разрез продуктивной толщи по линии Тасбулат — Тенге.
Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

На Восточном Жетыбае нефти более тяжелые, чем на Жетыбае, и сходные по характеристике с карамандыбасскими из горизонтов XI и XII.

Южная (Каржау-Тенгинская) подзона нефтегазонакопления приурочена к одноименной антиклинальной зоне. Ее восточное замыкание в настоящее время не изучено. По-видимому, продолжением ее на юго-восток служит Кокумбай-Куландинская зона поднятий, а далекое периклинальное окончание подзоны, вероятно, осложнено локальной структурой Кансу. В пределах Кокумбай-Куландинской зоны поднятий южная зона нефтегазонакопления может быть связана с зонами литофациальных изменений.

Длина описываемой антиклинальной зоны 35 *км*, ширина ее варьирует от 45 *м* до 5 *км*; амплитуда 160 *м* (по кровле I продуктивного горизонта). Простирание северо-запад — юго-восточное.

Размеры локальных поднятий, осложняющих южную антиклинальную зону, следующие: длина — от 7,5 до 23,5 *км*, ширина — от 3 до 5 *км*.

С локальными поднятиями этой подзоны нефтегазонакопления связаны четыре месторождения — Южный Жетыбай, Актас, Тасбулат и Тенге (рис. 71).

Месторождение Тенге приурочено к одноименной брахиантиклинальной складке, ориентированной в субширотном направлении. Размер ее по подошве валанжинского яруса в контуре изогипсы —1200 *м* составляет 20 × 3 *км*. Свод складки узкий, удлиненный, располагается в районе скв. 5, 26, 27. Крылья и периклинали асимметричны. Западная периклиналь узкая и примерно в 2 раза длиннее восточной.

Амплитуда складки по валанжинскому ярусу составляет 100 *м*, а углы падения крыльев на севере 4°, на юге 5°. Амплитуда складки по бату 140 *м*, а углы падения 6°—6° 30′. На данном этапе изученности выявить наличие дизъюнктивных нарушений на структуре не удалось.

Промышленные скопления нефти и газа на месторождении связаны с келловей-ааленским этажом нефтегазоносности. Всего обнаружено 17 залежей нефти и газа (рис. 72, 73).

Келловей-батский подэтаж.

I пачка содержит залежь газа лишь в Iб подгоризонте. Высота залежи 95 *м*.

II продуктивный горизонт вмещает газовую залежь высотой 138 *м*.

III + IV продуктивный горизонт включает также газовую залежь высотой 81 *м*.

В разрезе V продуктивного горизонта выделяется газовая залежь высотой 48 *м*.

Байосский подэтаж.

VI продуктивный горизонт подразделяется на VIа и VIб + в подгоризонты, в которых обнаружены газовые залежи с нефтяными оторочками. Высоты газовых частей этих залежей составляют соответственно 124 и 83 *м*; высоты нефтяных оторочек соответственно 6 и 25 *м*.

VII продуктивный горизонт вмещает две газовые и одну нефтяную залежь, литологически ограниченную со всех сторон плохо проницаемыми породами. Она вскрыта скв. 10. Газовая залежь, приуроченная к основному своду структуры, имеет высоту 49 *м*. Вторая, литологически экранированная, газовая залежь, выявленная на западной периклинальной части структуры, вскрыта скв. 11.

VIII продуктивный горизонт содержит две залежи — газовую и нефтяную. Обе литологически экранированы. Газовая залежь, вмещаемая коллекторским

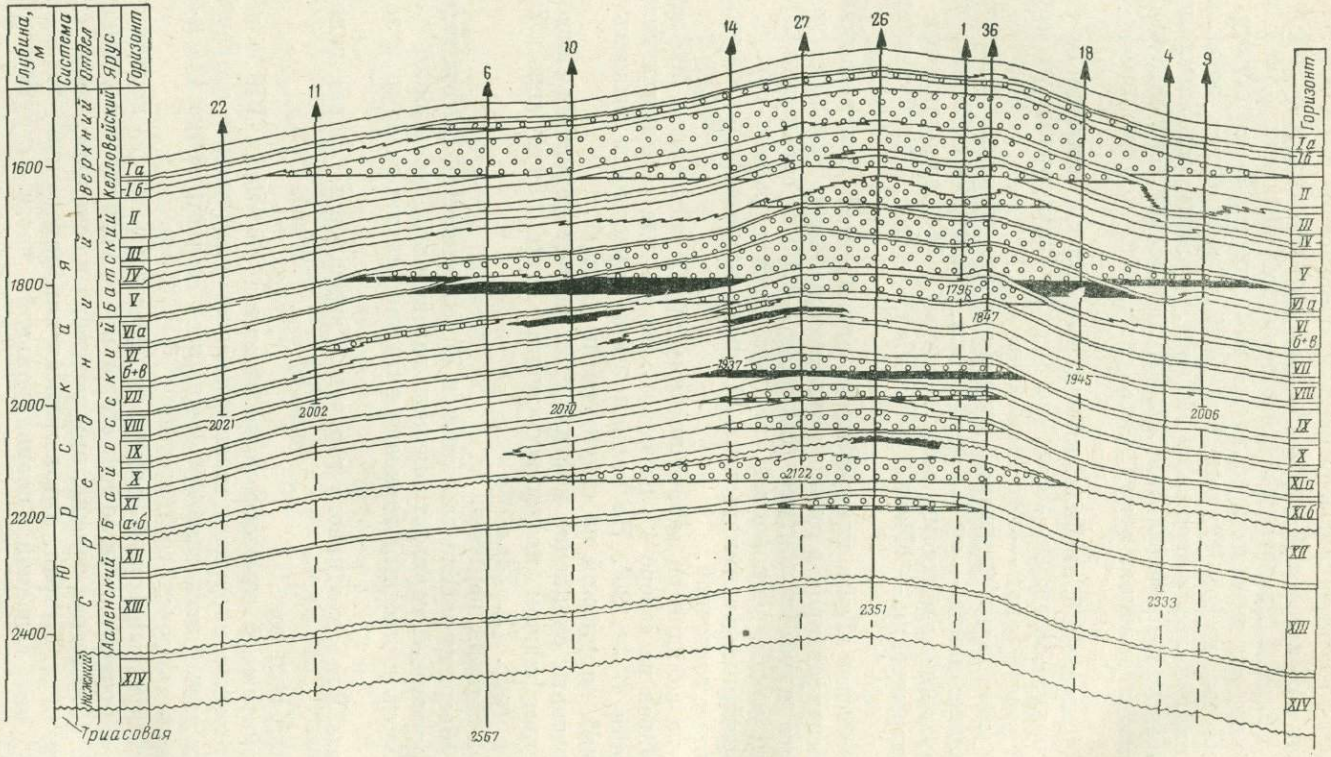


Рис. 72. Продольный разрез продуктивной толщи месторождения Тенге.

Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

пластом (мощность 8 *м*), в кровле горизонта вскрыта скв. 14, нефтяная, выделяемая в песчаном пласте в нижней части горизонта, вскрыта скв. 14 и 27.

X продуктивный горизонт вмещает газовую залежь с нефтяной оторочкой. Высота газовой части залежи 25 *м*, нефтяной оторочки — 11 *м*.

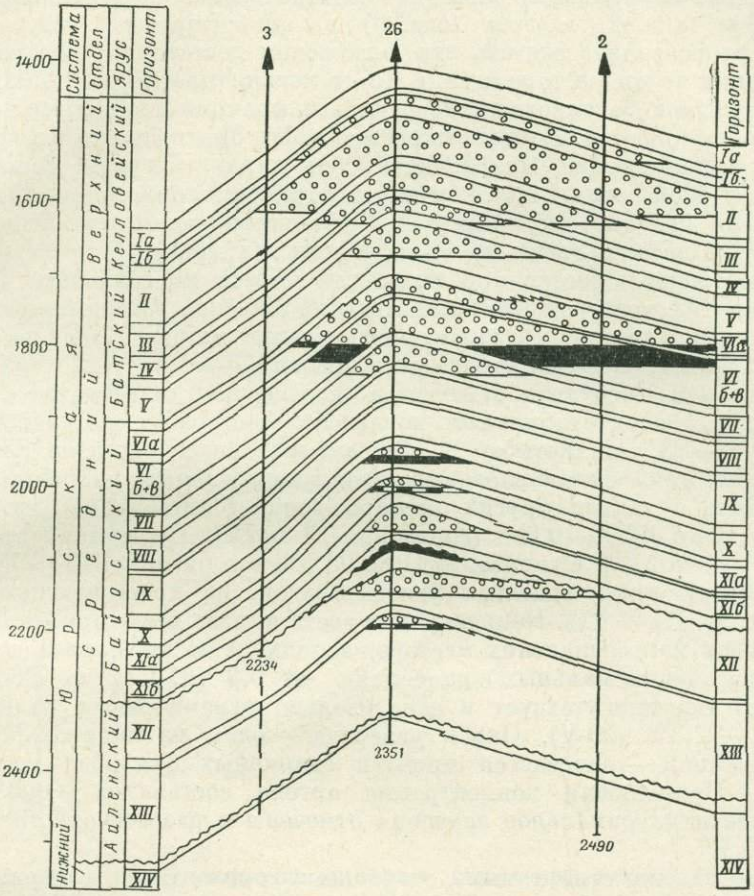


Рис. 73. Поперечный разрез продуктивной толщи месторождения Тенге.

Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

XI продуктивный горизонт подразделяется на XIa и XIб подгоризонты, причем XIa вмещает газовую залежь с предполагаемой нефтяной оторочкой, XIб — чисто газовую залежь. Высота газовой части залежи, выделяемой в XIa подгоризонте, — 21 *м*, предполагаемой нефтяной оторочки — 3 *м*. Залежь, возможно, имеет наклонный водонефтяной контакт. В подгоризонте XIб высота газовой залежи 33 *м*.

Ааленский подэтаж.

XII продуктивный горизонт вмещает чисто газовую залежь и предполагаемую нефтяную залежь, литологически ограниченную со всех сторон плохо

проницаемыми породами, выделяемую в 40-*м* плотном пласте, разделяющем XI и XII горизонты. Залежь вскрыта скв. 26. Высота газовой залежи 47 *м*.

XIII продуктивный горизонт включает газовую залежь с предполагаемой нефтяной оторочкой. Высота газовой части 16 *м*, предполагаемой нефтяной оторочки — 3 *м*.

Получение в процессе разведки месторождения непромышленных притоков нефти (скв. 2) и газа (скв. 6) из нижнеюрского подэтажа нефтегазоносности позволяет считать эти отложения достаточно перспективными.

В среднем нефти месторождения Тенге легкие (плотность 0,851), с небольшим содержанием бензиновых и керосиновых фракций и высокими начальными температурами кипения. В этом отношении нефти Тенге близки к нефтям месторождения Карамандыбас. Тенгинская нефть характеризуется более высоким содержанием парафина (24%), чем нефти других месторождений Мангышлака, и несколько меньшим содержанием асфальтово-смолистых веществ (12% против 16% в нефтях Узени и 14% в нефтях Жатыбая).

Углеводородный состав определен для нефтей из горизонта VI. Нефть, как и на других месторождениях Жетыбай-Узеньской зоны, метанового типа. Следует отметить лишь более высокое содержание метана (17%) по сравнению с нефтями Узени, Карамандыбаса и Жетыбая (7—9%).

На Тенге и Тасбулате отмечается повышенное содержание ароматики в конденсате. Выход стабильного конденсата составляет на Тенге 48—64, на Тасбулате 62—78, на Жетыбае до 102 $см^3/м^3$ (данные СредАзНИИГаза).

Попутные газы Тенгинского месторождения являются наиболее легкими по сравнению с газами других месторождений Мангышлака; их плотность составляет всего 0,593—0,684 (горизонты II и IV). По составу они типично метановые — от 82,2% в горизонте II до 93,5% в горизонте III + IV — с суммарным содержанием тяжелых углеводородов, не превышающим 10—14% (горизонты II—III + IV). Концентрация азота в газах всех горизонтов меньше, чем на других мангышлакских месторождениях, и не превышает первых процентов при экстремальных значениях от 0,3 (Ю-III) до 7,6% (Ю-IV). Углекислый газ присутствует в относительно ограниченных количествах — 0,2 (Ю-II) — 2,3% (Ю-V). Окись углерода — один из индикаторов окислительных реакций — отмечается лишь в единичных анализах в количестве 0,2—0,7%. Наименьшая концентрация аргона составляет 0,003%, причем минимальное и максимальное значения отмечены в разрезе одного и того же горизонта VI.

Газовые залежи с нефтяными оторочками горизонта VI содержат преимущественно метановый (метана 88,23%, высших гомологов 6,98%), слабоазотистый (3,95%) газ. Содержание прочих компонентов незначительное: углекислого газа 0,33%, окиси углерода 0,26%. Плотность низкая — 0,616

Газ с конденсатом горизонта V по составу является типично азотисто-метановым. Содержание метана 71,7%, азота 18,1%; доля тяжелых гомологов невелика — 5,1%. Обращает на себя внимание наличие сероводорода в количестве 3,65%.

Месторождение Тасбулат на основании имеющихся в настоящее время геологических и геофизических материалов по IIIг отражающему горизонту (подошва готерива) приурочено к узкой антиклинальной складке, вытянутой в субширотном направлении. Складка оконтурена единственной сейсмоизогипсой с отметкой —1325 *м*. Размер структуры в пределах этой изогипсы 5,8 × 1,5 *км*, амплитуда порядка 25 *м*. Структура характеризуется пологим сводом и резко асимметричным строением крыльев. Юго-восточная перикли-

наль по отражающему реперу выражена более четко, чем северо-западное окончание структуры.

Структурный план по подошве неокома по данным бурения совпадает с планом по IIIг отражающему горизонту.

