

ТРУДЫ  
ВСЕСОЮЗНОГО НЕФТЯНОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО  
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ИНСТИТУТА (ВНИГРИ)

---

ВЫПУСК 213

Н. А. КАЛИНИН

# ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО  
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ  
ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ

Ленинград · 1963

В книге излагается история геолого-геофизических исследований в Западном Казахстане в связи с поисками и разведкой нефтяных и газовых месторождений. Освещаются стратиграфия, тектоника и история формирования различных геологических структур Прикаспийской впадины и Закаспийской платформы. На основе рассмотрения истории геологического развития изучаемого региона устанавливаются закономерности формирования нефтегазоносных зон, нефтяных и газовых месторождений. Приводится краткая характеристика выявленных месторождений и типов залежей.

В итоге дается оценка перспектив нефтегазоносности рассматриваемой территории и указываются основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ, включая необходимый комплекс научных исследований.

Книга рассчитана на широкий круг геологов-нефтяников.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Перспективным планом развития нефтяной и газовой промышленности Советского Союза предусматривается в качестве важнейшей задачи открытие крупных месторождений нефти и газа. Только при этом условии может быть достигнут в короткие сроки и при минимальных затратах материальных и денежных средств необходимый уровень добычи нефти и газа.

За последние годы в Западном Казахстане открыт ряд месторождений, среди которых особенно выделяются крупнейшие месторождения Жетыбай и Узень на Южном Мангышлаке и значительные по своим запасам месторождения Прорва и Кенкиак в прибортовой юго-восточной части Прикаспийской впадины.

Однако этими открытиями не исчерпываются возможности дальнейшего развития нефтяной и газовой промышленности в Западном Казахстане. Здесь имеются весьма широкие перспективы открытия новых крупнейших месторождений и целых районов. Для того, чтобы скорейшим образом поставить эти богатства на службу народному хозяйству, необходимо направить усилия разведчиков в наиболее перспективных направлениях. Выбор этих направлений и составляет главную и основную задачу наших исследований.

Западный Казахстан является одним из старейших нефтедобывающих районов Советского Союза. Тем не менее, несмотря на свои большие потенциальные возможности, он не занял пока соответствующего места среди других нефтегазодобывающих районов. Уровень разведочных работ также оставался до последнего времени сравнительно низким.

За весь более чем полувековой период изучения и освоения нефтяных месторождений этой обширной области, занимающей около 800 тыс. км<sup>2</sup> (включая прилегающие районы), плотность поисково-разведочного бурения на 1 км<sup>2</sup> составила лишь 2,5 м; объем буровых работ в наиболее изученном — Южно-Эмбенском районе составил около 1,5 млн. м. Скважины бурились в основном неглубокие и только 140 скважин достигли глубины 1501—3200 м (табл. 1).

Практически стала возможной сравнительно широкая постановка бурения на глубины более 1500 м только с 1945—1948 гг. Задачи и направление геологоразведочных работ в значительной мере ограничивались уровнем развития буровой техники. Проблема поисков нефти в подсолевых отложениях, выдвинутая еще в начале 30-х годов находит свое претворение лишь в самые последние годы и то в ограниченных масштабах. Даже решение более простой и технически доступной задачи по разведке месторождений типа Жетыбая и Прорвы стало возможным также лишь в последнее десятилетие.

Однако сейчас, когда получены достаточно убедительные доказательства богатства недр Западного Казахстана, становится совершенно оче-



Таблица 1

Количество разведочных скважин, пробуренных в Южно-Эмбенском районе с 1889 по 1961 гг. (по глубинам)

Годы	Глубины разведочных скважин, м											Всего	
	До 300	301—500	501—900	901—1200	1201—1500	1501—2000	2001—2500	2501—2800	2801—3000	3001—3200	3201—3500		Свыше 3500
До 1917	110	31	10	3	—	—	—	—	—	—	—	—	154
1918—1927	22	5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	27
1928—1932	44	49	37	7	—	—	1	—	—	—	—	—	138
1933—1937	17	45	85	31	8	—	2	1	—	—	—	—	189
1938—1942	32	92	145	32	3	—	—	—	—	—	—	—	304
1943—1947	9	22	109	58	18	1	—	—	—	—	—	—	217
1948—1952	3	5	40	59	49	31	3	1	—	—	—	—	191
1953—1957	1	7	54	88	28	26	10	8	4	5	—	—	231
1958—1961	19	29	54	78	29	10	17	16	4	1	—	1	258
Всего	257	285	534	356	135	68	33	26	8	6	—	1	1709

Примечание. В таблицу вошли скважины разведочные, эксплуатационно-разведочные, оконтуривающие и оценочные.

видной рентабельность широкой постановки поисков, разведки и разработки его месторождений. На 20-летний период может быть предусмотрено достижение уровня годовой добычи нефти до 50—60 млн. т и десятки миллиардов кубометров газа.

В этих условиях приобретает особое значение прогнозирование наиболее перспективных направлений работ, опирающееся на научную разработку таких важнейших проблем как оценка всех ресурсов нефти и газа Южно-Мангышлакского прогиба, закономерностей размещения в нем крупнейших месторождений, проблема подсолевой нефти во внутренних и бортовых частях Прикаспийской впадины, а также нефтегазоносности ее верхнепермского структурного этажа, проблема нефтегазоносности палеозойских и мезозойских отложений Северо-Устьюртского прогиба и Южно-Эмбенского поднятия, Южно-Устьюртского прогиба, Северо-Бузачинского поднятия с ограничивающим его с юга прогибом, области погребенной складчатости линии Карпинского, а также акватории Каспийского моря.

Освещению и анализу всех этих проблем и вопросов посвящается настоящий труд. При этом автор в основу работы положил результаты своих личных многолетних исследований геологии и нефтегазоносности Западного Казахстана, которые он с 1934 по 1954 г. проводил непосредственно в Казахстане и проводит их в настоящее время. Кроме того, критически пересмотрены и использованы материалы и выводы из основных работ других исследователей.



## Глава I

### ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ

#### 1. ДОРЕВОЛЮЦИОННЫЙ ПЕРИОД

##### 1.

О нефтегазоносности Урало-Эмбенской области первые сведения собрал географ Н. А. Северцов, который в 1860 г. опубликовал отчет «Геологические наблюдения, сделанные Н. Северцовым и И. Борщевым в западной части Киргизской степи в 1857 году». В этом отчете упоминается родник Мунайли, где по наблюдению автора «нефть всплывает на воде, вытекающей из вершины бугра, состоящего из нефти».

На Мангышлаке нефтепроявления обнаружены впервые топографом Насибьянцем, производившим в 1893—1902 гг. топографическую съемку хр. Каратау. Им были собраны образцы закированных пород в районе колодцев Карасязь — Таспас и урочища Тюбеджик.

Внимание к нефтяным источникам в то время было обусловлено зарождением крупной нефтяной промышленности в ряде стран, в том числе и в России.

Западный Казахстан (рис. 1) изучался и до 1857 г., но интересы того времени выдвигали на первый план не столько геологию и полезные ископаемые, сколько поиски торговых путей в Хиву, Бухару, Иран, Индию, поиски источников пресных вод и земель, удобных для поселений. Бескрайние просторы Западного Казахстана стали привлекать к себе особое внимание с XVI в., когда при Иване Грозном, после присоединения к России Казанского и Астраханского ханств, был обеспечен выход на Каспий. Этот интерес нарастал в XVII в. при осуществлении планов Петра I, рассчитывавшего основать русский флот в Каспийском море (для усиления торговли с восточными странами), организовать оборону юго-восточных окраин российского государства (освоенных и заселенных к тому времени переселенцами) и продолжить приобщение новых земель у берегов Каспия.

С этого времени, наряду с послами, купцами и переселенцами в Зауральских степях, Мангышлаке и Устюрте появились экспедиции военных топографов и естествоиспытателей, отчеты и дневники которых содержат сведения о гидрографии, топографии и полезных ископаемых. В их числе были известные исследователи того времени: Бекович-Черкасский, совершивший переход (1715—1717 гг.) из Астрахани через Западный Казахстан в Среднюю Азию и проверивший по указу Петра I сведения о возможном выходе р. Аму-Дарьи в Каспийское море (для организации судоходства и торговли со Средней Азией), А. Кожин (1716—1718 гг.) и Сойманов (1719—1740 гг.), исследовавшие Каспий и его восточные берега с теми же целями; исследователи-естествоиспытатели И. Лепехин (1768—1769 гг.), П. И. Рычков (1759—1772 гг.), П. С. Паллас (1768—1733 гг.), С. Г. Гмелин (1785 г.), Г. С. Карелин (1822—1836—1872 гг.), А. Левшин (1832 г.), Сабанщиков (1832 г.), Сози (1836 г.), Фелькнер (1836 г.), Г. Гельмерсен (1836 г.), Эверсман (1836—1837 гг.), А. Гумбольдт (1837 г.), Ф. Гебель (1837 г.), Е. Ковалевский и Гернгросс (1840 г.),

Г. Базинер, Н. Михайлов (1842 г.), Антипов (1852 г.), Ильмерсон (1845 г.), М. И. Иванин (1846 г.), К. Бэр (1856 г.), Н. Северцов, И. Борцев (1857 г.), Дорошин (1871 г.), И. Б. Ауэрбах (1871 г.), Ломакин (1873 г.), Гаркема (1874 г.), Н. П. Барбот-де-Марни (1862—1874 гг.), Д. В. Кирпичников (1874 г.), К. Иордан (1882 г.), М. М. Новаковский (1877 г.), Н. И. Андрусов (1887 г.), Ф. Ф. Чернышев (1888 г.) и другие.

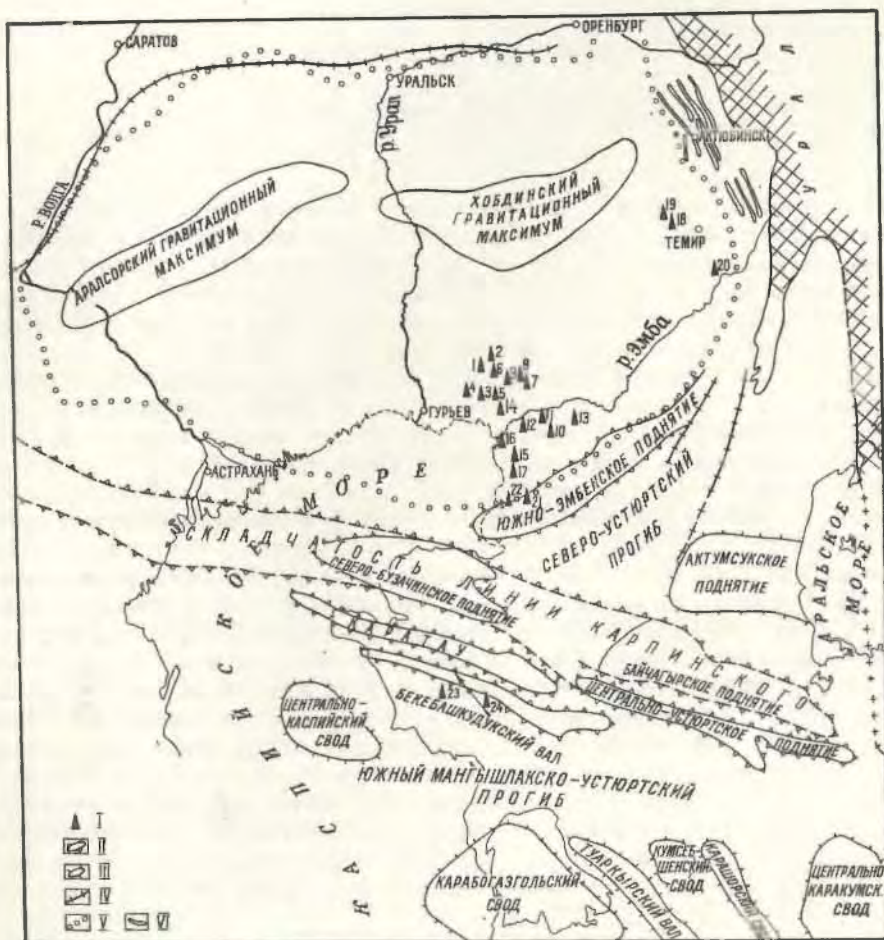


Рис. 1. Обзорная карта Западного Казахстана и сопредельных областей.

I — нефтяные месторождения: 1 — Доссор; 2 — Макат; 3 — Байчунас; 4 — Искине; 5 — Тентяксор; 6 — Сагиз; 7 — Нармундана; 8 — Бекбеке; 9 — Кожкар; 10 — Тюлюс; 11 — Кулсары; 12 — Косчагыл; 13 — Мунайлы; 14 — Корсак; 15 — Каратон; 16 — Тереньюзюк; 17 — Тажигали; 18 — Шубаркудук; 19 — Джаксымай; 20 — Кенкияк; 21 — Буранкуль; 22 — Прорва; 23 — Жетыбай; 24 — Уэнь; II — контуры погребенной складчатости; III — контуры крупных платформенных структур; IV — разломы; V — граница распространения соляных куполов; VI — линейная складчатость.

Ими проведены самые разносторонние наблюдения по всей территории, начиная от Уральских, Мугоджарских, Мангышлакских гор, Устьюрта, Индера, Эльтона, Баскунчака — Б. Богдо, кончая водораздельными возвышенностями и обнажениями коренных горных пород внутри Зауральских степей по рекам Эмба, Темиру, Уилу, Сагизу и другим. Однако эти исследования носили главным образом рекогносцировочный характер. Они подготовили лишь основу для разработки стратиграфии области и принесли первые сведения о наличии полезных ископаемых (пресная



вода, уголь, горючие сланцы, нефть, минеральные соли). Следует заметить, что к тому времени были уже известны и естественные выходы газа в междуречье Урал-Волга. Коренные жители казахских степей сохранили предания о «святых огнях» в районе Аукитайчагыла (Аукатай). В 1847 г. Г. Нешелем были опубликованы данные о газопроявлениях в скважине, пробуренной в г. Астрахани. Но газ не находил в то время применения.

Спустя семь лет после первого описания нефтяного источника, выполненного Н. А. Северцовым, в 1874 г. Геологическим Комитетом командирован в Зауральские степи горный инженер Д. В. Кирпичников уже специально для обследования соленых озер и нефтяных месторождений, прилегающих к северо-восточному берегу Каспийского моря и р. Эмбе. Д. В. Кирпичниковым были осмотрены Карачунгул, Иманкара и Доссор. О Доссоре он писал: «Несомненно имеется большое скопление нефти, но воспользоваться этим богатством очень трудно, так как нет пресной воды, нет путей сообщения с населенными пунктами, нет лугов и степей, удобных для сенокосов».

В 1882 г. в «Горном Журнале» публикуется статья К. Иордана «Нефть в Илецком уезде Тургайской области». В статье отмечаются наружные нефтепроявления в районе Илецкой Защиты и высказываются соображения, что нефтепроявления связаны с залежью нефти, находящейся на глубине.

В 1886 г. по поручению Министерства Государственных Имуществ Горный департамент командировал горного инженера М. М. Новаковского с целью осмотра месторождений полезных ископаемых на землях Уральско-казацкого войска и «... попутно, насколько позволят обстоятельства, изучить геологическое строение этой страны». Сделав пересечение от г. Уральска через укрепление Уильское и дальше в Южно-Эмбенский район, М. М. Новаковский обследовал наружные нефтепроявления в Матенкожа, Джаныбеке (Доссоре), Искине и Карачунгуле. Опубликованный им в 1887 г. «Очерк геологического характера и минеральных богатств Уральской области» содержит, кроме описания стратиграфии меловых и более древних отложений (Уил, Индер и др.), также оценку перспектив осмотренных нефтяных источников. О Доссоре М. М. Новаковский писал: «Помимо худших качеств источник Джаныбек (Доссор) по богатству уступает источнику Матеня» (Матенкожа). Кроме того, «ввиду недостатка поблизости пресной воды и совершенного безлюдья местности, он не может иметь практического значения».

Этим в основном исчерпывается первый этап исследований нефтяных месторождений, который характеризуется сбором фактического материала и ориентировочной оценкой наружных нефтегазопроявлений. Практического использования результаты исследований не имели.

## 2.

С 1892 г., в связи с изысканием железнодорожного пути в Туркестан, начался новый этап уже промышленной разведки месторождений.

В 1892 г. Обществом Рязано-Уральской железной дороги и Геологическим Комитетом была снаряжена экспедиция в Зауральские степи и Устюрт с целью изучения намечавшейся трассы железной дороги и обстоятельного пересмотра прежней оценки нефтяных источников. Во главе экспедиции был поставлен старший геолог Геологического Комитета С. Н. Никитин. Вместе с ним работал горный инженер Н. Л. Ижицкий.

Экспедиция впервые применила для целей разведки буровые станки. Правда, станки были ручные и объем работ незначительный. На Доссоре ими было пробурено шесть скважин глубиной до 9 м, на Искине одна



скважина — 7 м, на Карачунгуле пять скважин от 6 до 7 м. Эти работы показали, что для оценки благонадежности нефтяных месторождений необходимы более серьезные, чем были сделаны до того времени, разведочные работы.

Накопившийся материал о нефтеносности Зауральских степей при появившемся потребителе нефти (в связи со строящейся железной дорогой) разжигал интересы предпринимателей. В этом же 1892 г. появились заявки на разведку отдельных участков Доссора, а затем, в 1894 г. — Карачунгула. Большая часть площадей с наружными нефтепроявлениями была передана в концессию Кампании, состоящей из Грум-Гржимайло, Лемана и других.

В 1908 г. при участии того же промышленника Лемана и купца Стасеева было организовано новое Эмба-Каспийское нефтяное общество. В 1910 г. к участию в разведочных работах привлекается иностранный капитал: организуется Урало-Каспийское нефтяное общество (УКНО), и к концу дореволюционного периода в Эмбенской нефтеносной области уже насчитывалось 8 крупных нефтяных обществ с суммарным капиталом более 30 млн. рублей. В их числе:

- 1) Эмба-Каспийское нефт. об-во, основанное в 1908 г. с капиталом в 14 млн. руб.;
- 2) Урало-Каспийское нефт. об-во, основанное в 1910 г. с капиталом в 7 млн. руб.;
- 3) Общество «Эмба», основанное в 1912 г. с капиталом в 6 млн. руб.;
- 4) Общество «Колхида», основанное в 1910 г. с капиталом в 3 млн. руб.;
- 5) Западно-Уральское нефт. об-во, основанное в 1912 г. с капиталом в 0,5 млн. руб.;
- 6) Урало-Эмбенское нефт. об-во, основанное в 1913 г. с капиталом в 0,13 млн. руб.;
- 7) Тов-во «Бр. Нобель» к 1917 г. находилось в стадии организации;
- 8) Тов-во «Нефть» то же.

Первыми объектами промышленной разведки были месторождения: Доссор, Искине, Карачунгул и Каратон. На Доссоре первые 3 скважины, пробуренные до глубины 168—192 м, показали приток нефти от 1 до 2 т. На Искине 11 скважин при глубинах в 27—65 м были безрезультатными, за исключением скв. 5, показавшей приток нефти с глубины 22 м до 10 м в сутки. Углубление этой скважины до 360 м не дало положительных результатов. Разведочные работы на Карачунгуле описаны в литературе как более эффективные. По сохранившимся документам, в ноябре 1899 г. здесь скв. 7 с глубины 42 м фонтанировала сначала в течение 18 ч с дебитом до 25 т, затем после углубления на 1,4 м в течение 10 ч с дебитом в 22 т, и, наконец, при дополнительном углублении на 3,5 м за 2,5 ч выбросила 17 т нефти. Этой скважине, в свое время приписывали даже дебит в 16—17 тыс. т \*. Всего на Карачунгуле бурилась 21 скважина глубиной от 38 до 235 м.

На Каратоне было пробурено 28 скважин глубиной от 20 до 355 м, многие из них давали небольшие притоки нефти (до 0,2 т в сутки).

Кроме указанных месторождений, позднее разведочные работы были начаты на Макате, Новобогатинске, а затем и на других площадях (табл. 1). В качестве консультантов геологов кроме С. Н. Никитина и К. И. Богдановича в это время привлекались Кругловский, Ганц, Келлер, Кларк и др.

---

\* Проведенная проверка крелиусным бурением (в 1939 и 1950 гг.) показала, что на Карачунгуле в районе скв. 7 нефти нет. Этот результат заставляет сомневаться в получении приведенных выше дебитов. Вполне возможно, что на Карачунгуле нефти вообще не было получено.

## 3.

Нараставшее оживление в работах увенчалось, наконец, открытием первого нефтяного месторождения Эмбенской области — Доссора. Произошло это 29 апреля 1911 г., когда из скв. 3, бурившей фирмой УКНО, с глубины 226—213,5 м ударил мощный нефтяной фонтан.

По приблизительным подсчетам фонтан дал около 16 700 т нефти, затем скважина погибла от пожара и обвала. Эта скважина положила начало еще более интенсивному разбуриванию Доссора и росту разведочных работ по области в целом.

Спустя несколько лет после открытия Доссорского месторождения, в 1913—1915 гг., стала известной промышленная нефтеносность Маката, но дальше, вплоть до Великой Октябрьской социалистической революции ни одного нового месторождения уже не было открыто.

В целом, в дореволюционный период, по Эмбенской области разведочные работы были проведены на 20 месторождениях, было пробурено за это время 166 разведочных скважин с метражом 37 725 м. В числе разведывавшихся месторождений были следующие (табл. 2).

Добыча нефти началась с 1911 г. В эксплуатации находились Доссор и Макат. Динамика роста добычи нефти видна из табл. 3.

Таблица 2

Сведения о разведочном бурении в дореволюционные годы

Месторождение	Дата начала работ	Кол-во пробур. скважин	Общий метраж, м	Результат
Карачунгул . . . . .	1894 г.	19	1 394	—
Каратон . . . . .	1894 г.	29	4 115	—
Доссор . . . . .	1908 г.	32	10 266	Установлена промышленная нефтеносность
Искине . . . . .	1908 г.	7	2 270	—
Макат . . . . .	1910 г.	12	5 820	Установлена промышленная нефтеносность
Новобогатинск . . . . .	1912 г.	23	6 195	—
Черная Речка . . . . .	1912 г.	10	1 241	—
Бляули . . . . .	1913 г.	2	670	—
Чингильды . . . . .	1913 г.	4	746	—
Акаткуль . . . . .	1914 г.	5	937	—
Сатепалды . . . . .	1914 г.	4	770	—
Тегень . . . . .	1914 г.	8	201	—
Матенножа . . . . .	1915 г.	1	355	—
Мортук . . . . .	1915 г.	1	323	—
Итассай . . . . .	1915 г.	1	219	—
Джуса . . . . .	1916 г.	8	1 454	—
Кейкебас . . . . .	1916 г.	1	90	—
Иманкара . . . . .	1917 г.	1	434	—
Донгелексор . . . . .	1917 г.	2	110	—
Джалтырь . . . . .	1917 г.	1	107	—
Всего . . . . .		166	37 725	Открыто 2 месторождения

Примечание. Эксплуатационное бурение проводилось только на Доссоре и Макате. На Доссоре пробурено 110 эксплуатационных скважин с общим метражом 19 891 м; на Макате пробурено 17 эксплуатационных скважин с общим метражом 2415 м.

Всего 117 экспл. скважин с метражом 22 306 м.



## Рост добычи нефти

Годы	Добыча нефти, тыс. т		
	Доссор	Мака́т	Всего
1911	15,7	—	15,7
1912	16,6	—	16,6
1913	117,7	—	117,7
1914	272,7	—	272,7
1915	271,0	1,5	272,5
1916	243,2	14,5	257,7
1917	233,1	22,8	255,9
Всего . . .	1170,0	38,8	1208,8

О направлении разведочных работ на нефть в дореволюционном периоде не приходится говорить, ибо выбор объектов производился главным образом на основании изучения наружных нефтепроявлений. В большинстве случаев промышленной разведке не предшествовало даже геологическое картирование площадей, скважины закладывались непосредственно у выходов нефти. В результате разведочные промыслы оказались разбросанными на огромной территории и многие из них законсервированы после первых же неудачных скважин. Исключением являются Доссор, Мака́т, Бляули, Чингильды, Джуса и ряд площадей, не вошедших тогда в промышленную разведку (Койкара, Иманкара, Кызылкуль, Акчоку, Карасай, Копа, Чилисай, Мурза-Адыр, Донгелексор, Коскуль, Терсаккан, Кнактысай, Джаманкобланды), где принимались меры к составлению геологических карт. Но эти карты, как выяснилось позднее, не охватывали структур в целом, картировались только отдельные крыльевые поднятия. Геологам в то время еще не было известно, что они имеют дело с соляными куполами.

Период промышленной разведки нефтяных месторождений (с 1892 г.) совпадает с усиленной разведкой пресных вод по трассе Оренбургской железной дороги и в переселенческих пунктах. К ним позднее присоединились разведки фосфоритовых залежей (Индер, Актюбинская область) и углей (Оренбургская область, Мангышлак). С 1892 г. по 1917 г. в изучении геологического строения и полезных ископаемых области принимали участие С. Н. Никитин, Н. Н. Тихонович, А. Н. Винокуров, Б. А. Лурье, Д. Н. Соколов, С. И. Миронов, А. Н. Замятин, М. М. Васильевский, П. А. Православлев, М. М. Пригоровский, а также А. Н. Рябинин, А. Адияевич и А. И. Покровский. В качестве консультанта привлекался К. И. Богданович. Этими геологами были осуществлены маршрутные картировочные работы вдоль трассы Оренбургской железной дороги (Н. Н. Тихонович, Д. Н. Соколов, А. Н. Рябинин), изучена стратиграфия и тектоника Индерской структуры (П. А. Православлев, Н. Н. Тихонович, А. Н. Замятин), разработана стратиграфия верхнего мела Темирского района (Н. Н. Тихонович, А. Н. Замятин, М. М. Васильевский), освещено геологическое строение Примугоджарского района, установлено Чушкакульское поднятие (М. М. Пригоровский). На Мангышлаке Н. И. Андрусовым (1911, 1915, 1917 гг.) совместно с его учениками М. В. Баярунасом, А. С. Савченко, А. Н. Дылевским, А. Д. Нацким, Б. Л. Личковым и В. В. Мокринским разработаны основы стратиграфии



и тектоники. Ими же отчасти освещена стратиграфия Устюрта. В 1915 г. издана монография Н. И. Андрусова «Мангышлак» в серии трудов Арало-Каспийской экспедиции. В ней суммированы все сведения по стратиграфии. Одновременно в изучении Мангышлака принимали участие В. П. Семенов, Д. Н. Соколов, Н. Сенцов, М. М. Васильевский.

П. А. Православлев, наряду с изучением геологического строения низовьев рек Волги, Урала, Б. и М. Узеней, много внимания уделил разработке стратиграфии четвертичных (каспийских) отложений.

В Урало-Эмбенской области Н. Н. Тихоновичем, С. И. Мироновым, А. Н. Замятиным (участников постоянно действующей экспедиции Геологического комитета, организованной в 1912 г. после доссорского фонтана), разработана стратиграфия отложений, слагающих нефтяные месторождения, которая к настоящему времени дополнена и уточнена, но как основа сохранила свое значение. Их взгляды на нефтеносность и тектонику во многом пересмотрены и дополнены, но они сохраняют значение как определенные этапы в расшифровке закономерностей геологического строения и нефтеносности области. Условия залегания нефти ими освещались следующим образом.

С. Н. Никитин в отчете по экспедиции 1892 г. писал «... большая часть областей рек Урала, Сагиза и Эмбы состоит исключительно из отложений верхнего отдела меловой системы... из почти горизонтальных ненарушенных отложений за немногими исключениями». «... в Карачунгуле и других нефтеносных местностях Гурьевского уезда нефть на основании наблюдений предшественников казалась чисто поверхностным образованием в каспийских отложениях, между тем как нефтеносным ложем здесь следует считать меловые пески, из которых нефть просачивается».

В 1903 г. в брошюре «Нефтяные источники Уральской области» С. Н. Никитин приходит к выводу, что число выходов нефти и сами они богаче в районе нижнего и среднего течения рек Уила, Сагиза и Эмбы. Это, по его мнению, не случайно: «...все изученное пустынное пространство представляет собой целый ряд совершенно правильных горных складок, местами, вероятно, осложненных небольшими сбросами и вытянутых в неизменном направлении на северо-запад или чаще северо-северо-запад». «Складки эти сложены из различных пород меловой системы и лишь местами несут на себе остатки нижнетретичных отложений»... «Теперь является возможным, — пишет он, — при дальнейших разведках на нефть, среди ровной степи вышеназванных рек идти не ощупью, как это было до сих пор, а по строго обдуманному плану, определяя направление и продолжение нефтесодержащих пород на более или менее далекое расстояние от появления на поверхность видимых признаков нефти. Большинство нефтеносных пород являются для нас теперь связанными в определенную систему почти параллельных, немного расходящихся между собою по краям складок».

В 1909 г. С. Н. Никитин вновь высказывает мнение, сложившееся у него еще в период экспедиции 1892 г., что нефть в Эмбенской области принадлежит к меловым отложениям. Такое заключение укрепилось в результате наблюдавшейся приуроченности большинства наружных нефтепроявлений к меловым отложениям.

В 1912 г., после доссорского фонтана, в «Известиях Геологического Комитета» появляется статья Н. Н. Тихоновича и А. Н. Замятина, где они тоже отмечают, что для районов Терсаккан, Койкары, Иманкары, а также ряда пунктов в «каспийских песках»... «первоисточником жидкой нефти и твердых битумов «естественно считать» меловую толщу. «Является ли эта толща вообще первоисточником нефти — это подлежит обстоятельному изучению». Ссылаясь на результаты глубокого бурения (Доссор)

авторы считают возможным связывать первоисточник с более древними отложениями.

В 1913 г. А. Н. Замятин склоняется к мнению, что первичная нефть связана с юрскими отложениями. Эту мысль он высказывает в ряде статей и докладов до 1915 г.

В 1915 г. Н. Н. Тихонович подчеркивает вторичность почти всех нефтепроявлений в районах Койкары, Иманкары, Терсаккана и также приходит к выводу, что нефтеобразующей свитой может оказаться средняя юра.

Цитируя румынского геолога Мразека по вопросу о генетической связи нефти с погребенными солеными водами и вполне определенными фациями осадочных пород Н. Н. Тихонович доказывал, что меловые отложения не могут быть нефтегенной формацией, напротив, юрские отложения, богатые органическими веществами, представляют все свойства такой формации.

В 1916 г., после получения нефти в Новобогатинске, где скважины не обнаружили юрских отложений, Н. Н. Тихонович высказал уже новое предположение: о возможной приуроченности первичной нефти к пермотриасовым отложениям.

Таково начало развития одной из важных проблем нефтяной геологии о нефтеносных свитах и о первичных и вторичных нефтяных залежах.

Капиталистические приемы разведки эмбенских месторождений, в большинстве случаев рассчитанные на счастливую удачу, при исключительно низком техническом уровне работ, в то время превращали научные проблемы в дело научного интереса узкого круга энтузиастов-геологов. Выводы С. Н. Никитина о планировании разведочных работ, как и выводы многих других исследователей, оставались без внимания. Они противоречили общей капиталистической системе ведения хозяйства.

## II. ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЙ ПЕРИОД (1920—1928 гг.)

В 1918—1919 гг. Эмбенская область была ареной гражданской войны. С 1917 по 1923 гг. никаких геологических работ здесь не проводилось.

Проблема широкого промышленного освоения Урало-Эмбенской области была выдвинута В. И. Лениным в 1920 г. Молодая Советская Республика, в то время преодолевавшая блокаду интервентов, испытывала большие затруднения с топливом и нефтепродуктами. По инициативе В. И. Ленина была начата постройка железной дороги от Александров-Гая к Эмбенским промыслам. Тогда же Владимир Ильич поставил вопрос о прокладке нефтепровода с Эмбенских промыслов на Волгу (через Александров-Гай), но необходимость решения более злободневных задач по восстановлению народного хозяйства отодвинула решение Урало-Эмбенской проблемы на много лет.

Этот вопрос был вновь поднят в 1934 г. на XVII съезде ВКП (б) в связи с организацией новой нефтяной базы в восточных районах страны.

В 1920 г. создается Управление нефтяной промышленности Урало-Эмбенской области. В 1924 г. оно преобразовывается в трест «Эмба нефть». В течение 5 лет восстанавливаются промыслы Доссор и Магат, начинается разведочное бурение на Таскудуке, принимаются меры к подготовке новых площадей под промышленную разведку.

Уже в 1923 г., под руководством геолога Геологического комитета С. И. Миронова, проводится детальная геологическая съемка Доссорского месторождения и сопредельных с ним площадей (Таскудук, Дангар). В 1924 г. изучается Магат.

Последующие годы (1925—1928 гг.) характеризуются дальнейшим расширением детальных геологических работ с целью подготовки но-



вых площадей под глубокую разведку. С. И. Миронов принимает деятельное участие в привлечении на Эмбу ряда геологов, в том числе С. М. Киселева, В. Е. Руженцева, С. В. Шумилина, Л. П. Смирнова, П. Я. Аврова, Б. Л. Шнеерсона и др. В пределах Южной Эмбы изучались Доссор, Таскудук, Искине, Байчунас, Акаткуль, Бекбеке, Карачунгул, Каратон и Новобогатинск. Кроме детальных геолого-съемочных работ, в эти же годы проводятся маршрутные и площадные геологические съемки Н. Н. Тихоновичем, С. М. Киселевым и другими геологами на площадях, расположенных восточнее г. Иманкары и в районе среднего течения р. Эмбы. На Северной Эмбе, в районе городов Актюбинска и Темира в это время изучались структуры: Джуса, Итассай, Мортук, Саркрамабас, Кейкебас, Мунайлисай и Кумбаур. Здесь картировочные работы также проводились геологами Геологического комитета С. И. Мироновым, Н. Н. Тихоновичем, А. И. Косыгиным и др.

Н. Н. Тихонович, обобщив фактический материал по геологическим съемкам, опубликовал сначала в сборнике «Естественные производительные силы России» (1919 г.), затем в отдельной брошюре (1924 г.) работу «Уральский нефтеносный район». В ней, вместе с описанием стратиграфии, палеогеографии и нефтеносности, предлагается первая схема тектоники всей области. Выводы автора в то время разделялись многими геологами. По мнению Н. Н. Тихоновича, рассматриваемый район представляет собой своеобразное сооружение типа горста, ограниченного с юга и севера депрессиями (Устюрт и район реки Киила-Илека). Этот район не имеет прямой зависимости от Урала и Кавказа, лишь краевые складки, примыкающие к Ю. Уралу, повторяют очертания последнего, да позднейшие радиальные дислокации и обширные погружения на севере и юге от горста отражают влияние дислокаций Кавказского направления.

«Складки внутри нефтеносного района не имеют характера типичных кряжей или хребтов. По существу они представляют ряды куполообразных складок, расположенных четками в виде более или менее изогнутых линий. Все изученные складки хорошо группируются в пять обособленных пучков, которым присвоено название антиклинальных зон» (Темирской, Терсакканской, Иманкаринской, Доссорской и Гурьевской). Они в различной степени дислоцированы и отделяются друг от друга сравнительно широкими междузональными мульдами. Синклинали занимают большую территорию, чем складки; в синклиналих нет нефтепроявлений и они исключаются из площадей промышленно нефтеносных. Нефтепроявления приурочены к складкам (куполам). Н. Н. Тихоновичем отмечены явления диапирового характера, но с оговоркой «вопрос об общности явлений диапиризма в строении нефтеносных складок Уральского района пока остается открытым». В классификации структур выделено три типа: Макатский (без разрывов и с полной изоляцией продуктивной толщи), Доссорский (со сбросом) и Иманкаринский (с грабеном). Высказана мысль, что в структурах Иманкаринского типа залежи нефти могут находиться в грабенах. Рассматривая нефтеносность района, Н. Н. Тихонович оценивает перспективы Темирской зоны ниже других.

Работа Тихоновича сыграла положительную роль в последующей систематизации разрозненных фактов, хотя многие его построения оказались искусственными и были в свое время раскритикованы. Это естественно, так как в те годы еще ничего не было известно о существовании соляных куполов.

С 1925 г. впервые применяются геофизические методы разведки нефтяных месторождений. По инициативе С. И. Миронова первые профили были проведены в районе Доссора и Искине. Исследования показали, что в районе Новобогатинска четко обрисовывается минимум силы тя-



жести. Резкая разница в плотности соли и надсолевых пород (особенно пермотриаса) позволила геофизикам с первых же шагов получать отчетливые гравитационные аномалии, характеризующие размеры и общую форму соляных ядер. Съемки проводились с помощью маятников для создания сети опорных пунктов, а затем гравитационных вариометров. Наибольшее применение получила площадная рекогносцировочная съемка. Эти работы производились Б. В. Нумеровым, С. Л. Полетаевым, Б. Ю. Козловским, Н. Н. Михайловым, Э. Э. Фотиади, Н. Н. Черепановым и Озерецким. Ими изучены структуры: Доссор, Искине, Байчунас, Акаткуль, Бекбеке, Карачунгул, Каратон и Новобогатинск. Рекогносцировочной съемкой освещена территория, расположенная между Гурьевом и Доссором. В эти годы были написаны первые работы по методам интерпретации гравитационных данных.

На смену отсталому ударному способу бурения с 1927 г. начинает внедряться глубокое вращательное бурение.

В промышленную разведку постепенно вовлекаются 9 месторождений: Доссор вместе с Таскудуком, Макат, Сагиз, Бекбеке, Байчунас, Искине, Новобогатинск, Бисбулюк и Каратон. Объем работ по Эмбенской области из года в год нарастал, однако методика к 1928 г. мало изменилась по сравнению с предшествующим периодом. Промышленная разведка по-прежнему проводилась только на объектах, обладавших интенсивными наружными нефтепроявлениями. Перед постановкой глубокого разведочного бурения в ряде случаев не изучалось геологическое строение месторождений. Так, на Каратоне и Новобогатинске было поставлено глубокое бурение без предварительного составления геологических карт. Методика находилась еще в зависимости от недостаточной вооруженности геологопоисковых работ оборудованием. Комплекс работ по-прежнему ограничивался геологическим картированием с помощью шурфов и ручного бурения. Гравиметрия проходила стадию опытов и только начинала оказывать помощь геологам. В условиях Каратона, Новобогатинска и целого ряда других месторождений Ю. Эмбы, где требуется бурение картировочных скважин до глубин 30—50—100 и более метров, такого вооружения было явно недостаточно.

К числу практических итогов геологопоисковых и разведочных работ этого периода можно отнести следующие.

На Доссоре установлен один из наиболее высокодебитных — IV юрский нефтеносный горизонт; на Макате установлены III—IV юрские нефтеносные горизонты; была доказана применимость гравиметрического метода для обнаружения местоположения солянокупольных структур. Гравиметрия помогла расшифровать солянокупольную природу эмбенской тектоники, с ее помощью был открыт ряд месторождений, она с успехом применяется до настоящего времени.

Если в 1919—1920 гг. добыча нефти упала до 26,6 тыс. *т*, то в 1928 г. она поднялась до 249,8 тыс. *т* или была близка к довоенной добыче 1914 г.

### III. ГОДЫ ПЕРВЫХ ПЯТИЛЕТОК, ДО НАЧАЛА ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЫ (1929—1941 гг.)

Существенный размах геологопоисковые и разведочные работы приобрели с начала первой пятилетки.

В 1929 г. продолжает расти число геологопоисковых партий и объем глубокого бурения. В подкрепление к картировке вводится структурно-поисковое бурение станками Ганиэль-Люг и Крелиус.

С 1930 г., вместе с трестом «Эмбанефть», активное участие в изучении области начал принимать Нефтяной геологоразведочный институт (НГРИ),

ныне ВНИГРИ, который вместо ранее работавших отдельных геологических партий, создал на месте, в г. Темире, сравнительно мощную геологоразведочную базу. Ему же принадлежит (а с 1934 г. и ВКГР) внедрение кроме гравиметрии других геофизических методов разведки: электроразведки, магнитометрии, электрокаротажа скважин (1931 г.), с 1932 г. сейсмической съемки по методу преломленных волн и затем газовой съемки. Объем геологоразведочных работ по годам показан на рис. 2.

Если за весь дореволюционный период 1892—1917 гг. пробурено 38 тыс. м разведочных скважин, за 5 лет восстановления хозяйства 1924—1928 гг. — около 18 тыс. м, то за 1929—1934 гг. пробурено 163 тыс. м. Соответственно возрос и объем геолого-геофизических работ.

С 1931 г. в геологическом изучении и разведочных работах в пределах северной части области (Озинки и Джуса) и на западе (Астрахань) принимал участие трест «Востокнефть». Но объем работ им был выполнен сравнительно небольшой.

Кроме геологосъемочных работ, связанных с изучением нефтяных месторождений, в восточной части области изучались фосфоритовые месторождения (П. К. Мурашкин, М. П. Фивег, В. И. Тамман, В. Е. Руженцев, Е. А. Кудинова, К. А. Шахворстова, Б. М. Гиммельфарб и др.). В результате этих работ открыто несколько крупных месторождений фосфоритов, на базе которых построен Актюбинский химкомбинат. Эти работы способствовали общей расшифровке стратиграфии и тектоники области.

В эти годы установлена промышленная нефтеносность Южного Байчунаса (1930 г.), затем Шубаркудука (1932 г.), Южного Искине (1934 г.), Джаксымая (1933 г.) и Косчагыла (1935 г.). Большая организаторская работа возглавлялась Я. В. Лаврентьевым.

Из научных проблем продолжалась разработка стратиграфии, главным образом, мела и палеозоя (В. Е. Руженцев, С. В. Шумилин), установлена солянокупольная тектоника (С. И. Миронов, В. Е. Руженцев, С. В. Шумилин, Б. Л. Шнеерсон, Л. П. Смирнов, В. П. Скворцов, Я. Л. Давидович и др.), дана классификация солянокупольных структур и типов нефтяных залежей (И. Г. Пермяков, Н. И. Буялов и др.), усиленно распространялась гипотеза о формировании нефтяных залежей за счет миграции нефти из подсоловых отложений (Д. В. Наливкин, А. Д. Архангельский, В. Е. Руженцев, Л. П. Смирнов, В. П. Скворцов, И. Г. Пермяков и др.). Подсоловые отложения изображались собранными в линейные складки. В 1930 г. Д. В. Наливкин в статье, посвященной рассмотрению связи уральской и эмбенской нефти писал: «...Вполне естественно, что эмбенская нефть — тоже пермская и что в пермских отложениях она находится в коренном залегании. Тогда, конечно, приходится смотреть на нефть в юрских, меловых и четвертичных отложениях как на нефть во вторичном залегании».

Аналогичного взгляда придерживался А. Д. Архангельский, который в 1932 г. в работе «Геологическое строение СССР» писал: «Наиболее вероятным кажется мне предположение, что эмбенская нефть находится в мезозое во вторичном залегании и попала в эти породы из нижнепермских отложений при образовании характерных для этой области складок с протыкающим соляным ядром».

Некоторые другие геологи, изучая нефтепроявления в соленосных отложениях кунгура Урало-Эмбенской области и Джусинского месторождения, также высказали предположение, что легкая нефть, наблюдаемая в соляной свите, а также в боковом контакте соляных пород с более молодыми верхнепермскими породами, несомненно проникла сюда из-под соли, из более глубоких горизонтов.



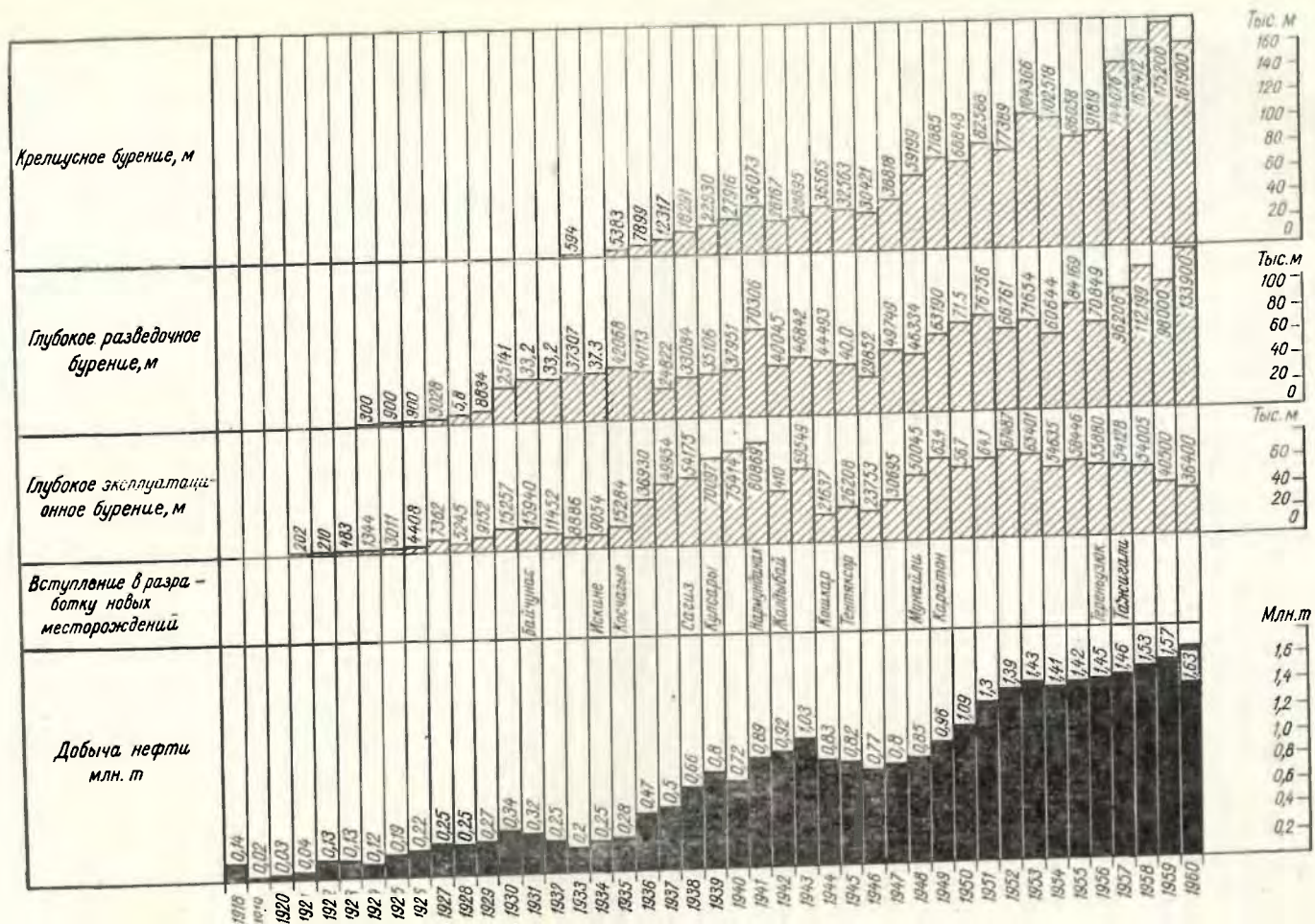
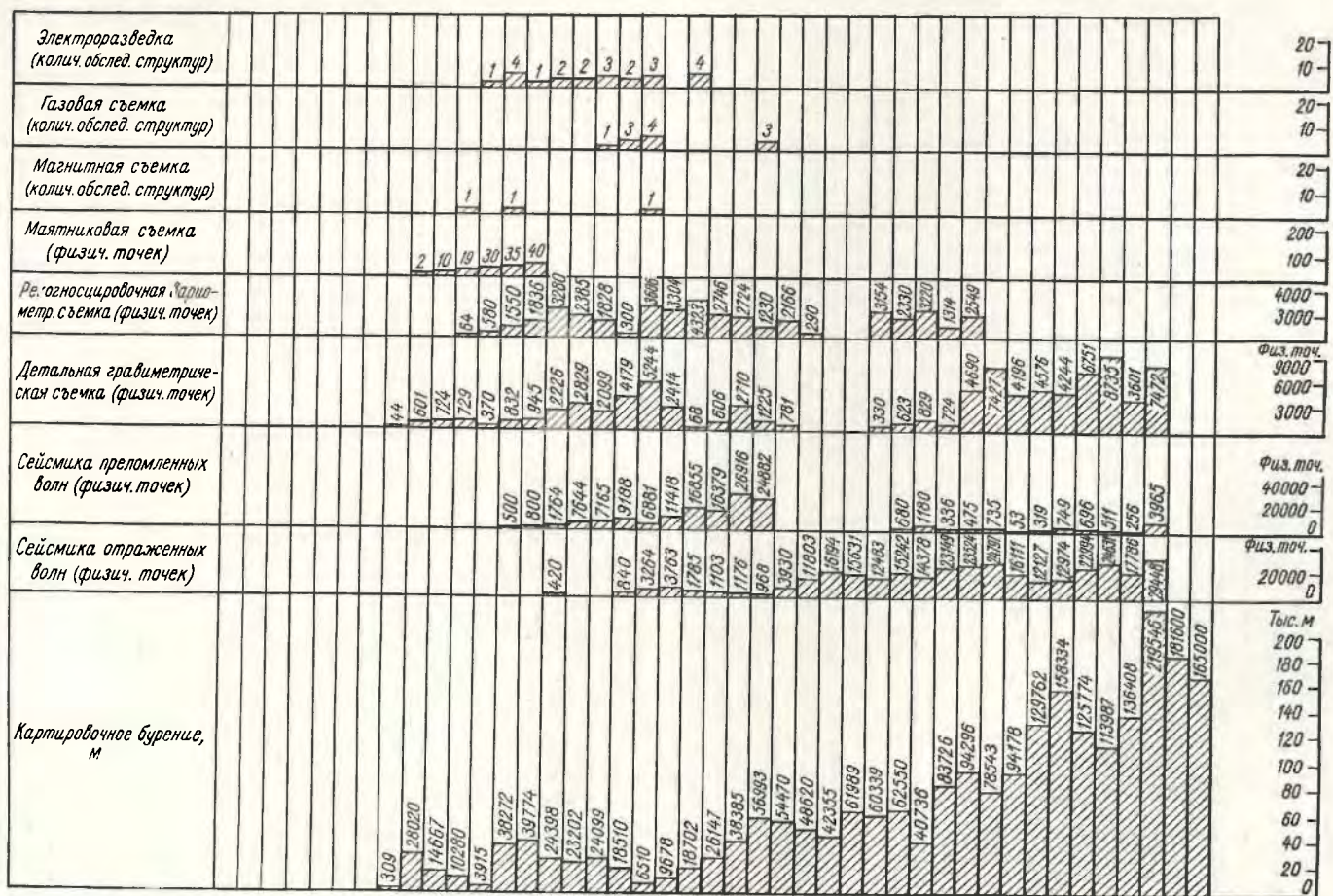


Рис. 2. Основные показатели геологопоисковых, разведочных и эксплуатационных работ по Западному Казахстану.



Было предпринято даже бурение скважин с целью разведки нефтеносности подсольевых отложений. В их числе Доссорская скв. 304 глубиной 2804 м, Макатская скв. 33 — 2100 м, Джаманагацкая скв. 9 — 2000 м и др. Эти скважины прошли по соли соответственно 2060 м, 1420 м и 1664 м, но подсольевых отложений не достигли.

В эти же годы получила широкое распространение идея поисков так называемых контактных залежей нефти, экранлируемых крутыми склонами соли на периферии соляных куполов. Теоретической основой ее была аналогия с нефтяными месторождениями солянокупольных областей США, Румынии и других стран (И. Г. Пермяков). Эта в принципе прогрессивная идея не была подкреплена достаточно эффективными методами изучения крутых склонов соли и вообще глубинного строения куполов, поэтому после ряда неудач с бурением специальных разведочных скважин на периферии Доссорского, Искинского, Макатского и Косчагыльского куполов была рядом геологов не поддержана и затем временно оставлена. К тому времени геофизические методы внесли много нового в изучение присводовых частей куполов и этим способствовали улучшению методики разведки присводовых залежей нефти, но они не достигли еще возможностей детального изучения крутых склонов соли. Детальные геофизические исследования не давали однозначной количественной интерпретации полевых наблюдений и следовательно не могли быть в достаточной мере использованы при проектировании скважин. Сейсморазведка методом преломленных волн справлялась с изучением головной поверхности соляных ядер, но не освещала крутых склонов. Электроразведка методом постоянного тока (методом сопротивлений) проводилась с целью определения глубины залегания соли, построения структурных карт по поверхности соли, обнаружения сбросов и с целью геокартирования куполов, но опыт работы на Каратоне, Новобогатинске, Искине, Черной Речке, Доссоре, Байчунасе, Кулсарах и Кожегали показал ее ограниченные возможности. Еще менее применимыми оказались детальные магнитометрические съемки из-за отсутствия дифференциации в магнитных свойствах горных пород, слагающих купола (Доссор, Искине, Новобогатинск). Сейсморазведка методом отраженных волн впервые начала применяться в 1935 г. и проходила еще стадию освоения.

Характерное для того времени стремление геологов охватить в короткий срок геофизическими и геологическими исследованиями большое число куполов и таким путем решить ряд проблем, открывающих перспективы разведки новых типов залежей нефти, оказалось неувязанным с техническими возможностями и привело к распылению ограниченных средств и неполноценной подготовке площадей.

В разведочных, геологосъемочных, геофизических, стратиграфо-палеонтологических, петрографических и других исследованиях принимали участие, помимо упомянутых уже исследователей, от НГРИ и ВКГР — геологи И. К. Федотов (первооткрыватель Шубаркудука), Н. А. Храмов, подготовивший под разведку Джаксымай и ряд других структур.

Проведя в 1934 г. маршрутные геологические исследования, Н. А. Храмов пришел к выводу, что в пределах Хобдинского гравитационного максимума развиты слабо дислоцированные складки, якобы не похожие на солянокупольные структуры. Однако впоследствии выяснилось, что там развиты только солянокупольные структуры.

Из геофизиков в исследованиях участвовали: С. Ф. Больших, Р. М. Базюк, А. М. Ивонин, палеонтологи: А. В. Фурсенко, Л. Г. Даин, Н. Н. Дампель, В. Н. Казанцев и др. А. В. Фурсенко, П. П. Авдусин и впоследствии В. А. Атанасян принимали участие во внедрении микропалеонтологического и петрографического методов исследования горных

пород с целью изучения стратиграфии и палеогеографии области. Одновременно создавался коллектив геологов и геофизиков при гресте Эмба-нефть, который постепенно пополнялся и явился основным исполнителем работ (П. Я. Авров, Н. Н. Черепанов, Э. Э. Фотиади, М. М. Авдеев, К. А. Дервиз, Б. В. Котляревский, А. И. Храмой, М. Б. Кадисов, Д. М. Сребродольский, И. П. Егоров, Р. Г. Дмитриева, М. А. Киселев, В. В. Скибиневский, И. П. Смилга, А. П. Чопоров, Н. В. Неволин, Н. У. Имашев, Н. А. Калинин и др.).

Активная роль в разработке научных проблем принадлежала в то время геологам Нефтяного геологоразведочного института. Работа института завершилась выпуском сборника «Геологическое строение Эмбенской области и ее нефтяные месторождения» под редакцией И. М. Губкина, при участии 11 авторов (ОНТИ, НКТП — 1935 г.). Сборник 1935 г. включает большой фактический материал и до сих пор является настольной книгой большинства геологов. Правда, ряд вошедших в него положений уже нуждается в пересмотре. Например, при обзоре нефтеносности Эмбенской области в сборнике указывается, что:

1) все наружные нефтепроявления на Темирско-Гурьевской площади связываются со сбросами;

2) при изучении всего разреза юры и мела в естественных обнажениях никогда не было встречено нефтяного горизонта;

3) основные нефтяные промышленные горизонты залегают в юре и верхней перми;

4) интенсивность насыщения юрских и пермских песков нефтью увеличивается к вершине купола, где, как правило, проходит сброс, разбивающий месторождение.

В этих выводах отражено горячее желание обосновать миграцию нефти снизу по сбросам, хотя уже в то время было известно, что имеется литологическая залежь нефти в юре на 185 участке Доссора, не доходящая до сброса, стратиграфическая залежь на Джаксымае и Байчунасе и т. д.; в настоящее время эксплуатируются высокодебитные меловые горизонты (Каратон, Кулсары, Сагиз и др.) и, наконец, доказано, что насыщение песков зависит не от близости сбросов, а от физических свойств пластов. Очень часто пески к своду становятся более глинистыми и почти непродуктивными (Жолдыбай, Сагиз, Искине и др.).

Кроме того, большинство структур, описанных в сборнике, прошло докартирование и в связи с этим их геологические карты существенно изменились. Тем не менее для того времени сборник отражал значительно более высокий уровень работ, чем в работах Н. Н. Тихоновича (1924).

В заключении сборника приведены следующие цифры:

I. Геологоразведочными работами доведено число известных структур по Темирско-Гурьевской площади до 259

Из них:

1. Геологические купола с установленными нефтепроявлениями . . . . .	89
2. Геологические купола без наружных нефтепроявлений . . . . .	69
3. Пункты, известные только по наружным проявлениям нефти . . . . .	5
4. Купола, известные только по геофизической съемке . . . . .	96

Итого . . . . . 259

II. В Актюбинском Приуралье установлено 19 складок в большинстве случаев с нефтепроявлениями

III. Оценены запасы Темирско-Гурьевской площади в 450 млн. т

Из них:

1. Добыто . . . . .	4
2. Подготовлено (кроме добытых) . . . . .	16
3. Геологических . . . . .	430

Итого . . . . . 450



К сожалению, приходится отметить, что в те годы не было достигнуто роста добычи нефти. Напротив, если в 1930—1931 гг. добыча поднялась до 341,6—324,8 тыс. *т*, то в 1933—1934 гг. она снизилась до 241,4—275 тыс. *т*. Это объясняется главным образом отставанием работ по освоению новых месторождений (Косчагыл и Искине) и низким уровнем буровых работ. Если в 1930—1931 гг. эксплуатационное бурение составляло 15,9 тыс. *м*, то в 1933—1934 гг. оно снизилось до 8,9—9 тыс. *м*. Ввод в разработку новых месторождений привел к повышению добычи нефти лишь в последующие годы.

В ноябре 1935 г. вопросам развития нефтяной и химической промышленности Эмбенской области была посвящена специальная сессия Академии наук СССР. Она проводилась в связи с реализацией задач, поставленных XVII Партийным съездом о создании на Востоке второй нефтяной базы Советского Союза. Академик И. М. Губкин изложил на сессии конкретное значение этих задач: «Создать вторую нефтяную базу на Востоке, — говорил он, — означает создать ее по производственной мощности не меньшей, чем теперешняя кавказская, означает не только довести добычу нефти в ближайший исторический срок до 20—25 млн. *т* в год, но и обеспечить все необходимые хозяйственные и технические предпосылки для наиболее целесообразной организации добычи, переработки и использования нефти». К крупным составным частям второй нефтяной базы в то время относились — Волго-Уральские области и Урало-Эмбенский нефтеносный район.

Роль и значение Эмбенской области определялись запасами нефти, которые были оценены И. М. Губкиным в 1 млрд. *т*. На сессии обсуждалась цифра подъема добычи нефти в Эмбенской области до 2—2,5 млн. *т* с последующим ростом до 5—10 и более млн. *т*. С этой целью были разработаны конкретные организационно-хозяйственные и технические мероприятия.

Итоги работы сессии опубликованы в сборнике «Большая Эмба», Изд. Акад. наук СССР, 1937 г.

В 1936 г., в соответствии с решением указанной сессии Академии наук, в Эмбенскую область выехала экспедиция Института горючих ископаемых (ИГИ) Академии наук СССР под руководством В. П. Батурина и при участии Ю. А. Косыгина, В. Э. Левенсона, А. А. Варова, М. Г. Гуревича, Ф. А. Алексеева, Е. А. Барс, З. П. Ивановой, С. Н. Максимова, В. А. Соколова, И. А. Юркевича, А. Л. Яншина, Н. И. Буялова, М. М. Жукова, А. В. Фурсенко. В ее работе участвовали также сотрудники «Эмба-нефть» Н. А. Швембергер, Э. Э. Фотиади и др. Экспедиция проработала до 1938 г. \*, ее задача заключалась в изучении связи нефтеносности с соляными куполами.

В течение трех лет ею разрабатывался комплекс вопросов по микробиологии, микропалеонтологии, литологии, геохимии, газам и общим вопросам геологии. Были выделены типы хемогенных кунгурских осадков, границы их распространения, отмечено частичное замещение их терригенными, проникновение хемогенных осадков в артинские и замещение красноцветов верхней перми сероцветами (Ю. А. Косыгин). Приведены доказательства о кунгурском возрасте хемогенных осадков (В. П. Батурин), о преимущественно первичном осадочном происхождении кепроков. Высказано предположение о дополнительных источниках сноса материала с юга (герциниды) и севера (Хобда) (В. П. Батурин, А. А. Варов, Ю. А. Косыгин). Предложен вариант расчленения пермо-триасовой толщи на четыре свиты, в том числе по присутствию в триасе

\* В 1942 г. работа экспедиции была продолжена силами НГРИ.

эпидота и отсутствию его в перми при наличии в последней опала и барита. Отвергнуто предшествующее расчленение пермотриаса по остракодам (З. П. Иванова и др.). Высказано предположение, что в Актюбско-Темирской зоне нижние горизонты красноцветов, обогащенные гранатом, относятся к терригенной фации кунгура (Ю. А. Косыгин). Отмечен размыв эпидотового (триасового) комплекса и отсутствие в ряде сводов куполов нижних пачек красноцветов. Обращено внимание на увеличение песчаности и уменьшение известковистости триаса от Б. Богдо, Ю. Эмбы к северо-восточным окраинам (Темирский район) и местное увеличение песчаности (от Маката к Кулсарам, Косчагылу), что связывалось с возможным существованием герцинского сооружения к югу от р. Эмбы.

Отмечается непостоянство карбонатности красноцветов на юге (на Искине — много, на Косчагыле — отсутствует). Предложено расчленение средней юры на шесть свит, в число которых была включена песчано-галечниковая толща (нижняя юра). Даны описания палеогеографических обстановок среднеюрского времени, отмечено влияние роста солянокупольных ядер на формирование осадков в виде уменьшения песчаности от сводов куполов к мульдам и увеличения мощности осадков в том же направлении. Отвергнуты старые построения по Шубаркудуку, рисующие увеличение мощностей к своду.

