

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
КАЗАХСКОЙ ССР
КАЗАХСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ им. В. И. ЛЕНИНА

И. М. Бровар, И. Г. Лата, И. И. Шмайс

Тектоника и перспективы
нефтегазоносности
надсолевых отложений
северного междуречья
Урала и Волги



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва. 1971

Тектоника и перспективы нефтегазоносности надсолевых отложений северного междуречья Урала и Волги. Бровар И. М., Лата И. Г., Шмайс И. И. М., изд-во «Недра», 1971. 176 стр.

Книга посвящена геологии и нефтегазоносности надсолевых отложений северо-западной части Прикаспийской впадины. В основу ее положены результаты геолого-геофизических работ, проведенных различными организациями на территории Западно-Казахстанской и частично Саратовской, Волгоградской и Гурьевской областей.

В книге приводятся новые данные о тектонике, истории геологического развития региона и литолого-фациальных особенностях надсолевых отложений. Впервые даются схема тектонического районирования надсолевого комплекса и карты современной региональной структуры по различным маркирующим горизонтам, выделяются зоны нефтегазонакопления. Приводится новая классификация соляных форм и связанных с ними структур в надсолевых отложениях.

Книга рассчитана на широкий круг геологов-нефтяников и геофизиков, занимающихся изучением геологии и нефтегазоносности Прикаспийской впадины и других солянокупольных областей. Она может быть использована в учебных целях студентами вузов и аспирантами.

Таблиц 5, иллюстраций 63, библиография — 106 названий.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящее время перед поисково-разведочными работами на нефть и газ ставится задача не только обнаружения локальных скоплений нефти и газа, но и установления крупных зон нефтегазонакопления. С этой целью было проведено обобщение имеющегося фактического геолого-геофизического материала по северной части междуречья Урала и Волги.

Для областей развития солянокупольной тектоники решение такой задачи сопряжено с особыми трудностями, так как широкое распространение мощных скоплений кунгурской каменной соли вуалирует структурный план надсолевого осадочного комплекса. Поэтому были проведены исследования, направленные на выяснение региональной структуры надсолевого комплекса, свободной от влияния соляной тектоники, а также на установление литолого-фациальных характеристик разреза и особенностей размещения солянокупольных структур и выявление взаимоотношений между региональными структурными планами подсолевых и надсолевых отложений.

Таким образом, региональные построения по надсолевому комплексу, особенно по мезозою, позволили получить единую тектоническую основу региона.

Изучение надсолевого комплекса представляет значительный практический интерес, так как на современном этапе нефтепоисковых работ он остается важным объектом поисков залежей нефти и газа.

Сопоставление особенностей геологического строения описываемой территории с нефтегазопроявлениями и битуминозностью пород позволило выделить наиболее перспективные зоны для формирования и сохранения залежей нефти и газа.

В отличие от целого ряда предыдущих, подобных по своим задачам исследований, краткий обзор которых приводится в главе I, настоящая работа выполнена на значительно большем фактическом материале с использованием новой методики региональных обобщений, разработанной авторами, для условий областей развития соляной тектоники. В результате были построены карты современной региональной структуры мезозойского комплекса, явившиеся основой для тектонического районирования, карты фациальных комплексов и мощностей, позволившие восстановить историю развития

региона в мезозойское время, выделить на этой основе зоны, благоприятные для нефтегазоаккумуляции, и наметить основные направления поисково-разведочных работ.

Исследование осуществлялось совместно сотрудниками кафедр геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений и геофизических методов разведки Казахского политехнического института им. В. И. Ленина и тематической партией треста Уральскнефтегазразведка. В обработке материалов со стороны тематической партии принимали участие И. Г. Лата, З. Ф. Белоусова, К. Ф. Жилина и Д. А. Портнова. В группе Казахского политехнического института сбор и обобщение материалов проводили доценты И. М. Бровар, А. Г. Элизина, Л. А. Михайлова, Д. В. Цветков и И. И. Шмайс, младший научный сотрудник Камалов С. М., старшие лаборанты Кобзенко Г. С. и Деркач Н. А.

Работа авторов при составлении книги распределялась следующим образом: «Введение», раздел «Строение соленосного кунгура» главы III, главы IV, V и VI написаны И. М. Броваром, И. Г. Латой, И. И. Шмайсом, главы I и II — И. М. Броваром и И. Г. Латой, часть главы III — И. Г. Латой. В составлении главы II принимал участие Д. В. Цветков, а главы VI — Э. К. Азнабаев и О. С. Турков.

Общее научное руководство работой осуществлялось членом-корреспондентом АН Каз. ССР П. Я. Авровым, а затем И. И. Шмайсом. Редактирование работы выполнено И. И. Шмайсом.

Большую помощь в процессе выполнения работы оказали С. К. Курманов, К. А. Ли, О. С. Обрядчиков, С. В. Синилкин, М. Б. Эздрин, которым авторы выражают свою искреннюю благодарность.

Глава I

КРАТКИЙ ОЧЕРК ИСТОРИИ ИЗУЧЕНИЯ ТЕКТОНИКИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НАДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ МЕЖДУРЕЧЬЯ УРАЛА И ВОЛГИ

В северо-западной части Прикаспийской впадины, включающей междуречье Урала и Волги, в последнее время проведены в значительном объеме геолого-геофизические работы. Здесь пробурена первая в нашей стране Аралсорская сверхглубокая скважина, вскрывшая почти 7-км толщю надсолевых отложений. Геологические исследования в пределах региона, начавшиеся почти два столетия тому назад, долгое время велись бессистемно. Неблагоприятные природные условия тормозили изучение и освоение этой малонаселенной и труднодоступной области. История нефтепоисковых работ и изучения геологического строения северной части междуречья Урала и Волги подробно освещена в ряде монографий (Айзенштадт и др., 1967; Васильев, 1968; Журавлев, 1960; Казаков и др., 1958; Неволин, 1961 и др.). Остановимся лишь на тех исследованиях, которые внесли основной вклад в познание тектонического строения и нефтегазоносности надсолевых отложений региона.

В дореволюционное время изучение тектоники и нефтегазоносности рассматриваемой территории велось эпизодически. Исследования немногочисленные обнажения и производилось стратиграфическое расчленение разрезов и их корреляция.

Большое значение имели работы И. Б. Ауэрбаха (1871 г.), впервые выделившего в разрезе горы Большой Богдо триасовые отложения; С. Н. Никитина (1887 г.), установившего развитие пестроцветных пермо-триасовых отложений в районе оз. Индер; П. А. Православлева (1903, 1913 гг.) и А. Н. Замятина (1914 г.), детально изучавших геологическое строение в районе озер Баскунчак и Эльтон и давших схему стратиграфического расчленения верхнепермских и нижнетриасовых отложений; Н. Н. Тихоновича (1912 г.), высоко оценившего перспективы нефтеносности Уральной области.

В послереволюционное время в результате систематических целенаправленных комплексных исследований было получено много фактического материала о геологическом строении региона. Этому

способствовало увеличение объема геофизических и буровых работ, а также привлечение научно-исследовательских институтов к изучению нефтегазоносности надсолевых отложений.

Большую ценность имели работы А. А. Богданова (1934), А. Н. Мазаровича (1939, 1941 г.) и В. В. Мокринского (1938 г.) по стратиграфии пермо-триасовых, юрских и меловых отложений.

Исследованиями Н. Н. Самсонова, Д. Н. Хромова, В. В. Федынского, Н. А. Шванки и Э. Э. Фотиади были определены основные закономерности гравитационного поля региона, выявлены Аралсорский и Хобдинский максимумы, прибортовая ступень и установлено распространение локальных минимумов силы тяжести.

После Великой Отечественной войны широкое развитие получают гравиметрические и сейсмические исследования. Работами треста Казахстаннефтегеофизика (М. М. Коновалов, 1948 г.; О. В. Майорова, 1950 г.; Н. И. Тумилович, А. М. Гольдин, 1952 г.) были изучены солянокупольные структуры Аукетайчагыл, Жетыбай и др., а также установлена связь локальных минимумов с соляными куполами.

С 1949 г. в пределах северного борта Прикаспийской впадины геологические исследования регионального и детального характера проводит Западно-Казахстанская экспедиция СГПК треста Союзнефтеразведка, впоследствии преобразованного в трест Союзбургаз. В работах экспедиции принимали участие Л. Ф. Астафьева, Е. П. Башлыкова, А. Г. Злизина, И. И. Кожевников и др.

Материалы бурения, главным образом структурного, по надсолевым отложениям региона были впервые получены на Новоузенском куполе (объединение Саратовнефть, 1952—1953 гг.), на куполе Аукетайчагыл (объединение Казахстаннефть, 1950—1953 гг.) и в западной части Прикаспийской низменности, где в 1949—1953 гг. ВНИГНИ проводит профильное колонковое бурение, обработка и обобщение данных которого были осуществлены под руководством Я. С. Эвентова. В результате исследований коллектива ВНИГНИ были рассмотрены вопросы геологического строения западной части Прикаспийской впадины, освещена стратиграфия мезозоя, составлена серия литолого-фациальных карт и дано направление дальнейших нефтепоисковых работ (Эвентов, 1951, 1956, 1959). Ценный фактический материал был также получен в результате бурения Новоузенской и Эльтонской опорных скважин в 1951—1952 гг.

Большое значение в изучении междуречья Урала и Волги имели исследования, проводимые в течение многих лет МИНХ и ГП им. И. М. Губкина. Результаты этих исследований нашли свое отражение в вышедшей в 1958 г. монографии, составленной группой геологов и геофизиков под редакцией М. П. Казакова и М. М. Чарыгина.

Важной особенностью этой работы является региональный подход к изучению геологического строения территории. Вопреки мнению ряда геологов авторы обосновывают возможность применения

структурно-фациального анализа для солянокупольной области. Ими были составлены карты фациальных комплексов и мощностей верхнего палеозоя и мезо-кайнозоя, отображающие особенности тектонического строения и истории развития Прикаспийской впадины по отдельным этапам. На тектонической схеме были выделены структуры второго порядка — прогибы и поднятия. В частности, на территории северного междуречья Урал — Волга выделено два крупных геоструктурных элемента — Новоузенский прогиб и Аралсорское сводовое поднятие.

В 1958 г. была опубликована работа Е. И. Соколовой, в которой освещаются вопросы стратиграфии пермо-триасовых отложений западной части Прикаспийской впадины, выделяются богдинская и индерская свиты баскунчакского яруса.

Важной вехой в развитии нефтепоисковых работ в Прикаспийской впадине явилась Гурьевская научно-техническая конференция, состоявшаяся в 1959 г. и постановившая интенсифицировать геологические и геофизические исследования в междуречье Урала и Волги.

На описываемой территории проводятся региональные сейсмические профили институтами ВНИИГеофизика, НВ НИИГГ, трестами Казахстаннефтегеофизика и Спецгеофизика. Созданный в 1960 г. трест Уральскнефтегазразведка приступает к бурению опорных, параметрических и поисковых скважин. В исследования на территории междуречья наряду с МИНХ и ГП и ВНИГНИ включаются научные коллективы ВНИГРИ (Г. Е.-А. Айзенштадт, С. Н. Колтыпин, Е. И. Соколова, С. С. Размыслова, И. В. Семина и др.), ВНИИГаз (В. Л. Соколов, Г. Н. Кричевский, Н. М. Медведев, Л. Н. Зорькин и др.), КазПТИ (П. Я. Авров, А. Г. Злизина, Д. В. Цветков, И. И. Шмайс, И. М. Бровар и др.), ЗапКазНИГРИ (Т. Н. Джумагалиев, С. Утегалиев и др.), ВНИИНГП (Г. М. Аванисян, А. И. Сарычева и др.), НВ НИИГГ (М. Б. Эздрин, С. П. Козленко, В. П. Козлов, А. Е. Атеев, Н. И. Ускова и др.).

Выходит в свет целый ряд монографий и статей, из которых для познания тектоники и нефтегазоносности междуречья наиболее важными являются исследования В. С. Журавлева (1960), Н. В. Неволина (1951, 1961, 1965), Т. Н. Джумагалиева (1958, 1960), О. А. Шванка (1955), Е. П. Башлыковой, А. Г. Дрейсина, И. И. Кожевникова (1960), М. М. Чарыгина и др. (1964), А. Л. Яншина (1961), Н. А. Калинина (1963), В. Л. Соколова (1965), И. И. Кожевникова (1964), Г. Е.-А. Айзенштадта и др. (1967), Ю. М. Васильева (1968).

Начало 60-х годов ознаменовалось резким увеличением объема как буровых, так и геофизических поисковых работ на нефть и газ в междуречье Урала и Волги. Ведущими организациями в производстве этих работ стали тресты Уральскнефтегазразведка, Союзбургаз, объединение Саратовнефть и трест Казахстаннефтегеофизика.

Одновременно расширяются тематические исследования научно-исследовательских организаций, из которых в первую очередь сле-

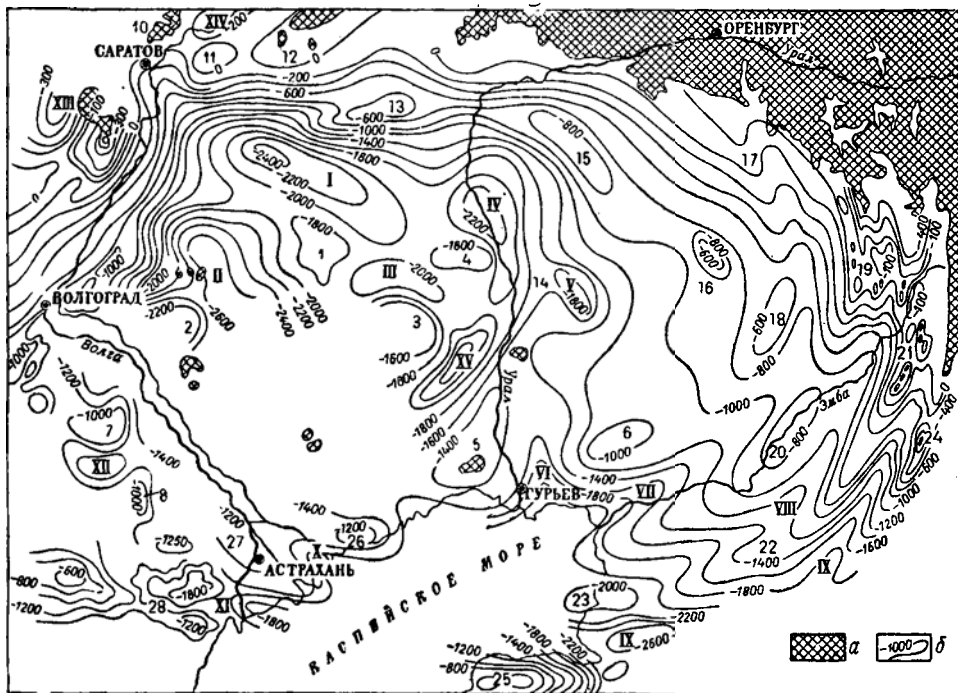


Рис. 1. Структурная схема мезозойского комплекса Прикаспийской впадины (по Ю. М. Васильеву и И. И. Скворцову).

а — области отсутствия меловых отложений; б — изогипсы подошвы неокома (III отражающий горизонт).

Прогибы: I — Новоузенский, II — Хакинский, III — Узенский, IV — Челкарский, V — Байтуганский, VI — Гурьевский, VII — Нижнеэмбенский, VIII — Приэмбенский, IX — Предустюртский, X — Нижневольтский, XI — Южно-Астраханский, XII — Саринский, XIII — Терсинско-Карамышский, XIV — Вольский, XV — Тукбайский; сводовые поднятия: 1 — Аралсорское, 2 — Шунгайское, 3 — Джангалинское, 4 — Кушумское, 5 — Новобогатинское, 6 — Сагзское, 7 — Присаринское, 8 — Сайгачье; валы и валообразные поднятия: 9 — Доно-Медведицкий, 10 — Саратовский, 11 — Степновский, 12 — Пугачевское, 13 — Озинковское, 14 — Крыккудукское, 15 — Утвинское, 16 — Уильское, 17 — Хобдинское, 18 — Шубаркудукское, 19 — Кандагачское, 20 — Жаркамыское, 21 — Северо-Эмбенское, 22 — Южно-Эмбенское, 23 — Провинское, 24 — Чущикакульский, 25 — Северо-Бузачинский, 26 — Гаюшклинское, 27 — Астраханское, 28 — Сальский.

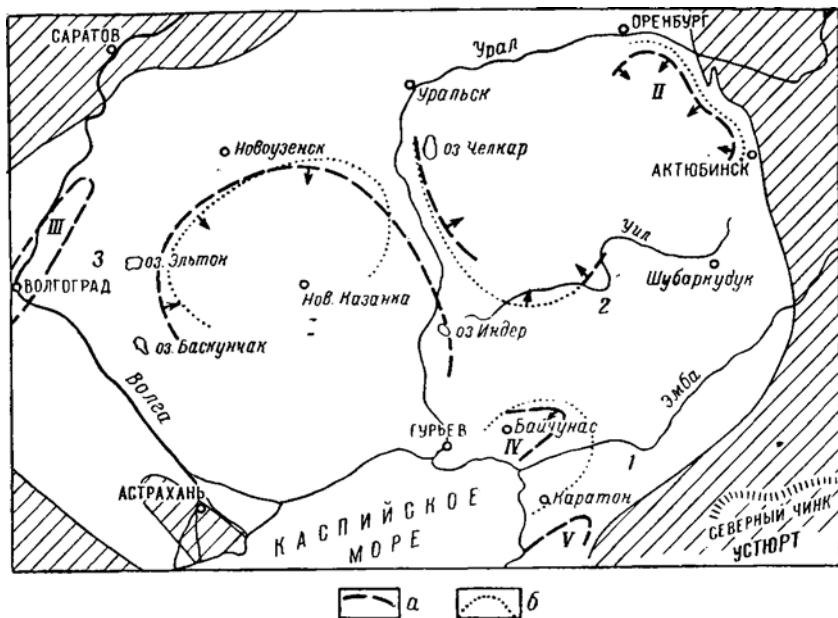


Рис. 2. Палеотектоническая схема триасового времени. (Составила Е. И. Соколова).
 Поднятия: 1 — Южно-Эмбенский террасовидный уступ, 2 — Уил-Сагизское, 3 — Эльтонское;
 прогибы: I — Новоказанско-Индерский, II — Илекский, III — Приволжский, IV — Байчуна-
 ский, V — Прорвинский; приподнятые области окраинных частей Прикаспийской впадины
 заштрихованы.
 а — ранний триас, б — поздний триас.

дует назвать работы ВНИГНИ, ВНИГРИ, НВ НИИГГ, ВНИИГаз, ЗапКазНИГРИ, МИНХ и ГП им. И. М. Губкина и КазПТИ им. В. И. Ленина.

Основным итогом работ 60-х годов в изучении надсолевых отложений и их нефтегазоносности явились составление геологической схемы со снятым чехлом плиоценовых отложений и создание районных стратиграфических схем Саратовского Поволжья, Общего Сырта и Урало-Волжского междуречья. В них отражена степень расчленения разрезов мезозоя на ярусы, подъярусы и зоны по характерным комплексам фауны моллюсков, фораминифер и остракод.

Определенные успехи были достигнуты в изучении нефтегазоносности надсолевого комплекса Северного Прикаспия. Открыт ряд месторождений нефти и газа в отложениях среднего триаса (площади Спортивная, Узенская, Болганмола) и нижнего мела (Тепловская, Старшиновская, Спортивная, Карагайская). Из надсолевых отложений были также получены незначительные притоки нефти и газа (площади Лукашевская, Акоба, Ушкульгас, Куриловская и др.), указывающие на их перспективность.

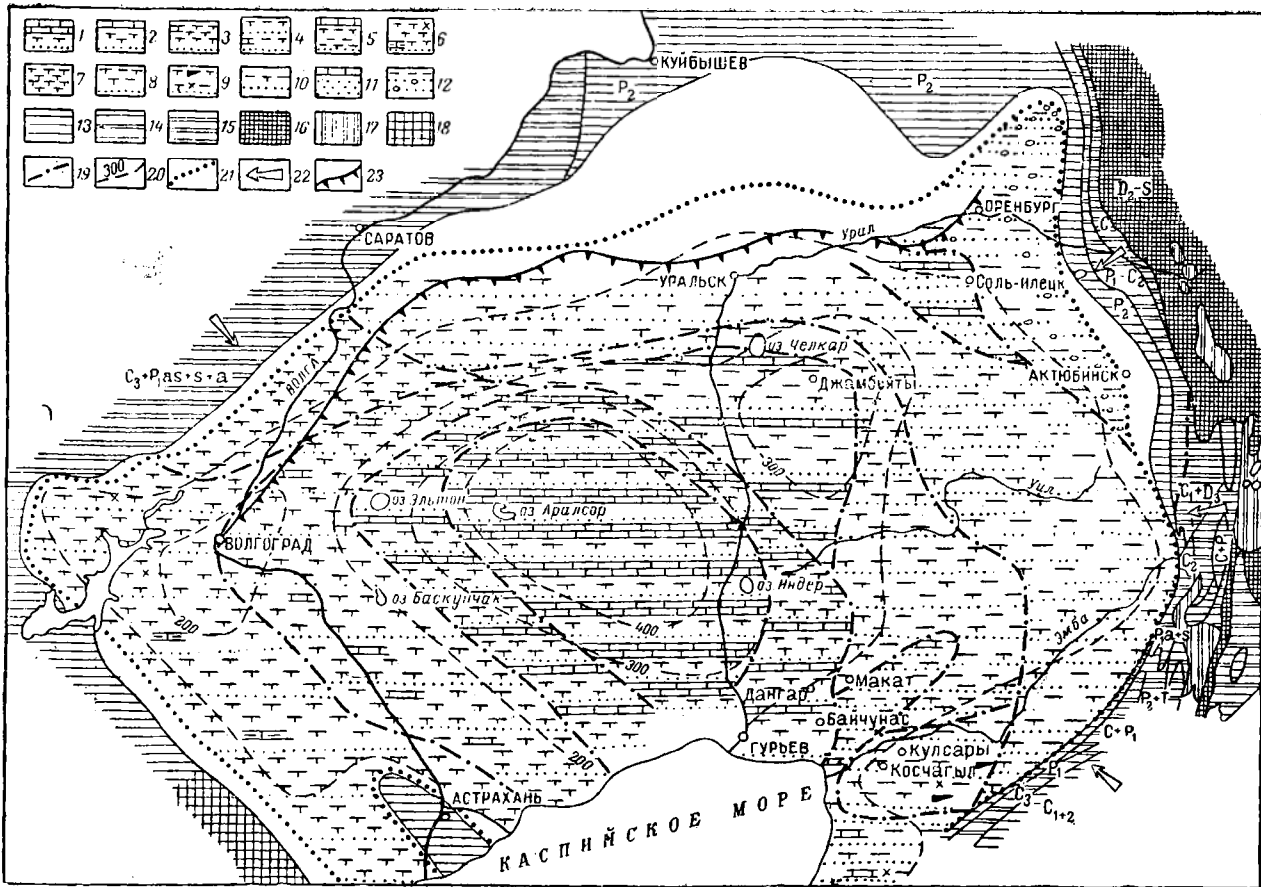


Рис. 3. Схематическая литолого-палеогеографическая карта баскунчакского века (Составила Е. И. Соколова; в западной части — правобережье р. Волги—схема составлена по материалам А. В. Урусова, А. В. Смирнова, С. П. Рыкова, Я. С. Эвентова и последним данным бурения).

Мелководные морские отложения (условия мелкого шельфа): 1 — известковые (преобладают), известковистые глины, пески и песчаники; 2 — известняки, известковистые глины, алевролиты и песчаники; 3 — известковистые глины (преобладают), мергели, песчаники и алевролиты, тонкие прослой красочаевые. Отложения в области прибрежных равнин, врезанами заливавшихся морем; 4 — известковистые и известковистые глины, часть красноцветные, с редкими прослоями известков, песчаники и алевролиты; 5 — известковистые и известковистые глины (преобладают), алевролиты, песчаники, прослой доломитизированных известков и доломитов; 6 — известковистые глины, часть мергели, алевролиты и песчаники; 7 — известковистые глины, известковистые и известковистые глины (преобладают), алевролиты и песчаники; 8 — известковистые и известковистые глины, алевролиты и песчаники; 9 — известковистые и известковистые глины, алевролиты и песчаники; 10 — известковистые соотношения пород в высшие глины, алевролиты и песчаники (на востоке приблизительно в равных количествах, на севере преимущественно соотношения пород в разрезах не установленных). Дельтовые отложения: 11 — песчаники, тонкие прослой известняков, 12 — песчаники и пески с гальками, прослой глины. Типы пород в областях размыта древней суши: 13 — обломочные, 14 — обломочные и карбонатные; 15 — карбонатные; 16 — изверженные (основные, часть средние), метаморфические и осадочные породы; 17 — основные изверженные породы; 18 — состав пород неизвестен; 19 — границы литологических комплексов; 20 — линии предположительно равных мощностей; 21 — границы древних разрывов; 22 — направление сноса материала; 23 — Волгоградская и Жедовская флексуры.

Поскольку изучение региональной структуры и выделение перспективных земель в Северном Прикаспии являются наиболее актуальными вопросами, которым в основном и посвящена настоящая работа, ниже кратко рассматриваются имеющиеся принципиальные схемы тектоники и палеотектоники, а также карты перспектив нефтегазоносности надсолевого комплекса.

Если впервые региональные палеоструктурные карты для приморской части Урало-Эмбенского междуречья Прикаспийской солянок польной области имались уже во второй половине 40-х годов (Косыгин и др., 1948), то первая карта современной региональной структуры мезозойского надсолевого комплекса была составлена лишь в 60-е годы (Васильев, Скворцов, 1964). Это объясняется в основном тем, что лишь с проведением сейсмических работ на значительной части территории Прикаспийской впадины был получен необходимый для построения таких карт фактический материал. До этого составлялись схематические карты литолого-фациальных комплексов и мощностей отдельных стратиграфических комплексов и палеотектонические схемы мезозоя в основном по данным бурения.

На карте региональной структуры мезозойского комплекса (рис. 1) в пределах северной части междуречья Урал — Волга выделены Новоузенский, Хакинский, Узенский и Челкарский прогибы и Аралсорское, Шунгайское, Джангалинское, Кушумское и Озинковское поднятия, которым соответствуют зоны увеличенных и уменьшенных мощностей.

В монографии геологов ВНИГРИ «Нефтегазоносные толщи Прикаспийской впадины» (1967 г.) дается всесторонняя литолого-стратиграфическая характеристика нефтегазоносных толщ,

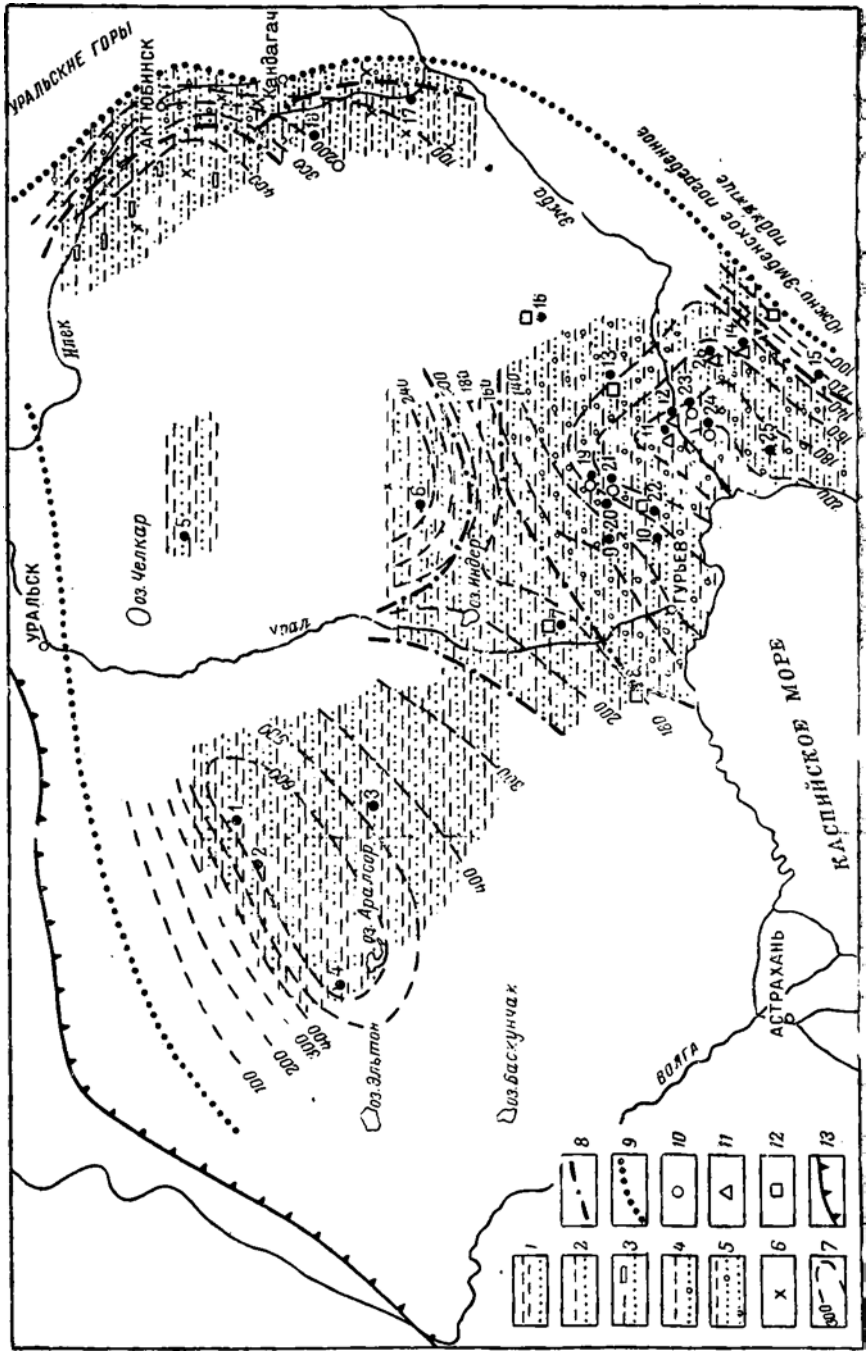


Рис. 4. Схематическая литолого-палеогеографиче- за карта поз днего триаса. (Составила Е. И. Соколова).

Озерные отложения: 1 — глины (преобладают), пески и песчанки; 2 — глины, пески, песчанки; 3 — глины, пески, песчанки, прослойки углей и углистых глин. Озерные и дельтовые отложения: 4 — глины, песок и песчанки, прослойки конгломератов, включения галек. Дельтовые отложения: 5 — песчанки и пески с прослоями конгломератов включениями галек, прослойки глин. Озерные отложения: 6 — красноцветность пород частая; 7 — линии предположительно равных мощностей; 8 — границы распространения литологических комплексов; 9 — границы древних разрывов (на севере — ориентировочно); 10 — нефтяные залежи промышленные; 11 — нефтяные залежи с ограниче- нными запасами; 12 — нефтепроявления; 13 — Волгоградская и Жаловская флексуры. Цифры у точек на карте — изученные разрезы: 1 — Акжамык, 2 — Порт-Артур, 3 — Мастексай, 4 — Аралсорская свх. 1-СГ, 5 — Джамбейты, 6 — Матенкожа, 7 — Теркобай, 8 — Новообогатинское, 9 — Дангар, 10 — Искине, 11 — Алтыкуль, 12 — Дюссек, 13 — Алимбай, 14 — Ушкан, 15 — Буран-куль, 16 — Акчилик, 17 — Кенкияк, 18 — Джарлыбоб, 19 — Макат, 20 — Доссор, 21 — Сагна, 22 — Байчунас, 23 — Кулсары, 24 — Косчагады, 25 — Карагай, 26 — Мунайли.

освещаются условия седиментации и закономерности изменения мощностей, излагается история геологического развития Прикаспийской впадины (в том числе междуречья Урал — Волга), формирования крупных структур — прогибов и поднятий и устанавливается ряд закономерностей, контролирующих распределение промышленной нефтегазоносности в зависимости от структурных, литолого-фациальных и других факторов.

На палеотектонической схеме триасового времени в междуречье Урал — Волга показаны две структуры второго порядка: Новоказанско-Индерский и Приволжский прогибы и Эльтонское поднятие (рис. 2). Первый по нижнему триасу ориентирован с северо-запада на юго-восток, по верхнему — с юго-запада на северо-восток, второй — субмеридионально. Распределение мощностей и фаций баскунчакского яруса и верхнего триаса показано на рис. 3 и 4.

На палеотектонической схеме ранне- и среднеюрского времени и схематической литолого-палеогеографической карте Г. Е.-А. Айзенштадтом выделены два прогиба и одно поднятие (рис. 5 и 6). Северо-западнее — Н у — с — И — с — сий — га — га — га — га — га — га — га — га южного междуречья Урал — Волга, раскрываясь к Каспийскому морю. На западе Урало-Волжского междуречья располагаются Эльтонское поднятие и Волгоградский прогиб меридионального простирания. На схематической литолого-палеогеографической карте ранне-волжского времени всю центральную часть междуречья занимает большой прогиб субширотного простирания — Новоузенско-Новоказанский (рис. 7). В отношении перспектив нефтегазоносности среднеюрских отложений земли западной части Урало-Волжского междуречья отнесены к малоперспективным и бесперспективным, а восточной — к землям с невыясненными перспективами. Верхнеюрские отложения на территории северного междуречья Урал — Волга Е. И. Соколовой оцениваются как перспективные на газ. При этом продуктивная пачка песчаников на контакте юры и мела ею отнесена к верхней юре.

Из палеотектонических схем и схематических литолого-палеогеографических карт мело-

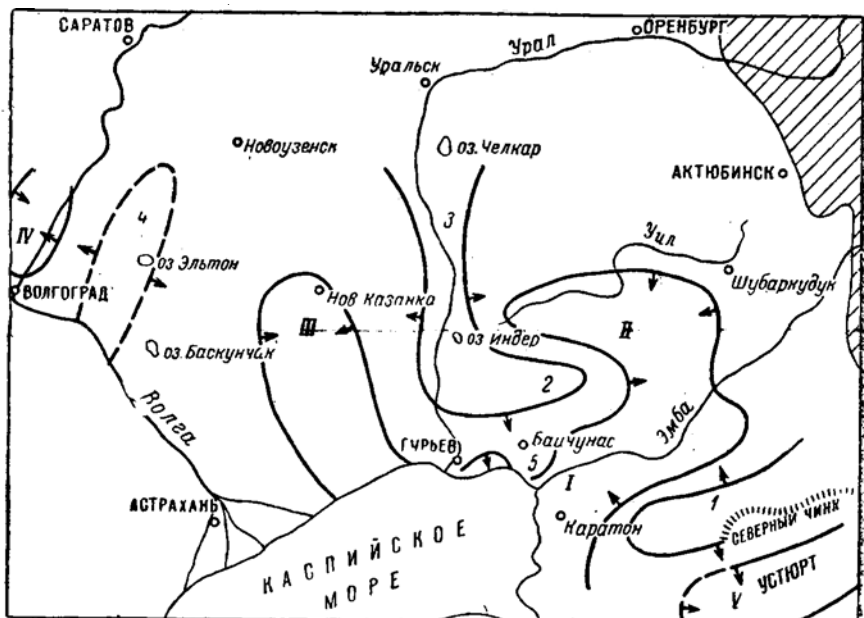


Рис. 5. Палеотектоническая схема ранне- и среднеюрского времени. (Составил Г. Е. Айзенштадт).

Поднятия: 1 — Южно-Эмбенское, 2 — Танаатарское, 3 — Нижне-уральское валообразное поднятие, 4 — Эльтонское, 5 — Байчунасская структурная терраса; прогибы: 1 — Каратонский (Прорвинский), II — Уильский, III — Новоузенско-Индерский, IV — Волгоградский, V — Северо-Устыртский; приподнятые области окраинных частей Прикаспийской впадины заштрихованы.

вого времени (рис. 8, 9 и 10) видно, что большую часть Урало-Волжского междуречья занимает Новоузенско-Индерская впадина субмеридионального простирания. При сопоставлении вышеприведенных схематических карт со схемой тектоники мезозойско-кайнозойских (палеогеновых) отложений Прикаспийской впадины (рис. 11), в основу которой положена структурная карта по подошве неокома, видно резкое их различие. Отличается эта схема и от структурной схемы Ю. М. Васильева и И. И. Скворцова (см. рис. 1).

Перспективы нефтегазоносности надсолевого комплекса региона исследователями ВНИГРИ оцениваются следующим образом.

По триасовым отложениям центральная часть междуречья отнесена к районам возможно перспективным, а бортовая — к землям с невыясненными перспективами. По юрским отложениям центральная часть региона причисляется к площадям с невыясненными перспективами, а бортовая — к площадям малоперспективным и бесперспективным.

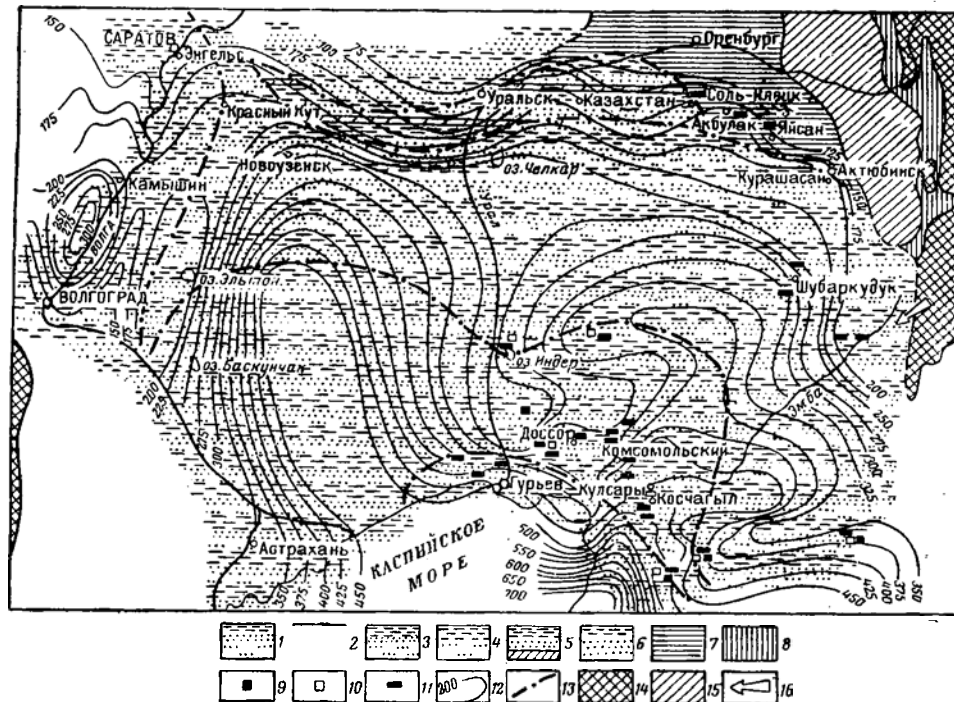


Рис. 6. Схематическая литолого-палеогеографическая карта средних отложений. (Составили Г. Е. А. Айзенштадт и И. А. Пинчук; для района сочленения Общего Сырта и Прикаспийской впадины использованы данные о литологических комплексах, фациях и мощностях Е. П. Башлыковой, А. Г. Дрейсина, Н. Н. Кожевникова, для Нижнего Поволжья — материалы А. В. Смирнова, Е. Н. Денисенковой, Т. Н. Хабаровой, А. Н. Ивановой, Н. А. Макаровой, К. И. Войтенко, Ю. Н. Кольцовой и В. В. Кольцова.)

Содержание отложений дано в процентах.

Чередование прибрежных мелководных осадков с отложениями озер и болот: 1 — глины 40—45, песков и песчаников 40—55, алевролитов 1—20. На западе чередование относительно глубоководных морских осадков и прибрежных мелководных на востоке — чередование прибрежных мелководных осадков с отложениями озер и болот: 2 — глины 45—70, песков и песчаников 25—50, алевролитов 1—7; 3 — глины 45—70, песков и песчаников 20—50, алевролитов 7—20. Относительно глубоководные морские осадки: 4 — глины 35—95, алевролитов 5—65. П. иб. ежны мелководны осадки: 5 — глины 40—65, песков и песчаников 25—50, мергелей до 20; 6 — глины 25—50, песков и песчаников 50—75. Континентальные осадки: 7 — угленосные — заболоченных равнин в пределах платформенного склона; 8 — предгорные аллювиальные и делювиальные осадки.

9 — пирит; 10 — сидерит; 11 — угли; 12 — линии равных мощностей; 13 — границы распространения литологических комплексов; 14 — суша; 15 — направление сноса; 16 — зона полного размыва среднеюрских отложений;

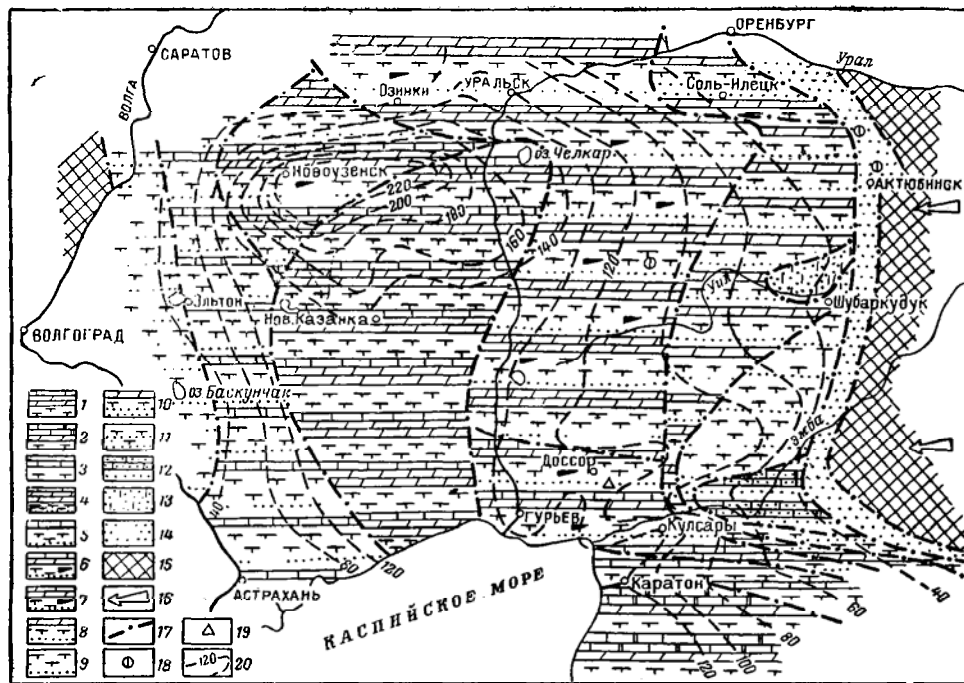


Рис. 7. Схематическая литолого-палеогеографическая карта ранне-волжского века. (Составила Е. И. Соколова.)

Мелководные морские отложения. Относительно глубокая часть шельфа: 1 — известняки, мергели, известковистые глины, преобладание мергелей и глин; 2 — доломитизированные известняки, доломиты, мергели и известковистые глины, преобладание известняков; 3 — чередование известняков и известковистых глин. *Мелкая часть шельфа:* 4 — известняки, мергели, известковистые глины, песчаники и алевролиты, прослой горючих сланцев; 5 — известняки, известковистые глины (преобладают), алевролиты, песчаники; 6 — известняки, мергели, известковистые глины, песчаники, прослой горючих сланцев; 7 — мергели, известковистые глины, алевролиты и песчаники, прослой горючих сланцев; 8 — м.р. ли, известков. с.ые и глин; 9 — глины известковистые, песчаники и алевролиты; 10 — мергели, глины известковистые, пески и песчаники. *Прибрежная зона моря:* 11 — чередование глин, песчанков и песков; 12 — песчанистые известняки, пески; 13 — песчаники известковистые и пески; 14 — пески. 15 — области азымва; 16 — нап авление сноса материала; 17 — границы фаций; 18 — фосфориты; 19 — залежи нефти; 20 — линии предположительно равных мощностей.

По меловым отложениям почти вся территория Урало-Волжского междуречья, за исключением северной и южной окраин, оценивается как возможно перспективная.

Северная бортовая зона междуречья относится к площади мало-перспективной на нефть и газ.

Перспективность верхнепермских отложений ввиду их слабой изученности не дается. Характерно, что исследователи ВНИГРИ не связывают зоны нефтегазоаккумуляции с определенными типами структур второго порядка.

Л. Э. Левин и Н. С. Толстой (1966) связывают промышленные месторождения с ловушками различного типа, расположенными преимущественно в обширных межкупольных мульдах, приуроченных к участкам сочленения глубокопогруженных и приподнятых структурных элементов второго порядка (рис. 12).

В работе Е. П. Башлыковой и А. Г. Дрейсина (1968) в междуречье выделены следующие региональные структурные элементы: Узенский, Джаныбекский, Приморский палеопрогобы, Фурмановская, Ащеузекская и Эльтонская палеоприподнятые зоны, имеющие общую ориентировку с юго-востока на северо-запад (рис. 13). В качестве наиболее перспективных на нефть и газ авторы предлагают купола, расположенные в Узенском, Джаныбекском и Приморском мезозойских прогибах. В работе Х. Г. Соколина (1968) в качестве основного структурного элемента выделен Узенский прогиб, охватывающий всю среднюю часть Урало-Волжского междуречья. Наиболее перспективными и заслуживающими первоочередного внимания по надсолевому комплексу автор считает Куриловско-Новоузенскую флексуру, ограничивающую Узенский прогиб на северо-западе.

Подытоживая краткую характеристику основных исследований надсолевого комплекса в региональном плане, в первую очередь надо отметить их схематизм, объясняемый недостатком фактического материала, что и обусловило различия во взглядах на тектонику и перспективы нефтегазоносности региона.

Необходимо отметить, что успехи в открытии нефтяных и газовых месторождений могли бы быть значительно большими при условии единого научно обоснованного направления поисков. Однако до сих пор нет согласованного представления об истории развития и тектоническом строении Северного Прикаспия в региональном плане. Бурение велось на структурах, подготовлявшихся сейсморазведкой, а последняя проводилась преимущественно путем сплошного покрытия новых площадей, т. е. приращенная к заснятой ранее территории. По состоянию на 1969 г. сейсморазведкой покрыто около 70% территории северного Урало-Волжского междуречья. Сетка сейсмопрофилей неравномерная и изменяется от 1 до 3—5 км на 1 км².

Слабо изучены бурением юрские и триасовые отложения, слагающие в основном сводовые части куполов и участки контактов пос-

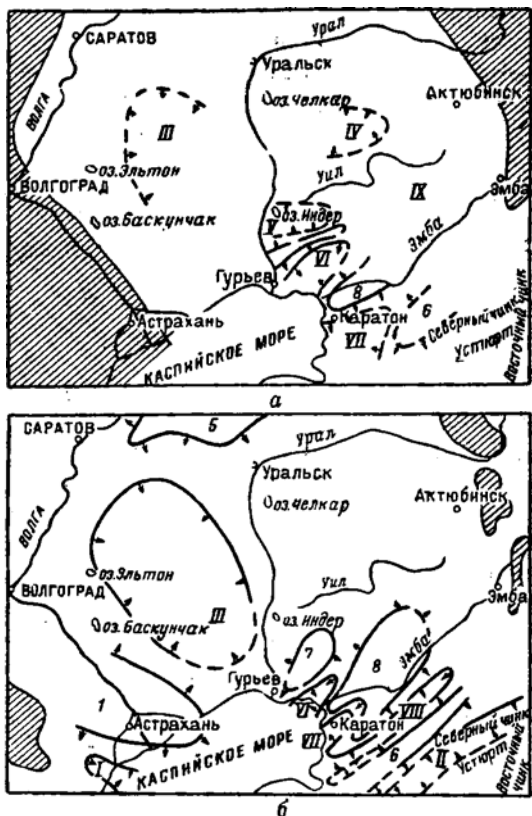


Рис. 8. Палеотектонические схемы мелового времени. (Составил С. Н. Колтыпин.)

a — предготтеривское время, *б* — преадипатское время, *в* — преададьское время, *г* — предсенноманское время, *д* — предпалеогеновое время.

Периферическая часть Прикаспийской впадины. Поднятия: 1 — Астраханское, 2 — Доно-Медведицкое, 3 — Саратовское, 4 — Саратовско-Пугачевское, 5 — Пугачевское, 6 — Южно-Эмбенское; прогибы: I — Промысловско-Олейниковский, II — Северо-Устюртский.

Внутренняя (солянокупольная) часть Прикаспийской впадины. Поднятия: 7 — Танатарское, 8 — Кузбакское; прогибы и впадины второго порядка: III — Новоузенско-Индерская, IV — Чингизский, V — Унгарский, VI — Байчунасский, VII — Каратонский, VIII — Прорвенский, IX — Джусальсайская.

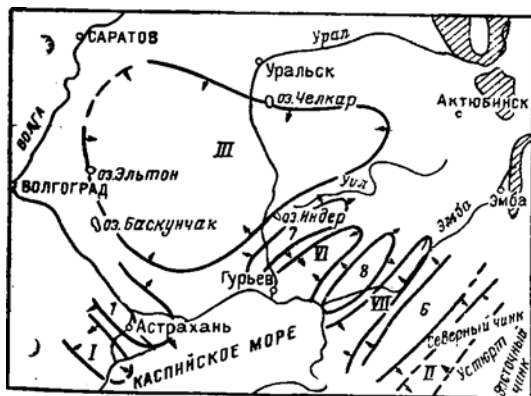
Приподнятые области окраинных частей Прикаспийской впадины заштрихованы.



8



2



8

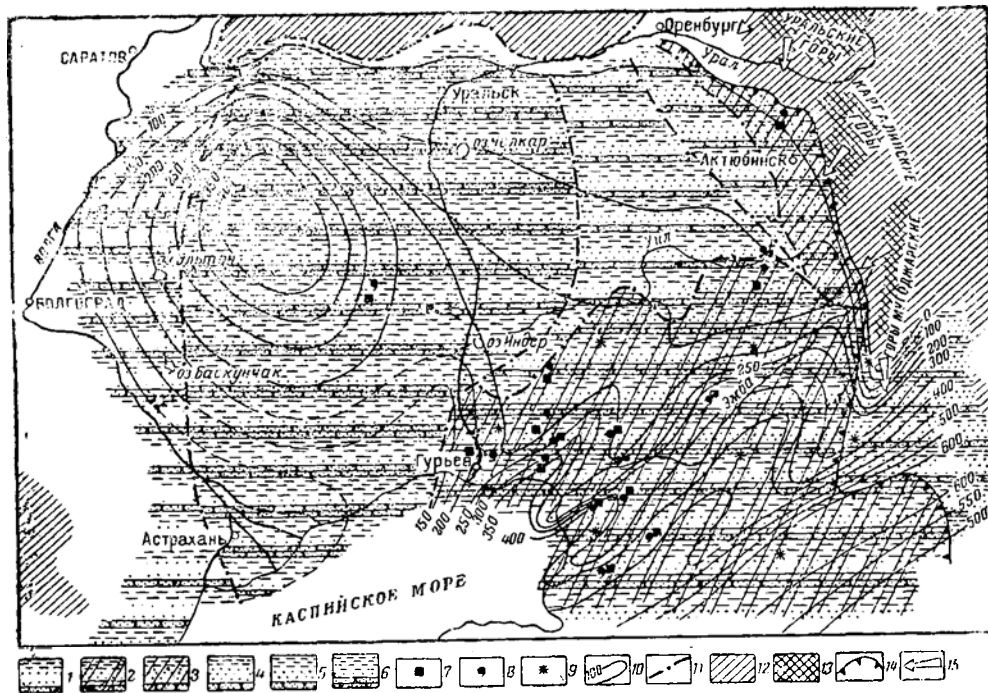


Рис. 9. Схематическая литологическая карта гостевских и барремских отложений. (Составил С. Н. Колтыпин при участии В. Г. Петровой; использованы данные Е. П. Башлыковой, А. Г. Дрейсина, И. И. Кожевникова по району Общего Сырта, материалы Е. Н. Денисенковой, Б. А. Волкова, А. Н. Иванова, Т. Н. Хабаровой, Я. С. Эвентова, В. А. Бененсона по Нижнему Поволжью и Р. Г. Гарецкого по Западному Примугоджарью).

Содержание отложений дано в процентах.

Континентальные осадки: 1 — глины до 40, алевроиты и пески до 50, песчаники до 10. *Континентальные и морские осадки:* 2 — континентальные водоемы, прибрежная часть моря и мелкий шельф — глины 45—63, алевроиты и пески 2—4, песчаники —

мергели до 5; 3 — прибрежная часть моря — глины до 40, алевроиты и пески до 50, песчаники до 10. *Морские осадки:* 4 — мелкий шельф — глины до 40, алевроиты и пески до 50, песчаники до 10; 5 — мелкий шельф — глины 45—63, алевроиты и пески 30—50, песчаники 5—7; 6 — глубокий шельф — глины 65—70, алевроиты и пески до 15, песчаники 15—20, 7 — пирит; 8 — глауконит; 9 — красцветность частичная; 10 — линии равных мощностей отложений гостерива и баррема; 11 — границы распространения литологических комплексов; 12 — предполагаемые источники сноса; 13 — площади, в пределах большей части которых в настоящее время отсутствуют отложения гостерива и баррема; 14 — предполагаемое крайнее восточное положение береговой линии гостеривского моря; 15 — направление сноса терригенного материала.

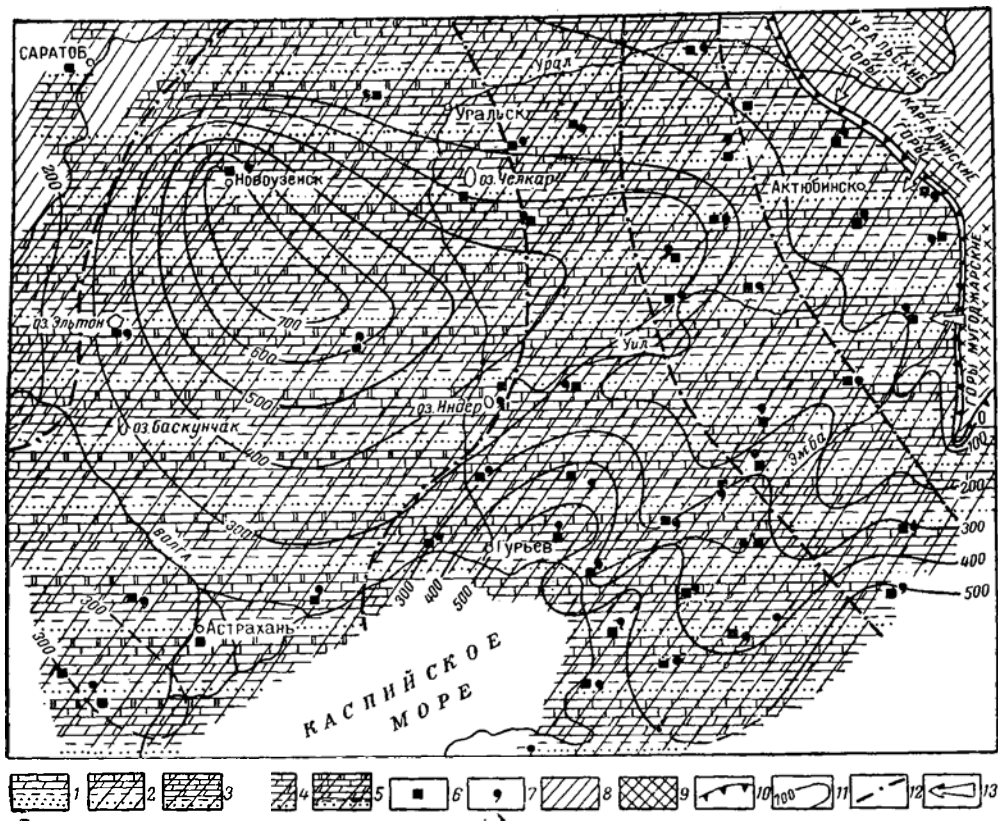


Рис. 10. Схематическая литолого-палеогеографическая карта верхнемеловых отложений. (Составил С. Н. Колтыпин, использованы данные Е. П. Башлыковой, И. И. Коженикова по району сочленения Общего Сырта и Прикаспийской впадины и материалы А. Н. Ивановой, Э. Б. Мовшовича, Т. Н. Хабаровой, Я. С. Эвентова по Нижнему Поволжью.)

Содержание отложений дано в процентах.

Морские осадки: 1 — прибрежная часть моря — мел и мергели до 45 глины, алевроиты, пески и песчаники — до 55; 2 — прибрежная часть моря и мелкий шельф — мел и мергели до 50, глины, алевроиты, пески и песчаники до 50; 3 — мелкий и глубокий шельф — мел и мергели до 80—85, глины, алевроиты, пески и песчаники до 15—20; 4 — мелкий и глубокий шельф, с преобладанием обстановки мелкого шельфа — мел и мергели до 60—70, глины, алевроиты, пески и песчаники до 30—40; 5 — мелкий и глубокий шельф, с преобладанием глубокого шельфа — известняки, мел и мергели до 80—85, глины, алевроиты, пески и песчаники до 15—20.

6 — пирит; 7 — глауконит; 8 — площади, в пределах большей части которых в настоящее время отсутствуют верхнемеловые отложения; 9 — предполагаемые источники сноса; 10 — предполагаемое кайноисточное положение берегово-ливного



верхнемелового моря; 11 — линии равных мощностей сложений верхнего мела; 12 — границы распространения литологических комплексов; 13 — направление сноса терригенного материала.

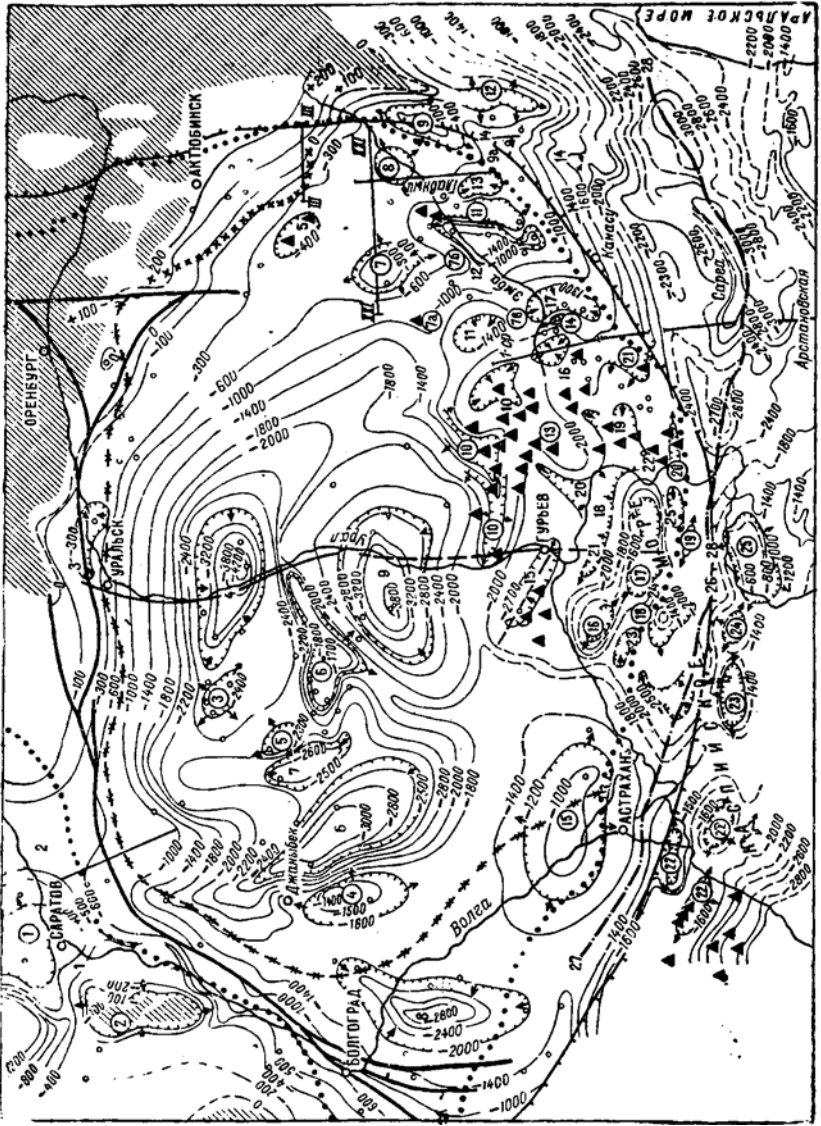


Рис. 11. Схема тектоники надсолевых мезозойско-кайнозойских (палеогеновых) отложений Прикаспийской впадины и образующих ее площадей (по С. Н. Колташину, 1966 г.).