На структурной карте по кровле I продуктивного горизонта наблюдается некоторое увеличение углов падения крыльев и периклиналей структуры

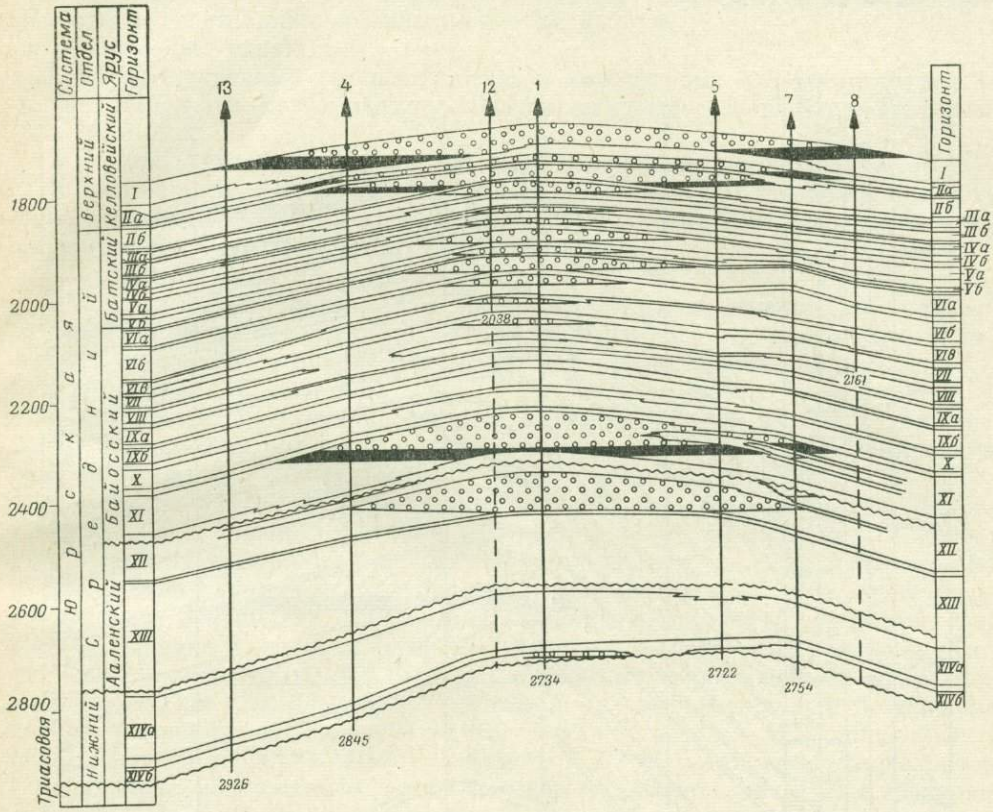


Рис. 74. Продольный разрез продуктивной толщи месторождения Тасбулат.

Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

и увеличение ее амплитуды. Наивысшая абсолютная отметка кровли I горизонта —1660,9 *м* (скв. 1). Складка оконтуривается изогипсой —1720 *м*. Прогиб, отмеченный в районе скв. 18 по подошве сенон-турона, с глубиной проявляется более четко — если амплитуда его по подошве неокома составляет лишь 15 *м*, то по кровле I горизонта она равна 20—25 *м*.

Структурный план по кровле XI горизонта полностью совпадает с планами вышележащих горизонтов. С глубиной структура становится более четкой и вытянутой. Отмечается значительное увеличение углов наклона ее крыльев — до 5° на северном крыле и до 11,5—12° на южном.

На месторождении Тасбулат в настоящее время выявлено 17 газонефтяных залежей, которые приурочены к келловей-ааленскому и нижнеюрско-триасовому этажам нефтегазоносности (рис. 74, 75).

Келловей-батский подэтаж.

I продуктивный горизонт вмещает газовую залежь с предполагаемой нефтяной оторочкой 22 *м*.

II продуктивный горизонт подразделяется на IIа и IIб подгоризонты, в пределах которых выделяются газовые залежи с нефтяными оторочками. Высоты газовых частей залежей составляют соответственно 46 и 43 *м*, нефтяных оторочек — 14 и 9 *м*.

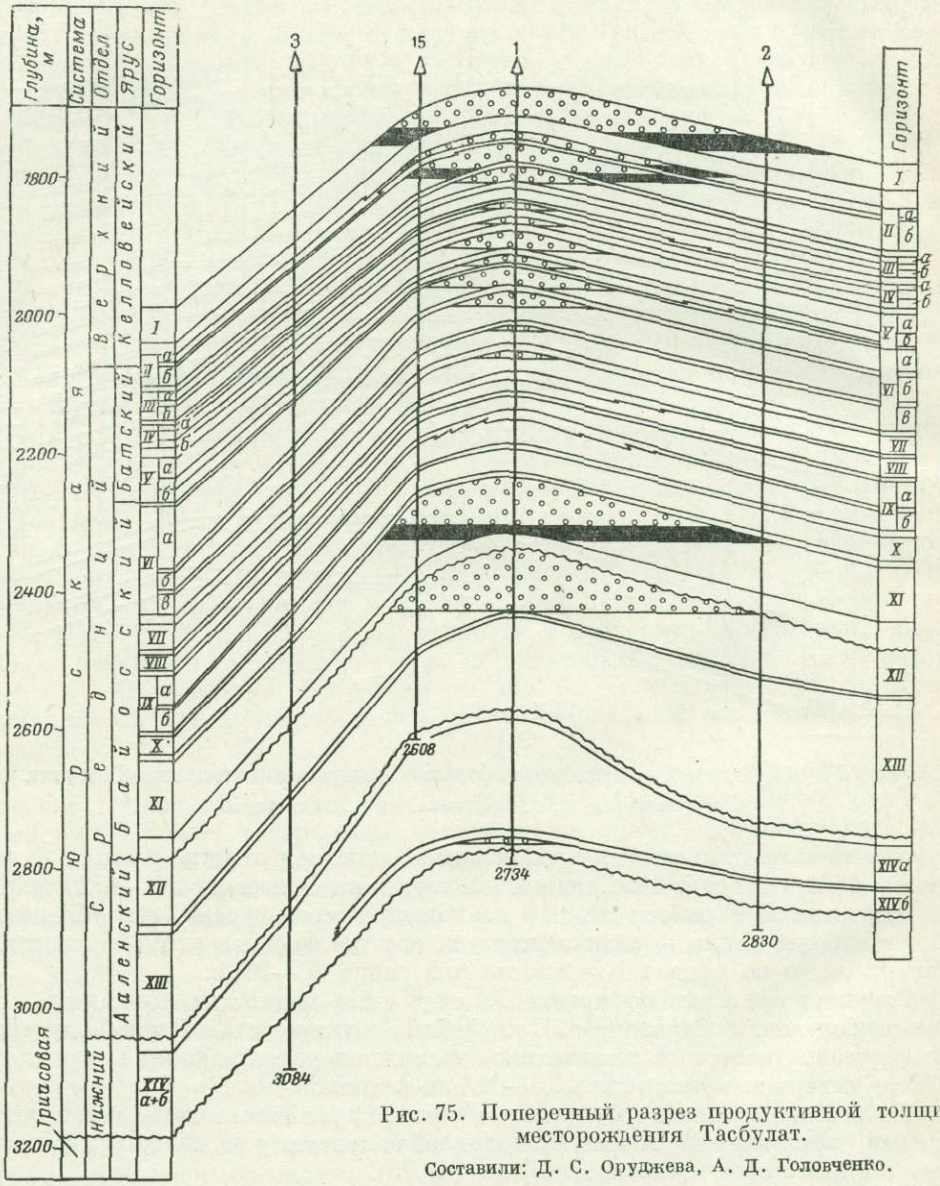


Рис. 75. Поперечный разрез продуктивной толщи месторождения Тасбулат.

Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

Пачка III продуктивна лишь в отложениях IIIа подгоризонта. Здесь выделяется чисто газовая залежь высотой 23 *м*.

IV продуктивный горизонт подразделяется на IVа и IVб подгоризонты. Оба вмещают чисто газовые залежи с высотами соответственно 9 и 10 *м*.

V продуктивный горизонт, как и вышележащий, подразделяется на два подгоризонта — Va и Vб, в разрезах которых выделяются газовые залежи. Высоты их составляют соответственно 27 и 14 *м*.

Байосский подэтаж.

VI продуктивный горизонт вмещает три газовые залежи, приуроченных к VIа, VIб и VIв подгоризонтам. Высоты залежей составляют соответственно 31, 21 и 9 *м*.

VII продуктивный горизонт включает газовую залежь, высота которой 13 *м*.

XI продуктивный горизонт вмещает две залежи — газонефтяную и газовую, литологически экранированную, вскрытую скв. 7. Высота газовой части первой залежи составляет 68 *м*, нефтяной 21 *м*.

Ааленский подэтаж.

XII продуктивный горизонт содержит газовую залежь, приуроченную к сводовой части структуры, и газовую литологически экранированную залежь, выделяемую в районе скв. 7. Высота первой залежи 92 *м*.

Нижнеюрский подэтаж.

XIV пачка продуктивна лишь в подошвенной части. Здесь выделяется XIVб подгоризонт, который вмещает газовую литологически экранированную залежь.

Свойства нефтей месторождения Тасбулат меняются в довольно широких пределах. Есть легкая нефть (скв. 1, горизонт XIV) плотностью 0,79, содержащая значительное количество легких компонентов, выкипающих до 300° С (63%), и есть нефть (скв. 5, горизонт I) плотностью 0,90, в которой целиком отсутствует бензиновая фракция (начальная температура кипения нефти 200° С). Однако средние данные по свойствам нефтей месторождения Тасбулат свидетельствуют об их сходстве с нефтями перечисленных выше месторождений. Они парафинистые, смолистые, с незначительным содержанием легких компонентов. Углеводородный состав определен для одной нефти из скв. 1 (горизонт XIV). Нефть метановая (77% метановых углеводородов), с небольшим содержанием ароматических углеводородов (9%) в бензиновой фракции, что характерно для всех изученных нефтей п-ова Мангышлак.

Попутные газы месторождения отличаются умеренно высоким и довольно стабильным содержанием метана — от 78,2 (горизонт Ю-V) до 89,7% (горизонт Ю-VI) и небольшими концентрациями тяжелых углеводородов, не превышающими 10—15%. Резко отличен по составу газ горизонта Ю-I, где концентрации метана и его тяжелых гомологов составляют соответственно 46,3 и 36,4%. Плотность газа пачки Ю-I высокая — 0,962. Газы остальных горизонтов отличаются непостоянным и относительно невысоким содержанием азота — до 11,8% (V). Для Тасбулата характерно наличие наиболее тяжелых конденсатов. Газовые части залежей I и II горизонтов Тасбулата характеризуются увеличением содержания гомологов — до 16,1—16,6% против 9,3—11,5% в газовых залежах остальных горизонтов.

Месторождение Актас расположено к северо-западу от Тасбулатского месторождения. На структурной карте по IIIг отражающему горизонту поднятие предположительно оконтуривалось изогипсой —1325 *м*. Размер его принимался равным 6 × 2,5 *км*, амплитуда 30 *м*. Наличие структуры подтвердили скв. 3, 4. Амплитуда ее по среднеюрским отложениям составляет

приблизительно 20—25 *м*, размер около 2,5 × 1,5 *км*. Незначительный объем опробовательских работ, проведенный к настоящему времени на данной структуре, не позволяет составить четкого представления о ее нефтегазоносности. Однако получение притока газа пластоиспытателем в скв. 1 из XII горизонта (интервал 2435—2450 *м*) и положительная характеристика по каротажу XIV горизонта (2740—2850 *м*) позволяют рассчитывать на открытие здесь залежей нефти и газа, которые могут иметь промышленное значение.

Месторождение Южный Жетыбай по отложениям неокома и юры приурочено к брахиантиклинальной складке субширотного простирания размером 7 × 3 *км* и амплитудой 60 *м* (рис. 76). Гипсометрически свод структуры на 150 *м* ниже свода Жетыбайской складки и на 50 *м* ниже Актасской.

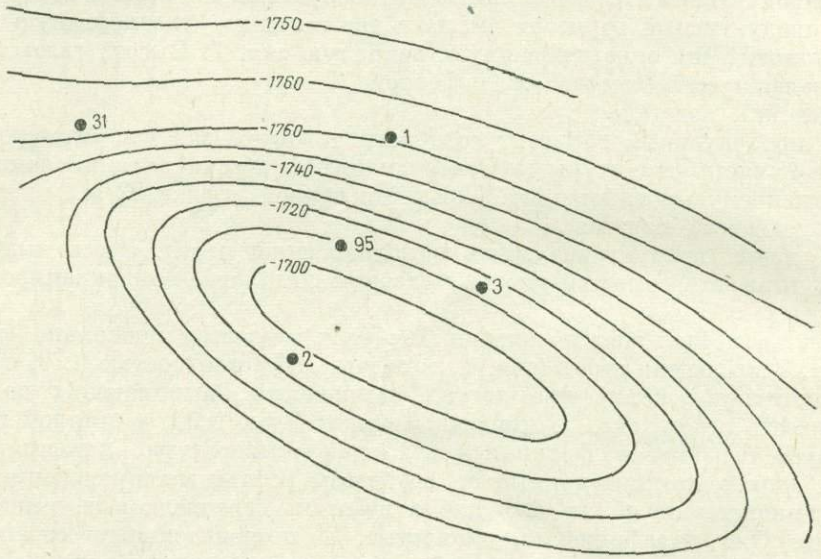


Рис. 76. Структурная карта по кровле I продуктивного горизонта месторождения Южный Жетыбай.

Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

На Южном Жетыбае залежи нефти и газа известны лишь в келловей-ааленском этаже нефтегазоносности (рис. 77 и 78).