Нижнеюрские отложения признаются только в красноцветной фации (Индер, Актюбское Приуралье, возможно мульды). Кроме локальных изменений средней юры, отмечены региональные в виде увеличения песчаности и крупности зерен и уменьшения мощности осадков в северо-восточном направлении. Отмечена песчаность разреза на Черной Речке. Подчеркивается аллохтонность значительной части углистых включений, перенос их в центральные области из окраинных зон бассейна, в том числе с южных герцинид. В качестве доказательства этого положения приводится увеличение органического углерода от Северной Эмбы к Южной Эмбе (И. А. Юркевич).

Доказывается отсутствие верхневожского яруса на подавляющей территории Западного Казахстана. Красноцветный неоком (баррем) рассматривается как континентальная фация, связанная с приносом матернала с южных герцинид, которая переходит к северу в морскую фацию, представленную породами зеленовато-серого цвета. Галечники в основании апта в бассейне р. Аще-Уила рассматриваются как дополнительное доказательство существования Хобдинского поднятия. Отвергается альб-сеноманский возраст, установившийся за песчаной толщей, содержащей флору покрытосемянных.

Сеноман выделяется в толщу морских осадков, толща же белых и окристых песков отнесена к альбу (А. Л. Яншин). Подчеркивается изменение плана распределения осадков в верхнемеловое время. Высказывается предположение, что этому соответствовало погружение суши на юге (герциниды) и прогибание прикаспийской части Урало-Эмбенской области. Погружению соответствует рост мощности альба в юго-западном направлении (А. Л. Яншин). По заключению З. П. Ивановой областями денудации в меловое время были Урал и Мугоджары. Другие авторы дополнительно включают в области денудации заэмбенскую сушу (герциниды). По гравитационным аномалиям и другим факторам очерчены границы солянокупольной области. Приведена точка зрения Ю. А. Косыгина об отсутствии соляных куполов и наличии нормальных складок на Хобдинском максимуме, а также соображения Ю. А. Косыгина и А. Л. Яншина о расчленении Урало-Эмбенской области на две части — северную и южную по внутреннему максимуму (Хобдинско-Аралсорскому).



В обоснование этого приводится различный состав пермотриасовых пород района Оренбурга и Темира — Актюбинска.

Выделено 10 тектонических зон. Подсолевое ложе рассматривается как складчатое. Высказаны соображения о «гипсовой тектонике» (вызванной гидратацией), исключаящей надвиги в Актюбинском Приуралье, и новая точка зрения, противоположная взглядам В. Е. Руженцева и П. И. Климова о соответствии дизъюнктивных мульд не сводам пермских антиклиналей, а синклиналиям (Ю. А. Косыгин). По основному вопросу — условиям формирования нефтяных месторождений среди участников экспедиции мнения разошлись, и вопрос остался открытым (мигрировала ли нефть из-под соли или для средней юры она сингенетична и явилась источником для миграции в меловые и пермотриасовые горизонты). С позиций сторонников миграции нефти снизу предлагается особое внимание уделять изучению сбросов, изменчивости коллекторов и наружных нефтепроявлений. Распространение нефтеносных зон ожидается во всех направлениях, при этом сделана оговорка, что о нефтеносности недр сведения слишком ограничены (В. П. Батуриц).

Наряду с ценными выводами по стратиграфии и гидрогеологии, некоторые разделы по вопросам тектоники и нефтеносности оказались недостаточно разработанными. В настоящее время полностью отрицается геофизическими исследованиями, геологическим картированием и структурным бурением предположение об отсутствии солянокупольных структур на Хобдинском гравитационном максимуме и наличии там линейных складок, а также развитии линейной складчатости в подсолевом (артинском) фундаменте, равно как и суши в пределах Южно-Эмбенского и Хобдинского максимумов в юрское, меловое и третичное время. Как установлено бурением, дизъюнктивные мулды тяготеют к сводам складок Актюбинского Приуралья, а не синклиналиям. С учетом имевшегося фактического материала не отвергалась точка зрения о миграции нефти из-под соли.

Иного мнения о миграции нефти придерживался уже в годы работы экспедиции В. А. Сельский, который в 1936 г. писал: «Мы считаем, что нефть артинских известняков есть артинская, юрских отложения — юрская и меловых — меловая. Во все указанные эпохи, судя по характеру их фацальных отложений, были благоприятные условия для обильного развития органической материи, которая последующими процессами была превращена в жидкие углеводороды, а соляные купола со специфической тектоникой не только содействовали процессу изменения органических осадков, но и сыграли окончательную роль в деле распределения и концентрации нефти».

И. М. Губкин в «Учении о нефти» еще ранее отмечал, что «нефть наших нефтяных месторождений Грозненского, Майкопского и Эмбенского районов залегает, как говорят, первично, т. е. она возникла в пределах той свиты, где сейчас залегает, и вся ее миграция совершилась в пределах только этой свиты: из глин в пески и по пескам в своды антиклиналей и другие места скоплений...».

Работа экспедиции ИГИ в то время существенно не отразилась на практической деятельности бывш. треста Эмбанефть. Направление и методика геологоразведочных работ почти не изменились. Лишь впоследствии ряд ценных выводов был использован.

Наряду с геологоразведочными и исследовательскими работами в Эмбенской области шло капитальное строительство: вступил в эксплуатацию нефтепровод, соединивший Гурьев и Косчагыл с Орском, осуществлялись проекты строительства железной дороги Гурьев — Кандагач и ряд других строек. В связи с этим возникла необходимость в проверке реаль-

ности перспектив области, так как между потенциальными возможностями с одной стороны и действительным ростом добычи с другой оставался колоссальный разрыв. Добыча нефти росла, но темпы роста не соответствовали затратам и планам. Вместо обсуждавшегося на сессии Академии наук СССР уровня добычи нефти в 2—2,5 млн. т в год, фактически добывалось в 1937 году 0,735 млн. т, или в 2—3 раза меньше.

С 1937 г. началась систематическая ревизия методики и направлений геологоразведочных работ с целью повышения их эффективности.

Комиссия Главнефти, при участии А. Я. Кремса (1937 г.), проанализировав состояние работ за период с 1934 по 1937 г., констатировала, что за три указанных года израсходовано 138 тыс. м разведочного бурения и открыт только Восточный Байчунас. Низкая эффективность геологоразведочных работ явилась результатом увлечения геологов широкими, нередко беспредметными «теориями», дезориентирующими практическую деятельность бывшего треста «Эмбанефть» (проблема подсолевой нефти, поиски так называемых контактных залежей и другие). Эти теории привели к расходуванию значительного объема разведочного метража на разведку проблематических, контактных и других залежей нефти.

Политика поисковых работ комиссией была образно названа как «лоскутная система» и «система слоеного пирога» из-за многочисленных геолого-геофизических методов.

«Лоскутная система» характеризовалась распылением и без того ограниченных геолого-геофизических средств на большом числе объектов: изучались только отдельные участки куполов, казавшиеся наиболее перспективными. Разделение же участков на перспективные и бесперспективные, при недостаточной изученности куполов, являлось делом субъективным и не всегда соответствовало действительному положению. Отсюда — лоскутное изучение куполов, не дающее представления об их общем геологическом строении и перспективах.

Система «слоеного пирога» явилась результатом непродуманного коллекционирования методов геофизической и геологической съемок на всех месторождениях, без должного учета возможностей каждого в отдельности метода. В качестве примера, иллюстрирующего описанные выше системы, приводился Доссор, который изучался до 1937 г. пять раз гравитационной съемкой, три раза преломленной и два раза отраженной сейсмической съемкой, два раза электроразведкой, один раз магнитной съемкой, два раза докартировался и изучался структурно-поисковым бурением. Такая же картина была с другими месторождениями.

Отмеченные выше недостатки в проведении геологоразведочных работ вместе с тем отражают период становления новых методов исследований, совершенствования геофизических исследований, экспериментирования и поисков новых методов изучения соляных куполов, крутых склонов соляных ядер, сбросов и т. д. К сожалению этот период слишком затянулся и не привел к намечавшимся практическим результатам. Поэтому, начиная с 1938 г., пришлось серьезно заняться переинтерпретацией геологических карт, повторной полевой топогеодезической привязкой выработок и дополнительной детализацией недостаточно изученных объектов. В числе доизучавшихся куполов были Сагиз, Макат, Доссор, Искине, Байчунас, Тюлегень, Женгельды, Жолдыбай, Нармунданак, Тентяксор, Бекбеке, Алтыкуль и ряд других. В это же время была пересмотрена методика геологопоисковых и разведочных работ. Комплекс работ был сокращен до минимума. Из 9 ранее применявшихся методов были оставлены 5, в том числе: рекогносцировочная гравиметрия, обеспечивающая поиски структур и расшифровку региональных геологических особенностей области; сейсмическая съемка по методу преломленных волн, дающая



структурную карту по поверхности соли (в сводовой части до глубин 700—800 м), картирование в масштабе 1 : 25000, служащее основой для всех методов, сейсморазведка методом отраженных волн, освещающая глубинное строение структур путем построения структурных карт по отражающим горизонтам, залегающим на глубинах от 250 м до 2—3 тыс. м и более и, наконец, колонковое (структурно-поисковое) бурение, обеспечивающее уточнение строения присводовых частей структур и разведку неглубоко залегающих нефтяных горизонтов. Промышленная разведка в этот период ориентируется на поиски главным образом присводовых залежей.

Для усиления работ в Актюбинской области, в 1937 г. был создан самостоятельный трест Актюбнефть на базе ранее существовавшего Управления северных разведок.

Большую роль в обобщении геолого-геофизических материалов в эти годы выполняла Центральная научно-исследовательская лаборатория (ЦНИЛ), созданная в г. Гурьеве еще в 1930 г. Будучи непосредственно связанной с исполнителями геолого-геофизических, разведочных и промышленных работ, она проводила свои исследования в соответствии с их запросами и на наиболее полном фактическом материале. Колонковое бурение в сочетании с электрокаротажем давало богатый материал для разработки детальной стратиграфии, широкая постановка разведочного бурения и полевых геофизических исследований вносили много нового в изучение деталей солянокупольной тектоники, вовлечение в разработку все новых и новых нефтяных месторождений позволяло уточнять условия залегания нефти, типы залежей, номенклатуру продуктивных свит и горизонтов.

Еще в первый период разработки детальной стратиграфии, соответствующей запросам геокартирования, структурного и глубокого бурения была широко использована микропалеонтология. В 1934 г. по стратиграфии мела и верхней юры Темирского района Актюбинской области была опубликована монография Л. Г. Дани; в 1937 г. фораминиферам меловых отложений посвящается монография автора, включающая привязку условных микрофаунистических горизонтов верхнего мела к стратиграфическим подразделениям разреза, описанным основоположниками эмбенской стратиграфии А. Н. Замятиным, М. М. Васильевским и др. В это же время на Южной Эмбе, изучению мезо-кайнозоя посвящаются работы сотрудников ЦНИЛ Э. А. Авровой, В. Ф. Курдюковой, А. М. Щепкина, работавших под научным руководством А. В. Фурсенко, а также работы Н. Н. Дампель, Г. Ф. Шнейдер, Е. В. Мятлюк, Е. А. Поленовой и М. И. Мандельштама, позднее Ю. П. Никитиной, Н. А. Швембергера и других.

Р. Г. Дмитриева и И. П. Егоров успешно проводили изучение минералогического и гранулометрического состава пород, слагающих разрез Эмбенской области с целью выяснения стратиграфических коррелятивов и расшифровки терригенно-минералогических провинций. Для выяснения питающих провинций и условий накопления меловых и юрских отложений в 1940 г. Н. А. Калинин впервые были составлены карты изопакит; с учетом результатов петрографических исследований П. П. Авдусиным (1938) было высказано предположение о сносе значительной части терригенного материала с Южно-Эмбенского поднятия, при этом характерные изгибы изопакит связывались с конусами выноса осадочных пород. В свете этих представлений, развитых и уточненных в последующие годы (1950), рассматривались возможные границы распространения нефтеносных зон в мезозойско-кайнозойских отложениях.

В 1939—1940 гг. в результате обобщения материалов структурного бурения по Жолдыбаю и Доссору М. Н. Барановым, В. С. Днепровым

и Н. Ф. Аксеновым под руководством автора была разработана стратиграфия юрских отложений для указанных районов, выделены свиты песчано-галечниковая, песчано-глинистая, нижняя угленосная, лингуловая и верхняя угленосная. В основу стратиграфического подразделения разреза были положены результаты тщательного изучения изменений литологии и смены этапов угленакопления, а также появления фауны и выдержанности каротажных реперов. Позднее с целью поисков дополнительных коррелятивов, этот же материал изучался в ЦНИЛ Р. Г. Дмитриевой и И. П. Егоровым, которые не только нашли ассоциации корреляционных минералов, но и проследили их на других площадях Ю. Эмбы (1943).

В эти же годы, обобщая результаты геологопоисковых и разведочных работ, проведенных на Сагизском куполе, Н. А. Швембергер (1938) составил схему стратиграфии пермотриаса, выделив в нем четыре горизонта (снизу вверх): горизонт пиритизированных глин и песчаников (ПТ<sub>1</sub>), песчано-галечниковый (ПТ<sub>2</sub>), пестроцветных глин (ПТ<sub>3</sub>) и зеленовато-серых глин и песчаников (ПТ<sub>4</sub>).

В 1940 г. М. Б. Кадисовым были опубликованы результаты обобщения каротажных материалов по Ю. Эмбе. Им были выделены реперы, характеризующие границы стратиграфических подразделений эмбенского геологического разреза, и показана степень влияния стратиграфических несогласий на полноту разреза. В этой работе М. Б. Кадисова приводится наиболее полный, по данным имевшихся в то время скважин, сводный стратиграфический разрез пермотриаса, включающий 5 свит: ПТ<sub>1</sub>, ПТ<sub>2</sub>, ПТ<sub>3</sub>, ПТ<sub>4</sub> и ПТ<sub>5</sub> суммарной мощностью до 540 м. Оказалось, что разрез, описанный Н. А. Швембергером, составляет лишь верхнюю часть разреза, описанного М. Б. Кадисовым. Впоследствии выяснилось, что и сводка М. Б. Кадисова не освещает всего разреза пермотриаса, так как основная часть верхнепермских отложений находится в межкупольных пространствах, где скважины не бурились.

В более широких масштабах стратиграфия пермотриаса рассматривалась в работах З. П. Ивановой, Н. А. Храмова (1939), В. А. Атанасяна, А. Н. Мазаровича, позднее И. П. Егорова, Е. И. Соколовой и В. В. Мокринского.

После предшествовавшего периода беспорядочных поисков новых высокоперспективных направлений в разведке более целеустремленная работа, соответствующая реальным возможностям того времени, привела к скромным, но положительным результатам. За счет оконтуривающего бурения и доразведки старых промыслов появились фонды нефтеносных земель на 7-м участке Доссора, Юго-Восточном Макате, Северо-Западном Косчагыле, восточном участке Искине, Северном Искине, Северном Доссоре, Сагизе и на Кулсарах. Добыча нефти несколько повысилась, но успехи оказались временными. Уже к 1940 г. основные резервы нефтеносных фондов стали иссякать, геологические особенности месторождений, находившихся в доразведке (Кулсары и Сагиз), не поддавались расшифровке, и уровень добычи нефти стал снижаться. К этому времени обнаружались новые недостатки в постановке геологоразведочных работ. Эти проблемы обсуждались на геолого-технической конференции 1940 г. при участии бывш. главного геолога Царкомнефти Г. А. Хельквиста.

На конференции указывалось, что подавляющая часть разведочного метража расходуется на оконтуривание уже разрабатываемых залежей и доразведку многочисленных блоков каждой структуры. В связи с этим разведочные работы потеряли мобильность и перспективу. Впервые было выдвинуто требование планировать в дальнейшем разведку на базе комплексного изучения структурных и литологических особенностей



геологического строения области. В связи с недостаточным вниманием в прошлом к изучению законов литологической изменчивости продуктивных свит и связанного с нею распространения нефтяных залежей этому фактору придавалось особое значение.

Было подчеркнуто подчиненное значение сбросов, в сравнении с литологической изменчивостью разреза. Точка зрения о миграции нефти из подсолевых отложений вновь не нашла поддержки. Материнской для нефти была признана толща надсолевых отложений. Эти решения требовали научной переработки колоссального фактического материала, а также серьезной перестройки методики геологоразведочных работ. При этом нельзя было не предвидеть, что при перестройке направления работ встретятся серьезные затруднения. Опыт разведки «литологических залежей» не мог быть механически перенесен из Майкопского района, где он сложился в конкретных геологических условиях, в Урало-Эмбенскую область. Если в Майкопском районе литологические залежи разведывались в условиях моноклиального залегания пластов, то в Урало-Эмбенской области обстановка осложнялась своеобразной солянокупольной тектоникой, сопровождаемой стратиграфическими несогласиями и сбросами, исключаящими возможности непрерывного прослеживания продуктивных свит.

Потребовалось много лет, прежде чем стало определяться конкретное значение работ по изучению литологической изменчивости продуктивных свит. Прослеживание нефтеносных песков в низах аптских отложений Ю. Искине привело к открытию нового высокопродуктивного поля на Восточном участке месторождения. Тщательное изучение литологической изменчивости продуктивного разреза и поведения отдельных нефтеносных горизонтов позволило улучшить системы разработки залежей нефти в меловых отложениях восточного участка Байчунаса, многочисленных полей Каратона, пермтриасовой залежи месторождения Кулсары и др. Однако до настоящего времени работы по непрерывному прослеживанию песчаных коллекторов в продуктивных разрезах нельзя считать организованными, несмотря на их несомненную перспективность.

В 1938—1940 гг. было достигнуто значительное увеличение объема буровых работ. Эксплуатационное бурение достигло соответственно по годам 54—70—75 тыс. м в год. Осуществлялась интенсивная разработка залежей нефти на восточном участке Байчунаса, Кулсарах, Сагизе, юго-восточном Макате, 7-м участке Доссора, Косчагыле, Искине и Шубаркудуке.

Раскрывались перспективы дальнейшего роста объема буровых работ, добычи нефти и подготовки новых нефтеносных площадей. Добыча нефти к 1941 г. достигла 700—750 тыс. т.

#### IV. ГОДЫ ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЫ (1941—1945)

С началом Великой Отечественной войны Урало-Эмбенская область, находящаяся в центре страны и добывающая нефти специальных сортов, приобрела особое значение. Сюда эвакуируются кадры и оборудование из кавказских районов. Выдвигается задача всемерно увеличивать добычу нефти, при этом главным образом за счет массового использования внутренних резервов. В первые же годы войны, когда на автора было возложено руководство геологической службой объединения «Казахстаннефть», по его предложению осуществляются мероприятия по переводу ряда скважин на совместную эксплуатацию нескольких малогазодостаточных горизонтов (с 1942 г.), проводится усиленный отбор жидкости из скважин, обводненных водой своего же горизонта (с 1941 г.), на Доссоре и Макате внед-

ряются вторичные методы эксплуатации путем площадного заводнения горизонтов (с 1943—1944 гг.). В результате, несмотря на сокращение объема эксплуатационного бурения, добыча нефти не только не уменьшилась, но даже выросла. За 5 военных лет (1941—1945 гг.) добыто нефти на 39% больше, чем за 5 довоенных лет.

В годы войны усиливаются и геологоразведочные работы. Для этого в 1944 г. создаются трест «Казахстаннефтеразведка» и Казахстанское отделение Государственного геофизического Треста (преобразованное затем в Казахстанскую контору Главнефтегеофизики).

Правда, организационно-хозяйственные трудности, вызванные войной, заставили сконцентрировать разведочное бурение на доразведке старых промыслов и лишь на тех новых площадях, которые расположены вблизи от технико-хозяйственных баз, железной дороги и нефтепроводов. Принимались меры к поискам новых типов месторождений, в частности, связанных с межкупольными структурами, расположенными между эксплуатируемыми промыслами (Доссором и Макатом).

В годы войны разведочные работы на Южной Эмбе проведены на всех старых промыслах и на 13 новых структурах. Открыто и введено в разработку три новых месторождения: Нармунданак, Кошкар, Тентяксор. На эксплуатационных площадях выявлено и введено в разработку 6 новых нефтяных залежей (на II участке Сагиза — юрская залежь, на Кулсарах — альбская и апт-неокомская залежи, на Искине — новый восточный участок и др.).

Трест Актюбнефть провел глубокое разведочное бурение, помимо Джаксымая и Шубаркудука, еще на Коскуле и в Актюбинском Приурале на структуре Табантал. Одновременно здесь же проводилась детальная геологическая съемка (С. А. Скутин). Новых нефтегазоносных площадей в Актюбинской области не было открыто.

Вопросами методики поисков, разведки и разработки месторождений нефти Эмбенской области в течение двух лет (с 1942 по 1944 г.) занималась специальная Эмбенская экспедиция Нефтяного геологоразведочного института под руководством Б. Ф. Дьякова, В. В. Вебера и А. В. Ульянова, при участии С. Н. Колтыпина, В. К. Василенко, Г. Е. Рябухина, С. Н. Шаньгина, А. Н. Гейслера, Г. Я. Мейера, Е. А. Шерик, Е. Л. Пештич, А. Б. Малоян, В. П. Василенко, Е. В. Мятлюк, В. Т. Белоусовой, Л. С. Карамышевой, О. М. Шишковой, К. Б. Фурсенко и местных работников (от Казахстаннефтекомбината и отделения ГСГТ) — В. Я. Аврора, Н. У. Имашева, И. И. Кочеткова, П. Ф. Милаушкина, П. К. Политика, И. В. Савельева, Н. В. Отменникова, Н. Н. Черепанова, Б. В. Котляревского, М. М. Авдеева, И. П. Смилга, А. П. Чопорова, Н. В. Неволина, Н. А. Швембергера. Институт продолжает работы и до настоящего времени, но в другом составе: Б. Ф. Дьяков, Г. Е.-А. Айзенштадт, Н. К. Трифионов, Н. Н. Черепанов, С. Н. Колтыпин и др.

Экспедиция общила большой фактический материал, участвовала в оперативной работе объединения Казахстаннефть, наметила практические мероприятия по дальнейшему улучшению методики разведки и разработки месторождений. Ею составлена монография «Методика поисков, разведки и разработки месторождений нефти Эмбенской нефтеносной области». Отдельные разделы монографии опубликованы в сборнике «Геология и нефтеносность Русской платформы и Эмбы» (1946).

Успешной работе по обобщению материалов способствовали предшествовавшие работы коллектива промысловых геологов — Д. А. Досмухамбетов, Н. У. Имашев, М. Н. Сазонов, И. В. Савельев, Г. Г. Цибизов, Б. С. Свищев, И. И. Кочетков, геологов треста Казнефтеразведка, ЦНИЛ, Управления объединения Казахстаннефть и геофизиков: П. Я. Авров,



Н. А. Швембергер, Ю. П. Никитина, Р. Г. Дмитриева, И. П. Егоров, Г. Е.-А. Айзенштадт, А. М. Щепкин, М. Н. Баранов, Н. А. Аксенов, А. П. Черняева, М. Ф. Осипов, В. С. Днепров, С. А. Скутин, М. Б. Кадисов, Н. Н. Черепанов, И. К. Ярополк, М. М. Авдеев, Н. Н. Пузырев, В. В. Котляревский, Н. П. Кузнецова, М. И. Баренбойм, А. П. Чопоров, Н. В. Неволлин, Н. В. Отменников, В. В. Скнбиневский, Н. А. Калинин и другие.

В годы войны С. Н. Колтыпиным, В. П. Василенко и Е. В. Мятлюк на основе комплексного изучения микрофаунистических, петрографических, каротажных и других материалов дана наиболее детальная схема стратиграфии верхнего мела.

В 1943 г. вопросам стратиграфии верхней юры, мела и палеогена посвящаются работы А. Л. Яншина. Им были выделены в ряде разрезов соляных куполов валанжинские слои, прослежен переход южно-эмбенской красноцветной свиты неокома в нормальные морские отложения (в северном направлении) и предложена новая схема стратиграфии альбских отложений с подразделением их на три свиты.

На большом фактическом материале Ю. П. Никитина проследила в неокоме фаунистически охарактеризованные слои валанжина (мощностью до 70 м), готерива и баррема (мощностью до 400 м) и подразделила их на 4 местные свиты: пелециподовую, песчано-глинистую, горизонт песков и пестроцветную\*. Первые три свиты неокома ею отнесены к морским отложениям, четвертая — к дельтовым. В нижнем алте Ю. П. Никитиной выделены: подэмбенские, эмбенские, надэмбенские слои, а также выделены и палеонтологически охарактеризованы: нижний, средний и верхний подъярусы альба.

В 1944 г. Ю. П. Никитина и Н. А. Швембергер дают обзор палеогеографии нижнего мела, иллюстрируя его картами литолого-фацциальными и изопакшт.

В 1944 г. Г. Е.-А. Айзенштадт обосновывает стратиграфическую схему юры для всей Ю. Эмбы. Позднее (1947 г.) А. А. Любер на основе изучения спор и пыльцы дает возрастную характеристику выделенным им свитам.

Стратиграфия триаса и верхней перми уточнялась Н. А. Швембергером, И. П. Егоровым и Е. И. Соколовой.

В 1943 г. наряду с уточнением стратиграфии юрских отложений и в связи с возникшей необходимостью составления товарной и генетической классификаций нефтей различных горизонтов Г. Е.-А. Айзенштадтом была разработана единая для Южно-Эмбенского района номенклатура нефтеносных горизонтов. Им были высказаны соображения о связи физико-химических свойств нефтей с условиями их залегания и обращено внимание на сходство нефтей разновозрастных горизонтов, в том числе юрской продуктивной толщи. Описание регионально нефтеносных толщ Эмбенской области посвящены работы В. В. Вебера, который приводит ряд дополнительных доказательств первичности нефти в среднеюрской толще.

Выделению нефтегазоносных зон среди колоссальной территории Эмбенской солянокупольной области посвящена работа автора (1945) «О нефтяных ресурсах Прикаспийской солянокупольной области», в которой обращается внимание на зональность распространения естественных нефтегазопроявлений и приуроченность их к периферическим областям региональных гравитационных максимумов (Южно-Эмбенского, Хобдинского, Аралсорского и др.).

Особое значение в эти годы приобретают геофизические исследования, из которых сейсморазведка методом отраженных волн завоевывает веду-

\* Пелециподовая свита впервые была выделена Н. В. Неволлиным.

ищее значение. Она резко прогрессирует в качественном отношении и увеличивается в объеме. Применение ее позволяет внести много нового в изучение глубинного геологического строения соляных куполов. Широкая постановка геофизических исследований позволяет составить более полное представление о границах распространения соляных куполов и выдвинуть ряд гипотез о связи региональных гравитационных аномалий с неоднородностью строения внутренних частей Эмбенской области и пограничных с нею районов, а также построить карты геотектонического районирования всей области (Э. Э. Фотиади и др.).

Сейсморазведочные работы в комплексе с геокартированием и структурным бурением позволили в короткий срок открыть новые нефтяные месторождения: Нармунданак, Ю. Кошкар, Тентяксор, Мунайли, Жолдыбай, осветить геологическое строение межкупольной зоны Доссор — Макат — Сагиз. Позднее (1946—1948 гг.) с ее помощью были выявлены погребенная пермотрпасовая структура в Дангарской межкупольной зоне, крутые склоны на периферии куполов Тапатар, Доссор, Макат, Сагиз, Кулсары, а также изучено геологическое строение ряда новых месторождений в южных районах области (Каратон, Теренбузюк, Агнияз, Тажигали, Южно-Эмбенское поднятие и др.). Выводы экспедиции ВНИГРИ равно, как и выводы геологов объединения Казахстаннефть и других организаций, были использованы при выборе направления и методики геологоразведочных работ в Урало-Эмбенской области. Обсуждение этого вопроса состоялось в 1944 г. на геологическом совещании в г. Гурьеве, созванном бывш. Наркомнефтью под председательством М. Ф. Мирчинка.

В основном докладе, подготовленном автором настоящей работы, были обобщены все известные на то время данные и обоснованы основные наиболее перспективные направления геолого-поисковых и разведочных работ.

Направление работ, принятое на этом совещании, оставалось руководящим до последнего времени (имеется в виду юго-восточное направление в область развития куполов типа Каратона, Теренбузюка, Тажигали, Караарны, Мунайли и др.) с одновременным продолжением работ в зоне развития масляных нефтей — на площадях, соседних с Доссором, Макатом и Сагизом.

## У. ПОСЛЕВОЕННЫЕ ГОДЫ

Направление геологоразведочных работ на нефть и газ, принятое в 1944 г., уточнялось в 1948 г. Правительственной комиссией при участии академика С. И. Миронова, затем на выездной сессии Академии наук Казахской ССР, проведенной в г. Гурьеве в 1949 г. под руководством президента АН КазССР К. И. Сатпаева, и, наконец, при разработке пятилетних и годовых планов.

После многих лет, когда основной объем поисково-разведочных работ на Южной Эмбе был сосредоточен вблизи разрабатываемых месторождений, с 1949 г. главным направлением поисков новых нефтяных месторождений становится юго-восточное.

В соответствии с предложениями геологической службы объединения Казахстаннефть, выводами геологического совещания 1949 г., созванного бывш. Министерством нефтяной промышленности СССР, и планом, утвержденным на 1949 г., поиски и разведка новых нефтяных месторождений на землях объединения Казахстаннефть сосредоточиваются в юго-восточном (Жилокосинском) районе как наиболее перспективном.

Открытие новой группы нефтяных месторождений (Каратон, Теренбузюк, Тажигали, Караарна) подтвердило правильность выбранного юго-восточного направления и на ряд лет предопределило проведение большого



объема поисково-разведочных работ в этой перспективной в нефтеносном отношении зоне эмбенских соляных куполов.

За 15 лет были открыты и введены в разработку новые месторождения: Кошкар (1944 г.), Тентяксор (1945 г.), Мунайли (1948 г.), Каратон (1949 г.), Тюлюс (1947—1958 гг.), Тереньбузюк (1953—1956 гг.), Карсак (1953—1958 гг.), установлена нефтеносность и подготовлены к разработке месторождения: Тажигали (1953—1957 гг.), Караарна (1955—1958 гг.), открыта и введена в разработку высокопродуктивная залежь нефти в пермотриасовых отложениях на Кулсарах (1949 г.) и небольшая залежь в тех же отложениях на Северном Искине (1951—1955 гг.), найдена залежь в юрских отложениях на своде Танатарского купола (1958 г.), доразведаны нефтяные залежи на Алтыкуле. Добыча нефти повысилась с 800 тыс. *m* в 1944 г. до 1438—1510 тыс. *m* в 1957—1958 гг. Несколько возросли и объемы буровых и геолого-геофизических работ (рис. 2).

В послевоенные годы изучением геологического строения Западного Казахстана начали систематически заниматься, кроме объединения Казахстаннефть, треста Актюбнефть, Казахстанской геофизической конторы, ВНИГРИ и ВНИГНИ, также бывш. Министерство геологии и охраны недр СССР в лице Западно-Казахстанского геологического управления, Всесоюзного аэрогеологического треста и ряда других организаций.

С 1949 г. в пределах северного борта Прикаспийской впадины региональными и детальными геологическими исследованиями начала заниматься Западно-Казахстанская экспедиция СППК (И. И. Кожевников, Л. Ф. Астафьева, Е. П. Башлыкова, А. Г. Зюзпна, О. А. Кузьмина и др.). С 1950 по 1952 гг. в связи с изысканием трассы оросительного канала Урал — Волга, Гидропроектом в междуречье Урал — Волга было пробурено большое число скважин глубиной 20—30 м, в отдельных случаях до 100 м, что позволило детально изучить четвертичные отложения. Изысканиями путей орошения Прикаспия занимался Всесоюзный гидрогеологический трест (ВГГТ).

Бывш. Министерство геологии и охраны недр СССР на первом этапе (1948—1951 гг.) провело аэрогеологические съемки в масштабе 1 : 200 000 на юго-востоке Эмбенской области, в дальнейшем они продолжались в междуречье Урал-Волга, на Устюрте, Мангышлаке и других районах Западного Казахстана (исполнители А. А. Корженевский, Н. И. Буялов, В. Е. Сатин, В. Л. Яхимович, Н. В. Кулаков, В. Н. Кузин, В. С. Журавлев, В. В. Пономарев, Л. Б. Аристархова, В. И. Самодуров, П. Е. Харитонов, В. Ф. Самсонов, А. К. Замаренов, Н. Е. Кравченко, Т. А. Бедрина, Ю. М. Васильев, М. И. Богачева, С. В. Викторов, Б. П. Высоцкий, Ц. С. Гринберг и др.). Была составлена геологическая карта Западного Казахстана в масштабе 1 : 1 000 000.

Геологами, геофизиками и работниками смежных специальностей по-прежнему разрабатывался широкий круг вопросов по стратиграфии, тектонике, палеогеографии, геохимии, нефтяной геологии и методике геологоразведочных работ. В этом отношении были достигнуты определенные успехи. Однако наибольшее влияние на направление и методику геологоразведочных работ имели коренные изменения в нефтяной промышленности, происшедшие в стране в связи с открытием крупнейших нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральских областей. Эффективность работ в Урало-Эмбенской области в сравнении с Волго-Уральскими областями представлялась низкой, в связи с чем, руководствуясь идеей концентрации сил и средств на наиболее обещающих объектах, бывш. Министерство нефтяной промышленности почти прекратило строительство технико-хозяйственных и энергетических баз в Западном Казахстане и лишь поддерживало минимальный объем геологоразведочных

и нефтепромысловых работ. В этой обстановке, естественно, нельзя было мириться с издавна сложившимися приемами работ; необходимо было изыскивать новые, более обещающие пути подготовки крупных запасов нефти и газа, способные внести коренные изменения в темпы роста нефтяной промышленности Казахстана.

Автор, будучи главным геологом объединения Казахстаннефть, опираясь на опыт бурно растущих новых нефтяных районов Советского Союза и на опыт зарубежных стран, уже в 1949 г. на выездной сессии Академии наук Казахской ССР выдвигал проблему массового освоения нефтеносных соляных куполов на основе коренного преобразования технико-хозяйственной базы объединения Казахстаннефть. В связи с этим при рассмотрении перспектив открытия новых месторождений было показано, что по известным уже нефтегазоносным зонам Эмбенской солянокупольной области (Доссорско-Косчагыльской и др.), можно подготовить к разработке не менее 70—100 месторождений и тем самым обеспечить добычу нефти в размере 20—30 тыс. *t* в сутки или до 10 млн. *t* в год. При этом обращалось внимание на сравнительно легкие условия эксплуатации скважин и в большинстве случаев высокое качество нефти.

Соединенные Штаты Америки, имея аналогичную продуктивность куполов (средняя добыча 250—300 *t* нефти на купол в сутки), эксплуатировали в то время около 140 куполов и добывали до 35—40 тыс. *t* нефти в сутки; в Казахстане же разрабатывалось лишь 12 куполов и соответственно добывалось около 3 тыс. *t* нефти в сутки. В докладах, посвященных годовым и перспективным планам геологоразведочных работ, поднимался вопрос о выходе с геологопоисковыми и разведочными работами в область возможного развития платформенных структур, за пределами развития соляных куполов (в зоне Южно-Эмбенского гравитационного максимума, Устюрта и Мангышлака).

В 1949 г. на выездной сессии Академии наук Казахской ССР в г. Гурьеве в докладе, посвященном вопросу усиления поисково-разведочных работ на нефть в Казахской ССР автором был сделан вывод, что «в Западном Казахстане имеется два нефтеносных бассейна:

1. Эмбенский солянокупольный нефтеносный бассейн, простирающийся от Актюбинского Приуралья на востоке до низовьев Волги на западе и от г. Уральска на севере до Северного Каспия на юге.

2. Вторым обособленным нефтеносным бассейном нужно считать Мангышлак... Известно, что на Мангышлаке имеются геологические структуры, благоприятные для скопления нефти, в том числе — Тюбеджик, где имеются интенсивные нефтепроявления. Разведочные работы там не проводились... Считаю, — подчеркивается далее в докладе, — что данная авторитетная сессия Академии наук должна на этот счет высказать вполне определенное мнение, ибо существующая до настоящего времени неуверенность в широких возможностях нефтяной Эмбы, разброд в оценке ее перспектив, а также вызванное этим безучастное отношение к трудностям ее развития, являются одной из основных причин ее отставания... Помимо этого, с 1949 г. должно продолжаться изучение Южно-Эмбенского поднятия на всем протяжении от берегов Каспийского моря до Мугоджар, с целью подготовки его к промышленной разведке. Отдельными сейсмическими профилями должен быть прослежен переход от Эмбенского бассейна к Мангышлаку».

Уже первые итоги поисковых работ на Мангышлаке позволяют в 1951 г. констатировать, что «... в результате проведенных в 1950 г. силами Мангышлакской экспедиции ВНИГРИ поисковых работ на п-ве Мангышлак установлено наличие благоприятных структур, а также нефтепроявления в мезозойских отложениях. Указанное обстоятельство позволяет



рассматривать территорию п-ва Мангышлак, как перспективную для постановки разведочных работ на нефть и газ». Этот вывод, сделанный объединением Казахстаннефть, явился основой ряда специальных решений, принятых бывш. Министерством нефтяной промышленности, направленных на форсирование изучения геологического строения п-ова Мангышлак и быстреего ввода его в глубокую разведку. На ВНИГРИ возлагается задача увеличения объема поисковых работ на Мангышлаке. В план объединения Казахстаннефть включается проведение структурно-поискового бурения, начиная с Тюбеджикской структуры. Выход в эти новые районы осуществлялся под руководством начальника объединения Казахстаннефть С. У. Утебаева, а также автора настоящей монографии. Одной из основных задач поисково-разведочных работ в Западном Казахстане становится разведка нефтегазоносности крупных структур платформенного типа в районе Южно-Эмбенского поднятия и на Мангышлаке.

Анализируя состояние разведочных работ на нефть и прирост запасов ее в Западном Казахстане автор в 1954 г. сделал вывод, что «...помимо многочисленных, но сравнительно небольших по запасам нефти месторождений солянокупольного типа, запасы которых находятся в пределах от 1 до 10 млн. т, могут быть открыты месторождения совершенно иного типа в условиях платформенных структур Устюрта, п-ва Бузачи и линейных складов Мангышлака. Выход с разведкой на Устюрт и Мангышлак может привести к результатам, в какой-то мере аналогичным тем, что были получены в свое время в Башкирии при переходе из Ишимбаевского района в Туймазинский. Как известно, это привело к открытию новой крупной нефтяной базы на востоке страны.

Основанием для высокой оценки работ за пределами соляных куполов служит то, что Южно-Эмбенский продуктивный разрез прослеживается вплоть до Мангышлака, где обнажаются те же нефтеносные свиты в альбе, апте, неокоме и юре, что эксплуатируются на Каратоне, Косчагыле, Кулсарах и других месторождениях.

Встретить Южно-Эмбенский продуктивный разрез, насчитывающий более двадцати нефтеносных горизонтов в условиях крупных структур платформенного типа, — означает открыть богатейшие нефтяные месторождения» (Н. А. Калинин, 1954).

Несмотря на то, что из года в год, хотя и очень медленно, но увеличивался объем проводимых на Мангышлаке разведочных работ, в том числе глубокое бурение, и к участию в них привлекалось все больше и больше различных организаций (объединение Казахстаннефть, коптора, а впоследствии трест Казахстаннефтегеофизика, Западно-Казахстанское геологическое управление, ВНИГРИ и др.), уровень работ оставался еще недостаточным и не позволял за короткий срок дать промышленную оценку нефтегазоносности обширной территории Мангышлака. Особенно резко отставало выполнение планов разведочного бурения.

В 1956 г. с целью усиления поисково-разведочных работ на Мангышлаке была создана новая разведочная организация в самом районе работ (г. Форт Шевченко) — трест Мангышлакнефтегазразведка.

В эти же годы, несмотря на исключительные трудности организационно-хозяйственного характера, автору совместно с С. У. Утебаевым и рядом геологов и геофизиков (Н. П. Кузнецова, Н. У. Имашев, В. С. Днепров, И. И. Кочетков, М. И. Баренбойм, Л. Г. Сафенрейтер, Р. И. Грачев, Г. Е.-А. Айзенштадт и др.) удалось обосновать необходимость и добиться постановки разведочного бурения на Южно-Эмбенском поднятии, Устюрте и структурно-поисковых работ на Мангышлаке. Таким путем обеспечивалось вовлечение в разведку новых перспективных районов в расчете на открытие принципиально новых крупных месторождений нефти и газа.

Исходя из большого сходства разреза мезозойских отложений Мангышлака с разрезом Южной Эмбы, а также обильных нефтепроявлений в Карасязь-Гаспасе и Тюбсджике (Мангышлак), представлялось весьма заманчивым доказать выдержанность этого разреза на всей рассматриваемой территории и встретить эмбенский многопластовый продуктивный разрез в условиях платформенных структур Устюрта, Мангышлака и Южно-Эмбенского поднятия. Привлекала внимание и возможная нефтегазоносность палеозойских отложений.

Начиная с 1949—1950 гг. на обширной территории Южно-Эмбенского регионального гравитационного максимума и на п-ве Мангышлак геолого-поисковые и в особенности геофизические работы значительно расширяются.

В эти же годы геолого-геофизические и разведочные работы на Ю. Эмбе были ориентированы на изучение геологического строения и нефтегазоносности верхненермского структурного этажа соляных куполов, как весьма обещающего резерва для старых и новых промыслов, а также на изучение возможной нефтегазоносности межкупольных и подсолевых структур. Было ясно, что только открытие принципиально новых — крупных месторождений платформенного типа или изыскание путей массового освоения соляных куполов и сопутствующих им залежей в межкупольных зонах могут предотвратить наметившуюся консервацию заведомо богатой, но недостаточно еще изученной нефтегазоносной области. К сожалению, ограниченные технические возможности не позволили быстро справиться с этими перспективными задачами.

В послевоенные годы почти на всей территории Западного Казахстана были проведены гравиметрические исследования с применением высокопроизводительных гравиметров ГКМ-5 в сочетании с гравиметрами Норгард. Результаты гравиметровых и предшествовавших им вариометровых работ были обобщены в виде сводных карт Э. Э. Фотиади (1937, 1940, 1955 гг.), О. А. Шванком (1950—1951 гг.), А. Д. Тушкановой (1953 г.). Сводные карты крупных гравитационных максимумов Хобдинского и Аралсорского были составлены соответственно Н. А. Поповым и Л. Я. Тушкановым.

Западный Казахстан изучался также аэромагнитной съемкой, результаты этих исследований широко используются геологами при разработке рабочих гипотез о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Прикаспийской солянокупольной области, Устюрта и Мангышлака. Дальнейшее развитие получила и сейсморазведка. В результате перевооружения сейсмических партий новыми сейсмостанциями и самоходными буровыми агрегатами увеличился объем сейсморазведочных работ. На Мангышлаке и Устюрте сейсморазведочные работы проводились ВНИГРИ и в последние годы конторой Спецгеофизика.

Одновременно с увеличением объема работ улучшалась методика и техника полевых наблюдений, методика их интерпретации и внедрялись новые методы исследований (корреляционный метод преломления волн — КМПВ, метод точечных сейсмических зондирований, электроразведка переменных токов и др.). Основными объектами изучения были Южно-Эмбенский район и Актюбинское Приуралье.

Региональные сейсмические исследования начались с 1947 г. в связи с обоснованием опорного бурения. В 1947 г. комиссия в составе Ю. А. Косыгина, Г. Е. Рябухина, Н. В. Неволлина и Н. А. Калинина разработала принципиальную схему расстановки опорных скважин, основу которой составляли два взаимно пересекающихся профиля: меридиональный (Хобдинская, Магатская, Южно-Эмбенская скважины) и широтный (Шунгайская, Хобдинская скважины и скважины Актюбинского



Приуралья). В процессе выполнения программы подготовительных работ к опорному бурению региональным сейсмическим профилем был установлен антиклинальный перегиб пластов на Южно-Эмбенском гравитационном максимуме, в пределах которого в 1949 г. была заложена опорная скв. 2 (в урочище Азнагул). На Хобдинском максимуме встречены большая мощность надсолевых отложений (более 3,5 тыс. м) и повсеместное развитие соляных куполов, что снизило интерес к заложению здесь опорной скважины на подсолевые отложения, поскольку технические условия для бурения скважин на глубины более 3500 м в то время отсутствовали. Наконец, у западного склона Макатского соляного купола, где предусматривалось заложение опорной скв. 3, был дополнительно изучен свод погребенной антиклинальной структуры, наметившейся по исследованиям Н. Г. Кузнецова, И. К. Ярополка-Купалова и А. С. Борисевича, однако в дальнейшем бурившаяся здесь опорная скв. 3 вместо складки встретила погребенный карниз соли. Из-за геолого-технических осложнений эта скважина не достигла проектной глубины и не осветила разреза пермских отложений.

Обнаружение перегиба пластов на Южно-Эмбенском гравитационном максимуме, в период поисков новых более обещающих направлений в разведочных работах, было немедленно использовано. Широкая постановка здесь и на Устюрте сейсморазведочных работ за короткий срок привела к открытию ряда крупных поднятий (Саргамыс, Буранкуль, Тугаракчан, Туресай, Дияр, Букен, Кумтюбе, Жайлыган, Жанасу и ряда других), часть из которых была вовлечена в глубокую разведку (Тугаракчан, Туресай, Саргамыс, Буранкуль, Жанасу, Сарыкум).

Результаты сейсморазведочных работ на Макате, а также наличие фонтана нефти из пермотриасовых отложений на Кулсарах, способствовали повышению интереса к изучению предмезозойского структурного этажа, в области погребенных крутых склонов соли, на периферии соляных куполов и в межкупольных зонах.

В эти годы особенно плодотворно работали в Урало-Эмбенской области геофизики: Н. Н. Пузырев, Н. П. Кузнецова, М. И. Баренбойм, Л. Г. Сафенрейтер, А. С. Борисевич, Н. А. Никонова, Т. Ф. Пономарева, Е. А. Струняшева, Г. Я. Рабинович; на Мангышлаке: Н. Н. Черепанов, А. Б. Коган, А. И. Димаков, Е. В. Семенова, Г. Ф. Чаплыгина; в Актыбинском Приуралье: Л. А. Рябинкин, Н. И. Шехт, Б. Л. Цынк и др. Сейсмическими исследованиями 1947—1953 гг. (М. И. Баренбойм, А. С. Борисевич, Е. А. Струняшева и др.) были выявлены погребенные крутые склоны соли на периферии ряда куполов Южной Эмбы: Корсак, Акаткуль (1948 г.), Доссор (1951 г.), Кулсары (1952 г.), Сагиз (1953 г.). Результаты этих исследований проверялись глубоким бурением на Кулсарах, Доссоре и Сагизе, которое подтвердило данные сейсморазведки и в 1959 г. на Кулсарах привело к получению фонтана газа. Однако из-за ограниченного объема буровых работ, слабой изученности предмезозойского структурного этажа и незнания закономерностей размещения залежей в новых условиях, за пределами сводов соляных куполов, успехи этой разведки остаются незначительными.

В 1948 г. были предприняты первые попытки изучить строение подсолевого ложа в районе куполов Акаткуль и Корсак (М. И. Баренбойм, 1950). Исследования показали, что подсолевые отложения в данном районе находятся на глубине порядка 6000 м, что они слабо дислоцированы и имеют углы падения порядка 1—2°. В последующие годы (1953, 1954) эти работы были продолжены по региональным профилям:

- 1) Южно-Эмбенское поднятие — Суешбек — Конуспай — Мейбулак;
- 2) Косчагыл — Кызылкудук — Теренъюзюк;

3) Косчагыл — Искине;

4) Калмыково — Индер — Туктубай и т. д., включая сейсмосондирование в отдельных пунктах, что позволило М. И. Баренбойму и Г. Я. Рабиновичу (1955) построить схематические структурные карты подсолевого ложа Южной Эмбы, от Южно-Эмбенского поднятия до широты Индера.

Глубины залегания ложа на этой территории по их данным находятся в пределах от 2600 м в районе Тугаракчана — Дияра до 8900 м у Индера. На фоне регионального погружения намечаются ступенчатые переходы с юго-востока на северо-запад и с северо-востока на юго-запад. Вполне возможно, что дальнейшее продолжение работ, особенно на юге Темирского и Терсаканского районов, может привести к открытию подсолевых (артинских?) структур на глубинах, достижимых бурением. В этой связи следует заметить, что прослеженный отражающий горизонт может находиться внутри подсолевых отложений и поэтому эрозионная поверхность последних может оказаться на глубинах, значительно меньших. Учитывая сложность условий изучения подсолевого ложа и рекогносцировочный характер произведенных работ, можно ожидать много нового, если их проводить систематически, в большом объеме и со специальными целями, предусматривающими составление достаточно детальной структурной карты.

За короткий срок значительно расширились представления о геологическом строении Мангышлака и Устюрта. Гравиметрические, аэромагнитные, региональные сейсмические и геологические исследования позволили произвести геотектоническое районирование этой территории и подготовить ряд локальных структур к глубокой разведке на нефть и газ.

Переход от типичной Русской платформы к Прикаспийской впадине изучался на западе и северо-западе саратовскими, волгоградскими, астраханскими, оренбургскими и другими геологоразведочными организациями (включая трест Актюбнефть), которые проследили ступенчатое строение фундамента с соответствующими ступенями, флексуриобразными структурами в покрывающих породах. Продолжались работы и в пределах линейных складок Актюбинского Приуралья, где встречены весьма сложные геологические условия и сравнительно ограниченные притоки нефти и газа.

В последние годы появился ряд работ по региональной геологии и нефтегазоносности Прикаспийской впадины и Западному Казахстану в целом. Для этих работ характерно стремление выйти из рамок Южно-Эмбенского района и Актюбинского Приуралья (где на протяжении многих лет сосредоточивались основные геолого-геофизические исследования и буровые работы) и составить представление хотя бы в виде рабочей гипотезы об основных чертах геологического строения и перспективах нефтегазоносности всей территории (В. Н. Неволин, 1949; Н. А. Калинин, 1951; Г. Е.-А. Айзенштадт и К. В. Антонов, 1955 и др.).

В работе 1948—1951 гг. «Основные черты геологического строения и нефтегазоносность Западного Казахстана» (Н. А. Калинин, 1951) автором впервые подчеркивается значение разломов и дифференцированных движений блоков фундамента для формирования осадков и структур различного порядка, устанавливаются закономерности пространственного размещения нефтегазоносных зон. На этой основе также впервые предлагается проект региональных геолого-геофизических исследований и буровых работ для всей обширной территории Западного Казахстана.

Г. Е.-А. Айзенштадтом в ряде работ уточняются стратиграфия средне- и нижнеюрских отложений Южно-Эмбенского района, условия и характерные особенности их формирования, закономерности в распределении нефтегазоносности и приводятся дополнительные доказательства в пользу



первичной нефтегазоносности среднеюрских отложений. В 1948—1951 гг. А. Л. Яншин публикует две статьи, посвященные уточнению схемы тектоники района смыкания Урала, Тянь-Шаня и Мангышлака.

В 1954 г. группой геологов и геофизиков ВНИГРИ, объединения Казахстаннефть и конторы Казахстаннефтегеофизика (Г. Е.-А. Айзенштадт, Н. А. Калинин, М. И. Баренбойм, В. Б. Торгованова и А. Д. Тушканова) была написана работа «Об основных чертах геологического строения, перспективах нефтегазоносности и рациональном комплексе геологопоисковых и разведочных работ в Западном Казахстане». Геологическому строению и перспективам нефтегазоносности Прикаспийской впадины посвящена опубликованная в 1958 г. работа М. П. Казакова, М. М. Чарыгина, Ю. Васильева. Ряд статей по частным вопросам нефтяной геологии Западного Казахстана опубликован в журналах (Н. В. Неволлин, Н. А. Калинин, Г. Е.-А. Айзенштадт, В. Я. Авров, П. Я. Авров, Р. И. Грачев, Т. Н. Джумагалиев, Б. Ф. Дьяков, Н. Н. Черепанов, Я. С. Эвентов, Э. Э. Фотиади и ряд других).

С. Н. Колтыпиным (1950—1955 гг.) выполнены монографии по стратиграфии, палеогеографии, тектонике и нефтегазоносности верхне- и нижнемеловых отложений, главным образом Южно-Эмбенского района. В дополнение к ранее опубликованным материалам им приводится подробное описание валанжинских отложений с выделением двух литофаций: терригенной и терригенно-карбонатной; обосновывается подразделение нижнего апта на горизонты и уточняются объемы других ярусов и подъярусов меловых отложений.

Е. И. Соколова (1951—1956 гг.) продолжала работу по уточнению стратиграфии, фаций и условий формирования верхнепермских и триасовых отложений.

Большой вклад в изучение геологии и нефтегазоносности Западного Казахстана внесли научные работники ЦНИЛ объединения Казахстаннефть — И. П. Егоров, Р. И. Грачев, М. Е. Донскова, Н. Ф. Банцеккина, В. Г. Суровцева, Ф. В. Киприянова, В. С. Милицина, Л. В. Березуцкая, А. И. Зараковская, В. В. Скибиневский, Л. М. Носкова, А. А. Щербинин, работники треста Казахстаннефтегазразведка — Н. У. Имашев, И. И. Кочетков, А. П. Черняева, А. В. Суворова, Т. П. Котова, Т. А. Бурькина, М. Д. Земцова; конторы Казахстаннефтегеофизика — Н. Н. Пузырев, Н. П. Кузнецова, М. И. Баренбойм, Н. В. Неволлин, В. С. Днепров, Л. С. Полак, Н. В. Фарафонова, Л. А. Сигал, А. С. Борисевич, Н. А. Никонова, Г. Я. Рабинович, Л. Г. Софенрейтер; треста Актюбнефтегазразведка — П. Я. Авров, Л. Г. Космачева, К. Х. Бакиров; управления объединения Казахстаннефть — Д. А. Досмухамбетов, М. Н. Сазонов, Т. М. Черникова, В. И. Авдеева, П. А. Думчев и ряд других работников геологической службы, полевых и промысловых геологов и геофизиков, постоянно систематизирующих и оценивающих многочисленные факты по их практическому и научному значению, на основе которых в большинстве своем строятся дальнейшие теоретические и практические выводы. В этой работе принимает участие и институт нефти Академии Наук Каз. ССР (В. Г. Беньковский, М. А. Айрапетян, Т. Н. Джумагалиев, А. К. Замаренов и др.).

В 1958 г. вопросам усиления геологоразведочных работ в Западном Казахстане была посвящена Коллегия Министерства геологии и охраны недр СССР. Участники ее отметили, что современный уровень геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ в Западном Казахстане не соответствует его потенциальным возможностям и задачам доведения добычи нефти по Советскому Союзу в течение 20-ти лет до 690—710 млн. т и газа до 680—720 млрд. м<sup>3</sup>.

Геолого-геофизическая изученность и разведанность недр Западного Казахстана остается совершенно недостаточной и в десятки раз ниже, чем, например, изученность и разведанность Волго-Уральской области. На 1 км<sup>2</sup> площади в Западном Казахстане приходится 1,7 м разведочного бурения, а в Башкирской АССР — 28,3 м и т. д.

Прогнозные геологические запасы по Западному Казахстану, включая солянокупиольную область, прибортовые и центральные части Прикаспийской впадины, Устюрт и Мангышлак ориентировочно оцениваются по нефти в 8,0 млрд. т и в значительных количествах по газу, что ставит Западный Казахстан на 4—5 место среди 22 нефтегазоносных областей СССР, по которым учтены прогнозные запасы нефти и газа.

Об отставании геологопоисковых и разведочных работ свидетельствует также низкий уровень подготовки запасов промышленных категорий, которые на 1 I 1962 г. составляют всего лишь 1,1—0,04% от прогнозных запасов нефти и газа.

Если за последние 20 лет в районах Башкирии, Татарии и Среднего Поволжья объем разведочного бурения увеличился в 24 раза, то в Западном Казахстане он сохранился почти на одном уровне. По объему разведочного бурения вся 70-летняя работа в Западном Казахстане равноценна 3—4 годам работы в Башкирии.

Особенно на низком уровне находятся региональные геолого-геофизические исследования, глубокое структурное и опорное бурение, призванные выявлять наиболее перспективные районы в пределах общей территории, составляющей более 700 тыс. км<sup>2</sup>. Основные объемы работ сосредоточиваются на ограниченной площади, главным образом в Южно-Эмбенском районе, где ведется разведка нефтегазоносности меловых, юрских и частично пермотриасовых отложений преимущественно в присводовых частях соляных куполов. Остаются почти неизученными перспективы нефтегазоносности триасовых и верхнепермских отложений на периферии соляных куполов и в межкупольных зонах, не освещена нефтегазоносность северных частей Прикаспийской впадины, междуречья Урал — Волга и огромной территории, лежащей к югу и юго-востоку от зоны развития соляных куполов: Южноэмбенское поднятие, Устюрт, Бузачи и Мангышлак.

Наряду с отставанием поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений, не обеспечивается комплексная разведка многочисленных полезных ископаемых, которыми богат Западный Казахстан (калийные соли, фосфориты, горючие сланцы, железные, медные и никелевые руды, марганец, хромиты, асбест, строительные материалы и другие).

Исходя из необходимости быстрее и комплексного изучения полезных ископаемых Западного Казахстана и в первую очередь месторождений нефти и газа, перед геологоразведочными организациями ставится, как основная задача, открытие в районах Западного Казахстана крупных нефтяных и газовых месторождений путем резкого усиления региональных геолого-геофизических исследований, опорного и структурно-поискового бурения, а также вовлечения в глубокую разведку не только соляных куполов, но и платформенных структур Южно-Эмбенского поднятия, Устюрта, Мангышлака и Прикаспийской впадины; подготовка в течение семилетки (1959—1965 гг.) необходимых запасов промышленных категорий нефти и газа, увеличение с этой целью объемов разведочного бурения с 100 тыс. м в 1959 г. до 360 тыс. м в 1965 г., расширение в несколько раз геофизических и геологопоисковых работ, а также проведение ряда организационно-хозяйственных и технических мероприятий.

Эти же проблемы обсуждались на научно-технической конференции в г. Гурьеве (май 1959 г.).



В своих решениях конференция отметила, что главной задачей геологопоисковых, геофизических, разведочных и научно-исследовательских работ в Казахстане является открытие крупных нефтяных и газовых месторождений, чему должно способствовать усиление регионального геолого-геофизического изучения обширных территорий Прикаспийской впадины, ее обрамлений и смежных областей — Южного Мангышлака и Устюрта.

Конференцией был рассмотрен и одобрен план комплексных региональных геолого-геофизических исследований, структурно-поискового, опорного и параметрического бурения, совместно подготовленный ВНИГРИ, ВНИГНИ, ВНИИ геофизикой и ВНИИ газом.

В числе других задач перед региональными геофизическими исследованиями ставилась задача выявления районов с относительно неглубоким залеганием подсолевых отложений с целью осуществления в текущем семилетии бурения сверхглубоких скважин для выяснения перспектив нефтегазоносности этих отложений.

В постановлении Совета Министров СССР (декабрь, 1959 г.), посвященном усилению поисково-разведочных работ на нефть и газ на территории Прикаспийской впадины, было отмечено важное значение быстрейшей оценки перспектив нефтегазоносности Прикаспийской впадины для организации на ее территории в широких масштабах работ по поискам и разведке крупных нефтяных и газовых месторождений. Научно-исследовательским организациям совместно с производственными организациями бывш. Министерства геологии и охраны недр СССР было предложено разработать генеральный план региональных, геологопоисковых и разведочных работ. Одновременно предусматривалось бурение в центральной части Прикаспийской впадины двух опытных (опорных) скважин глубиной до 7000 м.

В 1960 г. генеральный план региональных работ был рассмотрен и утвержден бывш. Министерством геологии и охраны недр СССР.

В связи с открытием в юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины на территории Южно-Эмбенского и Темирского районов сравнительно крупных нефтяных месторождений (Прорва, Кенкияк) еще более усиливается внимание к этим районам, с ними по-прежнему связывается одно из основных направлений геологоразведочных работ.

Широко поставленные в последние десять лет сейсмические исследования, сопровождаемые глубоким разведочным бурением на территории Южно-Эмбенского регионального гравитационного максимума, позволили выявить в его пределах крупное погребенное палеозойское поднятие, осложненное серией локальных пологих структур. Разведочными скважинами на них вскрыты отложения карбона и девона, в которых встречены нефте- и газопроявления. При испытании в отдельных скважинах были получены притоки горючего газа и тяжелой нефти. Эти первые прямые признаки заслуживают большого внимания. Последующие работы могут привести к открытию месторождений в отложениях карбона и девона.

Все это свидетельствует о перспективности принятого главного юго-восточного направления поисково-разведочных работ в Южно-Эмбенском и Темирском районах и настоятельной необходимости расширения поисков новых месторождений на всей обширной территории, раскрывающейся в южном направлении.

Наметившееся разногласие во взглядах на геологическое строение Южно-Эмбенского поднятия имеет большое практическое значение. Если здесь развиты линейные складки и фации геосинклинали типа, то поиски нефти здесь не имеют смысла, если же мы имеем внутриплатформен-

менную складчатость типа Днепровско-Донецкой впадины или условия, близкие к платформенным (хотя бы в карбоне), то поиски нефтяных месторождений представляют несомненный интерес.

Обнаруженные здесь признаки нефти и газа в девоне и карбоне имеют значение и для оценки перспектив нефтегазоносности сопредельных районов Устюрта и Прикаспийской впадины.

Многолетние поисково-разведочные работы на п-ове Мангышлак завершились в 1961 г. открытием на Южном Мангышлаке крупных нефтяных месторождений Жетыбай и Узень.

В настоящее время, когда уже открыты первые крупные месторождения и доказано их большое промышленное значение, начальный этап, связанный с выходом в эти неосвоенные безводные пустынные и слабо изученные районы, удаленные от Гурьева на многие сотни километров, далеко не всегда по достоинству оцениваются. Хотя именно наиболее трудным было преодоление десятилетиями складывавшихся представлений и традиций о необходимости концентрации геологоразведочных работ вблизи от существующих технико-хозяйственных баз и транспортных магистралей. Вполне естественно, что выход в новые районы был связан с большими организационно-хозяйственными трудностями и вызывал сопротивление. Автору самому пришлось приложить немало усилий, чтобы преодолеть эти трудности и осуществить выход в новые районы.

Открытиям месторождений предшествовал длительный и трудоемкий этап научно-исследовательских работ, теоретически обосновавших возможность открытия в этом районе крупных месторождений, и поисковых работ, установивших наличие здесь богатых признаков нефти и газа в сочетании с благоприятным характером разреза и хорошими структурными условиями.