а — изогипсы по подошве неокма (III сейсмического отражающего горизонта), Поднятия и выступы (цифры в кружках): 1 — Саратовское, 2 — Дону-Медведицкое, 3 — Бескудукское, 4 — Джаныбекское (Эльтонское), 5 — Малоузенское, 6 — Новоказанское, 7 — Караулкельдинское, 7а — Саркумский, 7б — Донгелесорский, 7в — Кангайский, 8 — Атракский, 9 — Коклектинское, 9а — Жатыкулский, 10 — Джантюркский, 11 — Аккуско-Хатский, 12 — Чущакулский, 13 — Корсакинский (Кузбакинский), 14 — Биекджальское, 15 — Астраханское, 16 — Шубарбинское, 17 — Шубарбинское, 18 — Северо-Каспийское, 19 — Западно-Прорванское, 20 — Прорванское, 21 — Кючю-Эмбенское, 22 — поднятия кража Карпинского, 23 — Западно-Бузаинское, 24 — Среднебузаинское, 25 — Бузаинское; впадины и прогибы: 1 — Сосновский, 2 — Ерусалинский, 3 — Рубжанский, 4 — Челкаская, 5 — Джанкская, 6 — Шалакунская, 7 — Жолпансорская, 8 — Волгоградская, 9 — Илдерская, 10 — Алимбайская, 11 — Карасайская, 12 — Чиркалинская, 13 — Цетырлинская, 14 — Причушкакульская, 15 — Гурьевская, 16 — Каспийскобузакская, 17 — Сарыкаская, 18 — Прибрежная, 19 — Карагонский, 20 — Байчунасский, 21 — Пешновский, 22 — Кокаринский, 23 — Морская, 24 — Бурулинский, 25 — Северо-Каспийская, 26 — Северо-Прорванский, 27 — Бехтемирский, 28 — Северо-

Устюртский. Границы распространения: б — соленосных отложений перми (сопадают на юге с границей соляных куполов), в — соляных анклядиалей соляных массивов и соляных куполов, г — соляных куполов, д — осей Бехтемирского и Северо-Устюртского прогибов; е — площади, на большей части которых размывы меловой системы; разломы в докембрийском фундаменте или в подсолевых отложениях палеозоя, по которым (или в пределах части которых) в мезозое и кайнозое, видимо, происходили тектонические движения; ж — достоярные; з — преддоярные (или в пределах догаемные), и — то же (достоярные и преддоярные), оканчивающие Прикаспийскую талину с юга и востока; к — точки наблюдения; л — сейсмические профили; м — нефтяные и газовые месторождения (с залежами нефти и газа в мезозойских отложениях).

лекунгурских отложений со склонами соляных ядер, т. е. участки наибольшей дислоцированности структур. Изучение же сводов куполов картировочным и структурным бурением велось очень ограниченно из-за мощного (300—500 м) плиоценового покрова.

Вследствие плохой изученности структур по отложениям мезозоя большинство глубоких поисковых скважин было заложено в неоптимальных структурных условиях. Чаще всего скважины преждевременно вскрывали соляное ядро, вследствие чего значительная часть разреза мезозоя оставалась неосвещенной. Неуверенность в положении склона соли вызвала своеобразную «солевую боязнь» при заложении скважин и последние часто отодвигались по падению от оптимальных структурных условий. В результате целый ряд структур, на которых пробурены одна-три скважины, выведены из разряда перспективных.

Совершенно неизученными остаются верхнепермские образования, нефтегазоносность которых доказана в восточной части Прикаспийской впадины.

Главным недостатком поисков в настоящее время является отсутствие общепринятой региональной тектонической схемы с выделением первоочередных и перспективных геотектонических элементов. В этих вопросах мнения исследователей расходятся куда больше, чем в стратиграфии мезозойских отложений данной территории.

Суммируя основные результаты геологических работ, проведенных в северо-западной части Прикаспийской впадины, необходимо отметить следующее.

В настоящее время нет единой

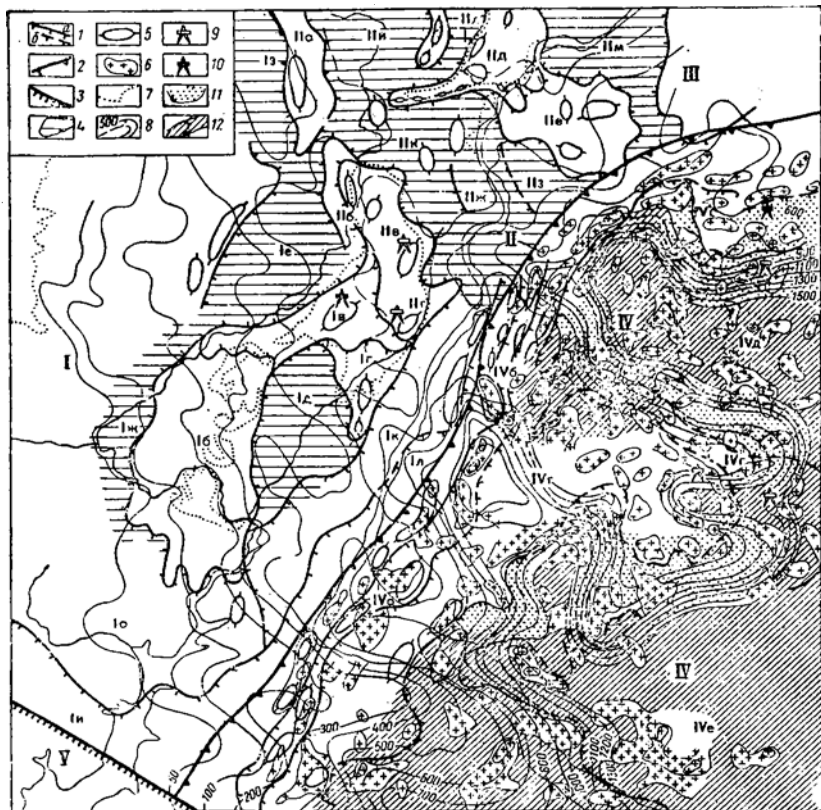


Рис. 12. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности литолого-стратиграфического комплекса юры — нижнего мела (по Л. Э. Левину и И. С. Толстому).

1 — флексуры осадочного чехла, установленные (а) и предполагаемые (б); 2 — бортовой уступ Прикаспийской синеклизы, 3 — северный надвиг Донбасса; 4 — крупные впадины осадочного чехла; 5 — локальные поднятия; 6 — соляные купола и антиклинали; 7 — границы районов отсутствия юрских и нижнемеловых отложений; 8 — изолинии суммарных мощностей юрских — нижнемеловых отложений; 9 — нефтегазопроявления; территории: 10 — высокоперспективные, 11 — перспективные, 12 — малоперспективные.

Тектонические структуры. I — Восточный склон Воронежской антеклизы (поднятия: Ia — Донские, Ib — Арчедино-Донские, Ic — Коробковские, Id — Чухонастовско-Липовские впадины, Ie — Ольховская, If — Терсинская, Ig — Михайловская, Ih — Аркадакская; моноклинали: Ii — Преддонецкая, Ik — Иловлинская, Il — Приволжская); II — Рязано-Саратовский прогиб (поднятия IIa — Ртищевско-Баладинские, IIб — Кленовско-Меловатские, IIв — Жирновско-Линевские, IIг — Уметовские, IIд — Саратовские, IIе — Генеральско-Степановские, IIж — Золотовские, IIз — Приволжские; впадины: Iи — Аткарская, Iк — Карамышская, Iл — Корсаковская, Iм — Марксовская); III — Жигулевско-Пугачевский свод — Балаковская вершина; IV — Прикаспийская синеклиза (поднятия: IVa — Сарпинско-Ленинские, IVб — Иловатско-Николаевские, IVв — Узени-Ичкинские, IVг — Акобский свод в составе: IVг' — Эльтонская вершина, IVг'' — Кайсацкая вершина; впадины: IVд — Новоузенская, IVе — Хакинская); V — Складчатый Донбасс.

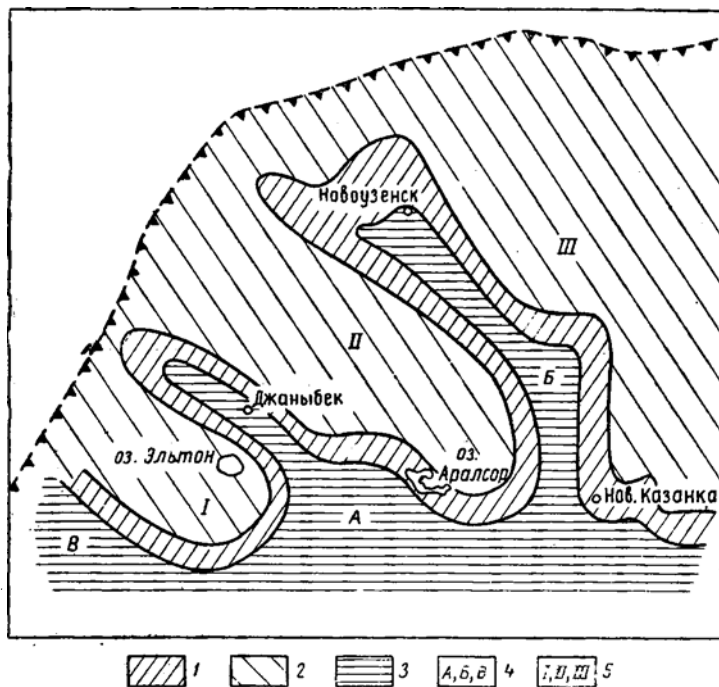


Рис. 13. Схематическая карта районирования территории центральной части Северного Прикаспия по перспективам нефтегазоносности юрских и меловых отложений. (Составили Е. П. Башлыкова и А. Г. Дрейсин, 1966 г.).

Участки: 1 — высокоперспективные, 2 — менее перспективные, 3 — перспективные; 4 — палеопригобы центральной части Северного Прикаспия по юрским и меловым отложениям А — Джаныбекский, Б — Узенский, В — Приморский; 5 — палеоприподнятые зоны центральной части Северного Прикаспия по юрским и меловым отложениям: I — Эльтонская, II — Ащезузенская, III — Фурмановская.

стратиграфической схемы надсолевого комплекса региона. Совместными усилиями сотрудников ВНИГРИ и геологов производственных организаций такая схема разрабатывается.

В результате исследований последних лет получены качественно и количественно новые объективные данные о геологическом строении надсолевых отложений северо-западной части Прикаспийской впадины. Они использованы в настоящей работе и могут быть приняты за основу согласованной тектонической карты надсолевого комплекса отложений, которая, в свою очередь, может стать основой для выбора направления поисковых работ на нефть и газ. Вскрытие нефтегазовых залежей в отложениях мезозоя и плиоцена подтверждает перспективу региона в целом. На это также указывают результаты битуминологических и гидрогеологических исследований.

Глава II

ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ НАДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В настоящей главе приводится краткая литолого-фациальная характеристика разреза по стратиграфическим комплексам на основании результатов детальных исследований, полученных при выполнении данной работы.

Палеогеновые и неогеновые отложения хорошо изучены и описаны рядом геологов (Васильев, Обрядчиков, 1962; Эвентов, 1960; С. С. Размыслова, М. В. Семина, 1968 г.), поэтому во избежание повторения характеристика этих осадков здесь не приводится.

Для выявления литолого-фациальных особенностей мезозойского осадочного комплекса, весьма полно развитого на исследуемой территории, изучены разрезы всех глубоких, параметрических, опорных и большинства структурных скважин, проведенных на площадях Уральской, Саратовской, Волгоградской и Гурьевской областей.

Для определения изменения фаций и мощностей отложений в региональном плане составлены межрайонные схемы сопоставления геолого-геофизических разрезов скважин для триасовой, юрской и меловой систем по двум меридиональным (*I—I*, *II—II*) и двум широтным (*III—III*, *IV—IV*) направлениям (рис. 14). Эти схемы охватывают 22 разреза, наиболее полных и характерных для изучаемого региона, находящихся в различных тектонических зонах. В качестве основных реперных горизонтов при построении схем сопоставления взяты наиболее выдержанные пачки пород — батиметрические реперы. В частности, для триаса — кровля песчано-глинистой пачки ($T_2—T_3$), для юры — подошва глинистой пачки байоса, для мела — подошва глинистой пачки альба.

Стратиграфическое расчленение и литологические колонки ряда скважин (скв. 2 а Матенкожа, верхние части разрезов скв. 1 Александровская и 4-п Буденовская) ввиду отсутствия жернового материала и определений фауны, а также вследствие не вполне типичных разрезов даются с определенной степенью условности на основании интерпретации данных электрометрии.

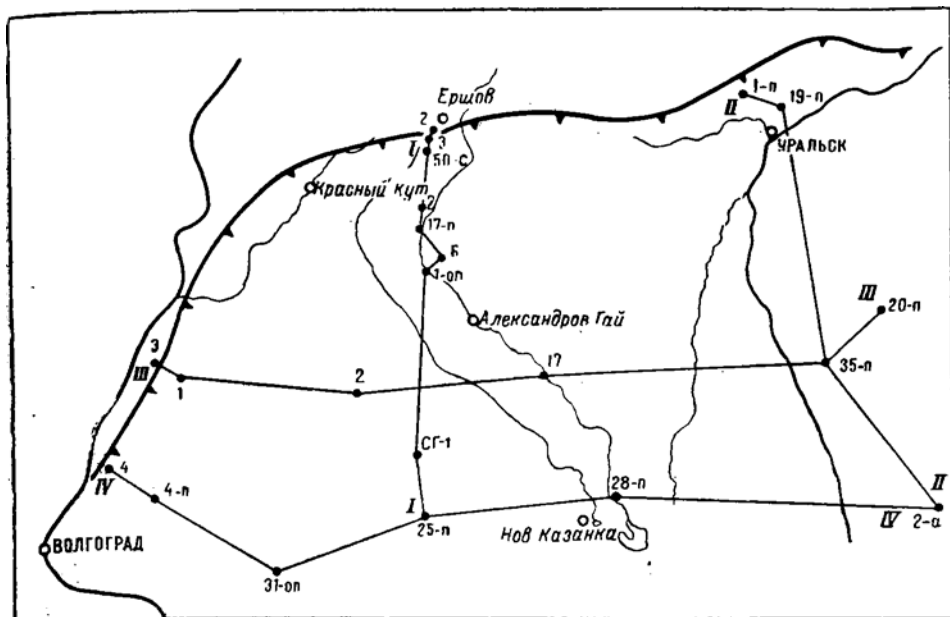


Рис. 14. Схема расположения корреляционных профилей.

ПЕРМСКАЯ СИСТЕМА

Верхний отдел

Верхнепермские отложения, выделяемые в объеме уфимского, казанского и татарского ярусов, широко развиты в Прикаспийской впадине. В восточной ее части в верхнепермских отложениях выявлены довольно крупные нефтяные залежи на площадях Кенкияк, Каратюбе и Шубаркудук. Поэтому изучение верхнепермских отложений имеет большой практический и теоретический интерес. В северной части междуречья Урала и Волги верхнепермские отложения вскрыты бурением единичными скважинами: 19-п Чувашинская, опорной Эльтонской и Аралсорской сверхглубокой.

По данным Л. Ф. Волчегурского, В. А. Демидова и др. (1969 г.) верхнепермские отложения выходят на дневную поверхность вблизи оз. Индер.

Отложения уфимского яруса выделены Н. И. Усковой (1953 г.) лишь в разрезе Эльтонской опорной скважины, где они представлены красноцветными глинами, чередующимися с мелкозернистыми песчаниками, кирпично-красными алевролитами и маломощными прослоями доломитов, залегающими между соленосными образованиями кунгура и известняками нижнеказанского подъяруса. Эту

толщу Н. И. Ускова расчленяет на три пачки: глины красно-бурые и буро-коричневые, слюdistые, алевритистые с тонкими прослоями доломита и алевролита, мощностью 18,5 м; песчаники кирпично-красные мелкозернистые — 1 м; глины красно-бурые, пятнистые с двумя прослоями доломитов — 3,5 м.

Общая мощность осадков уфимского яруса, вскрытых в Эльтонской скважине, составляет 23 м.

По данным Ю. М. Бутковского и И. И. Кожевникова (1964), на Общем Сырте в районах северного обрамления солянокупольной области развиты сульфатно-галитовые и карбонатно-сульфатно-терригенные осадки уфимской свиты и казанского яруса мощностью до 500 м.

В других частях площади исследований уфимские отложения еще не установлены.

Отложения казанского яруса вскрыты Эльтонской опорной скважиной и в районе оз. Индер (скв. 4). В западной части рассматриваемой территории — в районах Малого Богдо, Чапчачи и Худай-Бергена — они представлены известняками, доломитами, мергелями, известковистыми глинами и песчаниками.

Е. И. Соколова (1958) подразделяет отложения казанского яруса на нижнеказанский и верхнеказанский подъярусы. Породы, относимые к нижнеказанскому подъярису, установлены в западной части междуречья (Эльтонская опорная скважина).

Мощность нижнеказанского подъяруса в Эльтонской опорной скважине достигает 146 м, на горе Малый Богдо — 128 м, на горе Чапчачи — 70 м, в скв. 4 Индерская вскрытая мощность отложений, относимых к этому подъярису, составляет 130 м.

К верхнеказанским отложениям относится выделенная Е. И. Соколовой в районе оз. Индер красноцветная песчано-глинистая толща (глинисто-сланцевый ярус В. В. Мокринского) общей мощностью более 200 м.

Значительно различаются в литологическом отношении разрезы отложений казанского яруса на северном борту впадины. На Цыгановской и Солдатовской площадях к нижнеказанскому подъярису относится толща известняков, доломитов и алевролитов с фауной спириферового горизонта (калиновская свита) мощностью 11—20 м, к верхнеказанскому — гидрохимическая толща, представленная каменной солью с прослоями алевролитов, глин и ангидритов и толща коричневых глин, алевролитов и черных мергелей (сосновская свита). Общая мощность верхнеказанского подъяруса 20—83 м.

Е. И. Соколова, Н. А. Калинин и другие исследователи считают, что отложение карбонатных осадков в начале казанского века происходило в морских условиях, тогда как красноцветные породы верхнеказанского подъяруса накапливались в обширных мелководных континентальных бассейнах.

Отложения татарского яруса, так же как и казанские, в достаточной степени еще не изучены.

Е. И. Соколова в качестве образований татарского возраста приводит выявленные в разрезе горы Большой Богдо красновато-коричневые глинистые породы с прослоями бурых и красных песчаников. Видимая мощность толщи составляет 120 м.

В разрезах у оз. Индер татарский ярус представлен песчано-конгломератовой свитой (конгломератовый ярус В. В. Мокринского) мощностью в обнажениях до 108 м. Свита сложена песчаниками красноцветными или зеленовато-серыми, мелкозернистыми, содержащими прослои красных глин и линзовидные пропластки конгломератов. Последние состоят главным образом из угловатых галек красных глин, бурых, серых и красных песчаников.

По данным М. И. Богачевой и др. (1969), в Аралсорской сверхглубокой скважине верхнепермские (татарские?) отложения вскры-

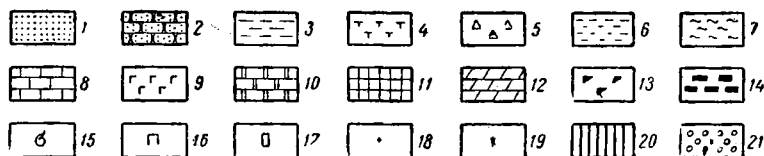


Рис. 15. Условные обозначения к рис. 16—27.

1 — песок; 2 — песчаник; 3 — глина; 4 — глина известковистая; 5 — опока; 6 — алевролит, 7 — алевролит; 8 — известняк; 9 — соль; 10 — доломит; 11 — мел; 12 — мергель, 13 — горючие и слабо битуминозные сланцы; 14 — каменный уголь; 15 — фауна; 16 — пирит; 17 — сидерит; 18 — фосфорит; 19 — красноцветность; 20 — нефть; 21 — горючие газы.

ты в интервале 5500—6841 м. Они сложены пестроцветными аргиллитами, чередующимися с глинами и алевролитами. С глубин 5904—5907 и 5930—5940 м были подняты красно-коричневые известковистые аргиллиты и светло-серые среднезернистые песчаники. Основанием для отнесения этой толщи к верхней перми послужила найденная в интервале 5526—5533,5 м раковина *Conchostraca*, которая, согласно определениям Н. И. Новожилова (Палеонтологический институт АН СССР), относится к виду *Pseudostheria antisepticirculata* Molin, известному в бызовской свите верхнетатарского подъяруса верхней перми Печорского бассейна. Нижняя граница татарского яруса в районе Аралсора пока не установлена. В интервале 5500—6005 м названные исследователи выделяют четыре пачки: аргиллит-алевролитовая, красноцветная (5874—6005 м); аргиллитовая, красноцветная (5635—5874 м); аргиллитовая с прослоями алевролитов (5525—5635 м); пачка переслаивания красноцветных аргиллитов и песчано-алевролитовых пород (5500—5525 м).

На северном борту (Цыгановская площадь) татарский ярус представлен красноцветными глинистыми и песчанистыми породами мощностью около 200 м.

Литолого-фациальный состав пород и характер фауны и флоры указывают на то, что осадконакопление в татарское время происходило в обширных континентальных водоемах и в дельтах рек. На-

блюдаемое сходство минералогического состава пород татарского и казанского ярусов свидетельствует о седиментации в татарский век за счет размыва пород казанского яруса.

Полностью разрез верхнепермских отложений в пределах рассматриваемой территории нигде бурением не пройден и данные об их мощности отсутствуют. По результатам сейсморазведки можно предполагать, что мощность верхней перми превышает 3,5 км. В пользу такого предположения свидетельствует материал скв. 2-г Кумсай (восточная окраина Прикаспийской впадины), где был вскрыт разрез верхней перми мощностью более 2000 м, который, по видимому, по полноте уступает разрезу верхнепермских отложений центральной части междуречья Урала и Волги.

ТРИАСОВАЯ СИСТЕМА

Нами вслед за В. В. Липатовой и Н. Н. Старожиловой (1965 г.) принимается трехчленное деление триаса на нижний, средний и верхний отделы (рис. 15—19). Выделение в последнее время рядом исследователей среднего отдела вносит серьезные изменения в сложившиеся представления о строении триасовой системы.

Нижний отдел

К нижнему триасу будем относить отложения ветлужской серии, которые в районе оз. Баскунчак представлены песчано-конгломератовой и песчано-глинистой толщами общей мощностью 70—100 м, сопоставляемыми А. Н. Мазаровичем (1939) соответственно с бузулукской и тананыкской свитами.

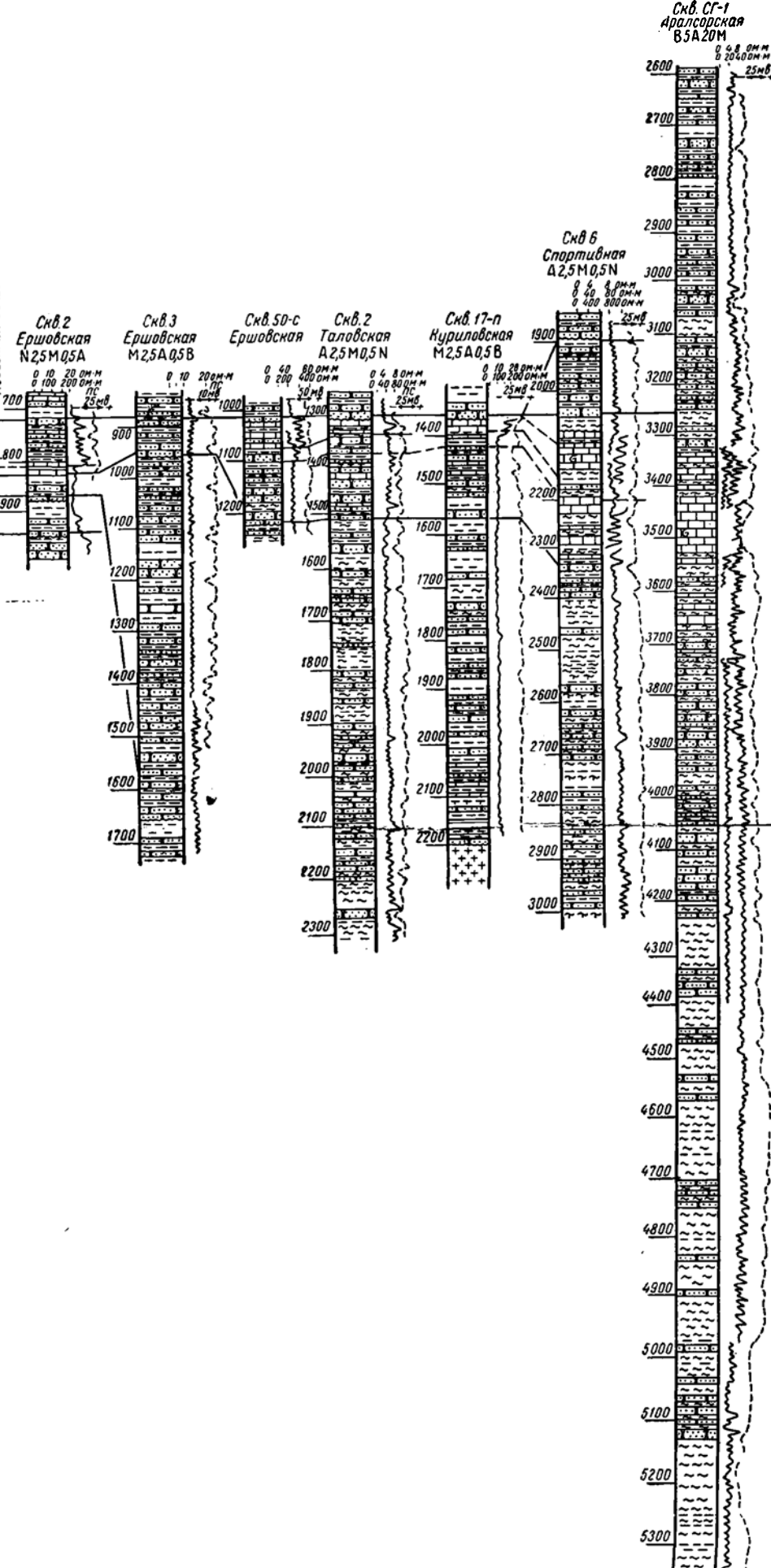
В разрезе Аралсорской сверхглубокой скважины нижняя граница ветлужской серии установлена на глубине 5500 м. Вскрытая нормальная мощность (пока наибольшая для Прикаспийской впадины) — 1775 м (интервал 3725—5500 м). Отложения ветлужской серии представлены красноцветными терригенными породами: аргиллитами алевритистыми красно-бурыми, песчаниками, чередующимися с глинами и алевролитами, и глинисто-алевритовыми красно-то-бурыми образованиями.

Исследователи МИНХ и ГП им. И. М. Губкина (Чарьгин, 1964) в образованиях нижнего триаса по литологическим признакам выделяют следующие пачки: аргиллитовую (4205—4280 м), песчано-алевролитовую (4125—4205 м), алевролито-аргиллитовую (3893—4125 м), песчано-алевролитовую (3782—3893 м) и аргиллитовую (3725—3783 м). Низы ветлужской серии в разрезе Аралсора (интервал 4205—5500 м) сложены аргиллитами, чередующимися с алевролитами.

Определенная из жерна Аралсорской скважины микрофауна подтверждает ветлужский возраст отложений, вскрытых в интервале 3725—5500 м.

В других районах отложения ветлужской серии выделены Е. И.

Пермская	Триасовая	Юрская	Система
P ₂	T ₁	J ₂	Отдел
P ₂ к	T ₁	J ₂ б	Ярус
		J ₂ ж	Пачка



Скв. 6-1
Аралскодская
Б5А20М

Юрская	Система	Отдел	J ₂
Юрская	Отдел	Ярус	J ₂ б
Ведущая пачка	Система	Отдел	J ₂
Ведущая пачка	Ярус	Пачка	J ₂ б
Мужская пачка	Система	Отдел	J ₂ б
Мужская пачка	Ярус	Пачка	J ₂ б
Юрская	Система	Отдел	J ₂ б
Юрская	Ярус	Пачка	J ₂ б
Юрская	Система	Отдел	J ₂ б
Юрская	Ярус	Пачка	J ₂ б

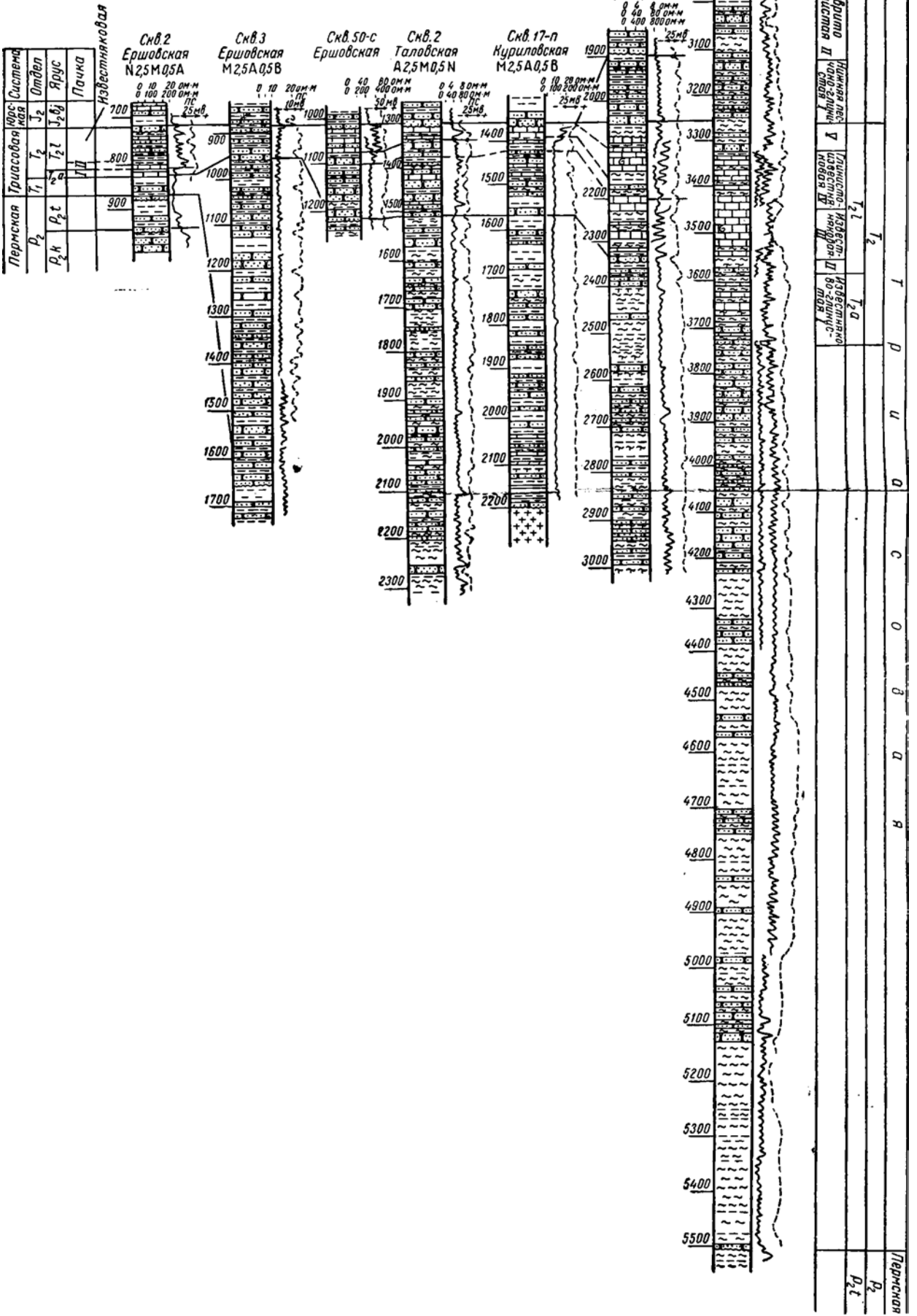


Рис. 16: Схема корреляции триасовых отложений по линии I—I. (Составил И. Г. Лага).

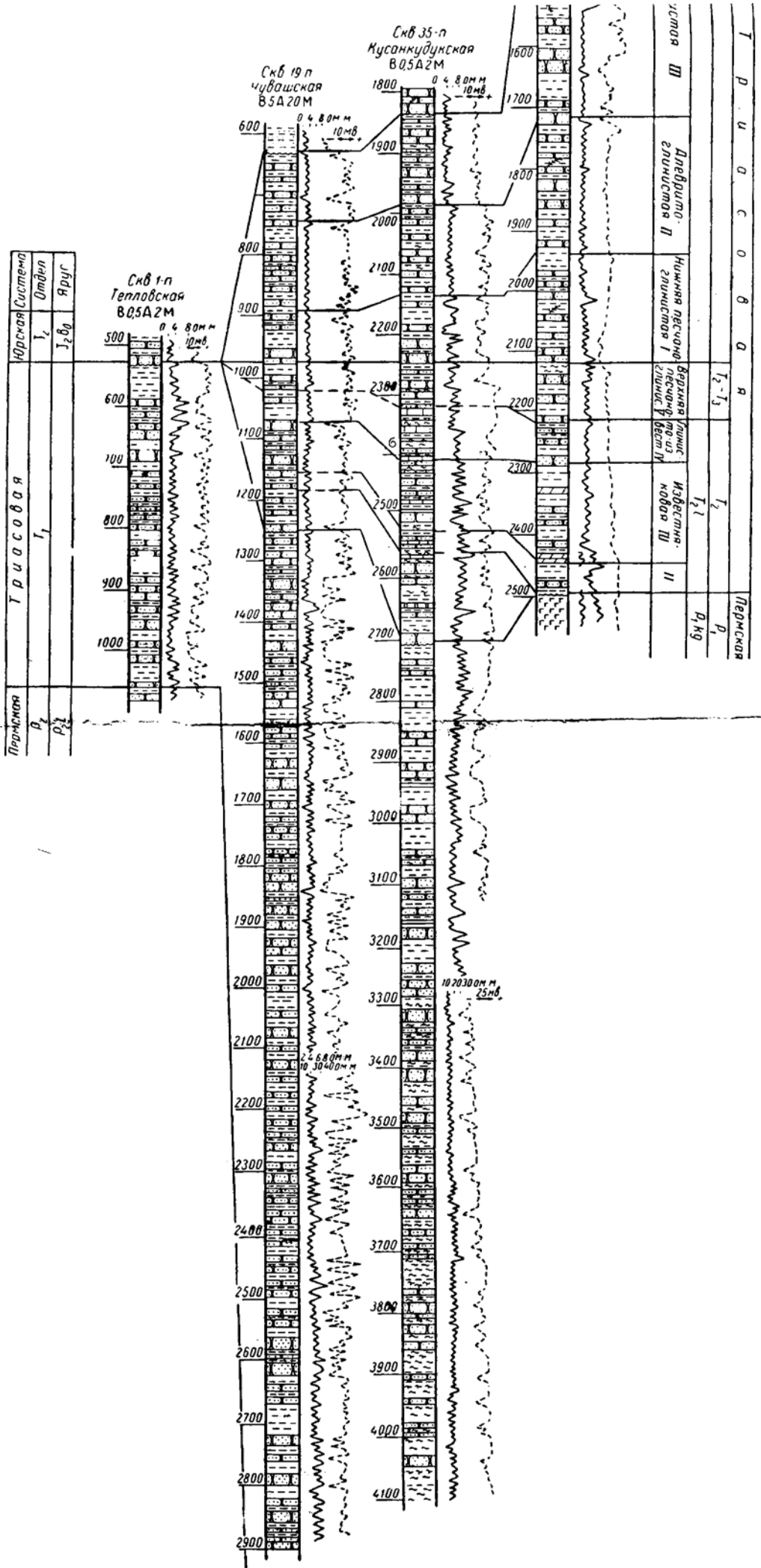


Рис. 17. Схема корреляции триасовых отложений по линии II—II. (Составил И. Г. Лата)

Скв 2а
Матенкожинская
В.5А20М

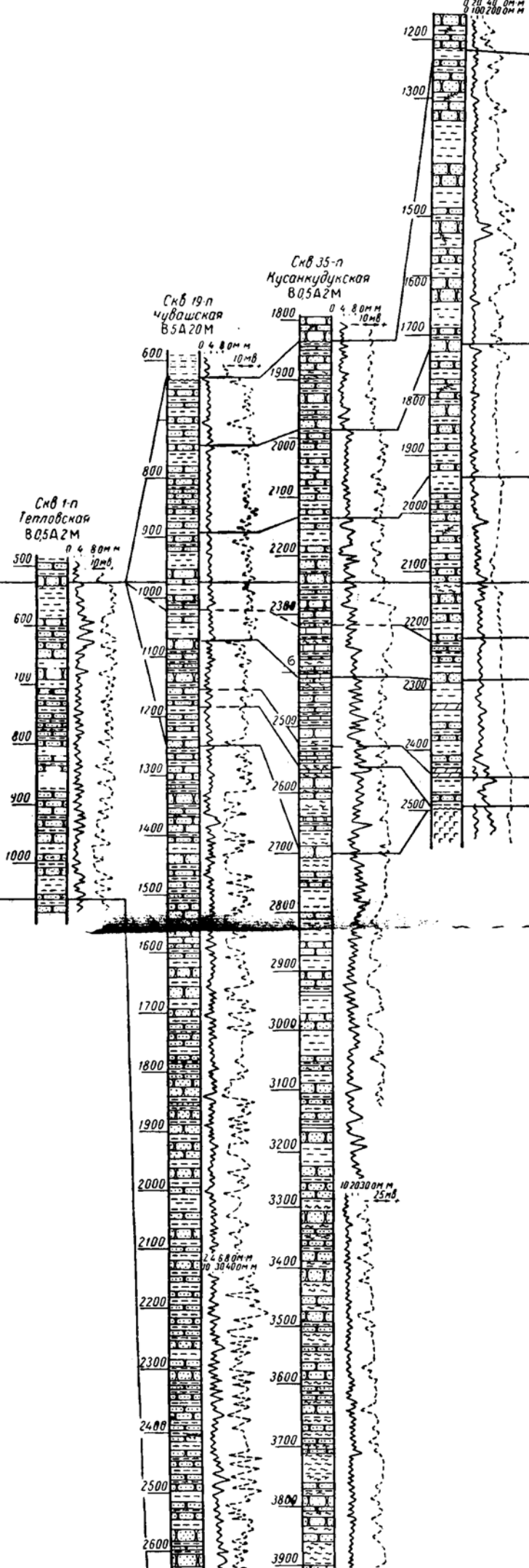
Система	Юрская	I	Юрская
Отдел	J ₁		
Ярус	J _{1b}		
Почка			Верхняя песчано-глинистая III
		II	Древняя глинистая II
		I ₂ -I ₃	Верхняя Юрская глинистая I
			Верхняя Юрская известняковая II
		I ₂	Известняковая III
			II
		P ₁	Пермская P ₁ кд

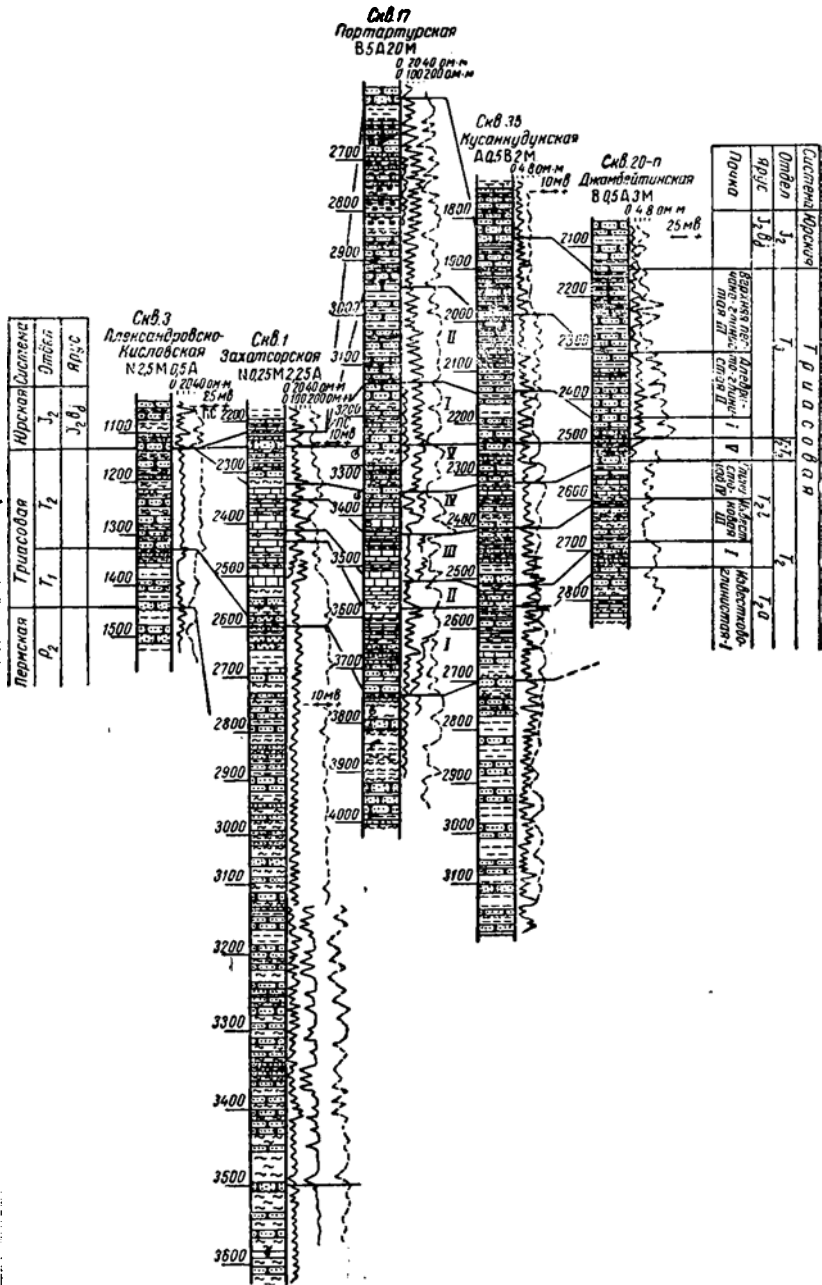
Скв 35-п
Кусанкуджинская
В.05А2М

Скв 19-п
Чувашская
В.5А20М

Скв 1-п
Тепловская
В.05А2М

Юрская Система	Отдел	J ₁
	Ярус	J _{1b}
Пермская	Отдел	P ₁
	Ярус	P ₁





с. 18. Схема корреляции триасовых отложений по линии III — III. (Составил И. Г. Лата).

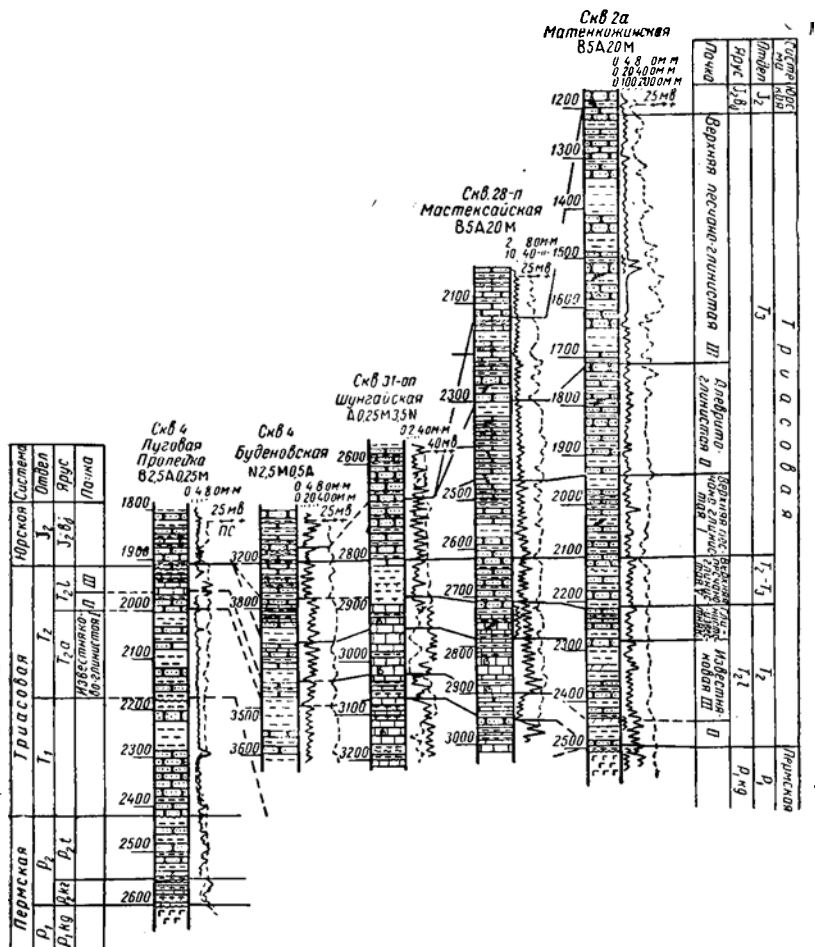


Рис. 19. Схема корреляции триасовых отложений по линии IV—IV. (Составил И. Г. Лата).

Соколовой в разрезах Индера, где они представлены красноцветной несчано-глинистой толщей, сопоставляемой с тананьжской свитой, и песчано-конгломератовой толщей, условно относимой к бузулукской свите. Характерно, что отложения ветлужской серии, так же как и породы верхнепермского возраста, не встречены в скважинах, пробуренных близ сводов соляных структур.

В северной и западной бортовых частях рассматриваемой территории трудно установить границы между отложениями ветлужской серии, подстилающими ее верхнепермскими и покрывающими

среднетриасовыми породами. Вместе с последними осадки ветлужской серии представляют пермо-триасовый осадочный комплекс.

В раннетриасовую эпоху накопилась мощная, в основном красноцветная, толща осадков, состоящая из аргиллитов, чередующихся с аргиллито-алевритовыми и песчано-алевритовыми пачками. Мощность ее (1775 м) и возраст с большой долей условности определены в скв. СГ-1 Аралсор на основании находок харовых водорослей и редких остракод (Васильев, 1968).

Раковинка цератитес, найденная ниже глубины 5500 м, позволила, хотя и условно, провести на этой глубине границу между пермью и триасом. Это единственная скважина, вскрывшая полный разрез нижнего триаса в центральной области впадины (в пределах рассматриваемой ее части). Целым рядом скважин отложения триаса пройдены в бортовой зоне, причем лишь скв. 19-п — в подзоне моноклинального погружения, а остальными — в подзоне бортового сочленения.

В скв. 19-п разрез нижнего триаса, выделенный условно (причем нижняя граница проведена по резкому исчезновению эпидота), по мощности примерно соизмерим с разрезом скв. СГ-1. В скважинах, пройденных в подзоне бортового сочленения, отложения нижнего триаса имеют сравнительно малую мощность: на северном участке 500—600 м, а на западном — 200—300 м. Большинство этих разрезов состоит из преимущественно песчаной и глинистой (снизу вверх) пачек, выделяемых многими исследователями соответственно в бузулукскую и тананыкскую свиты.

Текстурные особенности пород отдела, редкие находки фаунистических остатков и большие мощности отложений свидетельствуют о континентальной обстановке их накопления в условиях интенсивного прогибания земной коры. Физико-географическая обстановка была близкой к засушливой. Свидетельством этого являются красноцветные алеврито-песчано-глинистые осадки в сочетании со значительной степенью их карбонатизации.

В среднем по разрезу карбонатность пород отдела составляет приблизительно 10%, уменьшаясь снизу вверх. Так, если в нижней части она составляет 15—30%, то в верхней от 1—5% сходит на нет. Карбонатный материал большей частью встречается в виде равномерно рассеянных пелитоморфных частиц, заполняет трещинки аргиллитов и является цементом песчано-алевритовых пород.

Подобное явление наблюдается и в отношении окислов железа, количество которых также уменьшается снизу вверх. В верхней части разреза присутствуют сульфиды железа, заметно возрастает содержание органического вещества, а породы приобретают пестроцветную и сероцветную окраску.

• Довольно часто в породах встречаются включения ангидрида в виде отдельных скоплений удлиненных зерен и реже — образований округлой формы размером до 10 мм.

В глинисто-алевритовых породах наблюдается тонкая и косая слоистость, напоминающая эоловую. Содержание органического ве-

щества незначительное, в среднем 0,1—0,3 %, независимо от состава пород, что, по-видимому, можно объяснить как скудостью поступления органического материала в седиментационный бассейн, так и субаэральными условиями в бассейне.

О распределении мощностей можно судить только по бортовой зоне впадины, где, как уже упоминалось, на северном участке мощность примерно вдвое больше, чем на западном.

В разрезе нижнего триаса наблюдается некоторая ритмичность в чередовании типов пород, которую вряд ли можно связывать с изменениями тектонического режима. Скорее всего, она имеет экзогенную природу.

Таким образом, условия осадконакопления в раннем триасе в значительной мере были унаследованы от татарского века, красные цвета которого Н. М. Страхов (1962 г.) называет формацией аридных равнин. Отложение осадков происходило, видимо, в мелководных водоемах аллювиальным и эоловым путем. К концу раннего триаса условия осадконакопления несколько изменились, приблизившись к условиям гумидных равнин.

Средний отдел

Первые указания на присутствие в Прикаспийской впадине отложений среднетриасовой эпохи были сделаны Л. Д. Кипарисовой и В. В. Мокринским (1938 г.) на основании результатов исследований в районе оз. Индер. Возраст толщи глин, песчаников и известняков, залегающей на красноцветах пермо-триаса, был определен как нижнетриасовый и частью среднетриасовый. В дальнейшем (и по сей день) принималось двучленное деление триаса на нижний и верхний отделы. В истории геологического развития Русской платформы в целом это находит подтверждение, ибо среднетриасовой эпохе соответствует региональный перерыв в осадконакоплении. По В. В. Белоусову (1962), Русская платформа, воздымание которой началось в пермский период, к началу среднего триаса была полностью приподнята и находилась в таком состоянии до начала юрского периода, когда снова стала опускаться. Мощная же толща верхнего триаса (700—1000 м), отложившаяся и сохранившаяся в Прикаспийской впадине, несмотря на региональное поднятие территории в предъюрское время, является бесспорным свидетельством значительного опускания этой территории в поздне-триасовую эпоху. Из этого следует, что на общем фоне поднятия Русской платформы Прикаспийская впадина оставалась устойчивой зоной прогибания. Вопрос о том, была ли Прикаспийская впадина зоной прогибания и в среднетриасовую эпоху, пока остается спорным. Е. М. Люткевич (1967) указывает, что отложения среднего триаса были развиты только в краевых впадинах Русской платформы. Е. И. Соколова (1967 г.), отрицательно относящаяся к выделению среднего триаса в Прикаспийской впадине, все же допускает, что при детальном изучении остатков фауны, по крайней мере, верхняя часть ин-

дерской свиты окажется среднетриасовой, как это ранее предполагал В. В. Мокринский.

Добавим, что в триасовый период на юго-востоке Русской платформы имела место обширная трансгрессия, вклинившаяся в континент значительно глубже, чем предполагал А. Д. Архангельский и представляет Е. И. Соколова (1958, 1961, 1969).

Возвращаясь к исследованиям В. В. Липатовой, Н. Н. Старожиковой и других, отметим, что полученные палеонтологические данные позволили им выделить в Прикаспийской впадине все отделы триаса и сопоставить их с классическим германским разрезом триаса, состоящим из трех отделов, отчетливо различающихся по литологическим признакам: 1) пестрый песчаник, 2) раковинный известняк и 3) радужный мергель или кейпер.

Основываясь на последних палеонтологических данных, будем придерживаться трехчленного деления триасовой системы. Карбонатные отложения баскунчакской серии, относимые многими геологами к нижнему триасу, по аналогии с раковинным известняком Северной Германии будем относить к среднему отделу, за исключением верхней песчано-глинистой пачки, возраст которой В. В. Липатова (1967 г.) считает средне-верхнетриасовым (T_2 — T_3).

Поскольку нижний триас детально описан А. Г. Шлейфер (1968), а новых данных не получено (за исключением устных заявлений А. Г. Шлейфер о возможном пересмотре положения нижней границы триаса в скв. СГ-1 и поднятии ее несколько выше), то, как было указано, нижний отдел, сложенный однообразной толщей почти ритмично чередующихся, но плохо коррелирующихся красноцветных песчано-глинистых пород, в настоящей работе не описывается.

По литологическому составу средний отдел нами делится на пять пачек снизу вверх: известняково-глинистая (I), нижняя песчано-глинистая (II), известняковая (III), глинисто-известняковая (IV) и верхняя песчано-глинистая (V), по возрасту средне-верхнетриасовая (T_2 — T_3). Рассматриваемая часть разреза триаса В. В. Липатовой разделена на семь литологических и пять микрофаунистических зон. Известняково-глинистая пачка включает две нижние фаунистические зоны (с *Darwinula postinoznata* и *D. lauta*, *Lutkewichella bruttanae* и *L. minosa*), составляющие анизийский ярус. При этом следует заметить, что по литологическим признакам В. В. Липатова эту часть разреза делит на три пачки (песчаную, глинистую и глинисто-известняковую), видимо взяв за основу разрезы самой северо-западной части впадины (Саратовская область), где действительно такое деление более приемлемо. В центральной же области впадины эта часть разреза более однообразна и состоит из переслаивания карбонатных и глинистых пород с песчаними прослоями в подошве. При разделении разреза на литологические пачки нами учитывались более полные разрезы центральной области впадины.

Следующая, нижняя песчано-глинистая пачка соответствует зо-

не с *Glorianella culta* и *G. nderica* (глинистая — по В. В. Липатовой).

Вышележащие пачки — известняковая (III) и глинисто-известняковая (IV), соответствующие зоне с *Lauricythere vulgaris* и *L. piziformis*, В. В. Липатовой объединяются в одну — известняковую, что, очевидно, позаимствовано из разреза Шунгайской опорной скв. 31, где действительно эта часть разреза почти полностью состоит из известняков. Однако на большей (срединной) части описываемого региона четко прослеживаются две пачки: выдержанная по мощности, однородная известняковая и глинисто-известняковая, часто размытая в верхней части.

Названные фаунистические зоны составляют ладинский ярус.

Верхняя песчано-глинистая пачка соответствует нижней части зоны с *Gemanella schuegeri* и *G. paria*. Данная фаунистическая зона в составе двух литологических пачек (глинистой и песчаной) В. В. Липатовой рассматривается как средне-верхнетриасовая. Нами же верхняя часть зоны с *Gemanella* (песчаная пачка), имеющая региональное распространение и достигающая в центральной области впадины 25—35 м мощности, на основании данных палинолога М. И. Богачевой (1965 г.) по скв. 17 Порт-Артур, отмечающей широкое развитие в пачке кейперских спор семейства *Magatiaceae*, отнесена к верхнему отделу системы. О нижней части зоны с *Gemanella* (глинистая пачка по В. В. Липатовой или наша песчано-глинистая) необходимо заметить следующее.

Во-первых, установлено, что на многих участках эта пачка с разрывом и угловым несогласием залегает на глинисто-известняковой, зачастую размытой на 60—80%, а иногда и полностью (Эршансор, Акмамык, скв. 1 Болганмола, Карагай, Коктау, Северный Жетыбай, скв. 2 Новоузенская и др.). Во-вторых, по литологическому составу и условиям отложения она далеко не однородна: нижняя часть ее более песчаная, пестроцветная, верхняя — глинистая, преимущественно сероцветная. Петрографические исследования пород из этой пачки по скв. 28-п (Прошляков, 1962) показали, что по отношению к нижележащей (глинисто-известняковой) эта пачка пород образовалась в иной палеогеографической обстановке. Резкое увеличение количества и размеров обломочного материала и смена сероцветных известковистых песчаников в ее основании бескарбонатными буровато-серыми и бурыми известковистыми глинами позволяют говорить о регрессии моря, еще большем расчленении рельефа суши и наступлении континентальных условий. Подтверждением этому является наличие тонких, перпендикулярных наслоению обуглившихся прожилков в бурых глинах, напоминающих корневую систему, вокруг которых наблюдается голубовато-серая восстановительная зона. Верхняя, глинистая, часть пачки откладывалась уже в обстановке опресненной, прибрежной части морского бассейна.

Из изложенного можно сделать вывод, что после отложения глинисто-известняковой пачки IV территория региона испытала

относительное поднятие, и нижняя часть песчано-глинистой пачки V, видимо, представляет собой отложения регрессивной серии, сохранившиеся лишь в центральной области, так как в окраинной части впадины они были уничтожены (на территории Саратовской области — отсутствуют). Верхняя же, глинистая, часть пачки свидетельствует об относительном погружении региона, явившимся либо завершающим нисходящим движением среднетриасового цикла, либо первым в верхнетриасовом цикле колебаний земной коры описываемой территории. Нижняя граница отдела в центральной части региона проводится по подошве четко фиксируемого на каротажных кривых песчаного пласта, залегающего в основании известняково-глинистой пачки. По некоторым скважинам эта граница обоснована микрофауной (скв. СГ-1).

Средний триас, общей мощностью 490 м и более (юго-запад региона), в южной и срединной частях рассматриваемой территории сложен известняками, глинами и в меньшей степени песчано-алевритовыми разностями. Известняки серые, часто темно-серые и белые, скрытокристаллические, органогенно-шламовые (ракушнякавые), остракодовые, пелитоморфные, плотные, на куполах трещиноватые и кавернозные, часто битуминозные, иногда глинистые и алевритистые. В разрезе они слагают слои мощностью до 5—8 м и целую пачку мощностью 100 м и более.

Глины серые, темно-серые и буровато-серые (пачка V), в основном известковые, а в верхней и нижней частях разреза — песчано-алевритистые. Эти глины слагают пласти небольшой мощности и пачки II и V с прослоями песчаников и алевролитов. Песчаники серые, мелкозернистые, часто глинистые. Алевролиты серые, буровато-серые (пачка V), среднезернистые, глинистые.

Известняково-глинистая пачка I в нижней части сложена преимущественно глинами с прослоями известняков (на некоторых участках брекчированных), мергелей, иногда доломитов, алевролитов и песчаников (в подошве); в верхней части доминируют известняки с прослоями глин без песчаников и алевролитов. Мощность пачки составляет 140 м.

Нижняя песчано-глинистая пачка II, мощностью 20—25 м, сложена преимущественно глинами и прослоями песчаников и алевролитов. Известняковая пачка III, почти целиком представленная известняками, характеризуется выдержанной по площади мощностью, равной 110 м. Мощность глинисто-известняковой пачки IV, сложенной часто чередующимися слоями известняков и глин, меняется от 70 м (Мастексай) до 120 м (Аралсор).

Песчано-глинистая пачка V сложена в нижней части глинами с прослоями песчаников и алевролитов, а в верхней — глинами. Мощность ее колеблется от 60 до 90 м.

Все пачки четко прослеживаются в разрезах южной и срединной частей изучаемого региона и претерпевают почти полные фациальные замещения в западном (к р. Волге) и восточном (к р. Уралу) направлениях. В северном направлении пачки, уменьшаясь в мощ-

ности, с небольшими фаціальными замещениями присутствуют даже за бортовым уступом, в районе г. Ершова. Это наглядно иллюстрируется на схемах сопоставления триасовых отложений, изображенных на рис. 16—19.

Так, например, на широтной схеме *IV—IV* (рис. 19) видно, что максимальное развитие карбонатные осадки получили в районе скв. 31-оп Шунгайская. Здесь пачки I, III и IV почти целиком сложены карбонатными породами, в то время как к западу и особенно к востоку они постепенно, сначала I и IV (известняково-глинистые), а затем и известняковая, замещаются глинистыми породами (скв. 2а Матенкожа) при частичном присутствии их (известняковой пачки) в Волгоградском Поволжье (скв. 4 Луговая Пролейка). Интересно отметить, что району максимального развития карбонатных отложений соответствует и максимальная мощность отложений среднего триаса — более 530 м вместе с пачкой V ($T_2—T_3$). Изменения мощностей среднего триаса незначительные: на западе до 400 м, на востоке (до р. Урала) до 450 м.