Келловей-батский подэтаж.

В пачке V нефтяную залежь вмещает Vб подгоризонт.

Пачка VI содержит нефтяную залежь в VIа + б подгоризонте.

Ааленский подэтаж.

X продуктивный горизонт вмещает газовую залежь высотой 13 *м*.

Задачей разведки в настоящее время является завершение бурения и опробование всех скважин — скв. 1, 2, 3, 31 и 95 с целью выявления характера насыщения остальных горизонтов юрской продуктивной толщи, оконтуривания и оценки запасов уже выявленных залежей.

В пределах Каржау-Тенгинской подзоны нефтегазонакопления наблюдается тенденция некоторого увеличения содержания асфальтово-смолистых веществ в направлении Тасбулат — Тенге; содержание светлых фракций, выкипающих до 300°, увеличивается от Тенге к Тасбулату (28—37%). Для месторождений Тенге и Тасбулат характерно увеличение содержания

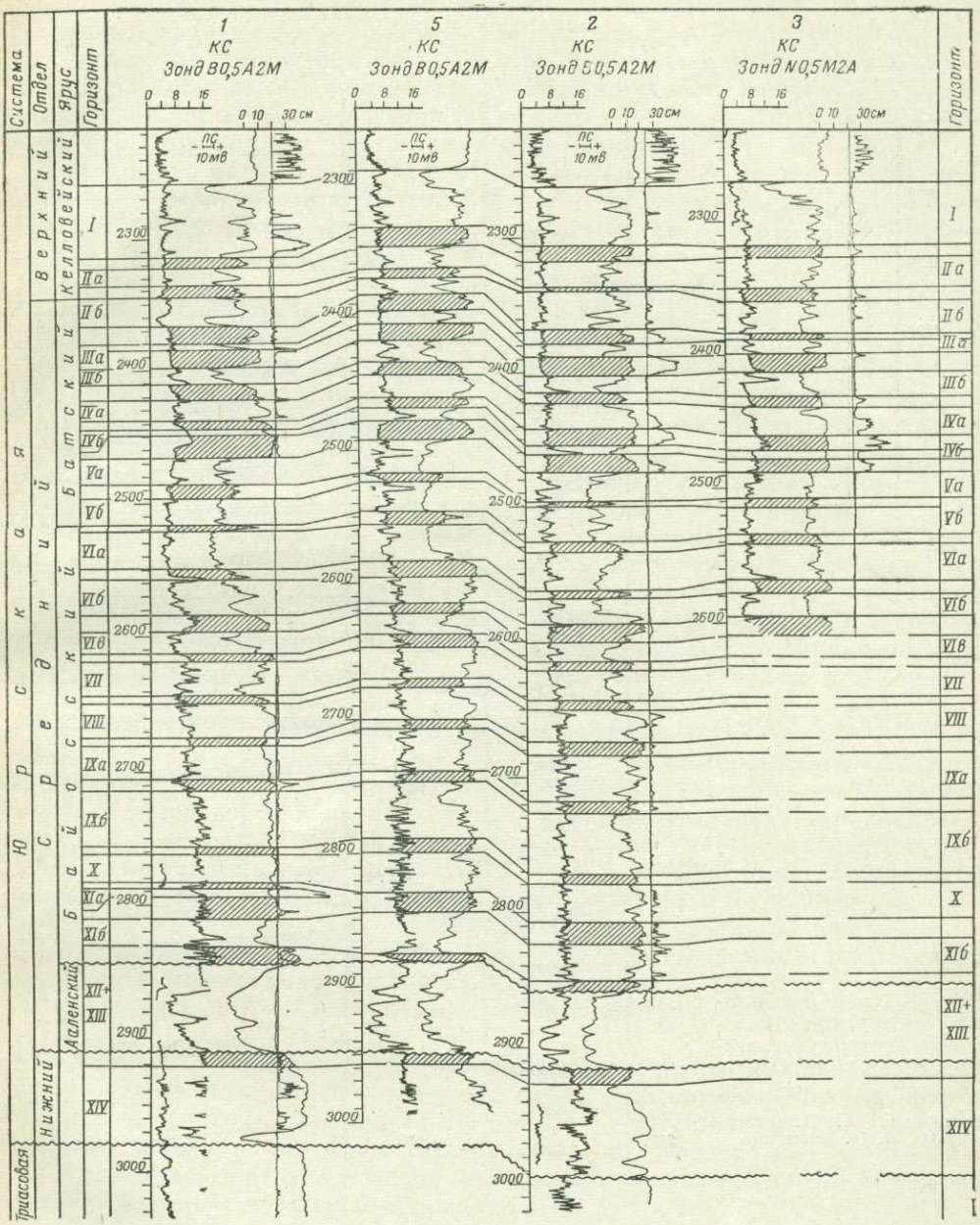


Рис. 77. Схема корреляции продуктивных горизонтов Дунгинской площади.

Составили: Д. С. Оруджева, А. Д. Головченко.

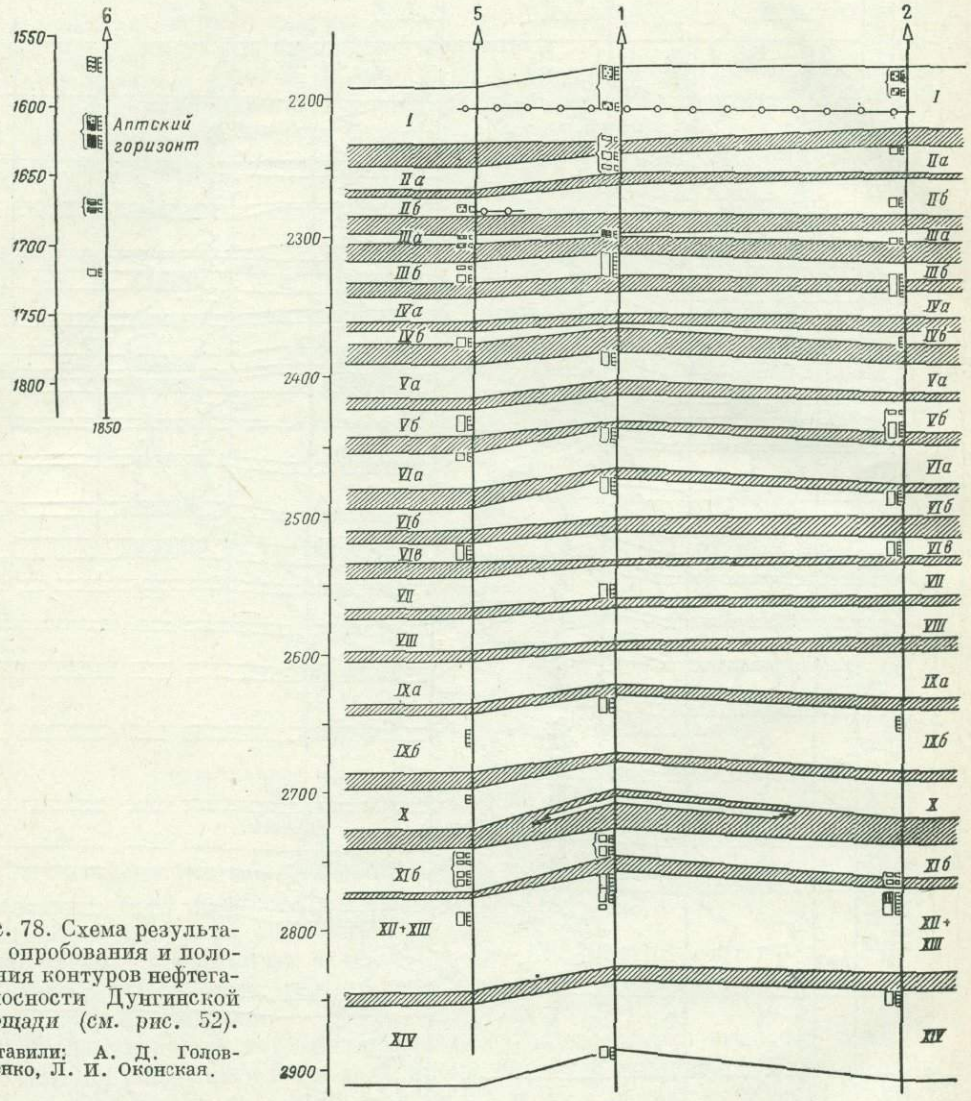


Рис. 78. Схема результатов опробования и положения контуров нефтегазоносности Дунгинской площади (*см. рис. 52*).

Составили: А. Д. Головченко, Л. И. Оконская.

ароматических углеводородов соответственно до 20 и 30% в бензиновых фракциях против 10—15% на Узени, Жетыбае и Карамандыбасе.

Если проследить изменение содержания ароматических углеводородов по линии Карамандыбас — Тенге — Тасбулат, т. е. по направлению погружения, видно, что наименьшее их количество отмечается в конденсатах Карамандыбаса, наибольшее — в конденсатах Тасбулата (соответственно 2,5—12,16%). Содержание метановых углеводородов меняется в обратном порядке: 54—60—55%, а нафтеновых углеводородов — менее заметно: 33,5—28—29%.

Сравнивая характеристики нефтей известных в настоящее время месторождений, осложняющих Жетыбай-Узеньскую зону нефтегазонакопления, можно отметить, что нефти Узени, Карамандыбаса и Восточного Жетыбая тяжелее нефтей Жетыбая, Тенге и Тасбулата.

Нефти Узени, Жетыбая и Карамандыбаса почти не различаются по своим свойствам. Исключение составляют Тасбулат и Курганбай. На первом из них наблюдается уменьшение плотности, содержания смол и увеличение выхода светлых (до 300°) фракций в нефти по сравнению с нефтями Узени, Жетыбая и Карамандыбаса. На Курганбае обнаружена еще более легкая нефть. Тенгинские нефти отличаются от нефтей других месторождений бóльшим содержанием парафина (24% в нефтях Тенге против 16—21% в нефтях других месторождений). Из рассмотрения углеводородного состава бензиновых фракций нефтей следует, что нефти месторождений Тенге и Тасбулат содержат больше легких ароматических углеводородов, чем нефти других месторождений. Несмотря на эти различия, в общем нефти месторождений Жетыбай-Узеньской зоны нефтегазонакопления относятся по типу к легким и средним, высокопарафинистым, смолистым и высокосмолистым, малосернистым, с небольшим содержанием легких компонентов. По углеводородному составу бензиновых фракций нефти относятся к метановым: содержание метановых углеводородов составляет 68%, ароматических 10%, нафтеновых 22%.

В свойствах и составе конденсатов проявляется следующая закономерность: по линии Карамандыбас — Тенге — Тасбулат, т. е. в направлении погружения структур, увеличивается плотность конденсатов и содержание в них ароматических углеводородов и высококипящих компонентов. Такая закономерность может косвенно свитетельствовать о вертикальной миграции и единстве конденсатов месторождений Карамандыбас — Тенге — Тасбулат. Сходство углеводородных составов нефтей и конденсатов различных месторождений также говорит об их генетическом родстве. Растворенные нефтяные газы в значительной степени обогащены этаном (до 16%) и высшими углеводородами. Содержание метана колеблется в них от 59 до 86%. Присутствуют в газах и неуглеводородные компоненты. Содержание углекислого газа достигает 2,1%, азота — 5,8%.

Несмотря на существенные различия компонентного состава, газы рассмотренных месторождений в общем однотипны и характеризуются резким преобладанием углеводородов при более или менее значительных концентрациях азота, углекислого газа и некоторых других неуглеводородных компонентов.

В зависимости от соотношений метана и его высших гомологов выделяются «сухие», «средние» и «жирные» газы.

Наличие окиси углерода и безаргонного азота в составе газов большинства залежей позволяет предположить развитие окислительных процессов в пластовых условиях. Концентрации отдельных компонентов в составе газов определяются по соотношению с другими углеводородами (попутных газов, газовых шапок, газоконденсатных и свободных залежей) и пластовыми условиями

(температурой, давлением, типом коллектора, степенью изолированности залежи и т. д.).

Намечаемая однотипность химического состава газов может служить косвенным указанием на наличие единого источника углеводородов при их миграции и образовании залежей нефти и газа, осуществляющихся, вероятно, в один и тот же период геологического времени.

Отсутствие четких, выдержанных закономерностей распределения физико-химических свойств газов по разрезу продуктивной толщи и площадям нефтегазоносности отдельных горизонтов и месторождений может косвенно свидетельствовать о сравнительной молодости залежей или относительно недавнем времени их переформирования и образования в современном виде.

Дифференциация флюидов в залежах обусловливает существенные изменения физико-химических свойств газов на различных гипсометрических уровнях одного и того же горизонта. Указанное обстоятельство в сочетании с ограниченным количеством анализов весьма затрудняет сопоставление свойств газов по продуктивным горизонтам и месторождениям, возможно, затушевывая имеющиеся закономерности. Последние могут быть выявлены лишь при наличии данных исследования газов отдельных залежей, отобранных в идентичных пластовых условиях, и соблюдении единой методики отбора и лабораторного анализа.

Для газов месторождений Жетыбай-Узеньской зоны характерны весьма значительные колебания концентрации тяжелых углеводородов (от 7,7 до 60,4%) при относительно небольшом содержании азота (лишь в некоторых залежах Жетыбая оно достигает весьма высоких значений — до 25%). Количество углеводородного газа, составляющее от 0,6 до 2,6%, приобретает отчетливую тенденцию к увеличению в газах, обогащенных тяжелыми углеводородами. Прямая зависимость концентрации азота от глубины залегания выдерживается *при сравнении Жетыбайского и Узеньского месторождений. Для последнего*, расположенного гипсометрически выше, содержание указанного компонента в целом по продуктивной толще сокращается. В свою очередь, возрастание доли азота способствует увеличению неоднородных фазовых систем в залежах.