Нельзя ставить в вину геологам — инициаторам работ на Мангышлаке, что первые разведанные структуры не оказались продуктивными и первые скважины не дали фонтаны нефти и газа. Однако этот первый этап рекогносцировочных исследований позволил на Жетыбае и Узени после весьма небольших по объему и непродолжительных по времени разведочных работ получить блестящие результаты.

С открытия месторождений Жетыбай и Узень и значительных по запасам месторождений Прорва и Кенкияк в прибортовых зонах Прикаспийской впадины (на периферии Южно-Эмбенского поднятия и в Западном Примугодjarье) начинается принципиально новый этап в развитии нефтяной и газовой промышленности Казахстана.

В масштабах двадцатилетнего перспективного плана развития народного хозяйства СССР Казахстан несомненно займет одно из ведущих мест по добыче нефти. Задача нефтяников найти наиболее эффективные пути достижения уровня добычи нефти и газа до 25—50—100 млн. т.

---



## Глава II

### СТРАТИГРАФИЯ

Основы современной схемы стратиграфии Западного Казахстана созданы работами крупных геологов бывш. Геологического комитета — Н. И. Андрусова, С. И. Миронова, М. В. Баярунаса, Н. Н. Тихоновича, А. Н. Замятина, А. Д. Нацкого и других.

Исследованиями этих ученых в начале текущего столетия установлены основные стратиграфические комплексы верхнего палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

Наибольшей детализации подверглись образования меловой системы, в разрезе которой в отдельных районах Западного Казахстана удалось выделить не только ярусы, но и фаунистические зоны. Создание стратиграфической схемы верхнего ее отдела проводилось при участии А. Д. Архангельского.

Отложения других стратиграфических комплексов, в своем большинстве, выделялись в объемах отделов или даже систем.

В послереволюционный период развернувшиеся геологоразведочные работы на нефть и фосфориты в восточной части Прикаспийской впадины дали возможность несколько уточнить отдельные вопросы стратиграфии этой площади. Этими исследованиями в основном было произведено изучение палеозойских образований Актюбинского и Оренбургского Приуралья. К ним, в первую очередь, следует отнести работы В. Е. Руженцева, выделившего ряд стратиграфических подразделений в нижнем палеозое и установившего ряд зон в перми.

В то же время большая группа сотрудников НГРИ (ныне ВНИГРИ) — Л. Г. Даин, Н. Н. Дампель, В. Н. Казанцев и др. — и ЦНИЛ треста Эмба нефть (Э. А. Аврова) под руководством А. В. Фурсенко приступила к изучению фауны фораминифер мезозоя Эмбы с целью их использования для стратиграфических сопоставлений. Несколько позже они были продолжены Н. А. Калинин, В. Г. Морозовой и другими исследователями.

Эти работы дали возможность установить руководящие комплексы фораминифер для основных стратиграфических комплексов верхней юры, мела и палеогена.

Попутно с этим в НГРИ и ЦНИЛ треста Эмба нефть начались работы по установлению петрографических коррелятивов стратиграфических горизонтов мезозоя (работы В. А. Атанасяна, Р. Г. Дмитриевой, И. П. Егорова и др.).

В предвоенное время сотрудниками Института горючих ископаемых АН СССР производилось уточнение стратиграфии нефтеносных районов Западного Казахстана (Южная Эмба, Северная Эмба) в связи с обобщениями геологических материалов по соляным куполам Урало-Эмбенской области.

В результате этих исследований отдельными авторами (А. Л. Яншин, М. М. Жуков и др.) были решены некоторые вопросы стратиграфии. Например, уточнена граница между нижним и верхним мелом в Северо-Эм-

бенском районе, выделены основные стратиграфические подразделения палеогена, неогена и четвертичных отложений. Нельзя, однако, признать удачной попытку сотрудников этого института В. С. Чернوبرова и И. А. Юркевича по расчленению пермотриасовых и юрских образований нефтеносных площадей Южной Эмбы.

Выделенные этими геологами свиты и стратиграфические горизонты основаны на довольно бедном материале, заимствованном главным образом из буровых журналов. Предложенные ими стратиграфические схемы не были увязаны с электрокаротажем и во многом являлись ошибочными.

В этот же период времени на Мангышлаке, вплоть до начала Великой Отечественной войны, проводилось изучение стратиграфии В. В. Мокринским, С. Н. Алексеичком, Н. П. Лупповым, А. П. Ильиной и другими попутно с проводимыми ими геологосъемочными и поисковыми работами.

В итоге этих исследований была уточнена стратиграфическая схема пермских, мезозойских и кайнозойских отложений этого района.

В конце тридцатых годов и в годы Великой Отечественной войны во ВНИГРИ и ЦНИЛ объединения Казахстаннефть проводилось комплексное изучение юрских и меловых отложений. Оно основывалось на данных ископаемых органических остатков (фауны, флоры), литологии и электрокаротажа (Г. Е.-А. Айзенштадт, Ю. П. Никитина, С. Н. Колтыпин, Н. А. Калинин, М. Ф. Осипов, М. Н. Баранов, Н. А. Аксенов).

В работе по составлению этих схем, а также по их дальнейшей детализации в послевоенные годы принимали участие палеонтологи ВНИГРИ и ЦНИЛ объединения Казахстаннефть — В. П. Василенко, Е. В. Мятлюк, Ф. В. Киприянова, Н. Ф. Банцекина, П. Т. Рыгина, В. С. Малявкина. Укажем, что в предвоенное время были созданы первые схемы стратиграфии пермотриаса нефтеносных площадей Западного Казахстана (схемы Н. А. Храмова, Н. А. Швембергера и М. Б. Кадисова). Причем схемы стратиграфии Н. А. Швембергера и М. Б. Кадисова были увязаны с данными электрокаротажа.

В послевоенные годы методика комплексного изучения отложений была применена при изучении стратиграфии верхнеюрских и пермотриасовых отложений (Е. И. Соколова). В итоге этих исследований удалось значительно уточнить стратиграфические схемы этих образований (уточнить объемы отдельных ярусов верхней юры, выделить пермские и триасовые отложения и слагающие их свиты). Работы по изучению стратиграфии пермских и триасовых образований Западного Казахстана проводятся и в настоящее время.

В эти же послевоенные годы во ВНИГРИ и ЦНИЛ объединения Казахстаннефть проводились работы по изучению палеогеновых и неогеновых отложений (работы Н. К. Трифонова, Ю. П. Никитиной, Ф. В. Киприяновой, Н. К. Быковой, П. Т. Рыгиной, И. П. Егорова, В. Г. Березуцкой и др.). К сожалению, стратиграфические схемы этих систем, основанные на данных ископаемых моллюсков с одной стороны, фораминифер и остракод — с другой, недостаточно увязаны между собой, а также с промыслово-геофизическими материалами.

Новые данные об объемах и распространении некоторых стратиграфических комплексов мезозоя и кайнозоя в это же время были получены геологами Всесоюзного аэрогеологического треста (Л. Б. Аристархова, В. С. Журавлев и др.).

На Мангышлаке, начиная с 1947 г. и в последующие годы, геологами ВНИГРИ (А. А. Савельевым, Е. В. Ливеровской, Н. Ф. Кузнецовой, Н. К. Трифоновым, Н. Ю. Клычевой, В. П. Василенко, Н. К. Быковой и др.), Лаборатории геологии угля АН СССР (В. В. Мокринский и др.),



Всесоюзного аэрогеологического треста (А. Е. Шлезингер, И. С. Плещеев и др.), Западно-Казахстанского геологического управления (В. П. Токарев, В. В. Космодемьянский и др.) проводилось изучение стратиграфии пермских, мезозойских и кайнозойских отложений.

Отмеченные стратиграфические исследования проводились как самостоятельно, так и при выполнении геологопоисковых и разведочных работ. Наибольшей детализации подвергались стратиграфические схемы мела и палеогена. Здесь с помощью ископаемых фораминифер удалось выделить ряд новых фаунистических горизонтов.

В Западном Казахстане к числу стратиграфически наиболее полно изученных районов относится Южно-Эмбенский (Южно-Эмбенский солянокупольный район и Южно-Эмбенское поднятие), разрез которого и был принят нами за основу при составлении данного стратиграфического очерка. Однако и в этом районе из-за недостаточного числа скважин и плохого выноса керна отдельные вопросы стратиграфии остаются нерешенными.

Наиболее древними отложениями, вскрытыми в разведочных скважинах на Южно-Эмбенском поднятии, являются фаунистически охарактеризованные породы среднего (?) и верхнего девона.

Стратиграфия карбона для этого же района разработана со всей возможной полнотой (Т. И. Шлыкова, Н. Н. Лапина, Д. Л. Степанов).

Сакмарские отложения в Прикаспийской впадине еще не вскрыты, а из-за отсутствия фауны не ясно стратиграфическое положение толщи, относимой условно к артинским отложениям (в районе опорной скв. 5 Тугаракчан); для кунгурского яруса, который скважинами нигде полностью не пройден, не установлены границы и объем.

В верхней перми казанский и татарский ярусы недостаточно охарактеризованы фауной, поэтому граница между ярусами не уточнена; литология слабо изучена из-за отсутствия керна.

Триас достаточно хорошо изучен, только нижняя граница его, из-за отсутствия фауны и каких-либо других коррелятивов, не уточнена.

В юре остается неясным вопрос об ааленском ярусе; лейас также выделен в значительной мере условно; байос, бат и верхняя юра относительно хорошо изучены; не решен вопрос о ветлянском горизонте.

В дальнейшем необходимо уточнить границы датского яруса. В третичных отложениях, из-за отсутствия керна нового материала, еще не изучены мощные разрезы палеогена в приморской (Новобогатинской) зоне и неоген на всей площади Прикаспия. Таково в самых общих чертах состояние изученности разреза.

На солянокупольной площади Прикаспийской впадины вскрыты бурением и обнажены на дневной поверхности осадочные образования, начиная с кунгура до современных включительно. Породы более древних комплексов девона, карбона и нижней перми установлены лишь на ближайших обрамляющих ее площадях. Ниже по разрезу, в области прогибания Северного Прикаспия, должны быть развиты осадки сулура и кембрия, залегающие как и в других глубоко опущенных частях Русской платформы, на докембрийском складчатом фундаменте. Глубина его залегания в центральной, наиболее прогнутой части впадины по геофизическим данным может превышать 12 км.

#### ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Наиболее древний известный в настоящее время на территории Южно-Эмбенского регионального гравитационного максимума девонский комплекс отложений впервые был вскрыт в 1956 г. на Туресае. В разведочной скв. 7 на глубине 2273 м под бат-байоскими слоями были

пройдены осадки нижнего карбона, мощностью 91 м, и встречены отложения фаменского и франского ярусов верхнего девона. Позднее девонские отложения были встречены разведочными скважинами в районе Жанасу, расположенном в 65 км на восток-северо-восток от Туресая. Здесь в скв. 10 и 11, заложённых, соответственно, в своде и на крыле поднятия, под отложениями нижнего карбона, мощностью 150—200 м, были вскрыты породы среднего (?) и верхнего девона.

Вскрытая мощность девонских отложений составляет около 690 м.

### Средний (?) отдел (рис. 3)

Самая нижняя часть девона, вскрытого бурением на Южно-Эмбенском поднятии, представлена толщей органогенных и доломитизированных известняков, буро-серых и коричневатых-серых глин, песчаников, алевролитов и гравелитов. Отмечаются редкие прослои брекчиевидного конгломерата из плохо отсортированных обломков и галек различных пород (яшмы, известняки и др.).

Находки фауны, из которых отдельные формы имеют среднедевонский облик или напоминают его (*Coeloenellina* sp., *Amphissites* sp., *Knociella* sp. n. 2, *Bairdia* sp. sp. и др.) дают основание условно относить эти отложения к среднему девону.

Вскрытая мощность отложений среднего (?) девона равна 240 м. Достоверные отложения среднего девона установлены на территории восточного, северного, северо-западного и западного бортов Прикаспийской впадины. На площади восточного ее борта среднедевонские образования сложены кислыми эффузивами, туфами и туфогенными породами, песками, глинами, известняками, галечниками и конгломератами различных пород, мощностью свыше 1500 м.

В строении северного, северо-западного и западного бортов Прикаспийской впадины принимают участие терригенные (пески, песчаники, глины, участками обогащенные гальками различных пород) и карбонатные отложения (мергели и известняки) с прослоями гипсов, ангидритов и доломитов, мощностью свыше 1000 м.

### Верхний отдел

#### Франский ярус

Отложения этого возраста представлены толщей терригенных и карбонатных пород, содержащей алевролиты, алевролитовые глины, известняки и мергели.

В глинах отмечаются прослои мергеля слабо алевролитистого тонкослоистого с мелкими равномерно рассеянными пятнами гидроокислов. Слоистость обусловливается неравномерным распределением глинистого и карбонатного материала в породе.

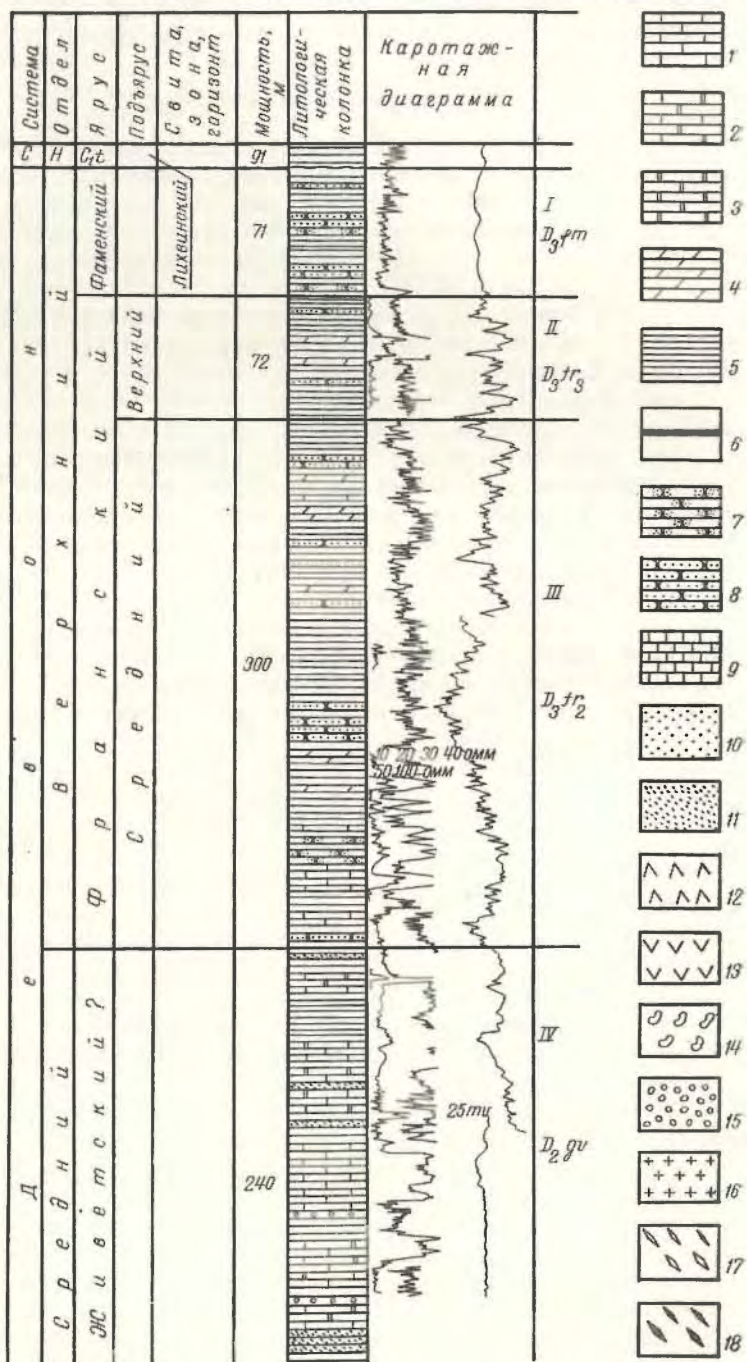
В нижней части разреза в толще глин, песчаников и алевролитов заметно возрастает количество прослоев известняков, местами органогенных и доломитизированных. Встречаются прослои известняковой брекчии, сложенной угловатыми и угловато-округленными обломками органогенных известняков (размером 0,2—10 мм) и сцементированных мелко- и среднезернистым кальцитом. В породе присутствуют мелкие зерна пирита. В глинах и алевролитах часто наблюдаются зеркала скольжения.

Возраст отложений франского яруса сравнительно хорошо обоснован находками фауны и флоры. В алевролитах с глубины 2395—2460 м



(Жанасу, скв. 11), изобилующих фауной мелких бухпол, были выделены *Buchiola halli* Clark, *B. stiprosa* Clark и *B. cf. retrostriata* Buch. что позволяет датировать эти отложения как домашиковые слои франского яруса.

Спорово-пыльцевой комплекс, выделенный в образцах с глубины 2440—2473 м в скв. 7 Туресая характеризуется преобладанием спор



паноротишкообразных группы *Zonotriletes* и присутствием пыльца *Archaeoperisaccus*: *Trachytriletes solidus* N a u m., *Lophotriletes rugosus* N a u m., *l. turbinatus* N a u m., *Archaeoperisaccus menneri* N a u m. и др., что позволяет относить отложения, содержащие эти формы, к верхней и средней части франского яруса. Об этом же свидетельствует выделенный комплекс остракод: *Bairdia* aff. *ishimensis* E g o r., *B.* aff. *rjabini* E g o r., *B.* aff. *galinae* E g o r., *Acratia* ex gr. *silihcula* P o l., *Selebratina* sp. sp.

В органогенных известняках с глубины 2541—2575 м в скв. 11 Жанасу встречены *Atrypa* ex gr. *reticularis* L., *A.* ex gr. *aspera* S c h l o t h. и *Schizophoria* sp. (?) франского облика. Вскрытая мощность франского яруса равна 372 м.

Отложения франского яруса выделены также на восточном, северном, северо-западном и западном бортах Прикаспийской впадины.

На площади восточного борта они сложены переслаиванием кремнистых пород трепелов, диатомитов, опок с прослоями глин, песков, известняков, галечников и конгломератов различных пород. На северном борту они представлены главным образом известняками и доломитами, на северо-западном и западном бортах — переслаиванием доломитов с известняками, глинами и песками.

### Фаменский ярус

Отложения фаменского яруса представлены терригенной толщей пород, состоящей из глин, песчаников и алевролитов и прослоев конгломератов. Глины алевролитистые буро-красовато-коричневого цвета, оскольчатые. Песчаники мелкозернистые темно-серого цвета, участками с тонкими прожилками кальцита и включениями растительных остатков. Алевролиты буро-серого цвета с хлоритово-кремнистым цементом. Конгломерат состоит из галек (0,1—0,3 и до 50 мм) преимущественно черного цвета. Галька обычно полуокатанная, угловато-окатанная, реже окатанная. Цементом служит неравномернозернистый песчаник, карбонатный и глинистый. В конгломерате встречены гальки окремненного и ожелезненного пещового туфа, порфирита (?) и андезита. В гальках отмечаются нередко прожилки, выполненные халцедоном.

В скв. 7 Туресая в глинах с глубины 2410—2415 м была найдена *Posidonia venusta* M ü n s t e r, позволившая отнести эти слои к верхам фаменского яруса. В скв. 10 Жанасу в образце с глубины 2725—2729 м был встречен трилобит *Cyrtosymbole (Calybole) nepia* R. et E. R i c h t e r верхнефаменского возраста.

На верхнефаменский возраст этих отложений также указывают встреченные здесь остракоды *Richterina (Richterina) striatula* (R h e i n b., R i c h t e r), *R. (Fossirichterina)* sp.

Рис. 3. Сводный стратиграфический разрез. Девонские отложения.

1 — известняки; 2 — известняки доломитизированные; 3 — доломит; 4 — мергель; 5 — глины; 6 — прослой угля; 7 — песчаники; 8 — алевролиты; 9 — мел; 10 — пески; 11 — алевроиты; 12 — ангидриты; 13 — гипсы; 14 — гравелиты; 15 — конгломераты; 16 — соль; 17 — сильвинит; 18 — карналит. (Те же усл. обозначения и для рис. 4—12).

I — D<sub>3</sub>f<sub>m</sub> — толща алевролитистых глин, песчаников и алевролитов. *Posidonia venusta* M ü n s t e r, *Posidonia* ex gr. *venusta* M ü n s t e r, *Buchiola* sp., *Archaeopteris* (?), остракоды; II — D<sub>3</sub>f<sub>2</sub> — переслаивание алевролитовых глин и алевролитов, прослой мергеля, споры и пыльца средне- и верхне-франского облика. Остракоды рода *Entomozoe*; III — D<sub>3</sub>f<sub>2</sub> — толща терригенных пород, содержащая прослой алевролитов, песчаных и алевролитовых глин, мергелей и известняков алевролитистых, глинистых и органогенных (в подошве), отдельные прослой известковистых и алевролитистых песчаников. *Bactrites* sp., *Entomis* sp., *Buchiola* sp., *Buchiola halli* C l a r k e, *Buchiola stuprosa* C l a r k e, *Buchiola* cf. *retrostriata* B u c h., *Chonetes* sp., *Liarhynchus* sp., *Lingula subparallela* S a n d b., *Pelecypoda* gen. et sp. indet., *Styliolina* sp., *Bactrites* sp., остракоды и фораминиферы; IV — D<sub>2</sub>g<sub>v</sub> — переслаивание глин алевролитистых и известняков органогенных, доломитизированных в нижней части разреза гравелит. *Atrypa* ex gr. *reticularis* L., *Atrypa* ex gr. *aspera* S c h l o t h., *Chonetes* sp., фораминиферы и остракоды.



Вскрытая мощность фаменского яруса составляет 71 м.

Одной из характерных черт вскрытого разреза девона на Туресае и Жанасу является наличие, по данным керна, больших углов падения слоев. При этом отмечено, что с глубиной углы падения пород в скв. (Туресай) уменьшаются от 60 до 25°. В скв. 11 (Жанасу) вначале углы падения увеличиваются с 22 до 90°, а затем с глубиной уменьшаются до 45°.

Образования фаменского яруса установлены также на территории восточного, северного и западного бортов Прикаспийской впадины.

На площади восточного борта они сложены известняками, участками песчанистыми, доломитами, глинами, песками и кремнистыми породами. На северном и западном бортах — известняками, мергелями и доломитами.

### КАМЕННОУГОЛЬНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ (рис. 4)

Каменноугольные отложения Южно-Эмбенского поднятия представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним. Общая мощность пород каменноугольной системы, вскрытых здесь скважинами, достигает 1685 м.

В разрезе нижнекаменноугольных отложений присутствуют турнейский и визейский ярусы, а также намюрский ярус в объеме протвинского горизонта. Вскрытая мощность нижнего карбона составляет около 1000 м (992 м). Средний карбон на Южно-Эмбенском поднятии представлен московским ярусом, в котором выделены каширский, подольский и мячковский горизонты.

Общая мощность среднего карбона 443 м.

Во вскрытом разрезе верхнекаменноугольных отложений присутствуют касимовский и гжельский яруса общей мощностью 250 м.

Расчленение каменноугольных отложений, так же как и девонских, произведено по аналогии с одновозрастными отложениями восточных районов Русской платформы, учитывая сходство их фаунистического и литологического состава.

Стратиграфическое подразделение основано на изучении фауны брахиопод, фораминифер, спорово-пыльцевом анализе.

#### Нижний отдел

##### Турнейский ярус

В основании каменноугольных отложений вскрыты осадки турнейского яруса, представленные чередованием серых и темно-серых глин алевролитистых, неслоистых, реже тонкослоистых, твердых песчаников неравномернозернистых и алевролитов глинистых. Отмечаются прослой гравелита и конгломерата из плохо отсортированных неокатанных, слабо и хорошо окатанных галек черного цвета.

Вскрытая мощность турнейского яруса в объеме чернышинского и лихвинского (?) подъярусов равна, примерно, 200 м.

В отложениях турнейского яруса были обнаружены: *Rugosochonetes* ex gr. *malevkensis* Кок, *Lamellispirifer* sp. и группы спор и пыльцы, содержащие формы руководящего комплекса агеевской толщи Подмосковского бассейна. Найден также *Dictyoclostus* sp., представители которого встречаются в турне.

Турнейские отложения также установлены в пределах бортовых частей Прикаспийской впадины. На площади восточного борта они сложены переслаиванием песков, глин, известняков и конгломератов раз-

личных пород. На северном борту — известняками, участками битуминозными, на северо-западном — глинами, известняками, доломитами, на западном борту — глинами и известняками.

### Визейский ярус

В разрезе нижнекаменноугольных отложений Южно-Эмбенского подъятия визейский ярус представлен яснополянским, окским и серпуховским подъярусами, в которых выделяются угленосный, тульский, алексинский, михайловско-веневский и тарусско-стешевский горизонты.

В основании визейского яруса залегает угленосный (бобриковский) горизонт, сложенный чередованием глин, песчаников, алевролитов и мергелей. Глины алевролитистые, слабо карбонатные; песчаники мелко- и среднезернистые, полимиктовые с известковистым цементом; алевролиты песчанисто-глинистые, слабо известковистые; мергели слабо песчаные. Часто встречаются прослой конгломератов и гравелитов. Мощность горизонта превышает 300 м. Возраст этой толщи пород, по найденным в ней *Orthotetinae* gen. et sp. indet., *Chonetes* sp. и *Gigantoproductus* sp. датируется как нижний визе, и, в известной мере предположительно, как угленосный горизонт. Из этих же отложений был определен отпечаток стебля *Asterocalamites* cf. *transitionis* R h o e m., который встречается не выше визе.

Охарактеризованная образцами верхняя часть тульского горизонта представлена чередованием известняков органогенных, участками органогенно-обломочных и фораминиферовых неравнозернистых темно-серых и коричневато-бурого цвета, песчаников средне- и крупнозернистых и реже глин тонкослоистых и конгломератов. Конгломераты песчанисто-гравелитовые с известковым, частично доломитовым цементом типа выполнения пор.

Среди обломков (от 0,3 до 12 мм) органогенные известняки, яшмы, глинисто-кремнистые породы. Вскрытая мощность — 52 м. Встреченный комплекс фораминифер — *Eostaffella breviscula* G a n., *E. ex gr. mosquensis* V i s s., *Endothyra* ex gr. *crassa* B r a d y, *End. wjasmaensis* G a n., *End. cf. geniculata* G a n., *End. ex gr. globulus* (E i s h w.) и др. формы — указывает на тульский возраст этих отложений.

Алексинский горизонт окского подъяруса сложен известняками органогенными, серыми, темно-серыми и буровато-коричневыми, известняками органогенно-шламовыми, с гальками водорослевых и органогенных известняков с прослоями глинистых известняков. Известняки перекристаллизованные, окремненные. Встречаются прослой мергелей, глин, гравелитов и конгломератов. Вскрытая мощность 140 м.

В светло-серых известняках были встречены брахноподы: *Striatifera* aff. *spinifera* (P a e s k.), *Str. striata* (F i s c h.), *Chonetes (Plicochonetes) nanaeformis* sp. n., *Avonia youngiana* (D a v.) и *Camarotoechia* cf. *pleurodon* (P h i l l.) и комплекс фораминифер: *Parastaffella* cf. *concinna* S c h l y k., *P. cf. sublimis* S c h l y k., *Millerella pressula* G a n. и многие другие формы, свидетельствующие об алексинском возрасте этих пород.

Михайловско-веневский горизонты представлены известняками органогенно-обломочными, участками водорослевыми, серыми и светло-серыми неравнозернистыми, местами брекчиевидного строения, сильно перекристаллизованными с прослоями песчаников. Вскрытая мощность 155 м. В известняках этой части разреза были определены *Striatifera striata* (F i s c h.), *Str. striata* (F i s c h.) var. *einori* L a p. nom. nov. и *Spirifer* sp. indet. Эти формы, а также комплекс фораминифер,



Система		Отдел		Ярус	Подъярус	Свита, в ф. н. а. горизонт	Мощность м	Литологическая колонка																																																																																																																																		
Р.	Н.	Н.	Р.																																																																																																																																							
К	а	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а	805	I																																																																																																																			
																								С	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а	57	II																																																																																												
																																															С	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а	193	III																																																																					
																																																																						С	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а	107	IV																																														
																																																																																													С	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а	233	V																							
																																																																																																																				С	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а	100	VI

Рис. 4. Каменноугольные отложения.

I — P<sub>1a</sub> — нижняя часть: переслаивание конгломератов, в основании состоящих из мелкой черной гальки, цемент карбонатный, глины песчаные, карбонатные, прослой мергеля; II — C<sub>3g</sub> — переслаивание оолитов, известняков, песчаников с редкой галькой и конгломератов, состоящих из обломков кремнистых и яшмовидных пород; III — C<sub>3k</sub> — известняки органогенные светло-коричневого цвета, неравномерно зернистые с редкими включениями черной и коричневой хорошо окатанной гальки. Комплекс форамнифер верхнего карбона, *Triticites acutus*, *Tr. arcticus*; IV — C<sub>2</sub><sup>m</sup> — известняки светло-коричневого, коричневатого-красного и почти белого цвета, местами с отпечатками фауны плохой сохранности. Комплекс форамнифер мячковского горизонта *Choristites mosquensis* F i s c h., *Martinia* sp.; V — C<sub>2</sub><sup>Id</sup> — переслаивание органогенных известняков серого и коричневатого-красного цвета и песчаников от светло-серого до черного цветов, алевролитовых с карбонатно-глинистым цементом, мелкозернистых с редкими прослоями глин темно-серых, песчано-алевритовых, карбонатных и мергеля слабо алевролитового; в подошве прослой конгломерата, состоящего из хорошо окатанной гальки преимущественно черного и коричневого цвета; цемент известковистый. *Choristites* ex gr. *sowerbyi* F i s c h., *Athyris ambigua* (S o w.), комплекс форамнифер подольского горизонта; VI — C<sub>2</sub><sup>k</sup> — известняки глинисто-алевритовые, участками доломитизированные, темно-серого цвета, очень крепкие с прослоями мергеля, серых, почти черных глин и конгломерата. Комплекс форамнифер каширского горизонта; VII — C<sub>1</sub><sup>2-3</sup> + C<sub>1n — известняки белого и светло-коричневого цвета перекристаллизованные, крепкие с остатками фауны плохой сохранности; прослой глин и известковистой брекчии, сложенной из обломков органогенных известняков. *Productus* sp., *Striatifera striata* (F i s c h.), *Athyris* cf. *expansa* (P h i l l); комплекс форамнифер протвино-стешевского горизонта;</sub>

Система		Отдел		Ярус	Подъярус	Свита, в ф. н. а. горизонт	Мощность м	Литологическая колонка																																																																																																																																																									
Р.	Н.	Н.	Р.																																																																																																																																																														
К	а	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а	155	VIII																																																																																																																																										
																								С	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а	140	IX																																																																																																																			
																																															С	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а	52	X																																																																																												
																																																																						С	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а	333	XI																																																																					
																																																																																													С	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а	107	XII																																														
																																																																																																																				С	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а	91	XIII																							
																																																																																																																																											С	р	е	д	н	и	й	б	о	р	н	й	В	е	р	н	й	С	3g	Р	а		XIV

VIII — C<sub>2</sub><sup>vn+mkh</sup> — органогенные известняки серого и светло-серого цвета, перекристаллизованные, неравномернозернистые, местами брекчиевидной структуры. *Spirifer* sp. *indet.*, *Striatifera striata* (F i s c h.), *Striatifera striata* (F i s c h.) var. *eineri* L a p. nom. nov. IX — C<sub>1</sub><sup>2al</sup> — органогенные известняки средне- и мелкозернистые светло-серого и слабокоричневого цвета, в верхней части прослой мергелей глинистых, слабо алевролитовых. *Striatifera* aff. *spinifera* (P a e s k.), *Striatifera striata* (F i s c h.), *Chonetes (Plicochonetes) nanaeformis* sp. n., *Aronia youngina* (D a v.), *Camarodoecia* cf. *pleurodon* (P h i l l.), *Martinia* ex gr. *glabra* (M a r t.); комплекс форамнифер алексинского горизонта; X — C<sub>1</sub><sup>2tl</sup> — переслаивание органогенных известняков серых и светло-коричневых, сильно перекристаллизованных с многочисленными следами фауны и с включениями мелкой гальки и мергелей почти черных, слабо песчаных. *Gigantoproductus* sp., *Striatifera* sp., *Linooproductus* sp., *Dictyoclostus* sp.; комплекс форамнифер тульского горизонта; XI — C<sub>1</sub><sup>2h</sup> — переслаивание алевролитов, песчаников, конгломератов, гравелитов и глин; песчаники и алевролиты от серого до темно-серого цветов, плотные, с многочисленными растительными остатками; конгломераты состоят из крупной и мелкой гальки, местами замещаются крупными, плохо окатанными обломками пород. Гравелиты песчаные с полимиктовым составом обломочного материала и кальцитовым цементом; глины алевролитовые и песчано-алевритовые темно-серые, почти черного цвета, плотные с многочисленными растительными остатками. *Ortholetinae* gen. et sp. *indet.*, *Chonetes* sp., *Gigantoproductus* sp.; флора, обрывки древесной части растений, стебель, *Asterocalamites* cf. *transitiois* R h o e m.; XII — C<sub>1</sub><sup>1-2</sup> — переслаивание глин алевролитовых темно-серого, почти черного цвета, конгломератов, состоящих из преимущественно хорошо окатанной гальки черного цвета (цемент песчаный) и песчаников неравномерно-зернистых, крепких; споры и пыльца чернышинского подъяруса; XIII — C<sub>1</sub><sup>1-1</sup> — переслаивание глин темно-серых, плотных алевролитов с глинисто-хлоритово-кремнистым цементом и песчаников. *Lamellispirifer* sp., *Rugosochonetes* ex gr. *malerkensis* S o k.; споры и пыльца нижней части турнейского яруса; XIV — D<sub>3</sub> — толща алевролитовых глин песчаников и алевролитов. *Posidonia venusta* M ü n s t e r, *Posidonia* ex gr. *venusta* M ü n s t e r, *Buchiola* sp., *Archaeopteris* (?), остракоды.



в котором присутствуют: *Eostaffella prisca* R a u s., *E. proikensis* R a u s. var. *mistaensis* G a n., *Endothyra similis* R a u s. et R e i t l. var. *magna* R a u s. и другие указывают на михайловско-веневский возраст отложений, вмещающие их.

Выше залегают тарусско-стешевско-протвинский горизонты серпуховского и нижненамюрского подъярусов, слагаемые толщей известняков органогенно-обломочных фораминиферо-водорослевых, очень сильно перекристаллизованных, с редкими прослоями известняковой брекчии, глин и песчаников. Максимальная вскрытая мощность — 114 м. В органогенных известняках встречены в большом количестве экземпляры *Striatifera striata* (F i s c h.) и *Athyris* ex gr. *expansa* (P h i l l.), *Productus* sp., *Eostaffella ikensis* V i s s., *Endothyra crassa* B r a d y var. *sphaerica* R a u s. et R e i t l., *Archaediscus subbaschiricus* R e i t l., *Arch. pustulus* G r o z d. et L e b. и другие формы тарусско-стешевско-протвинского возрастов. В разрезах, вскрытых к настоящему времени в присводовых частях Южно-Эмбенского поднятия, не установлены самые верхние части нижнего карбона, башкирский ярус и верейский горизонт среднего карбона.

Породы визейского яруса установлены также на восточном, северном, северо-западном и западном бортах Прикаспийской впадины. На восточном ее борту они сложены песками, глинами, известняками с прослоями доломитов и конгломератов различных пород. К средней их части приурочены пласты углей.

На северном и северо-западном бортах визейские отложения представлены глинами и известняками, обогащенными в верхней части доломитами.

### Средний отдел

#### Московский ярус

Каширский горизонт московского яруса сложен известняками органогенно-обломочными, прослоями фораминиферо-криноидными, сильно перекристаллизованными, светло-серого, темно-серого и коричневатокрасноватого цвета; местами известняки глинистые, алевролитистые. Встречаются прослой глинистого мергеля, известковистых глин, песчаников и конгломератов из крупных (до 1 см) галек, средне- и хорошоокатанных, черного и темно-коричневого цвета.

Вскрытая мощность — 101 м. В комплексе фораминифер, обнаруженных в известняках этого горизонта, обнаружено характерное для кашпирских отложений сообщество видов: *Schubertella* cf. *magna* L e e et C h e n, *Profusulinella skelnevatica* P u t r j a, *Pr.* cf. *mutabilis* S a f., *Pr. saratovica* P u t r j a et L e o n t., *Pr. pseudolibrovitchi* S a f. var. *atelica* S a f., *Pseudostaffella gorskyi* D u t k.

Подольский горизонт представлен известняками органогенно-обломочными, местами алевролитистыми и песчанистыми, белого, серого и темно-серого цвета, участками коричневатокрасными, сильно перекристаллизованными. Известняки переслаиваются с песчаниками и алевролитами. Встречаются изредка прослой слабо алевролитистого и песчанника с включением мелкой хорошо окатанной гальки. Вскрытая мощность 233 м. В известняках и песчаниках этого горизонта было встречено большое количество раковин *Choristites* ex gr. *sowerbyi* F i s c h., весьма характерных для подольского горизонта Подмосковного бассейна, и *Athyris ambigua* (S o w.).

В известняках удалось также выделить комплекс фораминифер с характерными для подольского горизонта видами: *Fusulina samarica* R a u s. et B e l., *F.* cf. *bona* C h e r n. et R a u s., *Fusulinella* cf. *eopulchra*



R a u s., *Pseudostaffella ozawai* (L e e e t C h e n), *Fusiella pulchella*  
R a u s., *F. typica* L e e e t C h e n.

Заканчивается разрез среднего карбона известняками мячковского горизонта. В низах этой толщи залегают известняки светлые, почти белые, иногда с коричневатым оттенком, сложенные обломками органических остатков и гальками органогенных известняков. Известняки сильно перекристаллизованные. В верхней части горизонта известняки светлые и темно-коричневато-красноватые, сильно перекристаллизованные, с прослоями известняковой брекчии. Вскрытая мощность 107 м. В известняках этого горизонта были определены *Choristites mosquensis* F i s c h., форма, характерная для верхней части московского яруса (мячковский горизонт) Русской платформы и комплексы фораминифер мячковского облика.

Образования московского яруса имеются и на других бортах Прикаспийской впадины, хотя на большей части площади восточного борта они не установлены. На отдельных участках западных склонов Южного Урала и Мугоджар эти породы представлены песками и глинами с прослоями галечников и конгломератов различных пород; на северном, северо-западном и западном бортах — песками, глинами и известняками.

### Верхний отдел

#### К а с и м о в с к и й я р у с

Касимовский ярус верхнего карбона складывается известняками органогенными и органогенно-обломочными, светло-серыми, местами с розоватым или слабо коричневым, реже зеленоватым оттенком. В породе много остатков иглокожих, остракод и фораминифер. В основании горизонта вскрыта пачка обломочных известняков типа конгломерата из окатанных и угловато-окатанных обломков органических остатков. Известняки эти сильно перекристаллизованы и содержат много хорошо окатанной гальки черного и коричневого цвета. Вскрытая мощность колеблется от 133 до 193 м.

В известняках этого яруса встречены: *Triticites* sp., *Quasifusulina longissima* (M o e l l.), *Pseudotriticites* ? sp., *Protriticites pseudomontiparus* P u t r j a, *Pr. ovatus* P u t r j a, *Fusulinella schwagerinoides* (D e r g r a t), *F. schwagerinoides* (D e r g r a t) var. *adjuncta* S c h l y k. и многие другие формы, позволяющие относить эту толщу к верхней части касимовского яруса.

#### Г ж е л ь с к и й я р у с

К гжельскому (?) ярусу отнесены условно известняки и конгломераты, вскрытые в скв. 2а. В основании этой пачки залегает конгломерат из плохо-окатанных обломков кремнистых и яшмовидных пород, известняков мелко- и тонкозернистых с реликтами фауны, кварцитовидного песчаника, измененных эффузивов. Встречаются плоские гальки. Известняки оолитовые буровато-красные, светло-розовые. Для известняков характерна трещиноватость. В кровле залегает светло-серый, слабо сцементированный песчаник с угловатыми неокатанными обломками кремнисто-глинистых пород. Вскрытая мощность — 57 м.

Условия залегания каменноугольных отложений здесь очень спокойные, типично платформенные; углы падения в низах толщи не превышают 15°; кверху они постепенно выглаживаются. Изучение брахиоподовой фауны каменноугольных отложений района Южно-Эмбенского

поднятия, проведенное Н. Н. Лапиной и Д. Л. Степановым, и сравнение ее с разрезами центральных частей Русской платформы, указывает на единые физико-географические условия в морских каменноугольных бассейнах двух этих областей и сходство их геологического развития в течение рассматриваемого значительного отрезка времени, а следовательно, и об их непосредственной и тесной связи.

Длительный перерыв, который имел место между нижним карбоном и московским ярусом на большей части Русской платформы, проявился и в районе Южно-Эмбенского поднятия. Для времени образования осадков верхней части московского яруса отмечается одновременно достаточно прочная связь с Уральским бассейном; причем связь эта могла быть более тесной, чем например, связь морских бассейнов уральского и подмосковного. Об этом говорит присутствие в отложениях московского яруса уральских элементов фауны.

Анализ имеющегося фактического материала, полученного при бурении разведочной скв. 3 в Туресае, приводит к выводу, что эта территория в течение большей части каменноугольного периода была частью Русской платформы, являясь, по-видимому, ее непосредственным юго-восточным продолжением. Об этом свидетельствуют, кроме характера фауны, ее распределения в разрезе, литологии пород и их мощностей, также некоторые общие для этих двух областей моменты в истории их геологического развития. Породы верхнего карбона также установлены на окраинах Прикаспийской впадины. На восточном борту они представлены главным образом песками и глинами с прослоями известняков; на северо-восточном — известняками, на северном и западном бортах — известняками и доломитами.

#### ПЕРМСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ (рис. 5)

К пермским отложениям в Прикаспийской впадине относятся терригенные и карбонатные осадки предположительно артинского (?) возраста, мощная толща галогенных осадков кунгурского яруса и красноцветная песчано-глинистая толща верхней перми. Отложения артинского (?) яруса вскрыты в опорной скв. 5 в районе Тугаракчана. Отложения кунгурского яруса и верхней перми залегают на значительной глубине и приближаются к поверхности лишь в сводовой части солянокупольных поднятий. В сводах прорванных соляных куполов среди мезозоя и кайнозоя имеются выходы на поверхность кунгурских отложений.

Отложения кунгурского яруса вскрывались скважинами на многих куполах, но полностью еще нигде здесь не пройдены.

Подстилающие их отложения артинского (?) яруса известны лишь по окраинам впадины в районе Южно-Эмбенского поднятия, в районе Астрахани и по северному борту впадины.

Отложения верхней перми вскрыты только в последние годы при бурении глубоких разведочных скважин у крутых склонов куполов на значительном удалении от их современных сводов. Для них впервые составлен сводный нормальный разрез, в котором выделены отложения казанского и татарского ярусов, подразделенные на местные литологические комплексы.

#### А р т и н с к и й (?) я р у с

Под ангидритово-терригенной толщей кунгура, в скважинах Южно-Эмбенского поднятия встречена серия карбонатных и терригенных пород, предположительно отнесенная к артинскому ярусу. В состав ее входят



глины, известняки, прослоями доломитизированные, песчаники и довольно мощная пачка доломитов пористых, часто кавернозных, крепких.

В нижней части разреза — прослой конгломератов. Конгломераты состоят из крупных (размером 4—12 мм) неокатанных и угловатых обломков и мелкой слабо- и хорошоокатанной, чаще плоскоокатанной гальки черного цвета. Цемент карбонатный.

Под микроскопом они представлены обломками кремнисто-глинистых и кремнистых пород типа яшм и радиоляритов, реже обломками эффузивных пород типа порфиритов (сильно разрушенных) и кварцевых альбитофиров.

Песчаники алевритистые, полимиктовые, мелкозернистые с карбонатным цементом.

Глины алевритистые, темно-серого почти черного цвета, слабо карбонатные. Встречаются прослой мергеля.

Комплекс спор и пыльцы, обнаруженный в керне скв. 1а, расположенной в районе Тугаракчана, представлен *Ginkgocycadophytus caperatus* (L u b.) S a m., *G. erosus* (L u b.) S a m., *G. tunguskensis* (L u b.) S a m o j l., *Protohaploxyrinus perfectus* (N a u m.) S a m o i l., *P. proluxus* (L u b.) S a m o j l., *Caytoniales* sp., *Vittatina striata* L u b., *Azonalites* (*Tenuella*) *levis* L u b., *Az. microdictyus* L u b., *Azonotriletes gibberulus* L u b., *Azonotriletes resistens* L u b. и др.

Обнаруженный комплекс спор и пыльцы позволил отнести эти отложения к пермскому возрасту.

В скв. 1 встречен спорово-пыльцевой комплекс, в котором определены: *Ginkgocycadophytes caperatus* L u b. var. *spinousus* S a m o j l., характерные для артинских слоев. Но здесь же присутствуют *Vittatina vittifer* L u b e r, *Lebachia* и другие виды, встречающиеся в кунгуре.

Ниже в этой скважине были выделены *Azonalites fabaginus* S a m o j l. и *Zonotriletes procumbens* L u b e r, встречающиеся в перми.

На возможно артинский возраст толщи, подстилающей ангидритово-терригенные породы кунгура в скв. 1а, указывает найденный здесь *Rhynchopora varriabilis* S t u c k. Вскрытая мощность артинских отложений в опорной скв. 5 равна 238 м, в скв. 1а — 805 м.

Отложения артинского яруса сложены на площади восточного борта Прикаспийской впадины флишевыми, терригенными породами; северо-восточного — известняками и мергелями, содержащими в западной части прослой гипса и ангидритов; северного и северо-западного — доломитами, гипсами и ангидритами; юго-западного борта — песками, глинами и известняками.

### К у н г у р с к и й я р у с

К кунгурскому ярусу Южной Эмбы относится мощная толща соли и покрывающие ее отложения, известные под названием кепрока. По химическому составу во вскрытом разрезе соли выделены две части. Нижняя часть представляет собой почти чистую хлорнатриевую соль в виде плотной монолитной массы белого или светло-серого цвета, с мощными (до 50—78 м) пачками терригенных пород — глин, песчаников и песков с гальками. В верхней части отдельные пласты довольно значительной мощности сложены калийными солями (сильвинит, карналит). Толща соли вскрыта на 1000—2000 м. По сейсмическим данным ее мощность в штоках от 4000 до 9000 м, в межкупольных зонах — более 2000 м.

Залегающая выше гипс-ангидритовая толща, или кепрок, рассматривается как комплекс нормальных осадочных образований, частью измененных вторичными процессами, связанными с растворением верхов соляных штоков.

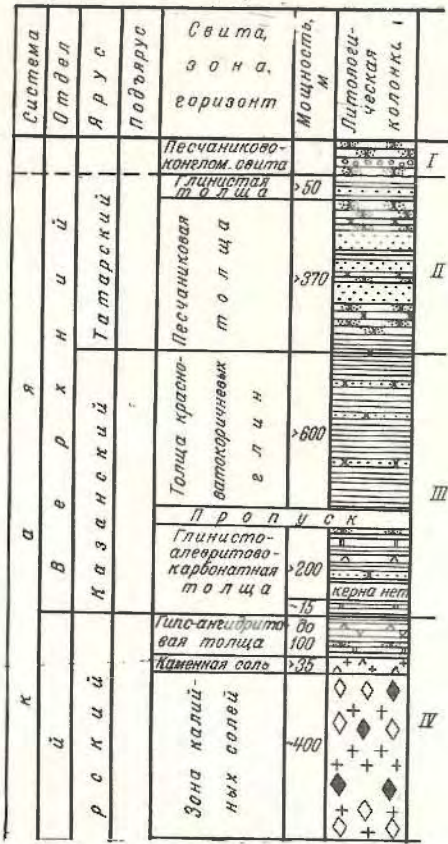
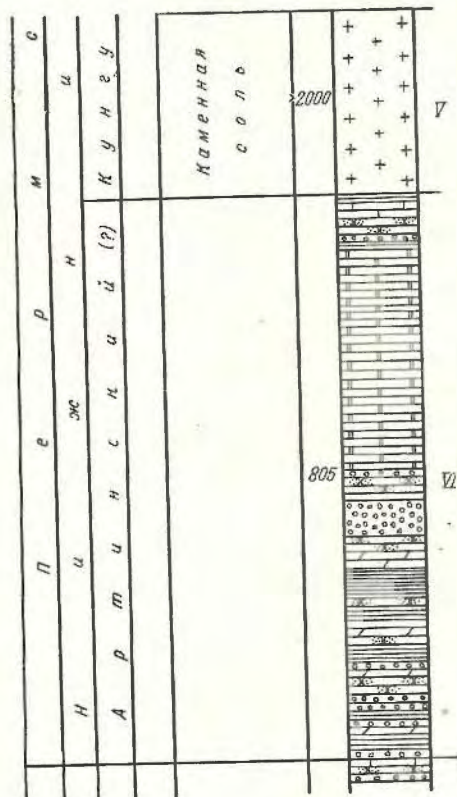


Рис. 5. Пермские отложения.

I — P<sub>2</sub>t — T<sub>1</sub>? — песчаники с прослоями конгломератов и глин; II — P<sub>2</sub>t — красновато-коричневые глины с участками серовато-зеленой; прослой песков (или песчаников); остатки мелких гастропод, эстерий и остракод, чередование пачек песков и алевролитов с пачками плотных песчаников и глин; III — P<sub>2</sub>kz — коричневые и красновато-коричневые глины с прослоями серых и коричневых алевролитов; редкие остатки радиолярий и харовых; в верхних горизонтах — мелкие пеллециподы; красные глины с прослоями доломитов, алевролитов, ангидритов, вверху песчаники; редкие остатки остракод и радиолярий; красные глины с прослоями доломитов; фауна криноидей; IV — P<sub>1</sub>kg — ангидриты и гипсы с прослоями красных глин, песчаников, доломитов, вверху черные пиритизированные глины, каменная соль (галит) с прослоями ангидритов; переслаивание слоев сильвинита (св. ромбы) и карналлита (черные ромбы) со слоями каменной соли, содержащей включения калийных солей; тонкие прослой ангидритов;



V — P<sub>1</sub>kg — каменная соль (галит) с тонкими прослоями ангидритов и с пачками терригенных пород; VI — P<sub>1</sub>a — верхняя часть: пачка глин, известняков, песчаников и конгломератов перекрывает толщу буровато-серых доломитов, крепких пористых, часто кавернозных; в кровле фораминиферы и остракоды плохой сохранности, споры и пыльца нижнего кунгура; нижняя часть: переслаивание конгломератов, в основном состоящих из мелкой черной гальки, цемент карбонатный; глин песчаных карбонатных с мелкими растительными остатками и песчаников полимиктовых мелкозернистых с карбонатным цементом, среди глин и песчаников прослой мергеля. Споры и пыльца кунгурские и кунгуро-артинские. *Rhynchopora? variabilis* Stueck.



Теми же галогенными осадками кунгур представлен на остальной части Прикаспийской впадины. Они же участвуют в строении восточного, северного, западного и южного ее бортов.

Кунгурские отложения сложены в пределах восточного и южного бортов чередованием слоев глин, гипса, ангидритов и каменной соли, северного борта — каменной солью, гипсами, ангидритами, доломитами, западного борта — гипсами, ангидритами и доломитами.

### К а з а н с к и й я р у с

К казанскому ярусу верхней перми отнесены глинисто-карбонатные толщи в скважинах Маката и Дангара и толща красновато-коричневых глин Маката, Дангара, Сагиза и Кулсаров.

Первые толщи сложены красновато-коричневыми и серовато-зелеными глинами, доломитами и известняками. Мощность более 150 м.

Толща красновато-коричневых глин сложена темными красновато-коричневыми, бурыми и зеленовато-серыми глинами с прослоями известково-глинистых алевролитов, местами с фауной радиолярий. Мощность толщи красновато-коричневых глин до 300—400 м.

Отложения казанского яруса на остальной части Прикаспийской впадины и ее северного борта представлены мергелями, доломитами, гипсами, ангидритами с прослоями каменной соли. Они же принимают участие в строении юго-восточного, восточного, западного и юго-западного бортов.

Эти образования сложены на территории юго-восточного и восточного бортов глинами и песками, участками содержащими прослой известняков, доломитов, гипса и ангидритов, западного — известняками и доломитами, юго-западного борта — песками, глинами и известняками.

На Мангышлаке к данному ярусу условно отнесены песчано-глинистые отложения верхней перми.

### Т а т а р с к и й я р у с

К татарскому ярусу отнесены песчаниковая и глинистая толщи. Первая представлена песчаниками, песками и алевролитами зеленовато-серыми и красновато-серыми с редкими прослоями глин темно-бурых и серовато-зеленых. Мощность толщ достигает 300 м.

Глинистая толща, выделенная в основном по каротажу, представлена глинами красно-коричневыми с участками зеленовато-серой окраски с растительными остатками, эстериями, остракодами и харовыми водорослями. Ее мощность 60 м и более.

Все выделенные свиты имеют четкую электрокаротажную характеристику.

Подобными отложениями сложен татарский ярус в других районах Прикаспийской впадины и на ее бортах. Исключение составляет северо-восточный борт, в строении которого принимают участие пески, глины, галечники и конгломераты различных пород, относящиеся по своему генезису к породам горных подножий. На Мангышлаке (Каратау, Прикарабугазский район) они представлены песчано-глинистыми образованиями.

Кунгурские отложения рассматриваются как лагунные, отлагавшиеся в условиях сухого жаркого климата при непрерывном прогибании дна бассейна, что обусловило большую их мощность. Отложение солей в отдельные периоды сменялось накоплением терригенных пород, происшедшим при значительном опреснении вод. Окраины кунгурского бассейна

не характеризуются постепенным уменьшением мощности соли и значительным развитием терригенно-сульфатных пород.

Отложения казанского яруса рассматриваются как лагунные и континентальные, содержащие прослойки пород морского происхождения.

В татарском ярусе устанавливается развитие континентальных осадков.

Формирование осадков верхней перми, как и кунгурских произошло при дальнейшем постепенном погружении области осадконакопления, что обусловило их большую мощность.

### ТРИАСОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ (рис. 6)

Схема стратиграфии этих отложений была разработана Е. И. Соколовой. Отложения расчленены на нижне- и верхнетриасовые. Средний триас по имеющимся данным отсутствует.

#### Нижний отдел

В нижнем триасе выделены ветлужский (условно) и баскунчакский ярусы. Более детально эти отложения расчленяются на ряд местных литологических комплексов. В ветлужском ярусе выделяются песчаниково-конгломератовая и песчано-глинистая свита, а в баскунчакском ярусе известняково-глинистая свита.

В ветлужском ярусе в разных частях исследуемой области встречены остракоды *Cytherissa efforta* G l e b., *C. alexanderi* S c h п., *C. okrajantzi* S c h п., *Darwinula fragilis* S c h п., *D. oblonga* S c h п., харовые водоросли и остатки костей.

В отложениях баскунчакского яруса обнаружена более богатая фауна пелеципод *Mytilus dalailamae* V e r n., *M. inflatus* R o e m., *Gervilia alberti* S t r o m b. var. *bogdoana* F r e s c h., цератитов, остракод, рыб, лабиринтодонтов, харовых водорослей.

Песчаниково-конгломератовая свита нижнего триаса сложена песчаниками и песками с прослоями глин и конгломератов; гальки последних состоят исключительно из осадочных пород — красноцветных песчаников и глин. Мощность свиты до 120 м.

Красноцветная песчано-глинистая свита представляет собой чередование красных, зеленых и темно-серых глин, песчаников и песков. В глинах имеются остатки остракод и харовых водорослей. Мощность около 100 м.

Известняково-глинистая свита баскунчакского яруса сложена глинами известковистыми и неизвестковистыми мергелями, известняками и песчаниками. В слоях содержится фауна пелеципод, гастропод, остракод и остатки харовых водорослей. Фауна сходна с фауной из отложений баскунчакского яруса других районов и вполне определяет нижнетриасовый возраст свиты. Мощность свиты от 30 до 80—90 м.

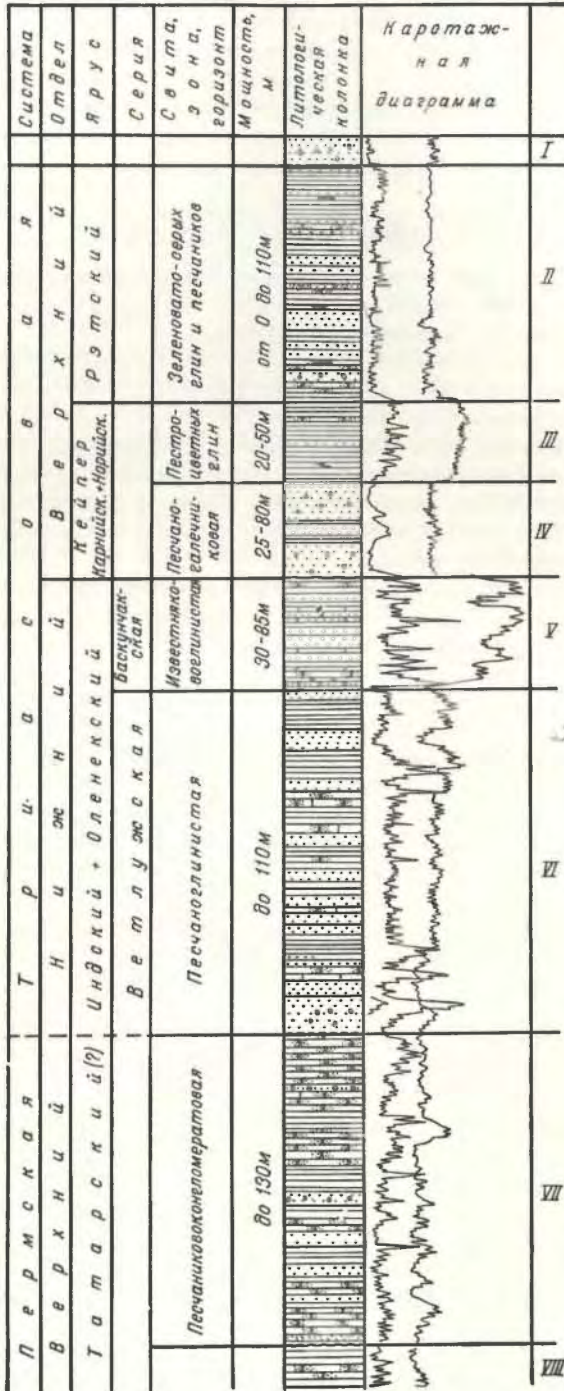
#### Верхний отдел

Верхний триас подразделен на свиты: песчано-галечниковую, пестроцветных глин и зеленовато-серых глин с песчаниками.

В верхнем триасе песчано-галечниковая свита представлена светло-серыми рыхлыми песчаниками и песками с обильными гальками кварца и кремнистых пород и с прослоями глин. Мощность свиты от 30 до 60 м.

Свита пестроцветных глин сложена в основном глинами плотными, неизвестковистыми, серыми и зеленоватыми с прослоями красных, а ме-





стами и черных углистых глин. В свите довольно часто встречается пыльца и споры верхнего триаса. Мощность от 20 до 50 м.

Свита зеленовато-серых глин и песчаников сложена в нижней части песчаниками, алевролитами и песками с небольшими линзами конгломератов и с рассеянными в породах гальками. Верхняя часть представлена глинами с небольшими прослоями песков или песчаников и иногда тонкими углистыми прослойками. В свите встречаются крупные обугленные растительные остатки и очень распространены пыльца и споры. Мощность свиты достигает 90 м в центральной части и 110 м — на юго-востоке района.

В верхнем триасе (кейпере) встречены растительные остатки: *Equisetites arenaceus* (J a e g.) S c h o n k., *Carpolites* sp., *Sphenobaiera* sp., *Neocalamites* sp., *Miassia* sp., *Podozamites* sp., *Radicitis* sp.

Свита покрывается отложениями нижней юры, которые залегают с угловым несогласием не только на ней, но и на нижележащих свитах верхнего триаса до известняково-глинистой свиты нижнего триаса включительно.

При изучении механического и минералогического состава пород выявились некоторые их особенности для отложений нижнего и верхнего триаса. К нижнему триасу приурочено преимущественное распространение барита, опала, анальцима. Породы обычно пиритизированы. Для верхнего триаса характерно присутствие, кроме бесцветных, еще цветных гранатов и цветных цирконов и сидерита.

Среди встреченного комплекса фауны распространена фауна опресненных бассейнов и только в отдельных слоях содержится морская фауна.

Комплексы пыльцы и спор характерны для отложений нижнего и верхнего триаса. Но встречаются и более древние комплексы верхней перми, по-видимому, переотложенные или реликтовые.

На основании литологии и данных электрокаротажа выделены маркирующие горизонты, какими являются известняково-глинистая и песчано-галечниковая свиты и свиты пестроцветных глин.

При изучении условий осадконакопления и распространения фаций выявлено преимущественное распространение континентальных и лагунных отложений в ветлужском ярусе и в верхнем триасе и развитие прибрежно-морских лагунных и, в незначительной степени, континентальных отложений в баскунчакском ярусе.

В геологической истории района устанавливается ряд опусканий и подъемов, связанных по времени с проявлением древнекеммерийской фазы складчатости. Наибольшее опускание и трансгрессия моря отмечаются в баскунчакский век. Региональные подъемы области устанавливаются в среднем триасе и в конце верхнего триаса.

Рис. 6. Триасовые отложения.

*I* — *I*<sub>1</sub> — пески и песчаники с гальками кварца; *II* — *T*<sub>3г</sub> — сверху — зеленовато-серые и темно-серые глины с прослоями песков; местами тонкие углистые прослойки; внизу — зеленоватые и серые песчаники и пески с гальками, с линзами конгломератов; прослой темно-серых и серых глин; обугленные растительные остатки; *III* — *T*<sub>3л</sub> — пестроцветные глины — красные, бурые, зеленые, серые и черные плотные известковистые, местами песчаные; прослой песчаников и иногда сидеритов; сажистые примазки и обугленные растительные остатки; *IV* — *T*<sub>3к</sub> — серые песчаники и пески, часто с обильным содержанием кварцевых и кремневых галек; прослой темно-серых или бурых глин; обугленные растительные остатки; *V* — *T*<sub>2</sub><sup>1</sup> — зеленовато-серые и темно-серые глины, известковистые, песчаные; прослой серых известняков, зеленовато-серых и бурых мергелей и известковистых песчаников; внизу — прослой красных глин и темно-серых глин и песчаников с обугленными растительными остатками; породы содержат фауну, часто пиритизированы; *VI* — *T*<sub>1</sub><sup>1</sup> — темно-красные, кирпично-красные, красно-бурые, зеленые и темно-серые плотные песчаные, часто известковистые глины; прослой и пачки песчаников и песков серых и зеленоватых, местами красных; иногда линзы конгломератов; породы часто пиритизированы; *VII* — *P*<sub>2</sub><sup>1</sup>—*T*<sub>1</sub><sup>2</sup> — серые и зеленоватые песчаники, часто известковистые, с прослоями песков, с линзами конгломератов из галек красноцветных песчаников и глин; отдельные прослой глин, породы пиритизированы; *VIII* — *P*<sub>2</sub> — глины зеленовато-серые и темно-серые с прослоями песчаников.