Песчано-глинистые пачки на линии *IV—IV* имеют незначительные изменения литологического состава и мощности.

По более северной широтной линии *III—III* (рис. 18) ситуация несколько меняется. Разрез становится более глинистым. Карбонатные отложения получили наибольшее распространение в районе Порт-Артура (скв. 17), к северо-востоку от скв. 31-оп. По сравнению с шунгайским в портартурском разрезе процентное содержание карбонатных пород несколько снижается, уменьшается и мощность отложений среднего отдела, оставаясь, однако, максимальной для данного профиля — 490 м. По обе стороны от Порт-Артура мощность и литологический состав разреза меняются следующим образом: к западу мощность сокращается до 200 м, карбонатные породы замещаются алеврито-глинистыми; к востоку мощность уменьшается до 460 м (скв. 35-п), а карбонатные породы, в основном замещаясь алеврито-глинистыми, сохраняются в виде отдельных, незначительных по мощности прослоев доломитистых известняков и доломитов.

По линии *I—I* (рис. 16) схема сопоставления отражает общую картину изменения фаций и мощностей в северном междуречье Урал — Волга, от центральной области впадины до северного ее борта. Именно на этой части территории карбонатные отложения распространяются далеко на север, за бортовой уступ впадины.

Значительные фаціальные изменения в этом направлении претерпевает лишь известняково-глинистая пачка I. Слои известняков, постепенно утоняясь и замещаясь глинами, севернее Таловского поднятия исчезают из разреза. Глины с приближением к бортовому уступу большей частью замещаются песчано-алевритовыми разностями, которые, как и глины, имеют в основном буровато-красный цвет. Мощность пачки меняется от 150 до 120 м (у бортового уступа).

Вышележащие пачки II и III претерпевают небольшие фаціаль-

ные замещения (в пачке III на севере появляются прослои глины и песчаников). Мощности же этих пачек у бортового уступа уменьшаются почти вдвое по сравнению с центральной областью.

Пачки IV и V также испытывают небольшие фашиальные замещения при резком сокращении мощностей, особенно пачки IV. Так, уже в районе г. Новоузенска (скв. 6 Спортивная) мощности этих пачек составляют по 25 м каждая. При этом в пачке IV присутствует нижняя часть, а в пачке V — верхняя (глинистая). Севернее по этой линии пачки IV и V в разрезах отсутствуют вследствие размыва. Общее уменьшение мощности отложений среднего триаса по этой линии составляет приблизительно 270 м (от 470 м в районе скв. СГ-1 до 200 м у бортового уступа). За бортовым уступом (скв. 2 Ершовская) мощность отдела сокращается до 100 м в основном за счет нижней и верхней частей.

Литолого-фашиальные особенности среднего триаса восточной периферии исследуемого региона (левобережье Урала) по линии I—I, как и по линии I—I, не претерпевают больших изменений. По сравнению же с междуречьем отложения среднего отдела по этой линии качественно резко меняются — в сероцветном песчано-глинистом разрезе левобережья содержание карбонатных пород составляет небольшой процент (рис. 17). При этом представлены они отдельными сравнительно маломощными прослоями серых известняков, часто доломитистых, и доломитов, распространенных в основном южнее оз. Челкар. На северном конце линии II—II карбонатные породы встречены лишь в скв. 5-к Западно-Тепловской площади (интервал 570—601 м). Представлены они известняками зеленовато-серыми, красноватыми, глинистыми, редко песчанистыми, плотными, крепкими, массивными. В разрезе слагают сравнительно маломощные прослои среди ржаво-красных глин и зеленовато-серых песков.

Основная часть среднего триаса южнее оз. Челкар состоит из сероцветных известковистых и известковистых глинистых пород. Подчиненными являются серые песчано-алевритовые и карбонатные породы. Выделенные в междуречьи пачки прослеживаются здесь с трудом. Еще труднее коррелируются они на северном и южном концах линии II—II. Правда, к западу от ее южного конца процентное содержание карбонатных пород в разрезе резко возрастает.

Таким образом, среднетриасовые отложения распространены на всей рассматриваемой части Прикаспийской впадины.

Судя по текстуре пород и по палеонтологическим остаткам, средний отдел триаса сложен на большей площади морскими отложениями шельфового типа. Морской бассейн покрывал всю южную часть исследуемого региона и, постепенно сужаясь к северу, вклинивался в районе г. Ершова в северное обрамление впадины. Присутствие в разрезе обломочных и органогенно-обломочных (ракушнякавых) известняков, глинистых и песчаных пород, содержащих остатки морской макро- и микрофауны (обилие пелеципод и остра-

код), с одной стороны, и наличие переслаивающихся глин с пелитоморфными известняками — с другой, дают основание говорить о возможном существовании на данной территории в среднетриасовом бассейне двух батиметрических ступеней: верхней части шельфа (с прибрежной зоной) и нижней части его (в меньшей степени).

Отложение осадков происходило преимущественно в условиях теплого климата, нормальной солености вод бассейна и щелочной среды, на что указывает глинисто-карбонатный состав пород. Ослабление и усиление эрозионных процессов в области сноса обусловили накопление чередующихся глинистых и карбонатных осадков, способствовали захоронению органических остатков и предохранению их от окисления. Вследствие этого в осадке протекали восстановительные процессы, о чем свидетельствуют включения сульфидов железа, серая и темно-серая окраска пород.

На северо-западе и северо-востоке территории, где развиты красноцветные глинистые и песчано-алевритовые породы, содержащие прослойки известняковых гравелитов (на первом участке) и пестроцветных известняков (на втором), бассейн окаймляли обширные прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем.

На востоке территории (Приуральное левобережье) палеогеографическая обстановка изменялась более четко. Условия континентального осадконакопления сменялись морским мелководьем (верхний шельф и прибрежная зона).

Как предполагает Е. И. Соколова (1967 г.), материалом для образования глинисто-карбонатных пород отдела могли служить размывавшиеся глинисто-карбонатные толщи нижней перми и карбона, развитые в непосредственной близости в бассейне р. Медведицы. Определенным подтверждением этого служит наличие в разрезах скв. 1 и 2 Краснокутских включений известнякового гравелина и прослоев известнякового гравелита.

Добавим, что фаунистическая обоснованность среднего триаса в последнее время доказана Ф. Ю. Киселевским (1969 г.) и Л. Я. Сайдаковским (1962 г.). К наличию среднего триаса в Прикаспийской впадине склоняется также Е. И. Соколова (1969 г.).

Верхний отдел

Верхнетриасовые отложения развиты на всей рассматриваемой территории Прикаспийской впадины. В ее бортовой зоне вследствие предъюрского размыва в большинстве случаев сохранилась лишь нижняя часть отдела. В центральной области впадины большинством исследователей выделяется даже верхний ярус отдела — рэтский. Рэтский возраст отложений определен по комплексу спор и пыльцы. Верхняя граница яруса в наиболее полных разрезах (скв. СГ-1, 27-п) проводится однозначно, тогда как положение нижней разными исследователями устанавливается различно. Если Е. И. Соколова (1969) к рэту относит лишь самую верхнюю часть

разреза верхнего триаса (100 м в скв. СГ-1), то А. Г. Шлейфер (1968) к этому ярусу относит большую его часть (почти 400 м). Основная часть разреза пока условно расчленена Е. И. Соколовой на карнийский и норийский ярусы. Ввиду спорности и сложности данного вопроса верхний отдел мы разделяем по литологическому признаку на три пачки: нижнюю песчано-глинистую (I), алеврито-глинистую (II) и верхнюю песчано-глинистую (III), что отражено на рис. 16—19. Наиболее четко эти пачки прослеживаются в юго-восточной части территории (скв. 28-п, 35-п и др.), несколько труднее они разграничиваются в районе Порт-Артура и условно выделены на Аралсоре. Две нижние пачки соответствуют карнийскому ярусу, а верхняя — норийскому и рэтскому (по Е. И. Соколовой).

В разрезе верхнего триаса, несмотря на его континентальное происхождение, нашла отражение определенная цикличность колебательных движений земной коры в поздне триасовую эпоху. Нижняя треть разреза (песчано-глинистая пачка) состоит из чередования песчаных и глинистых пород, средняя — довольно однородная по составу (алеврито-глинистая) и верхняя — снова сложена пластами песчаных и глинистых пород (верхняя песчано-глинистая пачка). Такое деление разреза, однако, не согласуется с предлагаемым расчленением (попытками расчленения) отдела на ярусы. Обнаружение (впервые) остатков макрофауны в керне из Портартурской скв. 1 (интервал 2248—2255 м, известняк с прослойками глины и макрофауной) и скв. 35-п (1833—1843 м, глина) позволит в скором времени устранить это противоречие.

Наиболее полные и мощные разрезы верхнего триаса приурочены к центральной области Прикаспийской впадины. Сложены они глинами, песчаниками, алевролитами и редкими прослоями известняков. Глины алевритовые, часто песчанистые, известковистые, иногда слабо известковистые (в верхней части разреза), окрашены в серые и темно-серые, буровато-серые и пестрые цвета. Песчаники преимущественно серые и зеленовато-серые, реже бурые, кварцевые, в меньшей степени полимиктовые, мелко- и среднезернистые. Алевролиты примерно тех же цветов, глинистые, песчанистые, известковистые.

Обломочная часть пород верхнего триаса состоит из кварца, полевых шпатов, мусковита, редко халцедона. Частицы слабо отсортированы, угловатые. Из эпигенетических минералов присутствуют хлорит, гематит и сульфиды железа. Содержание обломочной части в глинах составляет от 5 до 35%. В сероцветах присутствует много органического вещества. В районе Порт-Артура, в верхней части разреза, развиты пласты черного угля, относящегося к переходной стадии — от бурого к каменному.

Общая мощность отдела в центральной области впадины составляет 500—900 м.

В бортовой зоне кроме значительного изменения (уменьшения) мощности наблюдается изменение состава и цвета пород. Последний становится буровато- и красновато-коричневым.

Как видно из схем сопоставления разрезов верхнего триаса (рис. 16—19), в самой южной части территории мощность отложенный увеличивается с запада на восток (более 150 м в районе скв. 31-оп), достигая на левобережье Урала 900 м (скв. 2а Матенкожа). При этом в составе пород особо заметных изменений не происходит.

Севернее, по линии III—III, максимальные мощности отложений верхнего триаса приходится на район от Порт-Артура до р. Урала. Восточнее, на левобережье, мощность резко уменьшается и в скв. 20-п она вдвое меньше, чем в районе Порт-Артура. Значительные изменения состава пород по этой линии наблюдаются лишь в верхней, песчано-глинистой пачке. Если в районе Порт-Артура она состоит из глин с пластами песчаников и углей, то на левобережье разрез ее в основном песчаный, без прослоев углей.

По линии I—I большая мощность отложений верхнего триаса сохраняется лишь до района Новоузенска, несколько севернее присутствует лишь нижняя часть отдела, а еще севернее верхний триас почти повсеместно размыт. Литологический состав в этом направлении изменяется незначительно.

По линии II—II наряду с изменением мощности меняется и литологический состав. Если на юге мощность составляет 900 м и в разрезе преобладают глины, то севернее, в районе скв. 35-п, мощность уменьшается до 400 м, а преобладающими становятся песчаные породы. Еще севернее, на Уральском участке бортовой зоны, разрез опять становится более глинистым, с большим содержанием алевритовых пород. Если породы южных разрезов преимущественно серого цвета, содержат равномерно рассеянные и в виде микропрослоев растительные остатки, а также небольшое количество сульфидов железа, то на севере цвет пород в основном желтовато-бурый и кирпично-красный (за счет гидрослюд и окислов железа), а органический материал почти отсутствует. Мощность отложений меняется незначительно — от 400 м в районе оз. Челкар до 340 м в районе г. Уральска (скв. 19-п).

В бортовой зоне верхний триас изучен очень слабо и выделение его здесь условное. По нашему мнению, предположительно полные разрезы вскрыты скв. 1 и 2 на Краснокутской площади и скв. 19-п мощностью соответственно 88 и 114 м. Отнесение их к верхнему триасу дается В. В. Липатовой (1967) с большой долей условности.

Об отложениях верхнего триаса западного участка бортовой зоны сведений пока нет. Однако большие полнота и мощность разреза всего мезозоя по сравнению с северным участком, где верхний триас установлен по спорово-пыльцевым комплексам и по залеганию на карбонатных отложениях среднего отдела, позволяют предполагать, что отложения верхнего триаса распространены и в этом районе.

Несмотря на некоторые различия в составе пород отдела, палеогеографическая обстановка в поздне триасовую эпоху на рассматриваемой территории была довольно однообразной. Осадконакопление в поздне триасовую эпоху происходило в континентальных мел-

ководных, часто сильно опресненных водоемах. На это указывают состав глинистых минералов в глинах (гидрослюда, каолинит, монотермит), присутствие в отложениях спор водорослей, а на некоторых участках — углей (Порт-Артур).

В разрезе отдела есть пласты, хорошо прослеживающиеся на большой территории, что свидетельствует о происходящем временами соединении отдельных водоемов в единый бассейн. Это, видимо, является отражением их параллической природы. Иногда в водоемах развивалась фауна и известковые водоросли, частично обогатившие породы кальцитом (Порт-Артур). В основном же содержание кальцита очень низкое, что, по-видимому, связано с существованием в водоемах кислой среды. Последняя возникла в результате разложения массы органического вещества в анаэробной среде, о чем свидетельствует большое количество сохранившихся растительных остатков. За счет разложения органического материала в осадках возникла восстановительная среда, что подтверждается преимущественно темно-серым цветом пород и присутствием в них сульфидов железа. Такие условия осадконакопления существовали в основном в центральной части территории. Отложения северной и западной окраин региона накапливались, по-видимому, в области приозерных аккумулятивных равнин, временами подвергавшихся затоплению, т. е. в субаэральных условиях.

ЮРСКАЯ СИСТЕМА

Юрская система рассматривается в составе двух отделов: среднего и верхнего. Ранее условно выделялся и нижний отдел. Исследования Г. М. Аванисяна и А. И. Сарычевой (ВНИИНГ, 1966 г.) показывают, что нижнеюрские отложения на данной территории отсутствуют. По данным Г. М. Аванисяна, северная граница распространения лейаса проходит примерно по линии Элиста — Астрахань.

Как видно из схемы сопоставления разрезов по линии I—I (рис. 20), мощность средней юры увеличивается в южном направлении за счет наращивания слоев снизу. Схема отчетливо отражает трансгрессию юрского моря, наступавшего с юга. Это также послужило одной из причин для двучленного деления юрской системы.

Средний отдел

Большинством исследователей выделяются образования верхнего байоса и бата. Некоторые геологи пытаются в разрезе средней юры выделить и аален.

Рядом геологов (А. И. Сарычева, А. Г. Дрейсин, 1965 г.) отдел расчленяется на фаунистические зоны снизу вверх: *Garantio garantiana* ($J_2bj_2^2$), *Parkinsonia doneziana* ($J_2bj_3^2$), *Pseudocosmoceras michalskii* и *Parkinsonia wurttembergica* (J_2bt).

В настоящей работе ограничимся лишь делением на байосский

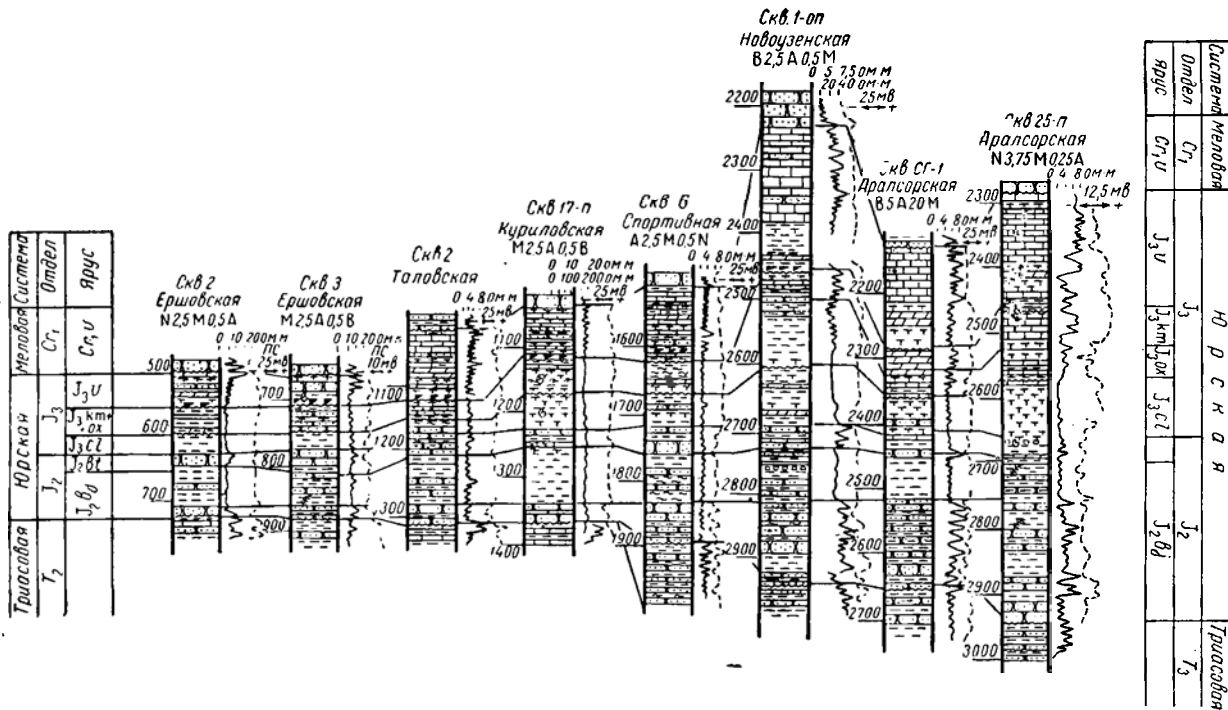


Рис. 20. Схема корреляции юрских отложений по линии I — I.
(Составил И. Г. Лата),

и батский ярусы. Проводимые нами границы отдела в большинстве случаев совпадают с границами, принятыми А. И. Сарычевой и А. Г. Дрейсиным; граница между батом и байосом проводится несколько выше, по кровле глинистой пачки, возраст которой (за исключением небольшой верхней части) заведомо байосский. В разрезах средней юры на большей, центральной, части рассматриваемой территории четко прослеживаются снизу вверх: алеврито-песчаная (140—150 м) и глинистая (50—90 м) пачки байоса и глинисто-песчаная пачка (30—50 м) бата.

Первая в нижней части сложена мелко- и разномерными серыми песчаными породами с обильными растительными остатками, прослоями алевролитов; в средней — наряду с песчаными присутствуют глинистые и алевритовые породы; в верхней — снова песчаные.

Вторая пачка сложена глинами темно-серыми, алевритистыми, в верхней части — с прослоями алевролитов и сидеритов.

Байосский ярус представлен серыми, мелкозернистыми песчаными породами с растительным материалом и в меньшей степени темно-серыми глинами и алевролитами.

По направлению к окраинам региона состав осадков меняется. На востоке увеличивается песчаность разреза до заметного преобладания, на западе в такой же степени изменяется глинистость.

На севере алеврито-песчаная пачка байоса почти отсутствует; состав глинистой пачки батского и батского ярусов меняется незначительно. На крайнем северо-востоке встречаются разномерные пески с плохоокатанными зернами (рис. 20—23).

Так, по линиям I—I и II—II литологический состав отложений меняется незначительно, мощность же уменьшается от 280 до 90 м по первому профилю и от 340 до 70 м — по второму.

По линиям III—III и IV—IV в разрезах западной и, особенно, юго-западной частей значительно увеличивается доля глин, пески становятся преимущественно глинистыми. Мощность же в этом направлении меняется незначительно: от 280 м в восточной части до 200—220 м в самой западной части региона.

Таким образом, основные фациальные замещения происходят в западной и юго-западной частях территории. Здесь наряду с увеличением глинистости разреза средней юры мельчает растительный детрит и уменьшается его количество. Изменяется и содержание фауны: от единичных солоноватоводных лингул и пеллеципод в восточной части территории до хорошо сохранившихся бентальных фораминифер и морских моллюсков — в западной. Очевидно, что в среднеюрскую эпоху на рассматриваемой территории существовал открытый морской бассейн шельфового типа. На востоке территории преобладали условия прибрежной зоны и равнины, заливавшихся вторгавшимся морем, тогда как на западе доминировало шельфовое море. Ко времени отложения глинистой пачки байоса это море покрывало почти всю изучаемую территорию, и осадконакопление стало носить более стабильный характер. Распределение типов пород

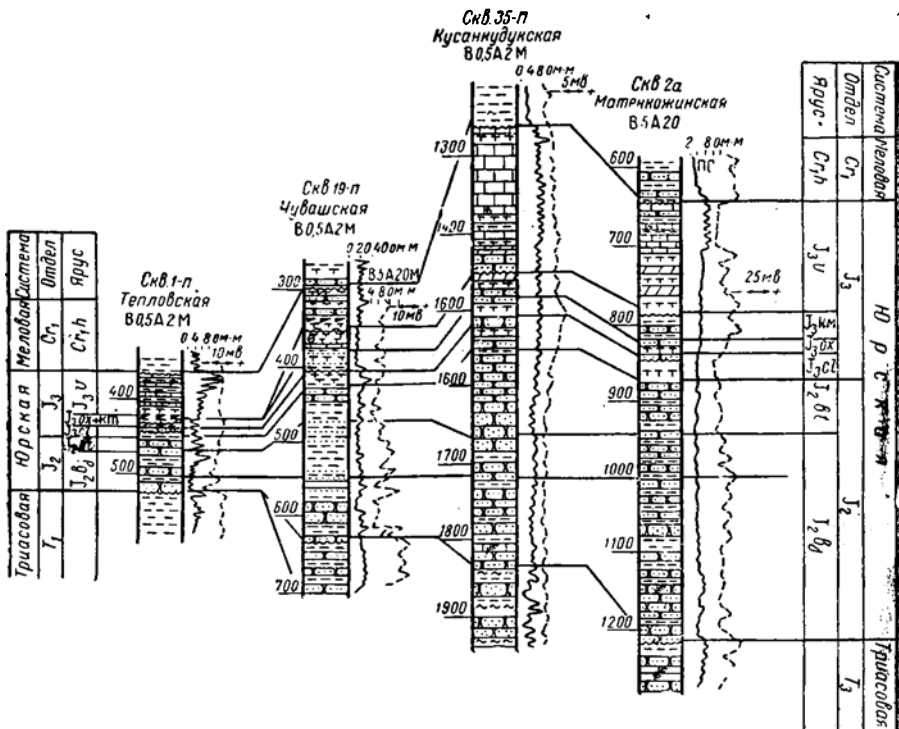


Рис. 21. Схема корреляции юрских отложений по линии II—II.
(Составил И. Г. Лата).

указывает на то, что и главная масса терригенного материала поступала с северо-востока и с востока.

Исследования Г. И. Тимофеева (1968) по методике Н. Е. Юркевича (определение солевого состава по водным вытяжкам из глин) показали, что гидрохимический режим бассейна седиментации в среднеюрскую эпоху был весьма неоднородным. Соленость нормального морского типа была в северо-западной и западной частях акватории бассейна. К востоку соленость уменьшалась и режим сменялся на солоноводный. Уменьшение солености вод бассейна к востоку и северо-востоку в совокупности с увеличением крупности обломочного материала указывает на подъем морского дна в этом направлении.

Как следует из результатов исследований Г. И. Тимофеева, окислительно-восстановительные условия накопления и диагенеза среднеюрских отложений, установленные по соотношению аутигенно-минералогических форм железа, составляют (в % от мощности разреза): слабо восстановительная геохимическая среда — 40, восстановительная — 58 и резко восстановительная — 2. Слабо восстанови-

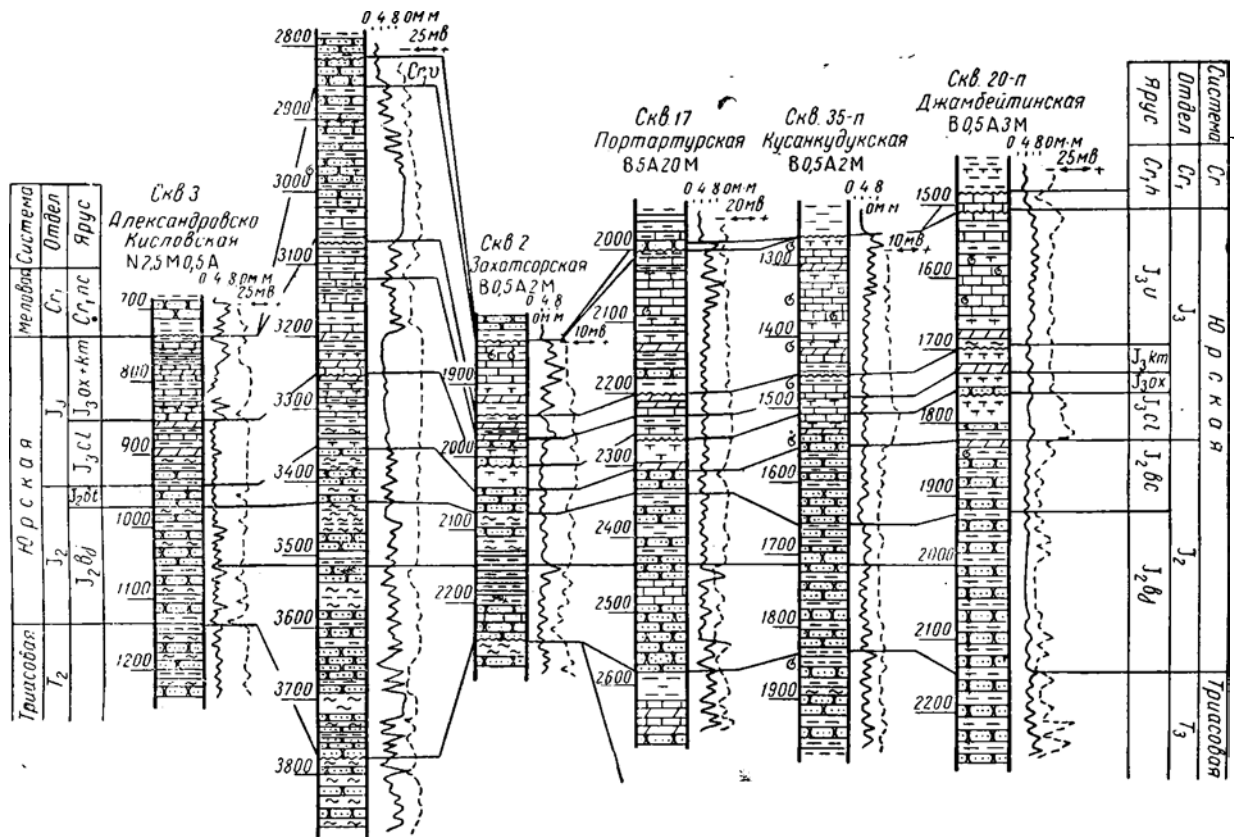


Рис. 22. Схема корреляции юрских отложений по линии III—III,
(Составил И. Г. Лата).

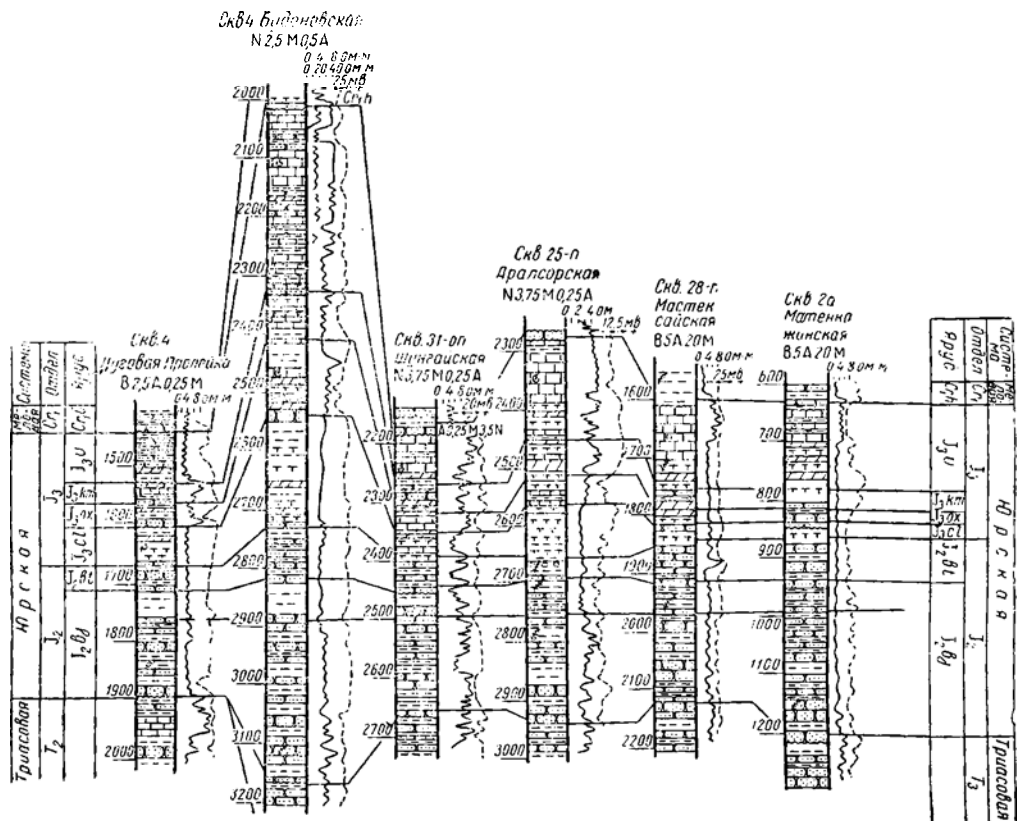


Рис. 23. Схема корреляции юрских отложений по линии IV—IV. (Составил И. Г. Лата).

тельная и восстановительная геохимические обстановки осадкообразования с преобладанием последней определены И. И. Шмайсом и Е. В. Беловым (1964 г.) по отношению к органическому веществу.

Верхний отдел

Осадки верхней юры, как и средней, присутствуют на всей описываемой территории. В результате обработки материалов Новоузенской, Эльтонской и Шунгайской опорных скважин (А. Н. Иванова, Н. И. Ускова, А. Г. Дрейсин и др.) в разрезах отдела выделены келловейский, оксфордский, кимериджский и волжский ярусы.

При составлении схем корреляции авторы брали за основу данные опорного бурения, а также использовали все материалы параметрического, глубокого и структурного бурения.

Верхнеюрские образования сложены на данной территории карбонатными, глинистыми и в небольшой степени песчаными и алевролитовыми породами.

В центральной области впадины келловейский ярус представлен глинами темно-серыми известковистыми, иногда алевритистыми и песчанистыми, с очень редкими прослоями мергелей и сидеритов; мощность отложений 40—50 м и более. Оксфордский ярус представлен глинами темно-серыми, известковистыми, пиритизированными, песчаными, с прослоями глинистого алевролита, иногда песчаника; мощность яруса 30—60 м.

Образования камериджа сложены глинами темно-серыми, слюдистыми, известковистыми, участками алевритистыми, с прослоями мергелей, известняков и алевролитов; мощность 35—55 м.

Волжский ярус состоит из двух пачек: нижней — карбонатно-глинистой и верхней — карбонатной. Нижняя пачка (зона с *Dorsoplantites panderi*) сложена глинами темно-серыми, иногда черными, с гнездами пирита, слабопесчанистыми, слюдисто-глауконитовыми, с прослоями серых мергелей, реже известняков. В бортовой зоне впадины присутствуют прослои горючих сланцев. Мощность пачки 60—80 м.

Верхняя пачка (зона с *Virgatites virgatus* и *Epivirgatites nikitini*) сложена в основном известняками светло-серыми, глинистыми (в верхней и нижней частях), с тонкими прослоями зеленовато-серой тонкоотмученной глины, пелитоморфными, с тонкорассеянными сульфидами железа. Средняя часть пачки состоит из известняка белого, слабоалевритистого, пелитоморфного. Мощность пачки 100—110 м.

Общая мощность отложений верхней юры составляет 280—300 м. На некоторых участках она сильно увеличивается, особенно в глубоких мульдах западной бортовой зоны, достигая 700 м.

Латеральные замещения состава верхнего отдела юры в основном происходят в бортовой зоне впадины (особенно на северном и северо-западном ее участках).

Общий план распределения фаций и мощностей верхнеюрских

отложений представляется следующим образом. В направлении с юга на север вместе с уменьшением мощностей происходит уменьшение карбонатности разреза и увеличение количества обломочных пород. В западном и, особенно, в юго-западном направлениях увеличение карбонатности разреза сопровождается увеличением его мощности. Так, по линии I—I мощность уменьшается от 300 м и более в центральной области до 110 м у бортового уступа. Следует оговориться, что в некоторых скважинах, например в Новоузенской опорной, мощность отдела значительно увеличена по сравнению с разрезами других скважин центральной области. Такие участки, не являющиеся глубокими (компенсационными) мульдами, отражают дифференциацию мощности структур второго порядка. В разрезах по этой линии постепенно снижается мощность карбонатных пород, и на севере они сохраняются лишь в волжском ярусе, причем уже в переслаивании с песчаными отложениями. Примерно такая же картина наблюдается и по линии II—II, с той лишь разницей, что здесь вообще процент карбонатности разреза ниже. Максимальные мощности отложений по этой линии приурочены к району южнее оз. Челкар (280—300 м). Еще южнее мощность уменьшается незначительно, до 240 м, а на севере, у бортового уступа, она составляет всего лишь 90 м.

По линии IV—IV происходит увеличение карбонатности разреза в западном направлении, где карбонатные породы становятся преобладающими. Мощность отложений к западу возрастает и далее, на бортовом уступе она соизмерима с мощностями центральной области. Например, в скв. 28-п мощность верхнеюрских отложений 240 м, а в скв. 4-п — 230 м. Максимальная мощность верхней юры, иногда более чем вдвое превышающая мощность ее в центральной области, вскрыта на участке западной бортовой зоны (скв. 4-п Буденовская).

По линии III—III наблюдается примерно такая же картина, но верхняя часть разреза (большая часть волжского яруса) представлена на западе прибрежными песчано-глинистыми осадками. Мощность отдела, как это видно на схеме (рис. 22), претерпевает значительные изменения. В центральной области (включая и левобережье Урала) мощность составляет 300 м, на западе в скв. 2 Захаторская — 200 м, в скв. 1 Александровская — 500 м и в скв. 3 Александровско-Кисловская — 200 м (без волжского яруса). Таким образом, по линии III—III мощности в центральной области впадины соизмеримы с мощностями на бортовом уступе. Данные по скв. 1 Александровская и 4-п Буденовская, пробуренным хотя и в глубоких мульдах с мощными разрезами, все же подчеркивают значительное увеличение мощности верхней юры на западном участке бортовой зоны. Разрез скв. 2 Захаторская имеет сравнительно малую мощность, что обусловлено наличием положительной структуры второго порядка.

При рассмотрении верхнеюрских разрезов территории наблюдается постепенное увеличение карбонатности снизу вверх. Если в

нижней части основную роль играют известковистые глины с редкими прослоями мергелей, то в средней увеличивается карбонатность (глины и мергели с прослоями известняков), а в верхней уже доминируют известняки. К этому необходимо добавить, что для разрезов северной и северо-западной окраин территории характерно присутствие прослоев горючих сланцев (волжский ярус) и фосфоритов (келловей — оксфорд). Последние свидетельствуют о региональных поднятиях, наиболее проявившихся в северной и северо-западной частях региона.

Характер верхнеюрских образований и обилие остатков морской стеногалинной фауны моллюсков (особенно аммонитов) и фораминифер, безусловно, указывают на накопление их в открытом морском бассейне шельфового типа. Значительная часть рассматриваемой акватории этого бассейна была удаленной от берега и соответствовала, по-видимому, нижней части шельфа. Окраины территории отличались несколько большим диапазоном батиметрических условий. Преобладают фации верхнего шельфа; в небольшой степени распространены осадки нижней его части. По данным Н. Г. Дрейсина (1965), на северо-востоке территории присутствуют и фации прибрежной равнины, временами заливавшейся морем (келловей и нижний оксфорд).

На западе территории кроме наиболее распространенных фаций нижнего и частично верхнего шельфа присутствуют осадки прибрежной зоны и, возможно, заливавшейся равнины. Это крупнозернистые кварцевые пески и известковые глины, которыми сложена большая часть волжского яруса.

По мнению В. Е. Хаина (1964), верхнеюрские горючие сланцы Поволжья могли отлагаться на больших глубинах в эпибатинальной зоне. Н. М. Страхов (1962) сланцы верхней юры изучаемой территории относит к образованиям неглубокого морского бассейна, характеризовавшегося развитием водорослевых лугов, дававших основу для генерации гумидного материала, который образовывал сланцевые пропластки. При углублении дна растительный покров, лишенный света, резко сокращался, и накопление органического вещества снижалось.

Рассматривая площадное распространение горючих сланцев в совокупности с фациями и мощностями включающего их волжского яруса в соответствующих районах, приходим к выводу, что образовались они в самой мелководной части позднеюрского бассейна, покрывавшего всю изучаемую территорию. И действительно, сланцы приурочены к северо-западному и северному участкам бортовой зоны Прикаспийской впадины. Эти участки характеризуются общим уменьшением мощностей яруса и латеральным замещением состава пород (становятся более грубыми), что, очевидно, связано с обмелением бассейна в этих направлениях. В центральной области впадины, за исключением дальнего левобережья Урала, сланцы не образовались, т. е. эпибатинальное происхождение их, видимо, исключается, несмотря на увеличение глубины бассейна (нижний шельф).

По данным исследований Г. И. Тимофеева (1968), на рассматриваемой территории, вероятно, повсеместно существовал бассейн нормального морского типа.

Обстановка формирования верхнеюрских отложений соответствовала преимущественно восстановительным геохимическим условиям (74% от мощности разреза), частично — слабо восстановительным (17%) и незначительно — резко восстановительным (9%).

МЕЛОВАЯ СИСТЕМА

Нижний отдел

На рассматриваемой территории отдел представлен всеми пятью ярусами. Готерив, баррем, апт и альб распространены повсеместно, валанжин присутствует в основном в северо-западной части (рис. 24—27).

К настоящему времени поярусное деление довольно хорошо обосновано палеонтологически и больших противоречий у исследователей не вызывает. Тем не менее некоторые разногласия по стратиграфии нижнего мела все же имеются. Так, большинство саратовских геологов отложения валанжина относят к верхневолжским, несмотря на то, что некоторыми из них (А. Н. Ивановой и Н. И. Усковой) в разрезе Новоузенской опорной скважины выделен лишь нижне-волжский ярус и нерасчлененный валанжин — готерив. Нет единого мнения относительно границ между альбом и аптом, а также между нижним и верхним отделами мела.

В отличие от подстилающих и покрывающих преимущественно карбонатных верхнеюрских и верхнемеловых отложений нижнемеловые образования повсеместно сложены терригенными осадками, карбонатные же составляют малый процент и присутствуют в виде единичных и редких прослоев темно-серого известняка.

Валанжин, по всей видимости являющийся базальным горизонтом нижнего мела, в зоне своего максимального распространения (северо-западная часть территории) сложен песчаниками серыми и зеленовато-серыми, кварцево-глауконитовыми, мелко- и среднезернистыми, с многочисленными включениями фосфоритовых желваков, слабо сцементированных известковистым цементом, битуминозных, с обуглившимися растительными остатками. Среди песчаников присутствуют тонкие прослои алевролита темно-серого, глинистого, битуминозного, с обуглившимися растительными остатками.

В пользу отнесения этих отложений к нижнемеловым, а не верхнеюрским (как считают саратовские геологи) свидетельствуют условия их залегания, наличие фосфоритовых желваков и брекчий, которые, как известно, указывают на перерыв в осадконакоплении и начало нового цикла седиментации.

В данном районе отложения валанжина газоны. Открытая пористость песчаника составляет от 3 до 23%, газопроницаемость — от 0,14 до 22 мд. Максимальная мощность валанжинского яруса 20—25 м.

По направлению на юго-восток мощность яруса уменьшается вдвое, распространение его становится локальным. Отложения его присутствуют в депрессионных зонах, а на юго-востоке региона — лишь в отдельных мульдах.

Готерив на значительной части региона сложен глинами серыми и темно-серыми, иногда зеленовато-серыми, алевритистыми, известковистыми, с остатками фауны, плотными, с прослоями глинисто-алевритовых и песчаных пород, редко известняка темно-серого, пелитоморфного.

Обломочная часть в глинах (10—15%) состоит из кварцево-глауконитовых зерен алевритовой размерности. В небольшом количестве присутствуют марказит и обуглившиеся растительные остатки. Мощность яруса в центральной области впадины 60—100 м.

Барремский ярус сложен в основном глинами серыми и темно-серыми, тонкоотмученными, алевритистыми, плотными, слоистыми, с ходами червей и остатками фауны. Обломочная часть глин представлена кварцем, мусковитом и хлоритом. Присутствуют марказит и обуглившиеся растительные остатки. В основании ярус сложен песчаными породами серыми и темно-серыми, мелко- и тонкозернистыми. Мощность барремского яруса 70—80 м и более.

Аптский ярус сложен преимущественно глинами темно-серыми, почти черными, плотными, тонкоотмученными. В основании яруса обычно залегает песчаный пласт (8—20 м); в верхней части разреза глины алевритовые, слоистые, с песчаными прослойками, с ходами червей и остатками фауны. Обломочный материал этих глин (до 35%) состоит из полуугловатых зерен кварца, реже мусковита, глауконита и единичных зерен циркона. В значительном количестве присутствуют марказит и обуглившиеся растительные остатки.

Альбский ярус по литологическому составу делится на две примерно одинаковой мощности пачки: нижнюю — песчаную и верхнюю — глинистую.

Нижняя пачка состоит из песчаников, глин и алевролитов. Песчаники серые и темно-серые, мелкозернистые, иногда с желваками фосфоритов, глинистые, слюдисто-глауконитовые, частью рыхлые. Глины серые и темно-серые, слюдистые, иногда алевритистые и песчаные, частью тонкоотмученные. Алевролиты серые, глинистые, уплотненные, переходящие в глины.

Верхняя пачка сложена глинами с прослоями песчаников. Глины темно-серые, слюдисто-алевритистые, слоистые. Песчаники серые, глинистые, слюдистые, рыхлые. Общая мощность отложений альба 150 м и более.

Общая мощность нижнего мела составляет 370—400 м.

Как следует из поярусного описания разреза, нижний мел в центральной области впадины сложен преимущественно глинами. Песчаные породы слагают в основном пограничные (базальные) слои между ярусами, достигая при этом иногда значительной мощности (25 м и более). Подобный разрез развит и в северной бортовой зоне с той лишь разницей, что мощность его сокращается более чем

двое, черные аптские глины становятся сланцевыми, а в базальных песчаных слоях появляются фосфориты. Несколько увеличивается количество прослоев мергелей. В западной же части региона наблюдаются более резкие латеральные замещения, выражающиеся в общем значительном опесчанивании разреза нижнего мела. Песчаные породы здесь разнозернистые. В них встречаются гравий и галька; много обуглившихся растительных остатков. Мощности значительно возрастают.

Некоторое опесчанивание разреза происходит и на левобережье Урала. Здесь заметно увеличивается количество алевроито-песчаного материала. Эти изменения состава пород хорошо видны на региональных схемах корреляции и литолого-фациальном профиле (рис. 24—28). Так, из схемы IV—IV следует, что значительная смена со-

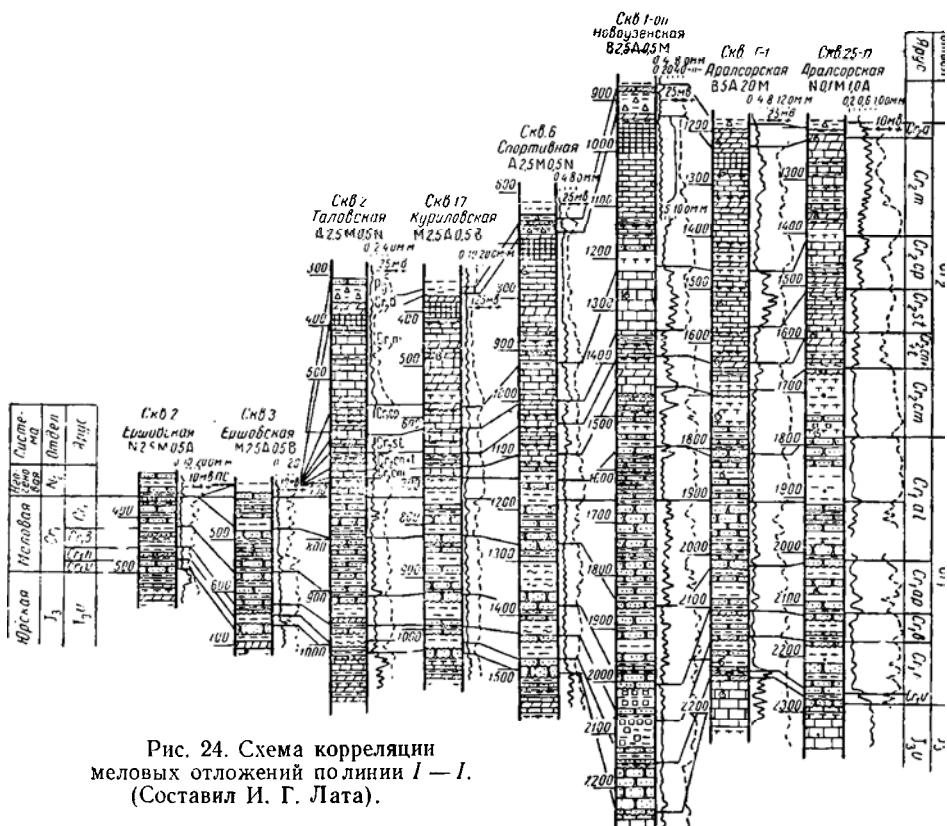


Рис. 24. Схема корреляции
меловых отложений по линии I—I.
(Составил И. Г. Лата).

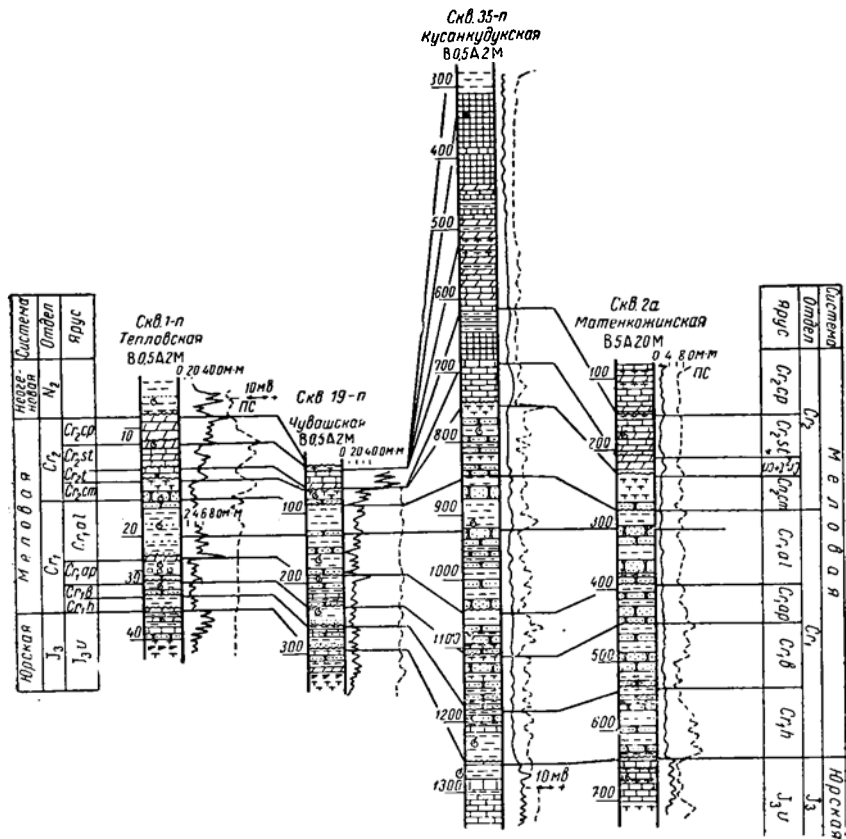


Рис. 25. Схема корреляции меловых отложений по линии II—II.
(Составил И. Г. Лата).

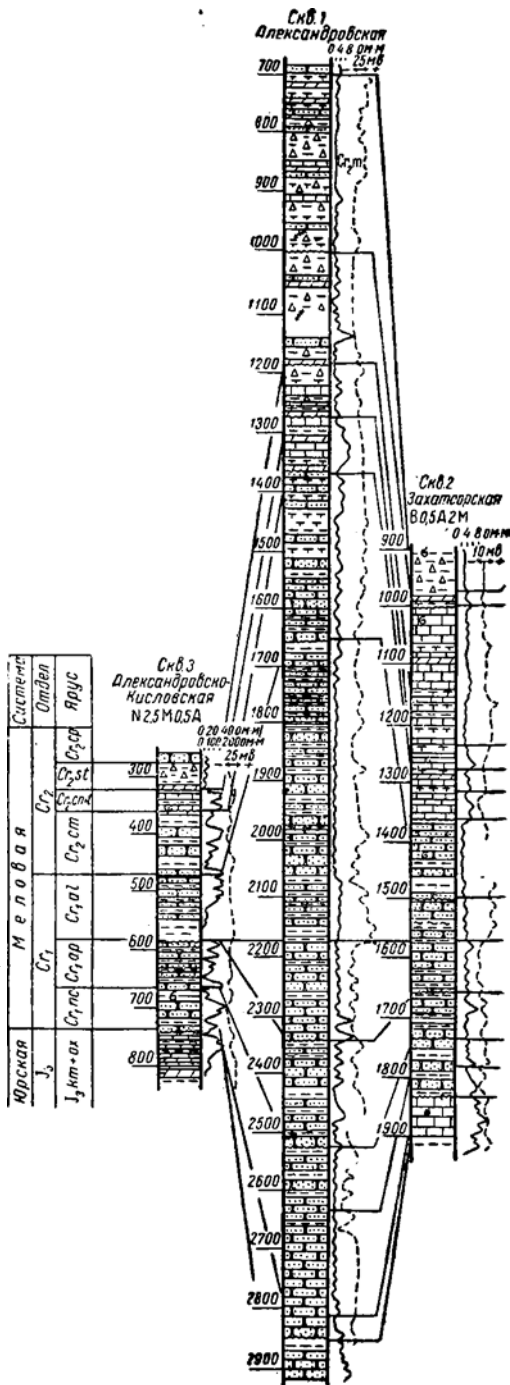
става происходит на участке между скв. 31-оп и 25-п. К востоку в разрезах основную роль играют глины, к западу — песчаные и алевритовые породы, а глины составляют довольно малый процент в виде прослоев и маломощных пачек. Такие же фациальные замещения наблюдаются и на схеме по линии III—III. Заметное опесчанивание начинается уже на Захатсоре (скв. 2). Содержание алеврито-песчаного материала увеличивается и в скв. 35-п и 20-п (левобережье Урала).

Сопоставление мощностей нижнего мела восточной и западной частей показывает, что на участке западной бортовой зоны в скв. 1 Александровская и 4-п Буденовская мощность отдела более чем вдвое превышает мощность центральной области впадины. Несмотря на то что эти разрезы приурочены к глубоким мульдам, они все же характеризуют значительное увеличение мощности в данной области. Такой вывод напрашивается при сравнении ее с северо-за-

падным и северным участками бортовой зоны, где мощность отдела почти вдвое меньше.

На схемах сопоставления разрезов по линиям I—I и II—II видно постепенное уменьшение мощности ярусов нижнего мела в направлении к северной окраине региона. Исключением является валанжин, мощность которого по линии I—I к северу увеличивается. Из этой общей закономерности выпадает также мощный разрез отдела (690 м) в скв. 1-ОП Новоузенская, который, очевидно, соответствует отрицательной структуре второго порядка.

Состав нижнемеловых пород и содержащихся в них палеонтологических остатков свидетельствует о существовании на рассматриваемой территории в нижнемеловую эпоху открытого морского бассейна шельфового типа. Батиметрические условия осадконакопления в бассейне несколько различались по площади и в небольшой степени менялись во времени. Так, на западе, в районе распространения преимущественно песчаных пород с бедными остатками фауны (фораминифер и редких пелеципод с толстостенной раковиной), преобладали условия прибрежной зоны, сменяв-



шиеся (во время расширения трансгрессии) эпинеритовой зоной (верхний шельф). С другой стороны, развитие песчаных осадков указывает на близость источника сноса, который видимо, являлся основным поставщиком терригенного материала для всего рассматриваемого региона. К востоку от этого района, на площадях развития преимущественно глинистых пород, бассейн отличался большой глубиной, на что указывают многочисленные остатки мелких тонкостенных, довольно хорошо сохранившихся пелеципод и аммонитов (получивших развитие в аптский век), тонкий минеральный материал и горизонтальная слоистость. Преобладала спокойная обстановка отложения, временами сменявшаяся обмелением, со-

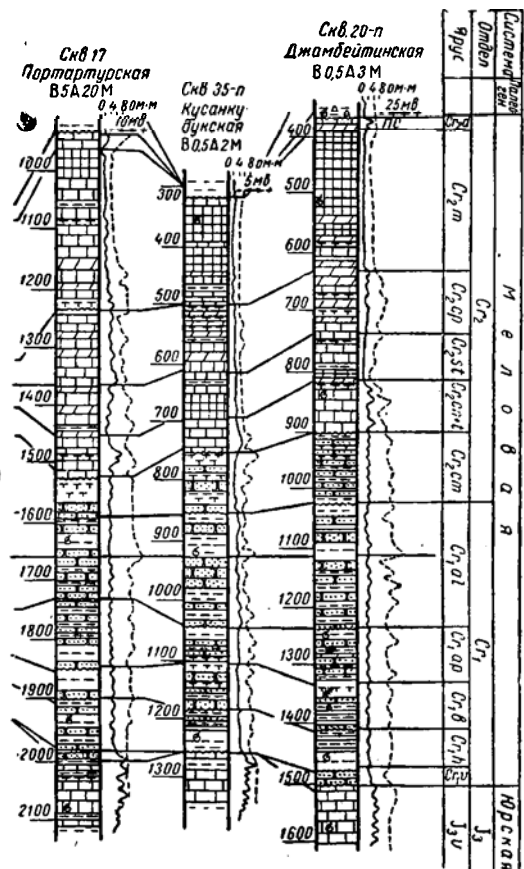


Рис. 26. Схема корреляции меловых отложений по линии III — III. (Составил И. Г. Лата).

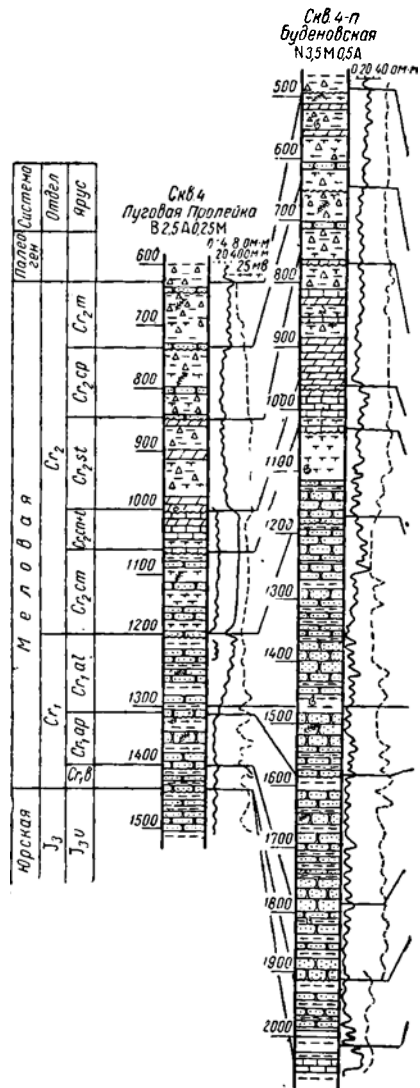
провождавшимся увеличением динамичности воды. Очевидно, батиметрические условия накопления осадков существовали в основном

в нижней части шельфа и временами сменялись условиями, соответствующими верхней его части. Некоторое увеличение количества песчаного материала в разрезах левобережья, по-видимому, свидетельствует о влиянии еще одного источника терригенного материала, расположенного на востоке.

Результаты исследований Г. И. Тимофеева и других показывают, что нижнемеловой седиментационный бассейн по сравнению с верхнеюрским был более опресненным, особенно в краевых частях, на западе северо-востоке. Здесь режим был солоновато-водный, а на остальной части территории приближался к нормальному морскому.

Опреснение бассейна, видимо, было связано с возросшим поступлением в него пресных вод с суши, что согласуется с терригенным составом осадков нижнего мела.

Окислительно - восстановительные условия формирования нижнемеловых отложений (по данным Г. И. Тимофеева) соответствуют обстановкам (в % от мощности отложений): слабо восстановительной геохимической — 43, восстановительной — 51 и резко восстановительной — 5.



Верхний отдел

На большей части рассматриваемой территории, за исключением окраин, отдел представлен всеми ярусами. В окраинных частях, особенно в северной и северо-восточной, верхние ярусы отдела почти полностью размывы палеогеновой и неогеновой трансгрессиями.

Принятое нами поярусное расчленение отдела основано на многочисленных материалах бурения, результатах определения фауны и в основном согласуется со схемами стратиграфии большинства ис-

следователей. Единственным отличием является нерасчлененность у нас турон-коньякских отложений. Причина совместного рассмотрения этих ярусов заключается в сходстве литологии и электрометрических данных и отсутствии надежных для установления возраста фаунистических остатков.

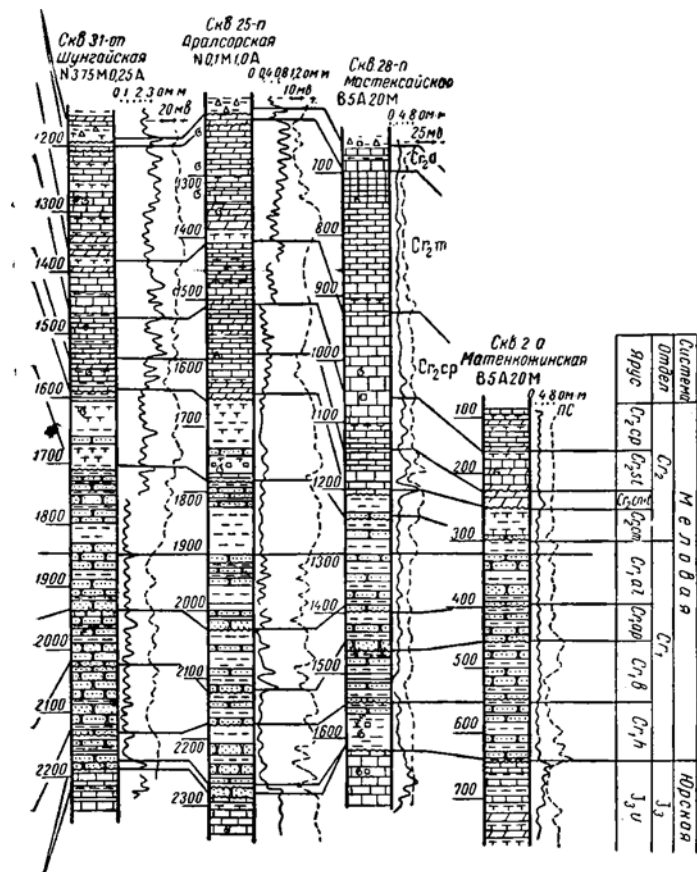


Рис. 27. Схема корреляции меловых отложений по линии IV—IV. (Составил И. Г. Лата).

Сеноманский ярус в центральной области впадины сложен глинами темно-серыми, большей частью известковистыми, частью алевритистыми, с обуглившимися растительными остатками, плотными, горизонтально слоистыми, с редкими прослоями песчаников, глауконито-кварцевых, известковистых и слабоизвестковистых алевритов. В основании залегают песчаные глауконито-кварцевые породы, плотные, с растительными остатками.