Таким образом, в пределах Жетыбай-Узеньской зоны нефтегазонакопления весьма четкие геологические показатели позволяют наметить положение соответствующих подзон.

Как всякие тела, нефть и вода обладают энергией в соответствии с положением в пространстве и окружающей обстановкой. С этой точки зрения состояние тела характеризуется его потенциалом, т. е. энергией, отнесенной к единице массы. Если потенциал на некотором участке пласта изменяет свое значение, то нефть или вода перемещаются в направлении его уменьшения. Поэтому углеводороды и вода мигрируют из районов высоких энергетических уровней к районам низких энергетических уровней, приобретая, наконец, состояние покоя в положении, соответствующем ловушкам для нефти. Последние представляют собой участки низких потенциалов, вплотную окруженные участками более высоких потенциалов и непроницаемыми породами. Следовательно, ловушки для нефти являются зонами низкой энергии (Хабберт, 1953).

Если принять, что элемент нефти или воды в любой точке обладает потенциальной энергией (в соответствии с окружающей его обстановкой), то эта энергия, отнесенная к единице массы, может быть названа потенциалом элемента — F (Хабберт, 1953). Если бы по всему данному участку пласта потенциал нефти или воды во всех точках являлся постоянным, то для перемеще-

ния их из одного пункта в другой при отсутствии трения не потребовалось бы никакой работы. Отсюда следует, что неуравновешенные силы окружающей среды не будут воздействовать на элемент нефти или воды и не произойдет никакого движения. Если же потенциал в различных точках рассматриваемого района будет равным, то потребуется затратить работу для перемещения элемента нефти или воды из точки более низкого потенциала в точку более высокого. В этом случае неуравновешенные силы окружающей обстановки должны оказывать влияние на флюид (нефть или воду), стремясь передвинуть его в направлении более быстрого падения потенциала.

Потенциал флюида (воды или нефти) — F в данной точке есть количество работы, необходимое для перемещения массы нефти или воды от некоторой произвольно выбранной поверхности сравнения к положению в рассматриваемой точке.

М. К. Хабберт (1953) вывел следующую формулу потенциала флюидов:

$$F = g(Z - Z_0) + (p - p_0)V, \tag{1}$$

где g — ускорение силы тяжести; V — удельный объем флюида.

$$V = \frac{\text{объем}}{\text{масса}} = \frac{1}{\rho},$$

где ρ — плотность флюида.

Подставляя значения V в уравнение (1), получаем:

$$F = g(Z - Z_0) + \frac{p - p_0}{\rho}, \tag{2}$$

где p — давление в данной точке; Z — абсолютная отметка замера давления. Значение Z_0 в формуле принимается равным нулю, т. е. уровню мирового океана; $p_0 = 1$ *кГ/см*^{2}.

В упрощенном виде формула приобретает следующий вид:

$$F = gZ + \frac{p}{\rho}. \tag{3}$$

Так как Z и p нефти или воды в принципе могут быть определены в любой точке пласта, и потенциал флюида зависит только от этих величин и плотности флюидов, его можно также определить в любой точке пространства, которую занимает нефть или вода.

Потенциалы нефти и воды были рассчитаны для пяти месторождений Мангышлака (Узень, Жетыбай, Карамандыбас, Тенге, Тасбулат). При этом были использованы только данные начальных давлений; значения современных давлений не использовались вследствие сложного взаимного влияния скважин (табл. 12).

Рассмотрим движение нефти в пласте на примере III (XV) продуктивного горизонта месторождения Узень. На этом месторождении наблюдается общее направление движения флюидов, как и на всех известных месторождениях Жетыбай-Узеньской структурной ступени, с юга на север. На такое направление миграции указывали в своих работах Е. А. Барс, Л. И. Морозов (1965), С. Е. Чакабаев, Ю. С. Кононов и др. (1967).

В настоящее время трудно сформулировать окончательные выводы о закономерностях размещения скоплений нефти и газа на территории рассматриваемых нефтегазоносных областей.

Таблица 12

№ скв.	Z, м	Zg, $м^2/сек^2$	$кГ/см^2$	ρ, $Г/см^3$	$\frac{p/\rho}{\frac{кГ \cdot сек^2}{м}}$	$p_{пл}-p_0$, $кГ/м^3$	$\frac{p_{абс \cdot пл}}{p_{пл \cdot ст}}$	F	F приведенное
1	952	9339,1	113,1	0,85	86,65	$112,1 \cdot 10^{-4}$	12937,1	3598	1036
2	1041	10212,2	112,2	0,85	86,65	$111,2 \cdot 10^{-4}$	12833,2	2621	59
18	1085	10741,9	123	0,857	87,37	$122,0 \cdot 10^{-4}$	13965,2	3223,3	661
21	1058	10378,9	120,1	0,8565	87,31	$119,1 \cdot 10^{-4}$	13641,0	3262,1	700
22	1047	10271,1	121,3	0,867	88,38	$120,3 \cdot 10^{-4}$	13611,7	3340,6	779
37	1033	10133,7	115,7	0,8606	87,73	$114,7 \cdot 10^{-4}$	13074,2	2940,5	379
38	974	9554,9	110,2	0,8548	87,13	$109,2 \cdot 10^{-4}$	12533,0	2978,1	416
47	1066	10457,5	120,9	0,8589	87,55	$119,9 \cdot 10^{-4}$	13695,0	3237,5	676
62	1172	11497,3	129,7	0,8980	91,54	$128,7 \cdot 10^{-4}$	14059,4	2562,1	0
161	938	9201.8	108,7	0,8482	86,46	$107,7 \cdot 10^{-4}$	12456,6	3554,8	993

Относительно большое количество данных по территории Южного Мангышлака позволило еще раньше высказать мнение о том, что в направлении регионального погружения юрских отложений газонасыщенность их заметно возрастает (Дурмишьян; Мирчинк и др., 1966; Чакабаев и др., 1967). Однако необходимо учитывать, что сделанное заключение основано главным образом на анализе данных по одной Жетыбай-Узеньской зоне нефтегазонакопления. В результате длительно проводящихся испытаний в скв. 1 на Курганбайской площади получен приток нефти — 0,75 $м^3$/*сутки* из кимериджских отложений (интервал 2690—2635 *м*) и 1,5 $м^3$/*сутки* из отложений батского яруса (горизонт Ю-II, 3125—3085 *м*). Нефть Курганбая отличается малой плотностью (0,8093—0,8177 $г/см^3$) и большим содержанием бензиновых фракций (до 25%).

Факт получения хотя и непромышленного притока нефти из горизонта Ю-II на площади Курганбай можно оценить как явное отклонение от высказанного выше заключения об увеличении газонасыщенности юрских отложений с погружением их в область депрессии. Вместе с тем весьма резкое различие свойств нефтей Курганбайской площади и Жетыбай-Узеньской зоны может свидетельствовать об образовании легкой нефти горизонта Ю-II на Курганбае в результате перетока углеводородов в виде газоконденсата из нижних горизонтов разреза. Основное же количество газоконденсатной смеси, вероятно, осталось заключенным в нижних горизонтах.

На возможное присутствие газовых и газоконденсатных залежей в Курганбае указывают также интенсивные газопроявления в растворе в процессе бурения скв. 7. Обращает на себя внимание и высокая температура пластовых вод, достигающая на глубине до 3000—3300 *м* 150,8—160° С. При такой аномально высокой температуре намного усложняется процесс бурения скважин.

Все сказанное выше о результатах предварительных испытаний на площади Курганбай не помогло выяснению закономерности размещения скоплений нефти и газа.

Следует добавить, что в пределах подзон Жетыбай-Узеньской зоны нефтегазонакопления намечается тенденция повышения газоносности юрских коллекторов в ловушках, расположенных гипсометрически выше. Так, в пределах Актас-Тенгинской подзоны заметно повышается газонасыщенность Тенгинского месторождения по сравнению с Тасбулатским, расположенным примерно на 300 *м* глубже. Газонасыщенность Узеньского месторождения существенно выше,

чем Карамандыбасского (Узень расположено на 100 *м* выше). Не исключено, что отмеченная тенденция является следствием региональной миграции углеводородов.

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА МАНГЫШЛАКА

В настоящее время на Мангышлаке известны различные типы залежей нефти и газа. Классификацию единичных скоплений углеводородов впервые осуществил Институт геологии и геофизики, приняв за основу тип ловушки (С. Е. Чакабаев, Ю. С. Кононов и др., 1967).

Тип	Группа	Подгруппа	Род
Структурные	Массивные	Сводовые	Нарушенные, ненарушенные
Стратиграфические	Пластовые	Экранированные	Тектонически экранированные
			Стратиграфически экранированные
			Литологически экранированные
Литологические	Ограниченные со всех сторон (замкнутые)	Линзовидные	Ограниченные плохопроницаемыми породами
			Ограниченные частично плохопроницаемыми, частично водоносными породами
Переходные	Массивно-пластовые	Сводовые	Нарушенные, ненарушенные

Рис. 79. Классификация залежей нефти и газа Южного Мангышлака.
Составила Д. С. Оруджева.

Как было сказано выше, в пределах Мангышлака установлена промышленная нефтегазоносность меловых и юрских отложений, широко распространенных на этой территории и достигающих 2000 *м* мощности. Такая значительная по мощности и распространению толща, естественно, характеризуется многообразием типов залежей нефти и газа.

Степень геолого-геофизической изученности рассматриваемой территории позволяет в настоящее время, кроме классификации типов залежей, предложить классификацию по соотношению нефти, газа и воды. В основу предлагаемой классификации положены типы природных резервуаров (по И. О. Броду) и ловушек (по М. Ф. Мирчинку).

Как известно, при рассмотрении любой залежи необходимо охарактеризовать вместилище нефти и газа и объяснить причину их накопления в нем. Этот принцип положен в основу предлагаемой классификации залежей Мангышлака, в которой учтены условия залегания нефти и газа (рис. 79). Таким образом, тип залежей определяется строением продуктивных горизонтов (природных резервуаров по И. О. Броду) и ловушек, определяющих возможности образования скоплений нефти и газа.

В настоящее время на Мангышлаке можно выделить четыре типа залежей: структурные, стратиграфические, литологические и переходные (по М. Ф. Мирчинку).

Структурный тип залежей включает группу массивных и пластовых. Группа массивных залежей подразделяется на подгруппу сводовых, среди которых выделяются нарушенные и ненарушенные залежи. Группа пластовых залежей делится на подгруппу сводовых, которые также могут быть нарушенными и ненарушенными, и подгруппу экранированных, которые включают тектонически экранированные залежи.

Стратиграфический тип залежей включает группу пластовых, подгруппу экранированных и ряд стратиграфически экранированных залежей.

Литологический тип залежей подразделяется на две группы — пластовые и ограниченные со всех сторон. Группа пластовых включает подгруппы экранированных и ряд литологически экранированных. Группа ограниченных со всех сторон залежей включает подгруппу линзовидных. Последние подразделяются на два рода — ограниченные плохо проницаемыми породами и ограниченные частично плохо проницаемыми и частично водоносными породами.

Переходный тип залежей представляет собой промежуточную форму между описанными выше типами скоплений нефти и газа.

Известные на Мангышлаке месторождения нефти и газа являются в основном многопластовыми. Преобладающее большинство залежей относится к типу структурных, группе пластовых, подгруппе сводовых (рис. 80). Имеются также тектонические и литологически экранированные залежи, к которым относятся залежи байос-ааленского этажа месторождения Узень, XIб подгоризонта Жетыбая, IVа и IXб подгоризонтов Карамандыбаса, VII и VIII горизонтов Тасбулата и др.

Литологически ограниченные залежи нефти и газа известны в VIII горизонте Жетыбая, II, X горизонтах Карамандыбаса, VII, XII горизонтах Тенге и др.

Не исключена возможность обнаружения новых типов залежей и уточнения уже выявленных. Несомненно, что с появлением новых геолого-геофизических материалов в пределах Мангышлака будут открыты новые залежи нефти и газа, например, стратиграфически экранированные, и их многообразие будет еще бóльшим. По мере детализации будет выявлено большее количество залежей, особенно это относится к роду тектонически и литологически экранированных залежей и к подгруппе линзовидных залежей.

Следует остановиться на переходном типе залежей в пределах Мангышлака. В настоящее время может быть выделена массивно-пластовая залежь в келловей-батском подэтаже на Узеньском месторождении. Как известно, в пластах-коллекторах I—V (XIII—XVIII) горизонтов содержатся скопления нефти и газа. Средние отметки водонефтяных контактов приняты равными соответственно —1130, —1135, —1135, —1140, —1145, —1150 *м*, т. е. максимальная разница в приведенных отметках в толще пород мощностью свыше 300 *м* составляет всего 20 *м*. Отмечено значительное количество случаев слияния горизонтов (выклинивание глинистых разделов) как в присводовой части структуры, так и на ее периклиналях: III и IV (XV—XVI) в скв. 63, 51 (западная периклиналь складки), IV и V (XVI—XVII) в скв. 450 (присводовая часть структуры), Va и Vб (XVIIа и XVIIб) в скв. 64 и 440 и т. д. По-видимому, глинистые разделы не везде выдерживаются, и образуется единая массивная залежь нефти. Поэтому залежь нефти, приуроченную к келловей-батскому нефтегазоносному подэтажу, следует относить к типу массивных сводовых залежей. Что касается

Ловушки / Природные резервуары	СТРУКТУРНЫЕ			СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ	ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ			ПЕРЕХОДНЫЕ	
	СВОДОВЫЕ		ЭКРАНИРОВАННЫЕ			ЛИНЗОВИДНЫЕ		СВОДОВЫЕ	
	нарушенные	ненарушенные	тектонически	стратиграфически	литологически	ограниченные плохо проницаемыми породами	ограниченные частично плохо проницаемыми и частично водоносными породами	нарушенные	ненарушенные
Пластовые	УЗЕНЬ (хумпунский купол) IX б подгоризонт	ЖЕТЫБАЙ VII горизонт	УЗЕНЬ (основной свод) VII горизонт		КАРАМАНДЫБАС IX б подгоризонт 18 4				
Ограниченные со всех сторон (замкнутые)						ТЕНГЕ VII горизонт 10			
Массивно-пластовые									УЗЕНЬ I-V горизонты
Пластово-ограниченные								УЗЕНЬ (хумпунский купол) IX а подгоризонт 14	

Рис. 80. Типы залежей нефти и газа Мангышлака.