С подъемами области на рубеже верхнепермского и триасового и триасово-юрского времени связан рост соляных куполов, вызвавший отсутствие тех или иных горизонтов на куполах.

Подобными отложениями лагунно-континентального и морского происхождения — глинами известковистыми и неизвестковистыми, частью красноцветными, алевролитами, песками и песчаниками с прослоями известняков и конгломератов различных пород триас сложен в нижней и средней частях (до широты Чапаево) левобережья р. Урала.

К относительно более глубоководным осадкам эпиконтинентального моря относятся триасовые отложения междуречья Волги и Урала, содержащие значительное количество слоев известняков, мергелей и известковистых глин с остатками морских моллюсков.

В восточном, северном и северо-западном направлениях от рассмотренных районов породы триаса постепенно обогащаются терригенным материалом. На восточной окраине солянокупольной площади Прикаспийской впадины и на северном ее борту они сложены континентальными песчано-глинистыми образованиями.

Отложения триаса Прикаспийской впадины относятся к нижнему и верхнему его подъярусам.

На Южно-Эмбенском поднятии, в Мугоджарах, южном склоне Урала, в Саратовском и Астраханском районах и на площади к юго-западу от вала Карпинского триасовые отложения, видимо, не отлагались.

На Мангашлаке триас сложен всеми тремя подъярусами: нижним, средним и верхним. Представлен он песчано-глинистыми образованиями с остатками морских моллюсков.

#### ЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ (рис. 7)

Осадки юрской системы и, в частности, ее нижнего и среднего отделов пользуются повсеместным развитием в пределах Южно-Эмбенского нефтеносного района и далеко за его пределами. Специфические условия Южно-Эмбенского района, закрытого с поверхности сплошным покровом четвертичных отложений, крайне затрудняют решение вопросов стратиграфии, особенно в тех случаях, когда в породах отсутствует фауна. В связи с этим, и в отношении нижней и средней юры исчерпывающее решение некоторых вопросов невозможно в настоящее время; к таким относится, в частности, вопрос об ааленском ярусе и некоторые другие. В целом же вся нижне- и среднеюрская толщи четко выделяются из разреза мезозоя исследуемого района.

Обоснованием для выделения нижне- и среднеюрских отложений в исследуемой области служат захороненные в них немногочисленные палеонтологические остатки; положение в разрезе между породами, относящимися на основании найденной в них богатой морской фауны к верхней юре — сверху и верхнему триасу — снизу; своеобразная литологическая характеристика этих пород, аналогичная или весьма близкая к породам нижней и средней юры соседних областей, где их возраст датируется с необходимой точностью находками остатков ископаемой флоры и фауны. В связи с этим верхняя и нижняя границы этой серии пород на практике, в подавляющем большинстве случаев, определяются без особых затруднений. С несравненно большими трудностями сталкивается исследователь при попытке расчленения самой среднеюрской толщи. Но и здесь, используя некоторые доступные нам методы, удается выделить и проследить на значительных расстояниях несколько достаточно хорошо выдержанных свит, с характерными для каждой из них признаками.

## Нижний отдел

Породы, относимые к нижней юре, залегают обычно на соляных куполах, а в некоторых случаях, как это удалось установить в последнее время, и в межкупольных пространствах, со стратиграфическим, а часто и с угловым несогласием на верхнем или нижнем триасе, от которых они отличаются к тому же своим характерным петрографическим, минералогическим составом и электрической характеристикой.

В отложениях нижней юры выделяется песчано-галечниковая свита. Осадки этой свиты, преимущественно песчаные по составу, с редкими прослоями галечников, конгломератов, песчаников и глин, содержат споры и пыльцу лейаса. По минералогическому составу — дистен-ставролитовая зона. Мощность от 60—70 до 134 м. Четко выделяется на кривых КС и ПС низкими сопротивлениями и хорошей проницаемостью.

Подобными песчано-галечниковыми отложениями континентального происхождения нижний отдел юры представлен в Северо-Эмбенском районе и в северо-восточной части Прикаспийской впадины. На остальной ее площади, исключая междуречье Волги и Урала, нижняя юра сложена песчано-глинистыми отложениями, относящимися к осадкам континентальных водоёмов. На междуречье Волги и Урала эти же породы содержат слои мергелей и известняков морского происхождения.

На Мангышлаке к отложениям данного стратиграфического комплекса относятся пестроцветные песчано-глинистые породы, содержащие богатые растительные остатки.

## Средний отдел

В основу расчленения среднеюрской толщи Южной Эмбы был положен комплекс признаков, включающий литолого-фациальную характеристику, анализ спорово-пыльцевых данных, распределение углей в разрезе, присутствие фауны в одной из свит, электрокаротажные материалы и данные иммерсионных исследований.

В итоге были выделены следующие свиты (снизу вверх):

1. Песчано-глинистая свита (нижний байос). Состоит из чередования глинистых и песчаных пород, которые содержатся примерно в равном количестве, что отражается на каротаже в виде чередования максимумов и минимумов на кривых КС и ПС. Содержит комплекс спор и пыльцы нижнего байоса. Мощность от 100 до 250 м. По минералогическому составу — нижняя часть хлоритоидовой зоны.

2. Нижняя угленосная свита (верхний байос). Преимущественно глинистая по составу. Соответственно на кривых КС и ПС рельефно выделяется более высокими сопротивлениями и худшей проницаемостью. К верхней половине свиты приурочено до 11 пластов и пропластков автохтонных углей, в том числе 5—6 пластов рабочей мощности. Содержит комплекс спор и пыльцы верхнего байоса. Средняя часть хлоритоидовой зоны. Мощность 70—90 м.

3. Лингуловая свита (нижний бат). Преимущественно песчаная по составу, что отражается заметным падением сопротивлений на кривой КС и ростом проницаемости на кривой ПС.

Наряду с раковинами *Lingula* sp. в разных частях района в этих отложениях обнаружены *Pseudomonotis zonziana* B o r i s s., *Ps. ex gr. echinata* S o w., *Thracia crassa* R o e m., *Solenomya* sp., *Pseudocardimia* cf. *kysyltaensis* (T s c h e r u.).

Из фораминифер встречены *Ammodiscus* sp. Свита содержит комплекс спор и пыльцы нижнего бата. По минералогическому составу занимает верхнюю часть хлоритоидовой зоны. Мощность колеблется в пределах 70—160 м.

4. Верхняя угленосная свита (верхний бат). В составе свиты преобладают глины. Поэтому на кривых КС и ПС она выделяется в виде максимума. Содержит 8 пластов и пропластков автохтонных углей, из которых 3 достигают рабочей мощности. Встречен комплекс спор и пыльцы верхнего бата. По минералогическому составу — бесхлоритоидовая зона. Нормальная мощность 65—75 м, свита сохраняется от размыва только в пределах тектонически опущенных участков куполов.

Подобными песчано-глинистыми угленосными отложениями (чередованием осадков озер и болот с морскими относительно мелководными



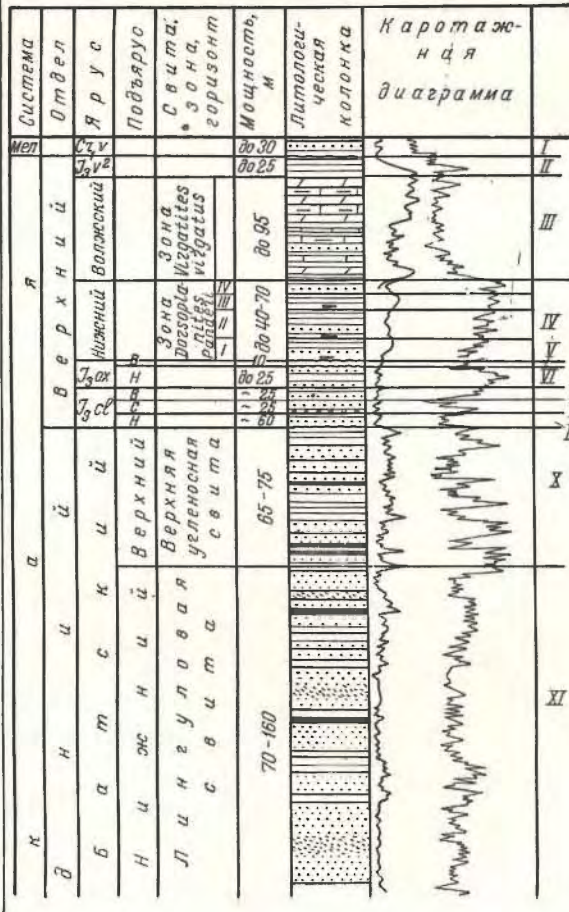
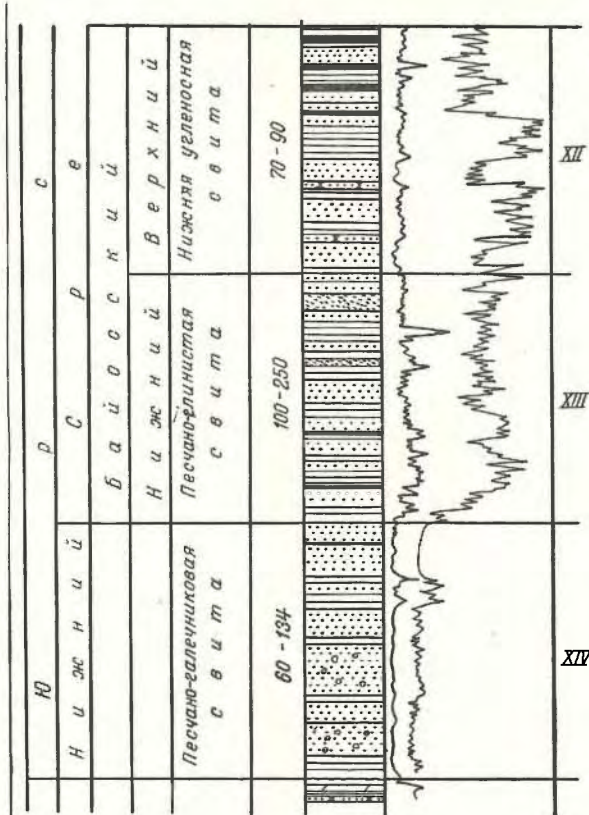


Рис. 7. Юрские отложения.

I —  $J_{1v}$  — серые глины с железистыми оолитами и гальками кварца; II —  $J_{2v}$  — глины серые и бурые с прослоями ангидритов; III —  $J_{3v}$  — чередование серых и темно-серых мергелей с серыми и темно-серыми, часто глинистыми известняками; прослой зеленоватых и черных известковистых глин (редко); IV —  $J_{3v}^1$  — зеленовато-серые и серые глины песчаные, местами известковистые, с прослоями мергелей, песчаников, иногда песков и темно-бурых горячих сланцев; V —  $J_{3ox}$  — зеленоватые и темно-серые песчаники и пески глауконитовые с фосфоритами, местами прослой бурых и зеленовато-серых глин (до 10 м); VI —  $J_{3ox}^1$  — серые слабо известковистые и слабо песчаные глины, с редкими прослоями мергелей и глинистых алевролитов (до 25 м); VII —  $J_{3c}$  — серые и зеленовато-серые слабо песчаные глины неизвестковистые, плотные; в основании песчаники с кварцевой и кремниевой галькой (до 26 м); VIII —  $J_{3c}^1$  — серые известковистые глины с прослоями светло-серых песчаников и алевролитов (до 25 м); IX —  $J_{3c}^1$  — темно-серые и серые неизвестковистые глины, частью пиритизированные, частью алевролитовые с прослоями серых и светло-серых алевролитов и песчаников (до 60 м); X —  $J_{2bt}$  — глинистые отложения с пластом песков и песчаников; встречаются три пласта угля рабочей мощности и несколько тонких пропластков угля; XI —  $J_{2bt}^1$  — преимущественно песчаные отложения с пачками глин и глинистых алевролитов с *Lingula* sp., *Pseudomonotis doneziana* Boriss., *Ps. ex gr. echinata* Sow. и др. фауной; имеются тонкие пропластки угля и слои с корневищами;



XII —  $I_{2bj}^2$  — преимущественно глинистые отложения с пластами песков и алевролитов в нижней и средней части, в верхней части до 11 пластов и пропластков углей; глины темно- и буровато-серые, пески серые и серовато-бурые; XIII —  $I_{2bj}^1$  — чередование глин серых и буроватых, иногда микрослоистых, алевролитов зеленовато-серых и песков; встречаются прослой углистых глин, углистых сланцев, прослой с корневой системой и маломощные пропластки бурого угля; XIV —  $I_1$  — пески с прослоями галечников, конгломератов, песчаников, глин светло-серой окраски, с растительными остатками.

образованиями) средний отдел юры сложен на большей части солянокупольной территории Прикаспийской впадины и ее южного борта. Исключение составляет западная часть солянокупольной площади, на которой породы средней юры сложены песчано-глинистыми образованиями с прослоями известковистых песчаников и мергелей с остатками морских моллюсков.

Среднеюрские отложения участвуют также в строении северо-восточного, северного и западного бортов Прикаспийской впадины. На северо-восточном борту к ним относятся песчано-глинистые угленосные образования (осадки заболоченных равнин в пределах платформенного склона); на северном склоне — морские прибрежные песчано-глинистые отложения; на западном — пески и глины.

Песчано-глинистыми угленосными отложениями этот отдел юры сложен на Мангышлаке и в казахстанской части Устюрта.

### Верхний отдел

Граница между средней и верхней юрой как в скважинах, так и в обнажениях, проводится по смене угленосных осадков бата морскими отложениями келловея, оксфорда и других ярусов верхней юры, различающихся по многим параметрам и признакам. Отмечается на этой границе и угловое несогласие, но менее резкое и не столь заметное, как на границе нижней юры с подстилающими породами.

В разрезе верхней юры выделяются нижний, средний и верхний келловей (до 60 м), нижний и верхний оксфорд (10—25 м), нижний волжский ярус — зоны *Pavlovia panderi* и *Virgatites virgatus* (от 40 до 165 м) и вновь выделенный верхний титон.

Не прослеживаются средний оксфорд (зона *Martelliceras martelli*), кимеридж, ветлянский горизонт и отложения, которые можно было бы сопоставить с верхневолжскими отложениями платформы.

Келловей и нижний оксфорд представлены однородной толщей глин, выделить ярусы и подъярусы в которой можно только на основании фауны. Верхний оксфорд представлен песками и песчаниками с фосфоритами и фауной *Cardioceras alternans*.

В горизонте *Pavlovia panderi* нижнего волжского яруса развиты глинистые осадки: в центральной и западной частях распространена также сланцевая толща, соответствующая сланцевой толще Поволжья. Горизонт *Virgatites virgatus* представлен известняково-мергельными породами.

Близкими в литологическом и фациальном отношении к рассмотренным образованиям Южно-Эмбенского района являются породы верхней юры левобережья р. Урала (на участке от устья Урала до озера Челкар), Бузачей, Мангышлака и северо-западной части Устюрта.

Относительно широко распространены в Западном Казахстане лишь отложения нижнего волжского яруса. Породы келловея, оксфорда и особенно кимериджа приурочены к сравнительно небольшим ее участкам, соответствующим склонам соляных куполов и к межкупольным зонам.

Достоверные образования верхнего волжского яруса по настоящее время не установлены. Условно к этому стратиграфическому комплексу отнесены глины темно-бурые и буровато-серые, известковистые, мощностью до 20 м, с прослоями и прожилками ангидритов (Прорва, Южный Саргамыс).

Повсеместно на рассматриваемой территории верхнеюрские отложения сложены песчано-глинистыми образованиями с горизонтами известня-



ков и мергелей. Относительно глубоководный характер они имеют в центральной части междуречья Волги и Урала. Здесь в строении отложений всех ярусов верхнего отдела юры принимают значительное участие карбонатные образования — мергели и известняки. В северном и особенно в восточном направлениях породы верхней юры обогащены песчаным материалом. На восточной окраине солянокупольной площади они почти сплошь сложены песками и алевролитами с прослоями глин. Прослой известняков здесь приурочены лишь к отложениям нижнего волжского яруса. На большей части площади восточного борта Прикаспийской впадины (Мугоджары, южный склон Урала и др.) верхнеюрские отложения не отлагались.

Изучение минералогического состава юрских отложений позволило выделить характерные комплексы минералов, изучение площадного распределения которых в свою очередь позволило наметить для отдельных ярусов терригенно-минералогические провинции и установить источники сноса материала.

По литологическому составу, фауне и электрокаротажу отложения верхней юры выделяются как маркирующий горизонт. На электрокаротажных диаграммах они четко выделяются повышенными значениями кажущегося электрического сопротивления.

Формирование разреза нижней и средней юры исследуемой области происходило в условиях чередования, периодической смены двух обстановок: мелкого прибрежного сильно опресненного морского бассейна и прибрежной заболоченной низменности.

В осадках юры Южной Эмбы отчетливо зафиксирован ритмический характер колебательных движений. Осадки всей юрской системы с песчано-галечниковыми образованиями в основании, песчано-глинистыми породами в средней части и мергельно-известняковой толщей верхней юры составляют один крупный ритм первого порядка. Внутри средней юры ритмический характер движений проявляется в периодической смене угленосных (более глинистых) свит и неугленосных свит с большим содержанием песчаных пластов. В самих угленосных свитах песчаный материал концентрировался в нижней половине, а глинистый — в верхней. Более мелкая ритмичность выявляется в строении угленосных толщ.

В связи с отнесением ааленского яруса к средней юре следует отметить, что действительное положение слоев, которые можно было бы считать аналогами ааленского яруса и имеются ли они вообще в Западном Казахстане, пока не выяснено из-за отсутствия фауны. Возможно, что ааленскому ярусу соответствует перерыв, подобный тому, который имел место в верхневолжское время. След несогласия между песчано-галечниковой свитой и вышележащими слоями байоса отмечается на некоторых куполах. На это указывает заметное колебание мощностей нижней юры, установленное при сопоставлении данных по соседним куполам и в пределах отдельных куполов.

Изучение гранулометрического состава пород, в частности, по опорным скважинам на юге района, показало, что наряду с погрубением материала, почти по всему разрезу средней юры устанавливается заметное содержание растворимых компонентов. В центральной части района карбонатный материал появляется только в песчаниках, где содержится не менее 3—4% псаммитовой фракции.

Основные источники сноса обломочного материала находились на востоке в области Южного Урала и Мугоджар. В приморской (Новобогатинской) зоне сказывается влияние дополнительного источника питания, что устанавливается по появлению пирокластического материала (вулканическое стекло).

Анализ мощностей позволил выявить более и менее прогнутые участки юрского бассейна с амплитудами относительных подъемов до 200 м. Общий рост мощностей происходит с севера на юг, с зоной максимальных мощностей в районе Кошкимбета, Каратона, Агнияза, Прорвы. Сокращенные мощности отмечаются в восточной части Южно-Эмбенского поднятия и в районе к северу от Доссора, Маката. На мощностях отдельных юрских свит также отражаются особенности развития структур второго порядка.

Накопление осадков в ниже- и среднеюрское время протекало под воздействием региональных колебательных движений, имевших общую тенденцию к преимущественному погружению. Подъемы ядер соляных куполов не оказывали существенного влияния на характер осадков и их мощности. Выдержанный устойчивый характер отдельных пачек и горизонтов юры на значительных расстояниях указывает на обстановку осадконакопления. Это мог быть обширный неглубокий бассейн, прибрежная часть моря, переходившего на юго-западе в геосинклинальный прогиб Кавказа.

Временами, когда темп погружения ослабевал и дно бассейна приближалось к дневной поверхности, на обширных плоских прибрежных равнинах развивалась болотная растительность и происходило накопление торфяников.

На востоке сильнее сказывалась близость континента, в центральной части бассейна, куда входит и Южно-Эмбенский район, закономерно сменялись во времени фации мелководная, прибрежная и болотная, на западе сильнее проявилось влияние открытого моря, становится заметным содержание карбонатов и чаще встречается морская фауна.

По условиям образования верхнеюрские отложения являются исключительно морскими, отложившимися в условиях мелкого открытого моря. Трансгрессии верхнеюрского моря шли в основном с запада, из области Поволжья. В нижнем келловее намечается трансгрессия моря с юга и юго-запада (с Мангышлака и Кавказа), в титонский век на территорию распространились условия, существовавшие на Кавказе.

Наибольшая мощность верхней юры наблюдается на куполах юго-восточной части района и в юго-западной части Южно-Эмбенского поднятия, на месте которых с начала и до конца верхнеюрского времени существовал глубокий прогиб.

В пределах этого прогиба отложилась наиболее полная серия осадков в максимальной мощности.

Другая область максимального накопления осадков выявлена в районе Доссор-Макатской зоны куполов. К востоку и к северо-востоку мощность верхней юры сокращается.

Тектонические движения в верхнеюрское время проявились в основном в форме вертикальных колебательных движений. Намечающаяся неполнота разреза верхней юры (кимеридж и др.) возможно связана с отдельными проявлениями новокиммерийского тектонического этапа, имевшего место в верхнеюрское время в геосинклинальных областях Кавказа и Крыма. Этому этапу отвечают подъемы Южно-Эмбенского района, сопровождавшиеся ростом куполов и размывом ранее отложившихся осадков. Наиболее сильное проявление тектонических движений приходится на конец верхнеюрского времени, когда отложения верхней юры подвергались наиболее сильному размыву, в результате которого на некоторых куполах нижнемеловые отложения залегают непосредственно на средней юре и более древних отложениях.



## МЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

### Нижний отдел (рис. 8, 9)

Нижнемеловые отложения имеют широкое распространение на площади Южно-Эмбенского нефтеносного района. Они участвуют в строении всех известных к настоящему времени солянокупольных структур и межкупольных зон.

На большей площади района нижний мел закрыт с поверхности более молодыми осадками. Лишь на восточной его окраине в присводовых частях отдельных соляных куполов эти осадки обнажены на дневной поверхности (Койкара, Иманкара, Тогускенъушак и др.).

В отличие от верхнемеловых или третичных пород, обычно залегающих на большей части соляных куполов непосредственно под осадками Каспийской трансгрессии, нижний мел, как правило, приурочен к поверхности сводовых частей этих структур.

На площади Южно-Эмбенского района нижний отдел мела включает все его ярусы: валанжинский, готеривский, барремский, аптский и альбский.

Мощности всех этих стратиграфических подразделений увеличиваются в южном направлении. Так, на южной окраине района мощности нижнего отдела мела увеличиваются до 1200—1300 м по сравнению с 800—1000 м в северной его части. В основном это происходит за счет возрастания мощностей барремского (до 360 м) и аптского (до 240—250 м) ярусов. Вместе с возрастанием мощностей в южном направлении несколько увеличивается песчанистость всех отложений нижнемелового отдела, за исключением валанжинского. Что касается последнего, то в его основании в пределах южной части района появляется известняковая толща, указывающая на более глубоководный характер, по сравнению с отложениями того же яруса, площади, лежащей севернее р. Эмбы. Появление известняковой толщи в разрезе валанжина южной части района сближает литологический состав этого яруса с отложениями той же стратиграфической единицы Мангышлака и Северного Кавказа. В то же время имеет место различие в петрографическом составе пород валанжина северной и южной окраин Южно-Эмбенского района. В нижнемеловое время в Прикаспии устанавливается существование нескольких фациальных обстановок, закономерно сменяющихся на площади и по разрезу. Морскими относительно глубоководными осадками представлена нижняя известковая часть разреза валанжина южной окраины области, готерив, нижний апт, нижний и средний альб, сложенные песчано-глинистыми породами на всей исследуемой территории. Морская относительно мелководная фация (глины, алевроиты, песчаники) слагает весь разрез валанжина в северной части области, верхний валанжин на юге, горизонт песков баррема, верхний апт и верхний альб на территории всей области. Континентальные фации (глины, алевроиты, пески) отмечаются в верхнем барреме Южной Эмбы.

Породы большей части разреза нижнего мела отлагались в морской среде за счет приноса терригенного материала с суши. Меньшая их часть образовалась в континентальных водоемах из того же терригенного материала. Некоторые разности пород, в основном известняки и доломиты, возникли за счет выпадения химических соединений из водных растворов.

Образование осадков нижнего мела было приурочено к двум основным ритмам — неокомскому и апт-альбскому. В начале и середине этих ритмов господствовала в основном морская обстановка (валанжин,

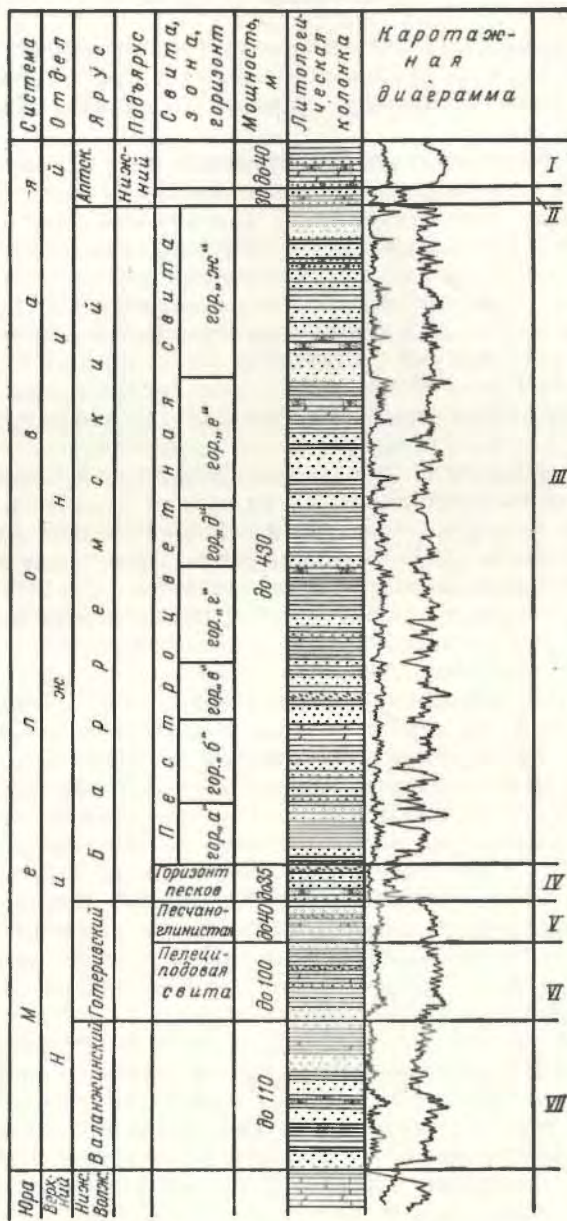


Рис. 8. Нижнемеловые отложения (валажжис — апт.).

I —  $C_{1ar}^2$  — глины темно-серые и черные с прослоями разнозернистых глауконитовых песков, песчаников и плотных мергелей; II —  $C_{1ar}^1$  — пески и песчаники (участками глауконитовые) с прослоями глин; III —  $C_{1h}^2$  — глины и алевролиты с прослоями алевролитов, песков, песчаников и мергелей, пестроокрашенные (зеленые, зеленовато-серые, вишнево-красные, коричнево-красные); глины, участками песчаные, алевролиты глинистые и песчаные, пески, песчаники и мергели глинистые; IV —  $C_{1b}^1$  — алевролиты и пески с прослоями глин и песчаников; V —  $C_{1h}^2$  — переслаивание мелкозернистых песков и песчаников, алевролитов глинистых и глин алевролитистых и песчаных; породы участками известковистые; VI —  $C_{1h}^1$  — глины серые и зеленовато-серые, участками песчаные и известковистые; прослои песков, песчаников, алевролитов и мергелей; VII —  $C_{1v}$  — глины серые и темно-зеленые, известковистые; прослои зеленовато-серых песков, песчаников, алевролитов и известняков; породы участками обогащены гематитовыми оолитами, пиритом и гальками кварца.



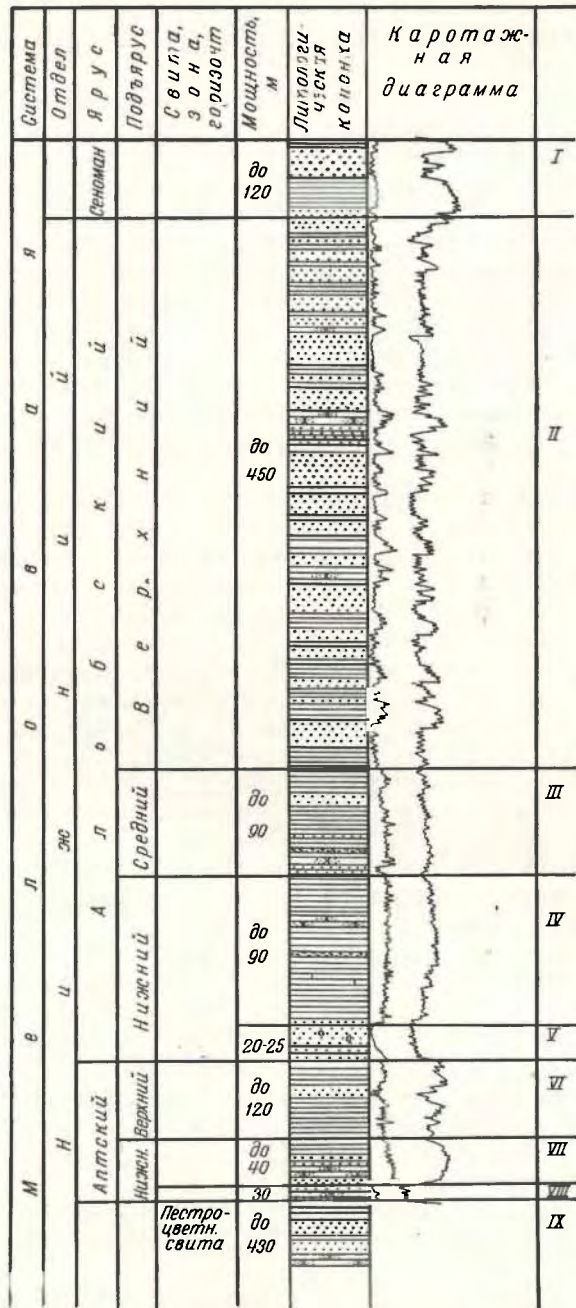


Рис. 9. Нижнемеловые отложения (апт—альб).

I —  $C_{72st}$  — чередование пачек серых глин и песков серых и зеленовато-серых; II —  $C_{71a_3}$  — пески серые и зеленовато-серые, равнозернистые, участками глинистые с прослоями плотных песчаников и глин; III —  $C_{71a_2}$  — глины серые, участками алевроитовые и песчаные с прослоями песков, песчаников и алевроитов; IV —  $C_{71a_1}^2$  — глины серые и темно-серые с прослоями алевроитов, песков и песчаников; породы в отдельных частях известковистые; V —  $C_{71a_1}^1$  — пески серые, глинистые, иногда глауконитовые; VI —  $C_{71ar}^2$  — чередование слоев глин темно-серых и черных, песков и песчаников серых, зеленовато-серых равнозернистых; VII —  $C_{71ar}^1$  — глины темно-серые и черные с прослоями равнозернистых глауконитовых песков, песчаников и плотных мергелей; VIII —  $C_{71ar}^1$  — пески и песчаники (участками глауконитовые) с прослоями глин; IX —  $C_{71b}^2$ .

готерив, апт, нижний и средний альб), в конце — континентальная (баррем, верхний альб).

Колебательные тектонические движения, обусловившие ритмичность пород, сопутствовали образованию как тех, так и других их типов. На образование отдельных разновидностей пород оказали также влияние физико-химические условия среды: соленосность, концентрация водородных ионов (рН), окислительно-восстановительный потенциал (Еh) и другие факторы (рельеф, изменения глубины бассейна, мощности и скорости морских течений, характер сообщения с соседними водоемами, диагенетические процессы, проходившие в осадках после их захоронения).

Отложения валанжинского яруса известны на большей части Южно-Эмбенского района. Они представлены песками, песчаниками, алевролитами, алевролитами и глинами с прослоями доломитов и мергелей. Мощность отложений валанжинского яруса достигает 110 м.

Готеривские отложения повсеместно распространены в Южно-Эмбенском районе.

Литологическая и палеонтологическая характеристика пород, слагающих готеривский ярус, дают возможность разделить их на две свиты: нижнюю — пелециподовую и верхнюю — песчано-глинистую. Пелециподовая свита сложена глинами с прослоями песков, песчаников, алевроитов и мергелей. Мощность свиты обычно колеблется в пределах 70—100 м. Песчано-глинистая свита сложена чередующимися слоями песков, алевроитов и глин. Мощность песчано-глинистой свиты составляет 30—40 м.

Отложения баррема, так же как и подстилающие их осадки готеривского яруса, повсеместно распространены на территории Южной Эмбы. Ярус делится на две части: нижнюю — горизонт песков (мощность до 35 м) и верхнюю — пестроцветную свиту. Сложены они в основном глинами, алевроитами, алевролитами, песками. Максимальная мощность отложений пестроцветной свиты баррема 430 м.

Аптские отложения представлены глинами, песками, песчаниками и алевроитами нижнего и верхнего подъярусов. Мощность нижеаптских осадков достигает 40 м, верхнего апта — 120 м.

Альбские отложения литологически выражены глинами, алевроитами, алевролитами, песками и песчаниками. Основная часть разреза нижнего подъяруса сложена глинами с тонкими прослоями других пород. Мощность осадков нижнего альба достигает 90 м. Средний подъярус литологически сложен глинами с прослоями алевролитов, песков и песчаников общей мощностью 90 м. Верхний подъярус представлен мощной толщей рыхлых песков (мощность 400—450 м) с пачками глин, мощность которых в среднем составляет 10—15 м. К этим породам приурочены прослои алевролитов и песчаников.

Терригенными отложениями сложен нижний отдел мела на остальной части Прикаспийской впадины, а также на Мангышлаке и в Казахстанской части Устюрта.

В близкой к южно-эмбенской фации представлены готерив-барремские образования Северной Эмбы, Мангышлака и Северного Устюрта. В нижней части они сложены морскими глинистыми образованиями, а в верхней — пестроцветными глинами, относящимися к осадкам континентальных водоемов.

На остальной площади Прикаспийской впадины эти стратиграфические комплексы сложены глинами морского происхождения, обогащенными песчаным материалом на северном, западном и, особенно, восточном ее бортах.

Аптские и альбские отложения Южной Эмбы по своему литологическому и фациальному характеру близки к образованиям тех же ярусов



левого берега р. Урала (Прикаспийская впадина), Бузачей, Мангышлака и Северного Устюрта. В их строении принимают значительное участие глины морского происхождения, песками обогащены лишь верхние горизонты альба.

Подобными глинами сложены также отложения отмеченных ярусов на междуречье Волги и Урала.

На площади восточного борта Прикаспийской впадины и примыкающей к нему солянокупольной территории аптские отложения обогащены псаммитовым материалом, а альб в значительной части представлен песками континентального происхождения. Обогащены псаммитовым материалом породы апта и альба на северном и западном бортах Прикаспийской впадины.

### Верхний отдел (рис. 10)

Верхнемеловые отложения слагают с поверхности большую часть Южной Эмбы. По своему распространению они уступают лишь неогеновым и четвертичным образованиям, несогласно их перекрывающим на большей части района.

В разрезе верхнемеловых отложений Южной Эмбы выделяются.

Сеноманский ярус — нижний подъярус. В наиболее полных разрезах верхнего мела Южной Эмбы состоит из трех свит: нижней — иткаринской, средней — азнагульской и верхней — актулагайской. Иткаринская свита в Южно-Эмбенском районе сложена глинами с прослоями песков, содержащими желваки и гальки фосфоритов. Азнагульская свита сложена в основном песками, участками — рыхлыми песчаниками. Отложения актулагайской свиты представлены пачками глин, мощностью от 5 до 15 м, переслаивающихся с песками, до 5 м мощности.

Фаунистически охарактеризованные отложения верхнего подъяруса сеномана на площади исследуемого района по настоящее время не обнаружены.

Мощность сеноманского яруса здесь достигает 120 м и является максимальной для всей территории Западного Казахстана.

Туронский и коньякский ярусы на исследуемой площади трудно отделимы друг от друга ввиду литологического однообразия слагающих пород и редких находок остатков руководящих видов беспозвоночных. По фауне ископаемых моллюсков и фораминифер эти образования здесь делятся на две части: нижнюю и верхнюю. Породы нижней части содержат руководящие формы пелеципод (*Inoceramus labiatus* Schlotth.) нижнего турона и характерный комплекс фораминифер. Для образований верхней части характерен *Inoceramus lamarchi* Park. (нижние слои) и комплекс туронских и коньякских фораминифер (верхние слои). В верхних горизонтах этих осадков сопредельных площадей Урало-Эмбенской солянокупольной области (г. Актюбе у устья р. Утвы) обнаружена руководящая форма коньяка — *Inoceramus involutus* Sow. Основная часть этого стратиграфического комплекса представлена мергелями и мелом.

Мощность туронских и коньякских отложений Южной Эмбы достигает 80 м.

Сантонский ярус на описываемой площади повсеместно делится на два подъяруса: нижний и верхний. Нижний подъярус сантона характеризуется комплексом фауны *Inoceramus cardissoides* Goldf., верхний — *Oxytoma tenuicostata* Rom. По ископаемым фораминиферам в верхнем подъярусе повсеместно выделяются два горизонта: нижний со *Stensioina exculpta* Reuss, *Anomalina stelligera* Marie, верхний с *Ataxophragmium orbignyanaformis* Mjatl. Мощность осадков сантонского яруса,

М		В		е		л		о		в		а		я		Система			
Нижний		Сеноманский		Туранский и Коньяльский		Сантоновый		Кампанский		Мастрихтский		Датский		Палеогеновая		Отдел			
		Нижний				Верхний				Нижний				Юрцен		Ярус			
										Зона Belemnites Langui		Зона Belemnites Langui-Lata				Подъярус			
										Зона Belemnites Langui-Lata		Зона Belemnites Langui-Lata				Свита, зона, горизонт			
до 450		до 120		до 80		до 65		до 100		до 100		до 95		до 90		до 75		до 230	
																		Литоогическая колонка	
																		Каротажная диаграмма	
																		I	
																		II	
																		III	
																		IV	
																		V	
																		VI	
																		VII	
																		VIII	
																		IX	
																		X	



представленных мергелями и мелом, на описываемой площади достигает 65 м.

Кампанский ярус повсеместно распространен в Южно-Эмбенском районе. Эти образования, представленные чередующимися слоями белого мела и мергелей, охватывают нижний и верхний подъярусы кампана Поволжья и других районов Русской платформы. Мощность кампана Южной Эмбы достигает 100 м.

Маастрихтский ярус, сложенный осадками белого мела и мергелями, повсеместно делится на два подъяруса: нижний с *Belemnitella langei* Sch a t s k у и верхний с *Belemnitella lanceolata* Sch l o t h. и *Belemnitella americana* M o r t.

В свою очередь в верхнем подъярусе выделяются две зоны: нижняя — *Belemnitella lanceolata* и верхняя — *B. americana*. Между маастрихтом и датским ярусом располагается переходный тентяксорский горизонт, мощностью до 35 м, условно относимый нами к маастрихту. Мощность маастрихта составляет до 280 м.

Отложения датского яруса широко распространены в Южно-Эмбенском районе. Мощность их здесь составляет до 75 м.

Литологические отложения датского яруса представлены мергелями и серыми известняками с прослоями белого мела и известковистых глин.

Наиболее четко и повсеместно выражена граница между туроном и нижележащими осадками мела. Не везде отчетливо выражена она между сеноманом и альбом. Повсеместно выражена граница между палеогеном и верхним мелом.

Породы всех ярусов верхнего мела Южной Эмбы являются осадками морской фации эпиконтинентального бассейна. Из них пески сеномана (азнагульская свита) принадлежат к относительно мелководной, а породы прочих стратиграфических комплексов верхнего мела — к сравнительно глубоководной макрофации. Верхнемеловые отложения принимают значительное участие в строении соляных куполов и межкупольных зон.

Формирование распространенных здесь тектонических структур второго и третьего порядка происходило в основном под влиянием колебательных движений.

На картах мощностей всех комплексов верхнего мела Урало-Эмбенской солянокупольной области в пределах исследуемого района удалось выделить Каратонский, Байчунасско-Тентяксорский прогибы, разделенные Кзылкудукско-Кузбакским поднятием.

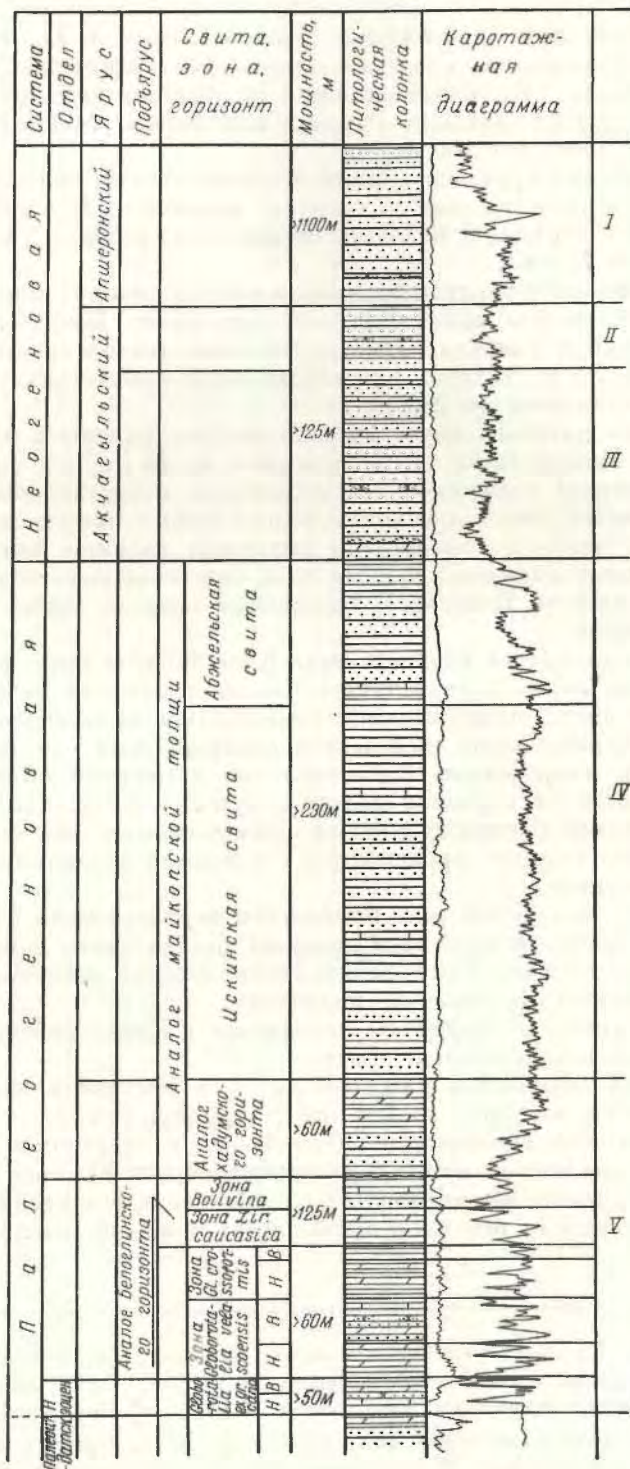
Эти тектонические структуры находились в Южно-Эмбенском районе в течение всей верхнемеловой эпохи.

На картах мощностей датского яруса в восточной части Южной Эмбы выделяется впадина, именуемая Каскырбулакской.

Верхнемеловые образования Южной Эмбы отлагались в морской среде за счет сноса с суши (Мугоджары, отроги Южного Урала) терригенного материала, выпадения из водных растворов различных химических соединений (в основном карбонатов) и жизнедеятельности организмов.

Рис. 10. Верхнемеловые отложения (сеноман — датский).

I — Pg<sub>2</sub> — глины зеленые и зеленовато-серые, известковистые; II — Cr<sub>2</sub>d — мергели глинистые, участками пестроцветные, прослой мела трещиноватого; III — Cr<sub>2</sub>m<sub>2</sub><sup>2</sup> — мел белый трещиноватый; IV — Cr<sub>2</sub>m<sub>2</sub><sup>1</sup> — мел белый трещиноватый, мел и мергели; V — Cr<sub>2</sub>m<sub>1</sub> — мергели зеленовато-серые глинистые и мел белый трещиноватый; VI — Cr<sub>2</sub>sr — мергели зеленовато-серые, глинистые; VII — Cr<sub>2</sub>st — мергели зеленовато-серые и мел трещиноватый; VIII — Cr<sub>2</sub>st + sp — мергели зеленовато-серые глинистые; IX — Cr<sub>2</sub>st<sub>1</sub> — чередование пачек серых глин и песков серых зеленовато-серых; X — Cr<sub>2</sub>al<sub>3</sub> — пески серые и зеленовато-серые с прослоями глины.





Близкими в литологическом и фаціальном отношении к рассмотренным отложениям являются верхнемеловые образования левобережья р. Урала от устья до озера Челкар и юго-западной окраины Южно-Эмбенского поднятия.

В восточной части солянокупольной площади Прикаспийской впадины, а также на юго-восточном, восточном и северо-восточном ее бортах верхний мел сложен терригенными и карбонатными породами. Относительно глубоководный характер имеют карбонатные отложения верхнего мела между речью Волги и Урала. Эти образования здесь содержат значительное количество прослоев и горизонтов известняков с остатками моллюсков, характерных для глубоководных частей шельфа.

Несколько обогащены терригенным материалом породы верхнего мела северного борта Прикаспийской впадины. Те же отложения северо-западного и западного бортов содержат горизонты кремневых пород.

Литологически близки к южно-эмбенским породы верхнего мела Бузачей и Мангышлака. Их отличие заключается в появлении на Мангышлаке терригенных отложений в туроне и относительно мощных толщ известняков в сеноне. Наблюдаются изменения и в составе верхнемеловой фауны. Белемнителлиды, столь характерные для сенона Южной Эмбы, здесь почти полностью отсутствуют. Верхнемеловые отложения этого района обогащены остатками иглокожих.

#### ПАЛЕОГЕНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ (рис. 11)

Ввиду крайней бедности палеогена Южной Эмбы макроскопическими остатками фауны отдельными исследователями (Н. Н. Дампель, А. В. Фурсенко и др.) в начале 30-х гг. для расчленения и сопоставления этих образований были использованы фораминиферы. Особенно большой объем приобрели работы по изучению стратиграфии палеогена с помощью ископаемых фораминифер в послевоенные годы.

В итоге этих исследований в разрезе палеогена Южной Эмбы были выделены фаунистические зоны, которые дали возможность сделать заключение о распространении в рассматриваемом районе эоценовых и олигоценых образований.

Вопрос о наличии здесь палеоцена по настоящее время остается открытым ввиду отсутствия достоверных отложений этого стратиграфического комплекса.

По распространению палеогеновых образований Южно-Эмбенский район может быть разделен на две части: меньшую (приустуртскую),

Рис. 11. Палеогеновые и неогеновые отложения.

I — Ng<sub>ар</sub> — глины серые зеленовато-серые, темно-серые и черные, участками известковистые и песчанистые, прослой песков и песчаников (верхняя часть апшерона мощностью свыше 825 м); *Dreissensia carinata curvata* A n d r u s s., *D. distincta* A n d r u s s., *Apscherona* cf. *varicostata* S j o r g., *Pseudocatlillus catilloides* A n d r u s s. и др.; II — III — Ng<sub>ак</sub> — глины серые, темно- и зеленовато-серые, плотные, участками известковистые и песчанистые, прослой песков, песчаников, мергелей и известняков *Acinactra subkaspija* (A n d r u s s.), *A.* cf. *karabugasica* (A n d r u s s.), *Cardium* cf. *dombra* A n d r u s s. и др.; IV — Pg<sub>3a1</sub> — глины буровато-серые, известковистые, комплекс фораминифер, характерный для среднего и верхнего (?) майкопа (абжельская свита мощностью > 50 м); Pg<sub>2</sub><sup>ol</sup> — глины ярко-зеленые и зеленовато-серые, известковистые, плотные с раковинистым изломом и скорлуповатой отдельностью (исканская свита мощностью > 180 м); комплекс фораминифер, характерный для нижнего майкопа; V — Pg<sub>ol</sub>-еос — глины серовато-зеленые и зеленовато-серые, известковистые, алевроитистые, прослой глинистых мергелей *Pseudomussium micur* K o g o b k o v., *Nucula cosmani* V i n c., *Nucula* sp., *Ringicula* sp., *Siphonodentalium* sp., комплекс фораминифер; Pg<sub>2</sub> еос — глины известковистые, алевроитистые зеленовато-серые, серовато-белые и темно-зеленые; прослой глинистых мергелей; мергели глинистые; прослой известковистых глин. *Variamussium fallax* K o g o b k o v., *Nucula* sp., *Cuspidaria* sp. и др.; мергели темно-бурые (обычно), светло-зеленые и светло-серые, прослой темно-зеленой и черной известковистой глины; *Lyrolepis caucasica* R a m., *Variamussium Jangiscutum* K o g o b k o v. и др.; комплекс фораминифер; мергели серовато-зеленые и зеленовато-серые, сильно глинистые; прослой известняков алевролитов и глин. *Nucula bowerbanki* S o w., *Lucina valginica* N e t s c h. и др. (ниже 10—15 м).

расположенную к югу от линии Теренбузюк — Блекджал и большую, простирающуюся к северу от нее. Почти вся площадь, находящаяся к югу от указанной линии, сложена с поверхности палеогеном и неогеном. Более древние (меловые) образования обнажены под четвертичными осадками лишь в сводовых частях соляных куполов Каратон, Карачунгул, Ушкан, Кумшете и др.

Южнее линии Агнияз — Карачунгул — Ушкан отложения древнее палеогеновых не обнаружены.

На площади, лежащей к северу от линии Теренбузюк — Блекджал, палеоген по своему распространению значительно уступает породам меловой системы. Здесь он приурочен лишь к грабенам, периферическим частям соляных куполов или к межкупольным зонам. Распространены его осадки главным образом в западной или южной частях этой площади.

Эоцен повсеместно распространен в описываемом районе. По фауне ископаемых фораминифер, а в отдельных случаях — остатков моллюсков и рыб, в его разрезе могут быть выделены нижний, средний и верхний подотделы.

Отложения эоцена, мощностью свыше 235 м, повсеместно сложены известковистыми глинами, обычно серовато-зеленых и серых оттенков.

Породы эоцена охарактеризованы богатым комплексом фораминифер. Так, для нижнего эоцена характерен комплекс этих организмов с *Globorotalia subbotinae* M o g z. Среднеэоценовые образования содержат комплексы фораминифер с *Truncorotalia aragonensis* N u t t., *T. velascoensis* C u s h m. (нижняя часть), *Acarinina crassaformis* (G a l l. et W i s s l.) (верхняя часть).

К нижней части верхнего эоцена (аналоги кумского горизонта) приурочена ассоциация этих корненожек с *Turrilina robertsi* (H o w e et E l l i s), *Epistomina eocaena* C u s h m. et H a n n a (нижняя часть) и тонкостенных пелагических фораминифер (верхняя часть).

В образованиях, слагающих аналоги белоглинского горизонта, распространены комплексы тех же ископаемых с *Bolivina asiatica* M o g z. (нижняя часть) и *B. simplex* B a l a k h m. (верхняя часть).

В верхнем эоцене обнаружены остатки моллюсков и рыб. Среди них удалось определить: *Lyrolepis caucasica* R o m., *Variamusium langisculum* K o r o b k o v и другие (аналоги кумского горизонта), *Variamusium fallax* K o r o b k o v, *V. scufum* K o r o b k o v, *Nucula* sp., *Cuspidaria* sp., *Siphodontalium* sp., *Tornatella* sp. и другие (аналоги белоглинского горизонта). По всему разрезу эоцена также распределена фауна остракод.

Кроме того, в среднем и верхнем эоцене были найдены комплексы пыльцы и спор. Для среднеэоценового их спектра характерно преобладание пыльцы ксероморфных растений. Большая часть споро-пыльцевого комплекса нижней части верхнего эоцена (аналоги кумского горизонта) представлена пыльцой покрытосемянных растений. Для верхнего эоцена (аналоги белоглинского горизонта) характерен споро-пыльцевой комплекс, в котором преобладают споры папоротников и мхов. В меньшем количестве здесь обнаружена пыльца теплолюбивых покрытосемянных растений.

Отложения олигоцена, мощностью свыше 240 м, могут быть разделены на две части — нижнюю, относящуюся к аналогам хадумского горизонта Сев. Кавказа (нижний олигоцен), и верхнюю, являющуюся аналогом майкопской толщи (средний и, возможно, верхний олигоцен).

Нижний олигоцен (аналоги хадумского горизонта), мощностью до 60 м, сложен глинами известковистыми, с полураковистым изломом.



Для них характерен комплекс моллюсков с *Pseudamussium cossmanni* Коен., *Nucula* sp., *Ringicula* sp., *Siphonodentalium* sp., *Balantium* sp., а также ассоциация фораминифер с *Virgulina schreibersiana* Czuzek, *Bolivina mississippiensis* Cushman. subsp. *embaensis* N. Вук. и другие.

Залегающие выше отложения аналогов майкопской толщи, мощностью свыше 230 м, в большей своей части сложены ярко-зелеными известковистыми глинами со скорлуповатой отдельностью (искинская свита). Кверху глины приобретают буровато-серый оттенок (абжельская свита).

Рассматриваемые образования содержат комплекс фораминифер с *Globulina gibba* Orb., *Melonis subrotulum* (Chal.), *M. buxovillana* And. и др.

Наличие следов перерыва между эоценовыми и верхнемаастрихтскими отложениями в восточной части Южно-Эмбенского района указывает на его подъем в преэоценовое время.

По-видимому, та же часть исследуемого района испытала поднятие в конце нижнего и среднего эоцена, а также в предолигоценовое время.

В конце олигоцена и в начале миоцена вся территория Южной Эмбы была поднята колебательными тектоническими движениями, и на ней установился континентальный режим.

В эоцене, нижнем, среднем, и по-видимому, в отдельные отрезки верхнеолигоценового времени вся исследуемая площадь была покрыта морем. Южно-Эмбенский палеогеновый водоем являлся частью огромного моря, покрывающего в это время Европу, Среднюю Азию и Западную Сибирь.

Присутствие в комплексе фауны верхнего эоцена и олигоцена пектенид и нукул дает основание предполагать, что воды этого бассейна в соответствующие отрезки палеогенового времени имели соленость, близкую к нормальной морской.

Угнетенность отдельных форм этих животных, видимо, указывает на отклонение в некоторые этапы рассматриваемого времени их солености от нормальной.

Основываясь на составе споро-пыльцевых комплексов, можно прийти к выводу о господстве здесь в среднем эоцене засушливого климата, умеренно-теплого, влажного во второй половине того же времени и в нижнем олигоцене.

Близкими в литологическом и фациальном отношении к рассмотренным являются палеогеновые образования междуречья Волги и Урала, где они сложены известковистыми глинами с прослоями и горизонтами мергелей. Породы олигоцена на территории Прикаспийской впадины повсеместно обогащены псаммитовым материалом.

По направлению от центральной части впадины к северо-западному, северному и особенно восточному ее бортам в отложениях всех комплексов палеогена происходит уменьшение содержания карбонатного и псаммитового материала. Так, вблизи восточного борта Прикаспийской впадины верхние горизонты эоцена и отложения олигоцена почти нацело сложены континентальными образованиями — грубозернистыми песками с гальками различных пород.

В центральных частях Мугоджар и Южного Урала отложения палеогена, видимо, не отлагались. Они не сохранились и на отдельных участках северного и северо-западного бортов Прикаспийской впадины.

На Мангышлаке палеоген сложен песками, известковистыми глинами, мергелями и известняками. Прослой и горизонты известняков здесь обычно характерны для отложений эоцена.

## НЕОГЕНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ (см. рис. 11)

Образования неогена широко распространены на большей части Южно-Эмбенского солянокупольного района. Представлены они осадками сарматского яруса верхнего миоцена, акчагыльского и апшеронского ярусов верхнего плиоцена. Достоверные отложения прочих комплексов неогена по настоящее время здесь не обнаружены.

Наиболее полные и мощные разрезы неогена приурочены к западной окраине исследуемого района. На остальной большей части района, исключая его южную окраину, неоген сложен терригенными породами относительно небольшой мощности (30—50 м) сарматского и акчагыльского возраста.

Как отмечалось выше, отложения неогена представлены верхним миоценом (сарматский ярус) и верхним плиоценом (акчагыльский и апшеронский ярусы). Осадки других стратиграфических комплексов здесь не обнаружены. С известной долей вероятности отдельные исследователи относят к нижнему миоцену верхние горизонты абжельской свиты Южной Эмбы, сложенные серыми и зеленовато-серыми глинами.

Сведения о среднем миоцене Южной Эмбы ограничиваются единственным указанием Ю. П. Никитиной о находке моллюсков чокрака (*Leda fragilis* Chernitz и *Cardium hispidiforme* Davit). В отложениях красноцветной, карбонатной, гипсоносной толщи соляного купола Абжель, непосредственно покрывающих абжельскую свиту палеогена.

Сарматский ярус (верхний миоцен) Южной Эмбы представлен нижним и средним его подъярусами.

Нижнесарматские образования, мощностью до 30 м, распространены в северо-западной и юго-восточной частях описываемой площади. Сложены они здесь глинами серыми и зеленовато-серыми, плотными, с прослоями песков и песчаников. В отдельных разрезах (Казбай, Джильтау, Кулюнкулю) эти образования обогащены прослоями мергелей и известняков.

Отложения среднего сармата к настоящему времени обнаружены лишь в восточной части исследуемого района на Актулагае, Аксуате (Алатау), Джильтау, Исекджале, Кулюнкулю. Сложены они известняками желтыми и желтовато-серыми, в отдельных частях ракушняковыми, до 15 м мощности.

Сарматские отложения покрываются верхнеплиоценовыми (акчагыльскими).

Верхний плиоцен на территории Южной Эмбы представлен акчагыльским и апшеронским ярусами.

Породы акчагыльского яруса распространены на большей части района.

Сложены они повсеместно главным образом глинами серыми, зеленовато-серыми, почти черными, плотными, сланцеватыми, до 125 м мощности.

Наиболее мощные разрезы были вскрыты буровыми скважинами в западной части исследуемого района (соляной купол Новобогатниск).

Апшеронские образования распространены лишь в западной части Южно-Эмбенского района (к западу от меридиана соляного купола Абжель). В большинстве своем они сложены глинами серыми, зеленовато-серыми различных оттенков, с прослоями песков и песчаников. Для нижней части апшерона характерны прослои мергеля. Максимальная мощность осадков апшеронского яруса, вскрытая буровыми скважинами, составляет 1100 м (Новобогатниск). По сейсмическим данным, она превышает 2500 м.



Сарматские, акчагыльские и апшеронские отложения залегают, как правило, несогласно на подстилающих породах. В сводовых частях соляных куполов между ними обычно отмечается угловое несогласие. Так, нижний сармат в сводовой части Карабатана, залегают с угловым несогласием (до  $10^\circ$  и более) на породах апта, альба и сеномана. Образования того же подъяруса трансгрессивно перекрывают отдельные горизонты палеогена на Джильтау и Исекджале. Верхний сармат восточной части района трансгрессивно перекрывает, без видимого углового несогласия, эоцен (Актулагай, Аксуат) и майкоп.

Породы акчагыла в присводовой части Новобогатинска залегают несогласно на отложениях от пермотриаса до палеогена включительно. Угловое несогласие здесь достигает  $30-40^\circ$ . На Индере акчагыл трансгрессивно перекрывает сенон, а на южном крыле Черной Речки — майкоп.

Близкими в литологическом и фациальном отношении к рассмотренным отложениям неогена Южной Эмбы являются образования того же стратиграфического комплекса междуречья Волги и Урала и левобережья р. Урала от устья до озера Челкар. Здесь повсеместно распространены морские и континентальные отложения (пески, глины, мергели) верхнего плиоцена-акчагыла и апшерона.

На значительной территории восточной части Прикаспийской впадины верхнеплиоценовые отложения не сохранились. На северном и западном ее бортах они обогащены песками и глинами континентального происхождения.

Породы более древних стратиграфических комплексов, чем верхний плиоцен, за исключением отложений сармата, в Прикаспийской впадине не установлены. Сарматские отложения (пески, глины, мергели, известняки) сохранились лишь на небольших площадях юго-восточной ее части. Неогеновые отложения Мангышлака представлены значительно полнее. Они повсеместно слагаются морскими образованиями миоцена (чокракского, караганского, конкского горизонтов, сарматского и мэотического ярусов) и нижнего плиоцена (понтического яруса) — песчаниками, мергелями и известняками. Отложения более верхних горизонтов неогена здесь не установлены.

Рассмотренный фактический материал дал возможность установить в общих чертах геологическую историю Южно-Эмбенского района и сопредельных территорий. Она представляется нам в следующем виде. В отрезок времени, соответствующий концу майкопа и началу сармата, площадь района испытала поднятие. Это вызвало рост соляных куполов. В результате палеогеновые и более древние отложения на этих структурах были выведены из горизонтального положения.

В начале сарматского века как исследуемая территория, так и прилегающие к ней с севера, запада и юга площади, испытали значительное опускание. Благодаря этому обширная территория на юге Европейской части СССР, а также Устюрт, Мангышлак и Туркмения были покрыты водами нижнесарматской трансгрессии. Полученные новые данные о распространении осадков этой трансгрессии указывают, что береговая линия нижнесарматского моря располагалась примерно на 40 км севернее, чем это предполагалось до последнего времени.

#### ЧЕТВЕРТИЧНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ (рис. 12)

В Южно-Эмбенском районе четвертичные отложения сложены терригенными осадками. В большинстве своем это континентальные (пресноводные, элювиально-делювиальные и эоловые) образования, с прослоями

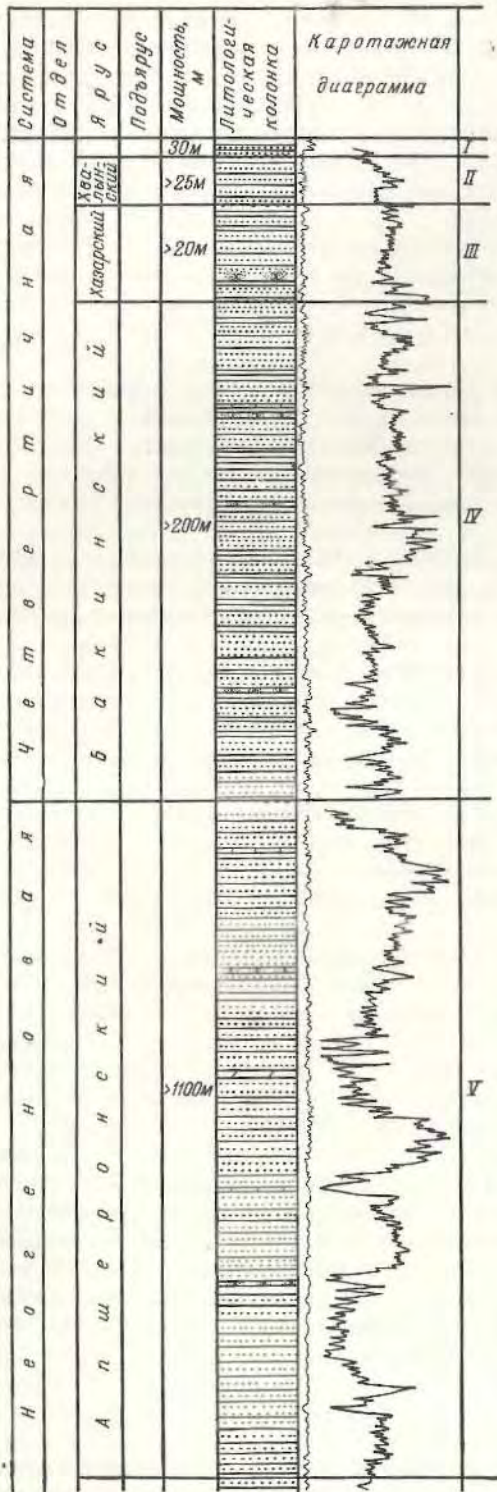


Рис. 12. Четвертичные отложения.

I — Q<sub>3</sub> — пески бурые и буровато-серые, глинистые разнородные и глины песчаные и известковистые той же окраски; II — Q<sub>1</sub>h<sub>v</sub> — глины, суглинки, пески, в большей части известковистые, зеленовато-серых коричневых тонов, морского и континентального происхождения, преобладают глинистые разности. *Didacna ebersini* Fed., *D. protracta* Eichw., *Adacna vitrea* Andrus., *Unio* sp., *Planorbis* sp., *Paludina* sp. и др.; III — Q<sub>h</sub> — глины черные буровато-серые с прослоями желтовато-бурых песков и остатками пресноводных пелеципод, пески желтовато-серые, участками глинистые с остатками пресноводных пелеципод, песчаники рыхлые и глины с морской фауной (нижняя часть разреза, южная окраина района). *Unio* sp., *Planorbis* sp., *Didacna palivkini* Wass., *D. ex gr. eulachia* Bog. и др.; IV — Q<sub>1</sub>b — глины зеленые и зеленовато-серые, серые и бурые, местами песчаные и известковистые, прослои песков и песчаников. *Didacna rudis* Na l., *D. parvula* Na l., *D. catillus* Eichw. и др.; V — N<sub>2</sub>ap — глины серые, зеленолато-серые, темно-серые и черные, участками известковистые и песчаные, прослои песков и песчаников, мергелей и известняков. *Dreissensia carinatocurvata* Andrus., *Apssheronia cf. raricoslata* Sjoeg r., *Monodacna cf. minor* Andrus. и др.



морских. В четвертичное время здесь периодически сменялись бассейны бакинской, хазарской, хвалынской и новокаспийской трансгрессий. Колебательные тектонические движения в этом районе проявились лишь в бакинское и хазарское время.

Как было установлено ранее, смена климатических условий являлась основной причиной возникновения трансгрессий и регрессий в хвалынское и новокаспийское время.

Близкими в литологическом и фациальном отношении к четвертичным отложениям Южной Эмбы являются морские и континентальные песчано-глинистые образования того же стратиграфического комплекса юго-западного борта Прикаспийской впадины, южной и центральной частей междуречья Волги и Урала, левобережья р. Урала (от ее устья до озера Челкар) и п-ова Бузачи. На остальной территории рассматриваемого региона породы четвертичной системы сложены континентальными образованиями, в основном грубозернистыми песками и суглинками.

### НАИБОЛЕЕ ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ РАЙОНАХ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

После того как мы познакомились с основными чертами строения разреза, следует подчеркнуть некоторые его характерные особенности, отличающие его от разновозрастных отложений других частей Русской платформы.

Прежде всего следует указать на значительную мощность осадочного комплекса, выполняющего Прикаспийскую впадину. В наиболее прогнутых частях впадины, как указывалось, кристаллический фундамент залегает по всей вероятности на глубине порядка 12—15 км. Эти прогибы могут быть выполнены осадками палеозоя мощностью примерно в 7—8 тыс. м и мезозойско-кайнозойским комплексом общей мощностью около 5000 м. Эти данные достаточно определенно указывают на преобладающую тенденцию к прогибанию области, проявляющуюся почти на всем доступном наблюдению пути ее развития.

Другой характерной чертой рассматриваемой области является преимущественное накопление в ее пределах терригенных осадков. В мезозойское и кайнозойское время это проявилось наиболее отчетливо; карбонатные осадки составляют очень небольшую часть всего комплекса. Состав палеозойских осадков, по-видимому, несколько более разнообразен. Здесь мы встречаем не только мощные терригенные толщи, но и галогенные и карбонатные.

По условиям осадконакопления для известной части палеозоя преобладающими являются морские фации, в том числе открытого моря, сменяющиеся в верхней части лагунными, прибрежными, мелководными условиями. В мезозое и кайнозое континентальные условия также не играли существенной роли, но для морских фаций характерно развитие мелководных, прибрежных обстановок, опреснение бассейнов.

Областями питания служили приподнятые массивы на Русской платформе на севере и западе, складчатые сооружения Урала и Мугоджар на востоке, Южно-Эмбенское поднятие и кряж Карпинского на юге в пермское и триасовое время. Как видно было из приведенного выше описания разреза, в отдельные моменты геологической истории вся область в целом или значительные по размерам участки ее испытывали подъемы, осушались и подвергались размывам. В других случаях при менее резких подъемах устанавливаются перерывы в осадконакоплении. Подсчитано, что в мезозое и кайнозое на периоды подъемов падает примерно одна треть геологического времени (Айзенштадт Г. Е.-А., 1958).

В эти промежутки времени, например, в конце перми, в среднем триасе, в конце триаса, в конце юры, неоднократно в меловое, палеогеновое и неогеновое время, происходил рост структур в разных частях исследуемой области, размыв их присводовых частей и вынос обломочного материала в сторону еще более глубоких областей опускания, располагавшихся на месте современного Каспия и геосинклинали Кавказа.

О колоссальных объемах сношенных осадков некоторое представление могут дать следующие величины. Известно, что в пределах Прикаспийской солянокупольной области, занимающей площадь около  $500\,000\text{ км}^2$ , на каждую  $1000\text{ км}^2$  приходится примерно 2,5 купола. Если принять, что объем соляного штока, внедрившегося в окружающие породы, равен объему смытых с его свода надсолевых пород, то при средней высоте штока над кровлей соли в межкупольных зонах, равной примерно 4 км, и площади сечения соляного ядра минимум в  $25\text{ км}^2$ , окажется, что с одного купола было сношено около  $100\text{ км}^3$  пород, а с  $1000\text{ км}^2$  солянокупольной территории — около  $250\text{ км}^3$  осадков.

В предъюрское время в пределах Мангышлакского прогиба произошли изменения режима колебательных движений: в результате сменился общий структурный план, Мангышлак причленился к платформе и в дальнейшем и на этой территории условия осадконакопления мало чем отличались от существовавших на остальной площади Западного Казахстана.

Остановимся кратко на сопоставлении доступных наблюдению разрезов палеозоя, мезозоя и кайнозоя Южной Эмбы и Мангышлака. Отложения этих районов представляют значительный интерес в отношении нефтегазоносности.

Наиболее древние образования палеозоя Мангышлака, обнаженные на дневной поверхности или вскрытые буровыми скважинами, относятся к нижней перми.

Более древние отложения палеозоя (карбон, девон) в этой части Западного Казахстана к настоящему времени встречены буровыми скважинами лишь на площади Южно-Эмбенского поднятия.

Существенные отличия выявляются при сопоставлении нижнепермских отложений Южной Эмбы и Мангышлака.

В Южно-Эмбенском районе верхняя часть нижней перми (кунгурский ярус), сложена в основном гидрохимическими осадками (гипсами, ангидритами, каменной и калийной солью), мощностью свыше 2000 м.

Нижние толщи этого отдела перми, условно относимые к артинскому ярусу, представлены песчано-глинистыми отложениями с горизонтами конгломератов различных пород. В отдельных частях они содержат остатки морской фауны (фораминиферы и брахиоподы).

Нижняя пермь Мангышлака целиком представлена континентальными отложениями. Наряду с породами, характерными для нижнепермских образований Южной Эмбы, здесь значительная часть рассматриваемого отдела перми сложена сланцами. Породы этого стратиграфического комплекса участками носят следы метаморфизма.

Сопоставить мощности нижней перми Южной Эмбы и Мангышлака не представляется возможным, так как полностью она не пройдена скважинами ни в одном из этих районов.

Отмечается различия и при сопоставлении разрезов верхней перми этих районов. Верхняя пермь здесь целиком сложена континентальными образованиями в основном пестроокрашенными глинами, песками и песчаниками с прослоями конгломератов из галек различных пород. Значительное участие в строении рассматриваемых образований Мангышлака принимают сланцы.



Породы верхней перми этого района, так же как и нижнепермские, в отдельных частях разреза несут следы метаморфизма. В настоящее время нет возможности сделать какие-либо выводы о соотношении мощностей верхней перми этих районов. В Южно-Эмбенском районе эти образования не пройдены целиком ни одной скважиной. Сравнение мощностей верхнего отдела перми, условно выделенного на отдельных площадях Южно-Эмбенского района, по сейсмическим данным, и, отчасти по данным бурения, с мощностями тех же образований Мангышлака приводит нас к предположению о близких их величинах.

Существенные различия наблюдаются при сопоставлении триасовых отложений указанных районов.

Различен их объем, литологический и фациальный составы. Так, если на Мангышлаке рассматриваемая система представлена в объеме трех отделов (нижнего, среднего и верхнего), то на Южной Эмбе она обнимает только два отдела (нижний и верхний). Триасовые отложения обоих районов в значительной части сложены глинами, песчаниками и конгломератами из галек различных пород. Однако в отличие от литологического состава южно-эмбенского триаса, в строении рассматриваемых образований Мангышлака существенное участие принимают сланцы.

Во всем трем отделах триаса этого района приурочены прослои пород, содержащие морскую фауну. Как известно, в Южно-Эмбенском районе указанные породы с морской фауной обнаружены лишь в отложениях нижнего триаса.

Значительно различаются мощности триасовых образований указанных районов. Так, общая мощность этих отложений Мангышлака (5200 м) почти в 10 раз превышает мощность триаса Южной Эмбы (545 м). Эти различия связаны с выпадением на Южной Эмбе среднего отдела триаса, а также с увеличением мощностей нижнего и верхнего его отделов на Мангышлаке.

Наблюдаются различия и при сопоставлении юрских отложений Южно-Эмбенского района и Мангышлака. Относятся они к литологическим и фациальным особенностям. Нижняя юра обоих районов сложена континентальными, литологически различными образованиями. Как известно, на Южной Эмбе отложения этого отдела юры (песчано-галечниковая свита) сложены в основном светло-серыми песками с гальками, галечниками, конгломератами, в чередовании с глинистыми породами с растительными остатками. Те же образования Мангышлака представлены пестроокрашенными глинами и песками с растительными остатками и сажистыми прослоями.

Средняя юра обоих районов сложена в большей своей части лагуно-континентальными угленосными образованиями, содержащими значительное количество растительных остатков и пласты углей. Отдельные части разреза содержат прослои пород с морской или солоноватоводной фауной. Следует указать, что среднеюрские отложения Мангышлака значительно больше обогащены остатками морской фауны, чем те же образования Южно-Эмбенского района.

Фауна морских моллюсков здесь приурочена не только к батскому ярусу, что наблюдается на Южной Эмбе, но и к байосу.

Верхняя юра обоих районов сложена полностью морскими отложениями. Континентальные осадки этого отдела юры (аналоги титона — глины с прослоями ангидритов) обнаружены лишь в западной части Южно-Эмбенского поднятия (ур. Южный Саргамыс).

Для верхней юры Южно-Эмбенского района характерно наличие толщ известняков и богатого комплекса фауны морских моллюсков.

Отмечаются различия и при сопоставлении мощностей юрских отложений. Так, общая мощность юры Южной Эмбы (1050 м) почти в два раза превышает мощность тех же отложений Мангышлака (550 м). Подобное различие вызвано значительным возрастанием мощностей нижнего и верхнего отделов юры. Так, мощность нижней юры Южной Эмбы (135 м) превышает мощность тех же образований Мангышлака (40 м) более чем в 3 раза. Примерно те же соотношения наблюдаются при сравнении мощностей верхней юры Южной Эмбы (336 м) и Мангышлака (90 м).

В то же время мощность отложений средней юры Южной Эмбы (575 м) незначительно превышает мощность тех же образований Мангышлака (420 м).

Следует иметь в виду, что приведенные выше сопоставления даны для районов Центрального (Горного) Мангышлака, где наблюдается сокращение мощностей. Во внутренних районах Южно-Мангышлакской впадины, по данным сейсморазведки, устанавливается резкое возрастание мощностей осадков мезозоя и кайнозоя, по-видимому, появляются мощные толщи рэт-лейаса, нарастает мощность средней юры и палеогена.

Весьма близкий литологический и фаунистический состав имеют меловые отложения рассматриваемых районов.

В том и другом случае нижний мел представлен в большей своей части терригенными образованиями. Наоборот, верхний отдел мела почти целиком сложен карбонатными породами.

Карбонатными отложениями (мелом и мергелем) на Южной Эмбе представлены образования датского яруса, сенона и турона. На Мангышлаке, так же как и на Бузачи, граница между карбонатными и терригенными образованиями проходит внутри туронского яруса. Сеноманский ярус указанных районов целиком сложен терригенными отложениями.

Весьма близки комплексы фауны мела обоих районов. Меловые отложения Мангышлака характеризуются значительно более богатым комплексом фауны (в количественном и видовом отношении), чем те же осадки Южной Эмбы. Особенно это относится к нижнемеловым образованиям. Нижний мел этого района характеризуется наличием ряда аммонитов, отсутствующих в Южно-Эмбенском районе (различные *Pervinqueria*, *Arrhoplites* и другие).

Верхнемеловые осадки Мангышлака, в отличие от тех же пород Южной Эмбы, отличаются богатством фауны (в количественном и видовом отношении) морских ежей. В то же время они весьма бедны остатками белемнителлид (актинокамаксов, белемнителл), характерных для верхнего мела Южной Эмбы.

Общая мощность мела Мангышлака (2585 м) несколько превышает мощность тех же образований Южно-Эмбенского района (2225 м). Наблюдаются различные соотношения мощностей нижнего и верхнего отделов мела указанных районов. Общая мощность нижнего мела Южной Эмбы (1525 м) превышает мощность того же отдела Мангышлака. Наоборот, мощность верхнемеловых отложений Мангышлака (1448 м) более чем в два раза превышает мощность тех же образований Южной Эмбы (700 м). Анализ мощностей осадков отдельных ярусов нижнего мела обоих районов указывает на то, что близкие показатели имеют лишь альб и валанжин (рис. 13).

Однако при близких значениях общих мощностей альба (655 м — Южная Эмба и 611 м — Мангышлак) мощности отдельных их подъярусов существенно различаются. Так, максимальная мощность верхнего альба Южной Эмбы (450 м) более, чем в два раза превышает мощность того же стратиграфического комплекса Мангышлака (207 м). С другой стороны,





Рис. 13. Схематическая карта мощностей меловых отложений Западного Казахстана.

1 — линии равных мощностей, м; 2 — сейсмические профили; 3 — меловые отложения отсутствуют.  
 Новоузенско-Челкарский; Б — Узеньский; В — Каратон-Темирский и его составные части: В<sub>1</sub> — Байчунасский прогиб; В<sub>2</sub> — Каратонский; В<sub>3</sub> — Та-  
 кырбулакский; В<sub>4</sub> — Темирский; Г — Уильский; Д — Каракудукский.



максимальная мощность среднего альба Южной Эмбы (90 м) более, чем в 4 раза, меньше максимальной мощности того же подъяруса на Мангышлаке (365 м). Наибольшая мощность нижнего альба Южной Эмбы (115 м) почти втрое превышает мощности того же стратиграфического комплекса Мангышлака (39 м).

Максимальная мощность аптского яруса Мангышлака (316 м), зато значительно превышает мощность апта Южно-Эмбенского района (190 м).

Выявляются большие различия при сравнении мощностей готерива и баррема указанных районов. Так, максимальная мощность баррема Южной Эмбы (460 м) превышает более, чем в 5 раз, наиболее полные мощности того же яруса Мангышлака (80 м). Значительно полнее представлены в Южно-Эмбенском районе готеривские отложения (максимальная мощность — до 140 м; на Мангышлаке максимальная мощность — до 40 м). Валанжинские отложения обоих районов имеют примерно равные мощности (до 110—120 м).

Общая мощность верхнего отдела мела Мангышлака возрастает за счет увеличения мощностей почти всех его ярусов, исключая сантонский.

Выше отмечалось сходство литологического состава мела обоих районов. В барремском ярусе Мангышлака (одной из основных продуктивных свит Южной Эмбы) также содержатся промышленные залежи нефти и газа.

Весьма близки в литологическом и фаунистическом отношении отложения палеогена. Последние в основном относятся к эоцену и олигоцену. Вопрос о присутствии палеоцена в Южно-Эмбенском районе в настоящее время является дискуссионным, так как в слоях, относимых к этому отделу (палеоген рассматривается как геологическая система), по данным ископаемых фораминифер, встречаются датские морские ежи. По фауне фораминифер в этих районах, а также на п-ове Бузачи выделяются палеоценовые образования (главным образом мергели, известковистые глины), мощностью свыше 30 м.

Повсеместно на площадях обоих районов, а также на п-ове Бузачи, распространены отложения нижнего, среднего и верхнего подотделов эоцена. На Южной Эмбе, Бузачи и Мангышлаке эоценовые отложения сложены в большей своей части глинистыми мергелями. В строении среднего подотдела Мангышлака значительное участие также принимают известняки.

Максимальные мощности верхнего подотдела эоцена приурочены к Южно-Эмбенскому району. Несколько меньшие их значения характерны для п-ова Бузачи и минимальная — для Мангышлака. Минимальные мощности нижнего и среднего эоцена, наоборот, приурочены к Южно-Эмбенскому району.

Отложения олигоцена не имеют широкого распространения в рассматриваемых районах. Более широко они распространены на Мангышлаке и Бузачи. В Южно-Эмбенском районе они приурочены в основном к южной его окраине. На остальной площади этого района олигоцен обнаружен лишь в наиболее прогнутых межкупольных зонах. В строении олигоцена этих районов значительное участие принимают глины. Как в Южно-Эмбенском районе, так и на Мангышлаке, в разрезе олигоцена выделены аналоги хадумского горизонта и майкопа. Максимальные мощности олигоцена (400—500 м) приурочены к площадям Мангышлака и Бузачи, минимальные — к Южно-Эмбенскому району.

Значительные отличия наблюдаются при сравнении объемов протетпа Южной Эмбы и Мангышлака.



Так, в Южно-Эмбенском районе к среднему миоцену\* условно относится толща пестроцветных глин, мощностью до 70 м, представленная в большей своей части континентальными образованиями и содержащая единичные остатки чокракских моллюсков. На Мангышлаке этот отдел обнимает чокракский, караганский и конкский горизонты, сложенные морскими образованиями, общей мощностью свыше 60 м. На п-ове Бузачи средний миоцен представлен караганским и конкским горизонтами, в литологическом и фаунистическом отношении близкими к тем же стратиграфическим подразделениям Мангышлака.

Верхний миоцен Южно-Эмбенского района, так же как и на п-ове Бузачи, представлен лишь нижним и средним подъярусами сармата. На Мангышлаке он сложен всеми тремя его подъярусами, а также мютисом. На всей описываемой площади сармат сложен литологически однородными образованиями. Так, повсеместно нижний подъярус сармата представлен здесь в основном глинами, а верхний — известняками.

Сопоставление мощностей нижнего и среднего сармата рассматриваемых районов указывает на увеличение мощностей этих стратиграфических комплексов в южном направлении (т. е. от Южной Эмбы к Мангышлаку).

Отложения нижнего плиоцена (пантического яруса) к настоящему времени известны лишь на Мангышлаке.

Средний плиоцен по настоящее время не обнаружен, как в рассматриваемых районах, так и на остальной площади Западного Казахстана.

Верхнеплиоценовые образования (акчагыл, апшерон), мощностью свыше 1200 м, распространены лишь в Южно-Эмбенском районе.

Четвертичные образования Мангышлака, Южной Эмбы и п-ова Бузачи сложены морскими песчано-глинистыми осадками бакинского, хазарского, хвалынского, новокаспийского ярусов и континентальными их аналогами. Максимальные мощности отложений (свыше 270 м) приурочены к Южно-Эмбенскому району.

---

\* Нижний миоцен, по настоящее время, в рассматриваемых районах не выделен. Он, видимо, слагает верхние горизонты майкопской свиты.

### Глава III

## ТЕКТОНИКА

### 1. СХЕМА ГЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

В современном геоструктурном плане в пределах Западного Казахстана выделяются два крупных элемента: в северной половине — Прикаспийская впадина как часть Русской платформы, на юге — Закаспийская платформа\*.

Прикаспийская впадина представляет собой наиболее погруженную юго-восточную часть Русской платформы с докембрийским основанием и широким развитием соляных куполов, сформировавшихся на фоне крупных палеозойских (подсолевых) структур платформенного типа.

На востоке она окаймляется складчатыми сооружениями Урала и Мугоджар с переходными линейными складками Актюбинского Приуралья и Примугоджарья, на севере и северо-западе отделяется уступами в фундаменте от собственно Русской платформы. Южным обрамлением Прикаспийской впадины являются Южно-Эмбенское поднятие и и погребенная складчатость линии Карпинского.

Закаспийская платформа характеризуется, по-видимому, более сложным строением докембрийского фундамента, расчлененного на отдельные крупные глыбы, между которыми местами простираются узкие, линейно вытянутые грабенообразные зоны, выполненные разновозрастными складчатыми комплексами пород; в пределах этих зон могут быть встречены типичные линейные складчатые формы и структуры, близкие по своему характеру к платформенным, напоминающие или аналогичные структурам Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса.

В породах, покрывающих докембрийский фундамент и зоны погребенной внутриплатформенной складчатости, соответственно развиты различные структуры платформенного типа, несущие на себе следы влияния различно построенного фундамента.

На востоке в пределах Аральского моря Закаспийская платформа ограничивается складчатыми сооружениями погружающегося на юг Урала, а на юге постепенно переходит через Южно-Мангышлакский и Южно-Устюртский прогибы к системе положительных структур платформенного типа: Туаркыра, Карабогазгольского и Центрально-Каракумского сводов, которые в прошлом, по-видимому, объединялись единым массивом докембрийского основания, простиравшимся от системы поднятий Бухаро-Хивинской зоны Узбекистана на востоке через Центрально-Каспийский свод и Прикумско-Кизлярскую зону поднятий на западе.

По данным сейсморазведки глубина погружения докембрийского фундамента в пределах Прикаспийской впадины местами достигает

---

\* Под «Закаспийской» платформой понимается территория, занимаемая Мангышлаком, Устюртом и сопредельными с ними районами Карабогазгола, Каракумов и Предустюртской равнины, которые рядом исследователей относятся к эпигерцинской платформе или Туранской плите.



10—15 км, тогда как на собственно Русской платформе она составляет всего 2,5—3 км и лишь местами до 5 км. Из этого следует, что Прикаспийская впадина погружалась в несколько раз быстрее, чем собственно Русская платформа. Рассматривая мощности подсолевых и вышележащих отложений, приходим к выводу, что столь интенсивное погружение Прикаспийской впадины началось в основном с кунгурского времени и продолжалось до антропогена включительно. Мощность осадков, заключенных между докембрийским фундаментом и предполагаемым подсолевым ложем, по сейсмическим данным составляет 3—6 км, что в известной мере близко к мощности докунгурских палеозойских отложений на собственно Русской платформе.

Относительно медленное накопление осадков докунгурского времени в сравнении с кунгурскими и более молодыми отложениями полностью соответствует этапам геотектонического развития Русской платформы в период формирования Уральской геосинклинали. Действительно, в период интенсивного накопления осадков в Уральской геосинклинали докембрийский фундамент Русской платформы, включая Прикаспийскую впадину в гипсометрическом отношении, должен был доминировать над Уральской геосинклинальной областью и только после инверсии последней в нижнепермское время стало возможным интенсивное погружение фундамента Прикаспийской впадины вплоть до принципиальной перестройки структурного плана, присущего нормальному сопряжению горных систем, предгорных прогибов и платформ.

Если в настоящее время в пределах собственно Русской платформы фундамент воздымается от предгорного прогиба в сторону платформы, то в Актыбинском Приуралье он, напротив, от линейной складчатости предгорного прогиба резко погружается к центральным областям Прикаспийской впадины. Такая перестройка структурного плана стала возможной только после завершения формирования Уральской складчатости.

Таким образом, Прикаспийская впадина как обособленный элемент Русской платформы начала формироваться главным образом с кунгурского времени. Это позволяет считать, что основные черты геологического строения Прикаспийской впадины докунгурского времени были аналогичными или наиболее близкими строению собственно Русской платформы. И, следовательно, в докунгурском структурном плане Прикаспийской впадины должны существовать обширные структуры платформенного типа, в какой-то мере аналогичные структурам Волго-Уральской и других областей платформ.

История геологического развития Закаспийской платформы, в значительной степени отличается от истории развития собственно Русской платформы и ее Прикаспийской впадины. В палеозое здесь сформировались отмеченные выше узкие грабенообразные внутриплатформенные складчатые сооружения (Южно-Эмбенское поднятие, складки линии Карпинского) при одновременном накоплении осадков в платформенных условиях на остальной территории. В кунгурское время, когда Прикаспийская впадина интенсивно погружалась, Закаспийская платформа подобно собственно Русской платформе в основном испытывала подъем и связанный с этим перерыв в осадконакоплении.

В верхнепермское и триасовое время, наряду с накоплением осадков платформенного типа, происходило интенсивное формирование внутриплатформенной Мангышлакской впадины и причленение ее складчатых сооружений к ранее образовавшейся каменноугольной складчатости линии Карпинского. И только с момента завершения мангышлакской складчатости, начиная с нижнеюрского времени, весь Западный Казахстан представлял собой единое сравнительно жесткое платформенное сооружение,

на котором отложилась толща мезозойско-кайнозойских осадков, выдержанных в литолого-фациальном отношении почти на всей территории.

На последнем этапе — в палеогеновое, неогеновое и особенно антропогенное время — наблюдался относительный подъем восточной половины Прикаспийской впадины. Этот этап развития хорошо отражен на современных геологических картах, показывающих широкое поле обнажающихся мезозойских отложений от западного обрамления Уральских гор до р. Урал и от Общего Сырта до Предустюртской равнины.

Характерно, что в предтретичное время интенсивность куполообразования и глубина эрозии сводов соляных куполов преобладали в западной половине Прикаспийской впадины. Это может объясняться присутствием более мощной толщи соли, но не исключает и относительно большего подъема этой части впадины в предтретичное время.

Таким образом, намечается периодическое чередование региональных относительных подъемов и погружений различных частей Прикаспийской впадины, а, по-видимому, и всего Западного Казахстана.

Автор счел возможным в данной работе отказаться от изложения точек зрения других исследователей по вопросам региональной геологии исследуемой области, поскольку в самое последнее время в работе Н. В. Неволлина (1961) был дан обзор всех предложенных ранее тектонических схем для Западного Казахстана. Автор стремился к более подробному изложению и обоснованию своих собственных представлений по тектонике. Попутно, при рассмотрении тех или иных вопросов, обсуждаются и взгляды других исследователей.

## 2. ТЕКТОНИКА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

### а) Представление о строении фундамента

По представлениям автора (1951, 1958), толща осадочных пород, слагающих Прикаспийскую впадину, при своем формировании непрерывно испытывала воздействие блоковой тектоники докембрийского основания.

Дифференцированные подвижки различных блоков фундамента отразились в покрывающих породах в виде крупных флессуробразных структур платформенного типа. Кристаллическое основание выполняло роль относительно жесткого скелета, через который передавались осадочному покрову деформации более глубоких областей земли. Нужно полагать, что детали структурного плана видоизменялись от одного структурного этажа к другому, тем не менее некоторая преемственность отдельных элементов региональной тектоники в определенной мере сохранялась.

Характерно ступенчатое погружение фундамента от прибортовых частей к внутренним областям Прикаспийской впадины. При этом во внутренних частях впадины доминируют крупные разломы двух основных направлений — северо-восточного и северо-западного.

Наличие разломов в докембрийском фундаменте отмечалось еще А. П. Карпинским, Н. И. Андрусовым, Н. Н. Тихоновичем, П. А. Православлевым и другими исследователями.

В 1883 и 1918 гг. А. П. Карпинский (1919, 1939), рассматривая два направления дислокаций юга России (СЗ-ЮВ и СВ-ЮЗ), отмечал: «В Европейской России есть еще одна, весьма замечательная местность, которую в рассматриваемом нами вопросе нельзя обойти молчанием. Это Ергени — возвышенность, тянущаяся по степному пространству от Царицына на юг к Маньчу и находящаяся, следовательно, в районе столько раз уже упоминавшейся кряжевой полосы. Граница Ергеней с Каспийской низмен-



ностью, вероятно, обуславливается приблизительно меридиональным сбросом или сбросами».

Далее, рассматривая два направления дислокаций в южной половине Европейской России, А. П. Карпинский отмечал: «Дислокация кристаллических пород с преобладающим северо-восточным простиранием должна была возникнуть в досилурийские периоды; нарушение же пластования этих пород в направлении СЗ-ЮВ, вероятно, происходило одновременно с дислокацией перечисленных выше неметаморфизированных осадочных образований», то есть не старше девона.

В 1902 г. Н. И. Андрусов (1902), анализируя границы акчагыльского бассейна, отмечает: «Мы имеем основание думать, что основная черта рельефа местности между Самарской Лукой и Владикавказом, выражающаяся в существовании значительной разницы высот на восточной стороне указанной полосы и на западной, обязана существованию одной общей дислокации, причинившей опускание восточной половины, опускание, отчасти предопределившее характер течения Волги».

В 1923 г., развивая положения А. П. Карпинского о двух направлениях дислокаций, Н. И. Андрусов (1923), при изучении отложений апшеронского яруса, отмечал: «По-видимому, движений того же рода, т. е. перемежаемость опусканий, по двум направлениям, почти взаимно перпендикулярным, происходит и в неогеновое время».

В 1928 г. П. А. Православлев в докладе на III Всесоюзном съезде геологов (Ташкент) по вопросу о современных движениях земной коры в Понто-Каспийской области, приходит к следующим выводам. Северный Прикаспий, по его мнению, «представляет собой обширный грабен, ограниченный на западе Ергенями и палеогеновыми толщами Царицын-Саратовского правого берега Волги, на севере — Общим Сыртом и на востоке — так называемым Приуральским плато (Предгорье Ю. Урала и Мугоджар), на юге грабен уходит под воды Северного Каспия. В свою очередь, площадь грабена, по-видимому, также перебита разломами и сбросами».

Аналогичные взгляды высказывались А. П. Павловым (1896), А. Д. Архангельским (1912), А. Н. Мазаровичем (1925), Ф. П. Саваренским (1927).

В 1945 г. М. М. Жуков (в монографии о плиоценовой и четвертичной истории севера Прикаспийской впадины) отмечает несовпадение взглядов у перечисленных выше исследователей на возраст дислокаций. Тем не менее он пишет: «Таким образом, может считаться доказанным, что опускание западного борта Прикаспийской впадины в пределах совпадения его с правым современным берегом Волги, разрешилось возникновением сбросовых трещин».

И дальше, «Границы Прикаспийской впадины хорошо выражены в рельефе в виде уступов: на западе ее обрамляют обрывы правого берега р. Волги, на севере — склоны Общего Сырта, на востоке — склоны зауральских сыртов» и далее «... весьма вероятно тектоническое их происхождение. Учитывая факт опускания Северного Прикаспия в предакчагыльское время, можно с известной долей вероятности говорить о характере этого опускания, т. е. рассматривать опущенный участок Северного Прикаспия как осложненный местами сбросами».

Наконец, «Подводя итог сказанному о мощностях плиоценовых и четвертичных отложений, можно прийти к следующим небезынтересным выводам. Суммарными максимальными мощностями эти отложения характеризуются в основном на территориях, прилегающих к бортам Прикаспийской впадины, намечая тем самым ее максимально опущенные участки».

В последующие годы изучению строения фундамента Прикаспийской впадины было посвящено большое число работ, основанных главным образом на интерпретации геофизических данных и широких геологических построений на фоне сопредельных более изученных областей (С. Н. Шатский, 1946; Э. Э. Фотиади, 1937, 1940, 1943, 1955, 1956; Ю. А. Косыгин, 1948, 1951; Н. В. Неволин, 1947, 1948, 1951, 1957, 1958, 1961; А. Л. Яншин, 1951; В. Я. Авров, 1951, 1955; Н. А. Калинин, 1941, 1945, 1951, 1954; Г. Е.-А. Айзенштадт, 1949, 1951, 1952, 1956, 1962; П. Е. Харитонов, 1954; М. П. Казаков, 1955, 1958; Я. С. Эвентов, 1956; В. С. Журавлев, 1957, 1960; В. Е. Хаин, 1958; Р. Г. Гарецкий и В. И. Шрайбман, 1961 и др.).

Используя карту аномалий и ряд геолого-геоморфологических данных, автор в 1951 г. предложил схему распространения разломов в кристаллическом фундаменте Западного Казахстана, дополненную и уточненную для настоящего издания (рис. 14). При этом были учтены зональные изменения в строении соляных куполов, закономерное расчленение на звенья региональных гравитационных максимумов (Южно-Эмбенского, Хобдинско-Аралсорского и др.), а также закономерные изгибы гидрографической сети, чинков Устюрта и берегов Каспийского моря. С одним из наиболее крупных разломов ( $F_3$ ) северо-западного направления совпадает граница раздела всей Прикаспийской впадины на восточную и западную половины. Эта граница проходит вблизи р. Урал и отделяет западную половину Прикаспийской впадины, характеризующуюся развитием преимущественно крупных соляных куполов с глубоко размытыми сводами, которые перекрыты резко несогласно отложениями палеогена и неогена большой мощности, от восточной половины значительно более приподнятой. Последняя почти лишена покрова палеогеновых и неогеновых осадков и характеризуется в большинстве своем не столь крупными куполами с сохранившимися мезозойскими сводами.

Со вторым разломом ( $F_2$ ) совпадают восточная граница распространения древнекаспийских осадков и положительные элементы рельефа Иманкаринской зоны. В 1924 г. Н. Н. Тихонович в основном по морфологическим признакам соляных структур выделил Темирскую, Терсакканскую, Иманкаринскую, Доссорскую и Гурьевскую зоны, границы распространения которых в общих чертах соответствуют контурам предполагаемых в настоящее время ступеней, обусловленных разломами в докембрийском фундаменте.

По рекомендации автора, с 1950 г. М. И. Баренбоймом были начаты специальные сейсмические исследования (МОВ), с целью прослеживания предполагаемого разлома ( $F_3$ ) в Кулсары-Каратонской зоне, которые затем продолжались Г. Я. Рабиновичем, Н. И. Тумиловичем и др. Эти исследования позволили наметить по подсольевым отложениям изгиб пластов в области предполагаемого разлома в фундаменте.

В последние годы было организовано систематическое изучение основных черт геологического строения и перспектив нефтегазоносности Прикаспийской впадины и ее обрамлений. С этой целью был проведен ряд региональных сейсмических профилей меридионального и широтного направлений (МОВ, КМПВ и частично ГСЗ) (рис. 15, 16). Результаты этих исследований уже в настоящее время вносят существенный вклад в познание строения фундамента, подсольевых и надсольевых отложений.

В 1957 г. экспедицией ВНИИ геофизика под научным руководством Ю. Н. Година был проложен региональный сейсмический профиль (МОВ, КМПВ, ГСЗ) через прибортовую зону Прикаспийской впадины в западной части Оренбургской области, который показал резкий ступенчатый переход от собственно Русской платформы к Прикаспийской впадине.



В 1958—1961 гг. на территории Оренбургской области, включая прибортовую зону Прикаспийской впадины, силами ВНИИгеофизика и геологоразведочных организаций Оренбургской области был выполнен ряд сейсмических профильных пересечений (КМПВ) с целью изучения строения поверхности докембрийского фундамента, в том числе один профиль методом глубокого сейсмического зондирования, позволивший ос-

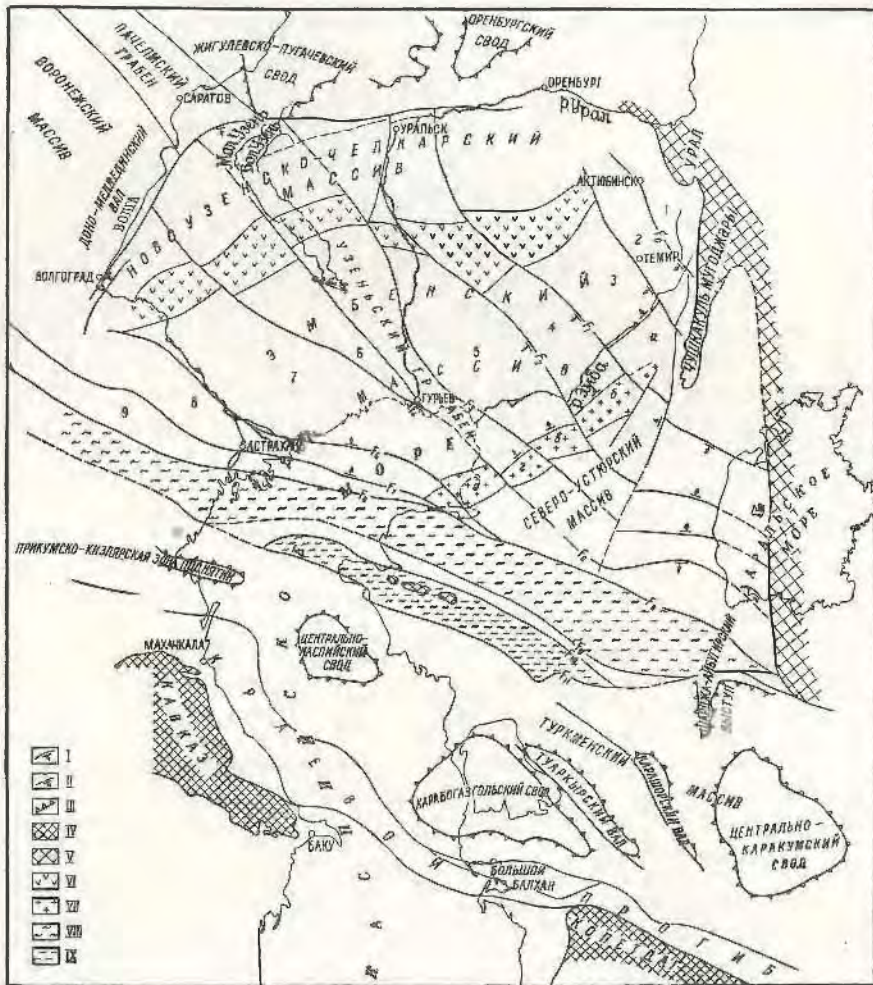


Рис. 14. Схема строения фундамента Западного Казахстана.

I — глубинные разломы I порядка; II — глубинные разломы II порядка; III — положительные структурные элементы; IV — горные сооружения Урала, Кавказа, Копетдага и Мангышлака; V — предполагаемое продолжение Урала; VI — зона внутриплатформенного Аралско-Хобдинского грабена; VII — зона внутриплатформенного Южно-Эмбенского грабена; VIII — зона внутриплатформенного грабена Карпинского; IX — зона внутриплатформенного Мангышлакского грабена. Ступени (цифры в кружках): 1 — Предуральская; 2 — Темирская; 3 — Кенкиякская; 4 — Терсаканская; 5 — Имангаринская; 6 — Новобогатинская; 7 — Жамбайская; 8 — Астраханская; 9 — Преддонецкая. Блоки (буквы в кружках): а — Жарнамьский; б — Диярский; в — Тутаркандский; г — Вуранкульский; д — Лебяжинский.

ветить разрез до поверхности Мохоровичича. Особый интерес представляют региональные сейсмические профили XV и XVI, пересекающие Прикаспийскую впадину в меридиональном и широтном направлениях. Профиль XV проложен экспедицией ВНИИгеофизика в меридиональном направлении от северного борта Прикаспийской впадины до Южно-Эм-



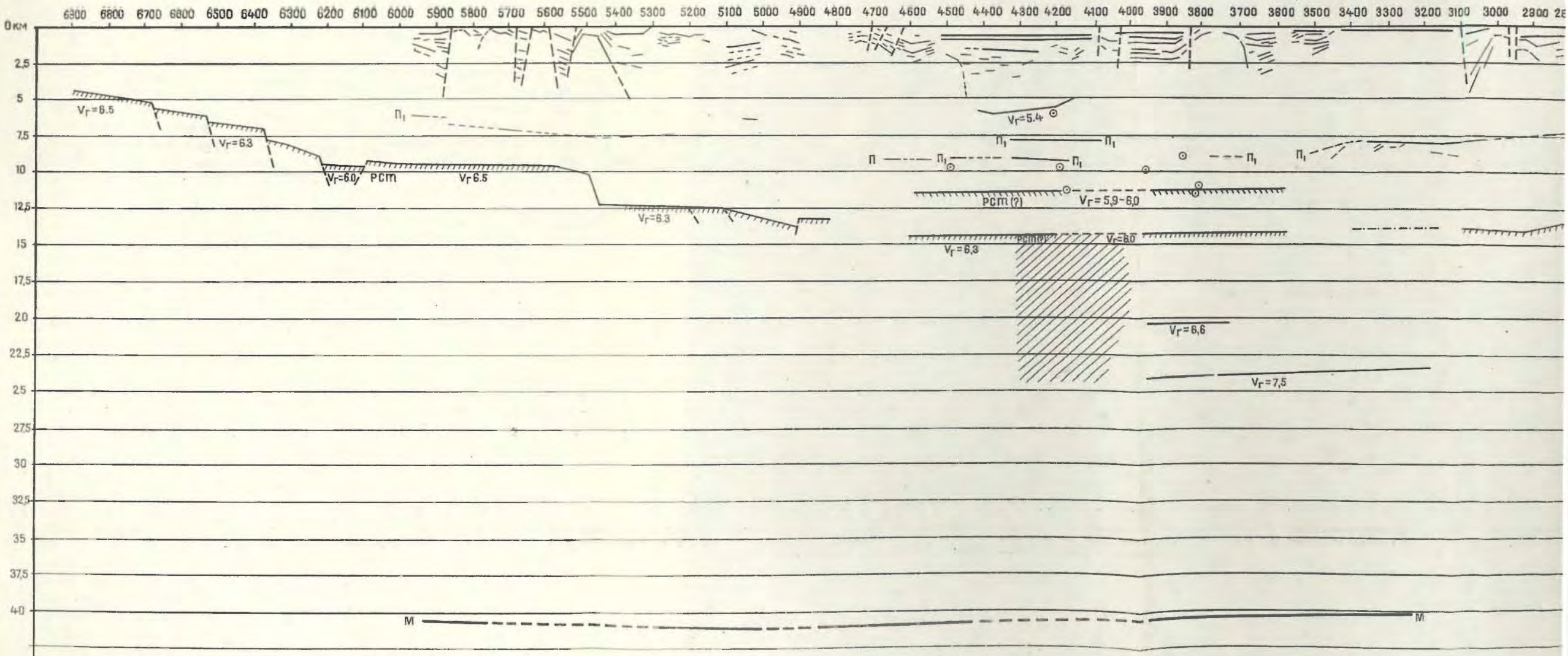


Рис. 15. Региональный сейсмический профиль XV КМШВ (по А. Н. Папкратову, Т. Ф. Гайпутдинову, А. В. Сувиловой, Д. В. Фирсовой).

1 — отражающие границы; 2 — подсолевой горизонт; 3 — преломляющая граница в осадочной толще; 4 — поверхность кристаллического фундамента; 5 — предельное верхнее положение кристаллического фундамента; 6 — поверхность кристаллического фундамента аномальной записи на Хобдинском участке; 7 — поверхность Мохоровичича; 8 — тектонические нарушения; 9 — центры дифракции по данным РНЦ.



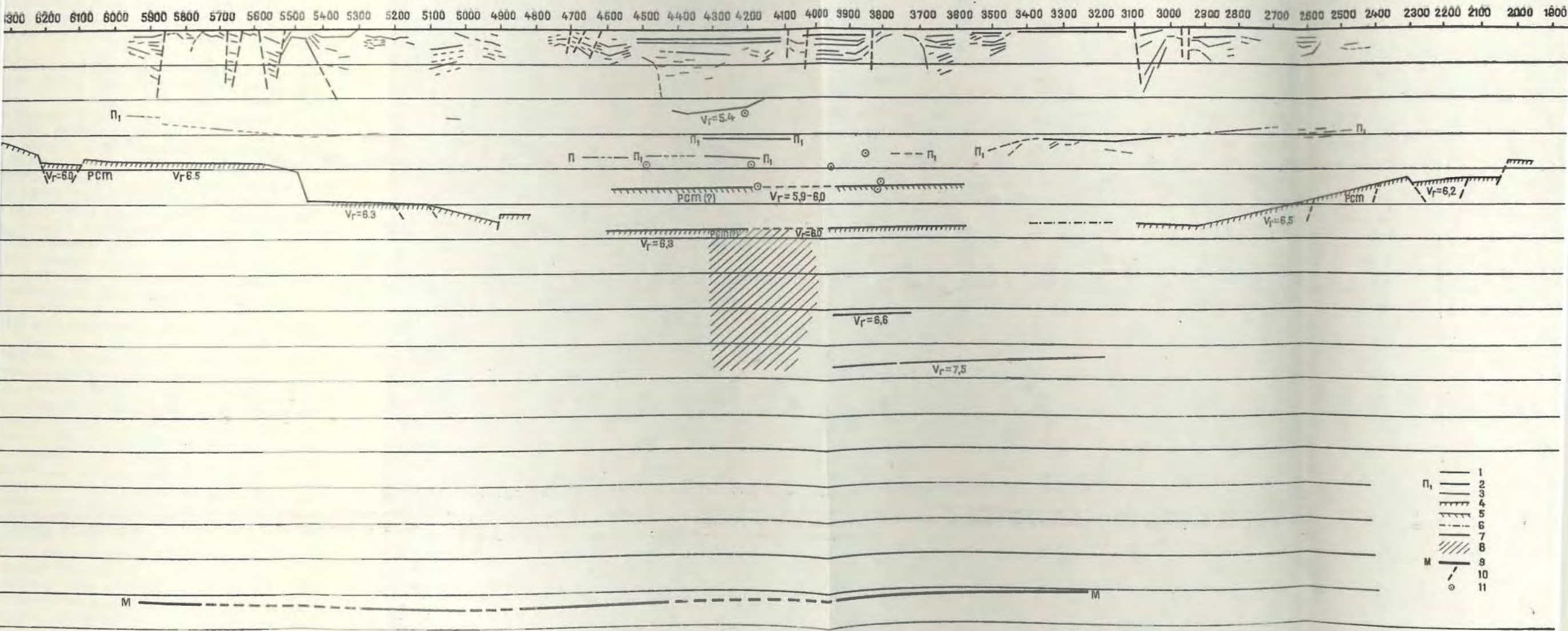


Рис. 15. Региональный сейсмический профиль ХУ КМШВ (по А. Н. Папкратову, Т. Ф. Гайнутдинову, А. В. Сувицовой, Д. В. Фирсовой).

левой горизонт; 3 — преобладающая граница в осадочной толще; 4 — поверхность кристаллического фундамента; 5 — предельное верхнее положение кристаллического фундамента; 6 — поверхность кристаллического фундамента; 7 — границы раздела внутри кристаллической толщи; 8 — границы раздела внутри кристаллической толщи; 9 — поверхность моноклинической толщи; 10 — границы раздела внутри моноклинической толщи; 11 — точки дифракции на границах раздела.



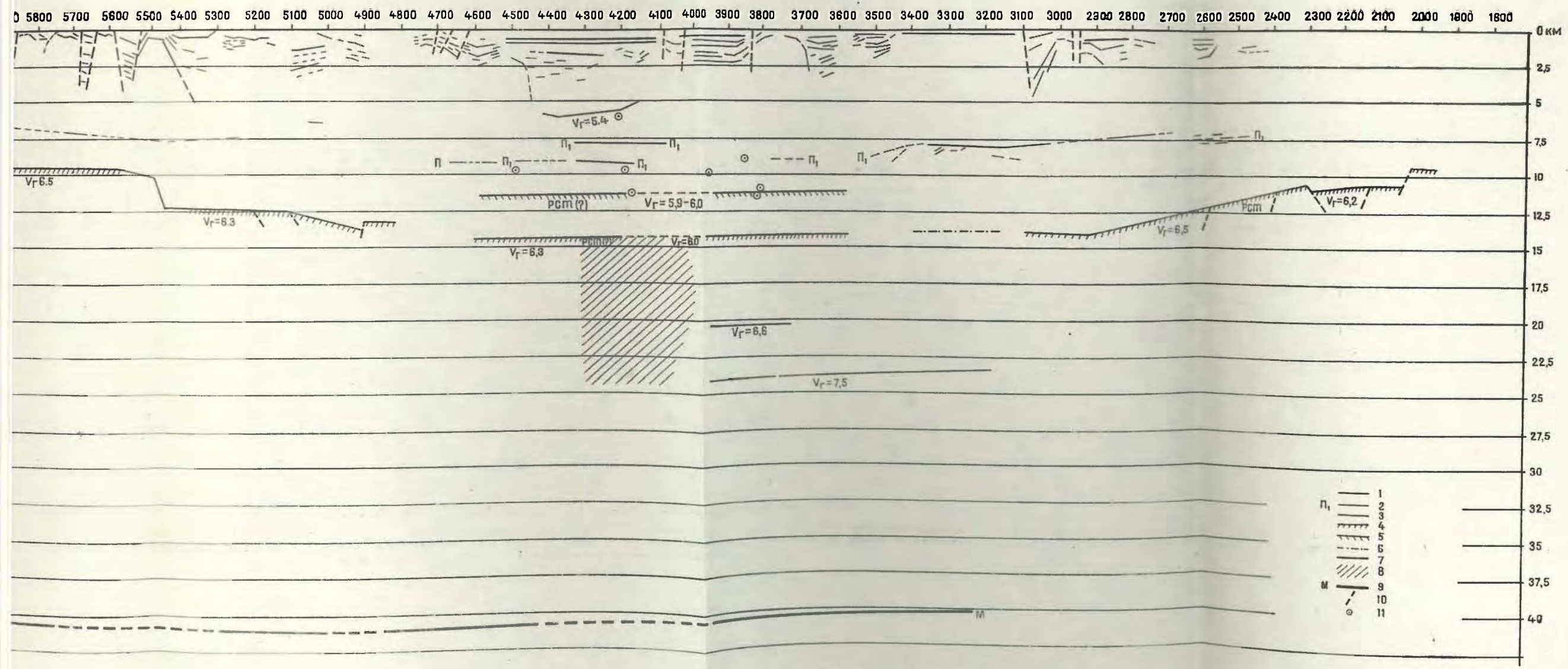


Рис. 15. Региональный сейсмический профиль ХУ КМНВ (по А. П. Панкратову, Т. Ф. Гайнутдинову, А. В. Сувиловой, Д. В. Фирсовой).  
 1 — осадочная толща; 2 — граница раздела внутри кристаллической толщи; 3 — поверхность кристаллического фундамента; 4 — поверхность кристаллического фундамента; 5 — предельное верхнее положение кристаллического фундамента; 6 — поверхность кристаллического фундамента; 7 — граница раздела внутри кристаллической толщи; 8 — зоны аномальной записи на Хобдинском участке; 9 — поверхность Мохоровичича; 10 — тектонические нарушения; 11 — центры дифракции по данным РНП.



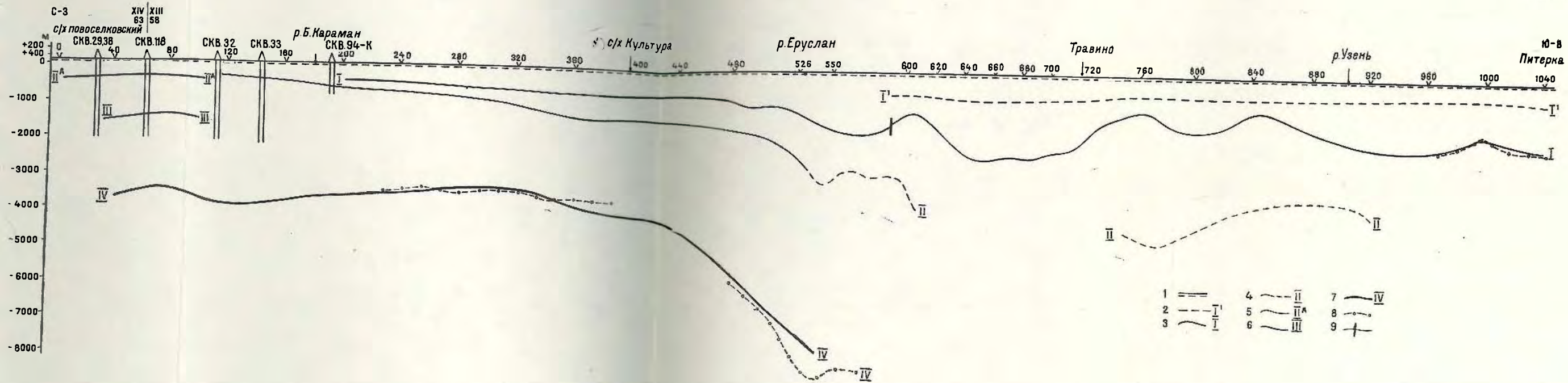


Рис. 16. Региональный сейсмический профиль XIV (по материалам СГЭ Нижневолжского НИИГГ).

1 — дневная поверхность, линия приведения и пикет верьва; 2 — преломляющая граница I<sup>I</sup>, поверхность в мезозойских отложениях; 3 — преломляющая граница I, поверхность гидрохимических отложений Р; 4 — преломляющая граница II, поверхность карбонатных отложений; 5 — преломляющая граница II<sup>A</sup>, поверхность С<sub>3</sub>; 6 — преломляющая граница III, относящаяся к отложениям около-вертужовского подъяруса; 7 — преломляющая граница IV, поверхность кристаллического фундамента; 8 — преломляющая граница, построенная в результате обработки поперечников; 9 — предполагаемые нарушения.

бенского поднятия, протяженностью 450 км. В 1959 г. сейсмические исследования на этом профиле осуществлялись методом отраженных волн (Тагай Е. Д., Зайцев В. И., и др., 1960), и в 1960 г. дополнительно корреляционным методом преломленных волн (Панкратов А. П., Гайнутдинов Т. Ф., Сувилова А. В., Фирсова Д. Б. и др., 1961). Эти исследования позволили составить первое общее представление о глубине и характере залегания поверхности докембрийского фундамента, подсолевого ложа и покрывающей его толщи соли и надсолевых отложений, а также о более глубоких частях земной коры до поверхности Мохоровичича (более 40 км).

На рис. 15 можно видеть ступенчатое погружение поверхности докембрийского фундамента от северного борта Прикаспийской впадины к области Хобдинского гравитационного максимума. На пикете 6900 фундамент залегает на глубине 4 км и на пикете 4840 — на 13 км, что соответствует углу наклона, в среднем  $2^{\circ}30'$ . Наиболее резкое погружение фундамента имеет место в пределах северного борта впадины между пикетами 6900—6100, где угол наклона борта впадины составляет  $4^{\circ}$ . Далее поверхность фундамента несколько выполаживается, примерно до пикета 5500, затем следует резкий уступ и вновь выполаживание до пикета 4800. В интервале между пикетами 4850—4600 преломляющая поверхность не прослежена, что возможно связано с зоной крупных разломов.

В области собственно Хобдинского регионального гравитационного максимума сейсмические условия резко меняются и не позволяют однозначно и уверенно интерпретировать полученные сейсмические данные. Гипсометрическое положение кристаллического фундамента по одному варианту интерпретации определяется в 14,5 км и по второму варианту в 11,5 км. Соответственно даны два варианта возможной глубины залегания и подсолевого ложа (8,3—7 км).

Учитывая сложность строения области Хобдинского гравитационного максимума и неоднозначность интерпретации сейсмических материалов, здесь в 1960 г. была организована работа опытно-методической партии (Иванова Н. П., Коновалова М. А., Кусиди В. П., Прис Л. А., Зайцев В. И. и Девичев М. В., 1961), которая установила сложное строение подсолевой толщи отложений и фундамента. На приложенном ими профиле XV, в пределах пикетов 4414—3980 и 3398—3060 прослежена поверхность фундамента на глубине порядка 14 км, погружающаяся в северном направлении, по-видимому, осложненная дизъюнктивными нарушениями. В южной части профиля поверхность фундамента прослежена на большей глубине (до 16 км) в пределах одного из его блоков. Сочленение этого блока с остальной частью фундамента явно тектоническое, типа сброса, амплитудой 2—2,5 км. Результаты исследования позволили авторам сделать заключение «о наличии в районе Хобдинской гравитационной аномалии регионального поднятия кристаллического фундамента».

В районе Тамдыкуля фундамент залегает на глубине порядка 14 км и образует положительную форму рельефа, которой, по данным авторов, соответствует положительная структура в подсолевых отложениях. Начиная с пикета 3100, поверхность фундамента постепенно воздымается и вблизи Южно-Эмбенского гравитационного максимума у пикета 2000 глубина его залегания составляет 9 км. Региональный подъем сопровождается ступенями, обусловленными нарушениями.

Изучение более глубоких частей разреза Прикаспийской впадины по описываемому профилю показало, что поверхность Мохоровичича находится здесь на глубинах порядка 40 км и образует небольшой прогиб, несколько смещенный к северу от осевой части Хобдинского гравитационного максимума. В области Хобдинского максимума наблюдается



значительное уменьшение мощности гранитного слоя до 6—7 км против 15—20 км в пограничных районах Русской платформы. Сокращение мощности гранитного слоя, компенсируется некоторым увеличением мощности базальтов. Суммарная мощность гранитов и базальтов составляет 25—27 км против 35—40 км на Русской платформе.

Приближение к поверхности фундамента более плотных основных пород базальтового слоя, по-видимому, в значительной мере обуславливает природу Хобдинского гравитационного максимума.

Обращает на себя внимание общее сходство линейно вытянутых внутриплатформенных гравитационных максимумов силы тяжести Днепровско-Донецкой впадины, Южно-Эмбенского поднятия, Хобдинско-Аралсорской зоны и других аналогичных им зон, что, возможно, объясняется общностью их тектонической природы.

Исходя из этого, можно предполагать существование в пределах Хобдинско-Аралсорского гравитационного максимума глубоко погребенного внутриплатформенного складчатого сооружения, осложненного системой крупных разломов в докембрийском фундаменте. О возрасте предполагаемой погребенной внутриплатформенной складчатости можно высказать лишь общие соображения, что она должна быть по крайней мере не моложе девона, а по всей вероятности еще древнее.

Достаточно доказанным можно считать ступенчатый переход от собственно Русской платформы к Прикаспийской впадине на протяжении всего ее борта от Оренбургской области через Уральскую, Саратовскую, Волгоградскую до Астраханской области включительно, где уже сейчас устанавливаются, например, в Узени-Ичкинском районе, у г. Камышина, в Саратовском Заволжье и на Волгоградском правобережье крупные выступы докембрийского фундамента большой амплитуды, по-видимому, сопряженные с ранее прослеженными бортовыми уступами Жадовским, Токаревским и др.

На восточном борту Прикаспийской впадины, в районе станции Эмба, по данным комплексных геофизических исследований, выполненных экспедицией Спецгеофизика (Н. С. Апрелев, В. И. Гоев, Т. И. Гринева, И. Г. Дементьева, Д. Н. Леонтьев, Т. М. Леонтьева, И. Н. Малушин, В. И. Саркисбеков, Н. В. Эпштейн, 1961) прослежен разлом, по-видимому в фундаменте северо-западного направления, представляющий собой серию ступенчатых сбросов в область Прикаспийской впадины общей амплитудой порядка 2 км. Этим разломом Прикаспийская впадина отделяется от Мугоджар. По данным сейсморазведки, глубина залегания предполагаемого фундамента в восточной части составляет 2 км и, погружаясь на запад, в районе Кенкияка достигает 4 км.

В 35 км севернее Кенкияка на сейсмическом профиле между куполами Аккум и Остансук наблюдается локальное погружение (до 6,5—7 км) фундамента, в виде грабена.

Таким образом, накопленный за последние годы в основном геофизический материал, характеризующий строение фундамента Прикаспийской впадины, подтверждает и развивает ранее высказанные предположения о его блоковом строении.

На рис. 14 представлен вариант комплексной интерпретации имеющегося геолого-геофизического материала, характеризующего строение докембрийского фундамента Западного Казахстана. Он позволяет выделить следующие основные элементы:

1. М а с с и в ы: Новоузенско-Челкарский, Эмбенский, Северо-Устюртский и Туркменский;
2. Г р а б е н ы: Аралсорско-Хобдинский, Южно-Эмбенский, линии Карпинского, Мангышлакский и Узеньский;

3. С т у п е н и: Предуральскую, Темпрскую, Кенкиякскую, Терсакканскую, Иманкаринскую, Новобогатинскую, Жамбайскую, Астраханскую и Преддонецкую;

4. Б л о к и: Жаркамьский, Дпярский, Тугаракчанский, Буранкульский, Лебяженский и ряд других.