На севере и северо-востоке сеноман сложен глинами серыми, с зеленоватым оттенком, известковистыми, частью песчанистыми, с

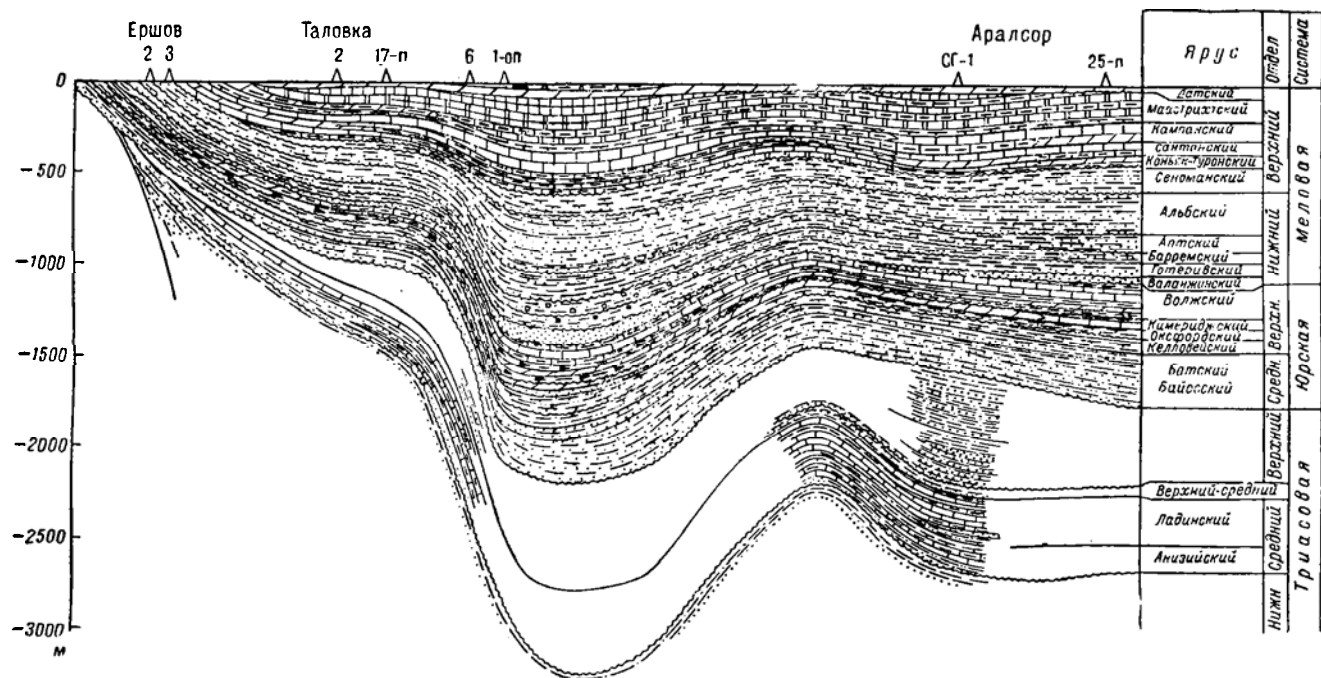


Рис. 28. Литолого-фациальный профиль по линии I — I. (Составил И. М. Бровар).

гнездами глауконита и пиритом, углистыми остатками и обломками раковин пелеципод. В основании залегают пески и песчаники серые и зеленовато-серые, глауконитовые, с фосфоритовой галькой в подошве. По данным Ю. М. Бутковского (1967), на некоторых участках в районе Уральска в верхнем сеномане (распространен локально) присутствуют четыре прослоя (до 0,4 м каждый) горючих сланцев серых, легких, известковистых. Общая мощность сеномана в районе Уральска достигает 40 м.

На западе сеноман сложен глинами серыми, известковистыми, алевритистыми, чередующимися с алевритами серыми и зеленовато-серыми, глауконито-известковистыми и глауконито-кварцевыми (в основании). В некоторых разрезах большую роль играют песчаники зеленовато-серые, известковистые. Это относится к Буденовской и Александровской параметрическим скважинам, в разрезах которых наряду с увеличением мощности (более 150 м) растет и песчанность.

Таким образом, в фациальном отношении несколько отличаются лишь разрезы западной окраины. В западном направлении возрастают мощности отложений сеномана — от 40—70 до 150 м и более. Увеличение мощности по сравнению с центральным междуречьем наблюдается и на левобережье Урала, где она достигает 100 м. В северном направлении мощности постепенно уменьшаются и в зоне бортового сочленения не превышают 40 м, чаще всего от 25 м до нуля.

Ниже приводится литологическая характеристика всей карбонатной толщи центральной области впадины. Коньяк-туронские осадки в нижней части (турон) сложены известняками светло-серыми, органогенно-детритусовыми и пелитоморфными, песчаными в основании; в верхней части (коньяк) — известняками светло-серыми, почти белыми, местами пятнистыми, пелитоморфными и мелкокристаллическими, участками глинистыми, мелоподобными, с редкими прослоями глин. Коньяк-туронские породы содержат большое количество иноцерам. Мощность отложений 60 м.

Сантонский ярус сложен известняками серыми, с зеленоватым оттенком, крепкими, с редкими обломками иноцерам, известняками почти белыми, мелоподобными, легко ломающимися, прослоями зеленовато-серых глин, сильно известковистых, песчано-слиудистых и редкими прослоями мергелей. Мощность сантонского яруса 45—80 м.

Кампанский ярус представлен известняками светло-серыми, с зеленоватым оттенком, пятнистыми, плотными, с примазками и тонкими прослойками зеленовато-серой глины, известняками белыми, плотными, иногда глинистыми, мелоподобными. Небольшой процент в разрезе составляют мергели зеленовато-серые, плотные, иногда окремелые и глины (редкие прослои) темно-серые, слабоизвестковистые, плотные. Мощность яруса 80—130 м.

Маастрихт представлен в нижней части разреза глинами серыми и зеленовато-серыми, слабоизвестковистыми, слабопесчанистыми, с

глауконитом, с прослоями мергелей серых, алевритистых и известняков светло-серых, глинистых. Средняя (большая) часть сложена известняками светло-серыми, иногда белыми, пелитоморфными, часто глинистыми, мелоподобными, рыхлыми, с разрушенными до состояния муки разностями, с прослоями глин серых, известковистых и мергелями зеленовато- и светло-серыми. Верхняя часть обычно состоит из белого писчего мела и белых мелоподобных известняков. Мощность яруса 220—250 м.

Датский ярус сложен известняками светло-серыми, мелоподобными, с примазками и прослоями зеленой глины, в меньшей мере — мергелями светло-серыми с включениями зеленой глины. Мощность яруса обычно составляет 30—50 м.

Мощность всего верхнего отдела меловой системы довольно выдержана в центральной области и составляет 620—650 м.

Карбонатный комплекс верхнего мела центральной области впадины претерпевает наибольшие латеральные замещения на западной окраине региона, в меньшей степени — на северной и наименьшие — на северо-восточной. Незначительные литологические изменения наблюдаются и в разрезах ближнего левобережья Урала; здесь возрастает содержание глинистого материала, особенно в нижней части. На западной окраине региона происходит заметное обогащение разреза терригенным материалом и кремнеземом. Карбонатными породами на 60—70% сложены коньяк-туронский и сантонский ярусы. Остальную часть их составляют опоково-глинистые породы. Верхние ярусы (кампанский, маастрихтский и датский) в основном представлены опоково-глинистыми породами с прослоями песчаных. В этих отложениях встречаются растительные остатки, фосфорит и следы червей.

На северо-западе и севере региона также происходит обогащение разреза терригенным материалом и кремнеземом, но в меньшей степени, чем на западной части. Опоково-глинистые породы присутствуют только в сантонском и датском ярусах. Карбонатные породы довольно часто содержат песчано-алевритовый материал. Еще меньшие изменения карбонатный состав разреза претерпевает на северо-востоке. По-видимому, в эти части региона поступал лишь тонкообломочный (пелитовый) терригенный материал, благодаря чему значительное развитие получили мергельные породы, которыми в основном сложена нижняя часть разреза (турон, сантон, кампан и низы маастрихта). Значительную роль в разрезе играет мел, почти целиком слагающий маастрихт. По всему разрезу присутствуют прослой карбонатных глин, а известняки — в туронском и датском ярусах.

Похож на описанный также разрез ближнего левобережья Урала. Как и в районе Уральска, здесь почти половина разреза сложена писчим мелом (маастрихт и часть сантона). Известняки, имеющие второстепенное значение, большей частью глинистые, слагают коньяк — турон и присутствуют во всех других ярусах. Третье место по распространению занимают мергели.

Описанные литолого-фациальные замещения показаны на схемах корреляции и литолого-фациальном профиле, изображенных на рис. 24—28.

На схеме корреляции по линии IV—IV видно, как заметно увеличивается процент глин (маастрихт) в скв. 31-оп, а западнее в скв. 4-п Буденовская и Луговая Пролейка основное значение в разрезе переходит к опоково-глинистым образованиям. Подобная картина наблюдается и по линии III—III, где заметное увеличение глинистости наблюдается в скв. 2 Захатсор. Далее, на запад, в разрезах скв. 1 Александровская и 3 Александровско-Кисловская преобладают опоково-глинистые породы.

На востоке (левобережье Урала) в скв. 35-п и 20-п породы по степени преобладания в разрезе располагаются в таком порядке: мел, известняк, мергель и глина. Изменение мощности всего карбонатного комплекса по этим линиям не имеет определенной тенденции. Так, мощность в скв. 28-п и 4-п Буденовская составляет 540 м, а в промежуточных скв. 25-п и 31-оп — 400—450 м. Если учесть возможное преувеличение мощности в скв. 4-п за счет условий глубокой мульды, в которой она пробурена, или за счет условного проведения кровли верхнего мела, то можно констатировать уменьшение ее в западном направлении. В восточной части (скв. 2а Матенкожа) вскрыт неполный разрез отдела.

По линии III—III максимальная мощность карбонатного комплекса в центральной области вскрыта скважинами на Порт-Артуре (585 м). На левобережье Урала она составляет 540 м (скв. 20-п), а у западного бортового уступа в скв. 1 Александровская — 670 м. В промежуточной (между скв. 17 и 1 Александровская) скв. 2 Захатсор мощность равна 390 м. Здесь явно сказалось влияние положительной структуры второго порядка. Если судить по скв. 1 (расположенной в глубокой мульде), то можно говорить о некотором увеличении мощности по этой линии в западном направлении.

По линии I—I литологический состав начинает меняться в районе Новоузенска. Здесь датский ярус большей частью сложен опоково-глинистыми породами. Еще севернее эти породы слагают и сантонский ярус. Мощность комплекса выдерживается до Новоузенска (500—570 м). Севернее она резко сокращается и на Таловской площади равна лишь 330 м (полный разрез). Еще далее на север породы верхнего мела обычно размывы неогеновой трансгрессией.

По линии II—II к северу наблюдается уменьшение количества известняков, которые уступают место мергелям. Полная мощность карбонатного комплекса уменьшается от 540 м (скв. 20-п) до 200 м.

Состав пород, их текстурные особенности и обилие тонкостенных раковин морской фауны свидетельствуют о спокойных и стабильных (на большей части территории) в течение всей верхнемеловой эпохи условиях осадконакопления в открытом морском бассейне шельфового типа.

Некоторым исключением являются осадки сеномана, формиро-

вавшиеся также на дне морского бассейна (хорошо отмученные глины, содержащие глауконит, остатки морской фауны моллюсков и фораминифер), но при интенсивных эрозионных процессах в областях сноса. В туронский век физико-географическая обстановка значительно меняется. Поступление терригенного материала в бассейн почти прекращается, происходит накопление карбонатных осадков, продолжавшееся до конца эпохи. Временами вследствие небольших поднятий на границах веков имело место обмеление бассейна, что приводило к подводному размыву накопленных осадков, а также к перерыву. Последние явления характерны в основном для западной окраины территории, где подтверждением сказанного служит присутствие галек, конгломератов и фосфоритов.

Глубина бассейна на большей части территории, по всей видимости, соответствовала нижней части шельфа (временами, возможно, и эпипатиали) и лишь на западной окраине территории преобладали условия верхнего шельфа и прибрежной зоны.

Согласно определениям Г. И. Бушинского (1956 г.), по литологическим признакам глубина мелового бассейна составляла 500—600 м, т. е. втрое превышала шельфовую. По нашему мнению, эта цифра завышена, ибо, во-первых, такие глубины неблагоприятны для садки CaCO_3 (пониженная температура), а во-вторых, едва ли платформенное море могло иметь такую глубину.

Солевой состав вод бассейна носил в целом нормально-морской характер, на что указывают высокие значения коэффициента солёности: $\kappa_s = 50$ (Тимофеев, 1968).

Среда седиментации, определявшаяся по значению рН сидерита и доломита, менялась от нейтральной до щелочной, однако преобладала щелочная. Это подтверждается и самим составом пород (карбонатным), осаждение которых происходит в щелочной среде, способствующей также протеканию окислительных процессов.

Незначительное поступление в бассейн терригенного материала в турон-датскую эпоху вследствие пенепленизации основных источников сноса и ослабления эрозионных процессов на них, а также пышный расцвет известковистых фораминифер и кокколитофорид, вызванный, очевидно, повсеместным потеплением, привели к пересыщению вод бассейна карбонатом кальция. Мелководье и повышенная температура благоприятствовала выпадению CaCO_3 в осадок.

Рассмотренные особенности литологического состава, фаций и мощностей мезозойских отложений северной части междуречья Урала и Волги свидетельствуют о том, что накопление их происходило преимущественно в условиях мелководных платформенных бассейнов шельфового типа. Исключением являются отложения раннего и верхнего триаса, образовавшиеся в континентальной обстановке. Распределение минерального материала, формирование мощностей осадков и их литолого-фациальные особенности зависели главным образом от рельефа морского дна.

Укрупнение терригенного материала, мелководный характер

осадков и уменьшение мощностей отложений большей частью наблюдаются в направлении от центральной области впадины к ее краям. Однако степень этих изменений в краевых частях впадины различная. В первую очередь она зависит от расположения источников сноса, а также от направления морских трансгрессий и дифференцированного прогибания земной коры. Наибольшие латеральные замещения состава пород наблюдаются в западной части впадины и значительно меньшие — в северной. Изменения состава пород отмечаются и на левобережье Урала, несмотря на его приуроченность к центральной области впадины. В первом и последнем случаях сказывается влияние источников сноса. Северная окраина впадины, как и вся срединная часть рассматриваемой территории, находилась на значительном удалении от источников сноса, поэтому в ней не наблюдается резкого различия в составе пород.

Исключением из общего плана распространения фаций и распределения мощностей (от центральной области впадины к ее окраинам) является юго-запад территории. На характере пород здесь сказались приходившие с юго-запада трансгрессии. Этим, по-видимому, и объясняется увеличение мощностей морских отложений в указанной части региона.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СОЛЕНОСНОГО КУНГУРА И НАДСОЛЕВОГО ОСАДОЧНОГО КОМПЛЕКСА

СТРОЕНИЕ СОЛЕНОСНОГО КУНГУРА

Геолого-геофизические исследования показывают, что северная часть междуречья Урала и Волги характеризуется многообразием морфологических форм соляной тектоники и специфическим строением надсолевых отложений.

Полученные за последние годы геолого-геофизические данные позволяют существенно расширить и дополнить отраженные в литературе (Айзенштадт, 1964; Бровар, 1965; Волож и Комарянский, 1964; Журавлев, 1963; Злизина и Кан, 1963; Косыгин, 1960; Неволлин, 1961, и др.) представления о тектонических особенностях и нефтегазоносности солянокупольных структур этой части Прикаспийской впадины и создать более полную их классификацию. Необходимость создания удобных для практического пользования схем классификации солянокупольных структур обусловлена также и тем, что применяемые в течение многих лет определения, характеризующие структурные формы, образованные соляной тектоникой, не отвечают современному уровню их изученности. Это привело к появлению большого количества терминов, зачастую не проясняющих, а затуманивающих особенности геологического строения солянокупольных структур. Эта сторона вопроса достаточно обстоятельно охарактеризована Г. Ж. Жолтаевым (1968).

Ниже освещаются принятые нами принципы классификации морфологических форм соляного тектогенеза и связанных с ними структур по надсолевым отложениям на основе новейших геолого-геофизических данных, причем авторы стремились охарактеризовать основные морфологические типы скоплений и углублений соли в неразрывной связи с тектоническими особенностями структур в надсолевых отложениях, тогда как многие исследователи, на наш взгляд, искусственно расчленяют эти взаимосвязанные геологические явления.

В отличие от существующих классификаций рассматриваются не

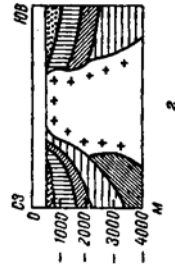
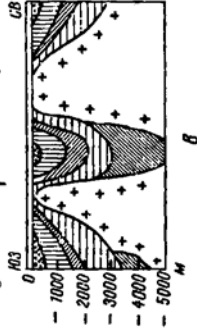
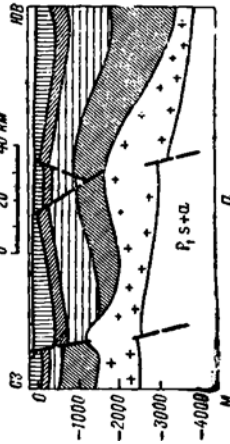
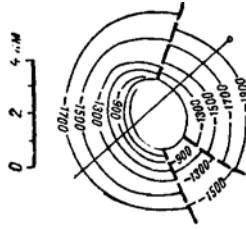
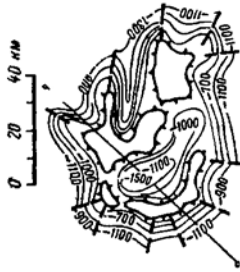
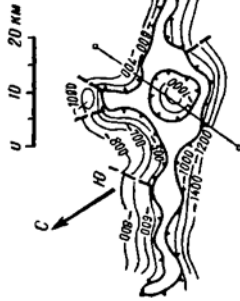
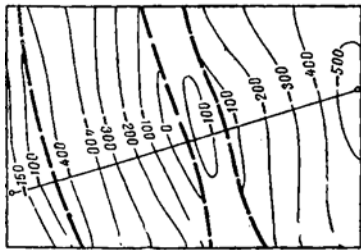
только структурные соотношения мезозойских отложений с апикальными частями соляных тел, но и более глубокие их склоны, отражающие взаимоотношения кунгурских соляных форм с верхнепермскими и нижнетриасовыми породами.

Среди положительных форм (скоплений соли) нами выделяются: соляные валы, соляные гряды, массивы-гиганты, штокообразные соляные тела, соляные перешейки и отроги. Перечисленные соляные скопления являются формами различных порядков. Соляные валы, гряды и массивы-гиганты, являющиеся наиболее крупными телами, можно считать соляными образованиями первого порядка; штокообразные соляные тела — формами второго порядка; перешейки и отроги, иногда осложненные локальными вздутиями, — формами третьего порядка.

К углублениям соли (отрицательным формам) относятся: межгрядовые и межваловые депрессионные зоны, межштоковые и сводовые углубления. При этом депрессионные зоны относятся к отрицательным формам первого порядка, межштоковые углубления — второго порядка и сводовые углубления — к отрицательным формам третьего порядка.

Соляные валы — это протяженные массивы, вершины которых залегают сравнительно глубоко (1000 м и более), вытянутые вдоль бортового уступа, обладающие небольшой высотой и пологими склонами. Соляные валы в разрезе имеют четко выраженные округлые своды с локальными вершинами (рис. 29, а). Первый (бортовой) соляной вал надвинут на бортовой уступ и имеет резко асимметричное строение склонов. К северу от бортового вала соляная тектоника не проявляется и кунгурская соль залегает пластообразно. Бортовой соляной вал не повсеместно сопровождает бортовой уступ. Второй соляной вал, расположенный южнее первого, имеет симметричные склоны и, по-видимому, связан с резким ступенчатым погружением подсолевого палеозоя.

Соляными грядами (Соколов, 1962) будем называть протяженные соляные тела значительной высоты с резко выраженными крутыми склонами и большей частью с плоскими столбообразными сводами (рис. 29, б). Вершины соляных гряд имеют сравнительно неглубокое залегание (500 м и менее). В плане соляные гряды могут быть линейно вытянутыми и изогнутыми. Отношение длинной и короткой осей у гряд превышает отношение 5 : 1. В бортовой зоне они протяженные, линейные, повторяющие простирания ступенчатых уступов в подсолевом палеозое. В центральной части региона наряду с вытянутыми грядами развиты также изогнутые до подковообразных в плане (Ащекудук — Болганмола — Кобжасор). Простирания гряд центральной части междуречья самые разнообразны. Своды соляных гряд иногда осложнены локальными вздутиями с плоскими денудированными вершинами. В этих случаях соляные гряды выделяются как единые тела по предъюрской и предсреднетриасовой поверхностям. Скопления соли этого типа А. П. Шафранов (1963) называет гребнями.



6

8

2

z

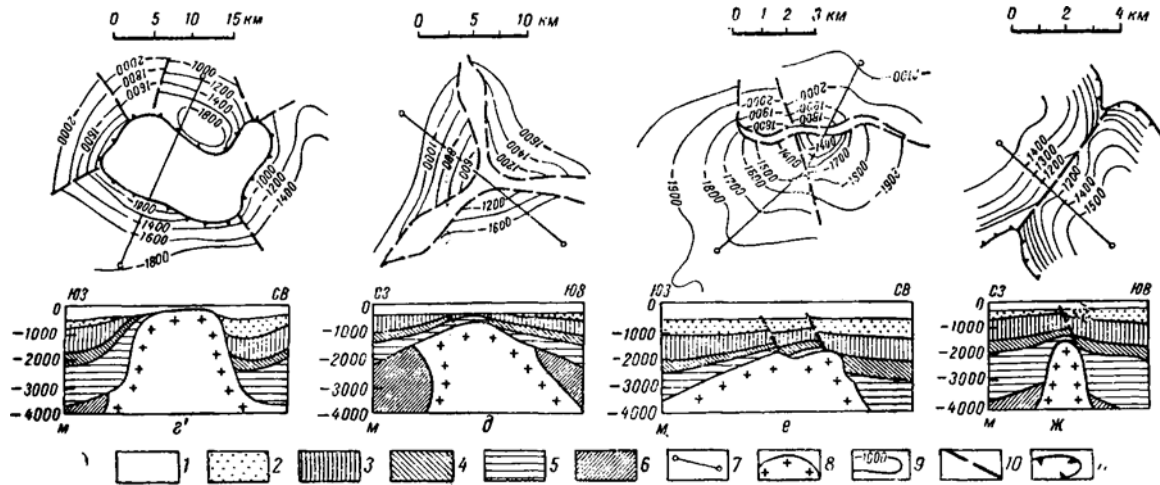


Рис. 29. Схематизированные геолого-геофизические разрезы и структурные карты основных типов положительных и отрицательных форм соли и структур в надсолевых отложениях.

а — соляные вал и антиклиналь с неразмытым сводом (Усовская солянокупольная структура); *б* — соляная гряда и антиклиналь с размытым сводом (Казталовская солянокупольная структура); *в* — массив-гигант (Круглый — Сахарный — Санкебай — Лебяжинский); *г* — плоскосводчатые штоки, изометричный (Жетыбай) и *г'* — неизометричный (Акмай) купола с размытым сводом; *д* — гребневидный шток и трехкрылый купол с неразмытым сводом (Бескудук); *е* — шиповидный шток и двухкрылый купол с неразмытым сводом (Заречный); *ж* — соляной перешеек (Северный Бурганкуль).

Отл с ж е н и я: 1 — неоген-четвертичные, 2 — палеогеновые, 3 — меловые, 4 — юрские, 5 — верхне-среднетриасовые, 6 — нижнетриасовые — верхнепермские (пермо-триас), 7 — линия профиля, 8 — поверхность кунгурских отложений, 9 — изогипсы по III отражающему горизонту (по дошва неокома), 10 — линии нарушений, 11 — контуры выходов соляных тел под плиоценовую поверхность.

Слияния различно ориентированных соляных гряд образуют обширные, по площади звездчатые, кольцевые и изогнутые соляные массивы-гиганты, или купола-гиганты, по Н. В. Неволину (1961), вытянутой и изометрической в плане формы (Санкебай — Лебяжинский, Челкар, Эльтон и др.) (рис. 29, в).

Штокообразные соляные тела, имеющие в разрезе асимметричное строение склонов, а в плане по предмеловой поверхности изометричные (овальные, звездчатые и треугольные) и неизометричные (эллиптические) контуры сводов в междуречье встречаются довольно часто. Отношение длинной и короткой осей для данного типа соляных скоплений не превышает отношения 5 : 1, а площадь сводов изменяется в больших пределах (от 50 до 3—4 км²), значительно уступая площади сводов соляных гряд. Как изометричные, так и неизометричные штокообразные тела делятся на два подтипа: первый — с денудированными (плоскосводовыми или усеченными) вершинами, второй — с неденудированными (гребневидными для неизометричных и шиповидными для изометричных штоков) вершинами (рис. 29, г, д, е).

В качестве примеров плоскосводовых штокообразных соляных тел могут быть приведены Акмай, Джангала, Бистаусер и др., а штокообразных соляных тел с гребневидными и шиповидными вершинами — Аукетайчагыл, Байкадам, Бескудук Северный и др. Для первого подтипа характерны неглубокое залегание соляного зеркала (100—400 м) и в основном обширные по площади своды, у штокообразных тел второго подтипа своды находятся на большей глубине и имеют значительно меньшую площадь.

Штоки с шиповидными вершинами имеют в разрезе правильные конические формы (Таловка, Спортивное).

Соляные перешейки и отроги, часто с локальными вздутиями на них (Карагайское — на перешейке, Северный Буранкуль — на отроге), также имеют большое развитие в междуречье. Это наиболее глубоко залегающие соляные скопления. Своды их гребневидные и в большинстве случаев незначительные по площади (рис. 29, ж).

Вполне вероятно, что склоны всех перечисленных положительных форм имеют карнизообразное нависание. Пока доказан бурением единственный случай соляного карниза в междуречье — на склоне Куриловского соляного штока.

Депрессионными зонами предлагается называть наиболее обширные углубления, окруженные валами или грядами. Рельеф поверхности соли этих зон осложнен штоками, перешейками и отрогами с локальными вздутиями и мульдообразными углублениями. В последних возможно отсутствие соли (сквозные мульды по В. Л. Соколову). Депрессионные зоны характеризуются приблизительно такими же размерами, что и соляные гряды, валы и массивы-гиганты, сопряженные с ними. Депрессионные зоны, заключенные между соляными грядами массивов-гигантов, имеют несколько меньший размер и более простой рельеф поверхности соли.

Пространства, заключенные между грядами, штокообразными телами и перешейками, являющиеся частями депрессионных зон и обладающие простой (чашеобразной) морфологией соляного рельефа без локальных осложнений, будем называть межштоковыми или межмассивными углублениями. Они могут быть глубокими и мелкими.

Углубления в сводовой части соляных гряд и штокообразных тел, характеризующиеся небольшими размерами и малой глубиной, будем называть сводовыми углублениями.

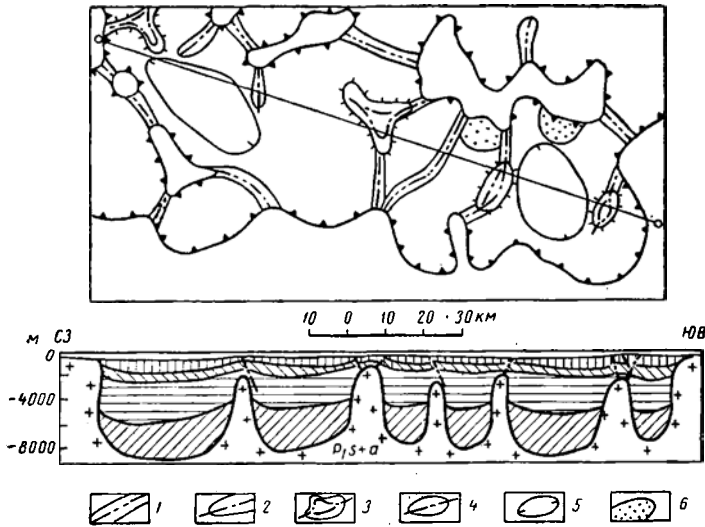


Рис. 30. Депрессионная зона.

1 — соляные перешейки; 2 — отроги; купола с неразмытыми сводами; 3 — трехкрылые; 4 — двухкрылые; 5 — межкуповые мульды; 6 — компенсационные мульды; остальные условные обозначения те же, что и на рис. 29.

Отрицательные соляные формы показаны на рис. 30.

Предлагаемая классификация морфологических форм соли сведена в табл. 1.

Устанавливаемые нами типы соляных форм имеют определенную зональность в размещении, что позволяет провести районирование территории в зависимости от преобладания тех или иных типов (рис. 31).

Так, выделяемой нами по мезозойскому комплексу¹ подзоне бортового сочленения соответствует полоса соляных валов шириной 10—20 км. В этой подзоне минимальная для региона первоначальная мощность каменной соли обусловила недоразвитие формы со-

¹ Ниже при описании тектонического строения мезозойского комплекса приводится характеристика подзон бортового сочленения и моноклиналиного погружения, а также центральной, наиболее погруженной области.

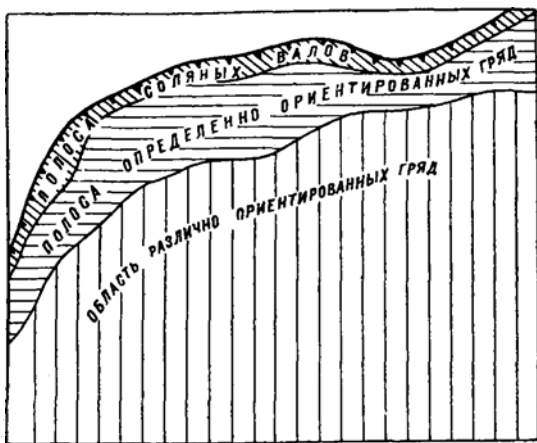


Рис. 31. Схема районирования северной части междуречья Урала и Волги по преобладающим морфологическим типам скоплений соли. (Составили И. М. Бровар и И. Г. Лата.)

Таблица 1

Морфологические формы соли

Порядок соляных форм	Положительные (скопления соли)			Отрицательные (углубления в соли)
	I	Соляные валы, соляные гряды, массивы-гиганты		
II	Штокообразные соляные тела			Межштоковые углубления
	Изометричные		Неизометричные	
	Гребневидные	Плоскосводовые (усеченные)	Шиповидные	
III	Соляные перешейки и отроги			Сводовые углубления

ляной тектоники — соляные валы, а простираение бортовых уступов — их ориентировку.

Подзоне моноклиального погружения подсолевого ложа отвечает полоса гряд, ориентированных параллельно борту. Ширина

полосы 40—70 км. Эта полоса характеризуется увеличением высоты соляных массивов, что, очевидно, вызвано значительно большей первоначальной мощностью каменной соли, обусловленной резким углублением солеродного бассейна. Определенная ориентировка соляных гряд в этой полосе объясняется их приуроченностью к концентрическому уступам подсолевого ложа. В местах расширения описываемой полосы развиты и обширные, близкие к изометричным межгрядовые депрессионные зоны.

В центральной, наиболее погруженной и обширной по площади части Прикаспийской впадины преобладают различно ориентированные соляные гряды, что позволяет выделить эту область как обособленную. В этой области отложения каменной соли имеют максимальную для всей впадины мощность, а также максимальный по мощности и полноте разрез надсолевого комплекса. Неодинаковая ориентировка соляных гряд обусловлена различием в простираниях дислокаций подсолевого палеозоя. Если для каждой из описанных выше двух полос характерна сравнительно одинаковая активность соляной тектоники, выразившаяся в относительной однородности тектонического строения соляных форм, то область различно ориентированных гряд можно разделить на районы активной и менее активной соляной тектоники, что, по-видимому, отражает увеличение или уменьшение мощности соли, обусловленные наличием опущенных и приподнятых участков подсолевого ложа. Так, выделяемые ниже тектоническим элементам характерны следующие особенности: Волго-Уральскому и Урало-Кушумскому прогибам соответствуют одноименные районы высоко активной соляной тектоники, Захатсорскому и Железновскому выступам и Джангалинскому поднятию -- районы менее активной соляной тектоники.

Для участка северо-западного междуречья Урала и Волги нами составлена блок-диаграмма поверхности соленосных кунгурских отложений (Бровар, 1968). При ее составлении использовались результаты сейсмических исследований по региональным профилям ВНИИГеофизики и рекогносцировочным и детальным профилям трестов Казахстаннефтегеофизика и Спецгеофизика. В депрессиях между соляными структурами, где поверхность соли сейсморазведкой не устанавливается, для ее определения использовались результаты интерпретации данных гравиметрии, вычисленные по методу подбора. Полученные зависимости глубины поверхности соли от интенсивности остаточного поля распространялись на мульды, менее изученные сейсморазведкой. Поэтому точность определения глубины залегания поверхности соли неодинакова для различных мульд, что делает блок-диаграмму схематичной на отдельных участках. Однако, несмотря на неоднозначность точности определения соли в мульдах (ошибку мы оцениваем в ± 300 — 500 м), блок-диаграмма дает вполне обоснованное представление о характере форм рельефа соленосного кунгура для различных зон.

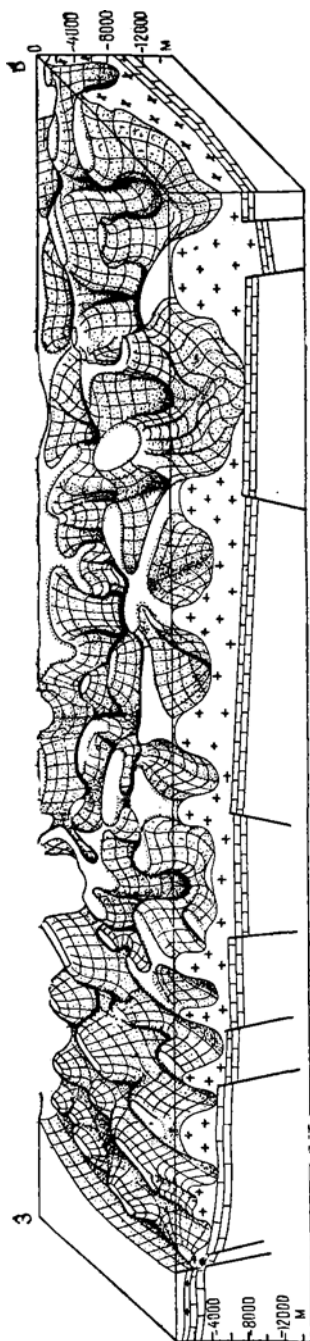


Рис. 32. Блок-диаграмма рельефа соленосного кунгура северной части междуречья Урал — Волга. (Составил И. М. Бровар.)

На блок-диаграмме прослеживаются зональность не только в расположении соляных структур, но и в интенсивности соляной тектоники (рис. 32).

Для определения закономерностей пространственного расположения соляных гряд на территории междуречья Урала и Волги нами были проанализированы все имеющиеся геолого-геофизические материалы. Прежде всего отметим, что многими исследователями этой части Прикаспийской впадины выявлены существенные особенности тектонического строения и расположения соляных гряд. Так, В. Л. Соколов и Г. Н. Кричевский (1966) указали на преимущественно северо-западное и в меньшей степени северо-восточное простирание соляных гряд центральной части междуречья. А. П. Шафранов (1963) по простиранию гравитационных осей определил ориентировку соляных гряд (гребней по А. П. Шафранову) центральной и бортовой частей междуречья. П. Я. Авров и И. М. Бровар (1966) наметили контуры соляных структур на уровне среза 1500—1700 м, выделили ряд соляных гряд и расположенных между ними депрессионных зон и показали существование связи между расположением соляных гряд и особенностями тектонического строения подсолевого палеозоя.

Приуроченность соляных валов и гряд бортовой зоны к ступенчатым уступам подсолевого ложа единодушно поддерживается всеми исследователями. Однако для центральной, наиболее обширной части Прикаспийской впадины Я. С. Эвентов, Г. Х. Соколин (1966) и другие геологи

отрицают существование каких-либо закономерностей и связи между расположением соляных гряд и разломами или флексурами подсолевого ложа.

Сложный мозаичный характер гравитационного поля, разрозненность сейсмических съемок, существование зон потери корреляции отражающих горизонтов, вызванные наличием как соляных тел, так и разрывных нарушений в надсолевых отложениях, обусловили определенные трудности, субъективность и многозначность в самом выделении соляных гряд. Поэтому к настоящему времени нет единой точки зрения о закономерностях пространственного расположения структур, связанных с проявлением соляного тектогенеза, а также об их делении на региональные и локальные формы.

Выделение региональных структурных особенностей кунгурского соленосного комплекса имеет большое практическое значение, так как разрешение этой задачи позволит более обоснованно подойти к вопросам оценки перспектив нефтегазоносности. Поэтому далее приводятся результаты исследований по выявлению форм соляных образований первого порядка для территории междуречья Урала и Волги. В качестве исходных материалов были приняты гравиметрические и сейсмические данные.

Известно, что при разделении наблюдаемого гравитационного поля на региональную и локальную (остаточную) составляющие первая связывается с влиянием глубинных аномальных масс, а вторая — с плотностными неоднородностями, связанными со структурами в верхней части осадочного чехла. Установлено, что изолинии регионального поля платформенных областей, как правило охватывающие обширные пространства, имеют спокойные изометричные очертания, тогда как остаточное поле характеризуется знакопеременными полосовидными или мозаичными аномалиями (Андреев, Клушин, 1962).

Ввиду специфического, связанного с влиянием соляных тел характера гравитационного поля исследуемой территории осреднение по методике Тихонова — Буланже (1945) с применением круговых палеток с постоянными радиусами осреднения оказалось затруднительным. Поэтому были использованы вышеприведенные свойства региональной составляющей гравитационного поля. В качестве изолиний региональных аномалий были приняты спокойные, охватывающие значительные площади изоаномалы. На полученной схеме региональной составляющей изолинии имеют вид плавных кривых, не требующих дальнейшего упрощения и генерализации. Путем вычитания региональной составляющей была получена схема локальных аномалий. Отмечается совпадение экстремумов на обеих схемах. Однако абсолютные значения локальных аномалий и их контуры изменились.

Все локальные максимумы и минимумы оказались сгруппированными в длинные узкие полосы соответственно положительных и отрицательных значений. При этом оказалось, что внутри полос отрицательных значений остаточного поля отдельные локальные

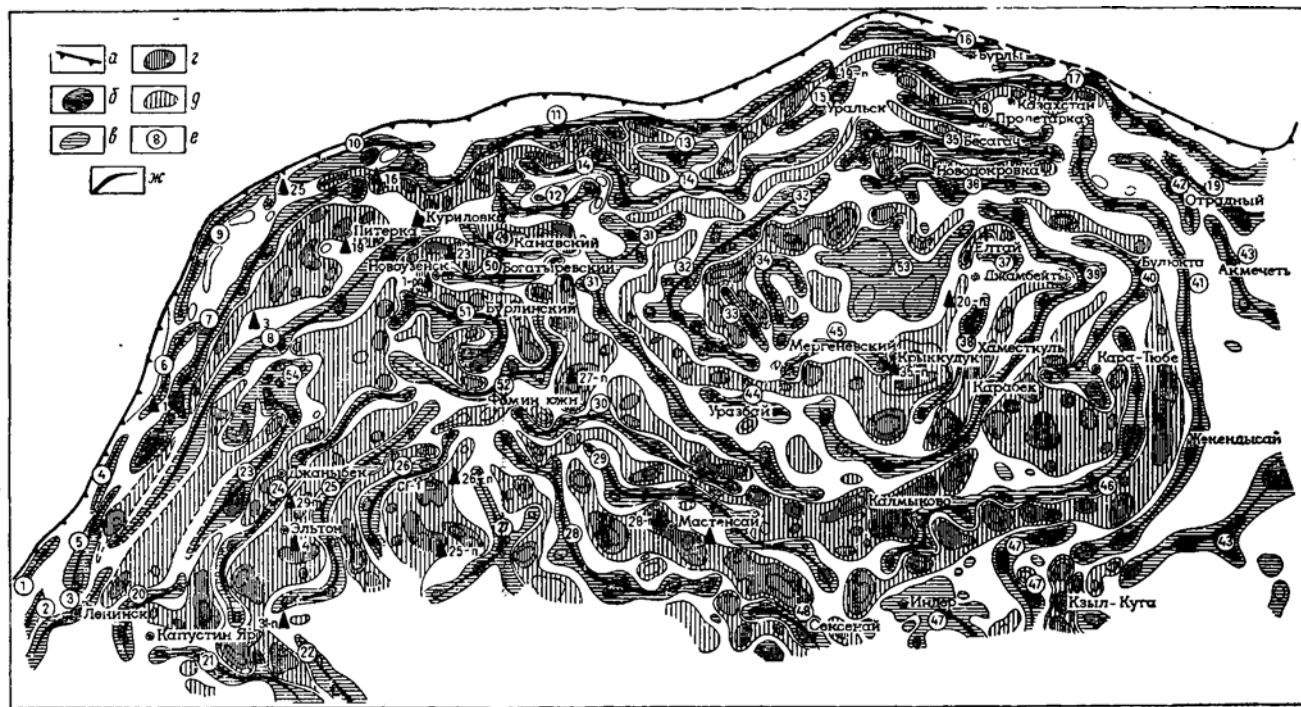


Рис. 33. Схема структурных элементов северо-западной части Прикаспийской впадины. (Составил Д. В. Цветков.)
 а — геофизическая ступень; б — соляные купола; в — соляные гряды и валы; г — мулды; д — депрессионные (межгрядовые) зоны; е — номера гряд; ж — длинные оси гряд.

аномалии образовывали один ряд — цепочку. Лишь изредка наблюдаются цепочки второго ряда внутри полосы или же оставшиеся вне полосы изолированные локальные аномалии. В некоторых случаях, когда изолированные отрицательные аномалии располагались в непосредственной близости от полос отрицательных значений, их вводили в контур полосы. При этом существенно искажалась линейность последней (рис. 33, полоса 31). В двух случаях аномалии и после трансформации поля не стали линейными, а сохранили изометричный звездообразный вид (рис. 33, полосы 53 и 54).

В подавляющем большинстве случаев простираения осей выделенных полос совпадают с ориентировкой локальных аномалий. Расхождения наблюдались в полосе 46. Таким образом, контуры выделяемых полос отражают их длину и ширину, а простираение цепочек локальных аномалий — ориентировку полос. Всего было выявлено 52 полосы и 2 изометрические зоны отрицательных значений остаточного поля.

Сопоставление схемы остаточных аномалий с сейсмическими данными и результатами геологического картирования показывает, что в контуры полос отрицательных значений остаточного поля вписываются своды соляных структур, фиксируемые зонами потери корреляции отражающих сейсмических горизонтов. При этом контуры полос гораздо шире, чем устанавливаемые сейсморазведкой и геокартированием (по предплиоценовому срезу) своды солянокупольных структур.

Так как схема остаточных аномалий главным образом отражает структурные соотношения соленосных и надсолевых отложений, причем первые характеризуются недостатком плотности ($\sigma = -0,3 \text{ г/см}^3$), то можно отождествлять внешние контуры полос отрицательных значений с глубокопогруженными склонами соляных скоплений первого порядка — гряд и валов. Соответственно полосы положительных значений остаточного поля можно считать депрессионными зонами по соли, заполненными более тяжелыми, чем соль, надсолевыми верхнепермско-мезозойскими отложениями. Локальные максимумы внутри полос положительных значений соответствуют мульдам депрессионных зон, гравитационные языки — глубоко погребенным перешейкам и отрогам. Следует отметить, что применявшаяся нами методика разделения гравитационного поля обусловила определенную схематичность в выделении структур по соли. Не всюду выделяются на схеме также и два бортовых соляных вала, причем первый вал, как бы наплывающий на бортовой уступ и имеющий сравнительно небольшую амплитуду подъема соляного массива, прослеживается на карте значительно хуже, чем второй. Таким образом, составленная схема отражает основные морфологические элементы кунгурского соленосного комплекса — гряды и депрессионные зоны. Для исследуемой территории выделены 54 положительных элемента по соли, обозначенных определенным порядковым номером (рис. 33) и поименованных в соответст-

вии с названиями соляных массивов, расположенных в центральных частях гряд (табл. 2). Для большей наглядности на схеме кроме контуров гряд показаны их длинные оси, соответствующие простираниям гряд.

Таблица 2

Основные положительные элементы первого порядка по соли

№ на рис. 33	Название гряд и массивов-гигантов	Длина, км		№ на рис. 33	Название гряд и массивов-гигантов	Длина, км	
		Длина, км	Ширина, км			Длина, км	Ширина, км
1	Волгоградская	90	5	28	Камыш-Самарская	188	5—10
2	Абганеровская	50	5	29	Болганмолинская	180	5
3	Райгородская	100	5—15	30	Фурмановская	150	3—6
4	Катриневская	50	5	31	Альшожская	250	5—30
5	Дубовская	70	5—12	32	Каратымская	190	8—20
6	Николаевская	70	5	33	Юлаевская	45	5
7	Барановская	230	5—10	34	Кузьгоринская	80	5—15
8	Палласовская	280	5—15	35	Бесагачская	140	5—15
9	Полтавская	100	5	36	Новопокровская	110	5—10
10	Митрофановская	90	5—10	37	Елтайская	35	10
11	Чалыктинская	300	5—10	38	Хаместкульская	80	5—10
12	Песчаномарская	75	5—10	39	Карабекская	300	5—10
13	Кузнецовская	45	7—17	40	Булюктинская	150	5—10
14	Чабаковская	200	4—7	41	Жекендысайская	330	5—10
15	Трекинская	60	5—12	42	Отраденская	70	7—10
16	Бурлинская Северная	130	5	43	Акмечетская	280	10—20
17	Чиликская	250	5—8	44	Уразбайтюбинская	50	5—10
18	Пролетарская	100	5—10	45	Мергеневская	70	5
19	Чувашинская	80	5—10	45	Тюбекудукская	240	5—15
20	Ахтубинская	70	5—7	47	Индерская	180	10—40
21	Корнеевская	90	4—8	48	Сексенбайская	50	10—20
22	Малобогдинская	40	10	49	Жакаевская	70	5
23	Джаныбекская	100	5—10	50	Богатыревская	70	5—10
24	Эльтонская	200	3—5	51	Бурлинская	100	5—20
25	Муратсайская	180	5	52	Фоминская	150	5—10
26	Мишеркульская	100	3—10	53	Челкарский	—	—
27	Батпаксорская	100	5	54	Джаныбекский	—	—

На приводимой схеме (рис. 33) можно выделить следующие четыре группы соляных структур первого порядка:

- 1) гряды и валы, протяженные вдоль бортовых уступов Прикаспийской впадины;
- 2) гряды, оконтуривающие зону Аралсорского максимума;
- 3) гряды, оконтуривающие зону Хобдинского максимума;
- 4) гряды, сосредоточенные у Новоузенского прогиба.

Первая группа гряд и валов (рис. 33, табл. 2), расположенная вдоль западного и северного бортов, образует полосу шириной 40—50 км, расширяющуюся до 80 км на северо-западе. В пределах полосы наблюдаются три ряда гряд, сочленяющихся друг с другом кулисообразно. Оси гряд представляют собой слабо изогнутые дуги, вогнутые к центральной части впадины. Ориентировка осей всюду совпадает с простиранием Приволжско-Жадовской гравитационной ступени на всем ее протяжении вдоль западного и северного бортов. Чиликская (17) и Чувашинская (19) гряды, огибающие Оренбургский выступ фундамента и имеющие юго-восточное простирание, вступая в область Предуральяского прогиба, меняют направление простирания на северное. Куполовидные вздутия на сводах гряд имеют удлиненную форму и вытянуты в один ряд. В прибортовой зоне отсутствуют гряды с двумя и большим количеством рядов куполовидных вздутий. Лишь только на Митрофановской (10), Чалыктинской (11) и Песчаномарской (12) грядах четыре вершины смещаются с основной оси гряды и образуют вторую, ответвляющуюся от главной короткую ось.

Между грядами и валами бортовой полосы заключены узкие длинные депрессии — межгрядовые зоны, простирание которых параллельно простиранию гряд. Межгрядовые зоны осложнены локальными углублениями, также удлиненными, как и вздутия на грядах. Однако простирание их недостаточно хорошо согласуется с простиранием межгрядовых зон. В большинстве случаев они образуют цепочку, вытянутую в один ряд. Иногда встречаются узкие межгрядовые зоны вначале с одним рядом таких углублений, но постепенно расширяющиеся и содержащие уже до четырех рядов, например зона между Барановской (7) и Палласовской (8) грядами. Большинство положительных и отрицательных форм имеют длину больше 100 км, а ширину около 5 км. Отдельные гряды имеют длину 300 км, а межгрядовые зоны — ширину 50 км. В целом же ширина межгрядовых зон значительно больше ширины гряд.

Вторая группа гряд территориально расположена на площади Аралсорского и Шунгайского максимумов силы тяжести, простирание их параллельно контурам указанных максимумов. С запада отмечаются четыре ряда гряд (20, 23, 24, 25 и 26), оси которых представляют слабо изогнутые, концентрические дуги северо-восточного простирания. Гряды расположены в полосе шириной 60—80 км. С востока также отмечается четыре ряда гряд (27, 28, 29, 30 и 48), оси которых изогнуты значительно сильнее западных, но тем не менее северо-западное простирание их наблюдается довольно отчетливо. Эти гряды образуют сходящийся к северо-западу пучок с расстоянием 40 км между крайними осями на северо-западе и 100 км — на юго-востоке. С юго-запада в пределах описываемой территории выявляются только две гряды (21 и 22), сочленяющиеся кулисообразно с грядами 20—25 и имеющие северо-западное простирание.

Соляные вздутия, образующие вершины гряд Аралсорской зоны,

чаще всего имеют изометрическую форму; у редко встречающихся удлинённых поднятий соотношение осей не превышает 1 : 2. Соляные гряды Аралсорской зоны очень узкие (3—5 км), и вздутия на их вершинах вытянуты в одну линию. Исключение составляют гряды 21 и 29, у которых два поднятия выступают из линии ряда. Большинство гряд имеет длину от 100 до 200 км.

Межгрядовые зоны по длине соизмеримы с грядами, но ширина их значительно больше и часто достигает 50 км. В узких частях межгрядовых зон локальные углубления невелики по размерам и вытянуты в цепочку. В широких частях они больше и располагаются не в один ряд, а в два, три и даже четыре ряда. Большинство углублений имеют удлинённую форму, но их простираение плохо согласуется с простираением гряд и межгрядовых зон.

Третья зона соляных гряд — Хобдинская — самая обширная по размерам и наиболее четко выражается по форме. Краевые гряды образуют фигуру эллипсовидной формы с длинной осью, расположенной широтно. В центральной части эллипса помещаются соляная массив-гигант Челкар и крупная Кыркудукская депрессионная зона. В этой области простираение соляных гряд и межгрядовых зон параллельно простираению гряд, ограничивающих зону. На западе отчетливо видны два ряда длинных гряд (31 и 32) с изогнутыми до подковообразных осями, вследствие чего простираение южных частей их юго-восточное, а северных — северо-восточное. Кроме них выделяются еще два ряда коротких гряд (33 и 44), длина осей которых не превышает 50 км, и гряда (34) с очень круто изогнутой осью. Простираение всех трех гряд близко к юго-восточному.

Две параллельных гряды (35 и 36), ооконтуривающие Хобдинскую зону с севера, имеют субширотное простираение.

На востоке выделяются пять рядов гряд, значительная часть которых имеет очень большую длину (около 300 км). Некоторые из них (39, 40, 41, 43 и 46) огибают эллипс не только с востока, но и с юго-востока и даже с юга, образуя полукольца, обращенные выпуклостью на восток. Поэтому простираение северных концов осей близко к северо-западному, а южных — к юго-восточному. Имеются также короткие гряды длиной 70—80 км (42 и 38) и очень короткие, 35-км длины (37). На юге также прослеживается пять рядов гряд, из которых три представляют продолжение восточных, выше описанных гряд 38, 39 и 46, а две — 45 и 47 — являются крайними внутренней и внешней грядами.

Куполовидные вздутия на грядах Хобдинской зоны разнообразны по форме, но преобладают удлинённые, у которых отношение короткой и длинной осей 1 : 2. Большинство вздутий вытянуты в цепочку и образуют однорядные гребни, простираение которых определяется простираением длинных осей гряд. На некоторых грядах (46) простираение вздутий не согласуется с простираением гряд. Подобные же случаи несоответствия простираений гряд и куполовидных вздутий на их вершинах отмечаются еще на двух грядах — 31 и 32,

причем вздутия на большей части гряды 32 образуют два ряда, а на одном участке гряды 31 — даже три.

Четвертая зона, состоящая из четырех гряд (49, 50, 51 и 52), территориально совпадает с Новоузенским прогибом, выделяемым многими исследователями по различным горизонтам надсолевого комплекса. Гряды этой зоны, как бы разворачивающиеся с северо-востока на юго-восток, имеют субширотное простираение. Размеры гряд и межгрядовых депрессий одинаковы.

Вздутия и углубления, осложняющие соответственно положительные и отрицательные формы по соли в Новоузенской зоне, имеют в большинстве случаев удлиненные очертания.

Из анализа схемы и приведенного описания следует, что во всех перечисленных зонах наблюдается соответствие размеров и простираения положительных и отрицательных структур первого порядка по соли, по-видимому обусловленное тем, что соль для образования ядер гряд была выжата из обрамляющих последние депрессионных зон.

По мнению Л. Ф. Волчегурского, В. С. Журавлева (1965), И. И. Кожевникова и др. (1967), наиболее четко выраженные гряды центральной части междуречья (Санкебайская, Лебяжинская), являются первичными, «главными», формами соляной тектоники. Проведенные нами исследования позволяют выделить «главные» положительные и отрицательные формы по соли для всей территории междуречья Урала и Волги.

При сопоставлении схемы основных морфологических элементов кунгурского соленосного комплекса (см. рис. 33) и схемы расположения солянокупольных структур междуречья Урала и Волги А. П. Шафранова (1963) (рис. 34) обращает на себя внимание, что число гребней на ней почти в 3 раза больше количества выделяемых нами гряд, тогда как длина первых в 3—4 раза меньше, чем вторых. На наш взгляд, это объясняется тем, что большая часть выделенных А. П. Шафрановым гребней являются не отдельными элементами первого порядка по соли, а лишь их составными частями. Имеются также определенные различия в простираениях осей гряд и гребней.

Как отмечалось ранее (Бровар, 1966), протяженность и линейность соляных гряд, а также существование закономерностей их ориентировки позволяют считать, что образование этих основных морфологических форм соляной тектоники тесно связано с региональными зонами наименьших всесторонних давлений, приуроченными к линейным зонам дизъюнктивных дислокаций подсолевого палеозоя не только в бортовой, но и в центральной частях Прикаспийской впадины. В ряде случаев такая связь подтверждается результатами региональных сейсмических исследований (Рябинкин и др., 1962). Таким образом, путем трансформации геофизических данных удалось выделить основные первичные положительные и отрицательные морфологические элементы первого порядка по соли. Соляные формы более высокого порядка (штокообразные соля-

ные тела, соляные перешейки между грядами и ответвляющиеся от последних отроги), развивавшиеся уже после возникновения соляных гряд, завуалировали существующие закономерности и обусловили сотовые очертания в плане соленосного комплекса центральной части Прикаспийской впадины.

Интересной является связь особенно крупных соляных тел с дизъюнктивными нарушениями. Так, к Уральскому разлому приурочен массив-гигант Лебяжинский — Круглый — Сахарный, расположенный в Кушумно-Уральском грабене, а к югу от рассматриваемой территории выделяется Индерско-Харкинская соляная гряда. С Эльтоно-Палласовским разломом (Бровар, Шмайс, 1966) совпадают массивы-гиганты Эльтон, Сайхин и Баскунчак. Такая приуроченность к разрывным нарушениям подсолевого палеозоя куполов-гигантов представляется нам не случайной. По-видимому, скопление колоссальных масс соли, образующих ядра массивов-гигантов, объясняется тем, что тектоническая активность глубинных разломов, с которыми связаны эти структуры, проявлялась в кунгурское время синхронно с процессами соленакпления. На участках опущенных крыльев, погружавшихся наиболее интенсивно, отлагались пласты каменной соли повышенной мощности, образуя соляные раздувы, которые и явились первичными формами соляной тектоники. В дальнейшем в результате вертикальных движений блоков подсолевого палеозоя, создававших вдоль разломов и на опущенных участках определенно ориентированные зоны разрядки тектонических напряжений, кунгурская соль отжималась с приподнятых крыльев и, сливаясь с приразломными раздувами соли опущенных блоков, создавала колоссальные скопления соли, которые за всю историю своего геологического развития превратились в массивы-гиганты.

На основании анализа имеющихся геолого-геофизических данных нами также составлена схематическая структурная карта по поверхности кунгурских соленосных отложений (рис. 35). При ее составлении были приняты следующие основные положения.

1. Соляные образования в гравитационном поле выражаются локальными минимумами силы тяжести, причем своды соляных гряд и штоков большей частью представляют собой выровненную столообразную поверхность, расположенную на глубине около 0,5 км. Склоны гряд и штоков крутые до вертикальных.

2. Изолиния, оконтуривающая локальный минимум силы тяжести, в плане приблизительно соответствует контуру, совпадающему с началом крутого погружения соли, расположенным на глубине около 0,5 км.

3. В гравитационном поле депрессии выражаются локальными максимумами силы тяжести, причем изолиния, оконтуривающая экстремальную часть максимума, соответствует контуру наиболее погруженной части депрессии.

4. Избыточная плотность надсолевых и соленосных отложений в депрессионных зонах составляет в среднем $0,3 \text{ г/см}^3$.

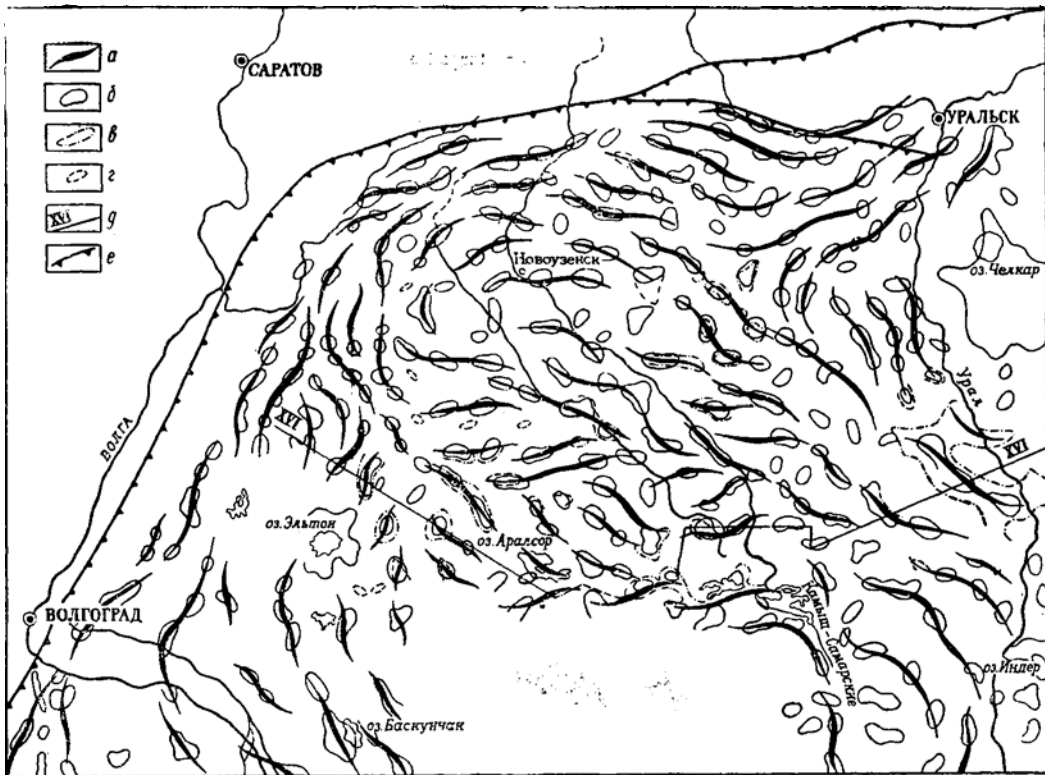


Рис. 34. Схема расположения солянокупольных структур в междуречье Урала и Волги (по А. П. Шаfranову, 1963 г.).

a — основные оси соляных гребней; *b* — соляные купола; *v* — контуры соляных тел по сейсмическим данным; *г* — глубоко погруженные соляные структуры; *д* — региональный сейсмический профиль II (XVI); *e* — бортовой уступ Прикаспийской впадины.