Составила Д. С. Оруджева.

Группа	Класс	Узень	Жетыбай	Карамандыбас	Тенге	Тасбулат
Чисто газовые залежи	Водонапорные	VIIа, VIIб		IVа, IVб, VIб	Iб, II, III+IV, VII, VIII	XI, XII, XIVб
	Подстилаемые водой	Va, VIб$_2$, VIв$_2$, VII, VIII, IXб	I	Va, Vб, VIIб, VIII, IXa, IXa$_2$, IXб	V, XIб, XII	IIIа, IVа, IVб, Va, Vб, VIа, VIб, VIв, VII, XII
	Безводные	IXa		IVa, X		
Газовые залежи с нефтяной оторочкой	Водонапорные	VIв$_1$, X	IIа, IIб		VIа, VIб+в	I, IIа, IIб
	Подстилаемые водой	Vб, IXa	VIа, XIа	VIв, X	X, XIа, XIII	XI
	Безводные					
Нефтяные залежи с газовой шапкой	Водонапорные	I, II, IVа, IVб, Va, Vб, VIб	IVa, Vб, VIII, IXa, IXб			
	Подстилаемые водой	VIб	Va, XII, XIII			
	Безводные					
Нефтяные залежи	Водонапорные	III, X, XIа	IVб, VIII, XIб, X	Iа, Iб, IVа$_1$, IXа$_1$, IXб	VIII	
	Подстилаемые водой	III, VIа, IXа, IXб, XIб	VII, XIб	II, IVа, VIв, IXа$_2$, XIIб		
	Безводные			II	VII, XII	

Рис. 81. Классификация залежей по соотношению нефти, газа и воды.

Составила Д. С. Оруджева.

не совсем горизонтального положения водонефтяного контакта, то, на наш взгляд, это объясняется довольно значительной литофациальной изменчивостью терригенных образований рассматриваемой толщи.

Газовые шапки, имеющиеся почти во всех продуктивных горизонтах, характеризуются следующими газонефтяными контактами; I (XIII) горизонт —825 *м*; II (XIV) —900 *м*; IVa (XVI_1) —1000 *м*, IVб (XVI_2) —1015 *м*; Va (XVa) —1042 *м*; Vб (XVIIб) —1061 *м*.

Разница в отметках газонефтяных контактов этих газовых залежей, приуроченных к сводовым частям Узеньской структуры, превышает 230 *м*. Поэтому их следует отнести к типу пластовых сводовых.

Таким образом, в келловей-батском подэтаже нефтегазоносности выделяются единая массивная нефтяная залежь и несколько пластовых газовых залежей. Это позволяет считать, что на месторождении Узень существует переходный тип залежи — массивно-пластовая газонефтяная залежь. Не исключено, что в дальнейшем на территории Мангышлака будут обнаружены подобные или другого типа переходные залежи.

Следует отметить также наличие пока только отдельных залежей на Мангышлаке, имеющих наклонные водонефтяные контакты. Смещение этих контактов не подчиняется какой-либо закономерности. Наклонное положение контуров зафиксировано на крыльях и периклиналях, смещение залежей происходит в самых разных направлениях. Это явление, по-видимому, связано с резкой литолого-фациальной изменчивостью разреза, а также с наличием разрывных нарушений, часто малоамплитудных.

Кроме того, смещение залежей можно объяснить и следующим. Как уже отмечалось, в неоген-четвертичное время территория Южного Мангышлака претерпела интенсивное погружение. Произошло переформирование залежей, нарушилось равновесие в ловушке. Естественно, что по гравитационной теории распределения флюидов в природных резервуарах газ стремился занять наиболее высокое положение, далее следовала нефть, а затем вода. Поэтому процесс смещения залежей можно рассматривать как результат неустановившегося равновесия флюидов в ловушках после их переформирования. Исходя из этого, мы считаем, что на Мангышлаке будет обнаружено большое количество подобных залежей.

По соотношению газа, нефти и воды в ловушках на Южном Мангышлаке выделяются следующие группы залежей: чисто газовые, газовые с нефтяной оторочкой, нефтяные с газовой шапкой и нефтяные. Каждая из этих групп подразделяется на три класса: водонапорные, подстилаемые водой, безводные (рис. 81).

ПЕРСПЕКТИВЫ ВЫЯВЛЕНИЯ НОВЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Для территории Мангышлака и Устюрта характерна региональная нефтегазоносность юрских отложений (рис. 82). Наличие промышленных скоплений нефти и газа во многом определяется следующими факторами: 1) большими мощностями юрских отложений; 2) высоким содержанием органического вещества. В участках больших мощностей юрских отложений термодинамические условия были благоприятными для интенсивного преобразования органического вещества и десорбции его с поверхности минеральных частиц.

Юрские отложения в отличие от меловых содержат большое количество органического вещества. По данным П. Н. Куприна и И. А. Левина, в средне-

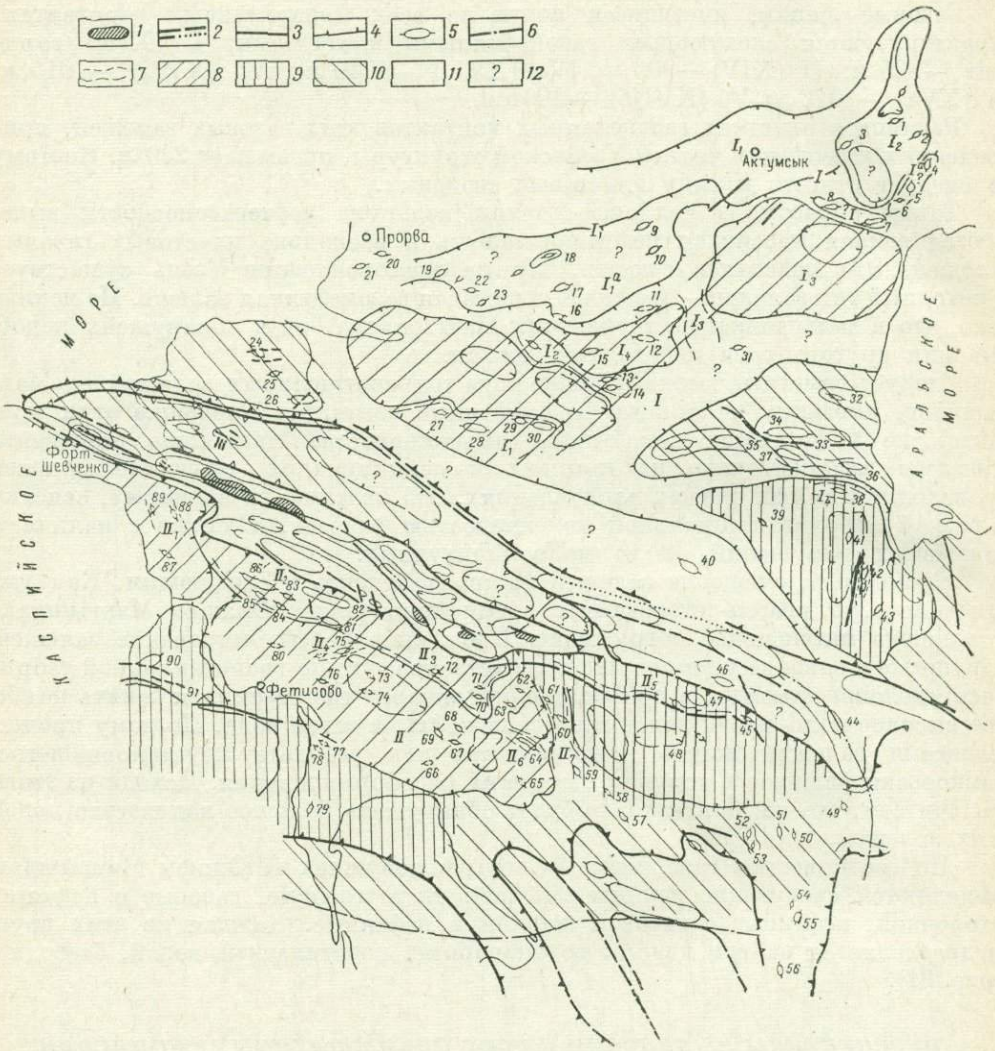


Рис. 82. Схема перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Мангышлака и Устюрта.

Составили: М. Ф. Мирчинк, В. А. Бененсон, Л. П. Дмитриев, В. В. Козмодемьянский, Д. С. Оруджева, В. П. Токарев, Ю. К. Юферов.

1 — выходы пермских и триасовых отложений на дневную поверхность; *2* — выявленные и предполагаемые разрывные нарушения в мезозойских отложениях; *3* — контуры зон поднятий, сводов и впадин; *4* — контуры поднятий и депрессий; *5* — выявленные и предполагаемые локальные поднятия; *6* — границы нефтегазоносных областей: *I* — Северо-Устюртской, *II* — Южно-Мангышлак-Устюртской; *7* — контуры *выявленных и предполагаемых зон нефтегазонакопления*; *8* — *высокоперспективный район с доказанной* и предполагаемой промышленной нефтегазоносностью; *9* — перспективный район с выявленными и предполагаемыми скоплениями нефти и газа; *10* — малоперспективный район на нефть и газ; *11* — бесперспективный район на нефть и газ; *12* — район с невыясненными перспективами нефтегазоносности.

Обозначения локальных поднятий см. на рис. 16.

нижнеюрских отложениях широко распространены автохтонные и аллохтонные битумоиды. Гуминовые кислоты отсутствуют или имеют низкие концентрации. Закономерным является резкое возрастание битумоидов в песчаниках и сравнительно меньшее их содержание в глинах и алевролитах. Исключение составляют лишь верхнеюрские отложения, в которых доля битуминозных компонентов в общем балансе органического вещества несколько уменьшается снизу вверх по разрезу. Для этих отложений концентрации битумоидов свыше 15% являются редким исключением, преимущественно преобладают образцы с 5—11%-ным содержанием. Неравномерность в распределении органического вещества и его битуминозной части в особенности по разрезу юрских отложений связана, по-видимому, не только с литологическим составом изученных образцов, но и с глубиной их залегания. Среди однотипных по составу пород бо́льшими концентрациями битумоидов отличаются те, которые залегают на большей глубине. По составу хлороформенного битумоида можно судить, что они мало отличаются от нефтей. Особенно это характерно для нижне- и среднеюрских отложений. Содержание углерода в битумоидах колеблется в пределах 79—85%, водорода 9—12%, гетероатомов 1,5—12%. Степень восстановленности битумоидов очень высокая и изменяется в пределах от 7 до 62%, что свойственно макроскоплениям нефти. Характерно также, что для площадей, в недрах которых обнаружены скопления нефти и газа, в инфракрасном спектре хлороформенного битумоида значительную роль играют метаново-нафтеновые углеводороды и твердые парафины, а на площадях, где залежи нефти и газа отсутствуют, преобладают ароматические и кислородные с карбонильными группами соединения. Битумоиды из юрских отложений содержат в значительных количествах по меньшей мере пять типов полициклических ароматических углеводородов, концентрации которых снизу вверх по разрезу, как правило, убывают.

Обширный фактический материал по юрским отложениям позволил П. Н. Куприну и И. А. Левину сделать вывод о том, что содержащиеся в них битумоиды, особенно в глинистых породах, автохтонны по отношению к вмещающим породам. Об этом свидетельствует и высокая обогащенность юрского разреза органическим веществом и битумоидами, в частности и значительная роль в составе битумоидов кислых компонентов, и явная зависимость состава и свойств этих битумоидов от литологического состава пород. Наличие автохтонного битумоида и особенно нефти или ее микропроявлений служит реальным признаком несомненно происходившего в юрских отложениях процесса нефтеобразования. По мнению названных выше исследователей всюду видны вещественные следы миграции микронефти по разрезу, изучение характера которых показывает, что по мере приближения к сводам антиклинальных складок происходит увеличение концентраций и «облагораживание» состава битумоидов за счет более летучих и легкоподвижных масляных углеводородов.

Высокую битуминозность юрских отложений отмечает А. М. Акрамходжаев в юрских отложениях Северного Устюрта. Он, в частности, обращает внимание на высокое содержание органического вещества в среднеюрских отложениях — 0,317—1,96% от веса породы. При этом наибольшим содержанием органического вещества характеризуются алевриты (0,6—2,76%) и глины (0,46—1,61%). В песчаных породах количество его изменяется от 0,12 до 0,85%. Однако в распространении битумоидов отмечается то же явление, что и на Мангышлаке — наибольшее количество битумов содержится в составе органического вещества песчаников: в среднем от 9,03 до 38,2%. Следовательно, наряду с тем, что средне-нижнеюрские отложения являются основным нефтегазоносным

комплексом, их следует рассматривать в качестве нефтегазопроизводящей толщи района.

Распределение залежей нефти и газа в разрезе юрских и меловых отложений контролируется мощностью, степенью нарушенности и литологическим составом верхнеюрских отложений. Значение этого фактора для соседних территорий Средней Азии подробно рассматривалось в ряде работ (Крылов, Мальцева, 1967; Сверчков, 1967; Туранов, Тиньков, 1969). Для Мангышлака эта проблема также освещалась (Мирчинк и др., 1966; Чакабаев и др., 1967).