Под массивами понимаются крупные участки докембрийского фундамента, разобщенные грабенами. При этом имеются в виду преимущественно те грабены, в которых развита внутриплатформенная складчатость.

Новоузенско-Челкарский массив с севера и запада отделяется от докембрийского фундамента собственно Русской платформы по бортовому разлому (Волгоградско-Жадовско-Токаревскому), а с юга и юго-запада — Аралсорско-Хобдинским грабеном; Эмбенский массив располагается между Аралсорско-Хобдинским и Южно-Эмбенским грабенами, линией Карпинского и Уралом; Северо-Устьюртский массив ограничивается Южно-Эмбенским поднятием, линией Карпинского и Уралом, наконец, Туркменский массив располагается между грабенами линии Карпинского и горными сооружениями Кавказа и Копетдага.

Следуя представлениям А. П. Карпинского о досилурийском возрасте северо-восточных разломов и более молодом возрасте (не древнее девона) разломов северо-западного направления, можно полагать, что в первый этап развития массивы Новоузенско-Челкарский, Эмбенский и Северо-Устьюртский были монолитными и только в последующем испытали осложнения в результате образования разломов северо-западного направления.

Под ступенями понимаются линейно вытянутые участки фундамента, разделенные разломами. Образование последних предопределило ступенчатое погружение фундамента от северо-восточного и юго-западного бортов в сторону Узеньского грабена. Небезынтересно совпадение простирания Узеньского грабена с Пачелмским прогибом, что может свидетельствовать об их генетической связи.

К блокам отнесены более мелкие участки фундамента, разобщенные разломами различных направлений.

#### б) Строеие подсолевого комплекса отложений

По имеющимся данным менее сложно выглядит строение подсолевого комплекса отложений. Об этом мы можем пока что судить главным образом по результатам сейсмических исследований. Начиная с 1949 г., геофизикам удастся почти повсеместно в области развития соляных куполов Прикаспийской впадины проследить глубоко залегающие отражающие горизонты, из которых верхний отождествляется с подошвой кунгура или так называемым подсолевым ложем. Наличие нескольких отражающих горизонтов, почти параллельных друг другу, свидетельствуют о том, что они связаны не только с предполагаемой эрозивной поверхностью подсолевого ложа, но и с пластами, характеризующими условия залегания подсолевой толщи.

Если докембрийский фундамент освещен лишь одним региональным сейсмическим профилем (XV), проложенным через всю Прикаспийскую впадину с севера на юг, и отдельными профилями сравнительно небольшой протяженности в ее прибортовых частях, то подсолевая толща изучена по трем региональным сейсмическим профилям меридионального направления и одному широтному, пересекшим всю впадину, а также по ряду сейсмических профилей сравнительно меньшей протяженности в Южно-Эмбенском районе и в прибортовых зонах впадины.



На региональном сейсмическом профиле XV в районе р. Илек под-солевое ложе прослеживается на глубине 6—6,5 км. Далее к югу оно погружается и на широте пос. Каратюбе по одному варианту интерпретации достигает около 9 км, а по другому — 8 км. Южнее Хобдинского гравитационного максимума вновь наблюдается подъем, примерно с 9—8 км, до 6,5 км у пос. Мукур и на Южно-Эмбенском поднятии — до 2 км.

На XVI региональном широтном сейсмическом профиле прослеживаются два подсолевых горизонта, расстояние между которыми составляет 1—1,2 км. Местами прослеживаются отражения глубже первого подсолевого горизонта на 4 км, которые условно отождествляются с поверхностью докембрийского фундамента.

По первому подсолевому горизонту вдоль профиля устанавливается региональное погружение от западной прибортовой части Прикаспийской впадины с глубины 6,6 км до 10 км, вблизи р. Урал и далее подъем в направлении восточного борта впадины до 6,2 км в районе пос. Новоалексеевка.

На фоне общего прогиба Прикаспийской впадины, прослеживаемого по подсолевым отражающим горизонтам, отмечаются возможные тектонические нарушения в виде ступенчатого спуска во внутренние области впадины. Амплитуда смещений достигает 1 км. Однако восточнее р. Урал и в области Аралсорского и Хобдинского гравитационных максимумов общее погружение нарушается относительным воздыманием отдельных участков подсолевых горизонтов амплитудой до 1 км.

В районе Хобдинского гравитационного максимума устанавливается система уступов, совокупность которых образует зону приподнятого залегания подсолевого горизонта, четко ограниченную с севера у пикета 4300 на профиле XV и с запада у пикета 5625 профиля XVI. Аналогичная картина наблюдается и в пределах Аралсорского гравитационного максимума.

На мериодональном сейсмическом профиле IV, проложенном вблизи р. Урал от г. Уральска до Каспийского моря западнее г. Гурьева, также прослеживается региональное погружение подсолевых горизонтов во внутренние области впадины, с глубины 5,8 км в северной прибортовой части Прикаспийской впадины до 9,6 км в районе куполов Челкар и Круглый, с последующим подъемом в южном направлении. Намечается также ряд уступов, в том числе на продолжении Токаревского сброса.

По подсолевому комплексу отложений рядом авторов (Н. В. Неволлин, 1959; П. А. Блохин и В. И. Зайцев, 1962, и др.) составлены схематические структурные карты, изображающие рассматриваемую территорию в виде крупной чашеобразной впадины, со сглаженными очертаниями (глубиной до 9,5 км). Однако необходимо учитывать, с одной стороны, недостаток фактического материала и, с другой стороны, соображения геофизиков о том, что перерывы в прослеживании отражений от подсолевых горизонтов и пределы точности сейсмических построений не позволяют в настоящее время увидеть действительное, по-видимому, значительно более сложное строение подсолевой толщи.

Наличие разломов в фундаменте и прослеживаемое влияние их на покрывающую толщу пород, вплоть до отложений антропогена, предопределяет существование локальных структур и в подсолевых отложениях. В настоящее время косвенно об этом можно судить по влиянию предполагаемых подсолевых структур на морфологию куполов, в распространении которых по морфологическим особенностям намечается вполне закономерная зональность.

В связи с этим представляется целесообразным составлять, наряду со схематическими структурными картами, также гипотетические карты

с полным использованием фактического материала и общих теоретических представлений о возможном влиянии на формирование структур в подсолевой толще дифференцированных движений блоков фундамента на фоне геотектонического развития всего региона и сопредельных с ним областей.

Следует также учитывать дискуссионность вопроса о соответствии прослеживаемых сейсморазведкой подсолевых отражающих горизонтов подсолевому ложу. В настоящее время, к сожалению, нет достоверных данных для отождествления подсолевых отражающих горизонтов с поверхностью подсолевого ложа в центральных частях впадины. В то же время эта проблема имеет исключительное прикладное значение в связи с поисками нефтяных и газовых месторождений в подсолевых отложениях центральных областей Прикаспийской впадины. Важно знать, достигнут ли сверхглубокие скважины (7 км) подсолевой толщи.

Имея в виду резкие отличия физических свойств соли кунгурского возраста от подстилающих ее известняков и песчано-глинистых пород, характерных для артинских и сакмарских отложений Русской платформы, часть исследователей считает достаточно обоснованным отождествление подсолевых отражающих горизонтов с подсолевым ложем. Однако другие считают возможным существование в нижних частях кунгурской толщи переходных терригенно-галогенных и терригенных пород значительной мощности, лишенных четких границ раздела по акустическим свойствам с солью и подстилающими их артинскими отложениями. В том и другом случае подсолевые отражающие горизонты не будут подсолевым ложем. Кроме того, соль могла отложиться на эрозионную поверхность предкунгурского времени; в этом случае внутреннее строение подсолевой толщи может не совпадать с рельефом кровли этих пород.

Наконец, высказываются предположения о существовании соленосных толщ в девоне, по аналогии с девонской солью Днепровско-Донецкой впадины и слиянии девонских и кунгурских соляных штоков. В этом случае подсолевые отражающие горизонты будут находиться ниже девонской соленосной толщи.

Изложенная выше наша точка зрения представляется более естественной по совокупности палеогеографических построений, данных сейсморазведки и результатов непосредственного изучения геологического разреза и физических свойств пород девона, карбона, артинско-сакмарских и кунгурских отложений в районах Актюбинского Приуралья, Южно-Эмбенского поднятия, Поволжья и в районах, сопредельных с северным бортом Прикаспийской впадины. Все имеющиеся фактические материалы не дают возможности достаточно убедительно обосновать наличие переходных толщ в низах кунгурских отложений или резкого стратиграфического несогласия между кунгуром и нижележащими отложениями и тем более развитие галогенных толщ и соляных куполов девонского возраста. Однако обе точки зрения нуждаются в проверке с помощью бурения 1—2 сверхглубоких скважин.

На рис. 17 приводится гипотетическая карта тектоники подсолевых отложений Прикаспийской впадины. При ее построении использована схема тектоники подсолевого комплекса отложений Прикаспийской впадины, составленная П. А. Блохиным и В. И. Зайцевым (1962). Однако приводимый ими фактический материал переинтерпретирован с учетом наших представлений о строении фундамента и подсолевых структур, во взаимосвязи их с надсолевыми отложениями (учтены: дифференцированное распределение мощностей осадков, намечающееся зональное изменение морфологии соляных куполов и ряд других факторов).



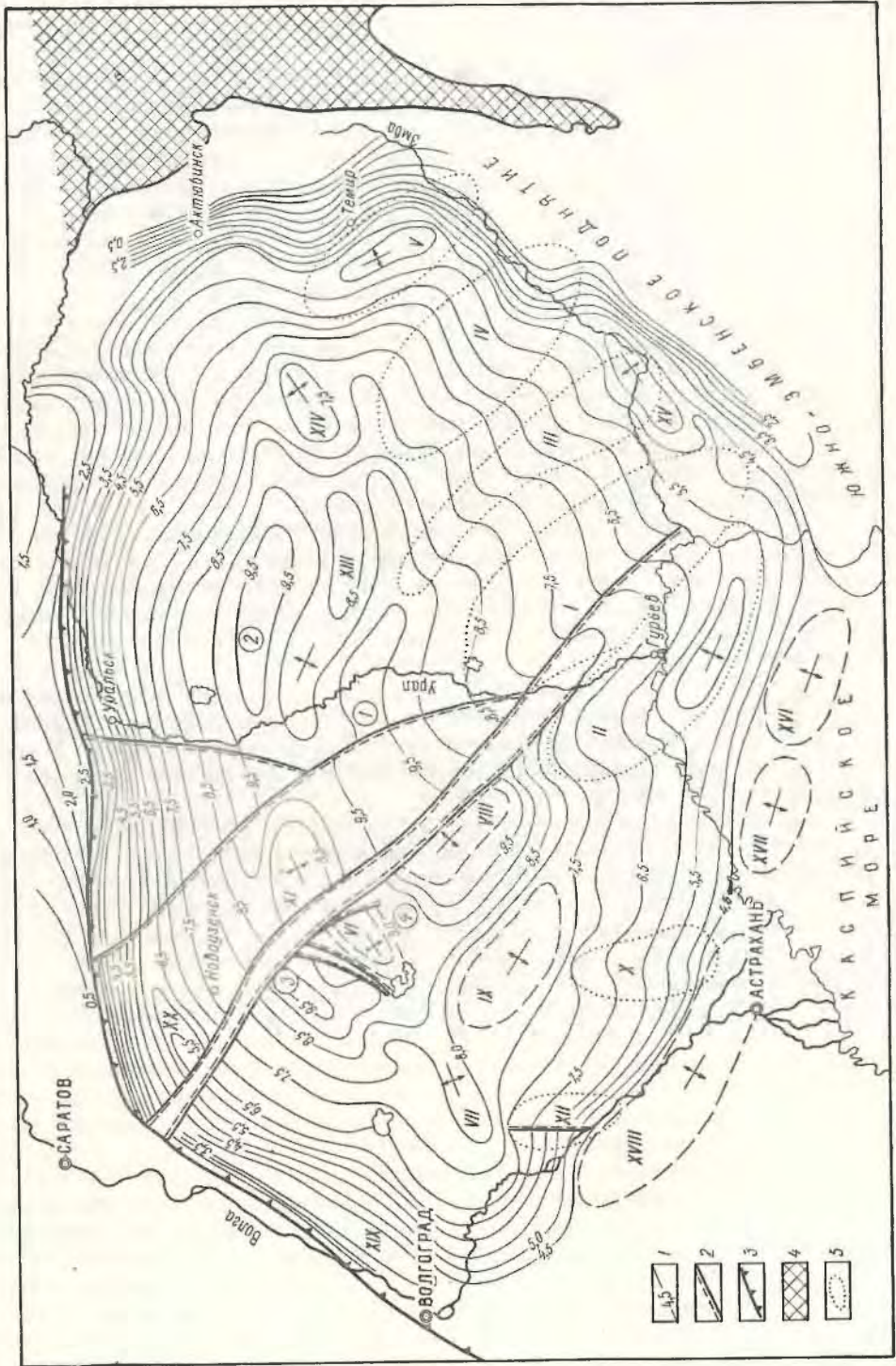


Рис. 17. Гипотетическая структура в части по подсоловому горизонту Прикаспийской впадины.

1 — шлопы по подсоловому горизонту (злы); 2 — тклонический и рупшннн; 3 — Волгод-анская и Ка-ованн флексур; 4 — Урьльск складчатость; 5 — отгур в подмелевых структурах (флексур); 6 — осол-вие стр-чт в Подол-Косчагыльске; 7 — Новобогатинская; 8 — Иман-Каринская (Шыркудукская); 9 — Кенкиякская (Шубаркудукская); 10 — Аралсорская; 11 — Шунгайская; 12 — Новоказанская; 13 — Ульдинская; 14 — Фурмановская; 15 — Азауская; 16 — Баскунчакская; 17 — Хобдинская; 18 — Уильдинская; 19 — Северо-Каспийская; 20 — Джембайская; 21 — Заволжская; 22 — Ичкинская; 23 — Кашанкульская; 24 — Каракудукская; 25 — Ульдинская; 26 — Джембайтинский; 27 — Кашанкульский; 28 — Каракудукский.

В результате применения такой методики представилось возможным выделить на фоне общего погружения подсолового горизонта, от бортов к внутренним областям впадины ряд крупных положительных и отрицательных структур, местами осложненных дизъюнктивными нарушениями. В простирании подсоловых структур прослеживаются те же два основных направления, что и в разломах фундамента (почти широтное и северо-западное).

К структурам широтного простирания отнесена полоса линейно вытянутых Аралсорско-Хобдинских поднятий (VII, VI, XI, XII, XIV), отделяющих северную часть впадины от южной (рис. 17).

Структуры северо-западного направления связаны с упомянутыми выше ступенями в фундаменте (I—V, VIII, IX и др.), в большинстве своем они, по-видимому, имеют форму флексур. Предположительно показаны также зоны возможных подсоловых поднятий в северо-западной прибортовой части впадины (XIX и XX). К подсоловым структурам отнесены выявленные гравиметрией и сейсморазведкой на юго-западном борту впадины крупные структуры — XVI, XVII и XVIII.

Общий список наметившихся положительных структур следующий:

I — Доссор-Косчагыльская; II — Новобогатинская; III — Иманкаринская; IV — Терсакканская (Тамдыкульская); V — Кенкиякская (Шубаркудукская); VI — Аралсорская; VII — Шунгайская; VIII — Новоказанская; IX — Урдинская; X — Азауская; XI — Фурмановская; XII — Баскунчакская; XIII — Хобдинская; XIV — Уильдинская; XV — Биикджальская; XVI — Северо-Каспийская; XVII — Джембайская; XVIII — Астраханская; XIX — Заволжская; XX — Ичкинская.

На карте можно видеть, что области наибольшего погружения подсолового горизонта тяготеют к Узеньскому грабену, простирающемуся от Новоузенска в сторону Каратона и к северному и южному обрамлениям Аралсорско-Хобдинского поднятия. Глубина наибольшего погружения подсолового горизонта достигает 9500 м.

Кроме положительных, выделяются также и отрицательные структуры. В их числе прогибы: 1 — Уильский, простирающийся от меридиана Тамдыкуля до Новоказанки; 2 — Джембайтинский; 3 — Кашанкульский; 4 — Каракудукский. Однако перечень отрицательных структур этим не исчерпывается. По карте изопахит меловых отложений (см. рис. 13) в надсоловой толще выделяются крупные прогибы типа Новоузенско-Челкарского и Узеньского и ряд более мелких по площади прогибов: Байчунасский, Каратонский, Такырбулакский и Темирский, которые, по-видимому, следует рассматривать как составные части единого крупного Каратон-Темирского прогиба. Однако имеющиеся данные сейсморазведки не позволяют проследить этот прогиб по подсоловому горизонту. Причина намечающегося несовпадения подсолового и мезозойско-кайнозойского структурных планов в данном случае возможно обусловлена вуалирующим влиянием наложенных на общий



прогиб в подсолевых отложениях флексур северо-западного направления.

Следует заметить, что по подсолевому горизонту не наблюдается также резкой разницы в степени погруженности западной половины впадины по отношению к восточной, которая характерна для мезозойско-кайнозойского времени.

Рассматриваемая карта названа гипотетической, однако она базируется, хотя и на ограниченном, но достаточно достоверном геолого-геофизическом материале. Детали ее построения будут дополнительно обоснованы при рассмотрении геологического строения вышележащих толщ нижнепермских (соленосных), верхнепермских и мезозойско-кайнозойских отложений.

#### **в) Тектоника кунгурского (соленосного) и вышележащего комплекса отложений**

Наиболее характерной особенностью геологического строения Прикаспийской впадины является повсеместное развитие в ее пределах соляных куполов. Здесь их насчитывается более 1100. Поэтому проблемы соляной тектоники для нее являются одними из основных. Однако в последние годы особенно стало ясным, что тектоника соляных куполов не может рассматриваться вне связи со структурным планом нижележащего комплекса отложений.

На примере рассмотрения карты мощностей меловых отложений (см. рис. 13) можно показать, как нижний структурный план влияет на характер накопления осадков. Несмотря на некоторую схематичность построения этой карты, она тем не менее позволяет составить общее представление о дифференцированном распределении осадков в зависимости от колебательных движений крупных элементов фундамента и обусловленных ими структур в подсолевых отложениях. Так, Новоузенско-Челкарскому массиву, погружающемуся в сторону Аралсорско-Хобдинского поднятия соответствуют повышенные мощности меловых отложений (до 1600 м), зоне Узеньского грабена максимальные мощности (более 2300 м). Повышенные мощности наблюдаются также в области Иманкаринской ступени (до 1900 м). Напротив, Аралсорско-Хобдинскому поднятию соответствуют сокращенные мощности, в западной половине ориентировочно до 1200—1300 м и в восточной — до 600 м.

Связь распределения осадков с нижним структурным планом прослеживается вплоть до антропогенного времени.

На рис. 18 изображены изопахиты четвертичных отложений, контуры которых контролируются на востоке влиянием Иманкаринского глубинного разлома и на западе — Узеньским погребенным грабеном. С зоной Иманкаринского разлома совпадает восточная граница распространения повышенных мощностей четвертичных отложений, где они измеряются 10—15 м. Далее на восток эти отложения и, в частности, каспийские полностью исчезают или мощность их, как правило, не превышает нескольких метров. В зоне, тяготеющей к Узеньскому грабену, мощности, напротив, возрастают до 40 и более метров, а в районе г. Гурьева достигают и 100 м. Следует полагать, что и другие отложения (пермские, триасовые, юрские, палеогеновые и неогеновые) в определенной мере несут на себе следы влияния древнего структурного плана.

Вполне понятно, что из этого не вытекает вывод о повсеместной строгой унаследованности структурного плана от одного этажа к другому. Напротив, можно заведомо ожидать весьма существенные отклонения, вызванные разносторонними колебательными движениями как

области в целом, так и отдельных ее элементов, а также разнообразием форм тектонических деформаций различных комплексов отложений и эрозионных срезов. Речь может идти лишь о косвенной связи — унаследованности в доминирующих направлениях — тектоники вышележащих комплексов отложений по отношению к нижележащим. Решая те или иные вопросы, мы, естественно, должны принимать во внимание многочисленные факты несовпадения разновозрастных структурных планов в пределах локальных структур Волгоградской, Саратовской и других областей.

Достаточно отчетливо прослеживается влияние подсолевых структур (флексур) северо-западного направления на морфологию соляных куполов. В пределах наиболее изученной Доссор-Косчагыльской зоны можно на-

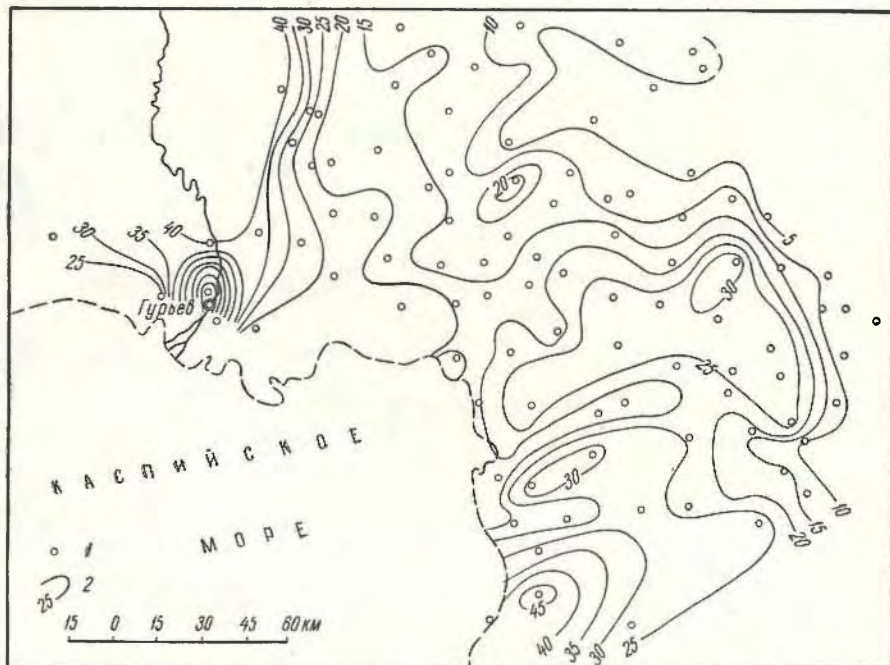


Рис. 18. Карта мощностей четвертичных отложений Южно-Эмбенского района.  
1 — купола; 2 — изопахиты.

блюдать закономерное распространение сильно дислоцированных соляных куполов вдоль осевой части подсолевой структуры, начиная с Карачунгула к Кызылкудуку, Асанкеткену, Жилой Косе, Акаткулю, Бекшибаю и далее до Индера (рис. 19). Отсюда в сторону крыльев располагаются относительно менее дислоцированные купола: Тюлюс, Косчагыл, Кулсары, Каратон, Тереньзюк, Карсак, Алтыкуль, Байчунас, Доссор, Жолдыбай и другие. Наконец, по периферии можно наблюдать наименее дислоцированные купола: Конуспай, Кумшете, Ушкан, Мейбулак, Такырбулак, Шукат, Мулдабек, Кандаурово, Баксай и другие. С переходом на новую Иманкаринскую флексуру повторяется аналогичная последовательность в распространении различно дислоцированных куполов. То же наблюдается в той или иной мере и в пределах других выделенных на рис. 17 подсолевых структур.

Наряду с этим наблюдается влияние на зональность распространения соляных куполов общих контуров соленосного бассейна. В бортовых



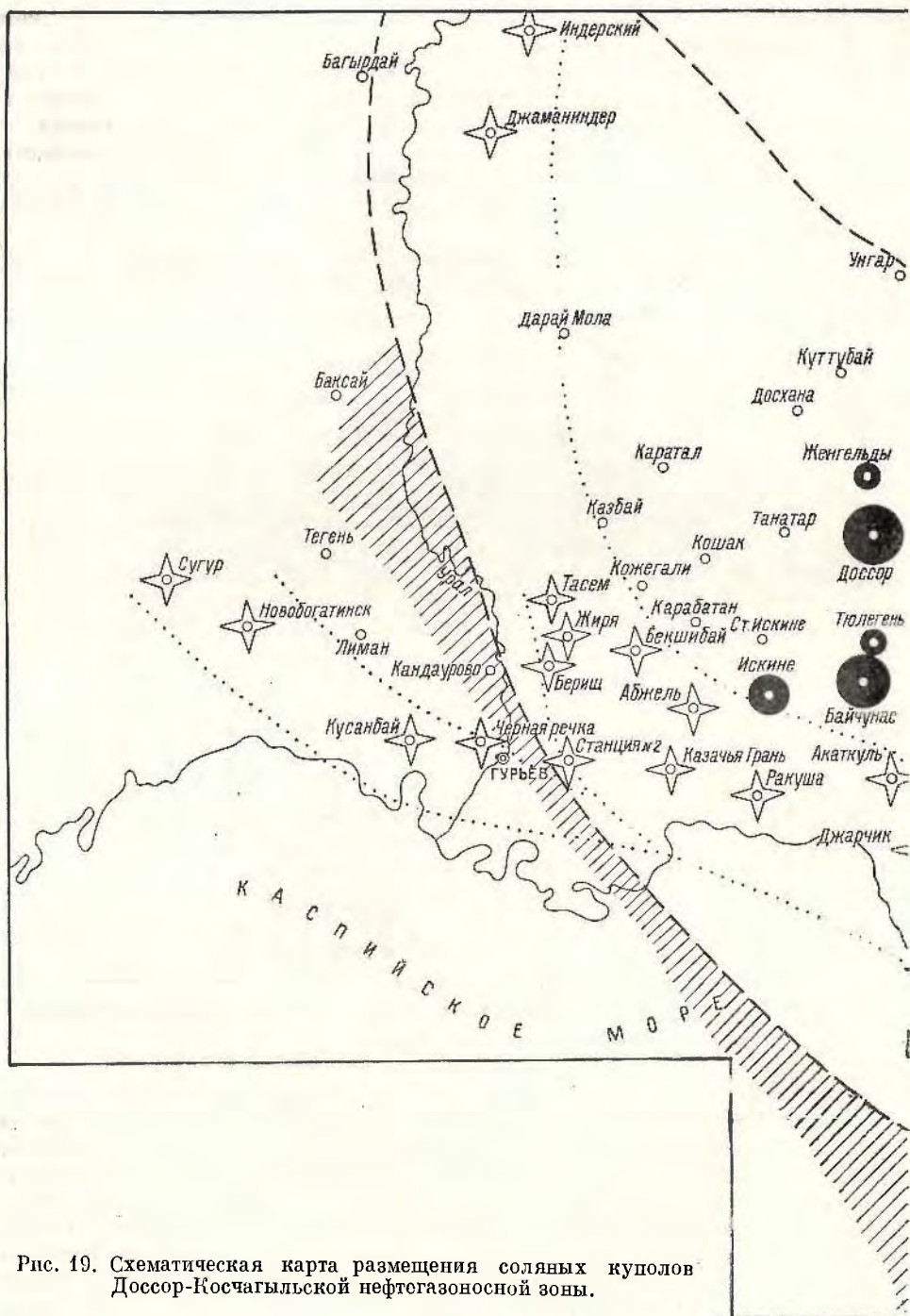


Рис. 19. Схематическая карта размещения соляных куполов Доссор-Кочагыльской нефтегазоносной зоны.

1 — соляные купола; 2 — купола с установленными запасами нефти более 5 млн. т; 3 — купола 1 до 3 млн. т (Макаг; Сагиз; Искине; Кошкар Ю.; Бекбене; Алтыкуль; Тажигали; Мунайли); 4 — бай; Алимбай; Комсомольский; Тюлюс); 5 — купола, прорванные солью или осложненные резкими Черная Речка; Тасем; Жиря; Берпц; Ст. № 2; Бекшибай; Абжель; Казачья Грань; Ракуша; Ачат-нефтенности; 6 — область распространения



с установленными запасами нефти от 3 до 5 млн. т; 4 — купола с установленными запасами от 1 до 3 млн. т (Женгельды; Тюлегень; Тентяксор; Жолды-стратиграфическими несогласиями (Индерский; Джаманиндер; Сугур; Новобогатинск; Кусанбай; куль; Джарчик; Асанкеткен; Жилая коса; Кызылкүдук; Каскырбулак); 7 — контуры ареала куполов, прорванных солью; 9 — скважины.



частях, где наблюдается выклинивание соли, развиты слабодислоцированные купола типа Маткен, Азнагул и Суешбек. В сторону внутренних областей бассейна увеличиваются размеры и степень дислоцированности куполов, вплоть до прорванных солью куполов — гигантов типа Челкара, Индера и Новобогатинска.

Переходя к рассмотрению тектоники собственно соляных куполов, в дополнение и в развитие к тому, что уже описано в многочисленных статьях и монографиях, посвященных соляным куполам, необходимо обратить внимание на следующие основные черты их строения и развития.

Как уже отмечено выше, морфология и размеры солянокупольных структур находятся в тесной зависимости от их положения в бассейне и на вмещающих подсолевых структурах.

В зависимости от принадлежности куполов к различным частям бассейна выделяются следующие три группы:

- 1) купола, принадлежащие к платформенному борту бассейна;
- 2) купола, принадлежащие к складчатому борту бассейна;
- 3) купола, принадлежащие к внутренней самой значительной части бассейна.

Для первой группы характерно развитие пологих соляных структур, что связано с выклиниванием соленосных осадков кунгура и замещением их терригенно-сульфатными. Для второй группы, напротив, характерна интенсивная соляная тектоника с унаследованными линейными формами (Актюбинское Приуралье). Для внутренней части бассейна характерно развитие типичных соляных куполов, степень сохранности которых находится в тесной зависимости от их положения на вмещающих платформенных структурах.

Анализ морфологических особенностей куполов наиболее изученного Южно-Эмбенского района показывает, что северному склону Южно-Эмбенского поднятия соответствуют слабо развитые купола типа Маткен, Азнагул, Табынай, Суешбек. С удалением во внутренние области бассейна появляются более дислоцированные купола: Теренъюзюк, Каратон, Жантай, Ушкан. За ними следуют еще более дислоцированные купола Кызылкудук, Тюлюс, Косчагыл, Кулсары, Доссор и, наконец, во внутренних частях бассейна, где накопились большие мощности соли, появляются массивные купола — гиганты типа Новобогатинска, Сугура, Индера, Челкара, Сахарного и др. В прибортовых частях бассейна границы перехода одних типов куполов в другие довольно отчетливые, далее вглубь бассейна они затусhevываются.

Если учесть данные сейсморазведки (М. И. Баренбойм, 1955, и др.), свидетельствующие о наличии в Южно-Эмбенском районе крупных подсолевых структур, протягивающихся параллельно Южно-Эмбенскому поднятию, то можно объяснить некоторую морфологическую зональность куполов, связанную с влиянием этих структур или возможного ступенчатого спуска подсолевого ложа во внутренние области бассейна. Однако на этот структурный фон, определяемый общими контурами бассейна, накладывается в значительно более резкой форме зональное распределение различных морфологических типов куполов в пределах флексуоробразных структур северо-западного простираения, осевым частям которого, как уже было отмечено, соответствуют наиболее дислоцированные купола. Только этим можно объяснить неожиданное появление Карачунгульского купола, прорванного солью, среди слабодислоцированных куполов Жантай, Ушкан, и существование непрерывной цепи резко дислоцированных куполов, простирающихся от Карачунгула, Кызылкудука, Асанкеткена, Кызылкала до Индера, за которыми в сторону крыльев располагаются менее дислоцированные купола — Тюлюс, Косчагыл, Кулсары, Доссор

и Макат, при этом они, в свою очередь, оконтуриваются слабодислоцированными куполами (Тақырбулак, Шукат, Зақвай, Бекбеке-Испулай, Бажир, Кандаурово, Сорочинка, Яманка и др.).

Общими закономерностями для всех куполов являются:

а. Их общее происхождение, связанное с пластической деформацией хомогенных осадков главным образом соли. Естественно, что там, где нет соли в разрезе, нет и соляной тектоники. Сделав такой вывод, необходимо, однако, учитывать, что пластичность соли весьма относительна: при бурении скважин до глубин 2800 м (Доссор, скв. 304) и 2450 м (Макальская опорная скв. 3) не ощущается изменений в ее твердости, стенки скважин не оплывают в течение ряда лет. Отсюда приходится считать одним из основных факторов, вызывающих пластические деформации, продолжительность нагрузок.

б. Динамика формирования куполов, их взаимосвязь с вмещающими структурами представляется в следующем виде: в первый период, когда мощность надсолевых осадков была недостаточной для придания соли пластичного состояния, последняя наследовала структурные формы подсолевого ложа, то есть в это время могли образоваться положительные и отрицательные структуры платформенного типа, аналогичные развивавшимся в подсолевым ложе. По мере накопления новых осадков развивались дифференцированные нагрузки на соль, которые способствовали зарождению и росту куполов. Нарушение равновесия, начавшееся с рождения первых соляных куполов еще в пермское время в результате колебательных движений, в дальнейшем усугублялось. Разрядка напряжений в породах, покрывающих соль, сопровождалась образованием сбросов и грабенов.

Анализ локальных стратиграфических несогласий в пределах сводов куполов позволяет сделать заключение, что, если не все, то подавляющее большинство куполов зародилось по крайней мере в дотриасовое время. Этому вопросу уделяется внимание, поскольку время зарождения купола и темп его роста имеют значение с точки зрения перераспределения нефти и газа при формировании нефтяных и газовых месторождений.

в. Зарождение и рост куполов связаны с общими для них движущими силами: с периодическими изменениями давления со стороны более глубоких областей земной коры, проявляющимися в виде колебательных движений фундамента, и с дифференцированной нагрузкой на соль от покрывающих ее пород. Эти основные движущие силы дополняются усилениями второго и третьего порядка. В том числе, по-видимому, увеличением температуры на глубине, снижающей твердость соли, разностью удельных весов между солью и покрывающими породами. В период преобладания нагрузок от покрывающих пород происходило медленное накопление напряжений в соли, сопровождаемое постепенным ростом соляного ядра, о чем можно судить по локальным изменениям мощности и литологии осадков на сводах куполов в сравнении с межкупольными зонами (рис. 20, 21).

Ввиду различной интенсивности роста различных куполов это явление для каждого из них выражено неодинаково.

В периоды максимального нарастания давлений снизу, дополнявших нагрузку на соль от покрывающих пород, происходили на сводах куполов разрывы, интенсивные подъемы отдельных блоков, полей и крыльев, сопровождаемые глубокими размывами. Об этих этапах можно судить по резким локальным стратиграфическим несогласиям.

Следует обратить внимание на ведущую роль в процессе структурного обновления куполов напряжений, возникающих в глубинных частях земной коры. Разрядки напряжений на сводах куполов приурочены



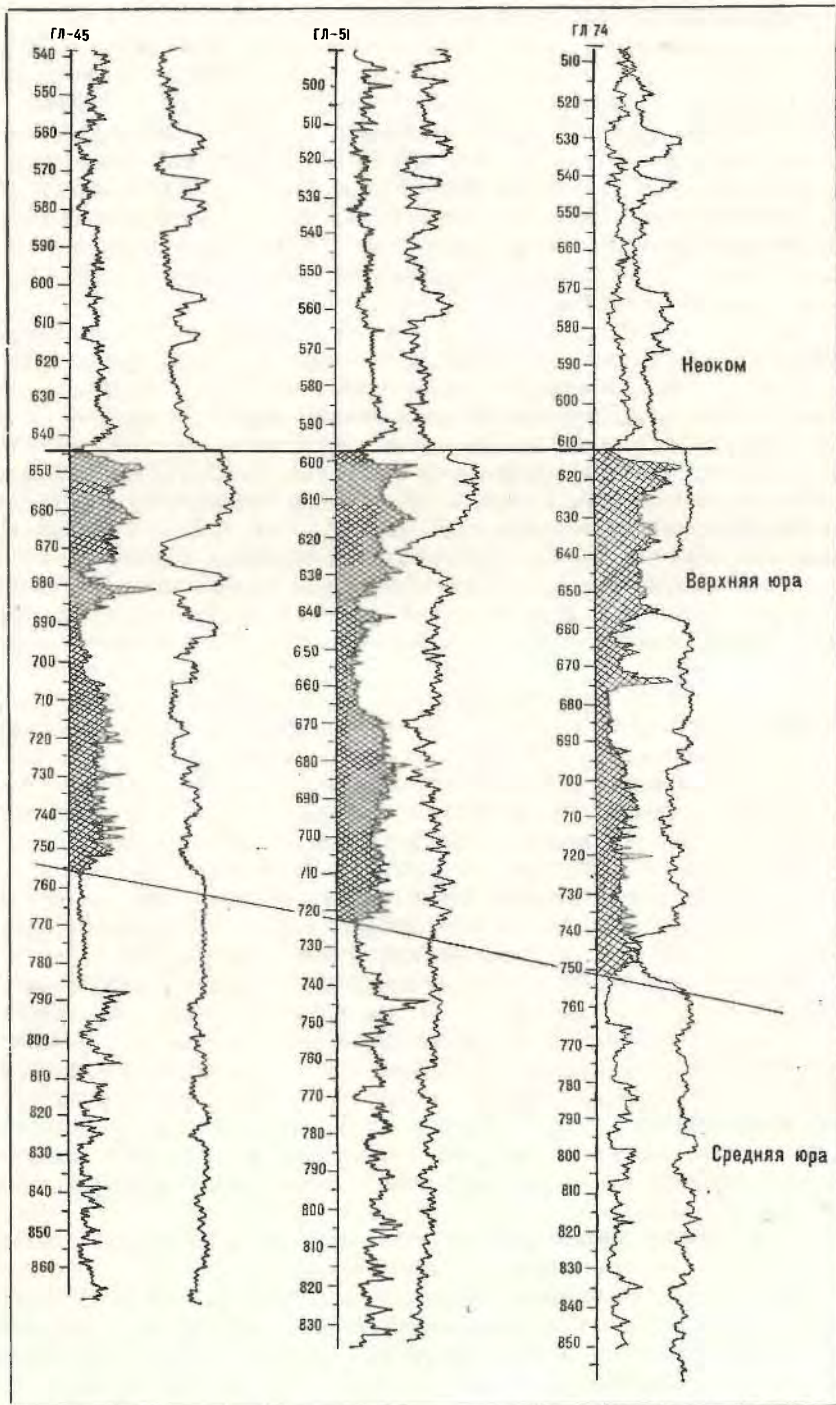


Рис. 20. Схема изменения мощности юрских отложений (Кулсары).

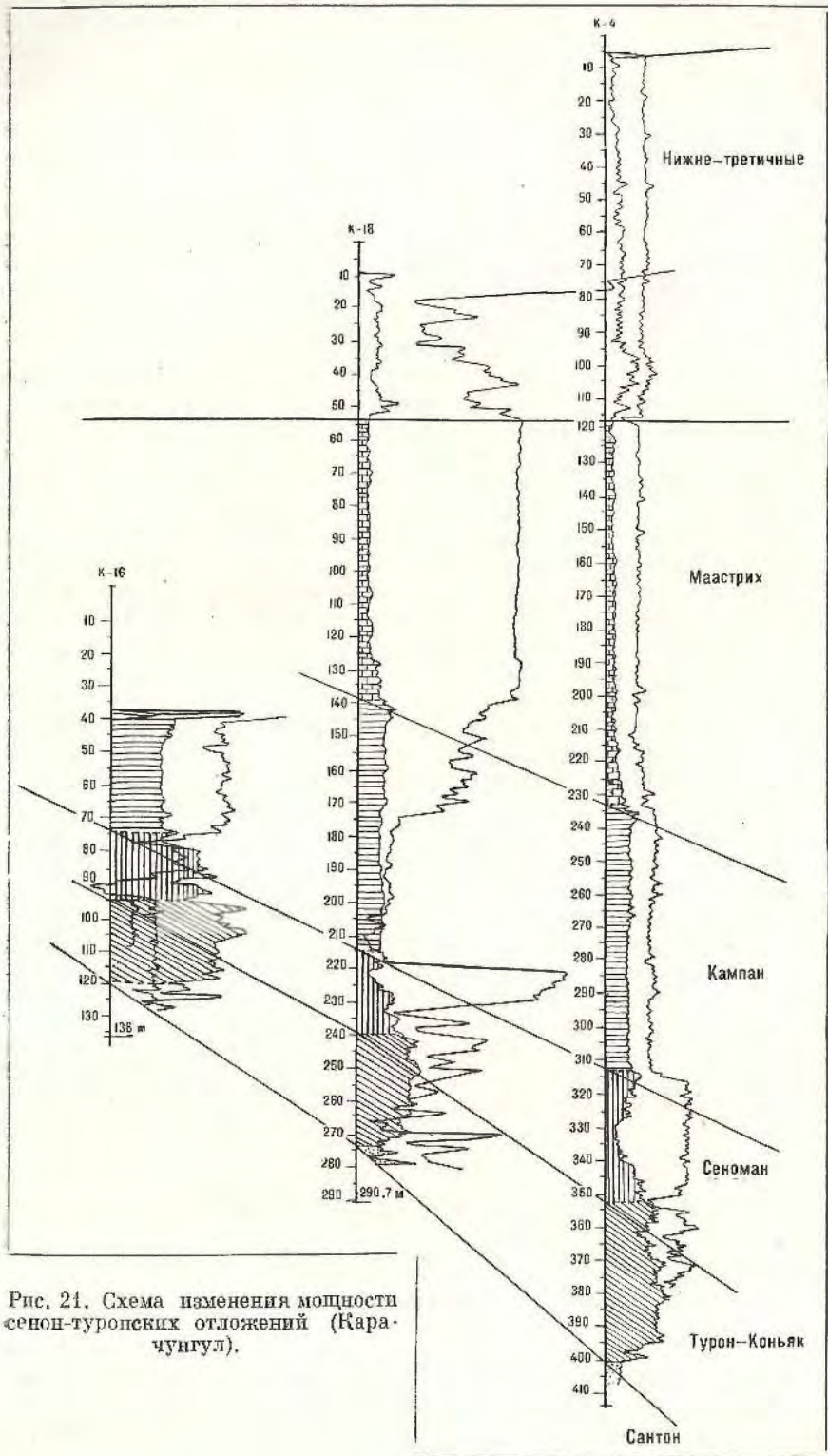


Рис. 21. Схема изменения мощности сено-туронских отложений (Кара-чунгул).



к стратиграфическим границам. Отсутствие примеров, противоречащих этому правилу, свидетельствует о недостаточности статических нагрузок от пород, покрывающих соль, для возникновения разрывов и сопровождающих их других явлений в периоды постепенного накопления осадков.

Характерно, что разрядка напряжений, выражающаяся в разрыве сплошности надсолевых пород, резком подъеме и последующей интенсивной эрозии отдельных крыльев, полей и блоков, на сводах даже соседних куполов происходила в разное время; например, на Байчунасе — в преднеокомское время, на Искине — в предаптское, в Новобогатинске — в преадагачгыльское и т. д. Можно проследить последовательную гамму стратиграфических несогласий в толще надсолевых пород, начиная от границы триаса с пермью и далее между юрой, неокомом, аптом и акачагылом со всеми предшествующими им толщами осадков. Эти несогласия по времени соответствуют кульминационным периодам восходящих региональных геотектонических движений. Разрядки, которые относились бы ко времени погружения Прикаспийской впадины, не наблюдается.

г. Рост соляных куполов Прикаспийской впадины не имеет ничего общего с простым протыканием надсолевой толщ пород соляным ядром. Соль не прорывает покрывающие ее породы, а отгибает одно из крыльев, иногда до вертикального и даже опрокинутого положения.

В отдельных случаях (Ащебулак) образуются структуры облекания вокруг соляных ядер, что может происходить при непрерывном и неравномерном подъеме головной части соляного ядра до уровня дна седиментационного бассейна.

д. Процесс формирования соляных структур складывается главным образом из подъема соляного штока, за счет притока соли из компенсационных мульд к его основанию; одновременно происходит деформация головной части соляного ядра под действием дифференцированных нагрузок, создаваемых различными крыльями, разобщенными сбросами и грабенами.

Наглядными формами деформации сводов куполов являются: уступы в соли на опущенных крыльях куполов (восточные крылья Кулсаринского и Сагизского куполов);

смещения сводов в плане на противоположных крыльях структур, вызванные выдавливанием соли от одного крыла к другому (Каратон, Нармунданак, Ушкан, Карабатан, Каскырбулак и др.);

смещение области максимального подъема крыльев вдоль сбросов (западное крыло Доссора, северо-западное крыло Ю. Кошкара);

нарастание соляных мостиков по сбросам, уходящим в мульды (межкупольная структура Доссор — Макат).

е. Непременными спутниками соляной тектоники являются сбросы и грабены, которые разделяют каждый купол на крылья, поля и блоки. Происхождение продольных и поперечных сбросов имеет одну и ту же природу — это трещины, вызванные растяжением и изгибами пластов. Они сопровождаются оползнями боковых стенок. Оползни компенсируют образование зияющих трещин и составляют грабен.

Плоскости сбросов падают только в сторону опущенных частей структур (в сторону молодых пород). Одна из плоскостей в сочетании с деформацией головной поверхности соляного штока превращается в так называемый основной сброс, по которому перемещаются крылья. Разница между продольными и поперечными трещинами заключается в том, что продольные трещины возникают раньше, чем поперечные, поскольку деформация пород в области наибольшего перегиба пластов происходит быстрее.



Рис. 22. Схематический геологический профильный разрез по линии Доссор — Магат.



Кроме присводовых продольных и поперечных сбросов имеются также сбросы, располагающиеся концентрически на периферии куполов (Крыкмерген, Южный Кошкар, Южный Камыскуль, Юго-Восточный Макат и др.).

Сбросы на куполах появились, вероятно, в предтриасовое время. По-видимому, главные продольные сбросы, как правило, в дальнейшем обновлялись, часть же сбросов оставалась погребенной, а другие образовывались вновь.

ж. Межкуповольные зоны развивались одновременно с куполами. Они служили для них источником соли. В пределах межкуповольных зон, помимо обычных прогибов, встречаются: соляные перешейки, погребенные верхнепермские структуры типа Дангара и остаточные соляные структуры, связанные с образованием компенсационных прогибов.

По данным сейсморазведки, глубина межкуповольных прогибов в среднем составляет 4—5 км, однако местами она достигает 6—7,5 км. В частности, такие глубины наблюдаются в средней части регионального сейсмического профиля IV (район куполов Кусанкудук и Круглый), проложенного от г. Уральска до северного берега Каспийского моря, вблизи г. Гурьева.

Эти данные в определенной мере дополнительно дают основание считать вполне возможной глубину залегания подсолевых горизонтов местами до 9,5 км.

Исходя из средних величин глубины межкуповольных прогибов и предполагаемой глубины залегания подсолевых отложений, можно составить представление о первичной мощности галогенных осадков кунгура. Ориентировочные расчеты показывают, что в центральных областях Прикаспийской впадины первоначальная мощность соли составляла в среднем 2,5—3 км, а местами достигала 5—5,5 км.

з. Из анализа стратиграфических несогласий, прослеживаемых на сводах куполов, а также перерывов в осадконакоплении, связанных с региональным подъемом всей области, можно сделать заключение, что Прикаспийская впадина пережила за период, начиная с верхов казанского яруса до антропогена включительно, не менее 12 тектонических фаз. Эти движения оставили после себя особенно резкие стратиграфические, угловые и азимутальные несогласия на границах триаса и перми, между юрой и триасом, неокомом и более древними породами, и соответственно, в предатриасовое, предакчагыльское и в четвертичное время. Однако из них необходимо выделить три главнейших тектонических этапа: предтриасовый, преднеогеновый и постплиоценовый, создавших основные соответствующие им структурные этажи.

Для восточной половины Прикаспийской впадины характерно развитие в основном двух структурных этажей предтриасового (верхнепермского) и преднеогенового (в основном мезозойского и лишь местами палеоген-мезозойского). Предантропогеновый (неогеновый) этаж почти полностью размыт. На схематическом профильном геологическом разрезе (рис. 22) изображено характерное положение основных этажей.

Для западной половины впадины, напротив, наиболее характерно развитие неогенового структурного этажа. Сильная преднеогеновая эрозия развитых здесь массивных куполов со столообразными сводами местами почти до соляного ядра вуалирует роль предшествующих палеоген-мезозойского и верхнепермского этажей.

К настоящему времени имеется подробное описание большого числа куполов Южной и Северной Эмбы, освещенных комплексом геолого-геофизических исследований, включая колонковое и глубокое бурение. Краткое описание геологического строения наиболее изученных куполов

приводится в разделе «Нефтяные месторождения Западного Казахстана» нашей монографии.

При изучении геологического строения куполов и солянокупольного бассейна в целом выделяют элементы их строения. При этом сложилась специфическая классификация этих элементов и соответствующая им терминология.

При изучении солянокупольного бассейна в целом выделяют подсолевое ложе, соляные ядра и комплекс надсолевых пород. В плане рассматриваются борта, прибортовые зоны и внутренние области бассейна. В прибортовых зонах и внутренних областях соответственно выделяются ступенчатые переходы и подсолевые положительные и отрицательные структуры, во взаимосвязи с которыми развиваются соляные купола. Подсолевые структуры по своему строению рассматриваются как аналоги структур собственно Русской платформы.

Под соляным куполом понимается совокупность соляного ядра с покрывающими породами. Промежутки между куполами, заполненные верхнепермскими и мезозойско-кайнозойскими отложениями, называются межкупольными зонами или прогибами и мульдами.

Следует отметить условность наименования солянокупольных структур Прикаспийской впадины куполами — в действительности они являются скорее соляными антиклиналями.

В числе элементов соляного ядра выделяют пологие и крутые склоны и сравнительно редко встречающиеся карнизы. К крутым склонам соли в присводовых частях куполов в мезозойско-кайнозойских отложениях обычно приурочены наиболее крупные залежи нефти и газа, поэтому изучению их уделяется большое внимание. Однако, кроме присводовых крутых склонов соли, имеются также крутые склоны по периферии соляных ядер, с которыми контактируют верхнепермские отложения. Последние часто называют погребенными крутыми склонами, поскольку они погребены под верхним мезозойско-кайнозойским структурным этажом.

Гребни соли, соединяющие отдельные купола, обычно называют соляными мостиками или перешейками.

В строении надсолевого комплекса пород, как правило, расчлененного сбросами и грабенами, выделяют крылья, поля и блоки. Под крыльями понимаются части купола, относящиеся к надсолевому комплексу пород с морфологически представляющие собой полукупола, разобщенные грабенами или основными сбросами. Поля и блоки являются частями крыльев и образуются соответственно поперечными и продольными сбросами. Различают приподнятые и опущенные крылья. На приподнятых крыльях обнажаются более древние породы.

Опущенные крылья образовались в результате выдавливания соли в головной части соляного ядра в сторону приподнятого крыла при общем подъеме соляного ядра за счет подтока соли из межкупольных зон к его основанию.

В пределах полукуполов или крыльев нередко наблюдаются вторичные перегибы пластов, образующие вторичные складки, своды или поднятия. Наиболее характерными примерами вторичных сводов на полукуполах или крыльях являются вторичные перегибы пластов на восточных крыльях Маката (Северный Макат), Сагиза, Кулсаров и ряде других куполов.

В межкупольных зонах различают погребенные пермские поднятия и поднятия в пермских и мезозойско-кайнозойских отложениях, приуроченные к межкупольным перешейкам и другим формам относительного подъема соли.



Изучение показало, что каждый из куполов обладает своими индивидуальными особенностями геологического строения. Однако могут быть выделены по совокупности генетических и морфологических признаков купола, типичные для целых групп.

На основе указанных признаков составлена классификация куполов, дополняющая существующую классификацию (Айзенштадт Г. Е.-А.; 1956; Калинин Н. А., 1958). Она включает 11 типов куполов. Описание их приводится в табл. 4.

1. Суешбекский тип куполов характеризуется глубоко залегающими соляными ядрами (2500—3000 м), в силу чего породы, покрывающие их, слабо дислоцированы и в своем разрезе не имеют резких стратиграфических несогласий. Своды куполов обычно разбиты грабенами или системой сбросов на 2—3 крыла, углы падения последних составляют 1—8°. На сводах обнажаются наиболее молодые отложения из развитых в районе (в данном случае третичные). Степень приподнятости крыльев небольшая, и так называемые приподнятые крылья почти не отличаются от опущенных. Купола этого типа развиты у платформенного борта солонного бассейна. К ним относятся: Суешбек, Азнагул, Маткен, Караарна.

2. Испулайский тип куполов в значительной мере аналогичен Суешбекскому, но отличается от него несколько большей дислоцированностью и обнаженностью сводов. Здесь уже соляные ядра находятся на глубинах до 600 м; в своде обнажаются главным образом отложения альб-сеномана, иногда апта и неокома. Однако форма куполов остается распычатой и размеры большими (до 400 км<sup>2</sup>). Углы падения крыльев 3—10°, резкие стратиграфические несогласия в разрезе не наблюдаются. Купола этого типа развивались на далеких крыльях вмещающих их структур. К ним могут быть отнесены Испулай, Такырбулак, Заквай, Бактыгарын.

3. Доссорский тип куполов резко отличается от двух предыдущих по степени дислоцированности и обнаженности крыльев. Соль здесь встречается на глубинах 250—300 м, на сводах обнажается юра. Надсолевые породы перебиты несколькими перекрещивающимися грабенами и сбросами на ряд крыльев и полей. Единственным признаком сходства с предыдущими можно считать относительно слабо выраженную асимметрию крыльев куполов (опущенные крылья незначительно отличаются от приподнятых). Размеры куполов обычно превышают 100 км<sup>2</sup>. Они развивались на сводах вмещающих структур, недалеке от перегибов флексур. К ним могут быть отнесены купола: Доссор, Макат, Шубаркудук.

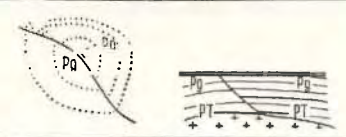
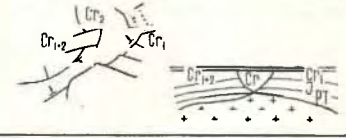


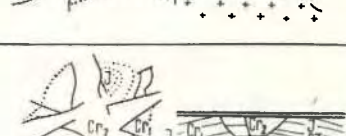
4. Кулсаринский тип куполов имеет четко выраженную особенность — значительную асимметрию крыльев, при сравнительно небольших стратиграфических несогласиях внутри разреза и неглубоко залегающей соли (до 200 м). Размеры куполов небольшие, обычно не превышающие 100 км<sup>2</sup>. На приподнятых крыльях обнажаются средняя и нижняя юра, на опущенных — альб-сеноман или сенон-турон. Эти купола развивались в непосредственной близости от перегибов флексур, в центральных областях бассейна. К ним могут быть отнесены купола Кулсары, Сагиз, Мунайли и Тюлюс. Близок к ним Косчагыл.

5. Джаксымайский тип в значительной мере аналогичен Кулсаринскому и выделен главным образом по наличию резкого стратиграфического несогласия между юрой и пермотриасом, а также по наличию широкой дизъюнктивной мульды в своде одной из половин купола. Купола этого типа имеют продолговатую, многогранную форму. На их приподнятых крыльях обнажается верхняя юра, на опущенных — альб-сеноман (апт?). Свод купола разбит взаимно перекрещивающимися грабенами и сбросами. Глубина залегания соли около 300 м. Углы падения пластов

**Классификация соляных куполов Эмбенской области**  
(зависимость типа купола от его положения в соленосном бассейне и на вмещающей структуре)

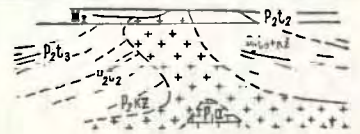
Части бассейна	Тип купола	Классификационные признаки					
		По породам, покрывающим соляное ядро					
		По степени современной эрозии мезозойского и пермского структурных этажей		По степени стратиграфических несогласий в мезо-кайнозойском структурном этаже			
		Сохранность этажей	Обнаженность крыльев		Несогласия слабые	Несогласия резкие	
приподнятого	опущенного						
соленосного бассейна	Купола, расположенные у платформенного борта соленосного бассейна	1. Суешбекский	Сохранились два этажа	Третичные	Третичные	В разрезе мезо-кайнозой несогласий почти нет. Верхняя пермь в разрезе местами отсутствует. Соответствует борту кунгурского соленосного бассейна	
	На далеком крыле флексуорообразной структуры	2. Испулайский	То же	Неоком	Альб— сеноман	Несогласий в разрезе почти нет	
	на платформенной ступени прилегающей к перигибу флексуры	3. Доссорский	Частично сохранились два этажа	Нижняя юра	Средняя юра, неоком	Несогласия незначительные	
		4. Кулсаринский	Частично сохранились два этажа	Нижняя юра	Альб	Несогласия слабые	
		5. Джаксымайский	То же	Верхняя юра	Альб	—	Резко несогласно лежит юра на пермтриасе
Купола, расположенные во внутренней части	В полосе пологого склона пени, непосредственно у флексуры	6. Байчунаский	»	Апт	Сенон	—	Резко несогласно лежит неоком на юре, триасе и перми
		7. Искинский	»	Пермтриас	Сеноман	—	Резко несогласно лежит апт на неокоме, юре, триасе и перми
	На перегибах флексур	8. Новобогатинский	Сохранился пермский этаж	Неоген	Неоген	—	Резко несогласно лежит акчагыл на соли и головах пермских и мезо-кайнозойских отложений
		9. Ащебулакский	Частично сохранились два этажа	Обнажается весь разрез вплоть до соли. Породы облекают соляное ядро	—	—	—
	На перегибах флексур	10. Карачунгульский	Частично сохранились два этажа	Обнажается в ядре соль	—	—	—
	На крутом склоне платформенной ступени	11. Каратонский	Сохранились два этажа	До низов маастрихта	До маастрихта	Несогласий почти нет	—
Купола, расположенные у складчатого борта соленосного бассейна	Актюбинская, Биштамакская и другие складки	Соляные ядра соответствуют сводам артинских складок				—	—



По соляному ядру			Примеры куполов, относящихся к выделенному типу
Форма в плане	Занимаемая площадь, км <sup>2</sup>	Глубина залегания, м	
Куполовидная	150—200	2500—3000	Суешбек, Коктюбе 
Многогранная	400	600—1800	Испулай, Заквай, Такырбулак 
Многогранная	130	250—1000	Доссор, Макат, Шубаркудук 
Близка к овальной	110	200—1500	Кулсары, Сагиз, Мунайли, Тюлюс, Косчагыл 
Многогранная	60—150	300—600—1200	Джаксымай 

Близка к овальной	60	350—1200	Байчунас, Тентяксор 
Многогранная	170	100—1200	Искине 
Многогранная	260—500	200—400	Новобогатинск, Сугур 
Куполовидная	10	У поверхности земли	Ащебулак 
Близка к куполовидной	30	У поверхности земли	Черная Речка, Карачунгул 
Близка к овальной	200	1500—2500	Каратон, Теренъюзюк, Тажигали, Агнияз 

Соляные ядра соответствуют сводам артинских складок



пород 10—30°, но местами в пермотрпасае превышают 70°. Купола этого типа также развивались во внутренней части бассейна, вблизи от перегибов флексур.

6. Байчунаасский тип по своим морфологическим признакам, так же как и Джаксымайский, в значительной мере аналогичен Кулсаринскому. Однако его характерной особенностью является наличие резкого стратиграфического несогласия между неокомом и предшествующим ему комплексом осадков юры, пермо-триаса и кунгура. Купола этого типа асимметричные, почти овальной формы, с неглубоко залегающей солью и небольшие по размерам (до 60 км<sup>2</sup>). Расположены они у перегибов флексур, вмещающих купола.

7. Искинский тип. Купола этого типа весьма сложно построены и значительно отличаются от всех описанных выше типов куполов по степени обнаженности, дислоцированности свода и неглубокого залегания соляного ядра. Но наиболее характерной особенностью этого типа является наличие резкого стратиграфического несогласия между аптом и предшествующими отложениями неокома, юры, пермотриаса и кунгура. Купола этого типа дополняют шкалу стратиграфических несогласий, описанных выше.

Следует заметить, что несогласие между триасом и предшествующим палеозойским структурным этажом характерно для всех типов куполов.

Головная поверхность соляного штока Искинского типа куполов широкая и почти плоская, треугольной формы, с крутыми асимметричными склонами (15—30 и 30—70°), находится на глубине до 100 м. Надсолевые породы разбиты грабенами на ряд крыльев, из которых одно опущено и сложено альб-сеноманом, сенон-туроном и третичными отложениями. Остальные приподняты и эродированы до пермотриаса. Углы падения пород возрастают по разрезу сверху вниз от 10 до 50° и местами до 70°. Крылья в свою очередь разбиты продольными и поперечными сбросами на ряд полей. Купола этого типа расположены во внутренних частях бассейна в непосредственной близости от перегибов флексур.

8. Новобогатинский тип куполов по общим морфологическим признакам близок к Искинскому, но у куполов этого типа не наблюдается резкого стратиграфического несогласия на границе с аптом или неокомом. Здесь самое резкое несогласие проявилось между акчагылом и предшествующими ему отложениями от неогена до кунгура включительно. К этому типу, по-видимому, могут быть отнесены купола — гиганты — Индерский, Челкарский и др. Развивались они в условиях мощной толщи соли у перегибов флексур.

9. Ащебулакский тип куполов. В основу выделения этого типа куполов положены факты, свидетельствующие о том, что их соляные ядра находились все время вблизи от дна бассейнов в период формирования осадков пермотриаса, юры, мела и кайнозоя. Этим объясняется значительное сокращение мощностей всех отложений у сводов куполов. Породы как бы облекают соляное ядро со всех сторон. Размеры куполов данного типа минимальные (10—20 км<sup>2</sup>). Развивались они на перегибах вмещающих флексур.

10. Карачунгульский тип включает купола с обнаженной солью, однако здесь соляное ядро приблизилось к поверхности не в период формирования осадков, как у куполов Ащебулакского типа, а значительно позднее путем интенсивного подъема одного из крыльев. К этому типу куполов могут быть отнесены Карачунгул, Черная Речка, Кусанбай. Они также развивались на перегибах флексур.