Рис. 35. Структурная карта по поверхности соли северо-западной части Прикаспийской впадины. (Составил Д. В. Цветков.)
a — геофизическая ступень; *б* — глубины по поверхности соли в км; *в* — номера гряд (см. табл. 2).

Принимая эти положения, всем контурам вершин соляных массивов были даны отметки 0,5 км и по разности аномалий вычислялись глубины склонов соляных поднятий и депрессионных зон. Отметки глубин округлялись до 0,5 км. Контурам гряд и межгрядовых зон придавались значения глубин, кратные единице, т. е. 1, 2, 3 км и т. п. Если разница между углублениями депрессионной зоны и вершинами соляного массива превышала 2 км, то на карте проводились дополнительные изолинии. Дополнительные изолинии проводились внутри контуров межгрядовых зон или внутри контуров гряд и в промежутках между ними, что в каждом конкретном случае определялось разницей отметок углублений, входящих в межгрядовую зону, а также величиной расстояния между вершинами соляной гряды.

Выявление местоположения сводовых углублений на построенной карте не представляет труда, так как они располагаются только на грядах в промежутках между вершинами, а перешейки — только в межгрядовых зонах в промежутках между локальными углублениями. Выявление же отрогов и карнизов по карте затруднено. Можно лишь с большей или меньшей вероятностью по взаимному расположению сводов и углублений определить вероятное местоположение выступов и карнизов.

Превышения апикальных частей штоков над мульдами сводовых углублений по соли изменяются от 0,5 км для большинства гряд, расположенных в бортовой зоне Прикаспийской впадины, до 2,5 км для гряд ее центральной части.

Соляные перешейки отмечаются на карте как погруженные на 2—5 км соляные поднятия. Минимальные значения глубин имеют перешейки, расположенные в прибортовой зоне, а максимальные — в центральной части впадины. Глубина депрессионных (межгрядовых) зон наиболее погруженной центральной области впадины составляет 7 км в районе Аралсора и 8 км на Хобде.

Анализ структурной карты (см. рис. 35) позволяет установить, что наибольшее распространение как на периферии, так и в центральной части Прикаспийской впадины имеют грядовые и валообразные формы. Более редкими, встречающимися преимущественно в центральной части впадины, являются штокообразные тела.

Составленная схематическая карта может быть использована лишь при региональных исследованиях, так как составлялась она по схематическим травиметрическим данным.

РЕГИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА НАДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Как известно, для выяснения особенностей осадконакопления и выделения нефтегазоносных зон необходимо знать региональную структуру перспективных отложений.

Исследование кернов и сравнение каротажных характеристик скважин, пробуренных на далеко расположенных друг от друга площадях, показывают хорошую коррелируемость синхронных

осадков, а закономерные изменения мощностей этих отложений свидетельствуют о несомненном существовании регионального тектонического плана, образованного главным образом в результате волнообразных колебательных движений земной коры и дифференциальных блоковых движений кристаллического фундамента.

Известен ряд работ, в которых предпринимались попытки изобразить региональную структуру надсолевого комплекса. Однако большинство составленных карт весьма схематичны, так как базируются на недостаточном количестве фактического материала. Остановимся лишь на последних работах, характеризующих региональный структурный план надсолевого комплекса. В основу структурной схемы мезозойских отложений Ю. М. Васильева и И. И. Скворцова (1964) положены отметки залегания III отражающего горизонта, отождествляемые с подошвой неокома. Эти отметки брались в наиболее погруженных участках межкупольных зон. Названные исследователи полагают, что путем таких построений им удастся исключить искажающее влияние соляных куполов на общий характер региональной структуры надсолевого комплекса, так как «в пределах межкупольных пространств первичная структура надсолевой толщи остается ненарушенной». Таких же принципов построения карты региональной структуры мезозойского комплекса придерживался и С. Н. Колтыпин (1967 г.). Не соглашаясь с положением Ю. М. Васильева и И. И. Скворцова о ненарушенности структуры надсолевой толщи в центральных частях межкупольных пространств, он отмечал, что соляная тектоника оказала наименьшее воздействие на покрывающие отложения в центральных частях межкупольных впадин.

Карты региональной структуры мезозоя, составленные Ю. М. Васильевым, И. И. Скворцовым (1964) и С. Н. Колтыпиным (1967 г.) и подобные карты Л. Э. Левина и Н. С. Толстого (1966), А. П. Шафранова, И. И. Скворцова (1966), Г. И. Слепаковой (1968) и другими исследователями, неравномерно обеспечены фактическим материалом, так как ко времени их составления многие площади не были покрыты сейсмическими исследованиями. Перечисленные исследователи составили карты лишь по одной маркирующей поверхности — подошве меловых отложений. Кроме того, максимальные отметки залегания маркирующей поверхности брались зачастую в компенсационных мульдах, хотя последние не отражают региональных закономерностей осадконакопления, а связаны с перемещением соли. Особенно заметен этот недостаток на карте, составленной С. Н. Колтыпиным. Выделенные им Челкарская, Индерская и отчасти Шалакупская впадины получены на основании отметок глубин, принятых в компенсационных асимметричных мульдах, приуроченных к крутым склонам массивов-гигантов Челкар, Индер и Эльтон. Таким образом, указанная карта изображает региональную структуру мезозоя, искаженную локальными особенностями осадконакопления. Следовательно, методика составления карт,

принятая вышеуказанными исследователями, не может считаться достаточно обоснованной.

При составлении карт современной региональной структуры надсолевых отложений, по нашему мнению, наиболее правомерно использовать отметки глубин залегания маркирующих горизонтов в менее всего искаженных соляной тектоникой депрессионных зонах. При этом за региональную составляющую осадконакопления нами была принята мощность осадков, отложившихся в результате

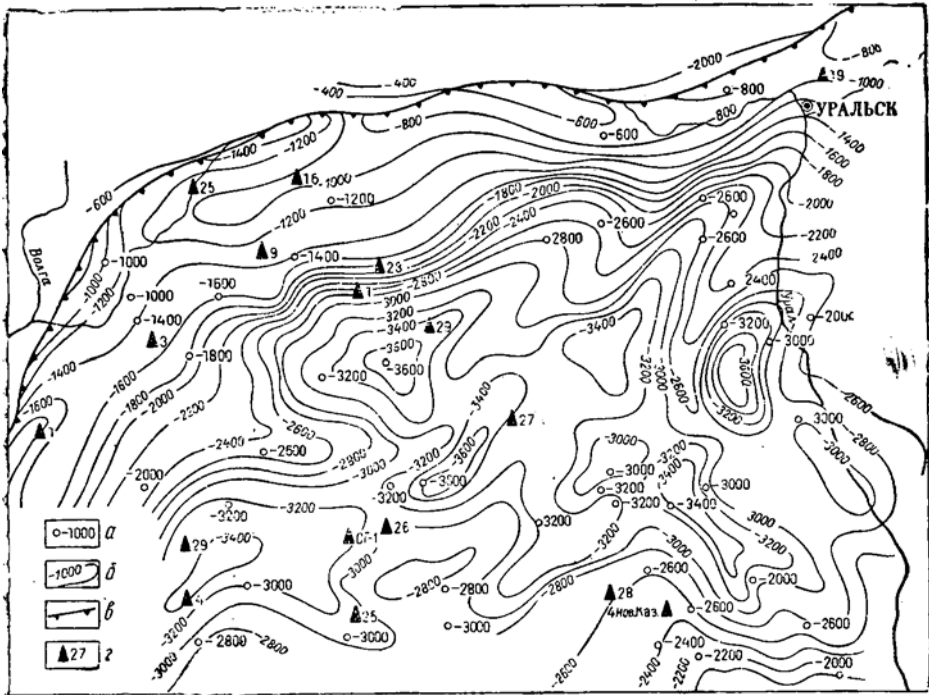


Рис. 36. Карта современной региональной структуры верхне- и среднетриасовых отложений. (Составил И. Г. Лага.)

а — отметки глубин; б — изогипсы региональной структуры; в — бортовой уступ; г — скважины.

дифференцированного прогибания всего региона вследствие волнообразных колебаний земной коры и вертикальных движений блоков. За локальную составляющую были приняты отложения компенсационных мульд, в которых увеличенная мощность осадков обусловлена сносом отложений с солянокупольных структур, т. е. ограниченными по площади (местными) геологическими процессами. Таким образом, оказалось возможным использовать хорошо разработанную в гравиметрии методику составления карт региональной и локальной составляющих (Андреев, Клушин, 1962).

Составив профили глубин залегания маркирующего горизонта через центральные части депрессионных (межгрядовых) зон и при-

няв линейный закон изменения мощности в региональном плане, мы выделили региональную составляющую осадконакопления, для которой влияние соляной тектоники оказалось минимальным.

К настоящему времени представляется возможным более обоснованное составление карт, так как площадь северной части между речью Урала и Волги почти полностью покрыта сейсмической съемкой и на ней пробурено значительное количество скважин, позволяющих стратиграфически увязать опорные сейсмические горизонты.

По описанной методике были составлены карты современной региональной структуры по подошве верхне- и нижнемеловых, юрских и верхне- и среднетриасовых отложений (рис. 36—39). При

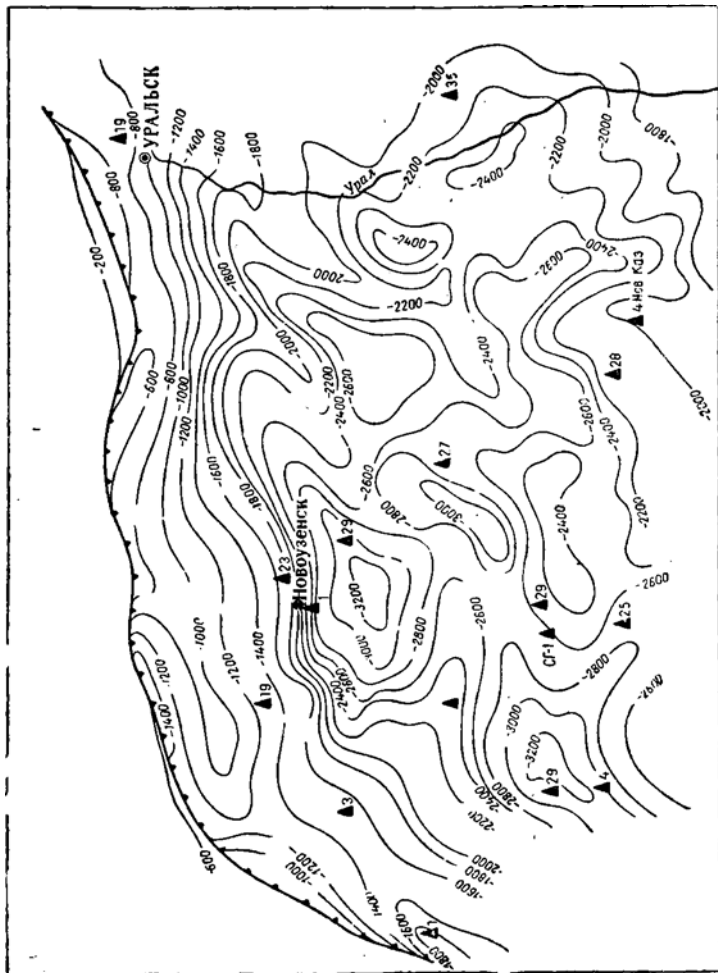


Рис. 37. Карта современной региональной структуры юрских отложений. (Составили И. М. Бровар, И. Г. Лага.)
Усл. обозн. см. на рис. 36.

рассмотрении перечисленных карт обращает на себя внимание почти полное совпадение положения и контуров выделяемых геотектонических элементов.

На основании анализа перечисленных карт тектоническое строение надсолевого комплекса региона представляется следующим образом. Бортовое сочленение Прикаспийской впадины со Среднерусской плитой, фиксируемое по геофизическим данным в виде гравитационной ступени, а по кунгурским отложениям как граница распространения соляной тектоники, по надсолевым отложениям имеет дизъюнктивный характер. На участке к западу от г. Ершова до г. Ровного И. И. Кожевников эту зону называет Токаревским

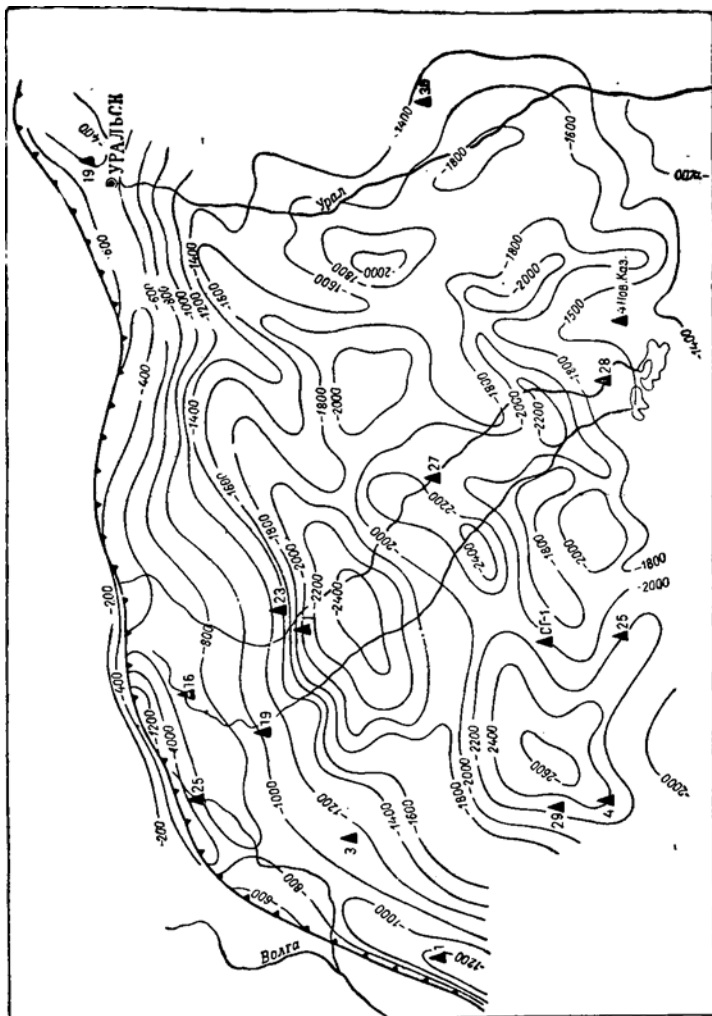


Рис. 38. Карта современной региональной структуры нижнемеловых отложений. (Составили И. М. Бровар, И. Г. Лага.)
Усл. обозн. см. на рис. 36.

сбросом. Полоса дислокаций, обобщаемая в Токаревский региональный сброс, обусловлена нарушениями в надсолевых отложениях, вызванными соляной тектоникой (первым солевым валом). При этом падение пластов на таких участках направлено в сторону бортового уступа, что не соответствует общему региональному наклону в впадины.

На участках Озинки — Ершов и далее Ровное — Александровка — Кисловка сочленение фиксируется слабым изгибом пластов без разрыва их сплошности, причем падение пластов направлено в сторону Прикаспийской впадины.

К бортовому сочленению примыкает полоса шириной 30—70 км, характеризующаяся общим моноклинальным наклоном к центру

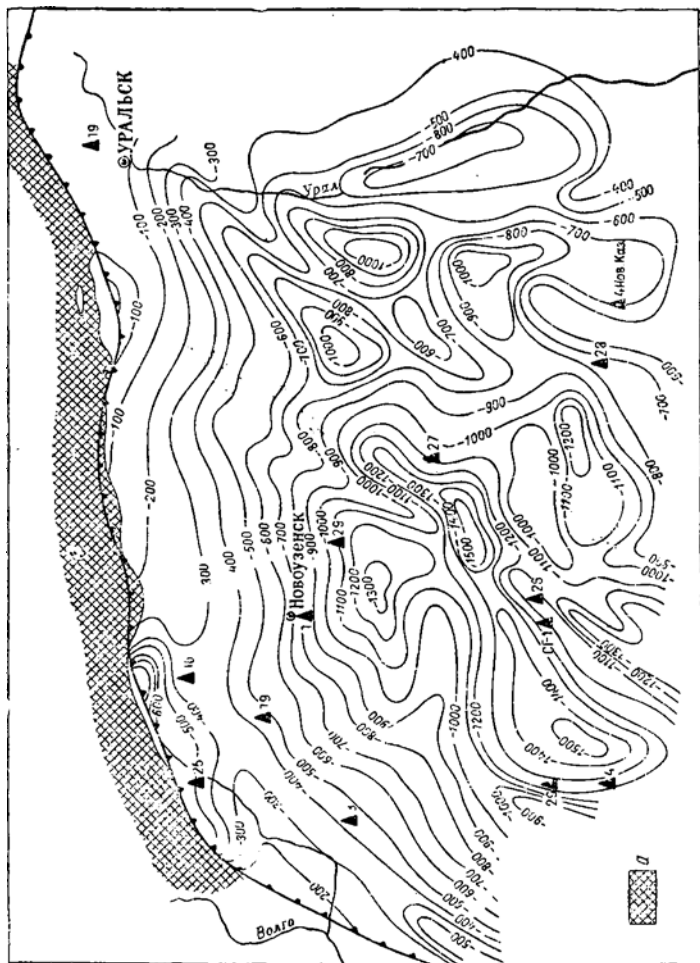


Рис. 39. Карта современной региональной структуры верхнемеловых отложений. (Составил И. М. Бровар, И. Г. Лага.)
а — область разрыва верхнемеловых отложений.
Остальные усл. обозн. см. на рис. 36

Прикаспийской впадины. Эта полоса фиксируется на всех составленных картах современной региональной структуры. Южная и юго-западная ее границы в рассматриваемом регионе совпадают с границами внутренней части бортовой зоны (Храмой, 1964).

Строение внутренней бортовой зоны неоднородно. Ее можно разделить на две подзоны. Первая из них шириной 10—20 км находится в непосредственной близости от бортового уступа и характеризуется развитием узких прерывистых структур синклинального и антиклинального типов, осями которых является бортовой уступ. Эту подзону будем называть подзоной бортового сочленения (рис. 38).

Вторую подзону шириной 20—50 км, характеризующуюся полетим моноклиналим наклоном, будем именовать подзоной моноклиналим погружения. По карте современной региональной структуры меловых отложений (рис. 38) южная и юго-восточная границы этой подзоны проводятся по изогипсам подошвы мела — $-800 \div -1000$ м. Эта граница отличается резким градиентом изменения глубин и мощностей надсолевых отложений, что, по-видимому, отражает последний ступенчатый уступ бортовой зоны в подсолевом ложе и совпадает с изогипсами $-6500 \div -7000$ м на схематической структурной карте рельефа подсолевых отложений (Манилов, Фоменко, 1965).

Следует отметить, что полоса больших градиентов изменения глубин и мощностей мезозойских отложений на Новоузенском участке, выделенная Х. Г. Соколиным (1964) как Новоузенская флексура, с севера и северо-запада оконтуривает обширную область, которая нами названа центральной областью впадины. Это наиболее погруженная и неоднородная по своему тектоническому строению область, состоящая из прерывистых, различно ориентированных синклиналим и антиклиналим складок. Рассмотрение структурного плана всей области по картам современной региональной структуры позволяет выделить в ней участки, характеризующиеся общими чертами. Так, наиболее погруженная часть области, доминирующими структурами которой являются синклинали северовосточного простираения, оконтуриваемая изогипсами $-1800 \div -2100$ м по подошве мела, названа нами Волго-Уральским прогибом. Этот геоструктурный элемент протягивается с юго-запада примерно от юго-восточного изгиба р. Волги на северо-восток почти до р. Урала. Максимальная глубина подошвы мела в рассматриваемой части Волго-Уральского прогиба составляет $-2500 \div -2600$ м, а юго-западнее — еще более увеличивается.

Характерно, что выделенный нами Волго-Уральский прогиб совпадает с Аралсорским гравитационным максимумом. Согласно работам ГСП, проведенным Илийской геофизической экспедицией по профилю Челкар — Волгоград, на участке профиля в районе упомянутого прогиба отмечается воздымание поверхности Мохоровичича и уменьшение мощности земной коры, что подтверждает предположение Н. В. Неволлина (1965) о глубинной природе Аралсорского

максимума и субокеаническом характере строения земной коры описываемого региона.

Второй прогиб, расположенный в междуречье Урала и Кушума, включающий три синклинальные складки субмеридионального простирания, оконтуриваемые изогипсами — 1600 ÷ — 1800 м по подошве мела, назван Урало-Кушумским. Этот прогиб значительно уступает по размерам Волго-Уральскому. Максимальная глубина залегания подошвы мела составляет — 1800 ÷ — 2000 м.

Наиболее крупным положительным геотектоническим элементом центральной области является Джангалинское поднятие, которое соизмеримо с Волго-Уральским прогибом. В описываемый регион входит лишь северный склон его. Глубины залегания подошвы мела в наиболее приподнятых участках этого поднятия в пределах рассматриваемого региона составляют — 1100 ÷ — 1300 м.

Более мелкими тектоническими элементами центральной области являются расположенные на северо-востоке Верхнекушумский и Чижинский, на севере Куриловский и на западе Захатсорский выступы. Первые два выступа юго-западного простирания как бы облекают северо-восточное окончание Волго-Уральского прогиба. Куриловский и Захатсорский выступы более значительны по размерам, но на картах современной региональной структуры выражены слабее.

Выделяемые крупные структурные элементы характеризуются специфическими чертами гравитационного поля. Так, подзона бортового сочленения выражается в виде гравитационной ступени на севере и северо-западе и в виде полосы незначительного разрежения изоаномал, параллельных гравитационной ступени, — на юге и юго-востоке. Подзона моноклинального погружения выделяется в виде полосовидных, четко ориентированных аномалий, параллельных бортовому уступу. В центральной области преобладают различно ориентированные мозаичные поля. Такая разница в характере гравитационного поля подтверждает различие тектонического строения выделяемых структурных элементов.

Описанные тектонические элементы являются по отношению к впадине структурами II порядка. Последние, в свою очередь, осложнены более мелкими структурами III порядка, пространственная ориентировка которых подчинена расположению структур II порядка. В подзоне бортового сочленения выделены четыре такие структуры: Приволжская и Ершовская антиклинали и Ждановская и Тепловская синклинали. Структуры III порядка выделены и в пределах Волго-Уральского и Урало-Кушумского прогибов. Это Жаньксорская, Фурмановская и Урдинская антиклинали и Новоузенская, Узенская, Муратсайская, Казталовская, Батпаксорская, Акмайская, Юлаевская, Санкебайская и Лебяжинская синклинали. Намечается синклиналь и на восточной окраине территории — Джамбейтинская. Перечисленные тектонические элементы показаны на тектонической схеме мезозоя и палеогена северной части междуречья Урала и Волги (рис. 40).

Составленные нами карты современной региональной структуры лучше всего согласуются со структурной картой рельефа поверхности подсолевых отложений С. А. Манилова и К. Е. Фоменко, на которой не нашла отражения блоковая тектоника подсолевого палеозоя (рис. 41). Разрывные дислокации наиболее погруженной центральной области впадины, показанные на ряде других карт и схем строения рельефа подсолевого ложа (Соколов и др., 1965; Бровар, 1968; Н. В. Неволин и др., 1965 г. и др.), не оказали существенного влияния на развитие надсолевого комплекса. Однако границы подзон моноклинального погружения и бортового сочленения, фиксируемые на указанных выше картах в виде региональных разломов, четко отражаются и в тектонике надсолевого комплекса.

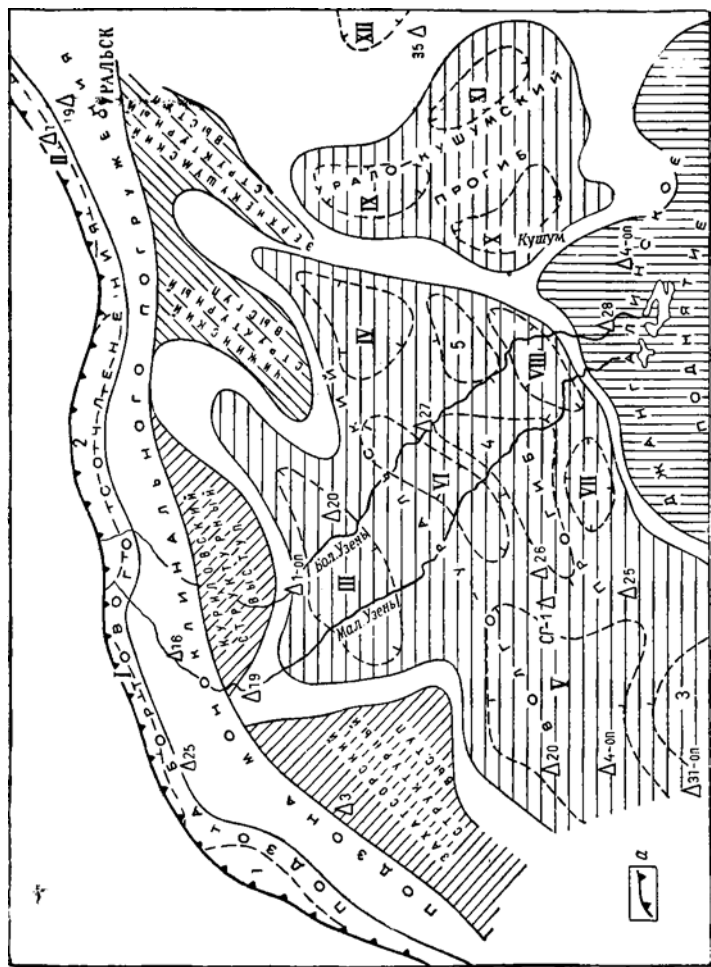


Рис. 40. Схема тектоники надсолевого (мезозойского) комплекса. (Составили И. М. Бровар, И. Г. Лага.)

а — бортовой уступ.
 Третьего порядка: антиклиналы: 1 — Приволжская; 2 — Ершовская; 3 — Урдинская; 4 — Жайыкская; 5 — Фурмановская; синклинали: 1 — Ждановская; 11 — Тельтовская; 111 — Новоузенская; 1V — Узенская; V — Муртагская; VI — Казталовская; VII — Баглаксорская; VIII — Акмайская; IX — Юлаевская; X — Санкеевская; XI — Лебяжинская; XII — Джамбейтинская.

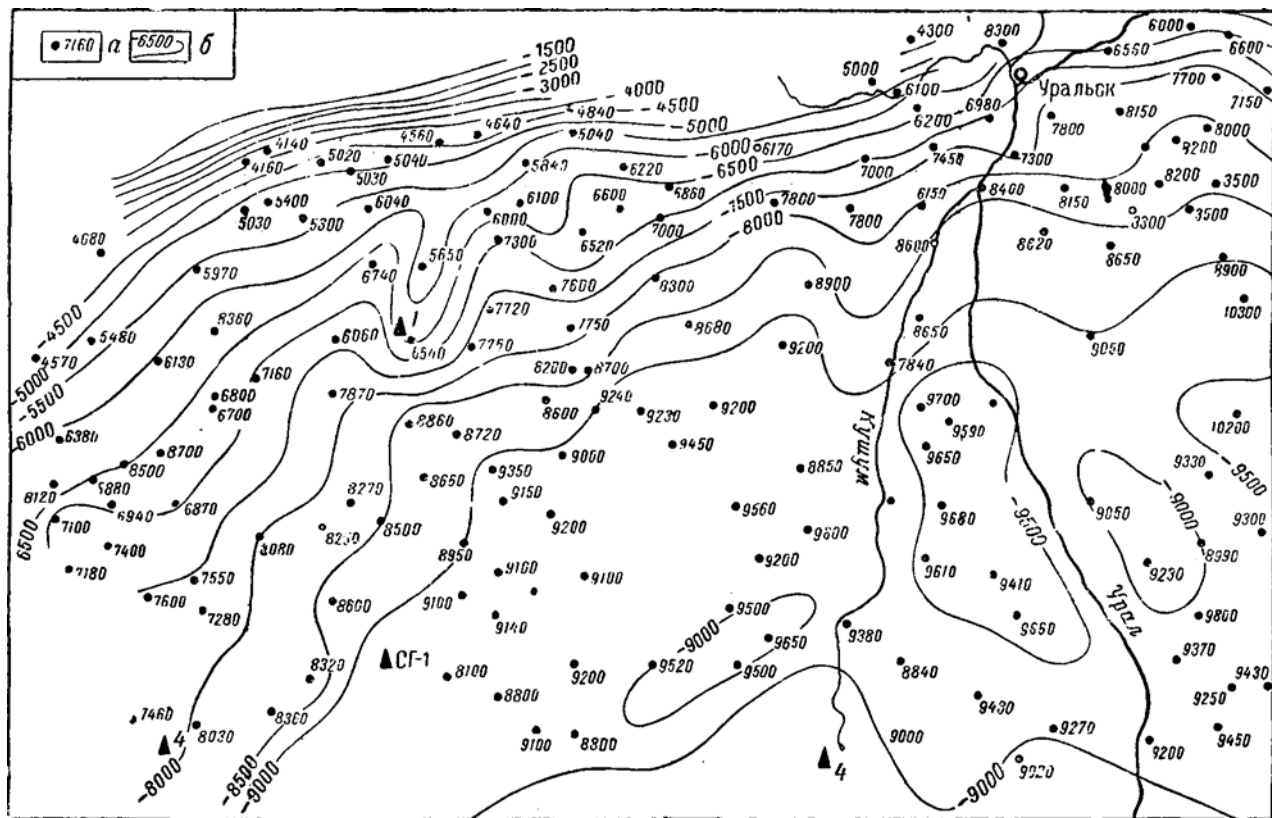


Рис. 41. Схематическая структурная карта поверхности подсолевого палеозоя (по С. А. Манилову и К. Е. Фоменко).
 а — отметки глубины залегания горизонта P_1 , в м; б — изогипсы поверхности подсолевого палеозоя,

Таким образом, на характер осадконакопления в бортовой зоне влияла главным образом блоковая тектоника, тогда как в центральной, наиболее погруженной области основное значение имели колебательные волнообразные движения. Большое сходство региональных структурных планов подсолевого палеозоя и надсолевого мезозойского комплекса позволяет прийти к очень важному выводу об общей унаследованности геотектонического развития всего кайнозойско-палеозойского осадочного комплекса.

ЛОКАЛЬНЫЕ СТРУКТУРЫ В НАДСОЛЕВОМ КОМПЛЕКСЕ

Положительные структуры в надсолевом комплексе междуречья Урала и Волги нельзя классифицировать лишь одним, получившим широкое распространение термином — купол, поскольку в большинстве случаев они линейно вытянуты и связаны не только с изометричными скоплениями, но также с грядами и валами. Поэтому в зависимости от приуроченности к определенному типу соляных скоплений выделяются следующие типы структур в надсолевых отложениях.

Антиклинальные складки приурочены к соляным валам и грядам. Они могут быть с неразмытой сводовой частью и с полностью размытым сводом. Сводовая часть первых, связанных с соляными валами, сложена стратиграфически полным (P_2 —Сг), но сокращенным по мощности разрезом надсолевых отложений. Обычно своды таких антиклинальных складок разбиты одним-двумя продольными сбросами, разделяющими надсолевую структуру складок на опущенные и приподнятые крылья и образующими центральные грабены (Ждановская и Усовская складки). Надсолевые отложения на крыльях антиклинальных складок, связанных с грядами, образуют формы примыкания и налегания. Структуры налегания образуются на пологих склонах валов и гряд и характеризуются несколько сокращенной мощностью надсолевых отложений вследствие размыва головной части мезозойских пород. Породы плиоцена залегают на них с резким угловым несогласием (Лебяжинский, Санкебай).

Структуры примыкания приурочены к крутым склонам и вторым крутым уступам соляных гряд. Их надсолевой разрез имеет полную мощность. Головная часть структур примыкания экранируется крутым склоном соли или продольным сбросом (Болганмола Северная).

Антиклинальные складки с размытым сводом характеризуются большими размерами. Системой поперечных сбросов их крылья также разбиты на блоки.

Купола приурочены к штокообразным соляным телам. Их строение обусловлено формой соляного штока. Если соляные тела изометричны или неизометричны, то купола в плане будут иметь соответствующую форму. Купола могут быть с сохранившимися и с размытыми мезозойскими сводами. Первые обычно приурочены к гребневидным и шиповидным, вторые — к плоскосводовым штокам.

Наибольшее развитие в междуречье Урала и Волги имеют купола с размытыми мезозойскими сводами, приуроченные к плоско-сводовым штокам. Так же, как и у гряд, надсолевые отложения образуют здесь формы примыкания и налегания. Радиальными и поперечными сбросами надсолевая структура купола разбита на блоки, или секторы (Акмай, Бистаусор, Шакей, Мимбай, Тайгора и др.). Менее распространены купола с неразмытыми мезозойскими сводами, приуроченные к гребневидным и соляным телам треугольной формы (трехкрылые купола) и к шиповидным соляным телам (двукрылые купола).

Надсолевой комплекс трехкрылых куполов, имеющий сокращенную мощность отложений, разделен трехлучевым грабеном на три крыла, которые, в свою очередь, разбиты сбросами на блоки (Бескудук, Байкадам, Аукетайчагыл).

Надсолевые мезо-кайнозойские отложения двукрылых куполов, образующие четко выраженный свод, также имеют несколько сокращенную мощность. Центральным грабеном они разделяются на два крыла — приподнятое и опущенное, которые, в свою очередь, бывают разбиты радиальными сбросами на блоки (Заречный, Спортивное, Карагайское, Коктау). Исключением является Таловское куполовидное поднятие, на котором надсолевой комплекс не затронут дизъюнктивными нарушениями.

Отрицательные структуры надсолевого комплекса классифицируются во взаимосвязи с отрицательными формами соли. Так, депрессионным зонам по соли отвечают **депресссионные зоны** по надсолевым отложениям. Это обширные по площади пространства, расположенные между соляными грядами и валами и имеющие одинаковое простираение с последними. Депрессионные зоны осложнены глубокими (компенсационными) и мелкими мульдами, структурными носами, террасами, а также куполовидными поднятиями и дизъюнктивными нарушениями, связанными с соляными перешейками и отрогами.

Для депрессионных зон характерен полный разрез надсолевого комплекса, включающий верхнепермские образования. В бессолевых (сквозных — по В. Л. Соколову) мульдах депрессионных зон отложения послекунгурского возраста могут встречаться в контакте с докунгурским палеозоем. Депрессионные зоны, ограниченные соляными телами со всех сторон, будем именовать закрытыми, а раскрывающиеся в соседние — открытыми. Примерами депрессионных зон являются Портартурская, Аралсорская, Мухорская, Альдебергенская — в центральной части междуречья, Ждановская и Чувашинская — в бортовой.

Межштоковых углублениях соли отвечают **межкупольные мульды** в надсолевым отложениях. Надсолевые отложения образуют корытообразные синклинальные структуры, не осложненные сбросами и поднятиями. Так же, как и у депрессионных зон, разрез надсолевого комплекса межкупольных мульд полный и, по-видимому,

Структуры надсолевого комплекса

Порядк. структ.	Положительные		Отрицательные
	I	Антиклинальные складки	
	С неразмытой сводовой частью	С размытой сводовой частью	
II	Купола (двукрылые, трехкрылые)		Межкупольные мульды
	С неразмытым сводом	С размытым сводом	
III	Сводовые мульды		

включает верхнепермские образования. Примерами таких структур являются Бугутская, Бистаусорская, Наримановская и др.

Наконец, сводовым солевым углублениям соответствуют **сводовые мульды** по надсолевым отложениям. Они сложены, по-видимому, лишь мезо-кайнозойскими отложениями. В зависимости от залегания пластов осадочных пород сводовые мульды могут быть симметричными и асимметричными (Казталовская, Шакейская, Болдыревская и др.).

Структурные взаимоотношения перечисленных положительных и отрицательных надсолевых структур с кунгурской солью показаны на рис. 29, 30, а схема их классификаций приводится в табл. 3.

Предлагаемая классификация положительных и отрицательных морфологических соляных форм и надсолевых структур северо-западной части Прикаспийской впадины при соответствующих дополнениях и уточнениях в дальнейшем может быть распространена и на другие части Прикаспийской впадины.

Существует тесная связь между степенью активности соляной тектоники, тектоническим строением надсолевых структур и развитием тех или иных типов последних. Так, в районах высокоактивной соляной тектоники площадь, занятая плоскими сводами массивов, почти равна площади депрессионных зон; в надсолевом комплексе преобладают по площади отрицательные структуры, своды положительных структур размыты, а сохранившиеся от размыва отложения, обычно окаймляющие плоские вершины соляных тел, сильно дислоцированы. Весьма редкими являются двукрылые куполовидные поднятия на соляных перешейках и отрогах.

В районах менее активной соляной тектоники площадь депрессионных зон преобладает над площадью плоских сводов гряд и штоков. Увеличивается количество положительных структур с сохранившимися от размыва сводами. Получают развитие двукрылые и трехкрылые купола. Таким образом, районы менее активной соляной тектоники являются более благоприятными для сохранения ловушек в мезозойском комплексе, способных вмещать углеводороды.

ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НАДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ МЕЖДУРЕЧЬЯ УРАЛ — ВОЛГА

Колебательные движения земной коры рассматриваемой территории изучались путем анализа мощностей, фаций, размывов и стратиграфических перерывов.

Размывы и стратиграфические перерывы устанавливались по многочисленным разрезам скважин и отражены на региональных схемах сопоставления надсолевых отложений. Литологические комплексы, составляющие фациальные поля или зоны, выделялись по соотношению различных по составу пластов и пачек пород, определяемых по керну и каротажным данным, и изображались в виде разреза пород, слагающих тот или иной отдел. Карты фациальных комплексов и мощностей составлены для средне- и верхнетриасового, средне- и верхнеюрского, ниже- и верхнемелового отделов.

ПЕРМСКИЙ ПЕРИОД

На фоне общего поднятия Русской платформы, начавшегося в раннепермскую эпоху, Прикаспийская впадина в течение пермского периода продолжала оставаться устойчивой областью прогибания. В позднепермскую эпоху светло-серые известняки и конгломераты морского происхождения, относимые в центральной части региона к казанскому ярусу, сменяются мощной толщей континентальных красноцветов татарского яруса, в которых встречаются подчиненные маломощные прослои сероцветов. Полный разрез верхнепермских отложений центральной, наиболее погруженной части региона бурением не пройден. Однако их большая мощность, устанавливаемая по геофизическим данным, свидетельствует об интенсивном прогибании, характерном для всей Прикаспийской впадины в позднепермское время.

ТРИАСОВЫЙ ПЕРИОД

Интенсивное прогибание региона и накопление мощной толщи красноцветных осадков континентального происхождения продол-

жалось и в раннем триасе. В среднетриасовую эпоху дальнейшее прогибание региона вызвало морскую трансгрессию с юго-запада (область Тетиса). Осадконакопление в морском бассейне продолжалось в течение времени отложения I—IV пачек (комплексов). Следы продвижения береговой линии моря, изученные В. В. Липатовой (1967) на северном участке бортовой зоны, фиксируются по наличию в основании отдела брекчии, сменяющейся вверх по разрезу крупнозернистыми косослоистыми, затем средне- и мелкозернистыми песками. По плоскостям наслоения отмечается обилие растительных остатков, обломков крупных пеллеципод, отпечатков и створок остракод. Выше, среди песчаников появляются прослой алевролитов и глин, окрашенных в основном в темно-серые цвета.

По результатам изучения разрезов среднего триаса, а также по распределению мощностей отдела составлена схематическая карта фациальных комплексов и мощностей среднетриасовых отложений (рис. 42).

Ввиду отсутствия в основании отдела хорошо прослеживающегося сейсмического отражающего горизонта карта изопакит построена в основном по данным бурения. Хорошо выделяющиеся в разрезах карбонатные породы дали возможность довольно легко наметить морскую фациальную зону, а места их латерального замещения в совокупности с исчезновением других индикаторов моря позволили установить границу морской фациальной зоны с зоной континентальных фаций. С другой стороны, количественные соотношения различных типов пород дали возможность выделить девять литологических комплексов, изображенных на прилагаемой карте (рис. 42) в виде схематизированных разрезов. Как видно на этой карте, среднетриасовые отложения распространены почти на всей рассматриваемой части впадины, а на западе присутствуют и на ее обрамлении. Северная же граница распространения этих отложений приблизительно совпадает с бортовым уступом впадины и на карте показана как граница их древнего (предбайосского) размыта. Зона морской шельфовой фации объединяет четыре литологических комплекса I—IV, V комплекс отнесен к зоне лагунных фаций, а комплексы VI—IX — к зоне континентальных фаций.

Максимальные мощности отдела, превышающие 530 м, вскрыты скв. 31-оп и 5 Наримановская, расположенными в западной части Урало-Волжской зоны прогибания.

Наиболее глубоководные осадки занимают среднюю часть территории (комплекс I). Мощность их большая (500 м). Доломитизация не наблюдается. Среди глин и раковинных известняков присутствуют пелитоморфные разности. На участке распространения этого комплекса накопление осадков отставало, по-видимому, от скорости прогибания земной коры, или, по крайней мере, было более медленным, чем на участке развития комплекса II. Увеличение мощностей наблюдается и к северу от участка распространения комплекса I, к северному борту впадины.

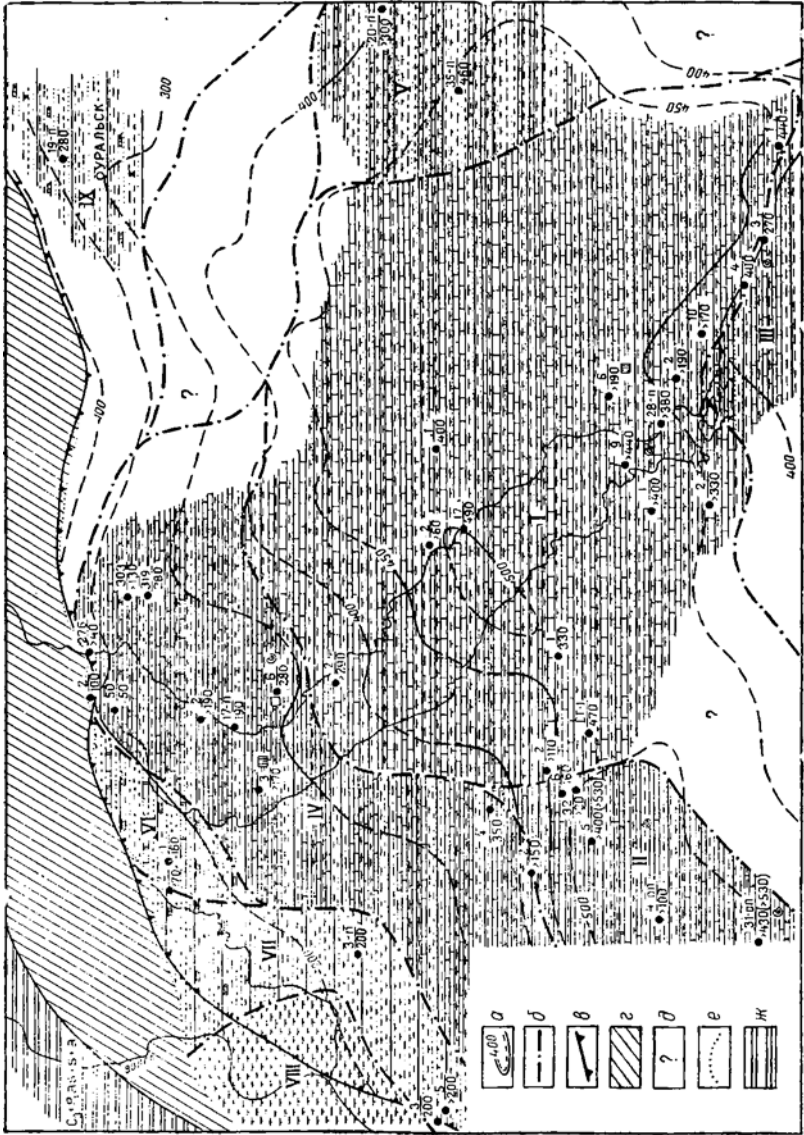


Рис. 42. Схематическая карта фациальных комплексов и мощностей среднетриасовых отложений северной части междуречья Урала и Волги. (Составил И. Г. Лага.)
a — изопакхиты среднетриасовых отложений; *b* — границы фациальных зон; *в* — бортовой уступ Прикаспийской впадины; *г* — область отсутствия среднетриасовых отложений; *д* — области неясных фациальных комплексов; *e* — область размыта древней суши; *ж* — береговая линия. Цифры — мощностные комплексы: *1* — *IV* — осадки моря, преобладает верхняя часть шельфа; *V* — отложения прибрежных равнин, часто заливавшихся морем; *VI* — *IX* — отложения прибрежных равнин, временно заливаемых морем.

Таким образом, распределение мощностей и фаций среднего триаса на рассматриваемой части Прикаспийской впадины не согласуется в плане с ее современными контурами (см. рис. 36). Участки увеличенных мощностей, видимо, отражают зону максимального прогибания, в которой и развивалась морская трансгрессия.

Как следует из карты изопакхит, максимальное прогибание происходило в центральной части региона, где выделяется обширная Волго-Уральская погруженная зона, разделенная на Приволжский, Кушумо-Узенский и Урало-Кушумский прогибы. Общее простирание зоны северо-восточное. С юга она ограничена Джангалинским палеоподнятием, а на севере и западе — Захатсорско-Палласовским, Ершовско-Куриловским, Озинковским и Верхнекушумским палеоподнятиями (рис. 42).

После отложения глинисто-известняковой пачки (*IV*) территория испытала поднятие. Море ненадолго покинуло ее, установились континентальные условия осадконакопления. Верхняя часть верхней песчано-глинистой пачки (*V*), по-видимому, отражает последнюю и уже незначительную морскую трансгрессию эпохи.

С наступлением верхнетриасовой эпохи начался заключительный цикл осадконакопления в триасовом периоде. Подобно нижнему отделу верхний также сложен континентальными образованиями. Но по условиям осадконакопления они отличаются. Если нижний триас имеет признаки аридного климата, то в верхнем триасе существовали условия, близкие к гумидным.

Как было сказано выше, на большей части территории наблюдается циклическое строение разреза. В основании разреза и нижней песчано-глинистой пачки обычно залегает прослеживающийся почти по всей территории песчаный пласт (10—25 м). Последний, по-видимому, отражает регрессию среднетриасового моря, вызванную воздыманием земной коры. Территория превратилась в приморскую равнину с расчлененным рельефом, а затем началось ее выравнивание и заболачивание. Тектонические движения были незначительными, на что указывают озерно-болотные осадки (алевроито-глинистая пачка). Заболачивание территории привело к развитию торфяников и образованию пластов угля.

В дальнейшем тектонические движения вновь активизировались, произошла серия поднятий и

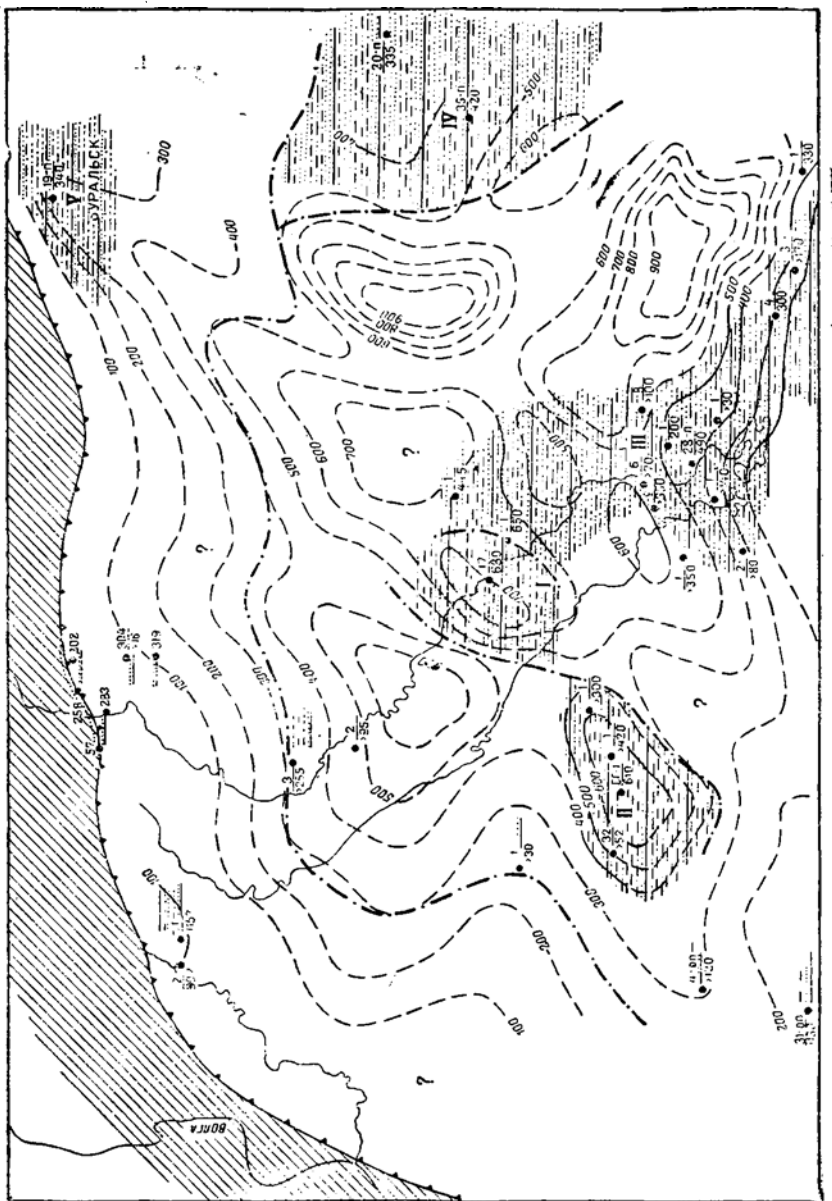


Рис. 43. Схематическая карта фациальных комплексов и мощностей верхнетриасовых отложений. (Составил И. Г. Лага.)
a — *e* — то же, что и на рис. 42 применительно к верхнетриасовым отложениям.
 Фациальные комплексы: I — IV — осадки мелких, временами соединявшихся континентальных водоемов с пониженной соленостью, V — отложения наземных аккумулятивных равнин.

опусканий, что отражено в разрезе чередованием мощных, песчаных и глинистых пластов (верхняя песчано-глинистая пачка). На большей части территории в это время, по-видимому, существовал мелководный внутриконтинентальный бассейн, распространявшийся на значительную часть Прикаспийской впадины, а временами, возможно, соединявшийся с морским бассейном, располагавшимся в районе Северного Кавказа.

Активизация колебательных движений земной коры в конце верхнетриасовой эпохи привела к общему поднятию территории, ее денудации и перерыву осадконакопления.

Вследствие послетриасовых эрозионных процессов наиболее полные и мощные разрезы верхнего отдела сохранились в основном в центральной части территории. В бортовой зоне впадины отложения верхнего триаса в большинстве случаев размыты. Сохранившиеся и условно выделенные разрезы дают возможность судить о тектоническом развитии всей рассматриваемой территории.

Показанные на карте фациальных комплексов и мощностей (рис. 43) изопакиты верхнего триаса получены методом схождения по картам современных региональных структур юры и верхнего триаса в совокупности с данными бурения.

В связи с ограниченным количеством полных разрезов литологические комплексы на карту нанесены лишь на участках их вскрытия и объединены в приблизительно однородные фациальные зоны.

Как видно на карте (рис. 43), граница распространения верхнетриасовых отложений на север и северо-запад приблизительно совпадает с бортовым уступом впадины; за этой границей они, по-видимому, были размыты. Присутствующие во впадине отложения отдела по условиям образования разделены на субаквальные и субазральные (наземные). Отложения водоемов занимают центральную область впадины, а наземные — ее береговую зону.

Фациальная зона первых объединяет четыре литологических комплекса (I, II, III и IV), которые выделены по количественному соотношению алевроито-глинистых и песчаных пород, а также по присутствию большого количества угольных пластов, хорошо выделяемых по данным бурения и электрометрии.

В пределах фациальной зоны наземных осадков вследствие скудости материала выделен пока лишь один литологический комплекс (V), который, возможно, распространен на большей части подзон моноклиналиного погружения и бортового сочленения.

Рассмотрим общий план распределения мощностей. В бортовой зоне впадины изопакиты, значения которых уве-

личиваются к центральной области, очерчивают ее контуры. В центральной области картина несколько меняется. Распределение мощностей здесь дифференцировано и наблюдается локализация их в виде сравнительно небольших палеоподнятий и палеопрогибов, ориентированных преимущественно с юго-запада на северо-восток. Последние объединяются более общим контуром в зону максимальных мощностей, вытянутую с юго-запада на северо-восток. На севере и северо-западе она ограничена бортовой зоной малых мощностей, а на юге и юго-западе — Джангалинским и Шунгайским участками сокращенных мощностей, замыкаясь на востоке южнее оз. Челкар. Судя по ориентировке небольших палеоструктур, зона максимального прогиба примерно по р. Кушуму делится на два больших палеопрогиба — западный и восточный, в значительной мере совпадающих с Волго-Уральским и Урало-Кушумским прогибами современной структуры верхнего триаса (см. рис. 36).

Сравнивая карты мощностей верхнего и среднего триаса, можно установить некоторую разницу между ними, особенно на юго-западе территории. На этом участке наблюдается уменьшение мощностей верхнего триаса в отличие от увеличенных мощностей среднего отдела.

В связи с тем что мощность отложений верхнего триаса на юго-западе обусловлена не только седиментационными, но и денудационными процессами, изопакеты отдела не полностью отражают зону максимального прогиба и ее размеры. Другая причина обусловила сокращение верхнетриасового разреза в районе Камыш-Самарских разливов. Вскрытый скважинами разрез отдела (две нижние пачки и часть верхней) указывает на уменьшение мощности в результате седиментационных процессов, связанных с развивавшимся здесь Джангалинским палеоподнятием. Южное обрамление его неизвестно. По-видимому, северные его контуры и являются бортовой частью зоны максимального опускания.

Подобно среднетриасовому, соответствующее ему в плане познетриасовое Джангалинское поднятие также отразилось на составе пород. В разрезах этого участка не фиксируется угленосная пачка, четко выделяющаяся в районе Порт-Артура.

Кроме упомянутых различий и сходств в картах мощностей среднего и верхнего триаса, следует указать на большую дифференцированность значений мощности на карте верхнего отдела. Мощности среднего триаса довольно выдержаны, особенно в центральной области впадины. Амплитуда колебания их значений здесь не более 60—100 м. По верхнему отделу мощность достигает 500 м и более. В этом, очевидно, основную роль сыграло общее послетриасовое поднятие территории, приведшее к продолжительной денудации верхнего триаса, в то время как среднетриасовые отложения подвергались этому процессу в меньшей степени.

Изменение знака тектонических движений в раннеюрское время привело к некоторому изменению структурного плана рассматри-

ваемой территории, что отразилось на конечном распределении мощностей верхнего триаса. Именно так и возникли упомянутые участки малых мощностей верхнего отдела на местах палеопргибов в среднем триасе. Наиболее вероятно, что поздне триасовая структура была унаследованной от среднетриасовой, а карта равных мощностей верхнего триаса отражает лишь палеоструктуру на начало позднебайосского века.

ЮРСКИЙ ПЕРИОД

В раннеюрскую эпоху рассматриваемая территория была приподнята. На юге же в это время (южнее широты Элиста — Астрахань) происходило опускание, сопровождавшееся осадконакоплением. Распространявшееся с юга опускание достигло северной части междуречья Урала и Волги лишь во вторую половину байосского века. Следовавшая за прогибанием морская трансгрессия проникла в северную окраину региона только к концу времени отложения алевроито-песчаной пачки байосского яруса. Этот пример классической трансгрессии хорошо виден на схеме сопоставления юрских отложений по линии I—I (см. рис. 20).

К началу времени отложения глинистой пачки байоса вся территория уже была покрыта шельфовым морем, причем рельеф морского дна был вообще полого наклоненным с северо-востока на юго-запад. В дальнейшем осадконакопление происходило в условиях довольно устойчивого моря.

Незначительные изменения в тектоническом режиме происходили в батский век, когда замедлилось прогибание и море стало более мелким.

В деталях палеотектоническая обстановка средней юры видна из карты фациальных комплексов и мощностей и палеотектонической схемы (рис. 44, 49). Карта изопакит составлена по данным бурения с учетом материалов сейсморазведки.

Литологические комплексы выделялись по количественному соотношению в разрезе пластов песчаных и глинистых пород, что трудно осуществлять по каротажным данным.

По сумме тектонических движений выделяются юго-западная и юго-восточная зоны максимального прогибания, в которых мощность осадков достигает на рассматриваемой территории 300 м. Первая зона совпадает с Приволжским прогибом по среднему триасу. Вторая (юго-восточная) зона является северо-западным склоном обширного среднеюрского прогибания всей Прикаспийской впадины, максимум которого находится в районе Прорвы. Следует отметить, что эта зона схематично выделена Г. Е.-А. Айзенштадтом (1967). Однако ее северо-западный контур неточен, так как названным исследователем по району Аралсора за среднеюрские ошибочно приняты мощности нижнемеловых отложений (рис. 45).

В Приволжском палеопргибе (с амплитудой прогибания 50 м) осадки верхней части шельфа сменяются вверх по разрезу осад-

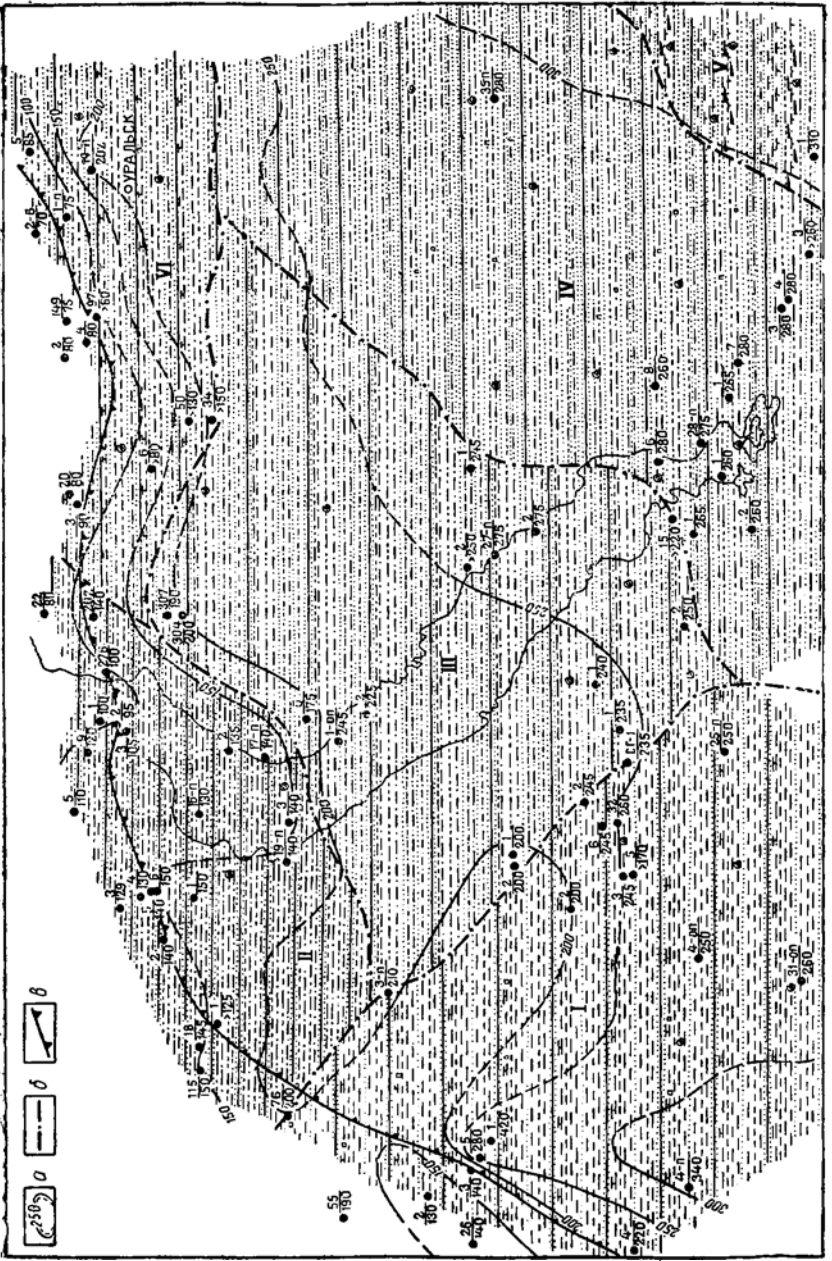


Рис. 44. Схематическая карта фациальных комплексов и мощностей среднерусских отложений. (Составил И. Г. Лата.)