По результатам названных выше исследований установлено, что промышленные скопления нефти и газа в меловых отложениях формируются только в районах выклинивания сульфатно-карбонатных или карбонатно-терригенных отложений верхней юры или в местах нарушения этих отложений разрывами или макротрещинами. Именно в этих условиях создается благоприятная обстановка для перетока флюидов из нижних горизонтов в вышележащие.

Следует полагать, что нефтеносность альбских отложений Тюбеджикской площади и газоносность меловых отложений Узеньской площади связаны в первом случае с выклиниванием верхнеюрской покрышки, а во втором — с заметным уменьшением ее мощности и нарушенностью.

До настоящего времени не установлена причина возникновения небольшого скопления нефти в аптских отложениях Дунгинской площади, где присутствует весьма мощная пачка карбонатных пород кимеридж-оксфорда. Слабая изученность разреза здесь допускает по крайней мере два объяснения этого факта. С одной стороны, скопление нефти в апте может быть обусловлено нарушенностью верхнеюрской покрышки макро- и микротрещинами. С другой стороны, нельзя полностью исключать возможность продуцирования некоторого количества углеводородов самими нижнемеловыми отложениями, в частности аптскими. Однако даже при таком допущении масштаб этого явления несоизмерим с битумопроизводящими свойствами нижне-среднеюрских отложений. Именно поэтому в общем виде промышленные перспективы нефтегазоносности меловых отложений, по нашему мнению, главным образом контролируются мощностью и свойствами верхнеюрской покрышки.

Рассмотрим некоторые данные по региону. На территории Южного Мангышлака в пределах Жетыбай-Узеньской зоны нефтегазонакопления мощность верхнеюрских отложений достигает 400 *м*. За исключением Узеньского, на всех месторождениях этой зоны на долю карбонатных пород кимериджского и оксфордского ярусов приходится до 200 *м*. Породы эти, вероятно, практически непроницаемы и являются надежным экраном на пути миграции углеводородов из юрских в меловые отложения. Примерно такую же мощность (230 *м*) имеют карбонатные породы в верхнеюрских отложениях на площади Курганбай.

К востоку, в направлении Южного Устюрта мощность карбонатной пачки заметно сокращается. Уменьшается также мощность верхнеюрских отложений в целом. Так, на Саксаульской площади мощность верхней юры снижается до 330 *м*, а на долю карбонатных пород приходится всего около 50 *м*. На Биринжинской площади мощность верхнеюрских отложений убывает до 315 *м*, а карбонатной пачки кимеридж-оксфорда — до 25 *м*.

Обращает на себя внимание то обстоятельство, что при бурении в меловых отложениях Саксаульской площади отмечалось заметное газопроявление. По данным Е. А. Барс, альбские воды Саксаульской площади отличаются весьма высоким содержанием органического вещества.

В пределах депрессионных областей Северного Устюрта кимериджские отложения полностью выклиниваются; представлены карбонатные породы волжским и частично оксфордским ярусами.

Мощность верхнеюрских отложений на Арстановской площади 185 *м*. Однако на долю карбонатных пород приходится до 140 *м*, т. е. не намного меньше, чем в районе Жетыбай-Узеньской зоны. Сокращается мощность верхнеюрских отложений в восточной, прибортовой части Северо-Устюртской впадины. На востоке Мансуалмасской ступени (Чумышты — Чагарлы) и в районе Аккулковского и Базайского валообразных поднятий мощность верхнеюрских отложений понижается до 70—80 *м*. При этом разрез существенно опесчанивается, а карбонатные породы представлены отдельными прослоями. Обращает на себя внимание также и заметное опесчанивание верхнемеловых отложений. Известно, что со структурными ловушками этих геоэлементов связаны промышленные скопления газа в верхнеэоценовых отложениях кумского горизонта.

Таким образом, состав и мощности верхнеюрских и верхнемеловых отложений в этом районе не позволяют рассматривать их в качестве непроницаемых покрышек, надежно изолирующих юрские битумопроизводящие толщи от природных резервуаров верхнего эоцена. С другой стороны, кумский продуктивный горизонт надежно перекрывается в районе указанных площадей мощной, практически непроницаемой пачкой глин белоглинского горизонта верхнего эоцена и чеганской свиты нижнего олигоцена.

Известны и иные представления на природу формирования газовых месторождений. Так, Е. В. Стадник полагает, что «эоценовый газ продуцируется вмещающими отложениями» (1969). Однако подобный вывод автора основан не на результатах геохимических анализов пород, а на данных геохимии подземных вод. Последних, как известно, для подобных утверждений явно недостаточно.

Таким образом, представляется, что в пределах как Южно-Мангышлак-Устюртской, так и Северо-Устюртской нефтегазоносных областей одним из ведущих факторов, определяющих нефтегазоносность меловых отложений, является состав и мощность верхнеюрской глинисто-карбонатной пачки. Что касается перспектив нефтегазоносности палеогеновых отложений, то при прочих благоприятных условиях они контролируются зонами развития проницаемых верхнемеловых отложений малой мощности. Такими свойствами верхнеюрские и верхнемеловые отложения характеризуются в краевых зонах впадин.

Выше уже приводились прямые и косвенные данные о нефтегазоносности триасовых отложений Мангышлака. Известны также результаты геохимического изучения триасовых и пермских отложений на территории Южного Мангышлака, свидетельствующие о высокой битуминозности сероцветной толщи, относимой к нижнему триасу. Так, по данным П. Н. Куприна и И. А. Левина на площади Жетыбай этот комплекс содержит следующее количество хлороформенного битума: в глинах 0,03—0,02%, в алевритах 0,015—0,03%. На площади Тасбулат в отложениях нижнего триаса содержание хлороформенного битума составляет: в глинах 0,4%, в алевритах 0,9%, в известняках 1,35%.

Отложения верхней перми характеризуются следующими показателями. На площади Южный Карасязь — Теспас в глинах аналога долнапинской свиты содержится 0,002% хлороформенного битума. На Жагинской площади в предполагаемом аналоге биркутской свиты содержится следующее количество хлороформенного битума: в глинах 0,004%, в известняках 0,015%.

Таким образом, наибольшей битуминозностью отличаются породы глинистой и терригенно-карбонатной пачек, относимых к нижнему триасу. Заметно снижается битуминозность аналога долнапинской свиты.

В качестве потенциально битумопроизводящих могут рассматриваться также черные и сероцветные глины пермо-карбона (скв. 25 Жетыбай, 2 Жага, 2 Шахпахты и др.). В связи с этим обращает на себя внимание присутствие в отложениях нижнего триаса вторичных битумов, которые могли быть привнесены из нижних подразделений разреза.

Таким образом, наряду с юрскими отложениями высокими битумопроизводящими свойствами отличаются и породы нижнего триаса и пермо-карбона.

Некоторые исследователи высказывали мысль о важной роли тектонически активных зон в качестве генератора углеводородов. Если признать это положение справедливым, то такой зоной в нашем районе может явиться область максимальных мощностей триаса и перми в Центральном Мангышлаке. Именно здесь в условиях глубокого погружения битуминозных толщ формировались высокие давления и температуры, которые, в свою очередь, могли способствовать десорбции рассеянного органического вещества с поверхности минеральных частиц и перемещению их в воде или в газовой фазе в смежные районы Южного Мангышлака и Северного Устюрта.

Результаты исследований позволяют наметить некоторые особенности регионального строения территории, контролирующие, на наш взгляд, формирование зон нефтегазонакопления.

Прямые и косвенные данные по нефтегазоносности Мангышлака и Устюрта свидетельствуют о том, что основные крупные скопления нефти и газа приурочены ко впадинам, а не к зонам поднятий. Это обстоятельство явилось следствием специфических черт развития и особенностей строения геоструктурных элементов. Именно во впадинах формировались оптимальные палеотермодинамические условия и комплекс геологических и гидродинамических условий, способствовавших интенсивному нефтеобразованию. Близость же к этим источникам структурных зон, благоприятных для нефтегазонакопления, и явилась в общих чертах тем условием, которое определило особые перспективы нефтегазоносности впадин по сравнению с зонами поднятий.

Характеристика впадин как более благоприятных геоструктурных элементов, естественно, учитывает то обстоятельство, что процессы переформирования залежей, вплоть до полного их уничтожения, наиболее интенсивно протекали в пределах зон поднятий. Вместе с тем этот вывод представляется недостаточным. Есть основание полагать, что основные перспективы нефтегазоносности самих впадин связываются с участками резкого перепада глубин залегания продуктивных толщ и, в первую очередь, юрских. Таким участкам сопутствует целый комплекс геологических условий, благоприятствующих миграции углеводородов и формированию скоплений нефти и газа.

Характерным примером, иллюстрирующим справедливость высказанного положения, является вся зона северного борта Южно-Мангышлак-Устюртской впадины. Выше уже отмечалось, что в ее пределах располагаются структурные ступени, ограниченные крутыми флексурами. Особенно четко строение этих флексур видно на структурной карте подошвы готеривского яруса, отражающей в общих чертах и строение верхнеюрских отложений. Из этой карты следует, что углы наклона опорного горизонта в пределах флексур изменяются от 10—12° на западе (Жетыбайская, Кокумбайская ступени) до 6—8° на востоке (Шахпахтинская ступень). В то же время, углы залегания горизонта на южном борту впадины редко достигают 1—2°. Участкам резкого изменения глубин

залегания горизонтов соответствует четкий перепад значений пластовых давлений и температур. Так, на Южном Мангышлаке, по данным И. И. Аммосова, зона максимального градиента значений палеотемператур юрских отложений располагается как раз в пределах Жетыбайской флексуры (1967).

Именно в этой обстановке изменения градиента пластовых давлений и температур создаются наиболее благоприятные условия для интенсивного выделения из смесей углеводородов и аккумуляции их в ловушках.

Естественно допустить, что на участках резкого перепада глубин залегания природных резервуаров гидродинамические показатели также обретают весьма специфический характер. В связи с этим любопытным представляется тот факт, что в пределах Жетыбай-Узеньской ступени ловушки, расположенные ближе к флексуре, заполнены преимущественно газом и газоконденсатом (Тенге, Тасбулат, Актас, Южный Жетыбай). В ловушках, расположенных севернее, в условиях более спокойного залегания слоев формируются газонефтяные (Жетыбай, Восточный Жетыбай) и преимущественно нефтяные залежи (Узень, Карамандыбас). Исключительно газовым является Шахпахтинское месторождение, расположенное вблизи одноименной флексуры на Южном Устюрте.

На наш взгляд, особые перспективы района отмеченных структурных ступеней обусловлены также присутствием локальных поднятий, отличающихся высокими амплитудами и сравнительно большими размерами. Особенно это характерно для района Жетыбай-Узеньской ступени.

И, *наконец, последнее обстоятельство. Анализ литологического состава* продуктивных толщ свидетельствует о наличии в пределах Жетыбайской и Шахпахтинской флексур наиболее высокого градиента изменения песчанистости юрских и нижнемеловых отложений. В то время как песчанистость нижнемеловых и верхнеюрских отложений на большом расстоянии от Курганбайской до Чагалосорской площадей мало изменяется, на коротком расстоянии от Курганбайской до Тенгинской площадей она изменяется весьма резко. Есть основание полагать, что столь заметное изменение песчанистости приурочено к району Жетыбайской флексуры. Подобное явление отмечается и в районе Шахтинской флексуры. Таким образом, участкам резкого перепада глубин залегания горизонтов соответствуют зоны четкого изменения песчанистости продуктивных отложений. Последнее обстоятельство, вероятно, явилось следствием специфических условий осадконакопления, характерных для подобных участков дна водных бассейнов.

Перечисленный комплекс геологических данных, характеризующих особенности крутого борта Южно-Мангышлак-Устюртской впадины, может существовать и в других участках впадин, отличающихся резким перепадом глубин залегания мезозойских отложений. В частности, подобные условия можно предполагать в районе западной части Турыкской структурной седловины, а также в пределах зон антиклинальных поднятий, расположенных в приосевых или бортовых участках депрессионных областей. К ним можно отнести районы Курганбайского, Каундинского, Саксаульского поднятий в Жазгурлинской депрессии, Куанышского поднятия на северном борту Барсакельмесской депрессии, район Арстановской ступени, северный борт Косбулакской депрессии и другие участки.

Анализ геологического строения и истории развития локальных поднятий позволяет также наметить некоторые характерные их черты, имеющие, на наш взгляд, важное значение в определении степени их перспективности. Выше уже отмечалось, что на территории исследования по комплексу данных выделяются две группы локальных структур с высоким — средним ($r \geqslant 0{,}4$) и низким

($r \leqslant 0{,}4$) соответствием структурных планов. К первой группе относятся брахиантиклинали, формирование которых началось по крайней мере в раннеюрское время и максимум развития приходится на начало среднего миоцена. Структуры этой группы располагаются во впадинах, в участках крутого залегания слоев. С ними и связываются основные перспективы нефтегазоносности. Ко второй группе относятся структуры неунаследованного развития, либо только сформировавшиеся к началу среднего миоцена, либо претерпевшие к этому времени интенсивное расформирование. Структуры этой группы — преимущественно небольших размеров, малоамплитудные, располагаются на пологих бортах или участках впадин и депрессий и являются менее перспективными в отношении выявления в их пределах промышленных скоплений нефти и газа.

Исходя из перечисленных положений, основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ определяются следующими перспективами нефтегазоносности.

В пределах Южно-Мангышлак-Устюртской впадины высокоперспективными землями с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью являются Жетыбай-Узеньская и Кокумбайская структурные ступени, Сегендыкская и Жазгурлинская депрессии и разделяющая их Карагинская седловина. К числу перспективных земель с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью относятся Турыкская седловина, Ассакеауданская и Казахская депрессии. Малоперспективным является район восточной части Киндерлинской моноклинали.