11. Каратонский тип имеет много общего с куполами Суешбекского и Испулайского типов. От первых отличается более интенсивной тектони-



кой, приведшей к обнажению на сводах куполов маастрихтских, местами альб-сеноманских отложений (Тереньюзюк, Тажегали); соответственно резче выражена сеть сбросов и грабен. По сравнению с предыдущими морфологические особенности куполов этого типа дополняются присутствием на сводах мощной толщи третичных и верхнемеловых отложений. Соль залегает на глубинах 1500—2500 м, размеры куполов достигают 200 км<sup>2</sup>, несогласия в разрезе выражены сравнительно слабо, углы падения пластов обычно не превышают 10—15°. Эти купола развивались недалеко от прибрежной части соленосного бассейна в несколько необычных условиях у сочленения крутых крыльев флексур двух вмещающих структур — Доссор-Косчагыльской и Новобогатинской.

### 3. ТЕКТОНИКА ЗАКАСПИЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (МАНГЫШЛАК, УСТЮРТ И ПРЕДУСТЮРТСКАЯ РАВНИНА)

В начале данной главы при рассмотрении схемы геотектонического районирования Западного Казахстана были выделены основные элементы тектоники Закаспийской платформы и высказаны соображения о важнейших этапах ее развития.

Основной вывод заключается в том, что по отношению к платформенному мезозойско-кайнозойскому чехлу здесь имеет место разновозрастный и различно построенный фундамент, следы влияния которого прослеживаются в толще пород до антропогена включительно.

Сочетание разновозрастного и различно построенного фундамента с покрывающими его породами дает основание выделить в современном геоструктурном плане крупные прогибы и области развития крупных положительных структур (рис. 23).

В числе первых — Северо-Устьюртский и Южный Мангышлакско-Устьюртский прогибы, в числе вторых — крупные области положительных структур линии Карпинского и Южно-Эмбенского поднятия.

Северо-Устьюртскому массиву предположительно докембрийского возраста в покрывающих породах соответствует Северо-Устьюртский прогиб, северному склону Туркменского массива также, по-видимому, докембрийского возраста соответствует Южный Мангышлакско-Устьюртский прогиб. Между этими крупными прогибами располагается область внутриплатформенной погребенной складчатости линии Карпинского, над которой в платформенном чехле прослеживаются положительные структуры Мангышлака, п-ова Бузачи и Центрального Устьюрта.

Складчатость линии Карпинского широкой полосой простирается от Большого Донбасса через Тюбкараган, п-ов Бузачи и центральную часть Устьюрта к нижнему течению р. Аму-Дарьи. Протяженность этой полосы в пределах Закаспия составляет 600 км при ширине от 180 до 50 км.

Тектоническая линия Карпинского объединяет две разновозрастные складчатости: на севере, через п-ов Бузачи и Центрально-Устьюртское поднятие, простирается внутриплатформенная палеозойская (предпермская) складчатость, погребенная под пермскими и мезозойско-кайнозойскими отложениями; несколько южнее и почти параллельно с ней проходит от Тюбкарагана до центральных областей Устьюрта предъюрская складчатость (системы Каратау и Бекебашкудука).

Наконец, на северном борту Закаспийской платформы располагается Южно-Эмбенское поднятие, в основании которого находится предкаменноугольная погребенная внутриплатформенная складчатость. Протяженность Южно-Эмбенского поднятия составляет около 300 км при ширине от 90 до 20 км.

Глубинное геологическое строение почти всей территории Закаспийской платформы изучено недостаточно. Лишь мезозойско-кайнозойский и верхнепермский структурные этажи в какой-то мере освещены геологическими и геофизическими исследованиями на сравнительно большой площади. Что касается более древних отложений, то по ним почти отсутствуют фактические материалы, за исключением результатов бурения

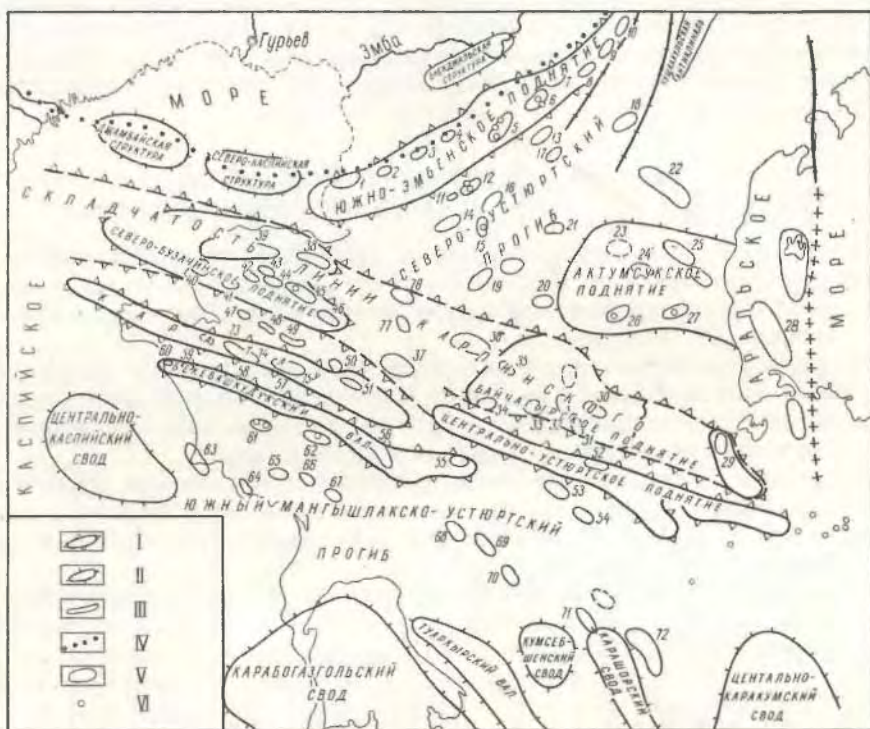


Рис. 23. Схема тектоники Закаспийской платформы.

I — контуры погребенной складчатости; II — контуры крупных платформенных структур; III — линейная складчатость; IV — граница распространения соляных куполов; V — контуры локальных структур: 1 — Прорва, 2 — Саргамыс, 3 — Буранкуль, 4 — Туракрачан, 5 — Турсай, 6 — Жана-насу, 7 — Сарыкум, 8 — Дияр, 9 — Терескен, 10 — Жетыкуль, 11 — Бунен, 12 — Кумтюбе, 13 — Чагырлык, 14 — Жайлыган, 15 — Сарга, 16 — Адамли, 17 — Чумышты, 18 — Западный Аксай, 19 — Монаш, 20 — Каратюлей, 21 — Сам, 22 — Токсанбай, 23 — Зап. Кассарма, 24 — Когур, 25 — Кассарма, 26 — Теренькудук, 27 — Байтерек, 28 — Лазаревское, 29 — Алимбен, 30 — Корсак, 31 — Юж. Яркимбай, 32 — Сев. Яркимбай, 33 — Акрук, 34 — Сорбулак, 35 — Ирлали, 36 — Зап. Каратюлей, 37 — Карамолла, 38 — Турум, 39 — Бузачи, 40 — Долгинская, 41 — Шаудыр, 42 — Шанай, 43 — Бесоба, 44 — Зап. Кызан, 45 — Кызан, 46 — Кырын, 47 — Кошак, 48 — Тиген, 49 — Кискудук, 50 — Маната, 51 — Тузбаир, 52 — Центр. Карабаур, 53 — Вост. Музбель, 54 — Шахпахта, 55 — Кугусем — Карамая, 56 — Танаша, 57 — Карасызь-Таспас, 58 — Куюлук, 59 — Эспелсай, 60 — Жаласкан, 61 — Жетыбай, 62 — Узень, 63 — Песчаное, 64 — Ракушечная, 65 — Кызылдай, 66 — Курганбай, 67 — Каунды, 68 — Карынжар, 69 — Кызымшек, 70 — Колбала, 71 — Зап. Кулантакыр, 72 — Вост. Кулантакыр, 73 — Каратаучик, 74 — Зап. Каратау, 75 — Вост. Каратау, 76 — Каракудукская, 77 — Сев. Уплинская; VI — скважины.

единичных скважин на Южно-Эмбенском поднятии, вскрывших каменноугольные и девонские отложения. Вполне естественно, что эти скважины, пробуренные на борту рассматриваемого региона, в условиях внутриплатформенной складчатости не могут характеризовать палеозойские отложения Закаспийской платформы в целом.

В настоящее время представляется возможным высказать лишь самые общие соображения о глубинном геологическом строении рассматриваемой территории, опираясь в основном на результаты изучения сопредельных областей и материалы региональных геофизических исследований.



Данные сейсморазведки свидетельствуют о развитии нормальных осадочных образований в пределах Северо-Устьюртской впадины до глубины 8—9 км, в том числе мезозойско-кайнозойских отложений (без триаса) порядка 2000 м, пермотриасовых — 1500—3000 м и более древних палеозойских отложений — до 4000—5000 м. В пределах Южного Мангышлакско-Устьюртского прогиба комплекс осадочных образований прослежен сейсморазведкой до глубины 4000—6000 м, в их числе мезозойско-кайнозойские отложения (без триаса) мощностью 3500—4000 м (рис. 24, 25).

В пределах областей развития внутриплатформенной погребенной складчатости линии Карпинского и Южно-Эмбенского поднятия наблюдается более дифференцированное изменение мощностей отложений. На п-ове Бузачи и в центральном районе Устьюрта, где погребена допермская складчатость линии Карпинского, мезозойско-кайнозойские отложения (без триаса) имеют мощность 1000—1500 м и довольно отчетливо наследуют структурный план пермотриасовых отложений. Пермьотриасовые отложения прослежены сейсморазведкой на п-ове Бузачи до глубины 4500 м, где они также сравнительно отчетливо отражают складчатость подстилающих более древних палеозойских отложений. В пределах свода Центрально-Устьюртского поднятия пермьотриасовые отложения в значительной степени размыты. Напротив, в области Горного Мангышлака пермьотриасовые отложения достигают мощностей порядка 7000—8000 м, а суммарная мощность осадочного чехла здесь достигает более 10000 м.

Мезозойско-кайнозойские отложение (без триаса) Южно-Эмбенского поднятия близки по мощности к одновозрастным отложениям Устьюрта. Но они явно трансгрессивно залегают на глубоко эродированном палеозойском своде Южно-Эмбенского поднятия, контактируя в его северо-восточной части с осадками нижнего карбона, а местами, возможно, и девона. Отсюда в юго-западном направлении, по мере погружения Южно-Эмбенского поднятия в сторону Каспийского моря плоскость срезания переходит на все более и более молодые отложения палеозоя вплоть до верхней перми при одновременном нарастании разреза верхнего структурного комплекса — мезозоя — за счет появления в нем сначала нижней юры, а затем и триаса.

В разрезе Закаспийской платформы, обнаруживающем большое сходство с Южно-Эмбенским, по вертикали выделяются три основных структурных комплекса или этажа: пермьотриасовый, юрско-палеогеновый и неогеновый, которые отделяются друг от друга резкими регионально проявляющимися стратиграфическими, угловыми и азимутальными несогласиями.

Юрско-палеогеновый и неогеновый структурные комплексы на всей территории Закаспийской платформы представлены отложениями платформенного типа. Что касается пермьотриасового комплекса осадков, то за исключением зоны Мангышлакской складчатости, включая ее продолжение на Устьюрт, на всей остальной территории он может быть представлен также образованиями платформенного типа.

О докембрийском возрасте фундамента Северо-Устьюртского прогиба и принадлежности этого прогиба к платформенным сооружениям в 1923 г. высказывал соображения А. Д. Архангельский, который рассматривал Устьюрт как подземный горст докембрийского кристаллического фундамента Русской платформы, обрамляемой с юга складчатостью линии Карпинского. Это совпадало с ранее высказанными представлениями А. П. Карпинского (1887) о продолжении складчатых сооружений Мангышлака под Устьюртом на соединение с Султануиздагом. Позднее, в 1920 г., А. П. Карпинский отказался от этого предположения и стал соединять Султануиздаг с Уралом.

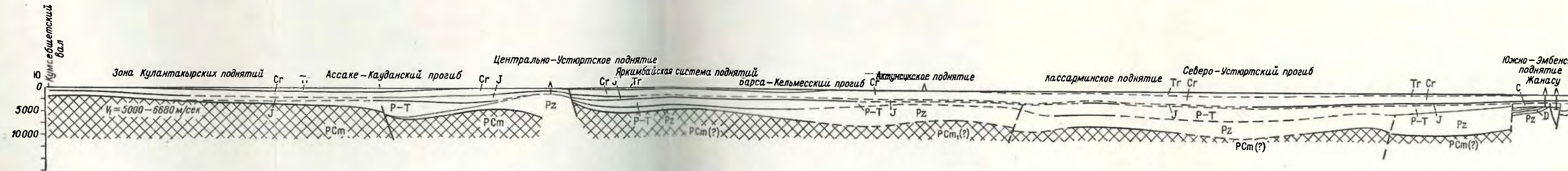


Рис. 25. Схематический геологический разрез по линии Кумсебшенский вал — Южно-Эмбенское поднятие (по материалам конторы Спецгеофизика).



В настоящее время представляется возможным рассматривать область складчатости Султануиздага как узел смыкания складчатости линии Карпинского, Южного погружения Урала и одной из ветвей Тяньшаня.

О возрасте фундамента Южного Мангышлакско-Устюртского прогиба, относящегося к Туркменскому массиву можно было бы судить по результатам бурения Карпинской скв. 2 на Карабогазгольском своде. Эта скважина вскрыла под меловыми отложениями на глубине 1100—1250 м кристаллические породы. Однако возраст их одними исследователями определяется как каменноугольный (В. В. Полишко, 1960), но возможно и докембрийский.

В результате пока что приходится руководствоваться общими соображениями о единстве докембрийского основания Закаспийской платформы, при его осложнении внутриплатформенной складчатостью.

#### а) Южный Мангышлакско-Устюртский прогиб

В этом прогибе с предположительно докембрийским фундаментом развивались во всем комплексе осадочных пород структуры платформенного типа. По данным Н. Н. Черепанова, А. И. Димакова, Г. И. Слепачковой, Е. В. Семеновой, В. А. Науменко, В. П. Шептунова и М. Г. Аристарова, в результате сейсмических исследований 1960—1961 гг. были уточнены по III отражающему горизонту, соответствующему подошве неокома, общие контуры Южно-Мангышлакского прогиба. Наибольшее погружение слагающих его пород находится в районе бессточной впадины Джазгурлы, где подошва неокома прослеживается на глубинах более 2700 м.

Южно-Мангышлакский прогиб имеет асимметричное строение. Его южный борт полого под углом до  $1^\circ$  воздымается в сторону Карабогазгольского свода. Северный борт более крутой, по подошве неокома он воздымается в сторону Горного Мангышлака под углом  $3-7^\circ$ .

Важно отметить, что на южном крыле в сторону Карабогазгольского свода наблюдается выклинивание пермотриасовых и юрских отложений, в результате чего в районе Карабогазгола меловые отложения залегают непосредственно на кристаллических породах. Напротив, в северном направлении прослеживается непрерывное возрастание мощностей пермотриаса при сравнительно слабом изменении мощностей покрывающих его пород.

Западный борт прогиба, по-видимому, одновременно является склоном Центрально-Каспийского свода. Для него характерно моноклинальное воздымание пород от бессточной впадины Каунды в сторону мыса Песчаного и, по-видимому, далее в направлении Центрально-Каспийского свода. От впадины Каунды до мыса Песчаного общее воздымание по подошве неокома составляет около 1000 м (от  $-2400$  м до  $-1480$  м).

В пределах Южно-Мангышлакского прогиба в 1960—1961 гг. упомянутыми выше исследователями были выявлены пять локальных структур платформенного типа (см. рис. 23): Кызыладырская, Ракушечная, Карагинская, Песчаная и Ащесорская. Размеры структур находятся в пределах  $50-250$  км<sup>2</sup>; углы падения крыльев от  $1^\circ$  до  $1^\circ 30'$ . Амплитуда поднятий от 30 до 100 м.

Обращает на себя внимание, что все перечисленные выше локальные структуры, установленные сейсморазведкой, за исключением Ракушечной, располагаются на одной линии почти широтного направления. Возможно, что они связаны с тектонической ступенью в фундаменте, простирающейся параллельно Жетыбай-Узеньской ступени от бессточной впадины Каунды на востоке до мыса Песчаного на западе.

На северном борту Южно-Мангышлакского прогиба еще ранее были установлены Бекебашкудукский вал и Жетыбай-Узенская тектоническая ступень, в пределах которых обособляются локальные пологие поднятия значительных размеров: Карасязь-Таспасское, Эспелсайское, Дунганское, Жоласканское; Жетыбайское, Узеньское, Восточно-Жетыбайское, Карамандыбасское и ряд других.

Сейсмическими исследованиями (Димаков А. И., Коган А. Б.) и бурением скважин установлено, что в основании мезозойско-кайнозойских отложений Бекебашкудукского поднятия залегает складчатый пермтриас, по-видимому, расчлененный разрывами на ряд тектонических блоков. Подвижки блоков, вероятно, и привели к образованию локальных структур.

На локальных структурах в пределах неогенового и особенно юрско-палеогенового комплексов отмечается увеличение мощностей отложений в направлении от свода к крыльям и уменьшение в этом направлении стратиграфических и угловых несогласий.

Южно-Устьюртский прогиб является восточным продолжением Южно-Мангышлакского прогиба, а в целом они образуют Южный Мангышлакско-Устьюртский прогиб. Последний в свою очередь является составной частью регионального прогиба, простирающегося на территорию Северного Кавказа и Степного Крыма.

По данным сейсмических исследований (С. А. Манилов и др., 1962), Южно-Мангышлакский прогиб представляется значительно более обширным, чем Южно-Устьюртский прогиб. Ширина наиболее прогнутой части его составляет 150 км, в то время как ширина наиболее прогнутой части Южно-Устьюртского прогиба измеряется 70—80 км.

#### **б) Область погребенной складчатости линии Карпинского**

Как уже было отмечено выше, эта область в пределах Закаспийской платформы простирается широкой полосой от Горного Мангышлака и п-ова Бузачи на западе до Центрально-Устьюртских поднятий включительно.

По морфологическим и генетическим признакам в пределах Мангышлака здесь обычно выделяют Северо-Мангышлакскую и Центрально-Мангышлакскую тектонические зоны (Дьяков Б. Ф. и Черепанов Н. Н., 1957, и др.).

Северо-Мангышлакская тектоническая зона по допермскому складчатому фундаменту, по-видимому, составляет единое целое с Центрально-Устьюртской зоной.

По данным гравиметрических, сейсмических и геологических исследований на п-ове Бузачи развита нормальная толща осадочных пород с небольшими углами падения, мощностью до 4—4,5 км, верхнепермского и мезозойско-кайнозойского возраста. Комплексом геолого-геофизических исследований здесь выявлено обширное Северо-Бузачинское поднятие. Далее на восток в эту же тектоническую зону входит Байчагырское поднятие Центрального Устьюрта. Оба эти поднятия по мезозойско-кайнозойским и верхнепермским отложениям относятся к типу платформенных. Между ними располагается пологая Кайдакская седловина.

К Северо-Мангышлакской тектонической зоне относится также Южно-Бузачинский прогиб, который имеет ширину 50 км и простирается в широтном направлении на 350 км, отделяя область герцинской складчатости от предъюрской складчатости Горного Мангышлака. Северо-Бузачинское поднятие в восточном направлении раздваивается и осложняется рядом брахиантиклинальных складок: Кызанская, Западно-Кызанская, Шанайская, Бесобинская, Турумская и др.



Центрально-Мангышлакская тектоническая зона представляет собой область предъюрской складчатости, частично обнаженной в районе Горного Мангышлака. В нее входят две линии поднятий, разделенных прогибом. В северную линию входят Каратауское, Тюбкараганское, Танаша-Караманское и другие поднятия; в южную — Бекебашкудукское поднятие. Их разделяет Чапырганский прогиб.

Пермотриасовый комплекс пород в пределах Центрально-Мангышлакской тектонической зоны сложно дислоцирован и по своему строению близок к линейной складчатости геосинклинальных областей.

В результате многочисленных продольных и поперечных нарушений здесь широко развиты горсты, грабены и другие формы блоковой тектоники.

Бекебашкудукское поднятие в отличие от Каратауской группы поднятий на всем протяжении перекрыто платформенным чехлом мезозойско-кайнозойских отложений. В области наибольшего подъема — у колодца Карасязь — Таспас — обнажаются юрские отложения, которые в западном и восточном направлениях постепенно погружаются под более молодые — меловые и третичные отложения.

По данным сейсморазведки (А. И. Димаков, А. Б. Коган) и бурения, погребенным ядром Бекебашкудукского поднятия является горстообразный выступ складчатого пермотриасового основания, расчлененный разрывами на ряд различно приподнятых тектонических блоков, которым в юрско-палеогеновом и неогеновом комплексах соответствуют локальные структуры.

#### в) Южно-Эмбенское поднятие

Южно-Эмбенское поднятие расположено на территории Предустюртской равнины. Местоположение его четко обрисовывается региональной гравитационной аномалией силы тяжести, простирающейся от урочища Жетыкуль на северо-востоке до поселка Прорва и далее в область Северного Каспия на сочленение с линией Карпинского. Его общая протяженность составляет около 300 км при ширине от 25 до 50 км.

В пределах этой общей аномалии выделяются четыре крупных обособленных гравитационных максимума с юго-запада на северо-восток: Лебяжий, Саргамыс, Тугаракчан и Дияр. Наибольшим значением силы тяжести характеризуется максимум Лебяжий, от которого в направлении к Уралу наблюдается постепенное уменьшение аномалий, и, в частности, на Дияре величина гравитационной аномалии в восемь раз меньше, чем на Лебяжьем.

Можно предполагать генетическую связь этих обособленных звеньев единого Южно-Эмбенского гравитационного максимума с описанными выше разломами в докембрийском фундаменте. Заметим, что Южно-Эмбенский гравитационный максимум не имеет непосредственного сочленения с системой гравитационных максимумов Урала. Начиная от Терскена, он поворачивает в северном направлении к Жетыкулю, где постепенно затухает.

Первый региональный сейсмический профиль, пересекший в 1948 г. гравитационный максимум Саргамыс, показал широкий антиклинальный перегиб в мезозойско-кайнозойских отложениях (по III отражающему горизонту). С этого времени Южно-Эмбенский гравитационный максимум начали называть Южно-Эмбенским поднятием.

В дальнейшем широко поставленные сейсморазведочные работы позволили построить структурные карты по ряду отражающих горизонтов, стратифицированных с подошвой третичных отложений, неокома, кровлей артинских (?) отложений, эрозивной поверхностью палеозоя и горизонтами, лежащими внутри палеозоя.

Карты, построенные по III отражающему горизонту (подшве неокома) обрисовали крупную антиклинальную структуру с четким перегибом слоев в пределах гравитационного максимума Дпяр, раскрывающуюся на северо-восток, а также ряд перегибов пластов и локальных структур в пределах Тугаракчанского и Саргамысского максимумов. Более пологие перегибы отмечаются и в третичных отложениях. В известной мере мезозойско-кайнозойский структурный план отражает формы рельефа предъюрской эрозивной поверхности палеозоя. К сожалению, северный перегиб пластов в мезозойско-кайнозойских отложениях на значительной части северо-западного склона Южно-Эмбенского поднятия вуалируется развитыми здесь солянокупольными структурами. Структурная карта эрозивной поверхности палеозоя, построенная по данным сейсморазведки, как бы обрисовывает контуры крупного вала с четко выраженными склонами и некоторыми деталями его морфологии. На самом деле эта карта не дает прямого представления о тектонике палеозойских отложений. Она, как и обычная геоморфологическая карта, дает лишь smoothed, качественное представление об общих чертах строения Южно-Эмбенского поднятия. Что касается структурных форм внутрипалеозойской толщи, то между ними и структурным планом мезо-кайнозоя почти не наблюдается прямой связи.

В палеозойском структурном плане по ряду отражающих горизонтов выделены следующие локальные структуры, в пределах каменноугольных и, по-видимому, девонских отложений — Туресай, Жанасу, Сарыкум, Дпяр\*, Терескен и Жетыкуль; по пермотриасовым отложениям — Тугаракчан\*.

Вместе с тем выделяются локальные структуры и в мезозойско-кайнозойском комплексе пород, в строении которых, надо полагать, участвует и соль. В их числе: Прорва, Актюбе, Ю. Саргамыс (Бейтубетарал), Буранкуль, Табынай и др. (см. рис. 23).

Как показывают материалы сейсмических исследований и данные бурения, общей особенностью строения палеозойского и мезозойско-кайнозойского структурных комплексов является региональное погружение тех и других от Урала в сторону Каспийского моря. По фундаменту, по-видимому, это погружение имеет ступенчатый характер. Наличие ступеней в фундаменте оказывает некоторое влияние на общую конфигурацию Южно-Эмбенского поднятия по палеозойскому структурному плану. В пределах контуров ранее упомянутых крупных гравитационных максимумов (Дпяр, Тугаракчан и Саргамыс) прослеживается также расширение контуров всего Южно-Эмбенского поднятия.

Как было отмечено выше, в юго-западном направлении, по осп Южно-Эмбенского поднятия уменьшается глубина эрозивного среза палеозойских отложений мезозойскими отложениями от нижнего карбона (возможно, и девона) в районе Дпяра и Терескена до пермотриаса включительно в районе Саргамыса и Мертвого Култука.

В этом же направлении восполняется разрез мезозойских отложений за счет появления сначала нижнеюрских отложений у Тугаракчана и далее, по-видимому, триаса.

На региональное погружение пород в сторону Каспийского моря накладывается еще общее погружение мезозойско-кайнозойских отложений в меридиональном направлении от Южно-Эмбенского поднятия и более

---

\* Присвоение локальным палеозойским структурам названий Дпяр, Тугаракчан, Саргамыс нельзя считать удачным, поскольку эти названия ранее были даны крупным гравитационным максимумам, однако этими названиями уже длительное время пользуются.



северных областей Западного Казахстана в сторону Северо-Устьюртского прогиба. В поперечном разрезе Южно-Эмбенского поднятия по различным отражающим сейсмическим горизонтам обрисовывается в палеозойских отложениях перегиб пластов с четко выраженным северо-западным склоном поднятия (при углах падения пород до 12—15°) и несколько менее отчетливыми сводом и юго-восточным склоном. Последний представляется более пологим, чем северо-западный склон.

Скважинами опорного и разведочного бурения в районе Южно-Эмбенского поднятия под толщей новейших и третичных образований пройден весь разрез мезозойских осадков, ниже которых вскрыты породы нижней перми, карбона и девона. Наиболее полно представлены и хорошо изучены разрезы мезозойско-кайнозойских отложений, вскрытые опорными скважинами на Буранкуле и Тугаракчане и разведочными скважинами на Южном Саргамысе.

Толща осадочных образований артинского (?) возраста, подстилающая сульфатно-терригенные породы кунгура, встречена в скважинах на площади Тугаракчанского максимума.

Каменноугольные отложения вскрыты бурением на Туресае, Жанасу и Сарыкумской площади.

Сопоставление разреза каменноугольных отложений Южно-Эмбенского поднятия с разрезами других районов юго-востока и востока Русской платформы (Волгоградская область, Татария и др.) показывает, что порядок мощностей карбона на Южно-Эмбенском поднятии в целом такой же, как и на других поднятиях юго-восточных и восточных частей Русской платформы. Наряду с большим сходством формационного и литологического состава каменноугольных отложений этих районов, особенно близких для верхнего и среднего карбона, наблюдаются и значительные различия.

В отложениях нижнего карбона Южно-Эмбенского поднятия отмечается появление мощных толщ сероцветных терригенных пород, среди которых в разрезе присутствуют конгломераты и гравелиты, ритмично чередующиеся в толще песчаников, алевролитов и глин. Это придает главным образом нижней части разреза каменноугольных отложений Южно-Эмбенского поднятия несколько иной облик, отличающий эти осадки от типично платформенных.

Несмотря на сходные черты эти отложения существенно отличаются, как по мощности, так и по формационному составу и литологии пород от одновозрастных толщ западного склона Урала и Донбасса.

Данные о формационном и литологическом составе пород, фауне и условиях залегания отложений карбона позволяют сделать вывод об их преимущественно платформенном характере.

Девонские отложения вскрыты на локальных структурах Туресай и Жанасу. Верхняя часть их разреза представлена терригенной толщей пород, содержащей прослой глины, песчаников, алевролитов, гравийных песчаников, гравелитов и конгломератов значительной мощности.

В нижней части разреза в толще глин, песчаников и алевролитов заметно возрастает количество прослоев известняков, местами органогенных и доломитизированных. Встречаются прослой известняковой брекчии.

Керн из глубоких скважин, пробуренных на Жанасу и Туресае, позволяет сделать заключение об отсутствии в девонских отложениях следов метаморфизма. Вместе с тем обращают на себя внимание крутые углы падения до 90—60°, которые с глубиной выполаживаются до 45—25°.

Литологический состав пород, фауна и флора девонских отложений Южно-Эмбенского поднятия имеют некоторые черты сходства с литоло-

гией и органическими остатками разновозрастных отложений востока Русской платформы, вместе с тем они обнаруживают много новых черт. Следует полагать, что наряду с благоприятной геологической обстановкой для накопления преимущественно карбонатных толщ в фациях, близких платформенным, в девонское время, так же как и в карбоне, вероятно сказывалась близость источников сноса грубого обломочного материала.

В отношении содержания грубого материала девонские отложения не составляют исключения. Сравнительно мощные песчано-галечниковые толщи имеют место в пермотриасовых и нижнеюрских отложениях Западного Казахстана, отложившихся в заведомо платформенных условиях.

Не исключено, что и крутые углы связаны с флексурами или областями интенсивных дизъюнктивных нарушений. Рассматривать крутые углы как признаки повсеместной сильной дислоцированности девонских пород и резко выраженной линейной складчатости по всему Южно-Эмбенскому поднятию пока что преждевременно.

Кроме основного Южно-Эмбенского поднятия, намечаются эшелоны параллельных ему положительных структур на бортах Северо-Устьюртского прогиба и Прикаспийской впадины.

В мезозойско-кайнозойских отложениях на борту Северо-Устьюртского прогиба выделяются локальные структуры северо-восточного простирания: Букен, Кумтюбе, Чагырлыкум, Новый Актумсук, за которыми южнее намечается еще один эшелон локальных структур — Жайлыган, Адамли, Чумышты, Западный Аксай. Возможно, что эти эшелоны структур связаны с тектоническими ступенями на северном борту Северо-Устьюртского прогиба.

Наконец, сейсморазведкой прослежена в районе Биикджала крупная подсолевая структура на глубине 4900 м. Она также простирается параллельно Южно-Эмбенскому поднятию и, по-видимому, связана с одной из ступеней в докембрийском фундаменте.

Аналогичного характера подсолевые структуры, но на меньших глубинах, порядка 3000—3500 м, намечаются и в районе Кенкляка.

В общем геоструктурном плане Южно-Эмбенское поднятие представляется как область внутриплатформенной предкаменноугольной складчатости, над которой в вышележащих каменноугольных и мезозойско-кайнозойских отложениях развивались структуры платформенного типа. Последние несут на себе в той или иной форме следы влияния нижнего структурного плапа.

При решении проблемы сочленения Южно-Эмбенского поднятия со складчатостью линии Карпинского приходится учитывать их разный возраст (предпермский и предкаменноугольный), что исключает объединение их в одну тектоническую систему.

Результаты геолого-геофизических исследований последних лет не позволяют также непосредственно соединить Южно-Эмбенское поднятие с системой Уральской складчатости. Между Чушкакулем и Южно-Эмбенским поднятием прослеживаются два крупных региональных разлома (Сакмарско-Кокпектинский и Терескенский), близких к меридиональному направлению, между которыми прослеживаются зоны погружения.

### г) Северо-Устьюртский прогиб

Северо-Устьюртский прогиб в плане имеет форму равностороннего треугольника, окаймляемого с севера Южно-Эмбенским поднятием и Чушкакулем, с юга складчатостью тектонической линии Карпинского и



с востока — погружающимися ветвями Урала. Общая площадь его составляет около 150 тыс. км<sup>2</sup>.

Наиболее простым вариантом трактовки основных черт геологического строения Северо-Устюртского прогиба было бы отнесение его к сооружениям платформенного типа с докембрийским фундаментом. Однако это общее представление осложняется существованием Актумсукского поднятия, относимого рядом исследователей к герцинским складчатым сооружениям.

Существование Актумсукского поднятия доказано геолого-геофизическими исследованиями и бурением скважин. Но нельзя считать достаточно доказанной природу этого поднятия. Оно действительно может быть локальным складчатым сооружением внутри платформы или же платформенной структурой, обусловленной резким воздыманием одного из блоков фундамента (типа Туаркыра).

Из анализа результатов сейсморазведки и истории геологического развития Закаспийской платформы создается представление о региональном выклинивании палеозойских отложений с севера на юг, от Южно-Эмбенского поднятия и тектонической линии Карпинского в сторону Карабогазгольско-Каракумской системы платформенных поднятий. Если на Северном Устюрте вплоть до Центрально-Устюртского поднятия пермотриас ложится на палеозойские отложения, то уже на южном борту Ассакке-Кауданского прогиба он ложится, по-видимому, на докембрийское основание. Об этом говорит, в частности, довольно резкая смена граничных скоростей на региональном Устюртском сейсмическом профиле между пермотриасом и палеозоем от 4800 м/сек на Северном Устюрте до 6000—6200 м/сек на южном борту Ассакке-Кауданского прогиба. Далее на юг, по-видимому, постепенно выклиниваются и пермотриасовые отложения. Только мезокайнозой сплошным чехлом покрывает всю эту территорию. Эти представления иллюстрируются схематическими геологическими профильными разрезами (рис. 24, 25), составленными на основе геофизических материалов конторы Спецгеофизика (С. А. Манилов, И. П. Мирошниченко, К. А. Голубева и Э. Г. Данилова, 1960).

В пределах Северного Устюрта широко развиты локальные структуры платформенного типа. Местоположение их показано на схематической тектонической карте (рис. 23).

#### 4. ТЕКТОНИКА АКТЮБИНСКОГО ПРИУРАЛЬЯ И ЗАПАДНОГО ПРИМУГОДЖАРЬЯ

На основе геофизических данных последних лет и материалов глубокого бурения геологическое строение Актюбинского Приуралья и прилегающих к нему с юга районов рисуется в следующем виде.

К северо-востоку от Актюбинского Приуралья расположена область западного склона Горного Урала, сложенного сильно дислоцированными и метаморфизованными отложениями кембрия, силура, девона и интрузиями кристаллических пород. Дислокации Урала, как известно, имеют вытянутые в меридиональном направлении формы с характерными крупными надвигами восточных крыльев на западные. На запад от этой области уже в Актюбинском Приуралье расположена зона пологих, но еще весьма интенсивно смятых складок, в сводах которых на дневную поверхность выходят отложения верхнего карбона и нижней перми (сакмарские и артинские). В этой зоне хорошо выделяются две тектонические линии с расположенными на них антиклинальными складками, разделенными более широкими синклиналиными прогибами.

На первой тектонической линии, проходящей в 12—15 км к западу от основного надвига Горного Урала, расположены антиклиналы Алек-

сандровская и Белогорская, а на второй прослеживаются Петропавловская и Борлинская складки.

Еще западнее отмечается дальнейшее погружение палеозойских отложений и выполаживание складок. В сводовых частях складок здесь обычно на поверхность выходят кунгурские отложения и красноцветные толщи верхней перми. В этой зоне выделяются три тектонические линии, имеющие простирание, близкое к меридиональному, с характерными для него более широкими антиклиналями и синклиналями. На третьей тектонической линии расположены Андреевская, Жилинская, Подгорненская и Табантальская складки; на четвертой — Джусинская, Гавриловская, Актюбинская, Биштамакская, Алгинская и Блакская складки, на пятой — Каратусайская, Драгомировская и Западно-Актюбинская складки.

Сейсмические данные указывают на существование складок к западу от пятой тектонической линии. Однако проследить их по простиранию не удастся, так как складки здесь завалуированы покровом мезозоя.

Актюбинское Приуралье характеризуется чередованием положительных и отрицательных аномалий силы тяжести. По форме они вытянуты с севера на юг, т. е. повторяют простирание складчатого Урала.

Далее на запад и юго-запад в область Прикаспийской впадины простирание аномалий силы тяжести теряет свою закономерность и приобретает характер, более близкий гравитационному полю Прикаспийской впадины, что связано с увеличением в этом направлении мощности гидрхимических осадков, в частности каменной соли.

Линии тектонических зон Актюбинского Приуралья, на которых расположены отдельные антиклинальные складки, на севере переходят непосредственно в антиклинальные зоны, приуроченные к южной части Зелаирского синклинория и сложенные на дневной поверхности каменноугольными отложениями.

На юг складки Актюбинского Приуралья протягиваются до ст. Кандагач и здесь затухают.

Важной особенностью линейных складок Актюбинского Приуралья является закономерная приуроченность надвигов к западным крыльям. Простирание их обычно параллельно продольным осям складок. В настоящее время они выявлены бурением на Александровской, Петропавловской, Жилинской, Джусинской, Актюбинской и других складках.

В Актюбинском Приуралье на Александровской, Петропавловской, Жилинской, Борлинской, Актюбинско-Биштамакской и Западно-Актюбинской складках разведочным бурением вскрыты каменноугольные, нижнепермские и верхнепермские отложения. Мезозойские осадки здесь имеют незначительные мощности, слабо дислоцированы, и по существу являются чехлом, сильно затрудняющим изучение верхнепалеозойских отложений. Каменноугольные отложения представлены главным образом терригенным комплексом пород, состоящим из чередования глин, аргиллитов, песчаников и алевролитов.

Нижнепермские отложения представлены сакмарским, артинским и кунгурским ярусами и содержат песчаники, аргиллиты и алевролиты с прослоями конгломератов и гравелитов, а также гипсово-карбонатно-терригенной толщей и солью. В составе верхнепермских отложений выделяются уфимский, казанский и татарский ярусы.

По данным сейсморазведки и бурения, при движении с востока на запад в составе пермских отложений Актюбинского Приуралья намечаются существенные изменения, заключающиеся в том, что гидрхимические осадки кунгурского яруса сильно увеличиваются в мощности, особенно за счет галогенных толщ. Это обстоятельство вносит новые элементы в тектоническое строение как отдельных линейных складок,



так и в общем строении района, расположенного к западу от линейных складок Актюбинского Приуралья.

Геологическое строение Западного Примугоджарья изучено слабо. Восточные складки Западного Примугоджарья: Изембетская, Теректысайская, Кокпектинская и другие — приурочены к южному продолжению Уралтауского антиклинория, который, погружаясь в южном направлении параллельно осевой части Мугоджарских гор, создает благоприятную тектоническую зону для образования унаследованных положительных структур в палеозойских и мезозойских отложениях. Вдоль западных крыльев указанных выше линейно вытянутых антиклинальных структур наблюдается тектоническое нарушение (Сакмарско-Кокпектинский разлом), имеющее простирание, параллельное осевой Уралтауской антиклинальной зоне. В сводах восточных складок Западного Примугоджарья на сравнительно небольшой глубине залегают метаморфизованные породы нижнего палеозоя.

К западу от линии тектонического нарушения по данным сейсморазведки и бурения получают развитие пологие структуры платформенного типа. Мощности мезозойско-кайнозойских отложений в этой полосе составляют 400—500 м и увеличиваются в южном и западном направлениях. В этой зоне распространены солянокупольные структуры со слабодислоцированным комплексом надсолевых отложений. К таким структурам относятся: Кенкияк, Мортук, Кокжиде, Остумсук, Талдышоки и др. Кроме того, имеют место многочисленные межкупольные структуры. Все они приурочены к бортовой части Прикаспийской впадины, где мощность гидрохимических осадков кунгура меньше, чем на куполах внутренних областей Прикаспийской впадины.

В подсоловых отложениях, по данным сейсморазведки, на значительной площади в Западном Примугоджарье, в районе куполов Кенкияк, Мортук и к востоку от них намечаются контуры пологих поднятий больших размеров, сложенные палеозойскими отложениями. Глубина залегания их сравнительно небольшая и колеблется в интервале 2700—3000 м. При сравнении литологии и фаций аналогичных по возрасту палеозойских отложений, слагающих Актюбинское Приуралье и Западное Примугоджарье, обращает на себя внимание то, что отложения в карбоне и перми, вскрытые скважинами в Актюбинском Приуралье, представлены в основном терригенными толщами.

Верхнепалеозойские отложения Западного Примугоджарья представлены в основном карбонатными фациями в южных районах и терригенными фациями — в северных. Причем в Актюбинском Приуралье верхнепалеозойские отложения собраны в сильно сжатые складки с углами падения 45° и выше, в то время как в Западном Примугоджарье они более пологие с углами падения 15—20°.

Изучением Актюбинского Приуралья и Западного Примугоджарья занимался ряд исследователей (В. Е. Руженцев, А. А. Богданов, А. Л. Яншин, П. Я. Авров, Г. И. Водорезов, Ю. А. Косыгин, Н. В. Неволин, Я. С. Эвентов и многие другие). Им дано достаточно детальное описание стратиграфии и тектоники этой сравнительно сложно построенной области. В описаниях различных авторов нет существенных расхождений; имеются лишь отдельные дополнения и уточнения. Менее отчетливыми выглядят теоретические представления по вопросам генезиса и условиям формирования геологической структуры этой зоны.

П. Я. Авров в своей последней работе (1962) отмечает, что многие исследователи объединяют Актюбинское, Оренбургское и Башкирское Приуралье в единый Предуральский прогиб. Однако результаты геофизических исследований и глубокого бурения показали существенное отлич-

чие в строении Актыбинского Приуралья от Оренбургского и Башкирского, которое заключается в отсутствии типичного предгорного прогиба в Актыбинском Приуралье и связанного с этим изменения мощностей и литологии пород центральных и краевых частей прогиба. Отмечается только постепенное погружение и затухание складчатости в западном направлении в сторону Прикаспийской солянокупольной области.

Существенно иначе рассматривается геотектоническое положение Актыбинского Приуралья и Примугоджарья А. Л. Яншиным, который выделяет типичный компенсационный прогиб в области Оренбургского и Башкирского Приуралья, возникший и развивавшийся на краю платформы в эпоху складчатости в соседней Уральской геосинклинальной системе; на востоке прогиба проходит глубинный разлом.

Район верхнепалеозойских складок Актыбинского Приуралья имеет совершенно иную историю развития, поскольку он располагается не на платформенном, а на геосинклинальном основании, которое представляет собой продолжение Зилаирского синклинория западного склона Южного Урала и находится к востоку от глубинного разлома.

Осевая линия собственно Предуральского краевого прогиба проходит западнее Актыбинска, в южном направлении происходит ее воздымание и постепенное выполаживание и исчезновение прогиба. По простираанию он переходит в участок Русской платформы, не переработанный краевыми прогибаниями.

Район Западного Примугоджарья, по его представлению, располагается не на краю Уральской складчатой системы, а на ее южном меридиональном погружении.

Представления П. Я. Аврова и А. Л. Яншина об отсутствии непосредственного продолжения собственно Предуральского прогиба на юг в область Актыбинского Приуралья и Примугоджарья не встречают особых возражений. Вместе с тем, имеющийся материал геофизических и геологических исследований позволяет высказать предположение, что в тектонике восточного обрамления Прикаспийской впадины, наряду с разломами меридионального направления, существенную роль могли сыграть и поперечные широтные разломы, способные ограничить распространение на юг отдельных ветвей Уральской складчатой системы. В частности, один из них намечается на широте Табантальской складки, а второй — севернее Джусинской складки. Движения по этим разломам могли создать выступы фундамента в восточном направлении и обусловить различную глубину его залегания. Соответственно и все основные черты строения вышележащих комплексов пород могли контролироваться этими факторами. Ранее существовавший в этой области предгорный прогиб мог быть втянут, начиная с кунгурского времени, в интенсивное погружение фундамента Прикаспийской впадины и претерпел существенную перестройку.

## 5. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

В строении Западного Казахстана участвует почти весь комплекс осадочных образований от докембрия до антропогена включительно. К сожалению, палеозойские отложения, ввиду большой глубины их залегания, изучены очень слабо, из-за чего история докунгурского этапа геологического развития этой обширной территории в настоящее время может быть представлена лишь в самой схематичной форме. Это можно сделать на основе совместной интерпретации палеогеографических построений, выполненных по сопредельным, доступным непосредственному изучению районам с результатами региональных геолого-геофизических исследо-



ваний, охвативших всю территорию Западного Казахстана. Региональные исследования позволяют с определенной долей вероятности интерполировать сведения о мощностях и территориальном размещении комплексов осадочных пород.

Для более изученных — каменноугольных, пермских, мезозойских и кайнозойских отложений — различными авторами построены соответствующие палеогеографические и литолого-фациальные карты, включающие данные о мощностях осадков.\*

В Прикаспийской впадине накопилось 12—15 км разновозрастных осадков, в том числе около 2,5 км кунгурской соли; в области Горного Мангышлака более 10 км, а в Южно-Мангышлакском и Северо-Устьюртском прогибах до 6—9 км. Накопление их происходило в разнообразных условиях.

Наиболее ярко выраженными геотектоническими элементами, контролировавшими процессы геологического развития Западного Казахстана, являются: у восточных его границ — Уральская геосинклинальная область, развивавшаяся в течение всего палеозоя; с верхнепермского времени, когда начали превалировать в ее пределах подъемы и складкообразование, она превратилась в одну из основных питающих терригенно-минералогических провинций. С юга развитие рассматриваемого региона контролировалось Туркменским докембрийским (?) массивом (основание Каракумской платформы), к северному склону которого, как это видно по имеющимся данным сейсморазведки и отчасти бурения, закономерно выклиниваются сначала палеозойские отложения, а за ними — низы мезозоя. С севера и запада Западный Казахстан граничит с собственно Русской платформой, причем в докунгурское время входящая в него Прикаспийская впадина составляла единое целое с платформой и их история геологического развития была, по-видимому, весьма близкой. Об этом можно судить по близости мощностей докунгурских образований.

Современные морфологические особенности строения Прикаспийской впадины как области повсеместного развития соляных куполов и преимущественного прогибания характерны главным образом для кунгурского и последующего времени.

Во внутренних областях Западного Казахстана существенную роль в истории их геологического развития сыграли разломы в докембрийском основании и связанные с ними области внутриплатформенной складчатости. Имеются в виду Южно-Эмбенское поднятие со складчатым девоном, перекрытым чехлом платформенных каменноугольных и более молодых образований, погребенная предпермская складчатость линии Карпинского и предгорная складчатость Мангышлака. Во многих отношениях это аналоги внутриплатформенных сооружений типа Днепровско-Донецкой впадины, где наряду с линейной складчатостью широко развиты локальные структуры платформенного типа.

С разломами в докембрийском основании связано также образование крупных грабенных и ступенчатых уступов в фундаменте, образующих спуск от бортов Прикаспийской впадины в ее внутренние области. Обращает на себя внимание совпадение направления Пачелмского прогиба с Узеньским грабеном (рис. 14), что наводит на мысль о их генетическом родстве и древнем заложении разломов.

Блоковая тектоника фундамента на фоне колебательных геотектонических движений в течение всей истории геологического развития Запад-

---

\* См. атлас литолого-палеогеографических карт Русской платформы и ее геосинклинального обрамления, часть I и II, под редакцией академика А. П. Виноградова 1962.

ного Казахстана обуславливала в определенных пределах тектонику осадочного чехла и контуры литолого-фациальных зон.

В истории геотектонического развития Западного Казахстана могут быть выделены следующие этапы.

В нижнем палеозое в период каледонского геотектонического цикла внутренние области Западного Казахстана испытывали преимущественно подъем, зафиксированный в виде перерыва в осадконакоплении. Только в пределах Уральской геосинклинали, включая Актюбинское Приуралье, а возможно, и в районах Аралсорско-Хобдинского и Южно-Эмбенского внутриплатформенных грабенов, временами заходило море, где оно оставило сравнительно мощные отложения преимущественно грубого кластического материала кембрийского, ордовикского и силурийского возраста.

Девонский период ознаменовался последовательным расширением бассейна осадконакопления, особенно интенсивно с позднеэфельского и живетского веков. Если на первых этапах преобладали осадки мелководных бассейнов, внутренних морей, лагун и прибрежных равнин, то, начиная с франского века (позднецигровское, саргаевское время) и далее до фаменского века, преобладают фации открытого моря: мергели, глинистые, местами битуминозные и доломитизированные известняки с морской фауной, глины, горючие сланцы, алевролиты и песчаники. К концу девонского периода вновь наметилось относительное обмеление бассейна (фаменский век). В области Южно-Эмбенского грабена происходило интенсивное погружение блоков фундамента и накопление осадков; к концу девона начал отлагаться грубообломочный материал, вплоть до галечников. Одновременно происходило образование грабена вдоль тектонической линии Карпинского и заполнение его осадками девонского времени. Шло накопление осадков в платформенных условиях и на Устюрте.

История геологического развития Прикаспийской впадины в девонское время представляется аналогичной собственно Русской платформе.

В начале карбона происходит общий подъем и складкообразование в районе Южно-Эмбенского грабена, при одновременном усилении погружения блоков фундамента и интенсивности накопления осадков в бассейне, простиравшемся вдоль линии Карпинского.

На Устюрте, Южном Мангышлаке и в Прикаспийской впадине в это время, по-видимому, происходило накопление осадков в платформенных условиях. Вполне возможно, что южный борт бассейна проходил вдоль северного склона предполагаемого Туркменского докембрийского массива.

Предкаменноугольная складчатость Южно-Эмбенского поднятия прикленила его к платформенным областям — Северному Устюрту и Прикаспийской впадине. Отложения каменноугольного периода формировались на всей этой территории в платформенных условиях. Под ними оказалась погребенной указанная выше складчатость. Вполне естественно, что каменноугольные и более молодые платформенные образования сохраняют следы влияния этой погребенной складчатости.

Как было отмечено выше, в дальнейшем аналогичные преобразования имели место в предверхнепермское время — в области складчатости линии Карпинского; в предкунгурское, верхнепермское и триасовое время — в зоне складчатости Актюбинского Приуралья и Примугодзарья и, наконец, — в предюрское время в Горном Мангышлаке.

Отложения каменноугольного периода имеют много общего с Русской платформой. В Актюбинском Приуралье много общих черт с Оренбургским Приуральем, на Южно-Эмбенском поднятии прослеживаются общие черты сходства соответственно с терригенным и карбонатным разрезами Русской платформы.



В нижнепермское время в Западном Казахстане отмечается общий подъем Закаспийской платформы и прекращение на ней осадконакопления при интенсивном погружении и массовом накоплении осадков в Прикаспийской впадине и Актюбинском Прпуралье.

В сакмарский и артинский века преобладают формации неглубокого и неустойчивого моря: пелитоморфные и зоогенные известняки, доломиты, ангидриты и терригенные породы вплоть до молассовых.

Южно-Эмбенское поднятие являлось бортом сакмарского, артинского и в значительной мере (до района Саргамыса) кунгурского бассейнов. Южнее, по-видимому, простиралась суша. Лишь кунгурский бассейн проникал на западе у Каспийского моря на Устюрт.

По аналогии с собственно Русской платформой в Прикаспийской впадине в это время продолжали развиваться структуры платформенного типа.

Для Прикаспийской впадины особенно характерными являются мощные хемогенные отложения кунгурского яруса, сформировавшиеся в условиях колоссальной лагуны, имевшей сообщение вдоль узкого протока по Приуралу с северным морским бассейном, откуда в основном происходило питание лагуны. С кунгурскими отложениями связано образование ядер многочисленных соляных куполов и развитие своеобразной мозаичной тектоники в верхнепермских и мезозойско-кайнозойских отложениях. Скорость накопления соли, соответственно погружению впадины, была в 3—5 раз больше, чем скорость накопления всех других пород.

Резкая перестройка геологической обстановки произошла в начале верхнепермского времени. Вновь возобновилось быстрое накопление в основном красноцветных грубых терригенных осадков на Мангышлаке, которое продолжалось во все возрастающих темпах до триасового времени включительно. В это время была погребена, как уже отмечалось выше, складчатость линии Карпинского. За нею к югу сформировалась более молодая пермотриасовая (предъюрская) складчатость Горного Мангышлака. Осадки этого же возраста отмечаются и в других областях Закаспийской платформы — на Устюрте и в Южной Магышлакско-Устюртской впадине.

Южно-Эмбенское поднятие в это время испытывало подъем вдоль своей длинной оси в северо-восточном направлении и, начиная примерно от Туресая до Урала, представляло сушу.

В Прикаспийской впадине, так же как и на Мангышлаке, интенсивно накапливались в основном красноцветные нередко грубые терригенные верхнепермские отложения; в уфимский век они формировались в условиях внутриматериковых равнин, в казанский век на фоне более быстрого погружения в области седиментации — в западных районах впадины в условиях мелкого неустойчивого моря и на востоке в лагунно-континентальных условиях. В западные районы временами проникал мелководный морской бассейн из более северных районов Русской платформы.

Большое сходство разрезов уфимских и татарских отложений Южной Эмбы, Индера и Мертвых Солей указывает на сходство физико-географических условий на этой большой территории.

Как отмечают Г. Е.-А. Айзенштадт и Е. П. Соколова (1964), в конце нижнеказанского времени в результате тектонических движений море ушло из южных районов Прикаспийской впадины, где началось накопление красноцветных лагунных и континентальных осадков. Отложение происходило при продолжавшемся интенсивном прогибании области, что обусловило большую мощность осадков. Лишь периодически на короткое время сюда проникали воды морского бассейна, оставившего тонкие прослой серых алевролитов с фауной. В конце нижнеказанского времени

море ушло и из более северных частей впадины (из района Мертвых Солей), где с верхнеказанского времени также началось накопление красноцветных лагунных осадков.

В западной части впадины верхнеказанские отложения не прослежены. В татарский век Прикаспийская впадина оставалась относительно приподнятой. С этим веком связано продолжение накопления красноцветных континентальных образований. Наибольшее прогибание области седиментации в верхнепермское время тяготеет к Южной Эмбе и Узеньскому грабену.

Неоднократная смена морских режимов лагунными и континентальными в пермское время обусловлена тектоническими движениями герцинского тектогенеза.

Наиболее ранние тектонические движения имели место, по-видимому, в уфимское время, на рубеже уфимского и нижнеказанского (или нижнеказанского и верхнеказанского времени), когда, по-видимому, имел место общий подъем области и зарождение соляных куполов. Более значительные тектонические движения, вызвавшие перерыв в осадконакоплении и угловые несогласия, имели место перед отложением песчанистой толщи татарского яруса. К этому времени относятся интенсивные размывы сводов соляных куполов. Наконец, отмечаются тектонические движения в конце верхнепермского времени, вызвавшие подъем всей Прикаспийской впадины, перерыв в осадконакоплении и угловые несогласия между верхнепермскими и нижнетриасовыми отложениями.

По условиям залегания отложения триасового времени в Прикаспийской впадине тяготеют к мезозойско-кайнозойскому структурному этажу, хотя по общему облику пород они ближе стоят к верхнепермским образованиям, поскольку в них также широко развиты красноцветы.

Контуры седиментационного бассейна в нижнетриасовое время в северной половине Западного Казахстана сузились до границ Прикаспийской впадины. Это было мелководное море с широкими прибрежными равнинами, лагунами и дельтами по его северному и восточному бортам. Во внутренней части бассейна ветлужская серия отлагалась преимущественно в виде пестроцветных песчано-глинистых пород с прослоями мергелей и доломитов; на западе — темно-красных глин с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников коричневых и зеленовато-серых (песчано-глинистая толща и, по-видимому, песчано-конгломератовая); на востоке разрез более песчанистый, преобладают песчаники и алевролиты. Следующая баскунчакская серия осадков отлагалась примерно в такой же обстановке. В низах это — преимущественно красноцветные континентальные и лагунные образования (глины, песчаники и известняки, местами с обильным растительным детритусом). Выше по разрезу глины серые, зеленовато-серые, известковистые. В центральных областях бассейна временами преобладала восстановительная среда.

Среднему триасу соответствует общий подъем и перерыв в осадконакоплении.

Верхний триас (кейпер и рэт) предположительно в морской фации формировался в зоне Узеньского грабена (Индер), на остальной территории, как правило, в условиях, близких к континентальным. Это — песчано-галечниковая свита, перекрытая свитой пестроцветных, местами серых глин, с прослоями алевролитов, песчаников, мергелей и доломитов.

Начиная с юрского времени, весь Западный Казахстан превращается в сравнительно жесткое платформенное сооружение. Начинается период спокойного отложения серии широко прослеживаемых однотипных песчано-глинистых и известковистых осадков (известняков и мела), време-



нами разделяемых песчано-галечниковыми отложениями мощностью от нескольких до 100 м.

Однако в стратиграфическом разрезе фиксируется четкая ритмичность осадконакопления и продолжается интенсивное развитие соляных куполов.

Чутко реагирующие на геотектонические колебательные движения соляные купола позволяют проследить полную гамму фаз альпийского цикла тектогенеза (табл. 5).

Таблица 5

Проявление тектонических фаз альпийского цикла

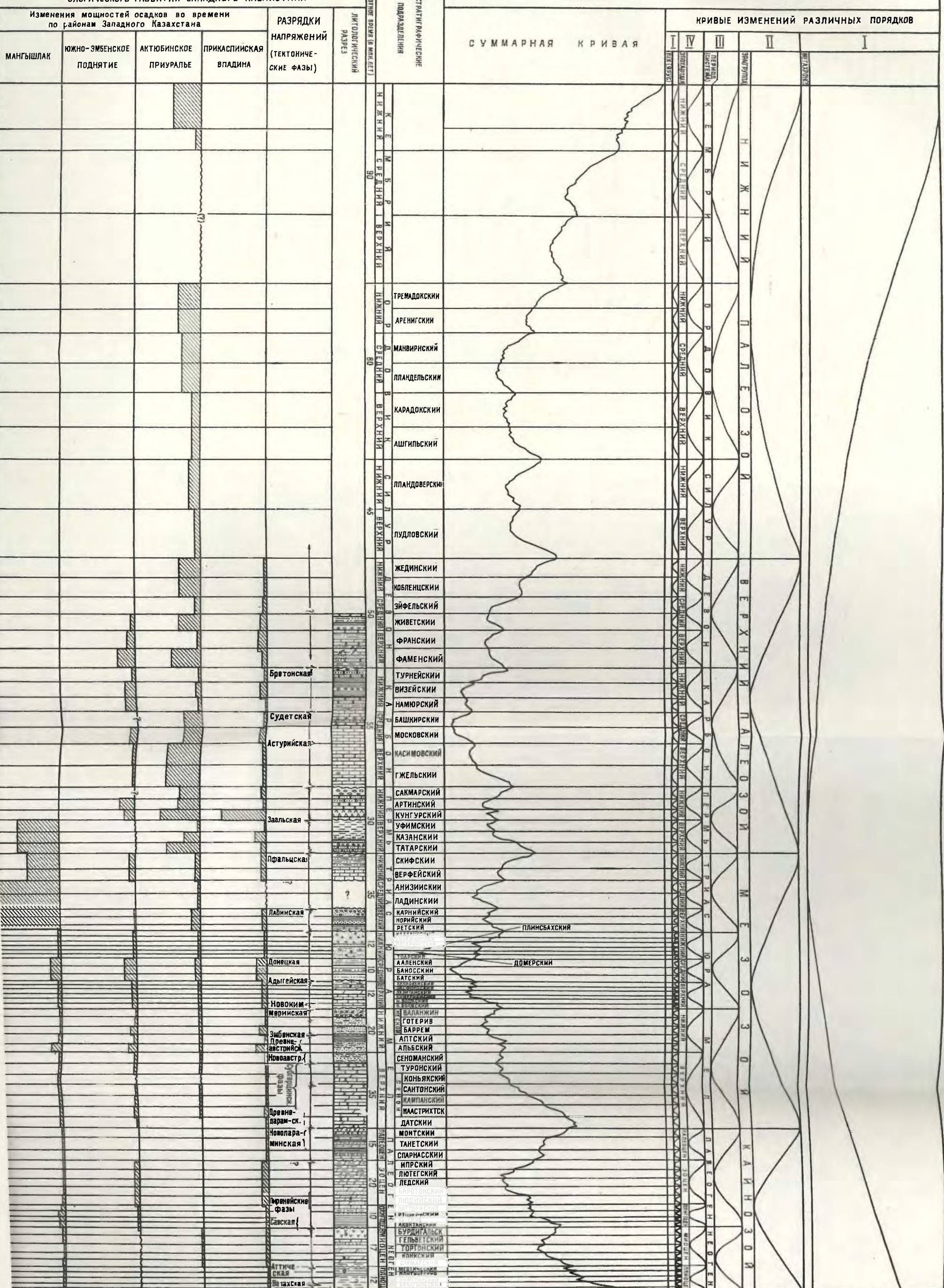
Тектонические фазы (разрядка напряжений)	Стратиграфическая приуроченность	Форма проявления и примеры
Древнекимерийская	T <sub>3</sub> /I <sub>1</sub>	Региональный подъем, рост соляных куполов, размывы на сводах в пределах 200—300 м
Новокимерийская	I <sub>3</sub> /Cr <sub>1</sub>	То же; размывы сводов куполов глубиной до 500—600 м
Эмбенская	Cr <sub>1</sub> пс/Cr <sub>1</sub> ар	То же; размывы обычно до 300 м; в отдельных случаях (Искине) наблюдаются стратиграфические несогласия большей амплитуды, что возможно объясняется суммированием нескольких размывов
Австрийская	Cr <sub>1</sub> /Cr <sub>2</sub>	То же; размывы до 350 м (Тентяксор)
Ларамийская	Cr <sub>2</sub> /Pg <sub>1</sub>	Региональный подъем; переход от датского яруса к палеогену постепенный; местами выпадает из разреза палеоцен и часть эоцена
Пиренейская	Pg <sub>2</sub> /Pg <sub>3</sub>	Региональный подъем
Савская	Pg <sub>3</sub> /N <sub>1</sub>	То же
Аттическая	N <sub>1</sub> /N <sub>2</sub>	То же, и подъемы значительной амплитуды на куполах (особенно в новобогатинской, приморской зоне)
Валахская (предакчагильская)	N <sub>1</sub> /Q	Региональный подъем и исключительно резкие движения на куполах (особенно в междуречье Урал—Волга). Движения продолжались и в антропогенное время

Только в плиоценовое время произошла существенная перестройка структурного плана Прикаспийской впадины. Если на протяжении всего верхнепермского и мезозойского времени, а также почти всего кайнозоя (вплоть до неогена) западная половина впадины (междуречье Урал — Волга) преимущественно прогибалась, то в преднеогеновое время она испытала резкий подъем и глубокую эрозию. В ее пределах многие соляные купола отличаются массивными соляными ядрами и сильно размывыми сводами, вплоть до кровли соляного ядра.