^а — в — то же, что и на рис. 42 применительно к среднерусским отложениям.
Фациальные комплексы: I — осадки мелкой части шельфа, сменяющиеся осадками его глубокой части; II — осадки мелкой части шельфа и его прибрежной зоны; III — VI — чередование осадков прибрежной зоны и равнины, сменяющихся осадками мелкой части шельфа.

ками преимущественно нижнего шельфа (фациальная зона I) в Урало-Эмбенском (Уильском — по Г. Е.-А. Айзенштадту) палеопрогибе, лишь северо-западная часть которого показана на карте (рис. 45), чередующиеся осадки прибрежных зон и заливавшейся морем равнины сменяются образованиями мелкой части шельфа (фациальная зона V). Именно здесь, в разрезе средней юры, появляются углистые сланцы, которые, увеличиваясь по мощности в юго-восточном направлении, образуют в Урало-Эмбенском междуречье две угленосные пачки (свиты), в то время как морские пласты в этом направлении постепенно выклиниваются. Такая разница в составе осадков этих прогибов, по-видимому, связана с различной палеогеографической обстановкой. Если на западе морское дно было сравнительно глубоким и основной источник терригенного материала значительно удален, то на востоке, вследствие более близкого расположения к источнику сноса (Уралу) и, следовательно, к области более компенсированного прогибания, существовало мелководье.

Располагающаяся между названными прогибами и к северу от них область в изопакитах средней юры рисуется в виде общей очень пологой и обширной моноклинали, тоже приподнятой и осложненной на западе и севере тремя выступами — палеоподнятиями Захатсорско-Палласовским, Ершовско-Куриловским и Озинковским. Простираение этих структур перпендикулярное бортам впадины, амплитуда их 50—80 м. Наиболее выражено Ершовско-Куриловское поднятие с амплитудой до 80 м. На значительно большей части упомянутой моноклинали распространены чередующиеся по разрезу прибрежные осадки и осадки мелкого шельфа (комплексы III, IV, V и VI), причем количество первых в восточном и северо-восточном направлениях увеличивается. Лишь на северо-западе, в пределах Ершовско-Куриловского поднятия, разрез отдела представлен в основном верхней, шельфовой частью (комплекс II).

Таким образом, в литофациях средней юры четко отразились лишь Приволжский палеопроегб и Ершовско-Куриловское палеоподняtie, последнее — за счет отсутствия в разрезе базальной песчано-алевритовой части, во время отложения которой оно было приподнято. Вся же остальная часть рассматриваемой территории наравне со всем югом Русской платформы была вовлечена в общее прогибание, волнообразно распространявшееся с юга на север. На этом общем фоне прогибания отраженные нашли лишь наиболее активные структурные элементы (Приволжский палеопроегб и Ершовско-Куриловское палеоподняtie), развивавшиеся в юре унаследованно.

Этим, пожалуй, и можно объяснить сравнительно простой палеоструктурный план средней юры и довольно большую однотипность фаций.

С наступлением позднеюрской эпохи палеотектоническая обстановка региона претерпевает значительные изменения. Так, если распространявшееся с юга на север общее прогибание Русской платформы в ранне- и среднеюрскую эпохи было основным тектоническим движением для рассматриваемой территории (равно как и для всей Прикаспийской впадины), то в позднеюрскую эпоху на

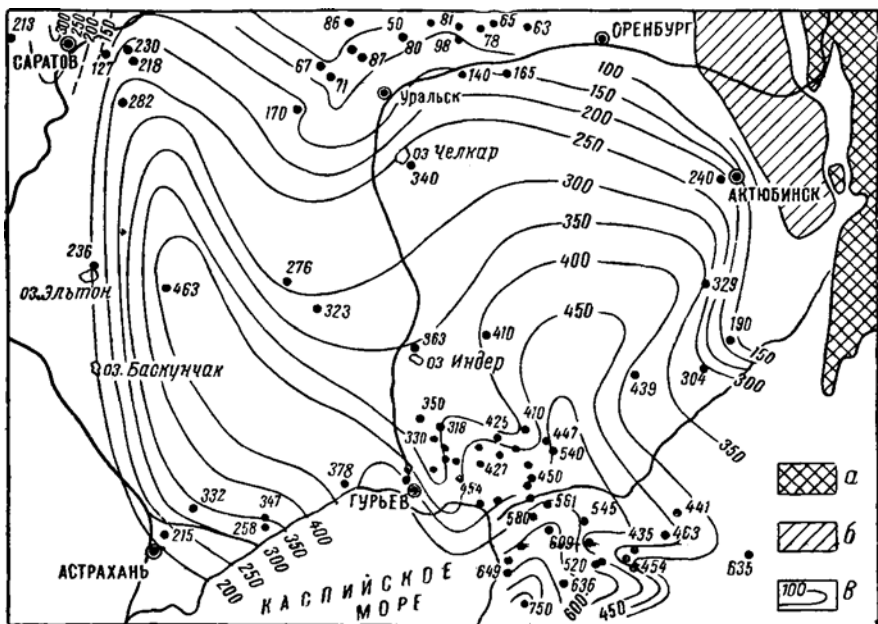


Рис. 45. Схема распределения суммарных мощностей ниже- и среднеюрских отложений (по Г. Е.-А. Айзенштадту; по району сочленения Общего Сырта и Прикаспийской впадины использованы данные Е. П. Башлыковой, А. Г. Дрейсина, Н. Н. Кожевникова).

а — древняя суша; б — область полного размыва ниже- и среднеюрских отложений; в — линии равных мощностей в м. Цифры означают мощность в точках наблюдения (в м).

фоне общего опускания Русской платформы Прикаспийская впадина на протяжении поздней юры развивалась обособленно. Другими словами, интенсивное прогибание, которое претерпела вся Прикаспийская впадина в позднеюрскую эпоху, оконтурило границы впадины. Вырисовались ее западная и юго-западная границы: в Поволжье возникла суша, а на юго-западе существовало морское мелководье, на что соответственно указывают прибрежно-континентальный, мелководно-морской и прибрежный типы литофаций и малые мощности осадков. Максимум отрицательных тектонических

движений приходился на Урало-Волжскую зону прогибания (Приволжский, Кушумо-Узенский и Урало-Кушумский прогибы). Здесь распространены и наиболее глубоководные фации. В поздней юре на распределение литофаций оказывали влияние на западе Воронежский свод, расширившийся в волжское время в своих размерах, а на севере Татарско-Башкирский свод (рис. 46).

В общих чертах палеоструктурный план этой территории в поздней юре имеет значительное сходство с триасовым. На нем выделяются Приволжский, Кушумо-Узенский и Урало-Кушумский прогибы, составляющие большую Урало-Волжскую зону прогибания, заключенную между Джангалинским поднятием на юге и бортовой зоной Прикаспийской впадины на севере и северо-западе. Максимальную амплитуду прогибания (более 200 м) имеет Приволжский прогиб, вытянутый вдоль западного борта Прикаспийской синеклизы и соединяющийся с Кушумо-Узенским прогибом субширотного простирания. Размер последнего 225×160 км². Эта большая структура осложнена рядом структур третьего порядка, ориентированных с юго-запада на северо-восток. Амплитуда прогибания здесь составляет в среднем 100 м, того же порядка она и на осложняющих этот прогиб структурах (антиклиналях и синклиналях).

Урало-Кушумский палеопргиб, расположенный в бассейне Урала и Кушума, имеет размер 195×75 км². Амплитуда прогибания его составляет также около 100 м.

Описанные прогибы выполнены осадками нижней части шельфа (комплексы I и II), что соответствует максимальным глубинам позднеюрского морского бассейна. На среднем левобережье Урала по изопактам верхней юры намечается Зауральный прогиб широтного простирания с амплитудой около 50 м. В фациях прогиб отражается слабо, так как на левобережье Урала в позднеюрскую эпоху бассейн был более мелководным по сравнению с его западной частью. Наряду с осадками нижнего шельфа здесь присутствуют осадки верхней части шельфа (комплекс V).

Более мелководными в сравнении с фациями Урало-Волжской зоны прогибания являются и осадки на Джангалинском поднятии (комплекс III), что обусловлено морфологической выраженностью последнего в рельефе морского дна.

Джангалинское поднятие, имеющее амплитуду 100 м, в изопактах верхней юры рисуется в виде структурного выступа, вдающегося широкой полосой (250 км) в Урало-Волжскую зону прогибания на расстояние 30—75 км. В фациях отражается наиболее поднятая часть поднятия, на которой осадки верхней части шельфа лишь только в волжский век покрываются более глубоководными отложениями.

Несколько другими были фациальные условия в бортовой зоне синеклизы, осложненной Захатсорско-Палласовским, Ершовско-Куриловским, Озинковским и, по-видимому, Верхнекушумским выступами, унаследованными от средней юры и триаса. На всех перечис-

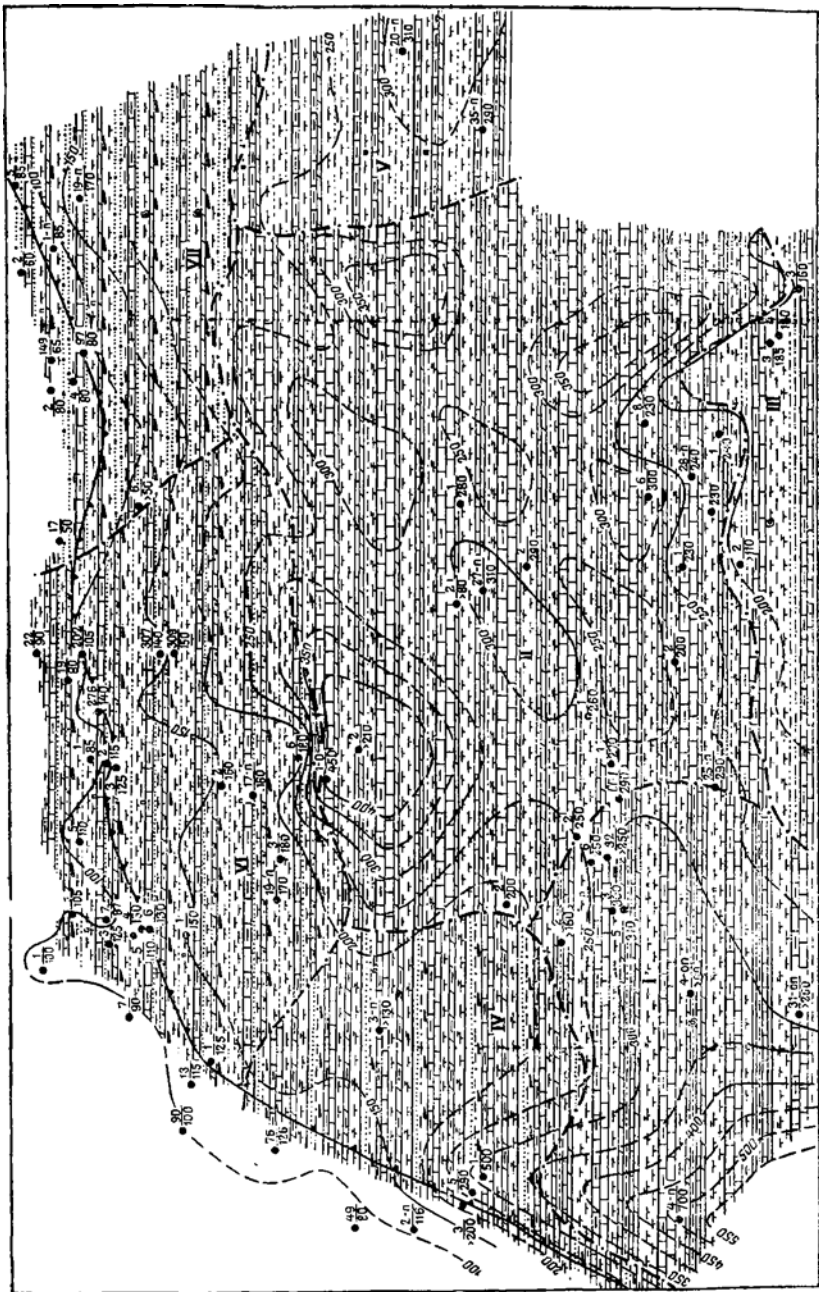


Рис. 46. Схематическая карта фациальных комплексов и мощностей верхнеюрских отложений. (Составил И. Г. Лага.)

a - в — то же, что и на рис. 42 применительно к верхнеюрским отложениям.
Фациальные комплексы: *I, II* — осадки нижней части шельфа; *III* — осадки верхней части шельфа, покрытые осадками нижней его части; *IV* — осадки нижней части шельфа, покрытые осадками верхней его части; *V* — осадки нижней и частично верхней части шельфа; *VI—VII* — осадки верхней части шельфа и частично прибрежной зоны.

ленных положительных структурах, кроме Захатсорско-Палласовского выступа, преобладали условия эпинеритовой зоны. На последнем эти условия отмечаются лишь в волжский век, где смена известняков и темно-серых известковистых глин в нижней части разреза песчано-глинистыми осадками волжского яруса четко указывает на начавшийся здесь в волжское время подъем территории. Тогда же стала подниматься и северная часть бортовой зоны. Поскольку условия мелкого шельфа здесь существовали и ранее, то начавшееся в волжский век общее поднятие региона менее резко выражено в фациях бортовой зоны.

Изменения режима колебаний земной коры — смена погружений воздыманиями — имели место в предоксфордский и в предволжский века, что отчетливо зафиксировано в разрезах бортовой зоны синеклизы в виде фосфоритово-песчаных плит.

После максимума юрской трансгрессии в волжский век в поздневолжское время произошли заключительные в юрском седиментационном цикле поднятия всего региона и его денудация.

Подобная интерпретация тектонических движений земной коры региона в юрский период дается впервые. Установлено преобладающее влияние на тектоническое развитие Прикаспийской впадины в среднеюрскую эпоху общей для всего юго-востока Русской платформы волны прогибания и опускания Прикаспийской впадины, приведшее к оконтуриванию ее границ, на фоне общего погружения платформы в позднеюрскую эпоху.

МЕЛОВОЙ ПЕРИОД

В то время, когда распространявшееся на север Русской платформы прогибание достигло к концу юры ее северных окраин и вызвало бореальную трансгрессию, в южной части платформы начиналась регрессия. После ухода моря на юг территория междуречья подвергалась денудации.

В валанжинский век северная трансгрессия достигла пределов региона и произошло выравнивание поверхности. Песчаные отложения валанжина мощностью 20—30 м повсеместно несогласно покрывают породы волжского яруса на всей северо-западной части территории. В южной части региона первые присутствуют лишь в наиболее погруженных участках. Видимо, связь с северным морем прервалась, а пришедшая в готериве трансгрессия из Тетиса «сохранила» валанжин, а возможно, частично и песчаники верхневолжского яруса на южной части тер-

ритории. В дальнейшем осадконакопление было устойчивым и прерывалось на границах веков нижнемеловой эпохи во время непродолжительных подъемов территории. Они приводили к значительному обмелению морского бассейна, а также к кратковременному осушению некоторых участков его дна.

Наибольшие поднятия происходили в послеготеривское, послебарремское и послеаптское время. Размыту подвергались в основном северная и северо-западная окраины территории. В центральной части, видимо, имела место лишь небольшая подводная эрозия. При сравнении профильных разрезов через солянокупольные структуры Южной Эмбы и рассматриваемой территории хорошо видны различия интенсивности восходящих движений и процессов денудации. Если на Эмбе трансгрессивные пачки ложатся на эродированные поверхности с резким угловым несогласием, то в северном междуречье последнее слабо заметно, а пачки разделяются лишь песчаными пластами.

Морские условия и поступление большого количества терригенного материала в течение всей эпохи обусловили накопление лишь алеврито-песчано-глинистых разностей, тогда как отложение карбонатов было очень незначительным. Их доля в разрезе составляет всего 1%, в то время как глины приходится 60%, остальная часть — это алеврито-песчаные породы, содержащиеся приблизительно в равных количествах.

Для нижнего отдела мела составлена схематическая карта фациальных комплексов и мощностей (рис. 47). Изопахиты построены методом схождения по картам современных региональных структур нижнего и верхнего мела с учетом всех данных бурения.

Литологические комплексы выделялись по количественному соотношению типов пород в разрезах с учетом текстурных особенностей последних. Например, разрез комплекса *I*, сложенный в основном глинами, разделен песчаными пластами (преимущественно межъярусные контактовые слои) на ряд глинистых пачек, тогда как в комплексе *III* обломочные породы слагают целые пачки наравне с глинистыми. Тектурный признак учитывался и при наименовании комплексов. К примеру, комплекс *III* представляет собой чередование мощных песчаных и глинистых пачек пород.

По характеру слагающих пород литологические комплексы группировались в фациальные зоны, а некоторые из них выделены в самостоятельные поля.

Из палеотектонической схемы предпозднемелового времени видно, что в нижнемеловую эпоху продолжали развиваться те же тектонические элементы и приблизительно в таком же плане, как это происходило в позднеюрскую эпоху. Урало-Волжская зона прогибания зафиксирована в наибольших мощностях отдела и делится она на три палеопргиба: Приволжский, Кушумо-Узенский и Урало-Кушумский. На участке Аралсор — Захатсор в зону максимального прогибания вклинивается Захатсорско-Палласовский палеовыступ, фиксируемый в мощностях отложений. Уменьшенной мощ-

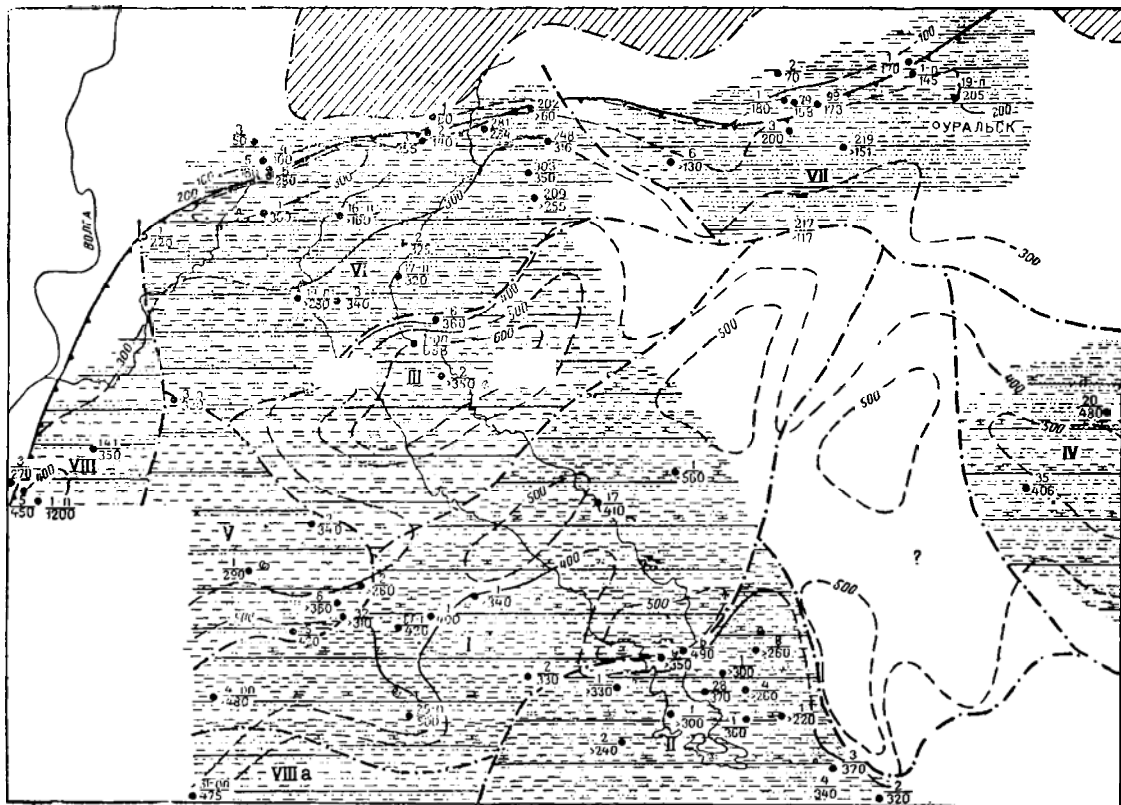


Рис. 47. Схематическая карта фациальных комплексов и мощностей нижележущих отложений. (Составил И. Г. Лата.)

а — д — то же, что и на рис. 42 применительно к нижележущим отложениям. Фациальный комплекс: I — преимущественно осадки нижнего шельфа; II — III — чередование осадков нижнего и верхнего шельфа с некоторым преобладанием первых; IV — VII — чередование осадков нижнего и верхнего шельфа с некоторым преобладанием последних; VIII; VIIIa — преимущественно осадки верхнего шельфа.

ностью отдела отмечено Джангалинское палеоподняtie, амплитуда которого составляет 100—150 м.

Основные палеотектонические элементы раннего мела нашли соответствующее отражение и в фациях. Так, в бортовой зоне впадины преобладают самые мелководные осадки, что особенно характерно для западного ее участка и обусловлено близостью Воронежского свода, являющегося источником сноса. Здесь развиты фации преимущественно верхнего и в меньшей степени нижнего шельфа (комплексы *IV* — *VII*). В отдельные фациальные поля выделены комплексы *VIII* и *VIII a*, имеющие почти одинаковый литологический состав и относящиеся к осадкам верхнего шельфа. Поля разделены более глубоководными осадками нижней части шельфа (комплекс *I*). Комплекс *VIII a* наиболее однотипен по составу и сложен преимущественно осадками нижнего шельфа. Комплексы *II* и *III* близки по количественному соотношению типов пород, однако стратиграфическая приуроченность тех или иных пород различная. Например, в комплексе *III* значительно развиты песчаные фации валайжина и нижнего альба, во *II* же — фации валанжина вообще отсутствуют, зато распространены отложения песчаного баррема значительной мощности. Если на составе комплекса *III* отразился более общий фактор (например, бореальная трансгрессия), то комплекс *II* фиксирует Джангалинское палеоподняtie, которое испытывало значительные положительные движения в конце готерива и в раннем барреме.

Необходимо также отметить, что кроме элементов палеотектоники на фации нижнего мела сильно повлияли направления сноса обломочного материала. Например, сильное опесчанивание и увеличение мощности отдела на западной окраине указывают на близость мощного источника сноса терригенного материала (Донецкий свод в неокоме и апте). Второй поток терригенного материала шел с Уральской горной страны и с Татарско-Башкирского свода, поэтому и разрезы левобережья Урала также опесчанены (комплексы *IV* и *VII*).

Конец нижнемеловой эпохи не внес заметных изменений в тектонический режим, сложившийся на протяжении всех ее веков. Небольшое поднятие земной коры вызвало кратковременную регрессию моря, и наиболее приподнятые участки дна подвергались размыву. Такими участками, по всей видимости, были северная и северо-восточная окраины территории, где отсутствуют отложения верхнего альба. Южнее следы размыва заметны в основном на локальных структурах. В наступившей сеноманский век обстановка была сходной с раннемеловой. По-прежнему в бассейн поступал обломочный материал, который в основном и составлял осадок.

Следующее, предтуронское, поднятие территории мало отличалось от предыдущих по интенсивности. Зато возобновившееся в туроне опускание было более интенсивным, чем предыдущее. И, конечно, последовавшая за ним трансгрессия отличалась большей

глубиной эрозии. Следы последней хорошо заметны на локальных структурах, выступавших в виде неровностей данного рельефа. Наиболее характерной чертой туронского века является резкая смена основных факторов, предопределивших состав осадочного материала. Вследствие усилившегося прогибания юга Русской платформы значительно ослабли эрозионные процессы на суше и поступление терригенного материала в туронский бассейн сократилось. Стали отлагаться карбонатные породы. Такие условия сохранились на протяжении всей верхнемеловой эпохи и лишь с началом палеогенового периода вновь стал преобладать в осадках терригенный материал.

Усилившееся с туронского века прогибание территории временно сменялось кратковременными поднятиями, что отражалось на интенсивности осадконакопления. Более всего влияли на режим общего опускания изменения, происходившие на границах веков, которые по-разному отразились на седиментации в различных участках бассейна. В бортовой зоне впадины в большинстве случаев происходил размыв накопившихся осадков, а в центральной части, видимо, была лишь остановка в отложении, сопровождавшаяся незначительным разрушением донной поверхности.

Распределение мощностей, литологических комплексов и фаций верхнего мела показано на прилагаемой схематической карте (рис. 48). Линии равных мощностей получены методом схождения из карт современных региональных структур верхнего мела и палеогена с соответствующей корректурой по данным бурения. Литологические комплексы выделялись по двум основным признакам: в зоне сплошного развития карбонатных пород за основу брался признак, разделяющий карбонаты на типы и разновидности, а в зоне, где также присутствуют и терригенные отложения, выделение комплексов проводилось по количественному соотношению карбонатных и терригенных пород.

Из карты (рис. 48) видно, что почти на всей территории разрез верхнего мела, вернее, турона — сенона — дана сложен в основном карбонатными породами и только на западной окраине в разрезе значительную роль играют терригенные отложения.

Северная граница распространения верхнемеловых отложений приблизительно совпадает с бортовым уступом впадины и на карте показана как граница неогенового размыва, севернее которой расположена область их отсутствия в современном плане. На западе же отложения верхнего мела присутствуют и за пределами впадины.

На территории сплошного развития карбонатных пород выделено шесть литологических комплексов (I—VI). Четыре из них (I, III, V и VI) состоят преимущественно из известняков и занимают срединную часть территории, два остальных (II и IV) сложены мергельно-меловыми породами, развитыми на всей восточной ее части. Все шесть комплексов являются наиболее глубоководными

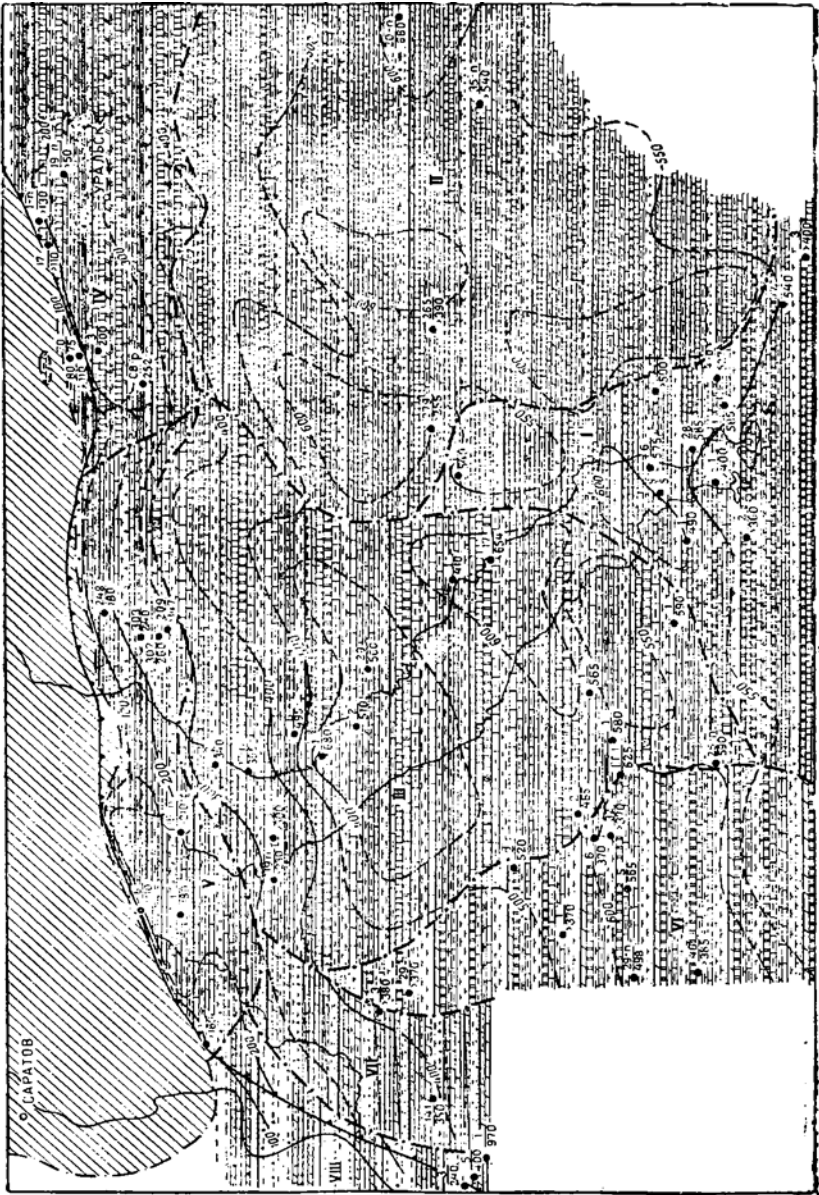


Рис. 48. Схематическая карта фациальных комплексов и мощностей верхнемеловых отложений. (Составил И. Г. Лага.)
а — д — то же, что и на рис. 42, применительно к верхнемеловым отложениям.
Фациальные комплексы: I—VI — отложения нижней части шельфа; VII — отложения верхней части шельфа; VIII — отложения верхней части шельфа, прибрежной зоны и временно заливавшихся равнин.

осадками, отложившимися в условиях нижнего шельфа, поэтому они объединены в одну фациальную зону.

На западной окраине развиты в основном фации верхнего шельфа и прибрежные. Комплекс VII почти целиком сложен осадками верхнего шельфа, а VIII — чередующимися осадками верхнего шельфа, прибрежной зоны и заливавшейся временами равнины. На близость берега кроме значительного опесчанивания разреза указывает и распространение кремнистых пород (опок и опоковидных глин). Кремнистые породы присутствуют и в некоторых ярусах (сантон и дат) северо-западной окраины, что также может свидетельствовать о приближении в эти века береговой линии.

Из карты фациальных комплексов видно меридиональное распределение фации, что также было установлено Е. П. Башлыковой и А. Г. Дрейсиным (1968) и объясняется близостью Воронежского свода, являвшегося главным источником сноса.

Таким образом, можно прийти к выводу, что в фациях верхнего мела не отражаются основные палеотектонические элементы. Это объясняется сравнительно большой глубиной бассейна, устойчивым прогибанием всего региона, и самое главное, повсеместным карбонатнообразованием. В то же время развитие палеотектонических элементов в верхнемеловую эпоху зафиксировано в распределении мощностей отложений. Хотя изменения мощностей и небольшие (50 м), все же выделяется общая Урало-Волжская зона прогибания, Джангалинское, Захатсорско-Палласовское, Ершово-Куриловское, Озинковское и Верхнекушумское поднятия.

На основании анализа мощностей и фаций отложений, а также стратиграфических перерывов и размывов можно сделать следующие основные выводы о колебательных движениях земной коры, предопределявших условия осадконакопления на рассматриваемой территории в мезозойскую эру.

Литосфера изучаемой территории продолжала оставаться устойчивой областью опускания в течение всего триасового периода на фоне общего поднятия Русской платформы. В течение этого периода осадконакопление происходило в различных палеогеографических условиях. Континентальная обстановка с аридным климатом в раннем триасе постепенно сменилась морской в среднетриасовую эпоху. На дне бассейна стали отлагаться карбонаты (преимущественно известняки). Аридный климат сменяется гумидным.

К началу позднего триаса вследствие поднятия земной коры море регрессировало и вновь восстановилось конти-

континентальное осадконакопление, но уже в условиях гумидного климата. К концу периода регион испытал поднятие и до второй половины байосского века подвергался процессам денудации. В позднем байосе волна прогибания с юга повлекла за собой морскую эрозию. Дальнейшее распространение прогибания на север привело к расширению трансгрессии и установлению морских условий отложения на протяжении всей юры. При этом прогибание в юрский период было различным. Если в среднеюрскую эпоху оно не было локализованным, а происходило путем волнового перемещения по литосфере и подчинялось общим закономерностям тектонического режима юго-востока Русской платформы, то в поздней юре на фоне такого общего прогибания платформы опускание впадины стало более контрастным.

Юрская трансгрессия достигла максимума в волжский век, когда почти на всей территории отлагались известняки. В конце этого времени произошло поднятие, и море регрессировало. Общее прогибание платформы, достигшее еще в юре северных ее окраин, вызвало бореальную трансгрессию. Последняя уже в валанжине распространилась на рассматриваемую территорию. Но предготеривское поднятие прервало связь с северным морем, а готеривская трансгрессия пришла из Тетиса.

Дальнейшая эволюция колебательных движений вновь привела к преобладанию опускания. Осадконакопление стабилизировалось, и лишь непродолжительные поднятия на границах веков мела, осложнявшие опускание, приостанавливали этот процесс. В туронский век общее опускание земной коры усилилось, а в течение последующих веков позднего мела трансгрессия достигла максимума в мезозойском цикле осадконакопления.

Значительное расширение трансгрессии привело к сокращению суши и резкому уменьшению привноса терригенного материала на рассматриваемую территорию, где на дно бассейна стал отлагаться карбонатный материал.

К концу мелового периода произошли восходящие движения земной коры рассматриваемой территории, вызванные общим расширением поднятий на севере Русской платформы. Осадки мела подверглись размыву лишь в бортовой зоне впадины, где терригенные отложения палеогена в большинстве случаев залегают несогласно на отложения маастрихта.

* *
* *

Таким образом, на протяжении мезозойской эры в значительной степени преобладали нисходящие движения и морские условия осадконакопления. Крупные поднятия с перерывами в осадконакоплении устанавливаются в начале и в конце юрского периода. Накопление осадков в континентальной обстановке происходило лишь в раннем и позднем триасе.

В течение каждого периода развивался частный тектонический

цикл на фоне большого общего мезо-кайнозойского цикла. Каждый цикл начинался с преобладания поднятий, уступавших место опусканиям и развитию трансгрессий; в конце циклов основную роль вновь начинали играть восходящие движения, приводившие к регрессиям и перерывам. И лишь в конце мелового цикла поднятие было незначительным и не привело к большой регрессии и перерыву.

На фоне общего тектонического развития территории (рис. 49),

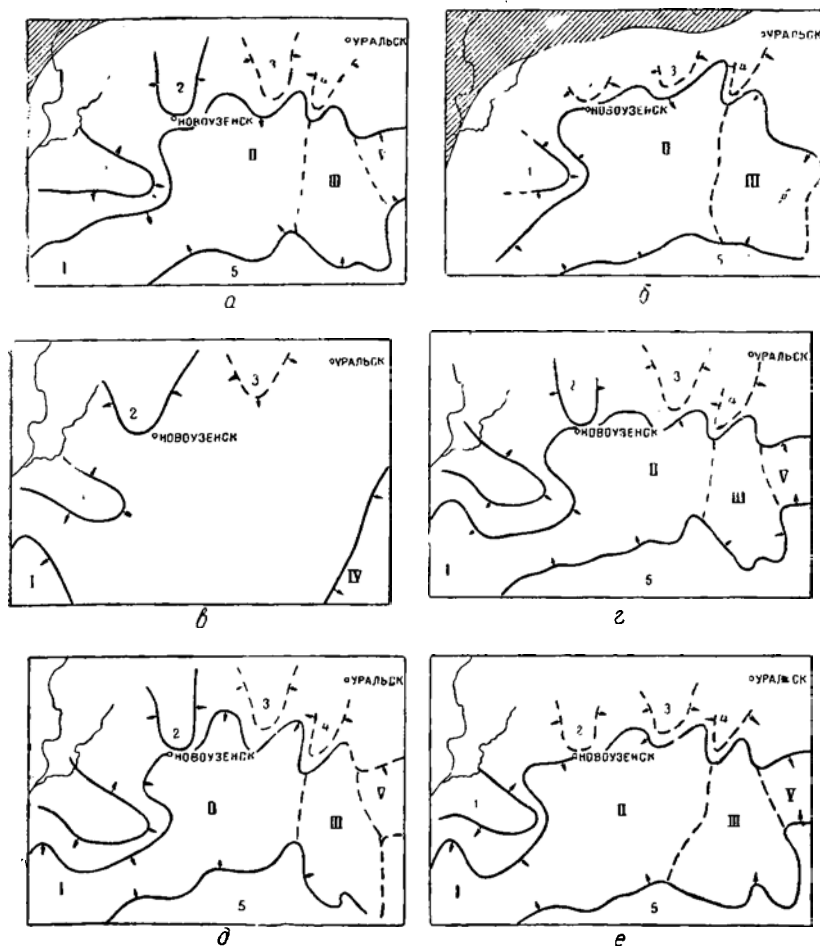


Рис. 49. Палеотектонические схемы северной части междуречья Урала и Волги. (Составил И. Г. Лага.)

a — предпозднепермское время, *b* — предбайальское время, *v* — предпозднеюрское время, *g* — предмеловое время, *d* — предпозднемеловое время, *e* — предпалеогеновое время.
 Поднятия: 1 — Захатурско-Палласовское, 2 — Ершовско-Куриловское, 3 — Озинковское, 4 — Верхнекушумское; 5 — Джангалинское; прогибы: I — Приволжский, II — Кушумо-Узенский, III — Урало-Кушумский, IV — Урало-Эмбенский, V — Зауральский; приподнятые периферические области впадины на карте показаны штриховкой.

как части Прикаспийской впадины, развивались в мезозое и отдельные ее структурные элементы. Это — бортовая зона впадины, Урало-Волжская зона максимального прогибания, состоящая из Приволжского, Кушумо-Узенского и Урало-Кушумского прогибов, Жангалинское поднятие, Захатсорско-Палласовский, Ершовско-Куриловский, Озинковский и Верхнекушумский выступы. Развитие всех перечисленных тектонических элементов на протяжении почти всей (кроме среднеюрской эпохи) эры происходило унаследованно.

При сравнении современного тектонического плана мезозоя с приведенными палеотектоническими схемами устанавливается их полное сходство для центральной (погруженной) части впадины. По бортовой зоне имеются различия между современным и палеотектоническими планами, что объясняется трудностью учета и восстановления мощностей при построении карт современной региональной структуры, а также последующим тектоническим развитием в палеогене и неогене.

Глава V

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НАДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ МЕЖДУРЕЧЬЯ УРАЛ — ВОЛГА

СОДЕРЖАНИЕ И ХАРАКТЕР РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

При оценке перспектив нефтегазоносности какого-либо геологического региона, зоны и даже участка одним из важных критериев является содержащееся в осадочных породах органическое вещество (ОВ) — его количество, состав и степень метаморфизма. Эти показатели свидетельствуют о роли рассматриваемого комплекса пород в общем процессе нефтегазообразования и нефтегазонакопления. В зависимости от этой роли Н. Б. Вассоевич (1955 г.), С. Г. Неручев (1966 г.) и другие исследователи предложили называть нефтематеринскими породами все осадочные образования, содержащие рассеянное органическое вещество, независимо от их нефтепроизводящих способностей; нефтепроизводящими — реальные источники нефтегазонакопления; потенциально нефтематеринскими — те породы, которые способны производить нефть и могут реализовать эту возможность при наступлении соответствующих условий. Осадочные породы, не имеющие практического значения для нефтеобразования и содержащие предельно минимальное количество первичного органического вещества (а в нем микронепти), не могут стать источником для образования залежей.

Установлено, что к нефтематеринским можно относить отложения как морских, так и континентальных фаций (Вебер, 1966); наиболее благоприятными для накопления и преобразования органического вещества считаются субаквальные фации (Н. А. Еременко, 1959 г.).

По В. В. Веберу (1960) комплекс литолого-фациальных нефтематеринских свит должен включать глинистые, карбонатные и песчано-алевритовые образования.

Содержание органического вещества в нефтематеринских породах колеблется от 0,2—0,3 до 10%. Породы, содержащие органическое вещество в количестве от сотых долей процента до 0,1—0,2%, а битумоидов (хлороформенный и спирто-бензольный) — от тысяч-

ных до десятитысячных долей процента, считаются практически неспособными генерировать углеводороды в промышленные скопления.

Процессы битумообразования протекают в породах, содержащих органическое вещество сапропелевого характера, смешанного (сапропелево-гумусового) и преимущественно гумусового. Наибольший же интерес представляют породы с сапропелевым органическим веществом. Необходимым условием нефтеобразования является сочетание устойчивого погружения бассейна седиментации с кратковременными его поднятиями, которые, в свою очередь, обуславливают наличие в разрезе, нефтематеринских толщ пород-коллекторов. По мнению Н. Б. Вассоевича, фактор глубины на преобразование органического вещества сказывается следующим образом: до 1500—2000 м в нефтематеринских породах происходит «созревание» битумоида, ниже, примерно до 3500 м, — его эмиграция. Установлено, что степень метаморфизма органического вещества нефтематеринских пород изменяется от высшей бурогоугольной до низшей каменноугольной стадии.

Как указывает С. Г. Неручев (1962), наибольший практический интерес представляет выявление в разрезе и по площади седиментационного бассейна нефтепроизводивших пород. Органическое вещество этих пород должно характеризоваться пониженным содержанием хлороформенного битумоида и особенно углеводородов по сравнению с породами, из которых не происходила эмиграция микро нефти в широком масштабе. В процессе погружения нефтематеринских осадков на глубину до 2500—4000 м сначала в результате окисления, затем под действием метаморфического газообразования количество органического вещества уменьшается примерно в 2—3 раза, а содержание битумоида увеличивается. При этом битуминозность и восстановленность синбитумоидов возрастают обычно до глубины 1500—2500 м.

Для производивших нефть пород характерно повсеместное присутствие следов первичной миграции углеводородов. Во вторично-нефтеносных отложениях следы миграции распространены локально, фиксируя случай миграции нефти из нефтепроизводящих свит, а в нефтеносных свитах они встречаются уже совсем редко, на отдельных участках, или отсутствуют совершенно (Неручев, 1962).

В свете изложенных представлений ведущих битуминологов охарактеризуем содержащееся в надсолевом комплексе органическое вещество.

Органическое вещество надсолевых отложений рассматриваемой территории изучалось многими исследователями. Наиболее важными являются работы И. И. Шмайса и Е. В. Белова (1964 г.), Г. И. Тимофеева и др. (1968), Т. И. Гальяновой (1969 г.) и др.

В главе V использованы аналитические данные названных исследователей, а также определения ряда люминесцентно-битуминологических лабораторий.

Почти все сведения, касающиеся сингенетичной битуминозности пород, обобщены по отделам, фаціальным комплексам и сведены в табл. 4.

Сотрудниками ВНИИГаз Н. Р. Шороховым и Е. П. Шишениной (1967) также были проанализированы керны скв. СГ-1 Аралсорская из интервала, соответствующего пермо-триасовой части разреза (5065—5926 м). В результате этих исследований был сделан вывод, что рассеянное органическое вещество сингенетично вмещающим пермо-триасовым породам и состав его тесно увязывается с составом газовых зон. Более восстановленная часть битума, по их данным, имеет нефтяной характер с содержанием масел до 42—50% и незначительного количества чистых углеводородов — 0,002—0,004% на породу. Кислая часть битума бедна углеродом (36,57—50,44%), характеризуется повышенным количеством гетероатомов ($O + S + N = 54,62\%$) и высокой зольностью — до 57,78%.

Далее Н. Р. Шорохов и Е. П. Шишенина заключают, что органическое вещество, рассеянное в пермо-триасовых отложениях, остаточное. В настоящем периоде процессы генерации углеводородов незначительные. Они считают, что основная часть битуминозных веществ эмигрировала из пород. Представляет интерес высказанное ими соображение о том, что диффузионный поток газов с глубины настолько незначителен, что не нарушает установленной геохимической зональности. Этот вывод может служить дополнительным аргументом, подтверждающим сингенетичную битуминозность отдельных толщ в пермо-триасовом осадочном комплексе. Если предположить, что углеводородный поток поступал из нижележащих пород, то индивидуальная битуминологическая характеристика вышележащих слоев была бы снивелирована.

Триасовые отложения

Нижняя континентальная красноцветная толща триаса (нижний отдел) содержит органическое вещество (ОВ) в очень малом количестве. Независимо от состава породы его содержание колеблется в пределах 0,10—0,30%, а хлороформенного битумоида — от 0,002 до 0,01% на породу. (Есть, однако, редкие образцы, значительно обогащенные битумоидом.) Отношение хлороформенного экстракта к спирто-бензольному указывает в большинстве случаев на нейтральный и в меньшей мере на кислый характер органического вещества.

Обогащенность органического вещества битуминозными компонентами значительная ($\beta_{хл}$) — 10—13%, что при почти полном отсутствии гуминовых кислот указывает на высокую его преобразованность. Однако, несмотря на это, красноцветы триаса нельзя считать способными генерировать углеводороды в промышленные скопления вследствие малого содержания органического вещества в породах.

Параметры нефтематеринских свойств пород

Геологический возраст	Площадь, скважина	Количество образцов	Порода	Содержание в % на поро- ду			Отношение хлоро- форм битумида к спиртобенз. (γ)	Характеристика органического вещества
				органического углерода (C _{орг})	хлороформен- ного битумо- ида (Бхл)	Содержание битуми- ноидных компонентов в ОВ, % от ОВ (β _{хл})		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Т ₁	Аралсорская, СГ-1	3 2	Аргиллиты Глинистые мергели	0,10	0,02	13,3		Очень низкое содержание органи- ческого вещества предположительно сапропелевого характера
				0,08	0,01	10,0		
Т ₂	Аралсорская, СГ-1	1 1	Известняки	1,3	0,06	4,0	2,0	Среднее содержание органическо- го вещества предположительно сме- шанного характера Повышенное содержание органиче- ского вещества предположительно смешанного характера Низкое содержание органического вещества предположительно сапро- пелевого характера Низкое содержание органического вещества предположительно сме- шанного характера Среднее содержание органическо- го вещества предположительно сме- шанного характера Повышенное содержание органиче- ского вещества предположительно гу- мусового характера Низкое содержание органического вещества предположительно гумусо- вого характера
			Мергели	1,7	0,03	1,8		
		Аргиллиты	2,8	0,06	1,7	1,5		
		Аукетайчагыль- ская, 26-к	1	Известняки глинистые	0,04	0,01	18,0	
		Акмайская, 19-к	1	Известняки	0,06	0,004	4,4	
	1		Глины мергелистые	0,23	0,01	5,0		
		Мастексайская, 28-п	1	Глины	0,04	0,006	12,0	0,8
				»	1,3	0,03	1,8	
	Новоказанская	1	Известняки	1,6	0,01	0,5	2,0	
	Саратовская обл.	24	Алевролиты	0,2	0,03	1,0		

		10	Глины	0,8	0,004	0,4		Среднее содержание органического вещества предположительно гумусового характера Низкое содержание органического вещества предположительно смешанного характера Повышенное содержание органического вещества предположительно гумусового характера
		28	Известняки	0,4	0,01	2,0		
	Акобская, 32-р	1	.	1,8	0,02	0,8		
T ₂₊₃	Акобская, 32-р	1	Глины	1,2	0,01	0,6		Среднее содержание органического вещества предположительно гумусового характера Высокое содержание органического вещества предположительно смешанного характера Среднее содержание органического вещества предположительно смешанного характера Повышенное содержание органического вещества предположительно гумусового характера Среднее содержание органического вещества предположительно смешанного характера
T ₃	Портартурская	1	.	9,7	0,1	1,2	2,0	
	Портартурская	1	.	1,4	0,04	2,2	2,0	
	Аралсорская, СГ-1	1	Аргиллиты	1,1	0,04	2,8	0,7	
	Болганмольская, 8-г	2	Глины	2,2	0,04	1,4	0,13	
	Саратовская обл.	10	.	0,8	0,017	1,6		
J ₂	Уральская	2	Глины, алевролиты	0,9	0,037	1,7	0,4	Среднее содержание органического вещества предположительно смешанного характера Среднее содержание органического вещества предположительно гумусового характера Среднее содержание органического вещества предположительно смешанного характера
	Новоузенская	10	То же	1,15	0,08	1,5	0,9	
	Пятимарская	8	Пески и песчаники с прослоями глины	0,8	0,03	2,0	0,37	
	Краснокутская	5	Глины	0,80	0,07	2,0	0,6	
	Дергачевская, Ершовская	4	"	0,75	0,03	2,0	0,5	

Геологический возраст	Площадь, скважина	Количество образцов	Порода	Содержание в % на поро- ду		Содержание битуми- нозных компонен- тов в ОБ, % от ОБ (Р _{кл})	Отношение хлоро- форм битумола к спиртобенз. (Г)	Характеристика органического вещества	
				органического углерода (С _{орг})	хлороформен- ного битумо- ла (Б _{кл})				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
J ₂	Таловская	1	Алевролиты	1,0	0,02	1,25	0,25	Среднее содержание органического вещества предположительно гуму- сового характера	
	Куриловская	4	Глины, алевролиты	1,0	0,05	1,5	0,6		
	Захатсорская	11	То же	0,7	0,035	1,5	0,3		
	Портартурская	2	Пески и песчаники с прослоями глин	0,9	0,05	1,7	0,5		
	Заречная	8	Глины	1,0	0,06	1,1	0,36		
	Джаныбекская	9	"	0,65	0,037	1,6	0,5		
	Быковская	24	Переслаивание алевро- литов, песчаников, глин	1,0	0,02	2,8	0,3		
	Красноармейская	3	То же	1,0	0,015	1,7	0,46		Среднее содержание органического вещества предположительно смешан- ного характера
	Луговая Пролейка	10	Глины	1,0	0,02	3,5	0,4		
	Акобская	12	Глины, пески, алеври- ты	0,8	0,03	2,0	0,56		
	Эльтонская, опор- ная	21	Глины алевритистые	1,0	0,06	1,2	0,8		Среднее содержание органического вещества предположительно смешан- ного характера
	Шунгайская, опор- ная	5	Глины с прослоями алев- ритов	1,3	0,037	2,0	0,46		
	Саралжинская	14	Переслаивание глин и алевритов	1,2	0,0125	2,5	0,36		
Ушкультасская, 14-к	5	Глины мергелистые	0,3	0,03	5,4	3,0			

	Акмайская, 15-г	2	Глины	1,4	0,0125	0,7		Низкое содержание органического вещества предположительно смешанного характера
	Аукетайчагыльская, 26-к	2	Глины, мергели	0,14	0,004	3,5		
	Челкарская, 401	4	Глины	1,3	0,006	0,5		
	Кусанкудукская	1	»	1,1	0,02	1,3		
	Джамбейтинская	2	»	0,65	0,01	1,3		
J ₃	Краснокутская	4	Переслаивание известковистых мергелей, глин, песчаников	1,8	0,0625	1,0	0,4	Повышенное содержание органического вещества предположительно гумусового характера
	Дергачевская, Ершовская	12	Глины, песчаники, известняки	3,44	0,05	1,4	0,25	
	Таловская	8	Глины, мергели	0,8	0,013	1,25	0,3	
	Куриловская	10	То же	0,9	0,04	2,5	0,5	
	Захатсорская	10	»	0,9	0,03	2,0	0,4	
	Казталовская	6	Глины	1,3	0,016	2,6	0,3	Среднее содержание органического вещества предположительно смешанного характера
	Портартурская	2	»	0,6	0,03	1,2	0,4	
	Зареченская	13	Чередование глин, мергелей, известняков	1,0	0,04	1,7	0,68	
	Аукетайчагыльская	4	Глины, мергели	0,6	0,03	2,0	1,1	
	Джаныбекская	5	Глины, известняки	1,3	0,04	2,2	0,46	
	Быковская	7	То же	0,8	0,02	2,8	0,25	
	Луговая Пролейка	4	Глины	1,0	0,015	3,0	0,35	
	Красноармейская	1	Глины, известняки	1,3	0,016	1,8	0,28	
	Западный Нариман	14	Глины, алевролиты	1,0	0,02	1,7	0,2	
	Акобоя	7	Известняки, глины	1,0	0,03	2,5	0,3	
	Эльтонская, опорная	4	Глины известковистые	0,8	0,04	1,0	0,77	
		Шунгайская, опорная	1	То же	0,75	0,05	1,7	1,3

Геологический возраст	Площадь, скважина	Количество образцов	Порода	Содержание в % на поро- ду		Содержание битуми- нозных компонен- тов в ОВ, % от ОВ ($\beta_{кл}$)	Отношение хлоро- форм битумида к спиртобенз. (Г)	Характеристика органического вещества
				органического углерода (Сорг)	хлороформен- ного битумо- ида ($\beta_{кл}$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
J ₃	Уральская	10	Глины, мергели, але- риты	0,76	0,012	1,7	0,3	Среднее содержание органического вещества предположительно гумусо- вого характера Среднее содержание органического вещества предположительно смешан- ного характера
	Новоузенская	15	Глины с прослоями але- ритов и мергелей	1,3	0,073	1,25	1,0	
	Пятимарская	10	Глины, известняки	1,0	0,04	2,0	0,25	
Ct ₁	Краснокутская	16	Глины с прослоями але- рита и песчаники	0,86	0,04	1,5	0,5	Среднее содержание органического вещества предположительно смешан- ного характера
	Дергачевская, Ер- шовская	9	Глины	1,18	0,03	1,0	0,4	
	Таловская	20	Глины с прослоями пес- чаника и алевролита	1,4	0,028	1,25	0,4	
	Куриловская	13	Глины с прослоями але- ролитов	1,0	0,04	3,5	0,4	
	Захатсорская	9	Чередование песков, алевролитов, глин	1,1	0,04	2,0	0,5	
	Джаныбекская	7	Глины	0,9	0,02	2,5	0,4	
	Западный Нариман	7	»	1,1	0,03	2,3	0,33	
	Акобская	15	»	1,1	0,025	1,25	0,25	

Ст ₁	Казталовская	11	Глины с прослоями алеврита	1,1	0,013	2,6	0,35	Среднее содержание органического вещества предположительно гумусового характера Среднее содержание органического вещества предположительно смешанного характера Среднее содержание органического вещества предположительно гумусового характера
	Портартурская	9	Глины, пески, песчаники	1,3	0,03	1,0	0,4	
		16	Глины с прослоями алевролита и песчаника	1,25	0,02	1,25	0,44	
	Зареченская	12	Глины алевритистые	1,3	0,025	1,55	0,5	
		9	Глины с прослоями алевролита и песчаника	0,7	0,02	1,6	0,3	
	Эльтонская, опорная	16	Переслаивание глин и алевритов	0,95	0,03	1,8	0,8	
		14	Переслаивание глин, алевритов и песчаников	0,8	0,02	2,0	0,4	
	Палласовская	9	Глины, песчаники, алевролиты	1,2	0,013	2,5	0,5	
	Быковская	20	То же	1,0	0,02	3,1	0,2	
		6	Чередование песков, песчаников и глин	1,0	0,01	2,6	0,2	
	Акмайская	4	Глины	1,3	0,02	1,0		
	Ушкультасская	1	"	1,2	0,016	1,1		
	Аукетайчагыльская	1	"	1,6	0,025	1,2		
	Уральская	33	Переслаивание алевролитов глин и песчаников	1,05	0,025	2,5	0,5	
	Новоузенская	23	Глины с прослоями алевролита	1,35	0,05	1,25	0,37	
Мастексайская	16	То же	1,1	0,03	1,0	0,7		
Ст ₂	Новоузенская	2	Глины и песчаники	1,86	0,236	1,0	0,4	Повышенное содержание органического вещества предположительно гумусового характера Среднее содержание органического вещества предположительно смешанного характера
	Казталовская	2	Известняки с прослоями мергелей и глин	0,7	0,008	3,0	0,2	
	Портартурская	2	То же	0,9	0,02	3,0	0,3	

Геологический возраст	Площадь, скважина	Количество образцов	Порода	Содержание в % на поро- ду		Содержание битуми- нозных компонентов в ОБ, % от ОБ (β, хл)	Отношение хлоро- форм битумола к спиртобенз. (γ)	Характеристика органического вещества
				органического углерода (Сорг)	хлороформен- ного битумо- ла (Б, хл)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сг ₂	Акобская	2	Мергели, известняки, глины	1,0	0,03	1,25	0,2	Среднее содержание органического вещества предположительно гумусо- вого характера Среднее содержание органического вещества предположительно смешан- ного характера
	Урдинская	5	Глины алевритистые	0,8	0,01	2,0	0,17	
	Шунгайская, опорная	1	То же	1,0	0,025	1,7	0,25	
	Павловская	14	"	0,96	0,007	4,0	0,3	
	Быковская	11	"	1,26	0,017	3,2	0,17	Низкое содержание органического вещества предположительно смешан- ного характера
	Ушкультасская	4	Известняки	0,04	0,006	11,2		
	Аукетайчагыль- ская	6	Мергели глинистые	0,14	0,005	7,0		
	Акмайская	2	Мергели, известняки	0,13	0,008	5,1		
Зареченская	2	Известняки, мергели	0,2	0,024	9,6	3,8		

Терригенно-карбонатный комплекс триаса (средний отдел), фиксирующий своим распространением контуры морского бассейна, содержит 0,04—3% органического вещества (ОВ), что значительно больше, чем в нижней красноцветной толще. В большинстве случаев его количество превышает 1%. Количество хлороформенного битумоида меняется от 0,004 до 0,06%, в среднем составляет 0,02%. Отношение хлороформенного экстракта к спирто-бензольному указывает на кислый (чаще) и нейтральный (реже) характер битума.

Гуминовые кислоты присутствуют лишь в карбонатных породах, причем преимущественно на локальных поднятиях. Содержание их в породе не превышает 0,15%, в глинах они обычно отсутствуют.

Обогащенность органического вещества битуминозными компонентами колеблется от 0,4 до 18%, в среднем составляет 3,5%. Гуминовых кислот в органическом веществе содержится от нуля до 40%.

Глины характеризуются повышенным содержанием ОВ по сравнению с карбонатами, причем в южной части территории обогащенного битуминозными компонентами. Общий групповой состав органического вещества в совокупности с фациальной обстановкой позволяет предположить преимущественно сапропелевый характер исходного органического вещества. Необходимо также отметить, что содержание предположительно сингенетичного битумоида в глинисто-карбонатных породах уменьшается в направлении от депрессионных зон к положительным локальным структурам (куполам), т. е. от слабо дислоцированных участков к сильно дислоцированным.

Если учесть, что все виды триасовых известняков, залегающих в депрессионных зонах, обладают высокой плотностью (2,57—2,69 г/см³), близкой к плотности чистого кальцита (2,72 г/см³), то напрашивается вывод о затрудненности в них миграции углеводородов. Тогда как в пределах локальных структур, где известняки трещиноваты, процессы миграции могли иметь место. На это указывает встречающийся эпибитумоид и пониженное содержание хлороформенных битумов.

Значительные колебания в содержании битуминозных компонентов от участка к участку и довольно частое присутствие в известняках эпибитумоидов дают основание относить вмещающие породы к возможно нефтепроизводившим и потенциально нефтепроизводящим.

Наиболее богата в триасе органическим веществом верхняя континентальная, преимущественно сероцветная толща (верхний отдел). Его содержание в глинах обычно исчисляется первым десятком процентов, причем хлороформенный синбитумоид составляет приблизительно 0,04% на породу, и обнаружены следы гуминовых кислот. По показателю отношения хлороформенного экстракта к спирто-бензольному большинство битумов близки к кислому типу и незначительная их часть — к нейтральному. Обогащенность пород битуминозными компонентами изменяется от 1 до 3%. Органическое

вещество обычно смешанного типа, реже встречается преимущественно гумусового состава. Повышенное содержание органического вещества контролируется фациями отложений мелких континентальных водоемов (субаквальных). В отложениях зоны наземных аккумулятивных равнин (субаэральных) оно почти отсутствует. Эпибитумоид встречен в алевритах, где $\beta_{\text{хп}}$ составляет более 30%.

Характер органического вещества глин и наличие эпибитумоида в алевритах позволяет предположить благоприятные условия для образования нефти в породах верхнего триаса.