В пределах Северо-Устюртской впадины высокоперспективными землями следует считать Бинеусскую, Самскую и Косбулакскую депрессии (особенно крутые их борта) и разделяющие их структурные седловины. К возможно перспективным землям относится район Барсакельмесской депрессии и особенно ее северный крутой борт. Районами с невыясненными перспективами нефтегазоносности являются Южно-Бузачинский, Колсайский и Тулепский прогибы, где кровля юрских отложений залегает на глубине от 1500 до 1200 *м*. С этой точки зрения представляет интерес также район, расположенный в западной части Яркимбайской моноклинали, где отмечается весьма крутое падение слоев в сторону Арстановской структурной ступени.

В заключение подведем краткий итог сказанному: 1) основные перспективы нефтегазоносности следует связывать с Южно-Мангышлак-Устюртской и Северо-Устюртской впадинами; 2) зоны максимального нефтегазонакопления в их пределах приурочены к участкам резкого перепада глубин залегания мезозойских и, в первую очередь, юрских отложений; 3) наиболее крупные скопления нефти и газа следует связывать со средне-нижнеюрскими отложениями во внутренних участках седиментационных бассейнов, в зонах развития мощной и слабопроницаемой верхнеюрской покрышки.

ЛИТЕРАТУРА

Акрамходжаев А. М. и др. Геология и некоторые вопросы нефтегазоносности Каракалпакии. Ташкент, изд-во АН УзбССР, 1962.

Акрамходжаев А. М. и др. Геологическое строение и предпосылки нефтегазоносности Устюрта, т. I и II. Ташкент, изд-во «Фан», 1967.

Алексейчик С. Н. Геологическое строение и нефтегазоносность полуострова Мангышлак Тр. ВНИГРИ, нов. серия, вып. 16. М., Гостоптехиздат, 1941.

Амурский Г. И. и др. Геологическое строение и газоносность Северной Туркмении. Изд-во ВНИИЭГазпрома, М., 1968.

Аммосов И. И. Литификация и нефтегазоносность. В кн. «Петрология углей и парагенез горючих ископаемых». М., изд-во «Наука», 1967.

Арабаджи М. С. и др. Новые данные о рельефе складчатого основания Устюрта в связи с перспективами его нефтегазоносности. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1963, № 2.

Архангельский А. Д. и др. Геологическое значение аномалий силы тяжести в СССР Изв. АН СССР, серия геол., 1937, № 4.

Архипов В. С., Полканов Л. П. О дислоцированности пермо-триасовых отложений Устюрта. «Геотектоника», 1966, № 2.

Астахова Т. В. К вопросу о стратиграфическом наложении слоев с Doricranites. Докл. АН СССР, т. 111, № 5, 1956.

Астахова Т. В. Фаунистические зоны нижнего триаса Мангышлака. В сб. «Стат. молодых научн. сотруд. АН СССР», вып. 1. М.-Л., изд-во АН СССР, 1958.

Астахова Т. В. Новые данные о стратиграфии триаса Мангышлака. Тр. ВНИГРИ, вып. 29, Л., Гостоптехиздат, 1960.

Астахова Т. В. Новая стратиграфическая схема триасовых отложений Туаркыра. Изв. АН СССР, серия геол., 1962, № 7.

Астахова Т. В. и др. Стратиграфия, фации и условия залегания перми и триаса на хребте Каратау на полуострове Мангышлак. Автореф. научн. тр. ВНИГРИ, вып. 19, Л., Гостоптехиздат, 1959.

Бакиров А. А. и др. Геологические условия и основные закономерности размещения скоплений нефти и газа в пределах эпигерцинской платформы юга СССР. Том 1, Средняя Азия. М., Гостоптехиздат, 1963.

Барс Е. А., Моровов Л. И. Опыт оценки перспектив нефтегазоносности Южного Мангышлака по комплексу гидрогеологических показателей. В кн. «Геология и нефтегазоносность Южного Мангышлака». Изд-во «Наука», 1969.

Баярунас М. В. Карасязь-Таспасская антиклиналь. Изв. Всес. геологоразв. объед., 1932, т. 51, вып. 95.

Бененсон В. А., Тумарев К. К. Анализ геологического развития нефтегазоносных структур Жетыбай и Узень. «Геология нефти и газа», 1966, № 12.

Бененсон В. А. и др. К методике построения карт литологического состава на примере отложений батского яруса Южного Мангышлака. Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 8.

Борисов А. А. Глубинная структура территории СССР по геофизическим данным. М., изд-во «Недра», 1967.

Брод И. О., Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1957.

Бухарцев В. П. и др. Опыт применения математической статистики при изучении локальных структур Волго-Уральской нефтегазоносной области. М., ЦНИИТЭНефтегаз, 1962.

Васильев Ю. М., Мильничук В. С. Новые данные по тектонике и нефтегазоносности Устюрта. Изв. высш. учебн. завед., «Нефть и газ», 1963, № 1.

Винюков В. Н. Пермские и триасовые отложения Мангышлака. В кн. «Геол. строен. и нефтегаз. Мангышлака». Тр. ВНИГРИ, вып. 218. Л., Гостоптехиздат, 1963.

Винюков В. Н. К вопросу о тектонике пермских и триасовых отложений Мангышлака. В кн. «Геол. строен. и нефтегаз. Мангышлака». Тр. ВНИГРИ, вып. 218. Л., Гостоптехиздат, 1963.

Вистелиус А. Б. и др. Девонские известняки из красноцветной толщи Туаркыра. Докл. АН СССР, т. 90, № 2, 1953.

Вольвовский И. С. и др. Тектоника Туранской плиты. М., изд-во «Наука», 1966.

Гарецкий Р. Г. Тектоника Туранской плиты. В кн. «Деформация пород и тектоника» (Междунар. геол. конгресс, XXII сессия. Докл. сов. геологов. Проблема 4. М., изд-во «Наука», 1964).

Гарецкий Р. Г. Верхнедевонские и нижнекаменноугольные отложения Кокпектинской антиклинали (Примугоджарье). Докл. АН СССР, т. 134, № 2, 1960.

Гарецкий Р. Г. Унаследованные дислокации платформенного чехла периферии Мугоджар. Тр. ГИН АН СССР, вып. 60. М., Изд-во АН СССР, 1962.

Гарецкий Р. Г., Шрайбман В. И. Глубина залегания и строение складчатого фундамента северной части Туранской плиты (Западный Казахстан). Тр. ГИН АН СССР, вып. 44. М., Изд-во АН СССР, 1960.

Гарецкий Р. Г. и др. Нижнекаменноугольные и верхнедевонские отложения района Жанасу (Южно-Эмбенский гравитационный максимум). Докл. АН СССР, т. 136, № 66, 1961.

Гарецкий Р. Г. и др. Стратиграфия и формационный характер верхнедевонских отложений в районе Южно-Эмбенского гравитационного максимума. Докл. АН СССР, т. 141, № 4, 1961.

Гарецкий Р. Г. и др. Породы складчатого фундамента Центрального Устюрта (восточная часть Мангышлакской системы дислокаций). Изв. АН СССР, серия геол., 1964, № 1.

Годин Ю. Н. Глубинное геологическое строение западной части Средней Азии по дан-

ным геофизических исследований. В кн. «Перспект. нефтегазон. и напр. геологоразв. работ в зап. районах Ср. Азии». М., Гостоптехиздат, 1960.

Годин Ю. Н. и др. Изучение строения земной коры при региональных сейсмических исследованиях на Русской платформе и в Средней Азии (Мат. к XII Ген. ассамбл. МГГС). Изв. АН СССР, серия геофиз., 1961, № 10.

Годин Ю. Н. и др. Особенности строения земной коры запада Средней Азии. Докл. АН СССР, т. 146, № 4, 1962.

Деменицкая Р. М. Основные черты строения земной коры по геофизическим данным. М., Гостоптехиздат, 1961.

Димаков А. И. и др. Глубинное строение Южного Мангышлака по данным метода сейсмического профилирования. В кн. «Аннотация научн. раб. ВНИГРИ». Л., Гостоптехиздат, 1958.

Дикенштейн Г. Х. Основные черты тектоники эпигерцинской платформы Средней Азии в связи с проблемой нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений. В кн. «Материалы по советской нефтяной геологии». М., Гостоптехиздат, 1963.

Долицкий В. А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М., изд-во «Недра», 1966.

Дьяков Б. Ф. Схема тектонического строения и перспективы нефтегазоносности п-ова Мангышлак. «Геология нефти», 1957, № 7.

Дьяков Б. Ф. Геотектоническое районирование и прогноз нефтегазоносности Мангышлака. Тр. ВНИГРИ, вып. 218. Л., Гостоптехиздат, 1963.

Жданов М. А., Воинов В. В. Практика изучения продуктивного пласта при помощи зональных карт. М., Гостоптехиздат, 1956.

Жданов М. А., Карцев А. А. Нефтепромысловая геология и гидрогеология. М., Гостоптехиздат, 1959.

Зандер В. Н. и др. Геологическое строение фундамента Русской плиты. Л., изд-во «Недра», 1967.

Казаков М. П. Основные черты тектоники Прикаспийской впадины. «Советская геология», сб. 61, 1957.

Казаков М. П. и др. Тектоническое строение и история развития Прикаспийской впадины и смежных областей в связи с вопросами нефтегазоносности. М., Гостоптехиздат, 1958.

Калинин Н. А. Тектоника Закаспийской платформы. Тр. ВНИГРИ, вып. 218. Л., Гостоптехиздат, 1963.

Кипарисова Л. Д. Триасовая система, Мангышлак и Туаркыр. В кн. «Геологическое строение СССР», т. 1. «Стратиграфия». М., Госгеолиздат, 1958.

Князев В. С. Фундамент и промежуточный комплекс Туранской плиты (состав, возраст, структура, история развития) в связи с проблемой нефтегазоносности. Автореф. дисс. на соиск. учен. степ. доктора геол.-минер. наук. М., МИНХиГП, 1969.

Князев В. С., Шнип О. А. О петрографическом составе пород фундамента Туркмении. В сб. «Петрография фундамента и осадочных отложений нефтегазоносных областей СССР». Тр. МИНХиГП, вып. 38. М., Гостоптехиздат, 1962.

Князев В. С. и др. Складчатый фундамент Туранской плиты и промежуточный комплекс пермо-триаса. В кн. «Законом. размещ. нефти и газа эпигерц. платф. юга СССР», т. 1. М., Гостоптехиздат, 1963.

Князев В. С. и др. Верхнепалеозойские неметаморфизованные отложения северо-восточной Туркмении. В кн. «Пермо-триас Русской платформы в связи с его нефтегазоносностью». Тр. МИНХиГП, вып. 83. М., изд-во «Недра», 1969.

Князев В. С., Флоренский П. В. Геологическая история запада Средней Азии в верхнепалеозойско-триасовое время. «Пермские и триасовые отл. юго-востока Русской плиты». Тезисы научного семинара, МИНХиГП, М., 1967.

Князев В. С., Флоренский П. В. Литология пермо-триасовых отложений на площади Кызан полуострова Бузачи. Тр. МИНХиГП, вып. 38. М., Гостоптехиздат, 1962.

Коган А. Б. О тектоническом строении полуострова Тюб-Караган. Тр. ВНИГРИ, вып. 131. Л., Гостоптехиздат, 1959.

Коган А. Б., Пасуманский И. М. Новые данные о тектоническом строении Южного Мангышлака. Тр. ВНИГРИ, вып. 131. Л., Гостоптехиздат, 1959.

Козмодемьянский В. В. Новые данные о геологическом строении месторождения Жетыбай. «Геология нефти и газа», 1963, № 9.

Корженевский Б. А. Тектоника и структурные элементы хребта Каратау на полуострове Мангышлак. В кн. «Сб. статей молодых научн. сотрудн. ленинград. учрежден. АН СССР», вып. 1. М. — Л., изд-во АН СССР, 1958.

Коробкин Л. М. и др. Новые данные о глубинном строении Южного Мангышлака и направление поисков нефтегазоносных структур (по результатам региональных работ КМПВ). «Советская геология», 1967, № 12.

Кривошеев В. Т. и др. О составе пород кристаллического фундамента центральной части Каракумской платформы. Изв. АН ТуркмССР, серия физ.-тех., хим. и геол. наук, 1961, № 3.

Крылов Н. А. и др. Об особенностях переходных комплексов зон каледонской и герцинской консолидации. Изв. АН СССР, серия геол., 1964, № 5.

Крылов Н. А., Летавин А. И. Тектоника пермо-триасового комплекса запада Средней Азии и его структурное положение. В кн. «Геол. строен. и нефтегаз. эпигерц. платф. юга СССР». М., изд-во «Наука», 1966.

Крылов Н. А., Мальцева А. К. Юрские отложения запада Средней Азии и их нефтегазоносность. М., изд-во «Недра», 1967.

Кунин Н. Я. Новые данные о глубинном строении Устюрта и Мангышлака по результатам региональных геофизических исследований. «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений», 1968, № 5.

Куприн П. И., Левин А. И. Структурно-техническая характеристика Прикарабогазской депрессии. В кн. «Геол. и нефтегазон. юга СССР, Закаспий и Сев. Прикаспий». Тр.КЮГЭ АН СССР, вып. 8. Л., изд-во АН СССР, 1962.

Куприн П. Н. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного Прикарабогазья. «Новости нефтяной и газовой техники», 1962, № 1.

Куприн П. Н., Семов В. Н. Структурное положение и основные черты строения Жетыбай-Узеньской антиклинальной зоны. «Советская геология», 1964, № 8.

Курбатов В. С. К вопросу о возрасте и строении отложений ядра Туаркырской антиклинали. Тр. ГИН АН СССР, т. 1, 1956.