Юрские отложения

Содержание органического вещества в сероцветных глинах средней юры обычно составляет около 1%, а хлороформенного битумоида — 0,01—0,08% (в среднем 0,02—0,03%). Величина отношения хлороформенного экстракта к спирто-бензольному указывает в общем на кислый характер битума для всех типов пород средней юры, причем наименьшая степень его восстановления характерна для глин, что, по всей вероятности, можно объяснить преобладанием гумусового материала в исходном органическом веществе. Количество битумоидов в органическом веществе изменяется от 1 до 3,5%, составляя в среднем 1,5—2,5%. Степень гумификации его низкая: для глин — не превышает 1,5%, для других пород — несколько выше.

Содержание ОВ в среднеюрских глинах не претерпевает резких колебаний по площади. Битуминозность пород находится в зависимости от фаций. Так, в восточной части территории (особенно на левобережье Урала), где в разрезе преобладают прибрежные осадки, содержание хлороформенного битумоида ниже, чем на западе, где распространены в основном осадки неритовой области. На западе органическое вещество более обогащено битуминозными компонентами, чем на востоке. В первом случае органическое вещество имеет примесь сапропелевого материала, а во втором — оно преимущественно гумусового типа. Преобладание кислых битумоидов и присутствие эпибитумоидов, а также характер органического вещества на большей части территории позволяют предполагать, что в средней юре происходили процессы генерации углеводородов. Этот вывод в первую очередь относится к породам средней юры западной части территории.

Глинисто-карбонатные отложения верхней юры по характеру ОВ сходны со среднеюрскими. Различие наблюдается лишь в более равномерном его распределении по площади. Органическое вещество верхнеюрских пород на большей части территории имеет предположительно смешанный характер и лишь на севере — преимущественно гумусовый. Кроме этого наблюдается обедненность пород верхнего отдела, особенно карбонатных отложений, органическим веществом.

Меловые отложения

Породы нижнемелового отдела преимущественно глинистые, серой окраски (темных тонов), содержат органическое вещество в количестве, близком к 1%. Хлороформенный битумоид в них составляет 0,01—0,05% и чаще всего — 0,02—0,03%. Отношение хлороформенного экстракта к спирто-бензольному обычно меньше единицы, что указывает на преобладание кислородсодержащих элементов. В обломочных породах этот показатель возрастает и приближается к единице, т. е. битумоид по составу становится нейтральным.

Обогащенность органического вещества глин битуминозными компонентами колеблется от 1 до 3,5%, в большинстве случаев составляет 1,7—2,5%, что указывает на его смешанный характер. По площади содержание органического вещества в основном не меняется.

Близкий к сапропелевому характер органического вещества, преобладание спирто-бензольного битумоида над хлороформенным при наличии эпибитумоидов являются некоторым аргументом для отнесения пород нижнего мела к возможно нефтепродуцирующим.

Верхнемеловые отложения в целом очень бедны органическим веществом, за исключением сеноманских, сходных во всех отношениях с нижнемеловыми. Содержание ОВ в карбонатных турон-сеноман-датских отложениях обычно ниже 0,2%, несколько больше в прослоях и пачках глин (до 1% и более). Хлороформенный битумоид обычно составляет тысячные доли процента на породу. Обогащенность органического вещества битуминозными компонентами высокая — от 1 до 10% и более, чаще всего 4—8%. Степень гумификации его в среднем 3%. По типу органическое вещество предположительно смешанного характера.

Малое содержание ОВ в верхнемеловых карбонатах, по-видимому, является следствием увеличенной окислительной способности водной среды осадконакопления (в том числе придонной части), которой, в свою очередь, благоприятствовала увеличенная щелочность позднемелового морского бассейна. Второй причиной интенсивного окисления органического вещества (планктонного) было отсутствие привноса растительного ОВ, которое снижало бы окислительную способность среды. Это следует из того, что в прослоях глин содержание органического вещества резко повышается. Видимо, временами привнос в бассейн терригенного материала увеличивался, щелочность среды уменьшалась вплоть до ее окисления. Это приводило к ослаблению окислительных процессов, поэтому вместе с глинистыми частицами поступало лишь слабо преобразованное органическое вещество.

* * *

Прежде чем сделать общий вывод о нефтематеринском потенциале пород надсолевого разреза, приведем высказывание И. М. Губкина (1937), который, определяя фациальную обстановку образования нефтематеринских отложений, в частности, писал, что

«...родина нефти не в пресноводных бассейнах, не в болотах, а в области древних мелководных морей, их заливах и прочих частях».

В надсолевом мезозойском разрезе возможно нефтематеринскими, на наш взгляд, можно считать терригенно-карбонатные осадки среднего триаса, морские алеврито-глинистые и карбонатные породы верхней и средней юры и терригенный комплекс нижнего мела.

Наиболее низкая оценка нефтематеринского потенциала дается отложениям верхнего триаса. Карбонаты верхнего мела и красные цвета триаса не являются нефтематеринскими. Наши выводы в общем совпадают с заключением Г. И. Тимофеева и др. (1968), которые считают, что наиболее высокие потенциальные возможности для нефтегазообразовательных процессов имелись в песчано-глинистом комплексе мела, глинисто-песчаных отложениях байоса и алеврито-глинистых породах бата и келловоя. Отложения других литолого-стратиграфических комплексов юры и мела с точки зрения их потенциальных возможностей менее интересны.

Кроме того, по количеству органического вещества (рассчитанная медиана для юры и мела равна 0,5% по органическому углероду) и характеру окислительно-восстановительной среды все породы юрских и меловых отложений региона с точки зрения их нефтепродуцирующей способности этими исследователями разделены на три категории: нефтематеринские, нефтематеринские малой продуктивности и потенциально нефтепроизводящие. К нефтематеринским отнесена подавляющая часть карбонатных пород (80—90%), песчаников (70%), алевролитов (50%) и значительно меньше глин (20%). Породы второй категории составляют глины (30%) и алевролиты (25%), в меньшей мере песчаники (15%) и карбонаты (2—3%). К потенциально нефтепроизводящим отнесены преимущественно глины (50%), а также частично песчаники (15%), алевролиты (21%) и карбонатные породы (5—15%).

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИИ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

Верхнепермские породы

В пределах рассматриваемой части Прикаспийской впадины прямых признаков нефтегазоносности в породах верхней перми не встречено, видимо, вследствие их слабой изученности.

Нефтяные и газовые залежи в карбонатных породах калиновской свиты казанского яруса открыты и эксплуатируются за пределами описываемой территории на северном и западном обрамлениях впадины.

По данным Н. Р. Шорохова и Е. П. Шишениной (1967), в верхнепермском разрезе скв. СГ-1 Аралсорская в интервале 5750—5941 м выявлена зона повышенного углеводородного насыщения при концентрации метана 85,75%. В десорбированном газе имеются следы этана и пропана. Как указывают эти исследователи, резкое увеличение содержания метана в газовой фазе нельзя объяснить толь-

ко генерацией из органического вещества; основная масса его, очевидно, поступает из нижележащих отложений, поскольку на глубине 5900—5950 м залегают породы, обладающие хорошими коллекторскими свойствами. По-видимому, для верхнепермских отложений основным источником углеводородов являлся подсолевой палеозой. Миграция углеводородов в верхнепермскую толщу происходила через «окна» в соли. На вероятность этого процесса указывают возрастание концентрации метана и появление тяжелых углеводородов в верхнепермском разрезе по мере углубления скв. СГ-1 Аралсорская.

Триасовые породы

В нижнем отделе признаки нефтегазоносности установлены лишь в скв. 17 Куриловская. При опробовании пачки переслаивающихся алевролитов и глин (2068—2178 м) вначале была получена газоводяная смесь, а в дальнейшем при продувках скважина стала работать газом, легкой нефтью и пластовой водой. Плотность газа равна 0,600, нефти — 0,784, воды — 1,105 г/см³.

Небольшой приток газа в этой скважине получен также и из подкозырьковой пачки песчаников и алевролитов. Объяснить природу этих концентраций углеводородов однозначно нельзя. С одной стороны, можно предположить, что эти небольшие скопления — результат проявления сингенетичной нефтегазоносности. С другой стороны, возможен подток углеводородов из подсолевых отложений, тем более что последние здесь образуют выступ (Ершовский).

Присутствие в соли терригенных прослоев, а иногда и мощных пачек (скв. 3-п Гмелинская, 17-п Куриловская и др.), которые зачастую газоносны и, возможно, поставлены на голову вследствие сложной внутрисолевой структуры (пример — закартированные кольцевые структуры в Челкарском соляном массиве), может в некоторых случаях создавать пути для миграции подсолевых углеводородов. Наиболее обильные нефтегазопроявления в триасе связаны с терригенно-карбонатными породами среднего отдела. Эти породы являются нефтегазоносными.

Чаще всего встречаются следующие признаки нефтегазоносности: запахи бензина и нефти в керне, примазки нефти в известняках на участках локальных структур и пленки в буровом растворе.

Довольно часты газопроявления в виде разгазирования бурового раствора — выбросов и притоков (Ушкультасская, Лукашевская и Болганмолинская площади).

Слабый приток нефти в виде эмульсии — вода, нефть, газ, был получен при опробовании песчано-глинистой пачки, залегающей между солью и известняками в интервале 854—876 м в разрезе скв. 30-п Аюбская. По данным электрометрии, пачка в верхней части сложена глинистыми породами, а в нижней — песчаными. Общий дебит (по подъему уровня) составил 6,2 м³/сутки. Пластовое давление 69,45 кг/см². Состав газа (по Шорохову, 1965) следующий (% объемн.): метан — 48,0, этан — 18,6, пропан — 18,9, бу-

тан — 2,5, пентан+высшие — 0,52, углекислый газ — 1,38, азот+ редкие — 9,6, кислород — 0,5, сероводород — не определяется.

Плотность нефти 0,832. Результаты разгонки и характерные внешние признаки нефти позволяют дать ей следующую характеристику: по углеводородному составу она относится к нефти с парафино-нафтеновым основанием и содержит масло смол и асфальтенов много парафина, малосернистая. Такая характеристика нефти, несомненно, обусловлена ее первичным залеганием на большей глубине, чем та, на которой она обнаружена в скв. 30-п. По-видимому, выявленная залежь образовалась в результате миграции из более крупной (основной) залежи, находящейся значительно глубже.

По составу газа можно установить, что он выделялся в стволе скважины из нефти, так как содержит до 40% тяжелых углеводородов, в том числе пентан и гексан.

Значительные притоки нефти и газа, связанные со вскрытием пластовых залежей, были получены из отложений среднего триаса на Спортивной, Узенской и Болганмолинской площадях. В скв. 5 Спортивная из пласта известняка, залегающего в интервале 1767—1777 м, получен газ с абсолютно свободным дебитом 487,08 тыс. м³/сутки. Замеренная и расчетная плотность его 0,578; пластовое давление 193,04 кг/см². Состав газа следующий (% объемн.): метан 95,7, этан 1,6, пропан 0,15.

По электрометрическим данным, пласт отбивается высоким кажущимся сопротивлением (60 ом·м), в 4 раза превышающим КС непродуктивных пластов известняка; ПС — резко отрицательная; ствол скважины несколько расширен. Пласт довольно однородный. Залежь приурочена к приподнятому крылу куполовидного поднятия. Размеры крыла на площади составляют 2×1 км². Высота складки (крыла) равна 200 м, этаж газоносности около 150 м, площадь газоносности около 1,2 км².

На Узенской площади из скв. 22 получен фонтанный приток нефти. Коллектором является рыхлый доломитизированный известняк, залегающий в интервале 972—987 м. Первоначальный дебит составил 29 т/сутки через 22-мм штуцер; забойное давление 100 кг/см², на устье — 4—5 кг/см². Плотность нефти 0,860; содержание сернокислотных смол 11%, парафина — 3,5%, серы — 0,29%; начало кипения нефти 100°C; температура застывания 9°C.

По электрометрии пласт отбивается высоким КС (100 ом·м), в 10 раз превышающим КС непродуктивных пластов известняка, и резко отрицательной ПС. Пласт неоднороден; видимо, содержит глинистые прослои. Залежь приурочена к опущенному крылу двукрылого куполовидного поднятия. Площадь нефтеносности приблизительно составляет 0,7 км², этаж нефтеносности — 50—60 м.

На площади Болганмола нефть получена из песчаного пласта в интервале 1835—1840 м верхней песчано-глинистой пачки (Т₂—Т₃). Дебит при динамическом уровне 1050 м составил 2,5 м³/сутки.

Плотность нефти 0,824; содержание сернокислых смол 17%, серы — 0,126%, парафина — 15,4%; начало кипения 100°C, температу-

ра застывания 25°C. Нефть очень сходна с узенской нефтью Мангышлакского полуострова, но более легкая, с большим содержанием светлых фракций, выкипающих до 200°C (в узенской нефти выход фракций до 200°C — 16,3%).

В песчано-глинистой пачке продуктивный пласт выделяется повышенным КС (7,8 *ом·м*), резко отрицательный ПС и большим сужением диаметра скважины. Залежь приурочена к северному приподнятому крылу куполовидного поднятия, связанного с соляным перешейком Болганмола — Кобжасор. Из-за большой зоны потери корреляции отражающего горизонта К контуры нефтесодержащей складки неизвестны (рис. 50).

Обильные нефтегазопроявления из среднего триаса в виде пленок нефти в буровом растворе и сильного его разгазирования наблюдались в последнее время при бурении скв. 1 на Карагайском куполовидном поднятии.

Все описанные проявления нефтегазозности в основном приурочены к верхней части разреза — к известняковой и глинисто-известняковой пачкам, реже — к верхней песчано-глинистой и совсем редко — к известняково-глинистой. Нефтегазозность верхней песчано-глинистой пачки (Болганмола) связывается с ее несогласным залеганием на нефтесодержащих верхних известняковых пачках. В Новоузенском районе, где присутствует лишь верхняя (глинистая) часть пачки, последняя является непроницаемой крышкой для известняковых пластов (Спортивное и Узенское поднятия).

Нефтегазопроявления в среднем триасе тяготеют в основном к средней части междуречья Урал — Волга, где распространена морская карбонатная фация. Тектоническими элементами, контролирующими распространение нефтегазопоявлений в среднем триасе, являются Джангалинское поднятие на юге и Куриловский выступ на севере. Признаки нефтегазозности пород верхнего триаса отмечены лишь в нескольких скважинах в виде пропитанного нефтью песчаника, запаха нефти, разгазирования бурового раствора и бензиновой вытяжки в скважинах площадей Спортивной, Портартурской и Акмамыкской.

Таким образом, проявления и нефтегазозность триаса связаны как с терригенными, так и с карбонатными типами пород.

Необходимо отметить очень слабую изученность коллекторских свойств пород триаса как по всей территории, так и в пределах локальных структур. Все же по имеющимся каротажным и аналитическим материалам устанавливается общее улучшение коллекторских свойств в направлении от депрессионных зон к локальным поднятиям. В терригенных пачках это обуславливается увеличением песчаности, в карбонатных — брекчированностью и трещиноватостью пород, вызванными ростом соляных массивов.

Поскольку в нашу задачу не входило обобщение материала о коллекторских свойствах пород, приведем лишь некоторые аналитические данные по отдельным участкам в направлении с севера на юг. Так, среднезернистые полимиктовые слоистые песчаники, вскры-

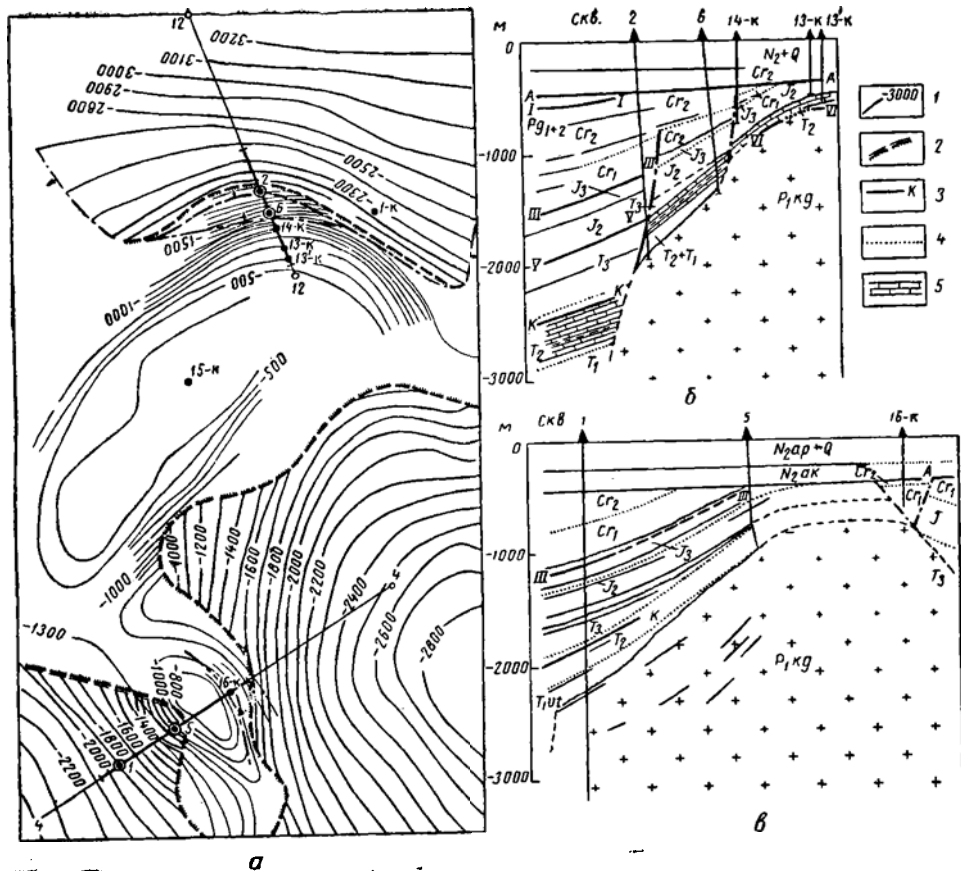


Рис. 50. Солянокупольная структура Болганмола.

а — структурная карта по отражающим горизонтам К и VI, отождествляемым соответственно с поверхностями среднетриасовых и кунгурских отложений. (Составил И. Г. Лата по материалам треста Казахстаннефтегеофизика); сейсмогеологические разрезы: б — по профилю 12, в — по профилю 4.

1 — изогипсы по отражающим горизонтам К и VI; 2 — зоны потери корреляции; 3 — опорные отражающие границы; 4 — геологические границы по данным бурения; 5 — карбонаты среднего триаса.

тые в скв. 316 (интервал 1055—1379 м — нижний триас) Дергачевской площади, имеют общую пористость 27—30%, а эффективную — 21—23%, плотность их 1,8—1,9 г/см³, проницаемость колеблется в широких пределах — от 548 до 2383 мд, потенциальный коэффициент нефтегазонасыщения составил — 70—88%.

Коллекторские свойства среднезернистых полимиктовых песчаников из разреза скв. 1 (2216—2251 м — нижний триас) Куриловской площади изменяются в следующих пределах: общая пористость 10—24%, эффективная 1,8—16%, причем еще уменьшаются с глубиной; плотность 2,0—2,3 г/см³; коэффициент потенциального нефтегазонасыщения 38—66%. Еще более ухудшаются коллекторские свойства южнее, в скв. СГ-1 Аралсор. Общая пористость песчаников в верхней части разреза составляет около 20%, в нижней — 8—12%; проницаемость — 3—90 мд. Ухудшение коллекторских свойств пород нижнего триаса с севера на юг, по-видимому, связано с нарастанием глубины залегания нижнего триаса от борта к центральной части впадины, а также с удалением области сноса.

Коллекторские свойства среднетриасовых пород изучались всего лишь на некоторых участках. Так, по образцам керна из скважин площади Спортивной установлено, что для терригенных пород они меняются в довольно значительных пределах. В скв. 3, пробуренной в периферийной части поднятия (глубина 2277 м), общая пористость песчаников лишь 4,6—4,8%, эффективная — 0,8—0,9%, проницаемость 0,075—0,12 мд. К своду поднятия свойства песчаников значительно улучшаются, и в скв. 5 общая пористость их уже составляет 15—19%, а эффективная — 3—8%, проницаемость — до 55 мд, потенциальное нефтегазонасыщение — 32—38%.

Определения физических свойств известняков в депрессионной зоне (скв. 28-п) показали, что они почти непроницаемые, а плотность их близка к плотности кальцита. Известняки же на площади локальных поднятий (скв. 20 Аукетайчагыл) обладают пористостью до 25%. Улучшение коллекторских свойств отмечается и по данным электрометрии, особенно по кавернограмме, отражающей значительное сужение диаметра ствола скважин (скв. 2 Болганмола).

В отложениях верхнего триаса коллекторами для нефти и газа могут служить мощные песчаные пласты, присутствующие в нижней и верхней частях разреза. Изучение коллекторских свойств слоистых битуминозных полимиктовых песчаников из скв. 5 (1660—1664 м, нижняя часть разреза) площади Спортивной показало, что общая пористость их составляет 25,7—28%, эффективная — 14—17%, проницаемость колеблется от 75 до 340 мд., потенциальный коэффициент нефтегазонасыщения равен 56—60%.

Среднезернистый песчаник из нижней части разреза скв. СГ-1 (3159—3163 м) имеет пористость 15,87%, коэффициент проницаемости составляет 1449 мд. Песчаник из верхней части разреза скв. 17 Порт-Артур (2629—2634 м) обладает общей пористостью 22,7%, а из нижней части разреза скв. 1 Болганмола (1710—1715 м) — 20% (эффективная пористость 15,12%).

Юрские породы

В среднеюрских породах известны лишь признаки нефти, причем их количество незначительное. Качественно — это пузырьки газа в пластовой воде (Паромненская площадь, байос), пленки нефти в буровом растворе (Порт-Артур и Акмай, байос), запахи нефти в керне с нефтяной вытяжкой (Порт-Артур, байос), пленки нефти в пластовой воде (Западный Нариман), пропитанность песчаника нефтью (Аукетайчагыл) и, наконец, незначительные притоки при опробовании (Таловская, Западный Нариман). Несколько подробнее остановимся на характеристике притоков нефти. В скв. 4 Таловская площади при опробовании алеврито-песчаной пачки байоса (1152—1170 м) получен приток воды (37 м³/сутки) и нефти (0,250 м³/сутки). По электрометрии пачка отбивается повышенными до 4 ом·м значениями КС и слабо отрицательной ПС; кавернограмма показывает небольшое сужение диаметра. Скважина, по-видимому, пробурена в контурной части небольшой залежи, приуроченной к своду Таловского куполовидного поднятия.

В скв. 5 (2432—2458 м) площади Западный Нариман приток нефти (0,2 м³/сутки) получен из батского яруса. После солянокислотной обработки приток нефти с водой увеличился до 2,3 м³/сутки.

Нефть светло-коричневая, плотностью 0,837, малосмолистая и относится к метанонафтеновому типу.

Судя по керну, опробованный интервал сложен карбонатными породами — мергелем темно-серым, глинистым, плотным, крепким, с остатками фауны и известняком темно-серым, пелитоморфным, плотным, крепким, с прожилками кальцита. По электрометрии пласт отбивается сравнительно высоким КС (1—25 ом·м). ПС в общем положительная с отрицательными (на этом фоне) интервалами, соответствующими более низким значениям КС. Кавернограмма указывает на почти полное сохранение диаметра. По-видимому, пласт по своим коллекторским свойствам неоднороден. Залежь приурочена к опущенному блоку на соляном перешейке Нариман — Акоба и экранирована солью.

Таков почти полный перечень нефтегазопроявлений в породах средней юры. В возрастном отношении проявления имеют широкий диапазон — от алеврито-песчаной пачки байоса до бата включительно. Коллекторами являются как обломочные, так и карбонатные породы. Последние, по всей видимости, имеют ограниченное распространение. Территориально проявления тяготеют к западной части территории.

Коллекторские свойства среднеюрских пород изучались по кернам из немногих скважин. Так, мелкозернистые пески и песчаники из Эльтонской опорной скважины характеризуются следующими показателями: общая пористость 27%, газопроницаемость 0,223 д, керосинопроницаемость 0,531 д, коэффициент нефтенасыщения 40%, нефтеотдача 50%. Общая пористость песчаников из средней юры Новоузенской скважины составляет 16—20%, газопроницаемость их

0,275—0,753 д, керосинопроницаемость 0,408—0,653 д, нефтенасыщение 20—50%, нефтеотдача 41—56%. Цементом является каолин и реже кальцит. Нефтегазопроявления в породах верхней юры довольно редки. Это в основном примазки нефти и включения твердого битума в карбонатных породах волжского яруса (Аукетайчагыл, Сантас). Имелись случаи разгазирования глинистого раствора (Аукетайчагыл). Более интенсивных проявлений не встречено, что следует связывать с отсутствием коллекторских пачек на большей части территории, за исключением бортовой зоны впадины, где верхнеюрские породы содержат песчаные прослои.

Таким образом, среднеюрские отложения, обладающие высокими коллекторскими свойствами, могут быть нефтеносными в благоприятных структурных условиях, тогда как верхнеюрские породы, почти лишенные коллекторов, вряд ли могут содержать нефть.

Меловые породы

Породы нижнего мела на рассматриваемой территории отличаются главным образом газоносностью, приуроченной к нижней части разреза. Признаки нефти встречаются редко. Это — запахи и примазки нефти в песчаниках (скв. 6 Спортивная, скв. 1-к Аукетайчагыл), насыщение песчаника бурым органическим веществом (скв. 25-п Аралсорская, скв. 14 Болганмола). Газоносность связана в основном с участками сплошного распространения песчаников валанжина на северо-западе территории. В последнее время газовая залежь вскрыта в отложениях неокома на куполовидном поднятии Карагай.

На северо-западе территории в песчаниках валанжина открыты газовые залежи, приуроченные к Таловскому, Спортивному и Старшиновскому куполовидным поднятиям. Наибольшая из них по размеру ($4 \times 2,5 \text{ км}^2$) и запасам — Таловская. В отличие от остальных она не разбита сбросами и имеет форму антиклинальной складки. Высота складки 65 м (830—895 м). Залежь пластовая, сводовая. Этаж газоносности составляет 60 м, площадь газоносности — 9 км^2 . Газ на 96,5% состоит из метана, этана (0,2%), остальные гомологи отсутствуют. Пластовое давление равно $99,6 \text{ кг/см}^2$, извлекаемые запасы газа 1531,2 млн. м³. Газосодержащими породами являются песчаники темно-серые, мелко- и среднезернистые, с включениями гравия, слабощементированные. Средняя пористость составляет 22%, открытая — колеблется от 3 до 18%, коэффициент газонасыщенности — 0,725. Пласт по литологическому составу однородный, но содержит уплотненные прослойки. По электрометрии он отбивается высоким сопротивлением ($200 \text{ ом} \cdot \text{м}$) и резко отрицательной ПС; кавернограмма показывает небольшое сужение диаметра скважины. Общая мощность песчаников пласта 12—18 м, максимальная эффективная мощность 17—18 м.

Залежь газа на Старшиновской площади приурочена к северо-западному приподнятому крылу куполовидного поднятия. Крыло по подошве мела имеет собственный свод и форму брахискладки раз-

мером $2,0 \times 1,8 \text{ км}^2$, высота которой 70 м. Пласт в скв. 1 имеет мощность 5 м (951—956 м). Кажущееся сопротивление пласта равно 30—35 ом·м, ПС резко отрицательная. Абсолютно свободный дебит газа составил 2490 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$, пластовое давление $103,3 \text{ кг/см}^2$.

Газовая залежь на площади Спортивной приурочена к опущенному крылу (триасовая — к приподнятому) двукрылого куполовидного поднятия. Размер крыла приблизительно $3 \times 1 \text{ км}^2$, высота залежи 60 м. Площадь газоносности ориентировочно составляет $1,5 \text{ км}^2$. Мощность продуктивного пласта в скв. 2 равна 12 м. Пласт

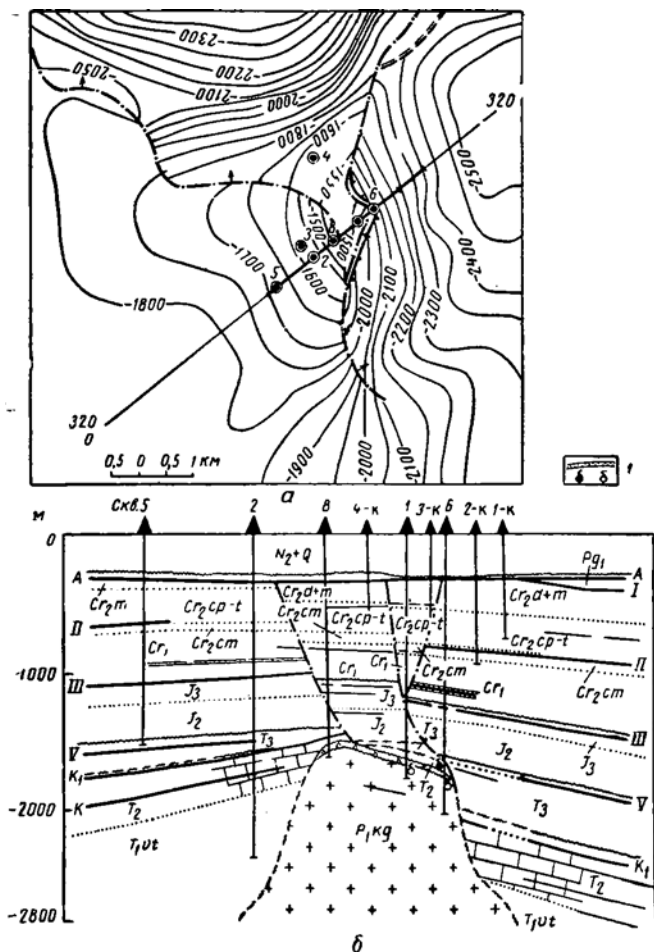


Рис. 51. Солянокупольная структура Карагайская.

а — структурная карта по отражающему горизонту К, б — сейсмогеологический разрез по профилю 320. (Составил И. Г. Лата.)

1 — продуктивный газовый горизонт и нефтегазопроявления. Остальные условные обозначения см. на рис. 50.

однородный по проницаемости, имеет кажущееся сопротивление 40 *ом·м*, и, резко отрицательную ПС. При опробовании интервала 1366—1376 *м* в этой скважине абсолютно свободный дебит составил 376,5 тыс. *м³/сутки* газа, статическое давление 134 *кГ/см²*, пластовое — 149,6 *кГ/см²*. Газ по составу метановый (95,14%) содержание гомологов незначительное (C_2H_4 — 0,94%, C_5H_{12} — 0,05%).

Залежь газа на Карагайской площади приурочена к юго-западному приподнятому крылу куполовидного поднятия. Размеры крыла по подошве мела составляют 4×2,5 *км*, высота 100 *м* (рис. 51). Предполагаемая площадь газоносности равна 1,5 *км²*. По типу залежь экранированная сбросом. Продуктивным является пласт песчаника неокомского возраста. Кажущееся сопротивление равно 4 *ом·м*, ПС резко отрицательная, кавернограмма показывает на небольшое сужение диаметра скважины. Дебит газа, полученного при испытании скв. 2 (интервал 910—915 *м*) через 16,1-мм штуцер, составил 295,93 тыс. *м³/сутки*, статическое давление 95 *кГ/см²*, пластовое — 106,3 *кГ/см²*. Состав газа следующий (% объем.): метан — 92,65, этан — 0,1, пропан — 0,05, углекислый газ — 0,2, кислород — 2,25, азот+инертные — 4,75. Плотность газа 0,5459.

Данные о коллекторских свойствах пород нижнего мела центральной части региона имеются лишь для альбских песчаников. Открытая пористость их колеблется от 12 до 34%, проницаемость составляет 380—420 *мд*.

Приуроченность залежей газа и признаков нефти к Джангалинскому поднятию и Куриловскому выступу указывает, что тектонический фактор играет основную роль в нефтегазоносности нижне-меловых отложений.

В породах верхнего мела признаки нефтегазоносности не отмечены.

* * *

Характеристика газовой фазы надсолевого комплекса приводится В. Л. Соколовым и Н. Р. Шороховым (1966). По их данным, в надсолевых отложениях центральной части региона выделяется шесть геохимических зон (рис. 52). Первая зона, сложенная мергелистами, мелоподобными и глинистыми породами, охватывает интервал глубин от 750 до 1450 *м* (палеоген — верхний мел) и характеризуется низкой насыщенностью азотом. Вторая зона (1450—2850 *м*), сложенная чередованием коллекторских (песчаных и карбонатных) и водогазопорных глинистых пачек, охватывает отложения нижнего мела и юры и характеризуется углеводородно-азотно-углекислым газонасыщением. Третья зона выделяется в интервале глубин 2850—4950 *м* (верхний — средний триас и частично нижний) и характеризуется преимущественно азотным насыщением. Эта зона сложена в основном карбонатными и плотными глинистыми породами. Четвертая зона (4950—5550 *м* — низы нижнего триаса) отличается от предыдущих высоким, нарастающим с глубиной (до 30 *см³/л*) содержанием водорода. Пятая зона (5550—5950 *м* — вер-

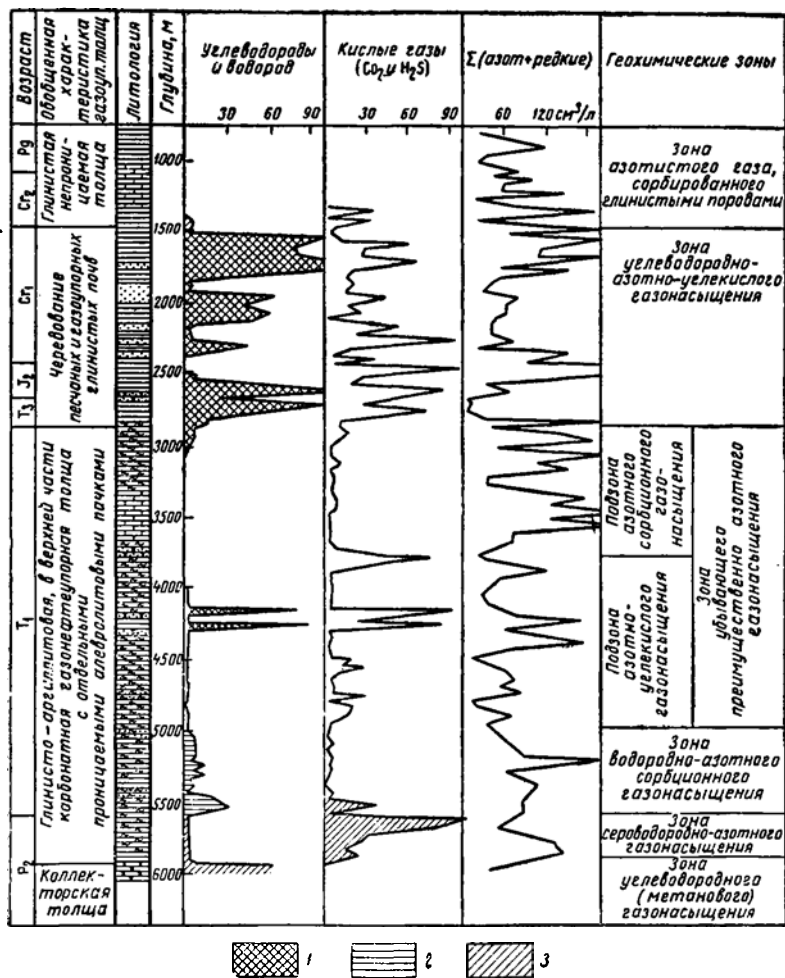


Рис. 52. Изменение состава газовой фазы в разрезе скв. СГ-1 по данным газометрии бурового раствора (по В. Л. Соколову и Н. Р. Шорохову).

1 — метан; 2 — водород; 3 — сероводород + углекислый газ.

хи верхней перми) характеризуется высоким содержанием в составе кислых газов сероводорода и появлением слабых концентраций метана. Шестая зона (5900—5941 м — верхняя пермь) отличается высоким содержанием и большой концентрацией метана (30 см³/л—85%) при существенном снижении содержания азота и кислых газов. В этом интервале вскрыты относительно рыхлые песчаные породы.

В совокупности с другими геолого-геофизическими данными В. Л. Соколов и Н. Р. Шорохов дифференцируют надсолевой раз-

рез на водогазонефтеупорные и возможно продуктивные толщи. Первая водогазонефтеупорная толща соответствует первой геохимической зоне, мезозойские отложения второй зоны составляют первую возможно продуктивную толщу, весьма благоприятную для формирования залежей нефти и газа. Мощная толща среднего и нижнего триаса и верхней перми, отвечающая третьей, четвертой и пятой геохимическим зонам, характеризуется, в общем, свойствами водогазонефтеупорной толщи, хотя и не исключается появление в ее составе отдельных продуктивных горизонтов.

Изменение состава газовой фазы в нижней части вскрытого разреза верхней перми отражает коренную смену геохимической обстановки и указывает на то, что шестая зона, по-видимому, соответствует толще высокого или предельного газонасыщения пластовых вод метаном. По мнению В. Л. Соколова и Н. Р. Шорохова, это открывает широкие перспективы выявления весьма крупных залежей природного газа в верхнепермских отложениях междуречья Урала и Волги.

* * *

Резюмируя приведенные данные, можно сделать вывод, что в надсолевом комплексе отложений выделяются следующие нефтегазоносные толщи пород: среднетриасовая терригенно-карбонатная, среднеюрская и нижнемеловая. В других толщах (нижний и верхний триас, верхняя юра) проявления носят эпизодический характер. Приведенная стратиграфическая приуроченность нефтегазопроявлений показана на рис. 53.

Скудость данных о характеристике нефтей и малое количество выявленных скоплений нефти и газа не дают пока возможности установить определение закономерности в распределении различных по химическому составу и другим свойствам нефтей и газов по площади и по разрезу изучаемой территории. Имеющиеся анализы нефтей показывают, что большинство из них имеют плотность 0,825—0,860, т. е. близки к тяжелым нефтям.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Гидрохимические характеристики пластовых вод региона благоприятны для сохранения залежей нефти и газа. Так, по данным исследователей ВНИГРИ (Б. В. Торговановой и М. А. Помарнацкого, 1967 г.) и ВНИИГаз (Л. М. Зорькина и В. Г. Козлова), воды надсолевых отложений являются высокоминерализованными хлоркальциевыми рассолами, содержащими соли йода и брома. Судя по степени минерализации, содержанию йода и брома, можно считать, что водоносные горизонты надсолевых отложений в основном обладают хорошей гидрогеологической закрытостью.

Для зоны гидрогеологической раскрытости (до глубины 100 м) характерно наличие пресных вод. В зоне гидрогеологической закрытости (интервал 100—600 м) минерализация резко возрастает (100—200 г/л на глубине 500 м). В интервале глубины 500—3000 м градиент минерализации весьма мал (от 200—250 до 300 г/л).

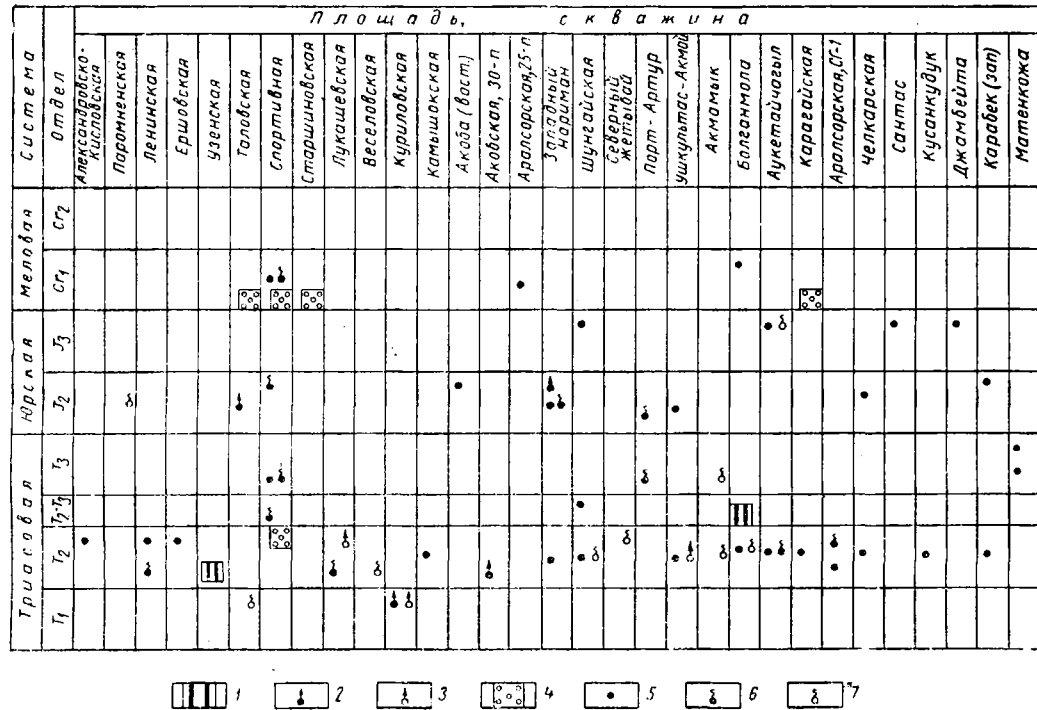


Рис. 53. Стратиграфическое положение проявлений и залежей нефти и газа в мезозойских отложениях северной части между-речья Урал — Волга.

1 — промышленные притоки нефти; 2 — слабые притоки нефти; 3 — притоки и выбросы газа; 4 — промышленные и непромышленные залежи газа; 5 — примазки нефти в керне, пленки в растворе; 6 — нефтяные запахи в керне; 7 — разгазирование раствора.

Газонасыщенность пластовых вод и упругость растворенных газов

Гидрогеологические комплексы	Количество растворенных газов, см ³ /л	Суммарная упругость, кг/см ²	Гидростатическое давление, кг/см ²
Третичный (плиоценовый) . . .	370—969	12—64	25—50
Альб-сеноманский	315	56	128
Нижнемеловой (неокомский) . .	206—277	35—68	130—210
Верхнеюрский	309	98	254
Среднеюрский	166—592	42—173	64—336
Пермо-триасовый	471—910	43—163	90—336

Согласно исследованиям М. Е. Альтовского (1967), наблюдается возрастание газонасыщенности вод палеозоя Нижнего Поволжья в сторону бортового уступа Прикаспийской впадины, что дает основание ожидать полного насыщения пластовых вод палеозоя в пределах рассматриваемой территории. Этот вывод подтверждается данными по Карповской площади, где давление насыщения пластовых вод бобриковского горизонта карбона превышает гидростатическое.

Для центральной части междуречья Урала и Волги состав растворенных газов метановый и азотно-метановый, причем газонасыщенность возрастает с глубиной (табл. 5).

Схематическая карта прогноза нефтегазоносности междуречья Урала и Волги (рис. 54) приводится нами из работы М. Е. Альтовского (1967). Согласно исследованиям этого автора и других гидрогеологов, рассматриваемый нами регион целиком входит в зону, где по гидрохимическим призна-

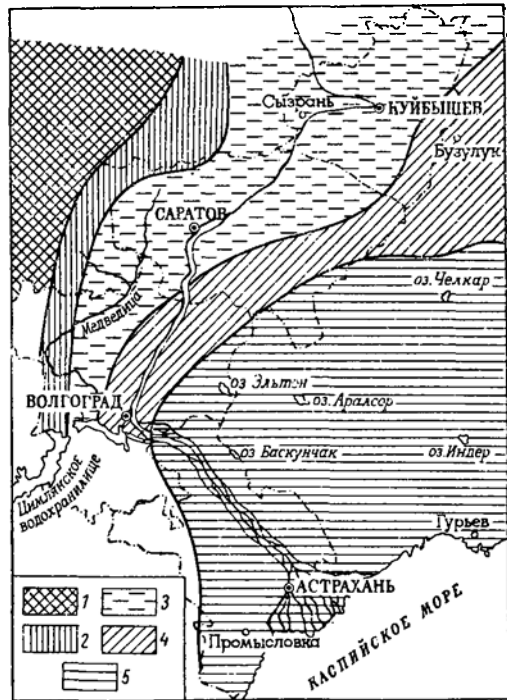


Рис. 54. Схематическая карта прогноза нефтегазоносности палеозоя и мезозоя нижнего Поволжья по косвенным гидрохимическим признакам (по И. Б. Фейгельсону). Зоны с нефтегазоносными отложениями: 1 — девона, 2 — девона, нижнего и среднего карбона, 3 — девона, нижнего и среднего карбона и перми, 4 — девона, нижнего и среднего карбона, перми и мезозоя; 5 — бесперспективная зона.

кам могут быть продуктивными отложения палеозоя и мезозоя.

Таким образом, гидрогеологические условия позволяют рассматривать надсолевой комплекс междуречья как перспективный в отношении нефтегазоносности. Поэтому при наличии благоприятных геологических факторов решающее значение для формирования и сохранения залежей нефти и газа приобретают структурно-тектонические условия, которые определяются всей историей развития региона.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НАДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

При оценке перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений учитывались следующие показатели: литолого-фациальные особенности пород, содержание и характер органического вещества, нефтегазопроявления, структурно-тектонические и гидрогеологические факторы.

Верхняя пермь и нижний триас

Континентальное происхождение красноцветов верхней перми и нижнего триаса не позволяет рассчитывать на их сингенетичную нефтегазоносность. Исключением является калиновская свита казанского яруса, представленная морской карбонатной фацией. Судя по разрезам скважин, вскрывших казанские отложения (бортовая зона), в карбонатном составе свита распространена к западу от меридионального течения р. Урала. К востоку же свита сложена сульфатно-терригенными красноцветными породами (Тепловская, Усовская и Павловская площади).

Именно с карбонатными казанскими породами и связаны месторождения нефти на северном и газа на западном обрамлениях Прикаспийской впадины. Глубины (1500—2000 м) залегания калиновской свиты в подзоне бортового сочленения легко доступны для поискового бурения. Надсолевой комплекс последней не прорван солью и образует пологие антиклинальные складки. На карте перспектив (рис. 55) эта часть территории показана как возможно перспективная по казанским отложениям. По татарским отложениям перспективы пока остаются невыясненными, хотя, как указывалось выше, в них возможен переток углеводородов из подсолевого палеозоя через «окна» в соли, на что неоднократно указывали В. Л. Соколов (1968) и П. Я. Авров (1966).

Вероятно, что верхнепермские (татарские) отложения более перспективны на участках положительных структур второго порядка (Джангалинское поднятие, Куриловский, Захатсорский, Чижинский и Верхнекушумский выступы), однако данные бурения пока отсутствуют, и мы вынуждены относить по верхнепермским отложениям центральную часть междуречья к разряду с невыясненными

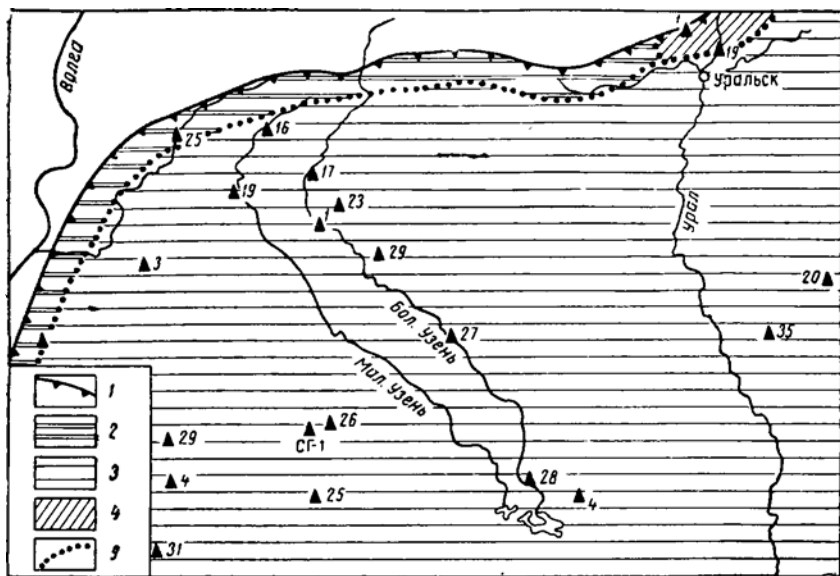


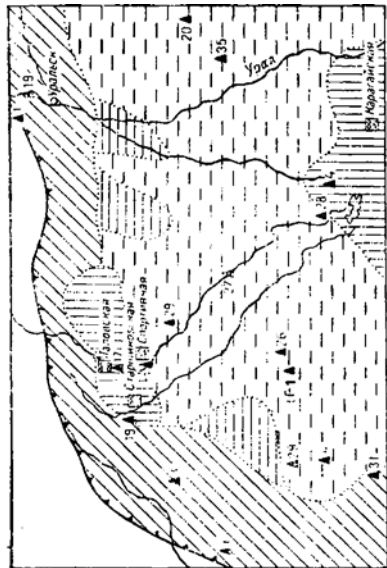
Рис. 55. Схематическая карта оценки перспектив нефтегазоносности верхнепермских отложений северной части междуречья Урал—Волга. (Составили И. М. Бровар, И. Г. Лата, И. И. Шмайс.)

1 — бортовой уступ Прикаспийской впадины; 2 — площади возможно перспективные по карбонатным отложениям калиновской свиты казанского яруса; 3 — площади невыясненных перспектив; 4 — площади бесперспективные по калиновским отложениям казанского яруса; 5 — границы площадей, выделяемых по степени перспективности.

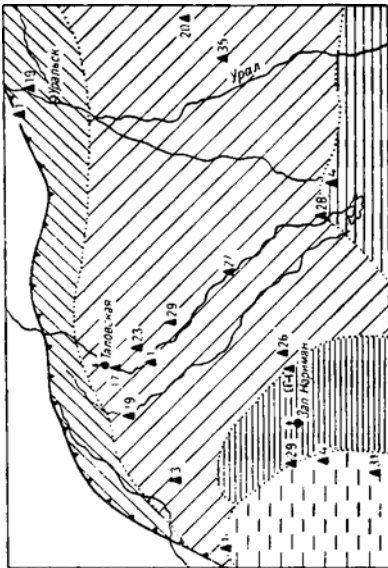
перспективами, хотя именно в верхнепермских отложениях можно ожидать открытия крупных залежей газа.

Нижнетриасовые отложения в подзоне бортового сочленения можно считать бесперспективными. Это доказывают отрицательные результаты бурения на таких благоприятных структурах, как Тепловская, Усовская и Павловская. Отсутствие продуктивных горизонтов в нижнем триасе, по-видимому, надо объяснить отсутствием связи с подсолевым палеозоем из-за пластового залегания соли, тогда как сами нижнетриасовые отложения генерирующей способностью почти не обладают. Перспективы остальной части региона, за исключением Куриловского выступа, не выяснены. Полученный небольшой приток нефти и газа из красноцветов нижнего триаса в скв. 17-п Куриловской площади, возможно, является, как уже ранее отмечалось, следствием эмиграции углеводородов из подсолевых пород, образующих здесь выступ. По аналогии с Куриловским выступом нижнетриасовые отложения отнесены к возможно перспективным и на площадях Джангалинского поднятия, Захатсорского, Чижинского и Верхнекушумского структурных выступов.

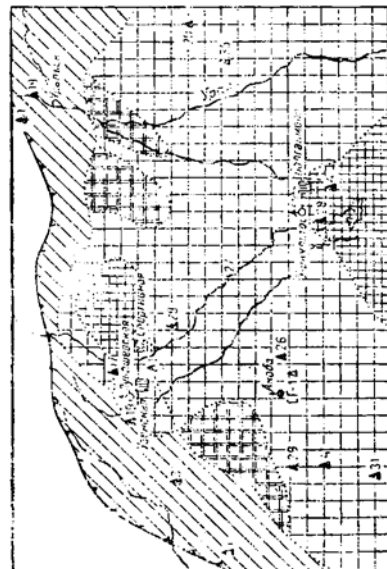
НИЖНИЙ МЕЛ



СРЕДНЯЯ ЮРА



СРЕДНИЙ ТРИАС



НИЖНИЙ И ВЕРХНИЙ ТРИАС

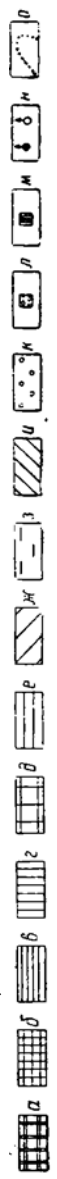
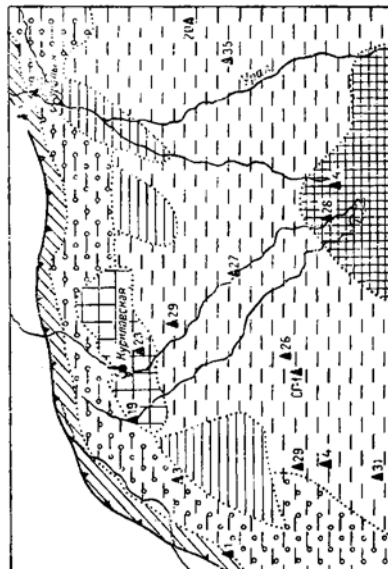


Рис. 56. Схематические карты оценки перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений северной части Междуречья Урал — Волга. (Составил И. Г. Лага.)

a — площади, высокоперспективные на нефть и газ по показателям 1—5; *b* — площади перспективные на нефть и газ по показателям 1—5; *в* — площади перспективные на нефть по показателям 1—4 и частично 5; *г* — площади перспективные на нефть и газ (для T_1 по показателям 1, 3, 4 и 5, для T_2 — по 1—3, 5 и частично 4); *e* — площади, возможно перспективные на нефть (по показателям 3—5 и частично 1, 2); *ж* — площади малоперспективные на нефть и газ; *з* — площади с невыясненными перспективами на нефть и газ; *и* — площади малоперспективные и бесперспективные; *к* — площади бесперспективные по T_3 отложениям; *л* — газовые залежи; *м* — нефтяные залежи; *н* — небольшие притоки нефти и газа; *о* — границы площадей, выделяемых по степени перспективности.

Показатели оценки перспектив: 1 — литолого-фацальные; 2 — бигинологические; 3 — нефтегазовые (промышленные залежи и притоки в скважинах), 4 — структурно-тектонические; 5 — гидрогеологические.

Нефтегазоносность нижнетриасовых отложений в пределах перечисленных тектонических элементов может быть связанной, как и для верхней перми, с перетоком углеводородов из подсолевого палеозоя через «окна» в соли.

Нами полностью разделяется мнение В. Л. Соколова о неотложном поиске мультимодальных залежей нефти и газа. Отметим, что связь между нефтегазоносностью мезозоя вообще и тектоникой подсолевого палеозоя устанавливается в пределах двух участков региона — Джангалинского поднятия и Куриловского выступа, которым отвечают выступы подсолевого ложа.

Средний триас

Площади, перспективные по среднетриасовым отложениям, оценивались по следующим показателям: 1) мелководно-морской характер фаций, содержащих органическое вещество предположительно смешанного типа в количестве, близком к 1% (по $C_{орг}$); 2) преимущественно кислый синбитумоид и присутствие эпибитумоида, являющихся признаками происшедших нефтегазообразовательных процессов; 3) обнаружение нефтегазоносных свит (нижняя известняково-глинистая, известняковая и верхняя песчано-глинистая пачки); 4) благоприятный структурно-тектонический фактор (относительно малая активность соляной тектоники и закрытость локальных структур). При этом предполагается, что для среднетриасовых пород основное значение имеет сингенетичная нефтегазоносность, хотя не исключена возможность перетока углеводородов из подсолевого палеозоя. Значение последнего фактора, на наш взгляд, уменьшается вверх по разрезу. Этим показателям отвечают площади Джангалинского поднятия и Куриловского выступа (рис. 56).

Большая часть территории отнесена к категории земель возможно перспективных на нефть и газ, поскольку в ее пределах пока не получены притоки нефти и газа, а структурно-тектонический фактор менее благоприятен.

Площади, составляющие подзону бортового сочленения и большую часть подзоны моноклиального погружения, отнесены к категории

малоперспективных и бесперспективных земель. На этих площадях среднетриасовые отложения представлены пестроцветными терригенными породами малой мощности, а бурением нефтегазонасыщенность не установлена.

Верхний триас

Несмотря на благоприятные литологические (чередование песчаных и глинистых пород) и битуминологические (сравнительно высокое содержание $S_{орг}$ и кислый тип синбитумоидов при наличии следов миграции) показатели пород, прямых признаков нефти и газа в междуречье Урала и Волги пока не встречено. По всей видимости, это объясняется размытостью пород отдела на локальных поднятиях, особенно на их приподнятых крыльях. По имеющимся сейсмическим данным на опущенных крыльях и за вторыми крутыми склонами соли разрезы отдела полные (Северная Болганмола, восточное крыло Карагайского куполовидного поднятия, юго-западное крыло купола Аукетайчагыл и др.). К сожалению, бурение в этих структурных условиях на рассматриваемой территории пока не проводилось. Однако в подобных условиях в верхнем триасе встречены пропитанные нефтью песчаники на площади Матенкожа (скв. 5).

Из этих соображений основная часть территории (почти вся центральная область впадины) отнесена к категории площадей с невыясненными перспективами по отложениям верхнего триаса. К бесперспективным отнесены площади, на которых верхний отдел в большинстве случаев размыт, а сохранившиеся разрезы представлены красноцветами, почти лишенными органического вещества — бортовая зона впадины (рис. 56).

Средняя юра

При оценке перспектив среднеюрских отложений основное значение придавалось литолого-фациальному фактору. В этом отношении наиболее благоприятны отложения в районе оз. Аралсор и к северу от него, где происходит латеральное замещение песчаных пород восточной части территории на преимущественно глинистые морские фации западной ее части.

Названная площадь, оцененная перспективной на нефть, изображена на карте перспектив в виде полосы, вытянутой с юго-востока на северо-запад (рис. 56). В пользу этого свидетельствуют полученный здесь небольшой приток нефти, содержание $S_{орг}$ (0,5—1,5%) и его характер (предположительно смешанный при одновременном присутствии в породах кислых и нейтральных битумов). Что касается структурного фактора, то ввиду слабой изученности района геофизическими методами вопрос о типах развитых здесь структур остается пока неясным, хотя по неполным данным сейсморазведки предполагается развитие сравнительно благоприятных:

структур, особенно в пределах выделенного Захатсорского выступа.

К востоку и к северу от описанной площади отложения средней юры представлены в основном алеврито-песчаными породами (особенно восточнее Порт-Артура), процент содержания в породах органического вещества снижается, а по типу органическое вещество близко к гумусовому. К западу от выделенной перспективной зоны отложения средней юры представлены преимущественно глинами, что также в значительной мере снижает их перспективность.

Из этих соображений площади, расположенные на востоке и западе территории, отнесены к категории малоперспективных.

Площадь, располагающаяся в пределах Джангалинского поднятия, характеризуется значительно опесчаненной средней юрой, но наличие благоприятных структур, признаков нефти в керне и предположительно близкий к сапропелевому (смешанный) характер органического вещества позволяют пока оценить ее как возможно перспективную на нефть. Остальная часть площади, расположенная к западу от выделенной нами полосы перспективных земель ввиду слабой изученности отнесена к категории с невыясненными перспективами.

Территории, приходящиеся на подзону бортового сочленения и северную часть подзоны моноклиналиного погружения, оценены как бесперспективные и малоперспективные ввиду незначительной мощности отложений и отрицательных данных бурения.

Верхняя юра

Верхнеюрские отложения, сложенные в основном сравнительно глубоководными карбонатно-глинистыми осадками, почти лишенными песчаных прослоев, очевидно, неблагоприятны с точки зрения перспектив нефтеносности. В то же время не исключена их газоносность на площадях, где в разрезе присутствуют редкие песчаные прослой. К таким можно отнести северо-западную часть рассматриваемой территории, где газовые залежи валанжина, очевидно, сформировались благодаря процессам газообразования в породах верхней юры, трансгрессивно и с угловым несогласием перекрытых валанжинскими песчаниками.

Нижний мел

При оценке перспектив нефтегазонности нижнего мела основное значение придавалось структурно-тектоническому, литолого-фациальному факторам и установленной газоносности.

К перспективным на газ отнесены площади, располагающиеся в пределах Куриловского выступа и Джангалинского поднятия (рис. 56). На первом из них установлена промышленная газоносность валанжина. На Джангалинском поднятии установлена газоносность неокома и наличие благоприятных структурных форм в сочетании с положительными литолого-фациальными показателями,

что позволяет ожидать открытия на этом участке ряда месторождений газа, а возможно, и нефти. Районы Захатсорского, Чижинского и Верхнекушумского структурных выступов характеризуются благоприятными структурно-тектоническими и литолого-фациальными показателями. Однако ввиду ограниченности данных бурения названные участки отнесены к категории возможно перспективных. Территория Волго-Уральского прогиба, отличающаяся глинистым составом нижнего мела, малым количеством благоприятных структур и отсутствием нефтегазопроявлений, отнесена к категории земель с невыясненными перспективами.

Подзоны бортового сочленения и моноклиналиного погружения почти целиком отнесены к категории бесперспективных земель, что подтверждается данными бурения. В западной части региона площадь бесперспективных земель расширяется в связи с преимущественным развитием песчаных пород в разрезе нижнего мела.

Верхний мел

Верхнемеловые отложения почти полностью на всей территории отнесены к категории бесперспективных, на что указывают литолого-фациальные особенности, ничтожное содержание органического вещества и отсутствие в них нефтегазопроявлений.

* * *

Благоприятность структур надсолевого комплекса для сохранения залежей нефти и газа нами оценивается в зависимости от степени закрытости продуктивных комплексов отложений. С этой точки зрения характеристика выделяемых структур в надсолевом комплексе такова:

1. Антиклинальные складки с неразмытыми сводами, приуроченные к соляным валам. Перспективность их связывается с карбонатными отложениями казанского яруса (калиновская свита), в которых могут быть выявленными сводовые или экранированные сбросом залежи. Такие складки развиты лишь в полосе бортовых валов.

2. Антиклинальные складки с размытым сводом. Для них перспективны полузамкнутые структуры примыкания, приуроченные к крутым склонам и вторым крутым уступам соли. По аналогии с Южно-Эмбенским районом (Дангар, Танатар) выше оцениваются полузамкнутые структуры примыкания ко вторым (погребенным) крутым уступам соли. Однако этот тип структур для описываемой территории остается до сих пор совершенно неизученным. Продуктивность полузамкнутых структур примыкания связывается со средне-верхнетриасовыми и, по-видимому, верхнепермскими и нижнетриасовыми отложениями, экранированными крутыми склонами соли, а возможно, и соляными карнизами.

В случае примыканий, приуроченных к первым крутым склонам

соли, продуктивными могут быть среднетриасовые и среднеюрские отложения. Этот тип структур также слабо изучен.

Изучение нефтегазоносности полузамкнутых структур примыкания, особенно приуроченных ко вторым крутым уступам соли, является важной и неотложной задачей. Эти структуры, распространенные повсеместно в полосе определенно ориентированных соляных гряд и в области различно ориентированных соляных гряд, имеют значительные размеры. В случае выявления в них нефтегазовых залежей последние могут оказаться наиболее крупными на территории междуречья Урала и Волги.

3. Двукрылые купола. На них могут быть продуктивными средне- и верхнетриасовые, среднеюрские, апт-неокомские и плиоценовые отложения. Залежи нефти и газа, приуроченные к этим структурам, могут быть сводовыми, экранированными солью и сбросами, а также приуроченными к угловому несогласию между глинисто-известковистой пачкой и покрывающей ее верхней песчано-глинистой пачкой триасовых отложений. Двукрылые купола развиты преимущественно на Джангалинском поднятии, Куриловском и Захаторском выступах, соответствующих районам менее активной соляной тектоники. В меньшей степени они развиты в районах Волго-Уральского и Кушумского прогибов, характеризующихся высокоактивной соляной тектоникой. Примерами нефтегазоносных куполовидных поднятий являются Таловское, Спортивное, Болганмола (северо-восточная) и др. (см. рис. 50).

4. Трехкрылые купола. Продуктивность их может быть связана с теми же стратиграфическими комплексами, что и у двукрылых. Залежи нефти и газа могут быть экранированными сбросами и солью. Трехкрылые купола встречаются в тех же районах, где и двукрылые. Примером продуктивных трехкрылых структур является Аукетайчагыл (рис. 57).

* * *

Резюмируя все изложенное, отметим, что в надсолевом осадочном комплексе пока наиболее перспективными на нефть и газ являются среднетриасовые, среднеюрские и нижнемеловые отложения. Кроме того, высокоперспективными могут оказаться осадки верхней перми и нижнего триаса, однако их изученность очень низкая. К возможно перспективным также отнесены отложения верхнего триаса.

Из анализа нефтегазоносности устанавливается определенная приуроченность нефтегазопроявлений к Джангалинскому поднятию и Куриловскому выступу, т. е. к положительным элементам региональной структуры надсолевого комплекса, которые и являются зонами нефтегазонакопления. Такая связь, по-видимому, объясняется процессами латеральной миграции углеводорода из мезозойских нефтематеринских свит, хотя для верхней перми и нижнего триаса, возможно, имела место вертикальная миграция из подсолевого па-

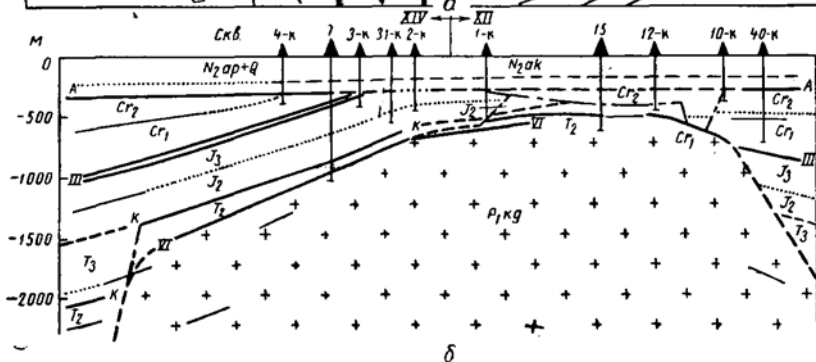
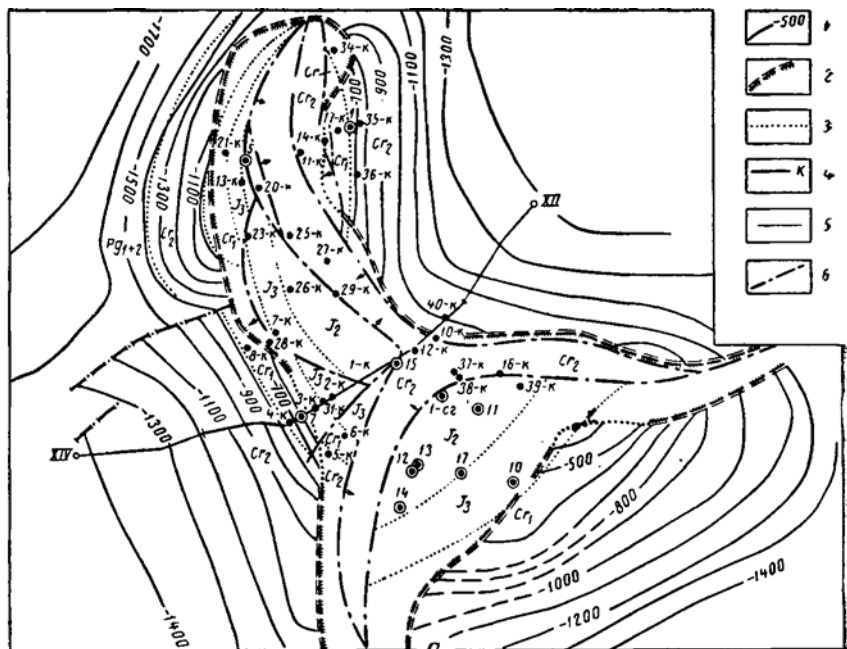


Рис. 57. Солянокупольная структура Аукетайчагыл.

а — структурная карта по III отражающему горизонту (подшва неокома с нанесением геологических границ в сводовой части), б — сейсмогеологический разрез по профилю XII. (Составил И. Г. Лата.)

1 — изогипсы подошвы неокома; 2 — границы зон потери корреляции; 3 — геологические границы; 4 — опорные сейсмические горизонты; 5 — отражающие площадки; 6 — тектонические нарушения.

леозоя. Такими же зонами нефтегазонакопления, по-видимому, можно считать и другие положительные тектонические элементы второго порядка (Захаторский, Чижинский и Верхнекушумский выступы), а также положительные складки, осложняющие Урало-Волжский прогиб (Жаныксорскую, Фурмановскую и Урдинскую).

Как показано выше, нефтегазонасыщенность надсолевого комплекса

в основном связана с локальными поднятиями, расположенными в пределах перечисленных положительных структур.

НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

В результате проведенных исследований для северного междуречья сделана первая попытка выделения зон нефтегазоаккумуляции, которые в первую очередь приходится на Джангалинское поднятие и Куриловский выступ. В качестве зон возможной нефтегазоаккумуляции нами выделяются Захатсорский, Чижинский и Верхнекушумский выступы. В соответствии с этим предлагаются следующие направления поисковых работ.

Куриловский выступ. Здесь перспективны среднетриасовые и нижнемеловые (валаджинские) отложения, связанные с двукрылыми куполовидными поднятиями, в пределах которых получены промышленные притоки газа (Таловское, Старшиновское, Спортивное). Притоки нефти и газа, полученные в аналогичных условиях на Узенской и Лукашовской площадях, подтверждают перспективность таких структур. Нами предлагается проведение поискового бурения на Южном, Августовском, Батраковском, Придорожном, Караевском, Владимировском, Демидовском и на целом ряде других локальных поднятий.

Джангалинское поднятие. Перспективы нефтегазоносности структур Бонганмола (северо-западное крыло) и Аукетайчагыл (юго-западное крыло) связываются с отложениями верхнего и среднего триаса. На структуре Оркурук кроме среднего и верхнего отделов триаса к нефтегазоносным относим также отложения нижнего мела. Перспективы нефтегазоносности Аванесовской структуры связываются с отложениями среднего и верхнего отделов триаса и нижнего мела; перспективы нефтегазоносности структуры Башбан-Бескудук, как и на Аванесовской, приурочиваются к отложениям верхнего и среднего триаса и нижнего мела. Все эти структуры рекомендованы нами в качестве объектов для поискового бурения в пределах Джангалинского поднятия.

Кроме перечисленных локальных поднятий имеется еще целый ряд подобных структур, представляющих поисковый интерес, поскольку они расположены в зоне нефтегазоаккумуляции.

Захатсорский выступ. Площадь этого тектонического элемента лишь частично покрыта геофизическими работами, а пробурено лишь три поисковые скважины. Поэтому для выделения конкретных объектов для бурения необходимо продолжить площадную сейсмическую съемку. По уже имеющимся данным, поисковое бурение может быть начато на структурах Джасылбай и Каракалпакской. Нефтегазоносные горизонты предполагается встретить в отложениях среднего триаса, средней юры и нижнего мела.

Чижинский выступ. Судя по проведенным здесь геофизическим работам, поисковый интерес представляет юго-западная часть вы-

ступа, где для бурения может быть рекомендована структура Сердала. Другие структуры этого участка требуют детализации сейсмическими работами. Следует отметить, что глубокое поисковое бурение здесь совершенно не проводилось.

Верхнекушумский выступ. Площадь этого тектонического элемента сейсмическими работами покрыта лишь частично и на нем совершенно не проводилось глубокое бурение. Поэтому для выделения конкретных площадей необходимо провести площадную сейсмическую съемку.

Ввиду слабой изученности литолого-фациальных особенностей разреза мезозойских отложений Чижинского и Верхнекушумского выступов необходимо бурение одной-двух параметрических скважин.

Волго-Уральский прогиб. В тектоническом отношении прогиб неоднороден. Выделяемые в его пределах антиклинальные складки (третьего порядка) также интересны для поисков нефти и газа, так как в их пределах имеются благоприятные в нефтегазоносном отношении локальные структуры. В расположенной в пределах Урдинской антиклинали структуре Сартульген нефтегазоносными могут быть горизонты среднетриасовых и среднеюрских отложений.

Остается невыясненной нефтегазоносность среднеюрских, верхне-, средне- и нижнетриасовых, а также верхнепермских отложений северного крыла Волго-Уральского прогиба, структуры Заречной, располагающейся в пределах Жаныксорской антиклинали.

На Жаныксорской антиклинали выявлены также благоприятные в нефтегазоносном отношении локальные поднятия Жаныксор, Аралтюбесор, Бурганкуль и др. Нефтегазоносность этих структур может быть связана с отложениями среднего триаса, и, возможно, средней юры и нижнего мела.

До сих пор невыясненной остается перспектива верхнепермских и триасовых отложений на структуре Порт-Артур, расположенной на северо-восточной периклинали Жаныксорской антиклинали. По нашему мнению, здесь необходимо провести дополнительные работы методом РНП, которые позволили бы определить южное продолжение малоамплитудного сброса, установленного по МОВ, и его сочленение на карте с изогипсами по кровле среднего триаса.

На Фурмановской антиклинали может быть рекомендованной под поисковое бурение локальная структура Фурманово III, где нефтегазоносными могут быть среднетриасовые отложения.

Подзона бортового сочленения. В связи с отсутствием геофизических работ на участке к западу от г. Уральска до г. Ершова, относимого к возможно перспективным площадям по казанским отложениям, необходимо провести площадные сейсмические исследования с целью обнаружения благоприятных структур, приуроченных к развитым здесь соляным валам.

К западу от г. Ершова целесообразно продолжить бурение, закладывая скважины в благоприятных структурных условиях по казанским отложениям.

Помимо перечисленных перспективных структур центральной части региона, в которых нефтегазоносность связывается с мезозойскими отложениями, необходимо выбрать первоочередные площади, в пределах которых нефтегазоносность верхнепермских и нижнетриасовых отложений наиболее вероятна. На наш взгляд, такие участки соответствуют приподнятым блокам подсолевого палеозоя и их приразломным зонам, где наиболее вероятен контакт надсолевых и подсолевых отложений. К этим площадям в первую очередь относятся Шакейский, Акмайский, Зареченский, Таловский, Наринановский и Ершовский участки, характеризующиеся по результатам региональных сейсмических работ (профили II, III, XVI и др.) приподнятым залеганием подсолевого ложа и существованием зон разломов.

С целью поисков благоприятных для нефтегазонакопления структур по верхнепермским и нижнетриасовым отложениям (соляно-мульдовые — по В. Л. Соколову) на этих площадях необходимо провести комплексные геофизические исследования для изучения строения подсолевого палеозоя, соленосного кунгура, а также верхнепермских и нижнетриасовых отложений. Предлагаемый комплекс должен включать следующие виды геофизических работ:

1. КМПВ и МОВ — ПМЗ (с последующей лабораторной обработкой по методу РНП) — для изучения строения подсолевого палеозоя.

2. МОВ — ПМЗ и детальную высокоточную гравиметрию — для изучения строения верхнепермско-нижнетриасового комплекса и крутых склонов соли.

Исходя из глубин залегания возможных ловушек в верхнепермских и нижнетриасовых отложениях, предполагается вскрытие нефтегазоносных горизонтов в интервалах 3000—6000 м и более. При положительных результатах возможно открытие крупных нефтегазовых месторождений.

Глава VI

ПАЛЕОСВОДЫ СОЛЯНОКУПОЛЬНЫХ СТРУКТУР КАК БЛАГОПРИЯТНЫЕ ФОРМЫ ДЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В целях обоснованной оценки перспектив нефтегазоносности описанной территории междуречья нами были также учтены известные материалы по нефтегазоносности всей Прикаспийской впадины.

Анализ имеющихся материалов по нефтегазоносности надсолевых отложений показывает, что большинство известных месторождений нефти и газа в Прикаспийской впадине приурочено к солянокупольным структурам.

При поисках и разведке нефтегазовых залежей обычно наиболее детально изучаются своды соляных структур, а при заложении буровых скважин используются структурные карты и профили, отражающие лишь современный облик куполов. Однако бурение в пределах современных сводов далеко не всегда приводит к открытию залежей нефти и газа. Так, из 72 исследованных куполов в Южно-Эмбенском нефтепромысловом районе продуктивными оказались лишь 26 структур.

Имеющиеся геологические данные позволяют установить, что большинство залежей нефти и газа приурочено к опущенным крыльям соляных куполов. Залежи, выявленные на приподнятых крыльях и сводах, как правило, небольшие и уступают по размерам залежам опущенных крыльев. При этом в большинстве случаев нефтегазовые залежи контролируются антиклинальными поднятиями по продуктивным горизонтам, свод которых смещен вдоль плоскости основного сброса и не совпадает с положением свода по более молодым отложениям. Интересно, что нефтяные залежи, приуроченные к таким осложняющим склоны куполов антиклиналям, часто имеют полный контур с водонефтяным контактом по всему периметру залежи. Показательны в этом отношении залежи в меловых и среднеюрских отложениях Байчунаса, южного крыла Тюлегеня, центрального Сагиза, Южного Кошкара и Жолдыбая. Подобные дополнительные поднятия, смещенные относительно современных сводов, известны и в других солянокупольных районах мира, причем именно с этими поднятиями связаны высокопродуктивные

нефтегазовые залежи (Соколова, 1958; Г. Этуотер и М. Форман, 1958 г.).

На существование поднятий на склонах куполов обращали внимание многие исследователи, однако не приводилось четкой характеристики их генезиса и анализа структурных соотношений этих поднятий с элементами купола в различные периоды развития последнего. Малочисленны также данные о влиянии этих поднятий на процессы нефтегазонакопления.

В. В. Вебер (1947 г.) считал, что куполовидные поднятия на склонах являются сохранившимися от размыва древними первичными сводами куполов; Н. А. Швембергер (1946) связывал образование этих поднятий с постумными тангенциальными движениями, которые проявляются после основной фазы подъема соли, т. е. поднятия образуются после периодических этапов роста соляного ядра. Н. А. Калинин (1958) указывал, что «образование этих дополнительных антиклиналей связывается с разностью нагрузки в разных частях купола, в частности с давлением пород, заключенных в грабене» (т. е. поднятия на склонах куполов образуются после возникновения грабена). К. В. Антонов (1963 г.) связывает появление таких поднятий «с действием различно направленных сил в области сброса, вызываемых давлением соляного ядра на покрывающие его породы» (т. е. возникновение поднятий по каким-либо комплексам отложений происходит одновременно с разрывом этих отложений сбросом и перемещением вдоль него соляного ядра). Г. Е.-А. Айзенштадт (1963) также считает, что образование этих поднятий происходит «одновременно со сбросами благодаря перемещению центров подъема соли вдоль наклонной плоскости, располагающейся параллельно плоскости основного сброса на куполе». При этом «с каждым новым подъемом соли происходит образование (вторичных) дополнительных поднятий на крыльях купола». Однако анализ мощностей на крыльях соляных куполов юго-восточной части Прикаспийской впадины показал, что эти дополнительные поднятия являются первичными древними сводами куполов (палеосводами), возникшими в результате приподымания солью покрывающих пород. Образование поднятия предшествует воздействию на данный стратиграфический комплекс разрывных нарушений. Разрыв пород вследствие их растяжения происходит уже после создания складки. Эти палеосводы являются ловушками для нефти и газа, причем их заполнение углеводородными флюидами происходит относительно быстро¹. Проиллюстрируем наши выводы некоторыми примерами.

Так, для купола Южный Кошкар, детально описанного Г. Е.-А. Айзенштадтом и К. В. Антоновым, на юго-западном и северо-западном нефтяных полях отмечается совпадение контура нефтеносности с зоной сокращения мощностей неокома и средней юры. Породы горючего трансгрессивно залегают на среднеюрских отложениях, при

¹ Вопрос времени формирования залежей нами не разбирается.

этом наиболее подверженным денудации оказался среднеюрский свод структуры. Увеличенная мощность верхней пачки средней юры на приподнятом крыле указывает на то, что названные отложения еще не были нарушены сбросом. Тектоника юго-западного поля купола на предготеривское время охарактеризована палеоструктурным профилем (рис. 58).

Характерным является также строение купола Байчунас. Основные нефтяные залежи расположены на восточном крыле структуры

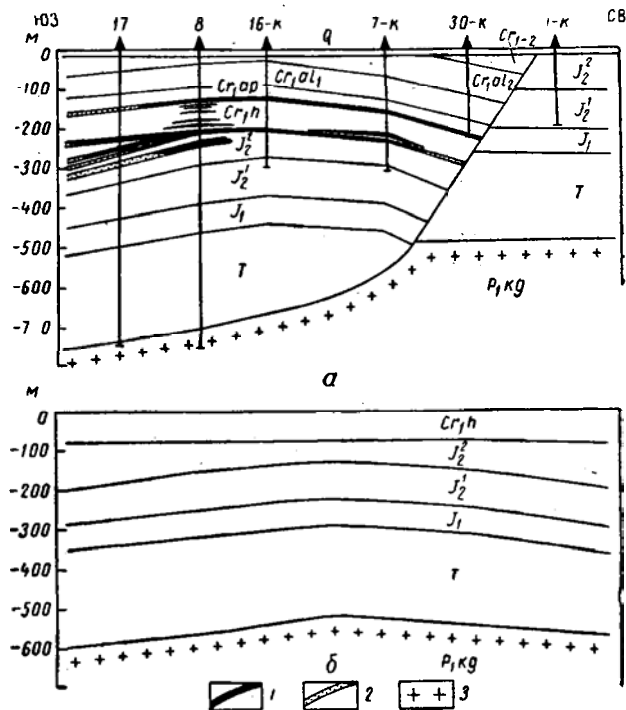


Рис. 58. Солянокупольная структура Южный Кожкар.

а — геологический профиль через юго-западное крыло (по Г. Е.-А. Айзенштадту); б — палеоструктурный профиль на предготеривское время.

1 — нефтяные залежи; 2 — законгурные воды; 3 — соленосный комплекс.

и приурочены к антиклинальному поднятию. Среднеюрский свод поднятия четко фиксируется по сокращениям мощностей этих отложений. Менее уверенно прослеживается неокомский свод. На приподнятом крыле отмечается увеличение мощностей среднеюрских отложений, несогласно перекрытых породами неокома. Анализ мощностей и приводимый палеоструктурный профиль (рис. 59) указывают, что размыв юрских отложений произошел на рубеже барремского и аптского веков в предаптскую фазу куполообразования, когда поднятие уже существовало. Палеосводы с приуроченными к

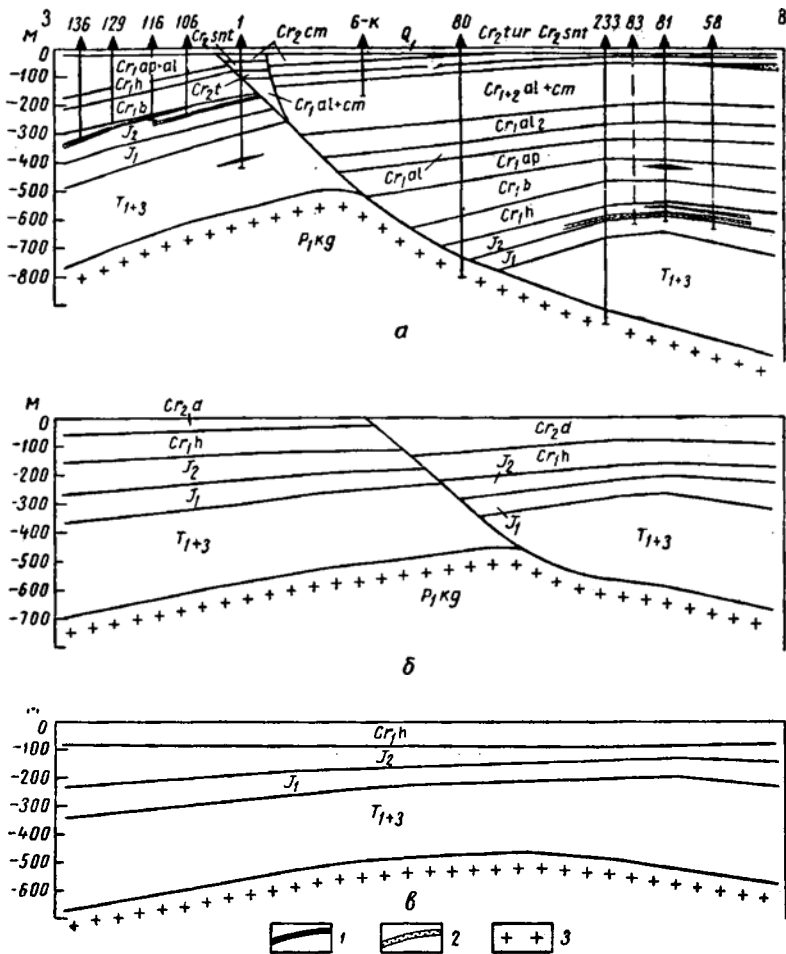


Рис. 59. Солянокупольная структура Байчунас.

а — геологический профиль XIII (по К. В. Антонову); б — палеоструктурный профиль на предайтское время; в — палеоструктурный профиль на предбаремское время.
Усл. обозн. те же, что на рис. 58.

ним залежами нефти и газа достаточно четко выражены на опущенных крыльях куполов Сагиз, Тентяксор, Тюлегень и Акжар. Сопоставление мощностей и анализ тектонического развития этих структур свидетельствуют о том, что антиклинальное изгибание продуктивных горизонтов предшествовало их разрыву.

На приуроченность залежей к зонам сокращения мощностей, отвечающим древнему своду структур, указывают также Г. Этуотер и М. Форман (1959 г.) для богатых месторождений Голф Кост,

Лейк Вашингтон, Кэйлоу Айленд, Валентайн, Уикс Айленд, Айова, связанных с соляными структурами.

Особенно ярким примером является купол Лейк Вашингтон. Бурением и сейсморазведкой детально изучены склоны этого купола. На периферии его северного крыла выявлены богатые залежи, которые за 10 лет разработки дали около 20 млн. т нефти. На других участках структуры промышленные нефтепроявления отсутствуют. Рассмотрение палеоструктурного профиля (рис. 60) показывает, что залежи нефти приурочены к вершине древнего купола, на которой четко выделяются все типичные элементы свода (центральный

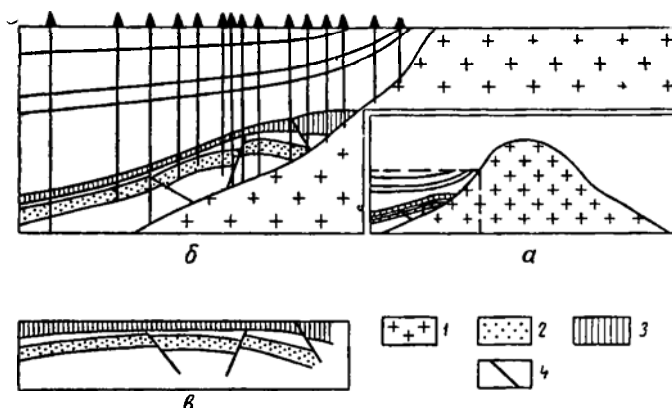


Рис. 60. Солянокупольная структура Лейк Вашингтон (по Г. Этуотеру и М. Форману).

a — общий вид; *b* — разрез юго-восточного склона; *в* — палеоструктурный профиль; 1 — соленосные отложения; 2 — продуктивный песчаник; 3 — глинистые отложения; 4 — границы участка палеосвода.

ный грабен, сбросы, уменьшение мощностей и др.). В дальнейшем подъем соляного штока происходил не вертикально, а смещался вдоль плоскости сброса к югу. Залежь оказалась на периферии купола, далеко от его современного свода.

Интересные данные приводит Е. И. Соколова (1961) для месторождения Искине в Прикаспийской впадине. Здесь нефтяная залежь в нижнетриасовых отложениях выявлена на далекой периферии купола (рис. 61), в то время как в современной сводовой части структуры нижнетриасовые отложения непродуктивны. При рассмотрении участка, где выявлена залежь, также обращает на себя внимание сходство его с доюрским палеосводом. На это указывает и палеоструктурный профиль. На профиле видно, что к началу юрской эпохи свод купола находился значительно восточнее его современного положения.

С палеосводами можно связывать также нефтегазовые залежи в мезозойских отложениях структур Кулсары, Мунайли, Жолдыбай, а также в верхнеюрских отложениях Кенкияка и, возможно, Каратюбе. Залежи приурочены к сохранившимся от воздействий раз-

рывных нарушений, подъемов и эрозии частям антиклиналей опущенного крыла, на что указывают изгиб продуктивных горизонтов и увеличение мощности покрывающих их отложений по направлению к современному своду. Приподнятые части антиклиналей вместе с заключенными в них залежами оказались размытыми.

Примеры приуроченности залежей нефти и газа к палеокуполам и несовпадению положения последних со сводами современных структур можно продолжить. Подобные явления свойственны и для соляных структур Северо-Германской впадины (G. Richter-Bern-

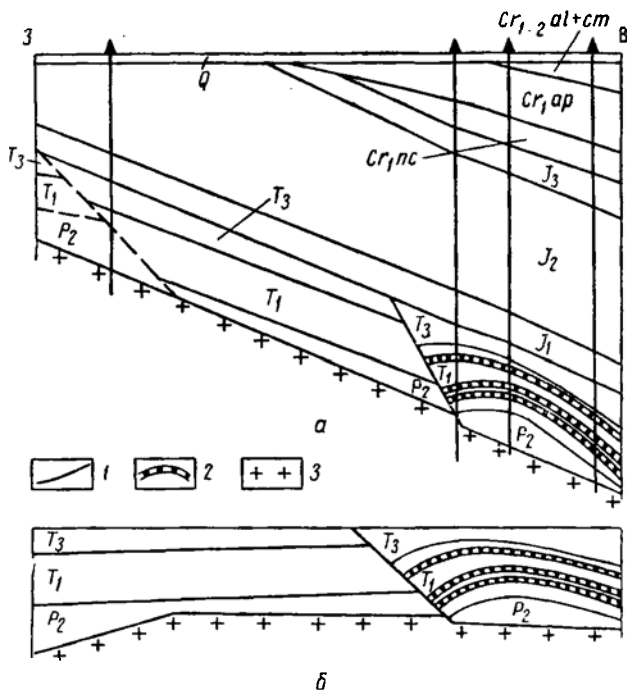


Рис. 61. Солянокупольная структура Северная Искине.

а — участок современного склона (по Е. И. Соколовой); *б* — палеоструктурный профиль на предъюрское время.

1 — геологические границы; 2 — продуктивный горизонт; 3 — поверхность кунгурской соли.

burg, W. Sehoff, 1959 г.). Именно выявлением залежей, генетически связанных с палеосводами, можно объяснить высокий прирост добычи нефти и газа на периферии соляных структур Голф Коста (М. Холбоути, Д. Хардин, 1961 г.).

Наряду с уменьшением мощностей на сводах, некоторые палеокупола характеризуются и литологическими особенностями. Так, В. С. Днепров (1959) для продуктивных горизонтов нижнего мела, средней юры и триаса отмечает развитие песчаных пачек и песчаных линз на участках, соответствующих палеосводам, а в современном структурном плане — расположенных на опущенных крыльях, тогда

как синхронные осадки на склонах палеокупола, расположенные на приподнятых и опущенных крыльях современной структуры, представлены глинами. Такое литологическое замещение можно объяснить тем, что во время седиментации палеосводы были приподняты. В их пределах отлагались осадки, обогащенные песчаным материалом, тогда как на склонах палеокуполов отлагались более глинистые разности.

Исходя из приведенных фактов, развитие куполов и образование в них ловушек с залежами нефти и газа можно представить следующей схемой¹.

1. Отложение песчаных осадков продуктивного горизонта происходит на орографически выраженном участке (поднятии) либо идет конседиментационно с ростом соляного ядра, причем мощность продуктивных горизонтов на приподнятой части структуры меньше, чем на ее крыльях.

2. Поднятие по продуктивному горизонту образуется вследствие антиклинального изгибания слоев соляным ядром. В результате нефть и газ аккумулируются в формирующейся ловушке.

3. В результате интенсивного подъема соляного ядра и растяжения покрывающих соль пластов на склоне структуры в месте разрядки напряжений возникает нормальный сброс, разделяющий надсолевою структуру купола на приподнятое и опущенное крылья.

4. Дальнейший подъем соляного ядра происходит вдоль этой ослабленной зоны. Соляной шток приподнимает слои, расположенные над подвижной апикальной своей частью. Эти слои, соответствующие лежащему крылу сброса, подвергаются наибольшему перемещению, а при выходе на дневную поверхность — эрозии, тогда как висячее опущенное крыло отстает в своем восходящем движении или остается на месте и сохраняется от размыва. Возможно, что основной сброс разрывает продуктивный горизонт за контуром его нефтегазоносности, тогда вся залежь сохранится на опущенном крыле. В случае, если основной сброс проходит через продуктивную часть горизонта, то при предыдущем восходящем движении соли часть залежи, оказавшаяся на приподнятом крыле купола, подвергается эрозии и разрушается, тогда как опущенная часть залежи, экранированная склоном соли или тектоническим контактом сохраняется. Перечисленные этапы развития палеосводов показаны схематично на рис. 62.

При большом этапе нефтегазоносности может быть, что основной сброс проходит по продуктивной части древних куполов и за контурами нефтеносности по более молодым продуктивным отложениям. В таком случае по древним продуктивным отложениям сохранятся от размыва часть залежи, тогда как по более молодым отложениям могут существовать залежи полного контура. Примером

¹ Рассматриваются только локальные процессы в пределах одной структуры без учета региональных тектонических условий, влияющих на нефтегазонакопление.

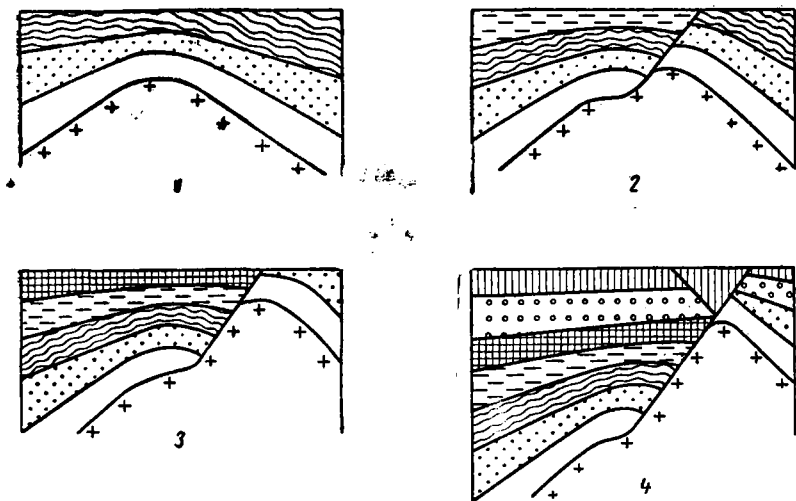


Рис. 62. Схема образования палеосводов. (Составили И. М. Бровар и О. С. Турков.)

1—4 — этапы развития солянокупольной структуры.

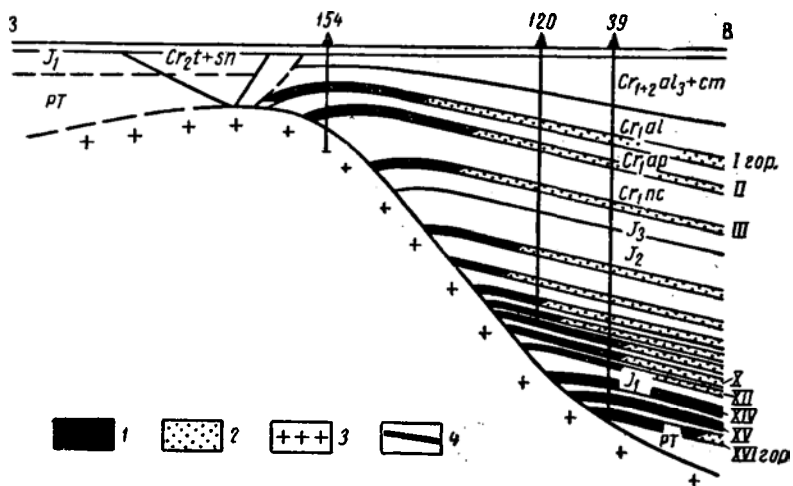


Рис. 63. Солянокупольная структура Кулсары (по В. С. Днепрову).

1 — нефтяные залежи; 2 — водоносные пески; 3 — соль; 4 — тектонические нарушения.

такого развития являются залежи в пермо-триасовых, юрских и меловых отложениях на куполе Кулсары (рис. 63).

Так как восходящие движения соляного ядра периодически повторяются, то свод структуры по продуктивному горизонту (палеосвод) оказывается смещенным по падению сброса относительно

сводов по более молодым отложениям. При этом, чем древнее продуктивные отложения, тем больше может быть смещен их палеосвод в направлении падения основного сброса.

Приведенная схема, конечно, очень упрощена, так как кроме основного сброса происходило также образование довольно сложной системы дополнительных сбросов растяжения, разделявших надсолевую структуру купола на блоки и поля. Однако общая тенденция развития соляной структуры сохраняется.

Интенсивные подъемы соляных ядер, происходящие скачкообразно в фазы куполообразования, совпадающие по времени с тектоническими движениями в складчатых областях вызывали перестройку структурных планов от одного этапа восходящих движений соли к другому. Поэтому современная структура надсолевых отложений куполов представляет собой итог сложной истории их геологического развития. Максимальные изменения в тектонике надсолевого комплекса происходили на приподнятых крыльях соляных структур, тогда как тектонический облик надсолевых отложений опущенных крыльев оставался более устойчивым.

Из приведенных данных следует, что при поисках и разведке залежей нефти и газа в солянокупольной области Прикаспийской впадины следует учитывать не только современный структурный облик куполов, но и всю историю их развития, т. е. проводить для куполов палеотектонический анализ. Однако распространенные представления о вертикальном подъеме соляного ядра и «прорыве» им надсолевых отложений привели к неправильным выводам, что структурный план соляных куполов незначительно меняется во времени, а залежи нефти и газа следует искать в ловушках, расположенных в пределах современных сводов соляных структур. Такое предположение может иметь место лишь в краевых частях солянокупольных областей, где из-за небольшой мощности соли происходят незначительные ее перемещения в ядрах куполов. Поэтому поисковое бурение достаточно результативно для сравнительно простых структур (Буранкуль, Прорва) краевой части Прикаспийской впадины, тогда как для районов более интенсивного проявления соляной тектоники эффективность поискового бурения остается низкой, а нефтегазоносность многих площадей этой высокоперспективной территории остается невыясненной.

Многолетний опыт геологопоисковых работ на Южной Эмбе и в других районах Прикаспийской впадины показывает, что использование геолого-геофизических данных, характеризующих лишь современный облик куполов, является недостаточным для определения мест заложения глубоких поисковых скважин. Необходимо использовать дополнительные данные, характеризующие историю развития структуры в целом и отдельных ее элементов, т. е. проводить палеотектонический анализ развития локальных структур. Для этого по имеющимся геолого-геофизическим данным следует в первую очередь строить карты мощностей перспективных отложений и палеоструктурные профили, которые необходимо использовать совме-

стно с данными, представляющими современный облик структур. Как известно, применение палеоструктурного анализа во многих нефтеносных, но не солянокупольных областях привело к открытию крупных залежей нефти и газа (Машкович, 1961).

Установленные П. Я. Авровым (1960), Г. Е.-А. Айзенштадтом (1958), Е. И. Соколовой (1961) и другими исследователями региональные перерывы в осадконакоплении, четко фиксируемые по несогласному залеганию осадочных толщ, позволяют использовать эти поверхности при построении палеоструктурных профилей. При этом поверхности размыва, как правило, являются хорошими отражающими границами. Поэтому палеоструктурный анализ может проводиться на основании сейсмических данных и предшествовать дорогостоящему глубокому бурению. Особенно тщательно следует изучать опущенные крылья соляных структур, на которых существование палеосводов наиболее вероятно. Естественно, что использование результатов сейсморазведки МОВ и РНП для палеоструктурного анализа повышает требования к точности сейсмических данных. В первую очередь это относится к стратиграфической привязке отражающих горизонтов и точности построения сейсмических границ на склонах куполов. Проведение палеоструктурного анализа по сейсмическим данным весьма перспективно в связи с совершенствованием методики сейсморазведки и применением станций с промежуточной магнитной записью и осуществлением лабораторной обработки магнитных пленок по методу РНП. Результаты палеоструктурного анализа по сейсмическим данным, скорректированные параметрическим бурением, позволят проводить более полную интерпретацию получаемой информации и повысят эффективность поискового бурения.

ЛИТЕРАТУРА

Авров П. Я., Космачева Л. Г. Механизм образования солянокупольных структур Северо-Прикаспийской впадины. Изв. АН КазССР, серия геол., вып. 1 (38), 1960.

Авров П. Я., Бровар И. М. Особенности расположения локальных структур северной части междуречья Урала и Волги. Изв. АН КазССР, серия геол., № 5, 1966.

Авров П. Я., Бровар И. М., Шмайс И. И. Особенности соляной тектоники и нефтегазоносности центральной части Прикаспийской впадины. В сб. «Условия образования и особенности нефтегазоносности солянокупольных структур». Киев, изд-во «Наукова думка», 1966.

Айзенштадт Г. Е.-А. К истории тектонического развития Прикаспийской впадины. Тр. ВНИГРИ, вып. 126. Л., Гостолтехиздат, 1958.

Айзенштадт Г. Е.-А. Типы соляных куполов и нефтяных залежей Прикаспийской впадины. Тр. НВ НИИГГ, вып. 2. Саратов, изд-во «Коммунист», 1964.

Айзенштадт Г. Е.-А. Основные закономерности формирования соляных куполов и залежей нефти Прикаспийской впадины. В сб. «Условия образования и особенности нефтегазоносности солянокупольных структур». Киев, изд-во «Наукова думка», 1966.

Айзенштадт Г. Е.-А., Антонов К. В. Формирование соляных куполов и залежей нефти Южной Эмбы. Тр. ВНИИГРИ, вып. 207. Л., Гостолтехиздат, 1963.

Айзенштадт Г. Е.-А. и др. Нефтегазоносные толщи Прикаспия. Тр. ВНИГРИ, вып. 253. Л., изд-во «Недра», 1967.

Альтовский М. Е. Гидрогеологические показатели нефтегазоносности. М., изд-во «Недра», 1967.

Андреев Б. А., Клушин И. Г. Геологическое истолкование гравитационных аномалий. М., Гостолтехиздат, 1962.

Башлыкова Е. П., Дрейсин А. Г. Основные закономерности истории геологического развития центральной части Северного Прикаспия в юрской и меловой периоды в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. Изв. АН СССР, серия геол., 1968, № 5.

Башлыкова Е. П., Дрейсин А. Г., Кожевников И. И. О развитии северной части территории Северо-Каспийского прогиба в нижнемеловое время (в связи с перспективами ее нефтегазоносности). Новости нефтяной техники, серия геол., 1960, № 8.

Белоусов В. В. Основные вопросы геотектоники. М., Госгеолтехиздат, 1962.

Блохин П. А. и др. Результаты геофизических работ в зоне северо-восточного обрамления Прикаспийской впадины. Тр. НВ НИИГГ, вып. 3. Саратов, изд-во «Коммунист», 1964.

Богданов А. А. Соляные купола Нижнего Заволжья. Бюлл. МОИП, т. 12, № 3, 1934.

Богачева М. И. и др. Новые данные о триасовых и верхнепермских отложениях Русской платформы, полученные в связи с бурением Аралсорской сверхглубокой скважины. Тр. МИНХиГП, вып. 83. М., изд-во «Недра», 1969.

- Бровар И. М. К методике изучения геологического строения соляных куполов междуречья Урала и Волги. Вестн. АН КазССР, серия геол., 1965, № 4.
- Бровар И. М. Некоторые вопросы образования соляных структур междуречья Урал—Волга. Вестн. АН КазССР, серия геол., 1966, № 11.
- Бровар И. М. Тектонические особенности и перспективы нефтегазоносности северной части междуречья Урала и Волги. «Советская геология», 1968, № 10.
- Бровар И. М., Шмайс И. И. Закономерности геологического развития соляных структур междуречья Урал—Волга. Сб. МВ и ССО КазССР, серия геол., 1966.
- Бровар И. М., Шмайс И. И. Особенности тектоники подсолевого ложа северной части междуречья Урала и Волги. «Геотектоника», 1968, № 1.
- Бутковский Ю. М. Новое о сеноманских отложениях северной части солянокупольной области Прикаспия. Докл. АН СССР, т. 174, № 1, 1967.
- Бутковский Ю. М., Гинодман А. Г., Кожевников И. И. Новые данные о строении северной бортовой зоны Прикаспийской впадины в районе г. Уральск. Тр. Союзбургаз, вып. 5; М., изд-во «Недра», 1965.
- Бутковский Ю. М., Кожевников И. И. Солянокупольная тектоника Зауральских сыртов. Тр. Союзбургаз, вып. 4, М., изд-во «Недра», 1964.
- Васильев Ю. М. Геологическое строение Прикаспийской впадины и закономерности распространения нефти и газа в ее недрах. Тр. МИНХиГП, вып. 77. М., изд-во «Недра», 1968.
- Васильев Ю. М., Обрядчиков О. С. Перспективы газонефтеносности плиоценовых отложений Прикаспийской впадины. М., Гостоптехиздат, 1962.
- Васильев Ю. М., Скворцов И. И. Структурная схема мезозойского комплекса Прикаспийской впадины в связи с его нефтегазоносностью. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1964, № 4.
- Вассоевич Н. Б. Генетическая природа нефти в свете данных органической геохимии. С сб. «Генезис нефти и газа». М., изд-во «Наука», 1968.
- Вебер В. В. К проблеме формирования эмбенских нефтяных залежей. В сб. «Геология и нефтеносность Русской платформы и Эмбы». М., Гостоптехиздат, 1947.
- Вебер В. В. Фации отложений, благоприятные для образования нефти. М., изд-во «Недра», 1966.
- Волож Ю. А., Комарянский В. М. Методика и результаты геофизических работ в междуречье Урал—Волга. Тр. НВ НИИГГ, вып. 2. Саратов, изд-во «Коммунист», 1964.
- Волчегурский Л. Ф., Журавлев В. С. Структурные соотношения между соляными куполами Прикаспийской впадины. «Геотектоника», 1965, № 2.
- Гальянова Т. И. Геохимическая характеристика органического вещества нижне- и среднеюрских отложений Прикаспийской впадины. Материалы научно-технической конференции молодых специалистов. М., изд-во «Недра», 1969.
- Губкин И. М. Учение о нефти. М.—Л., ОНТИ, 1937.
- Двали М. Ф., Белонин М. Д. Перспективы поисков нефти и газа на больших глубинах на территории СССР. Тр. ВНИГРИ, вып. 243. Л., изд-во «Недра», 1965.
- Джумагалиев Т. Н. Стратиграфия надсолевых отложений междуречья Урал—Волга. Тр. Ин-та нефти АН КазССР, т. 2, 1958.
- Джумагалиев Т. Н. Перспективы газонефтеносности междуречья Урал—Волга. «Советская геология», 1960, № 6.
- Днепров В. С. Нефтяные месторождения и разведочные площади Эмбенской нефтеносной области. Тр. ВНИГРИ, вып. 138. Л., Гостоптехиздат, 1959.
- Дрейсин Н. Г. Новые данные о среднеюрских отложениях центральной и северной частей Урало-Волжского междуречья. Тр. Союзбургаз, вып. 51. М., изд-во «Недра», 1965.
- Дрейсин Н. Г. Перспективы нефтегазоносности юрских и нижнемеловых отложений центральной и северной частей Урало-Волжского междуречья. Тр. Союзбургаз, вып. 5. М., изд-во «Недра», 1965.
- Еременко Н. А. Геология нефти и газа. М., изд-во «Недра», 1966.
- Жолтаев Г. Ж. О терминах «соляной купол», «соляной шток», «соляной массив» и «соляная антиклиналь». Изв. АН СССР, серия геол., 1968, № 3.

Журавлев В. С. Основные черты глубинной тектоники Прикаспийской синеклизы. Тр. ГИН АН СССР, вып. 42, 1960.

Журавлев В. С. Типы соляных куполов Прикаспийской впадины. Тр. ГИН АН СССР, вып. 92, 1963.

Злизи́на А. Г., Ка́н Е. К. Перспективы поисков залежей нефти и газа в надсолевых отложениях междуречья Урал — Волга. «Геология нефти и газа», 1963, № 6.

Казаков М. П. и др. Тектоническое строение и история развития Прикаспийской впадины и смежных областей в связи с вопросами нефтегазоносности. М., Гостоптехиздат, 1968.

Каламкаров Л. В., Васильев Ю. М., Чарыгин М. М. Особенности распространения нефти и газа в солянокупольных областях. «Геология нефти и газа», 1963, № 3.

Калинин Н. А. К тектонике юго-востока Русской платформы. «Нефтяное хозяйство», 1954, № 10.

Калинин Н. А. Основные закономерности в морфологии и нефтеносности соляных куполов Западного Казахстана. «Геология нефти», 1958, № 9.

Калинин Н. А. Основные черты геологического строения и нефтегазоносность Западного Казахстана. Тр. ВНИГРИ, вып. 213. М., Гостоптехиздат, 1963.

Киселевский Ф. Ю. Триасовые харофиты бортовой зоны Прикаспийской впадины. Тр. НВ НИИГГ, вып. 9. Саратов, изд-во «Коммунист», 1969.

Кожевников И. И. Солянокупольная тектоника междуречья Урала и Волги по данным комплексного геологического картирования. Тр. Союзбургаз, вып. 4. М., изд-во «Недра», 1964.

Кожевников И. И., Соловьев Б. А., Голов А. А. О морфологии соляных структур центральной части Прикаспийской впадины. Бюлл. МОИП, отд. геол., т. 42, № 2, 1967.

Косыгин Ю. А. Типы соляных структур платформенных и геосинклинальных областей. Тр. ГИН АН СССР, вып. 42, 1960.

Косыгин Ю. А., Швембергер Н. А., Никитина Ю. П. О некоторых закономерностях расположения соляных куполов Южной Эмбы. Бюлл. МОИП, отд. геол., т. 23, № 2, 1948.

Левин Л. Э., Толстой Н. С. О структурном плане юрских и меловых отложений Волгоградско-Саратовского Поволжья. Изв. АН СССР, серия геол., 1966, № 4.

Липатова В. В. О германском типе триаса в Прикаспийской впадине. Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 1.

Люткевич Е. М. Неполнота отложений триаса на Русской платформе. Труды МИНХиГП, вып. 83. М., изд-во «Недра», 1969.

Мазарович А. Н. О триасе г. Богдо. Изд. МГУ, 1939.

Манилов С. А., Фоменко К. Е. Строение подсолевого ложа Прикаспийской впадины по данным региональных геофизических исследований. Тр. НВ НИИГГ, вып. 3. Саратов, изд-во «Коммунист», 1965.

Машкович К. А. Методика поисков и разведки нефти и газа в Саратовском Поволжье. М., Гостоптехиздат, 1961.

Неволин Н. В. Геологическое строение Прикаспийской впадины в свете геофизических данных. М., Гостоптехиздат, 1951.

Неволин Н. В. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Западного Казахстана. М., Гостоптехиздат, 1961.

Неволин Н. В. Общие черты глубинного геологического строения Западного Казахстана. М., изд-во «Недра», 1965.

Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграции нефти. М., Гостоптехиздат, 1962.

Прошляков Б. К. Литологическая характеристика и условия образования триасовых пород Прикаспийской впадины. Тр. МИНХиГП, вып. 38. М., Гостоптехиздат, 1962.

Рябинкин Л. А. и др. Теория и практика сейсмического метода РНП. Тр. МИНХ и ГП, вып. 39. М., Гостоптехиздат, 1962.

Слепакова Г. И. Строение надсолевых отложений Прикаспийской впа-

дины по геофизическим данным в связи с их нефтегазоносностью. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1968, № 8.

Соколин Х. Г. Некоторые вопросы методики поисково-разведочных работ в северо-западной части прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Тр. НВ НИИГГ, вып. 2. Саратов, изд-во «Коммунист», 1964.

Соколин Х. Г. О региональном нефтепоисковом признаке в солянокупольных районах. «Геология нефти и газа», 1968, № 11.

Соколов В. Л. Некоторые черты унаследованности в развитии структуры осадочного покрова юго-востока Русской платформы. В сб. «Материалы по тектонике нижнего Поволжья». М., Гостоптехиздат, 1962.

Соколов В. Л. О направлении и выборе объектов поисково-разведочных работ на газ в бортовой зоне Прикаспийской впадины. Тр. НВ НИИГГ, вып. 3. Саратов, изд-во «Коммунист», 1965.

Соколов В. Л. и др. О структуре подсолевого палеозоя Прикаспийской впадины. Докл. АН СССР, т. 162, № 6, 1965.

Соколов В. Л., Кричевский Г. Н. Об одной особенности солянокупольной тектоники Прикаспийской впадины в связи с разведочными работами на нефть и газ. В сб. «Условия образования и особенности нефтегазоносности солянокупольных структур». Киев, изд-во «Наукова думка», 1966.

Соколов В. Л., Кричевский Г. Н., Полякова Е. Г. О связи соляной тектоники Прикаспийской впадины с блоковой структурой подсолевого ложа. Докл. сов. геол. на XXII сессии МГК. М., изд-во «Наука», 1968.

Соколов В. Л., Шорохов Н. Р. Характеристика газовой фазы разреза Аралсорской сверхглубокой скважины. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1966, № 7.

Соколова Е. И. Пермские и триасовые отложения западной и южной частей Прикаспийской впадины. Тр. ВНИГРИ, вып. 118. Л., Гостоптехиздат, 1958.

Соколова Е. И. Стратиграфия триаса Прикаспийской впадины. Тр. МИНХ и ГП, вып. 83. М., изд-во «Недра», 1969.

Соколова Е. И., Иванова Е. Н., Егоров И. Н. Пермские и триасовые отложения Южной Эмбы и их нефтеносность. Тр. ВНИГРИ, вып. 164. Л., Гостоптехиздат, 1961.

Теодорович Г. И. Карбонатные фации нижней перми — верхнего карбона Урало-Волжской области. Изд. МОИП, 1949.

Тимофеев Г. Н. и др. О возможно нефтепроизводящих отложениях юры и мела северо-западного Прикаспия в связи с оценкой их перспектив нефтегазоносности. «Геология нефти и газа», 1968, № 5.

Тихонов А. Н., Буланже Ю. Д. Об осреднении гравитационных полей. Изв. АН СССР, серия геол. и геофиз., т. IX, 1945, № 3.

Тихонович Н. Н., Замятин Н. А. Нефтеносный район Уральской области. Изв. Геолкома, т. XXXI, 1912.

Хайн В. Е. Методы определения глубин древних бассейнов. В сб. «Методы палеогеографических исследований». М., изд-во «Недра», 1964.

Халбуоти М. Т., Хардин Д. К. Геологическая оценка современного состояния и перспектив исследований соляных куполов в области Голфа в США. Тр. V Международн. нефт. конгр. М., Гостоптехиздат, 1961.

Храмой А. И. Результаты региональных геолого-геофизических работ в бортовой зоне Прикаспийской впадины. Тр. НВ НИИГГ, вып. 2. Саратов, изд-во «Коммунист», 1964.

Храмой А. И. и др. Перспективы выявления новых нефтегазоносных зон в северо-западных районах Прикаспийской впадины и план региональных геолого-геофизических работ. Тр. НВ НИИГГ, вып. 3. Саратов, изд-во «Коммунист», 1965.

Чарыгин М. М. и др. Закономерности распределения нефти и газа в Прикаспийской впадине. М., изд-во «Недра», 1964.

Чарыгин М. М. и др. Первые результаты бурения Аралсорской опорной скважины в Прикаспийской впадине. «Геология нефти и газа», 1966, № 4.

Шафранов А. П. Особенности строения солянокупольных структур центральной части междуречья Урал — Волга. Тр. МИНХиГП, вып. 43. М., Гостоптехиздат, 1963.

Шафранов А. П., Скворцов И. И. О связи структурно-тектоническо-

го плана надсолевого (мезозойского) комплекса отложений и характера размещенных соляных структур Прикаспийской впадины. Материалы первого симпозиума по соляной тектонике. Киев, изд-во «Наукова думка», 1966.

Шванк О. А. О природе гравитационных аномалий в Саратовском Поволжье. «Прикладная геофизика», вып. 12. М., Гостоптехиздат, 1955.

Швембергер Н. А. О стратиграфических и литологических нефтяных залежах. «Нефтяное хозяйство», 1946, № 9.

Шлейфер А. Г. Стратиграфия нижнего триаса центральной части Прикаспийской впадины по данным сверхглубокого бурения. В сб. матер. НТС по глубокому бурению, вып. 4. М., изд-во «Недра», 1968.

Шорохов Н. Р. Некоторые результаты изучения химического состава и закономерностей распределения газовой фазы осадочных пород в междуречье Урала и Волги. Тр. ВНИИГаз, вып. 25/33. М., изд-во «Недра», 1965.

Шорохов Н. Р., Шишенина Е. П. Состав органического вещества и газовой фазы пермо-триасовых отложений в Аралсорской скважине. «Геология нефти и газа», 1967, № 1.

Шмайс И. И., Белов Е. В. Особенности распределения рассеянных битумов в отложениях междуречья Урал — Волга. «Геология нефти и газа», 1964, № 4.

Эвентов Я. С. К вопросу о геотектонической структуре Северного Прикаспия. Тр. ВНИГРИ, вып. 2. М., Гостоптехиздат, 1951.

Эвентов Я. С. Западная часть Прикаспийской впадины. В сб. «Очерки по геологии СССР», т. 1. Тр. ВНИГРИ, вып. 96. М., Гостоптехиздат, 1956.

Эвентов Я. С. Результаты работ ВНИГРИ в западной части Прикаспийской низменности. В сб. «Геология и нефтегазоносность юго-восточных районов Русской платформы». М., Гостоптехиздат, 1959.

Эвентов Я. С. Палеоген левобережья Нижнего Поволжья, Волго-Сарпинского водораздела и Черных земель. Изд. АН СССР, 1960.

Эвентов Я. С., Соколин Г. Х. Современные представления о тектонике и нефтегазоносности солянокупольной территории Северного Прикаспия. В сб. «Условия образования и особенности нефтегазоносности солянокупольных структур». Киев, изд-во «Наукова думка», 1966.

Эздрин М. Б., Атеев А. Е. О геоструктуре подсолевого ложа в бортовой зоне Прикаспийской впадины. «Геология нефти и газа», 1965, № 4.

Яншин А. Л. О глубине солеродных бассейнов и некоторые вопросы формирования соляных тел. «Геология и геофизика», 1961, № 1.

Trusheim F. Mechanism of Salt migration in Northern Germany. Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol., vol. 44, No. 9, 1960.

Richter-Bernburg G., Schott W. Die nordwestdeutschen Salzstocke und ihre Bedeutung für die Bildung von Erdöl-Lagerstätten, «Erdöl und Kohle», 1959, Nr. 5.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Предисловие	3
Глава I. Краткий очерк истории изучения тектоники и нефтегазоносности надсолевого комплекса северной части междуречья Урала и Волги	5
Глава II. Литолого-стратиграфические особенности и условия осадко-накопления надсолевых отложений	26
Глава III. Тектоническое строение соленосного кунгура и надсолевого осадочного комплекса	66
Глава IV. Особенности тектонического развития надсолевого комплекса северной части междуречья Урал — Волга	98
Глава V. Нефтегазоносность надсолевых отложений северной части междуречья Урал — Волга	121
Глава VI. Палеосводы солянокупольных структур как благоприятные формы для образования скоплений нефти и газа	160
Литература	170

Министерство высшего и среднего
специального образования Казахской ССР
Казахский политехнический институт
им. В. И. Ленина

*Бровар Илья Матвеевич,
Лата Игорь Григорьевич,
Шмайс Иосиф Исаевич*

**Тектоника и перспективы нефтегазоносности
надсолевых отложений
северного междуречья Урала и Волги**

Редактор издательства *Н. В. Чистякова.*
Техн. редактор *А. Е. Матвеева.*
Корректор *Н. А. Громова.*

Сдано в набор 9.III-71 г. Подп. в печ. 12.VII-71 г.
Т-10481. Формат 60×90¹/₁₆. Печ. л. 11,25 с вкл.
Уч.-изд. л. 11,92. Бумага № 2. Индекс 3-4-1.
Тираж 1000 экз. Цена 1 р. 21 к. Заказ 482/11129-7.

Издательство «Недра». Москва, К-12,
Третьяковский проезд, д. 1/19.
Саратов. Производственное объединение
«Полиграфист», Пр. Кирова, 27.