Лазарев В. С. Локальные структуры эпигерцинских плит. В кн. «Сравнительный анализ нефтегазоносности и тектоники Западно-Сибирской и Турано-Скифской плит». Л., изд-во «Недра», 1965.

Лапшов В. А. Глубинное геолого-тектоническое строение Манышлака и смежных территорий. В сб. «Геол. строен. и нефтегаз. Мангышлака». Тр. ВНИГРИ, вып. 218. Л., Гостоптехиздат, 1963.

Летавин А. И. Некоторые вопросы строения фундамента эпигерцинской платформы Запада Средней Азии. В кн. «Геол. строен. и нефтегаз. эпигерц. платф. юга СССР». М., изд-во «Наука», 1966.

Летавин А. И., Крылов Н. А. Основные черты тектоники платформенного чехла Мангышлак-Устюрта и прилегающих территорий. В кн. «Геология и нефтегазоносность Южного Мангышлака». М., изд-во «Наука», 1969.

Летавин А. И. Тектоническое положение Мангышлака в общей геоструктуре эпигерцинской платформы юга СССР. В кн. «Геология и нефтегазоносность Южного Мангышлака». М., изд-во «Наука», 1969.

Летавин А. И., Крылов Н. А. О переходном комплексе Предкавказья. Докл. АН СССР. т. 125, № 4, 1959.

Маловицкий Я. П. Перспективы нефтегазоносности акватории Каспийского моря. Тематические научно-технические обзоры. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1967.

Мирчинк М. Ф. и др. Верхнепермско-нижнетриасовые отложения Предкавказской платформы и сопредельных районов. Докл. АН СССР, т. 138, № 4, 1961а.

Мирчинк М. Ф. и др. О Манычско-Каратауском грабене. Докл. АН СССР, т. 141, № 4, 1961б.

Мирчинк М. Ф. и др. О распространении и условиях залегания переходного комплекса в районах эпигерцинской платформы, прилегающих к Каспийскому морю. Докл. АН СССР, т. 146, № 4, 1962.

Мирчинк М. Ф. и др. Тектоника Предкавказья. М., Гостоптехиздат, 1963.

Мирчинк М. Ф. (ред.). Обзорная тектоническая карта юга Европейской части СССР м-ба 1 : 1 000 000. ГУГК, 1964.

Мирчинк М. Ф. и др. Тектоника юга Европейской часть СССР. В кн. «Геол. строен. и нефтегаз. эпигерц. платф. юга СССР». М., изд-во «Наука», 1966.

Мирчинк М. Ф. и др. Основные вопросы геологического строения Южного Мангышлака в связи с нефтегазоносностью. М., Изд. ВНИИОЭНГ, 1966.

Мокринский В. В. Развитие процесса формирования структурных форм и накопления угленосных осадков Мангышлака. В кн. «Памяти акад. П. И. Степанова». М., изд-во АН СССР, 1962.

Наливкин Д. В., Луппов Н. П. Палеозой Туаркырской антиклинали. Изв. АН СССР, серия геол., 1936, № 4.

Наливкин В. Д. и др. Сравнительный анализ нефтегазоносности и техники Западно-Сибирской и Турано-Скифской плит. Тр. ВНИГРИ, вып. 236. Л., изд-во «Недра», 1965.

Неволин Н. В. Тектоника Западного Казахстана и перспективы его нефтегазоносности. М., Гостоптехиздат, 1961.

Оруджева Д. С., Стуканогов Ю. А. Характеристика и типы природных резервуаров месторождения Узень. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1967, № 5.

Оруджева Д. С., Стуканогов Ю. А. Типы природных резервуаров и некоторые вопросы характеристики залежей нефти месторождений Жетыбай и Узень. В кн. «Геология и нефтегазоносность Южного Мангышлака». М., изд-во «Наука», 1969.

Польстер Л. А. и др. Физико-химические особенности и гидрогеологические факторы миграции природных резервуаров (в связи с изучением нефтегазоносных бассейнов). Л., изд-во «Недра», 1967.

Прошляков Б. К., Васильев Ю. М. Петрографические особенности пермо-триаса полуострова Бузачи. Докл. АН СССР, т. 132, № 1, 1960.

Сапожников Р. Б. Тектоника Южного склона Русской плиты Северного Приаралья и Северного Устюрта по результатам геофизических исследований и направления поисково-разведочных работ на нефть и газ. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол-минер. наук. М., ВНИГНИ, 1970.

Сверчков Г. П. Некоторые особенности размещения и формирования нефтяных и газовых залежей в Западной Сибири и на других эпигерцинских плитах СССР. В кн. «Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности» (Материалы совещания в г. Тюмени, 1965 г.). М., изд-во «Недра», 1967.

Стадник Е. В. Гидрогеологические предпосылки газонефтеносности Северо-Западного Приаралья. «Геология нефти и газа». 1969, № 4.

Туранов В. А., Тиньков С. Д. Значение региональных покрышек в формировании крупных зон скоплений нефти и газа в пределах Туранской плиты. В сб. «Геология и нефтегазоносность районов Средней Азии». Тр. МИНХиГП, вып. 78. М., изд-во «Недра», 1969.

Таль-Вирский Б. Б., Федотов Ю. А. Тектоническое районирование территории Каракалпакии в связи с поисками месторождений нефти и газа. «Новости нефтяной и газовой техники», серия геол., 1962, № 1.

Тарханов М. И. Особенности формирования Жетыбайского антиклинального поднятия. Изв. вузов. «Геология и разведка», 1964, № 11.

Успенская Н. Ю. Некоторые закономерности нефтегазонакопления на платформах. М., Гостоптехиздат, 1950.

Успенская Н. Ю. О принципах классификации нефтегазоносных провинций. Тр. МНИ, вып. 5. М., Гостоптехиздат, 1947.

Успенская Н. Ю. Нефтегазоносность палеозоя Северо-Американской платформы. М., Гостоптехиздат, 1950.

Успенская Н. Ю. Типы нефтегазоносных провинций. Вестн. МГУ, № 2, 1946.

Федотов Ю. А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Каракалпакии Дисс. на соиск. уч. степ., канд. геол.-минер. наук. АН УзССР, 1963.

Флоренский П. В., Гаврилова О. А. О характере изменения плотностей пермо-триасовых отложений Туаркыра. В сб. «Петрография фундамента и осадочных отл. нефтегаз. обл. СССР». Тр. МИНХиГП, вып. 38. М., Гостоптехиздат, 1962.

Фотиади Э. Э. О крупных элементах тектоники юго-востока Европейской части Русской платформы. Очерки по геологии СССР. Тр. ВНИГРИ, вып. 96. Л., Гостоптехиздат, 1956.

Фотиади Э. Э. Геологическое строение Русской платформы по данным региональных геофизических исследований и опорного бурения. М., Гостоптехиздат, 1958.

Халевин Н. И. и др. О результатах глубинного сейсмического зондирования земной коры на Среднем Урале. Изв. АН СССР, серия геофиз. № 4, 1966.

Худобина Е. А. Магматические породы Западной Туркмении. Тр. ВСЕГЕИ, вып. 4. М., Госгеолиздат, 1961.

Чакабаев С. Е. Некоторые особенности формирования нефтегазового месторождения Узень. «Геология нефти и газа», 1967, № 7.

Чакабаев С. Е. и др. Коллекторские свойства юрских и меловых отложений Южного Мангышлака. Изв. АН КазССР, серия геол., № 2, 1966.

Чакабаев С. Е. и др. Геология и нефтегазоносность Южного Мангышлака. Алма-Ата, изд-во «Наука», 1967.

Чарыгин М. М. и др. Геология и перспективы нефтегазоносности Арало-Каспийского региона. М., Гостоптехиздат, 1963.

Шлезингер А. Е. К вопросу о расчленении пермо-триасового (каратауского) комплекса полуострова Мангышлак. Бюлл. МОИП, отд. геол., т. 34, вып. 6, 1959.

Шлезингер А. Е. Структурное положение и развитие Мангышлакской системы дислокаций. Тр. ГИН АН СССР, вып. 132, изд-во «Наука», 1965.

Яншин А. Л. Взгляды А. Д. Архангельского на тектонический характер юго-восточного обрамления Русской платформы и современные представления по этому вопросу. В кн. «Вопросы литологии и стратиграфии СССР». Памяти А. Д. Архангельского. М., изд.-во АН СССР, 1951.

Яншин А. Л. О погружении к югу Уральской складчатой системы и тектонической природы Южно-Эмбенского поднятия. Бюлл.МОИП, отд., геол., т. 30, вып. 5, 1955.

Яншин А. Л. и др. О положении границы Русской платформы к востоку от Каспийского моря. Бюлл. МОИП, отд. геол., № 36, вып. 4, 1961.

Hubbert M. K. Entarment of petroleum under hydrodynais conditions. Amer. Assoc. Petrol. VIII, vol., 37, № 8, pp. 1954—2026, 1953.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Введение 3

Глава I. **Строение фундамента западной части Средней Азии, Устюрта и Северного Приаралья** 5
Краткий геолого-геофизический очерк 6
Схема строения фундамента 22

Глава II. **Геология отложений переходного комплекса** 41

Глава III. **Современный структурный план отложений платформенного чехла** 52

Структурный план подошвы готеривского яруса 55
Структурный план подошвы палеогеновых отложений 63
Структурный план подошвы среднемиоценово-нижнеплиоценовых отложений 65

Глава IV. **Основные черты истории геологического развития** 68

Геосинклинальный этап 68
Переходный этап 71
Платформенный этап 73
Геоструктурное районирование 81

Глава V. **Локальные поднятия** 86

Детальное расчленение и корреляция разрезов скважин 86
Геолого-статистический анализ геологического развития локальных поднятий 87
Анализ структурных и палеоструктурных построений 99
Некоторые особенности литолого-фациального состава мезозойских отложений в пределах локальных поднятий 122

Глава VI. **Нефтегазоносность** 128

Общие сведения о нефтегазоносности 128
Нефтегазоносность литолого-стратиграфических комплексов Южного Мангышлака 130
Нефтегеологическое районирование. Зоны нефтегазонакопления Южного Мангышлака 190
Классификация залежей нефти и газа Мангышлака 219
Перспективы выявления новых промышленных скоплений нефти и газа 223

Литература 231

Мирчинк Михаил Федорович,
Есенов Шахмардан Есенович,
Бененсон Владимир Абрамович,
Летавин Андрей Иванович,
Оруджева Диляра Сабитовна

ТЕКТОНИКА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
МАНГЫШЛАКА И УСТЮРТА

Редактор издательства *Т. А. Дементьева*
Техн. редактор *В. В. Соколова*
Корректор *Г. А. Меркулова*

Сдано в набор 1/VI 1971 г.
Подписано в печать 22/X 1971 г. Т-17042.
Формат 70 × 100¹/₁₆. Печ. л. 15,5 с 2 вкл.
Усл. печ. л. 20,15 с 2 вкл. Уч.-изд. л. 19,65 с 2 вкл.
Бумага № 2. Индекс 1—4—1. Заказ 488/839—7.
Тираж 1000 экз. Цена 2 р. 37 к.

Издательство «Недра». Москва, К—12,
Третьяковский проезд, д. 1/19.
Ленинградская типография № 14 «Красный Печатник»
Главполиграфпрома Комитета по печати
при Совете Министров СССР.
Московский пр., 91.

Уважаемый товарищ!

В издательстве «Недра» готовятся к печати и выйдут в свет новые книги

Соколов В. А., Бестужев М., А., Тихомолова Т. В. ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ В СВЯЗИ С ИХ ПРОИСХОЖДЕНИЕМ. 20 л. 2 р. 16 к.

В книге приведены новейшие сведения о составе нефтей и газов, о содержании и распределении в них индивидуальных углеводородов различного строения, о закономерностях состава нефтей и газов в различных геологических условиях. Все эти данные необходимы для решения вопросов происхождения нефти и газа. В начале книги изложены методы выделения и идентификации компонентов нефтей и газов. Состав и строение углеводородов рассмотрены как показатель геологических и геохимических условий их образования и изменения. В других разделах книги описаны различные закономерности состава и распределения нефтей и газов в зависимости от условий залегания, содержания и распределения легких фракций нефтей, различных индивидуальных парафиновых жидких углеводородов и т. д. Приведена современная теория происхождения нефти и сопровождающего ее газа.

Книга рассчитана на широкий круг геологов, геохимиков, работников геологических организаций, сотрудников научно-исследовательских лабораторий, преподавателей и студентов высших учебных заведений.

СОЛЕНАКОПЛЕНИЕ И СОЛЕНОСНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ. Сб. статей зарубежных авторов. Пер. с англ. Под ред. проф. М. К. Калинко. 15 л. 1 р. 70 к.

Книга представляет собой сборник статей, в которых освещены геологические и геохимические условия соленакопления и взаимосвязь процессов соле- и нефтенакопления.

В статьях изложены следующие вопросы: 1) представления о накоплении эвапоритов в мелководных условиях; 2) факторы, вызывающие расслоенность соленых вод, синхронность накопления карбонатов и эвапоритов (в том числе и по данным лабораторных экспериментов); 3) генетическая модель глубоководного бассейна соленакопления и результаты цифрового моделирования; 4) связь бассейнов соленакопления со структурой фундамента (с разломами); 5) генезис специфичных вод минеральных источников и озер рифтовой зоны Восточной Африки и другие вопросы.

Книга представляет значительный интерес для геологов-нефтяников, литологов, тектонистов, специалистов по геологии зарубежных стран, а также может быть полезна студентам старших курсов геологических факультетов вузов и аспирантам.

Предварительные заказы на эти книги принимают местные магазины книготорга.

Заблаговременно заказывайте необходимые Вам книги до выхода в свет!

Издательство «Недра»

2-37 г.

181

НЕДРА-1972