После преднеогеновой эрозии междуречье Урал — Волга вновь начало интенсивно погружаться с одновременным накоплением молодых неогеновых и антропогенных осадков значительной мощности. Восточная половина Прикаспийской впадины в это время и особенно в антропогене испытывала относительный подъем.



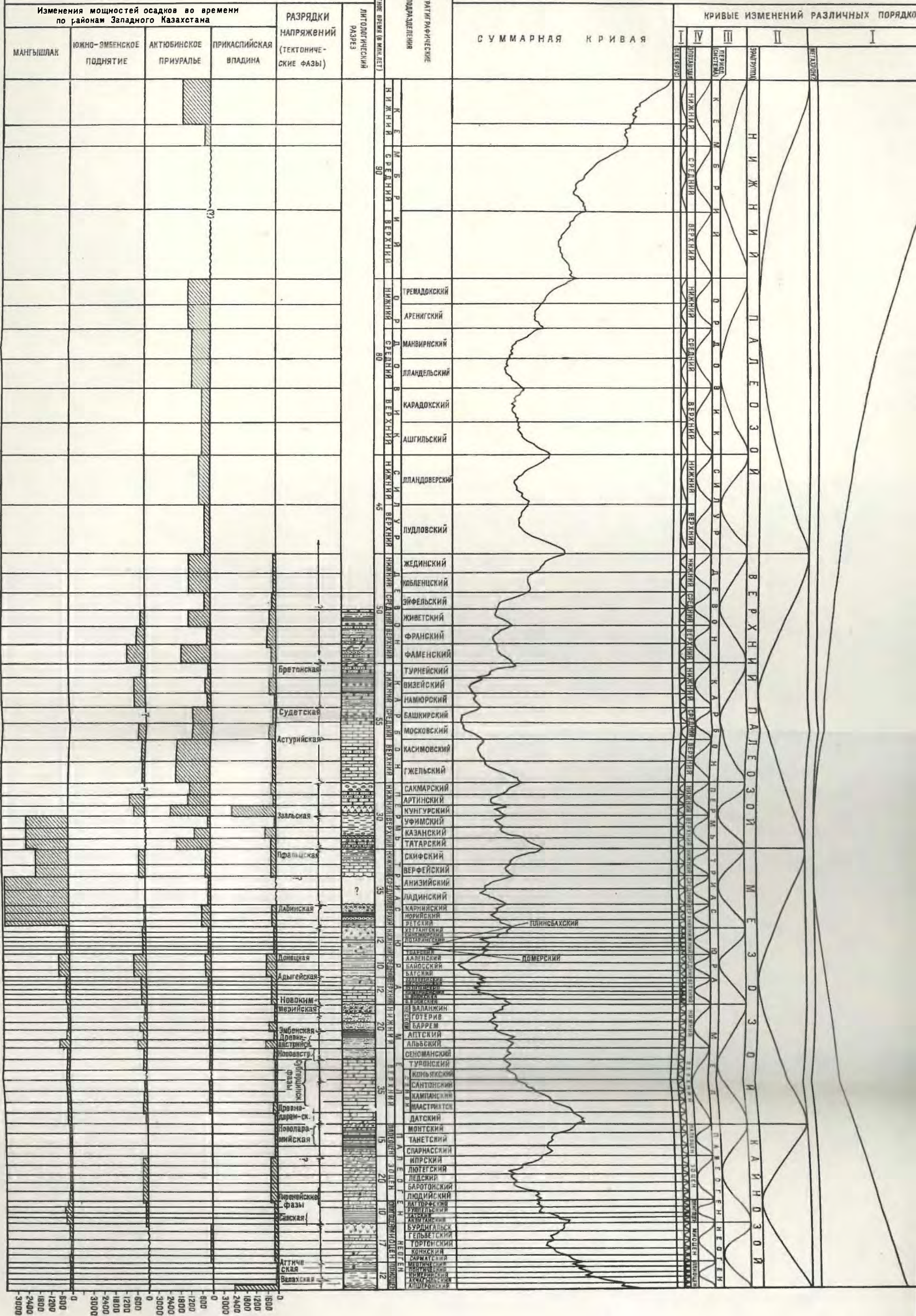
ФОРМЫ ПРОЯВЛЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА НА ПРИМЕРЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА





ФОРМЫ ПРОЯВЛЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА НА ПРИМЕРЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

УСЛОВНОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА ЗЕМНОЙ КОРЫ



Зак № 539.

Рис. 26. Схема энергетички процессов геологического развития на примере Западного Казахстана.



Из рассмотрения истории геологического развития Западного Казахстана представляется возможным сделать ряд выводов общегеологического порядка. Как и в других крупных регионах, здесь можно наблюдать чередование периодов активного развития геологических процессов и их ослабления, затухания. Процессы выветривания и седиментации, нивелирующие земную поверхность, нарушаются коренными революционными преобразованиями всей геологической обстановки.

Это запечатлено в сочетании крупных ритмов осадконакопления, разделяемых тектоническими фазами. В них находят свое материальное выражение длительные периоды накопления энергии, нарастания напряжений в земной коре, их разрядка и последующая стадия медленного спада, вслед за которым начинается новый этап развития области. Нами сделана попытка условно изобразить в виде схемы (рис. 26) изменения энергетического баланса, обуславливающие отдельные этапы историко-геологического развития рассматриваемого региона. Выделены изменения нескольких порядков (I—V), отнесенные к различным подразделениям геохронологической шкалы. На кривых показан ритмический (волнообразный) характер изменений энергетического баланса. Порядок ритмов в принципе может быть продолжен вплоть до самых мелких.

Путем сложения амплитуд кривых разных порядков составлена также суммарная кривая. В настоящее время мы не знаем абсолютной величины суммируемой энергии, но на первом этапе может представить интерес и качественная характеристика ее изменений.

На нижней половине чертежа приведен фактический материал, который положен в основу всех наших построений. Приведена характеристика вещественного состава разреза, изменения мощностей осадков и глубины стратиграфических несогласий. На основе анализа вещественного состава разреза и истории развития тектонических колебательных движений выявляется ритмичность процесса осадконакопления, которая достаточно наглядно отражена и на литологической колонке. Показаны моменты наиболее интенсивного проявления тектонических фаз, как, например, на границе перми и триаса, триаса и юры, юры и мела, неокома и апта и так далее, имеющих широкое распространение.

Если бы тот или иной крупный участок земной коры имел совершенно однородный состав и строение, то можно было бы ожидать не только одновременное, но и равное по интенсивности проявление тектонических движений. В действительности из-за неоднородности земной коры наблюдается территориальное смещение центров максимального осадконакопления и геотектонических разрядок (фаз). Особенно наглядно это прослеживается на соляных куполах. Например, как это было описано выше, на Байчунасском соляном куполе упругость надсолевой толщи пород была преодолена в преднеокомскую фазу; свод был разорван и смыт на отдельных приподнятых полях до пермтриаса и кунгура. Другие соседние купола претерпели в это время лишь незначительные размывы сводов. Однако в следующую преаптскую фазу разорвался свод соседнего — Искинского — купола со столь же катастрофическими последствиями, как и на Байчунасе, и т. д.

Из сопоставления скоростей накопления осадков в Южно-Эмбенском районе, на Южно-Эмбенском поднятии, в Актюбинском Приуралье и на Мангышлаке выявляется дифференцированный характер прогибания этих районов для одних и тех же отрезков времени и смещение во времени областей максимального осадконакопления.

В течение девона и карбона наблюдается наиболее интенсивное накопление осадков в Актюбинском Приуралье, по крайней мере, по сравнению с районом Южно-Эмбенского поднятия. При этом в Актюбинском



Приуралье прослеживается нарастание интенсивности накопления осадков от нижнего карбона к верхнему, тогда как в районе Южно-Эмбенского поднятия наблюдается обратная тенденция. В пермское и особенно триасовое время наибольшая интенсивность накопления осадков фиксируется в районе Горного Мангышлака. Начиная с юрского времени и особенно в меловое время темп накопления осадков замедляется и устанавливается сходный режим осадконакопления во всех районах Западного Казахстана.

Очередной скачок в интенсивности осадконакопления отмечается в неогеновое время в южных районах междуречья Волги и Урала.

При сопоставлении описанных выше характерных особенностей развития исследуемого региона с процессом изменения энергетического баланса, ход которого показан на верхней половине чертежа, выявляется следующее.

Если взять наиболее изученную часть стратиграфического разреза — мезозойские осадки, то очевидно, что начинаются они с грубозернистых пород песчано-глинистой свиты нижнего триаса (ветлужская серия); выше находятся известняково-глинистые породы баскунчакской серии. На границе перми и триаса отмечается угловое и стратиграфическое несогласие, обусловленное подъемом области.

После подъема области в среднетриасовое время, осадки которого здесь регионально отсутствуют, начинается отложение песчано-галечниковой свиты верхнего триаса, которые кверху сменяются глинистыми осадками. Аналогичное строение в общих чертах имеют юрские и меловые отложения, которые начинаются с песчано-галечниковых отложений нижней юры и грубозернистых осадков валанжина, а заканчиваются карбонатными породами верхней юры и верхнего мела. Тектонические движения значительной амплитуды фиксируются на границе юры и мела и в течение мелового периода.

Все эти явления, отражающиеся в периодическом обновлении рельефа и углублении базиса эрозии, появлении грубых осадков в тех или иных частях разреза, совпадают с кульминационными моментами в ходе изменения энергетического баланса. Например, появление песчано-галечниковых пород в нижнем триасе и в нижней юре совпадает с максимумом на кривой IV порядка в предкарнийское время и III и IV порядков на границе с юрой, при одновременном снижении уровня энергии на кривой II порядка и на фоне медленного подъема на кривой I порядка; для валанжина в этом случае отмечаются максимумы на кривых III—IV порядков и начало подъема на кривых II и I порядков.

Породы средней части ритма (песчано-глинистые осадки) появляются в разрезе в переходный период — при подъеме уровня энергии на кривой I порядка, минимальных и средних значениях — на кривой II и III порядков и при минимуме — на кривой IV порядка.

Появление карбонатных осадков происходит на фоне общего роста уровня на кривых энергетического баланса, в частности для юры и мела, в периоды господства пенеплена. Тектонические фазы (разрядка напряжений) приурочены к моментам наибольшего накопления энергии. Конечно, практически трудно рассчитывать на полное соответствие их и абсолютное совпадение во времени и в пространстве. Это в равной мере относится и к стратиграфическим границам, отвечающим ритмам разных порядков.

В теоретических работах многих наших крупнейших ученых освещаются вопросы энергетической стороны развития Земли, причем делается

упор на ее внутренние энергетические ресурсы. Эта сторона бесспорно играет весьма существенную роль во всех геологических процессах, однако даже при формировании осадочных пород колоссальная роль принадлежит солнечной энергии. Нельзя оставлять без внимания отмечаемое в литературе совпадение продолжительности основных геотектонических циклов (каледонского, герцинского, альпийского) с периодами обращения солнечной системы в галактике. Разработка вопросов, связанных с внешними влияниями на историю развития Земли, наряду с глубоким изучением проблемы ее саморазвития, представляется в принципе весьма перспективной.



## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

### I. ПРИКАСПИЙСКАЯ ВПАДИНА

#### 1. Нефтегазоносные свиты

Нефтегазопроявления в Западном Казахстане распространены по всему разрезу, начиная от девона до палеогеновых и неогеновых отложений включительно, из-за чего создается впечатление, будто бы весь разрез продуктивен. Нефтегазоносные горизонты встречаются в палеогеновых и неогеновых отложениях (Новобогатинск, Черная речка, Аукетайчагыл, Тюбеджик), сенон-туронских (Байчунас, Доссор, Кошкар, Каратон, Теренъюзюк) и далее по всему разрезу. Распределение нефтегазоносных толщ и горизонтов показано на схеме (рис. 27), где представлены нормальный стратиграфический разрез и все известные к настоящему времени нефтяные и газовые горизонты. Условными обозначениями выделены горизонты различной продуктивности: дающие основную добычу нефти, газо-нефтяные, т. е. имеющие больше газа, чем нефти, чисто газовые, нефтяные малодебитные и горизонты с нефтегазопроявлениями. Здесь же приведена диаграмма фактической добычи нефти по свитам (в %), начиная с начала разработки до 1/I 1959 г. В итоге можно составить представление о положении в разрезе и значимости отдельных продуктивных свит.

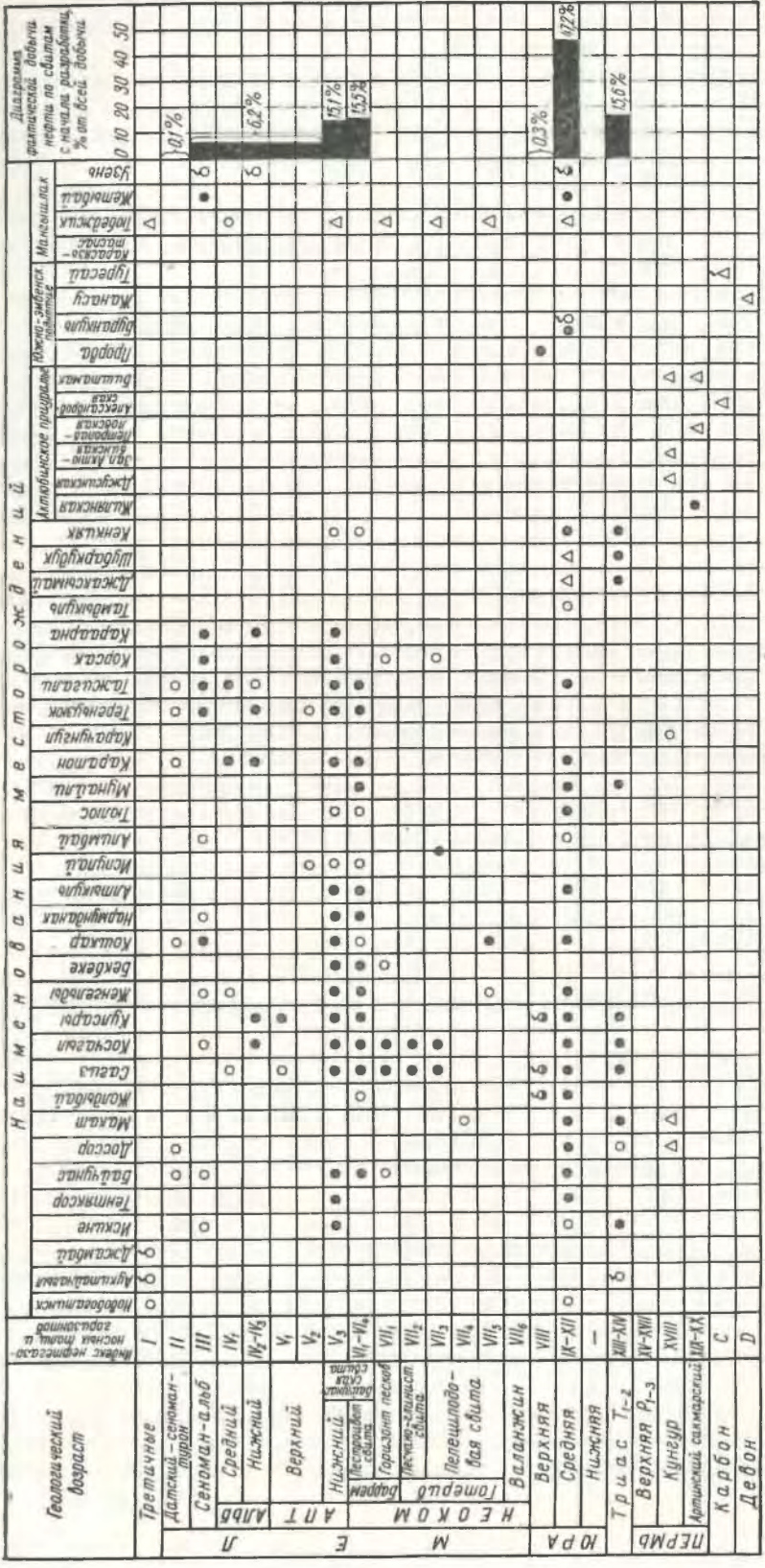
Во вскрытом разрезе осадочных образований региона выделяются три основные продуктивные свиты: апт-неокомская\*, получившая местное название «байчунасской», среднеюрская и пермтриасовая.

Нефтегазоносность палеозойских отложений (от артинских и ниже), по существу, остается еще не разведанной.

По продуктивности на первом месте в настоящее время находится среднеюрская, затем апт-неокомская (байчунасская) и на третьем — пермтриасовая свиты. Учитывая это, вместе с тем не следует забывать, что нефтегазоносность мезо-кайнозоя и верхней перми также разведана пока лишь на сравнительно небольшой площади Западного Казахстана. Поэтому в дальнейшем в пределах той же части разреза могут быть встречены дополнительные высокопродуктивные свиты. Например, прослеживается резкое увеличение продуктивности альба в южном направлении от Сагиза, Кулсаров, Косчагыла к месторождениям Каратон, Теренъюзюк, Тажигали; в районе, тяготеющем к Доссору, альбские горизонты имеют второстепенное значение. За последние годы получены значительные дебиты нефти из пермтриаса в районах Кулсаров и Кенкияка, что в дальнейшем может привести к существенному изменению значения этой мощной толщи. В неразведанной еще части разреза, по аналогии с Куйбышевской и Оренбургской областями, может оказаться промышленно нефтегазоносным кунгур прежде всего в областях развития терригенных фаций — у южного, северного и западного бортов бассейна.

Особые надежды возлагаются на регионально нефтеносные девонские, каменноугольные, а также нижнепермские отложения (артинские и сакмарские). История геологического развития Прикаспийской впадины

\* или — нижнемеловая.



● 1 02 63 64 Δ 5 Δ 6

Рис. 27. Положение нефтегазовых толщ, свит и горизонтов в стратиграфическом разрезе месторождений Западного Казахстана.  
 Горизонты: 1 — нефтяные промышленного значения, 2 — нефтяные малодобитые, 3 — преимущественно газовые, 4 — газопромыслы, 5 — нефтяные промышленного значения, 6 — газопромыслы.



в докунгурское время была аналогичной собственно Русской платформе, поэтому следует рассчитывать на региональную нефтегазоносность девонских и каменноугольных отложений.

Наконец, достаточно богатые скопления газа и нефти могут встретиться в кайнозойских отложениях; в междуречье Урал — Волга могут оказаться газоносными в промышленных размерах даже акчагыльские и апшеронские отложения.

В этой связи, заслуживают исключительного внимания признаки нефти и газа, встреченные в девоне и карбоне на Южно-Эмбенском поднятии, а также нефтегазопроявления в нижнепермских отложениях Актюбинского Приуралья.

Выше были перечислены главным образом нефтегазоносные толщи, однако в промышленной обстановке приходится пользоваться и более дробными их единицами — нефтеносными свитами, горизонтами. В Эмбенской области длительное время не существовало единой номенклатуры горизонтов. Каждый промысел разрабатывал свою номенклатуру, отвечающую специфическим геологическим условиям и стадиям постепенной разведки месторождения. Не редки случаи, когда обособленные участки одной и той же структуры приобретали несопоставимую непосредственно номенклатуру нефтеносных горизонтов. Например, нумерация горизонтов Северного Доссора не соответствует нумерации основной промысловой площади Доссора. На Косчагыле нумерация горизонтов основной площади не совпадает с нумерацией северо-западного участка и т. д. Принципы подразделения продуктивного разреза на свиты и горизонты по разным промыслам применялись также самые различные. Так, например, номенклатура нефтеносных горизонтов промысла Кулсары проведена независимо от возраста пород сверху вниз без подразделения на свиты. На Косчагыле это сделано совершенно иначе: здесь разрез подразделен на свиты и дана нумерация горизонтов для каждой свиты в отдельности.

Естественно, что при таких условиях почти невозможно непосредственно сопоставить физические свойства и химический состав нефтей, пластовых вод, режимы и коллекторские свойства нефтеносных горизонтов, а иногда и целых продуктивных свит различных месторождений и, конечно, нет возможностей для изучения закономерностей по региону в целом.

С целью устранения этого ненормального положения ЦНИЛ объединения Казахстаннефть (Г. Е.-А. Айзенштадт, 1943) была разработана единая номенклатура нефтеносных свит и горизонтов. Нами она несколько дополнена.

Единая номенклатура свит и горизонтов построена на стратиграфическом принципе и заключается в следующем: выделены крупные нефтеносные толщи, внутри их свиты и горизонты. В итоге, каждой обособленной стратиграфической единице, заключающей нефтеносные горизонты или перспективной с точки зрения открытия нефти в будущем, присвоено название свиты с индексом. Таких свит выделено восемнадцать (рис. 27).

Корреляция отдельных горизонтов внутри свит оказалась значительно более сложной. Сложность заключается в том, что далеко не всегда горизонты прослеживаются на значительные расстояния. Если нефтеносные горизонты альба, апта, нижнего неокома и верхней юры легко сопоставляются почти по всей области, то горизонты остальных продуктивных свит не выдерживаются на больших расстояниях и это понятно, поскольку условия формирования осадков существенно изменялись во времени.

Отложения альба, апта, нижнего неокома и верхней юры формировались в условиях открытого моря, в силу чего смена глин, песков и известняков происходила более или менее одновременно на огромной террито-

рип. Напротив, верхнепермские, среднеюрские, верхненеокомские и альбсеноманские осадки формировались в условиях мелководных бассейнов. В силу этого они отличаются резкой фациальной изменчивостью, лпизо-видным залеганием глин и песков. Рассчитывать на прослеживание нефтеносных горизонтов внутри этих свит трудно. Здесь можно добиться только прослеживания отдельных мощных песчаных горизонтов, или же сопоставления по свитам.

Нужно надеяться, что по мере накопления фактического материала точность сопоставления свит и горизонтов повысится.

## 2. Нефтегазоносные зоны

В отличие от большинства нефтегазоносных областей Советского Союза, для Западного Казахстана не представляют трудностей поиски благоприятных для скопления нефти и газа локальных геологических структур. Значительно сложнее выбрать из 1100 соляных куполов Прикаспийской впадины, да еще антиклинальных структур Устюрта и Приуралья, такие, которые заслуживали бы первоочередной разведки. Иначе говоря, трудно строго обосновать в ряде районов наиболее эффективные направления поисковых и разведочных работ.

К сожалению, для решения таких практически важных проблем геологи-нефтяники к настоящему времени не имеют на вооружении надежных прямых поисковых методов. В подавляющем большинстве случаев выбор площадей под поисковые и разведочные работы основывается на косвенных признаках: благоприятной структуре, нефтегазопроявлениях, на анализе историко-геологических факторов, способствовавших нефтегазообразованию и формированию месторождений. Но расшифровка последних находится в прямой зависимости от полноты геолого-геофизического изучения бассейнов осадочных пород. По мере накопления фактического материала точки зрения существенно меняются.

Придерживаясь точки зрения И. М. Губкина (1937) на юрскую продуктивную свиту как нефтепроизводящую и используя результаты изучения нефтегазоносности других свит надсолевого комплекса пород, автор сделал попытку уточнить в конкретных условиях Западного Казахстана поисковые признаки зон максимального накопления исходной органики, длительность процессов образования углеводородов, пределы их миграции и условия сохранения залежей нефти и газа, образовавшихся в результате миграции рассеянных углеводородов. Иначе говоря, намечены пути к решению вопроса о прогнозировании и принципах оконтуривания ареалов максимального нефтегазонакопления.

Прикаспийская впадина очень благоприятна для изучения закономерностей и формирования зон нефтегазонакопления. Здесь надсолевая толща пород, включающая в себя нефтегазоносные толщи, надежно изолирована от нижних частей разреза (палеозоя) толщей хемогенных осадков (соли), мощность которых измеряется километрами.

Попытаемся уточнить связь нефтегазоносности разреза с условиями формирования осадков на данном этапе, главным образом для средней юры. Как уже отмечалось, во всем Западном Казахстане средняя юра представлена комплексом терригенных осадков. По условиям их накопления юрский бассейн следует подразделить, несколько схематизируя, на три части (рис. 28).

1. Периферийная часть бассейна с преобладанием обстановки, характеризующейся повышенной песчанистостью, правда, неодинаковой в различных зонах; характерна сравнительно светлая окраска пород при наличии прослоев и пластов бурых углей. Углей здесь больше, чем во



внутренних частях бассейна, растительного детритуса меньше. Фауна, как правило, отсутствует (лишь в западной половине бассейна фауна иногда встречается).

2. Промежуточная часть бассейна, в пределах которой отмечается периодическое влияние то внутренней морской, то периферийной — ла-

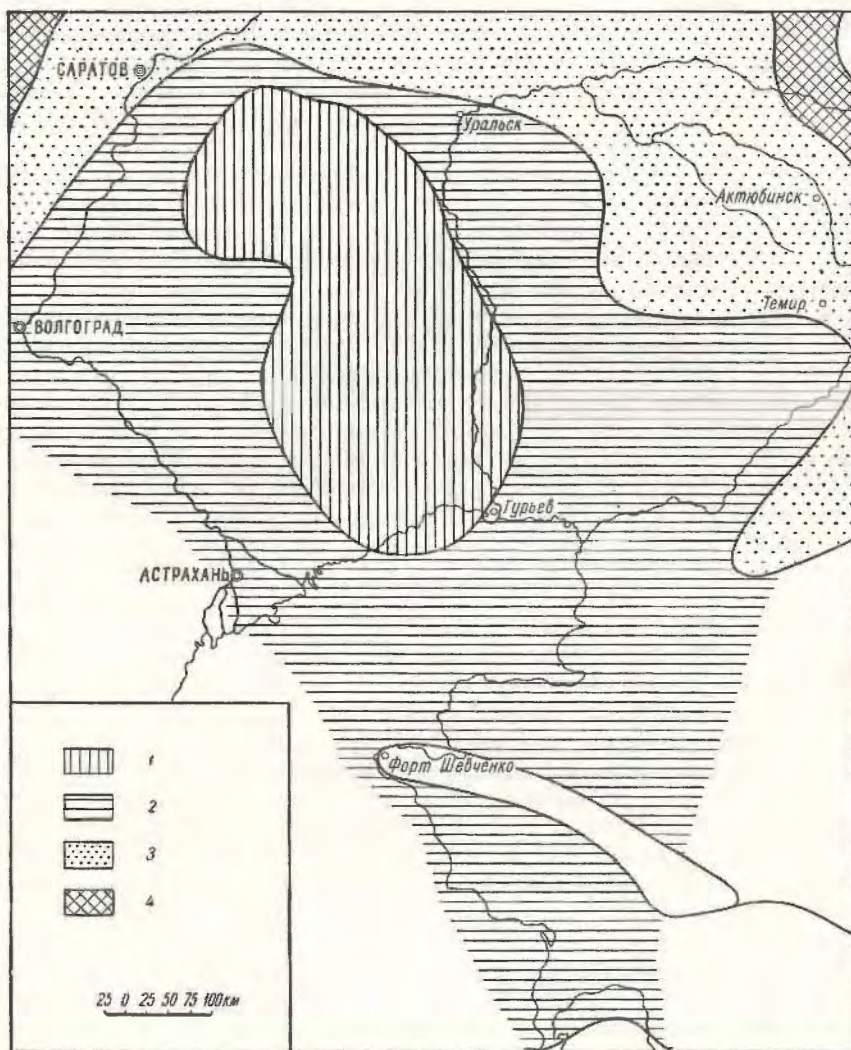


Рис. 28. Схематическая карта фаций среднеюрских отложений Западного Казахстана.

1 — преобладают глины, часто известняковые, с морской фауной, прослоев углей почти нет (наиболее глубокая часть водоема); 2 — глины и пески с углями; местами корневица, фауна обычно пресноводная (преобладают условия неглубокого моря); 3 — пески и глины с углями, местами корневица (смена фаций континентальных и мелкого моря), 4 — суша.

гунной (опресненной) — частей бассейна. Чисто континентальный режим, как правило, отсутствовал. Характерно некоторое увеличение песчаности разреза по сравнению с внутренними частями бассейна, присутствие фауны, в большинстве случаев, пресноводной. Окраска пород темная (серая и бурая), наблюдается значительное содержание органических остатков главным образом в виде рассеянного растительного детри-

туса и особенно характерно развитие слоев с корневищами при маломощных пластах и прослоях бурого угля.

3. Внутренняя наиболее глубоководная часть бассейна, отличающаяся накоплением наиболее глинистых пород, пород с повышенной известковистостью, почти полным отсутствием слоев с корневой системой, незначительным содержанием углистых остатков и присутствием морской фауны.

Приведенное выше расчленение бассейна (главным образом по литолого-фаціальным признакам) на три части, дополняется еще одной очень важной особенностью, а именно преимущественно односторонним привнесом осадочного материала в бассейн. На основе изучения терригенно-минералогических провинций, И. П. Егоров (1950) доказал, что снос материала происходил главным образом с востока, и что это приводило к закономерной дифференциации осадков, включая органические в масштабах всего бассейна. На западе отлагались наиболее глинистые породы, с тонким органическим материалом; к востоку от внутренней части бассейна отлагался относительно более грубый материал. Что касается периферийной части бассейна, то для нее характерно не только накопление самого грубого материала, но, главное, отсюда периодически вымывался органический материал, как аллохтонный, принесенный водными артериями с суши, так и автохтонный. За счет этой периферийной части бассейна обогащались тонкой органикой внутренние его части.

Наблюдаемая в настоящее время песчанность разреза на западе (Эльтон, Азау, Астрахань, Мельниково и др.), по-видимому, объясняется, с одной стороны, вторичным отмучиванием и переносом глинистых и илистых частиц от периферии к центру бассейна, что согласуется с периодическим перемещением береговой линии, отмечаемым рядом авторов (И. А. Юркевич, 1943; Г. Е.-А. Айзенштадт, 1949), и, с другой стороны, за счет местного поступления материала, по-видимому, менее интенсивного, чем с восточной береговой зоны.

Судя по результатам промышленной разведки и естественным нефтегазопроявлениям, различные части бассейна неодинаковы в нефтегазоносном отношении. Описанные выше особенности формирования осадков, по-видимому, предопределили общие внешние контуры ареала нефтегазоносности Прикаспийской впадины и его характерные внутренние особенности.

Прежде всего по распределению нефтегазопоявлений бассейн делится на две части: восточную, преимущественно нефтеносную, и западную, преимущественно газоносную. Такое подразделение, по-видимому, не случайно и связано с дифференциацией осадочного материала. На эту закономерность следует обратить внимание, она поможет уточнить гипотезы о происхождении и пределах миграции углеводородов. Внутри общего ареала нефтегазоносности намечается дополнительная более дробная дифференциация.

В восточной половине Прикаспийской впадины выделяется как наиболее богатая нефтеносная промежуточная область бассейна, куда входит Южная Эмба и к которой тяготеют самые интенсивные наружные нефтепроявления. К ней, по-видимому, вообще принадлежат основные нефтяные и газовые месторождения. Она изобилует растительным детритусом и, видимо, в первую очередь, в свое время обогащалась углеводородами. Западнее располагаются преимущественно газовые месторождения. Периферийная же часть бассейна, естественно, выглядит наиболее бедной, хотя и имеет местами нефтегазопроявления. Очень показательным, что с восточной границей распространения промышленно нефтеносных месторождений совпадает переход от высокоминерализованных вод к почти



пресным. Для Западного Казахстана заслуживают также внимания выводы Л. В. Пустовалова (1940) о том, что «...обычная сопряженность нефтеносных пород с весьма тонкозернистыми глинистыми илистыми разностями, а угленосных — с более грубозернистыми песчаными, служит лишь подтверждением дифференциации растительного вещества: продукты последней вполне закономерно располагаются в пространстве и ассоциируют с соответствующими продуктами механической дифференциации». И далее, что «дифференциация и химическая трансформация органического вещества протекают в обычных условиях зоны осадконакопления, без всякого участия высокого давления и высокой температуры» «... нефтепроизводящие свиты должны возникать за пределами типичных прибрежных дельтовых отложений, но фациально переходить в них».

Обращаясь к анализу других поисковых признаков, отражающих собою генетическую сторону рассматриваемой проблемы, нельзя не обратить внимания на то, что нефть приурочена преимущественно к таким разрезам, где чередуются глины с песками, причем глины преобладают. С точки зрения ритмов осадконакопления, например, для средней юры, это соответствует промежуточному комплексу осадков между песчано-галечниковой свитой нижней юры и морской верхней юрой.

Промежуточное положение занимают нефтеносные зоны и в отношениях распределения фауны как показателя фациальной обстановки в средней юре (только здесь уже не по разрезу, а в плане). Так, в районах Шубаркудука и Актюбинска, где отсутствует фауна, нет и промышленных скоплений нефти. В районах Новоказанки имеется морская фауна — но здесь уже преобладают газопроявления. Газоносные пласты вскрыты в Порт-Артуре, Аукетайчагыле, Азау и на других площадях. Промежуточная же часть бассейна содержит фауну в очень небольшом количестве, притом солоноватоводную. Ей как раз и соответствуют нефтяные залежи и наружные интенсивные нефтегазопроявления, отражающие, по-видимому, наличие нефти на глубине.

Таким образом, продуктивные нефтеносные осадки располагаются преимущественно между периферийной и центральной частями бассейна, а по отношению к циклу осадконакопления — в его средней части.

Следует оговориться, что описываемые поисковые признаки в количественном и качественном выражении имеют не абсолютное, а лишь относительное и притом местное значение. Они могут быть использованы как средства для уточнения границ нефтегазоносных зон в описываемой конкретной геологической обстановке.

Нижнемеловая продуктивная толща, сравнительно со среднеюрской, формировалась в более глубоководном бассейне. Это видно по составу осадков, их литологическим особенностям и содержащимся в них остаткам фауны. Однако и меловые отложения подчиняются в известной мере той же закономерности, что и юрские. В районах Шубаркудука, Джаксымая и Актюбинска, где в нижнемеловых осадках почти отсутствует макрофауна, характеризующая фациальную обстановку данного района, нет и нефти. К юго-западу появляется фауна, причем прослеживается непрерывная смена морских и солоноватоводных форм; здесь отмечается и нефтеносность. На западе и северо-западе Прикаспийской впадины в осадках начинает преобладать чисто морская фауна и наблюдается смена нефтепроявлений газопроявлениями, а затем исчезновение тех и других.

Если, как указывалось, нижнемеловая продуктивная толща в целом характеризуется осадками, относительно более глубоководными по сравнению со средней юрой, то для пермотриаса, напротив, — характерен более мелководный комплекс осадков вплоть до галечников. Отсюда

можно сделать вывод, что вообще, в определенных пределах, имеет значение не столько абсолютная глубина и общие физико-географические условия бассейна, сколько местоположение в нем так называемой промежуточной переходной зоны.

В неразрывной связи с литолого-фацциальным фактором при оценке перспектив и выделении на площади региона перспективных зон, находится проблема мощностей продуктивных толщ. Безусловно, продуктивность разреза зависит в значительной степени от его мощности.

Так, мощности юрских и меловых отложений в пределах Южной Эмбы, где они нефтеносны, оказались значительно большими, чем в зоне северных промыслов (Шубаркудука и Джаксымая), где они, напротив, практически не нефтеносны. Если в Каратоие мощность средней юры достигает 520 м, то в Шубаркудуке и Джаксымае она не превышает 150—300 м, доходя в Актюбинском Приуралье до 25 м. Точно так же различаются мощности и меловых отложений, т. е. создается впечатление, что чем мощнее осадки, тем они продуктивнее.

Эта закономерность первое время казалась достаточной для оценки перспективности различных зон при выборе направления разведочных работ. Действительно, прямая зависимость нефтеносности от мощности осадков была очевидна. Но вскоре и здесь встретились осложнения. Зависимость продуктивности разреза от его мощности оказалась не всегда прямой. Так, расширение разведочных работ в пределах Южной Эмбы показало, что, например, в Кандаурово, где юрские отложения имеют мощность большую, чем в Доссоре и Макате, они совершенно непродуктивны. В сторону Доссора продуктивность юры постепенно возрастает (от Искине к Байчунасу до Доссора); дальше — от Доссора на восток в сторону Маката — Жолдыбая — Испулая — Алимбая — Канджага продуктивность снова снижается.

Оказалось, что в районе Кандаурово, где отмечена повышенная мощность средней юры, последняя представлена главным образом песками. В районе же промыслов Искине, Байчунас и особенно Доссора, увеличивается глинистость разреза, а вместе с глинистостью и его продуктивность. Разрезы южных месторождений: Кулсары, Косчагыла, Каратона, оказались также значительно более глинистыми, чем разрезы Кандаурова, Алимбая и Канджаги.

Убедившись в этом, геологи и электроразведчики эмпирически стали расценивать общее повышенное сопротивление на электрокаротажных диаграммах как фактор, благоприятный для нахождения нефти. Правда, в ряде случаев общее сопротивление на каротажных диаграммах снижается из-за увеличения минерализации воды, насыщающей породы (Кандаурово), но и в этих случаях можно легко разобраться, где преобладают пески и где глины.

На электрокаротажных диаграммах видно, как песчаный разрез Кандаурова сменяется в восточном направлении более глинистым разрезом Искине, Доссора, Косчагыла, Кулсары и, затем, на Алимбае он вновь становится песчаным. \*

Изложенные выше факты привели к заключению, как отмечалось выше, что продуктивность разреза зависит не только от мощности осадков, но и от соотношения в нем глин и песков. Было подчеркнуто, что не всегда наиболее мощные осадки бывают наиболее богатыми в отношении нефтеносности. В пределах развития мощных осадочных толщ наиболее продуктивен тот разрез, где глины преобладают над песками

\* Повышенная песчаность разреза Черной Речки, расположенной рядом с Кандаурово, отмечена П. П. Авдусным (1938), И. Г. Гуревцем (1943) и др.



(соотношение это, конечно, сохраняет свое значение в известных пределах).

Для средней юры распределение нефти оказалось очень чувствительным к степени карбонатности вмещающих пород. Как правило, карбонатные породы в Прикаспийской впадине не содержат значительных залежей нефти. Правда, пермотриас, обладая небольшой и непостоянной карбонатностью пород, содержит нефть.

Генетическая сторона этого явления может быть истолкована на примере средней юры. Выше отмечалось, что карбонатные породы средней юры формировались вдали от того борта бассейна, откуда поступал осадочный материал, и повышенная карбонатность здесь сопутствует зонам, обедненным исходным материалом для нефти.

В условиях Западного Казахстана карбонатность пород можно использовать при расшифровке ареалов нефтеносности различных свит. Конечно, с учетом того, что не всякая карбонатность свидетельствует об отсутствии нефти (см. пример с пермотриасом); этот поисковый признак может быть использован лишь на фоне общего анализа палеогеографии.

Оценивая по приведенным выше признакам перспективы нефтегазосности остальной части разреза, мы должны выделить в нем олигоцен и сеноман как бескарбонатные толщи, которые содержат в небольшом количестве фауну и занимают промежуточное положение в цикле осадконакопления. Однако в местах, освещенных разведкой, олигоцен почти не содержит песков, а сеноман почти не имеет глин. Тем не менее, могут встретиться зоны с более глинистым сеноманом и более песчаным олигоценом. Тогда и они могут представлять определенный интерес. При изучении нефтеносности Западного Казахстана этого нельзя упускать из виду. В частности, на Тереньбузюке сеноман содержит значительные залежи нефти.

Как показали наши наблюдения, значительную помощь при выявлении и уточнении границ нефтегазосных зон могут оказать гидрогеологические исследования.

В частности, представляет большой интерес изучение степени минерализации вод, так как с переходом от слабо минерализованных вод к сильно минерализованным связан, как установлено, переход от малопродуктивных к высокопродуктивным нефтеносным зонам. Например, на электрокаротажных диаграммах величины кажущихся сопротивлений водоносных песков и глин средней юры по области в зависимости от степени минерализации пластовых вод изменяются следующим образом (табл. 6).

Таблица 6  
Сопротивление пород на электрокаротажных диаграммах, ом

Структуры	Водоносные пески	Глины
Джуса . . . . .	10	До 30
Джаксымай . . . . .	10	» 25
Ушкан . . . . .	0,5	» 2,0
Кулсары . . . . .	0,2	» 2,5
Кандаурово . . . . .	0,2	» 1,5

Из таблицы видно явное увеличение минерализации вод от Джусы к Кандаурово, то есть в юго-западном направлении. Особенно четко это

прослеживается по сеноману, который на северо-востоке содержит почти пресные воды, а на юго-западе — сильно минерализованные. Характерно, что переход от опресненных вод к соленым сравнительно резкий и граница эта намечается вблизи от Мунайли, Ушкана, Кумшете, Каскырбулака и Тюлюса. Этот переход подтверждается большим числом химических анализов вод.

Сведения о глубине проникновения пресных вод показаны ниже в табл. 7.

Таблица 7

Глубина проникновения пресных вод и слабоминерализованных вод в породах различного возраста, м

Площадь	№ скв.	Третичные	Мел				Юра	Пермтриас
			Сенон — турон	Альб-сеноман	Апт	Неоком		
Ушкан	5а	+	+	+	+	540	—	—
	11	+	+	+	+	550	—	—
	1	+	+	+	+	495	—	—
Кумшете	1	+	+	750	—	—	—	—
	2	+	+	676	—	—	—	—
Карачунгул	9	+	+	180	—	—	—	—
Мунайли	6	+	2	+	510	—	—	—
	9	+	+	+	550	—	—	—
	18	+	+	+	510	—	—	—
	10	+	+	+	+	520	—	—
	24	+	+	+	+	510	—	—
	29	+	+	+	+	530	—	—
	14	+	+	+	+	540	—	—
Биекджал	К-47	+	+	+	+	+	+	+
	К-13	+	+	380	—	—	—	—
	К-44	+	+	+	+	+	+	402
	К-41	+	+	+	+	+	354	—
Опорная	5	+	+	750	—	—	—	—
Тюлюс	Все	—	—	—	—	—	—	—
Кулсары	»	—	—	—	—	—	—	—
Жолдыбай	»	—	—	—	—	—	—	—

Условные обозначения: + проникновение имеет место;  
— проникновения нет.

При нанесении этих глубин на карту (рис. 29) представляется возможным выявить плоскость раздела между солоноватыми и сильно минерализованными водами. Продолжая изолинии до пересечения их с дневной поверхностью, получим современный раздел между рассолами и слабоминерализованными водами. С переходной зоной связаны естественные родники, наблюдаемые в районах Исекджала, Мунайли, Мейбулака и Такырбулака. Направление линии раздела опресненных и соленых вод



в общих чертах совпадает с изопактами мела, юры п, главное, с внешним контуром промежуточной (нефтеносной) зоны бассейна.

Многие исследователи (Н. К. Игнатович, 1948, и др.) считают, что опреснение и изменение химического состава вод является результатом вторичных процессов, связанных с вытеснением рассолов пресными водами, и что эти воды способны разрушать нефтяные залежи. Ввиду слабой разведанности восточной части области, судить об этом трудно, но сле-

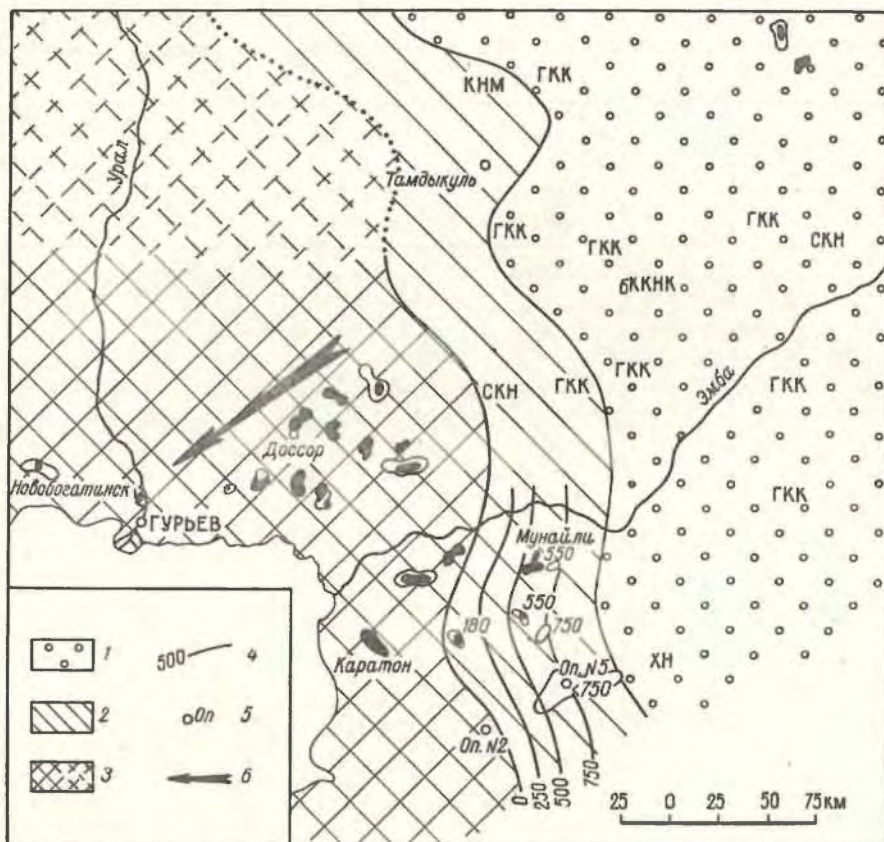


Рис. 29. Карта минерализации вод сеноманских отложений Урало-Эмбенской области.

1 — зона преимущественно пресных вод, пресные и местами минерализованные воды в том числе: ГКК — гидрокарбонатнокальциевые; СКН — сульфатнокальциевонатриевые; КНМ — кальциевонатриевомагниево-натриевомагниево-натриевые; ХН — хлориднонатриевые; 2 — переходная зона от пресных вод к сильно минерализованным; 3 — зона застойного режима: сильно минерализованные, обычно хлоркальциевые воды; 4 — глубина проникновения слабо минерализованных вод от поверхности (в метрах); 5 — опорные скважины; 6 — направление увеличения минерализации.

дует обратить внимание на факты, противоречащие выводам Н. К. Игнатовича. Так, в ряде глубоких скважин, пересеченных сбросами, нарушается постепенный переход от слабоминерализованных вод к соленым; на электрокаротажных диаграммах плоскости сбросов отражаются резкими переходами от пород с высокими сопротивлениями к породам с низкими сопротивлениями (Ушкан, скв. 1, на глубине 300 м; Кумшете, скв. 1, на глубине 654 м). Эти факты говорят о том, что еще до образования сбросов мог существовать, если не такой же, то аналогичный, достаточно резкий переход от опресненных вод к сильно минерализованным, возникший еще в период отложения осадков.

К этому следует добавить, что, как выясняется из сопоставления литолого-фациальных карт с гидрохимическими картами, границы на тех и других часто совпадают, что является еще одним доказательством в пользу представлений о достаточно хорошей изоляции отдельных стратиграфических частей разреза, отсутствии в большинстве случаев явлений смешения вод, что в итоге способствует сохранению сформировавшихся залежей нефти и газа.

В последнее время в работах В. Б. Торговановой появились указания на наличие в исследуемой области участков с аномально повышенным содержанием в пластовых водах хлоридов кальция и брома, а в растворенных в воде газах повышенного содержания гелия. Количество хлоридов кальция в водах этих участков колеблется от 10 до 21%, брома от 266 до 428 мг/л, а гелия в газах — от сотых до десятых долей объемного процента.

В окружающих эти участки хлоркальциевых водах хлоридов кальция меньше 10%, содержание брома не превышает 260 мг/л, а гелий присутствует в газах в тысячных долях объемного процента. Поскольку состав вод аномальных участков обладает некоторыми чертами сходства с составом вод каменноугольных отложений западного и северного бортов Прикаспийской впадины, В. Б. Торгованова склонна объяснить их появление подтоком из подсолевых отложений.

Подобное объяснение, на наш взгляд, не является единственно возможным. Состав вод, захороненных в надсолевых отложениях в межкупольных прогибах, еще совершенно не изучен, и полученные данные могут относиться именно к этим водам. Повышенное содержание гелия в водах отдельных участков может быть связано с процессами радиоактивного распада в соответствующих породах и минералах.

Имеется еще один признак, который может оказаться полезным при оконтуривании нефтегазоносных зон. Так, до сих пор мы не касались вопроса о совпадении в плане на площади Прикаспийской впадины контуров распространения отдельных нефтегазоносных толщ.

Изучение особенностей мезозойских продуктивных свит выявило несовпадение в региональном плане контуров нефтеносности триасовой, среднеюрской и нижнемеловой свит. Отмечается закономерное смещение во времени и пространстве ареалов нефтегазоносности с северо-востока на юго-запад, вслед за передвижением соответствующих фациальных обстановок в триасе, средней юре и нижнем мелу. Внутри нижнего мела контур нефтеносности баррема распространяется на север и северо-восток дальше, чем контур нефтеносности верхнего альба; промышленная нефтеносность верхнего альба сосредоточена на куполах, прилегающих к побережью Каспия (Корсак, Теренбузюк, Тажигали).

По средней юре месторождения промышленного значения приурочены к зоне перехода от континентальных фаций к мелководным морским. Это отмечается и по вертикали (в разрезе), по смене свит с большей и меньшей степенью нефтенасыщения и наличию такой регионально водоносной свиты как нижняя юра, преимущественно континентальной по условиям образования. В связи с этим намечаются пути для определения примерных границ перспективности по отдельным продуктивным свитам, в частности, необходимо уточнить границы распространения основных литолого-фациальных комплексов по каждой из продуктивных свит путем всестороннего их изучения. Очевидно также, что в основе наблюдаемого смещения контуров продуктивности в региональном плане лежат причины общетектонического порядка, обусловившие развитие Прикаспийской впадины как крупного осадочного бассейна в определенном направлении.



На основании всего изложенного выше можно прийти к логически совершенно правильному заключению о наибольшей перспективности того района, в стратиграфическом разрезе которого присутствуют и сохраняют свое значение все три основные продуктивные толщи (пермотриас, средняя юра, нижний мел), то есть южная или юго-восточная часть Южной Эмбы. Многолетний опыт поисковых и разведочных работ показал, что это действительно так, что такая закономерность существует и проявляется, несмотря на всю сложность и длительность процесса формирования солянокупольных структур. Как известно, намеченное в свое время так называемое южное или юго-восточное направление полностью себя оправдало и в настоящее время продолжает служить одним из основных перспективных направлений.

Тем не менее, даже в этом наиболее перспективном районе далеко не все купола оказываются промышленно нефтеносными и в одинаковой мере богатыми. Анализ имеющегося материала показал, что причины этого явления следует искать в процессах формирования куполов, зависящих во многом от положения купола на более крупной вмещающей структуре второго порядка. Подробнее об этом будет сказано ниже в соответствующем разделе.

В солянокупольной области, изобилующей дизъюнктивными нарушениями, большое значение имеет изучение распределения естественных нефтегазопроявлений, поскольку они могут, как это видно на примере месторождений Доссор-Косчагыльской и Кенкиякской зон, отражать местоположение залежей нефти и газа на глубине. В Прикаспийской впадине зарегистрированы выходы нефти и газа примерно в 150 пунктах. Если нанести их на карту, то они распределятся сравнительно закономерно по зонам, соответствующим крупным структурам платформенного типа (флексуры), завуалированным солянокупольной тектоникой (рис. 30). Намечаются, в частности, следующие возможные нефтегазонасные зоны: Доссор-Косчагыльская, Новобогатинская, Иманкаринская, Терсакканская (Тамдыкульская), Кенкиякская (Шубаркудукская), Аралсорская, Новоказанская, Урдинская (Азисорская), Азауская, Фурмановская, Баскунчакская, Астраханская. Внутри выделенных зон расположены все известные месторождения Южной Эмбы: Доссор, Макат, Косчагыл, Кулсары, Мунайли, Каратон и другие, а также Северной Эмбы: Джаксымай, Шубаркудук, Кенкияк.

В более широком плане замечено, что наибольшая концентрация естественных нефтегазопроявлений наблюдается в полосе между Южно-Эмбенским и Хобдинско-Аралсорским поднятиями и выясняется, что естественные нефтегазопроявления подчиняются не только флексурам северо-западного направления, но и одновременно контурам Южно-Эмбенского и Хобдинско-Аралсорского поднятий.

К южному склону Хобдинского поднятия тяготеют Майкудук, Тамдыкуль, Матепькожа и ряд других структур с интенсивными нефтепроявлениями. Севернее Южно-Эмбенского поднятия, от Каратона, Тереньюзюка до Кенкияка протягивается широкая полоса структур с обильными нефтепроявлениями.

В Аралсорском районе распространены преимущественно газопроявления и только местами в скважинах отмечаются нефтепроявления. Для газовых выходов междуречья Волги и Урала характерна приуроченность к сбросам или трещинам различного простирания в крыльевых частях солянокупольных структур; некоторые из них приурочены непосредственно к сводам куполов и их присводовым частям и лишь небольшое число тяготеет к межкупольным зонам. Примечательно, что зона преимущественно углеводородных газов приурочена к юго-восточной части

междуречья Волги и Урала и как бы тяготеет к районам Южной Эмбы. Здесь только изредка встречаются углеводородно-азотные и азотные газы. Северо-западнее находится обширная зона преимущественного распро-



Рис. 30. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности мезозойских и верхнепермских отложений Западного Казахстана. Составил Калинин Н. А., 1962 г.

1 — граница предполагаемого распространения нефтегазоносности триасовой и пермской продуктивных толщ; 2 — граница предполагаемого распространения нефтегазоносности среднеюрской продуктивной толщ; 3 — граница предполагаемого распространения нефтегазоносности нижнемеловой продуктивной толщ. Преимущественно нефтеносная часть бассейна: 1 — высокоперспективная, 2 — перспективная, 3 — невыясненных перспектив, 4 — малоперспективная и бесперспективная. Преимущественно газоносная часть бассейна: 1 — невыясненных перспектив, а — предполагаемые контуры нефтегазоносных зон и областей; I — Прикаспийская впадина, нефтегазоносные зоны: I — Доссор-Косчагыльская; 2 — Новобогатинская; 3 — Иманкаринская; 4 — Терсаканская (Тамдыкульская); 5 — Кенкийская (Шубаркудукская); 6 — Фурмановская; 7 — Новоказанская; 8 — Урдинская (Азисорская); 9 — Азауская; 10 — Васкунчакская; 11 — Астраханская; 12 — Северо-Каспийская; 13 — Прорвинская; II — Закаспийская платформа, нефтегазоносные области: А — Южно-Мангышлакская; Б — Северо-Устюртская; В — Южно-Устюртская; Г — Центрально-Устюртская; Д — Актумсувская; Е — Северо-Бузачинская. Нефтяные месторождения: 1 — Доссор, 2 — Макаг, 3 — Байчунас, 4 — Тентяксор, 5 — Искине, 6 — Сагиз, 7 — Кошкар, 8 — Бекбеке, 9 — Нармулланак, 10 — Кулсары, 11 — Косчагыл, 12 — Тюлос, 13 — Мунайли, 14 — Корсак, 15 — Каратон, 16 — Теренбузюк, 17 — Тажигали, 18 — Шубаркудук, 19 — Джаксымай, 20 — Кенкийяк, 21 — Буранкуль, 22 — Прорва, 23 — Жетыбай, 24 — Узель; б — нефтяные месторождения, в — наружные нефтепроявления, г — наружные газопроявления.

странения азотных, азотно-углеводородных и углеводородно-азотных газов; здесь только изредка встречаются углеводородные газы. Нефтепроявления и в особенности некоторые газопроявления, выходят за пределы



очерченных зон. Однако приходится ориентироваться на зоны, выделяющиеся преобладанием многочисленных и интенсивных нефтегазопроявлений, а не на единичные выходы.

В северной части Прикаспийской впадины нефтегазопроявления в мезозойских и кайнозойских отложениях почти совершенно отсутствуют.

Проведенное ранее изучение особенностей и характера распределения эмбенских нефтей по площади и по разрезу (Айзенштадт Г. Е.-А. 1947, 1960) показало, что при движении с севера на юг, в пределах Доссор-Косчагыльской зоны, хорошо фиксируется геохимическая зональность в распределении нефтей разных сортов. Так, в северной группе месторождений (Доссор, Макат, Сагиз, Южный Копкар и другие) преобладают масляные нефти, южнее — преимущественно бензиновые нефти (Косчагыл, Кулсары), а еще далее на юг, в приморской каратонской группе месторождений (Каратон, Теренъюзюк, Караарна, Тажигали), основные промышленные горизонты содержат нефти высокосмолистые и высокопарафиновые, сернистые. На месторождениях Прорва и Буранкуль, расположенных на юго-западной периклинали Южно-Эмбенского поднятия, в среднеюрских отложениях, на глубинах свыше 2000 м, выявлены газонефтяные горизонты с легкими бензиновыми нефтями, но со значительным содержанием смол, серы, парафина. Отмеченная закономерность обусловлена тектоникой этой части Прикаспийской впадины, нарастанием мощностей и глубин залегания продуктивных свит в южном направлении, четко выраженной зональностью в расположении соляных куполов, условиями формирования этих структур в мезозое и кайнозое.

### 3. Роль тектонических факторов в распределении нефти и газа

В широком структурном плане Западный Казахстан занимал в юрское, меловое и кайнозойское время основную часть крупного бассейна, охватывавшего Прикаспийскую впадину, районы Устюрта, Мангышлака, Туркмении, Узбекистана и временами заходившего на север в сопредельные районы собственно Русской платформы. В соответствии с региональными структурными и литолого-фациальными условиями, казалось бы, что основные запасы нефти должны были мигрировать к бортам впадины, как наиболее приподнятым. Но оказалось, что у восточного борта не удалось найти в пределах соляных куполов большого числа крупных залежей нефти (в юрских и меловых отложениях).

Сходным образом проявляют себя и поднятия второго порядка, располагающиеся внутри впадины. Например, изучение нефтеносности Хобдинского поднятия (куполов Чингиз, Кульсай и других, расположенных в пределах его свода) показало, что он не только не выделяется богатством нефти, но, напротив, не имеет даже признаков нефтеносности. Тогда как рядом, в Тамдыкуле и Матенькоже (на переходе этого поднятия к Упльской впадине), имеется нефть. Аналогичное положение отмечается для структур в мезозойско-кайнозойских отложениях Туресая и Жанаసు, расположенных на своде Южно-Эмбенского поднятия. Создается впечатление, что сводовые части поднятий второго порядка в условиях Прикаспийской впадины в мезозойско-кайнозойское время также не имели преимущественных условий в распределении нефти. Тем не менее имеются основания полагать, что отмеченная выше зональность в распределении нефтегазопроявлений, в свойствах нефтей и газов обусловлена тектоникой. Имеется в виду контролирующее влияние выявленных нами флексур северо-западного простирания.

К одной из них — Доссорско-Косчагыльской — приурочены основные промысловые площади Южной Эмбы, ко второй — Кенкиякской — обиль-

ные естественные нефтегазопроявления и промыслы Северной Эмбы, а к Новобогатинской, Иманкаринской, Терсакканской, Новоказанской, Азауской и другим — обильные нефтегазопроявления. Существование этих структур отразилось в виде локального сокращения мощностей юрских и меловых отложений и местами подтверждено сейсморазведкой (район Карачунгула). Как отмечалось выше, их происхождение связывается с дифференцированными подвижками фундамента по разломам.

Распределение нефтегазоносности вне пределов крупных сводов Прикаспийской впадины, по-видимому, объясняется тем, что на пути мигрировавшей нефти располагались упомянутые выше флексуорообразные структуры платформенного типа и находящиеся на них соляные купола, которые постоянно, хотя и неравномерно, развивались и тем самым контролировали миграцию нефти, не выпуская ее на значительные расстояния из нефтематеринских бассейнов. Это нисколько не противоречит тому, что, например, юго-западная периклиналиная часть Южно-Эмбенского поднятия (район Прорвы), расположенная в области максимального погружения мезозойско-кайнозойского бассейна, является нефтегазоносной.

Влияние флексуорообразных структур можно показать на примере Доссор-Косчагыльской зоны, наиболее изученной к настоящему времени.

На рис. 19 нанесены соляные купола Южной Эмбы и ареал нефтегазоносности Доссор-Косчагыльской зоны. Среди куполов выделены продуктивные и непродуктивные купола. Сочетание общего ареала нефтегазоносности, имеющего форму эллипса, с закономерным расположением прорванных куполов по его оси позволило нам высказать предположение (Н. А. Калинин, 1958), что здесь проявляется крупная структура платформенного типа, которой соответствует общий ареал нефтегазоносности и в различной степени дислоцированные купола. Вдоль оси вмещающей структуры, соответствующей области наибольшего перегиба пластов, располагаются сильно дислоцированные и прорванные солью купола.

Эта структура в своем развитии на первых этапах формирования каждого стратиграфического комплекса осадков, по крайней мере в альпийском этапе, опережала развитие соляных куполов, обрела форму крупного свода с чрезвычайно пологими склонами и предопределяла направление миграции нефти и газа и формирование общего ареала нефтегазоносной зоны. К концу цикла формирования осадков купола созревали, приобретали сложные формы строения и в результате вуалировали вмещающую их платформенную структуру и перераспределяли накопленную ею нефть. Из этого следует, что если бы в разрезе Прикаспийской впадины не было соли, то мы имели бы здесь крупные нефтяные месторождения платформенного типа.

В настоящее время довольно трудно дать исчерпывающее обоснование границам очерченного ареала нефтегазоносности, поскольку имеются непродуктивные купола не только за пределами ареала, но и внутри его. Однако можно заметить, что внутри ареала непродуктивные купола располагаются хаотически и в большинстве своем имеют сложное строение, сопровождаемое глубокой эрозией продуктивных свит (Алтыкулак, Кызылкала, Кызылджар, Дюсеке, Кызылкудук, Асанкеткен и др.), а за пределами ареала купола построены проще, слабее дислоцированы, и занимают целые пояса между зонами продуктивных структур.

Так, в непосредственной близости от Кулсаринского и Косчагыльского месторождений за пределами ареала нефтегазоносности, располагаются благоприятно построенные, но непродуктивные купола — Такырбулак, Мейбулак, Ушкан, Кумшете и ряд других. Только в районе Мунайли вновь появляются уже на новой вмещающей структуре сложно построенные купола с обильными наружными нефтегазопроявлениями



и залежами нефти (Иманкаринская флексура). Далее к югу от периферии ареала нефтегазоносности Доссор-Косчагыльской зоны, южнее Карачунгула, Каратона, Тажигали и Караарны нефтегазопроявления также исчезают. В этом направлении благоприятные условия повторяются

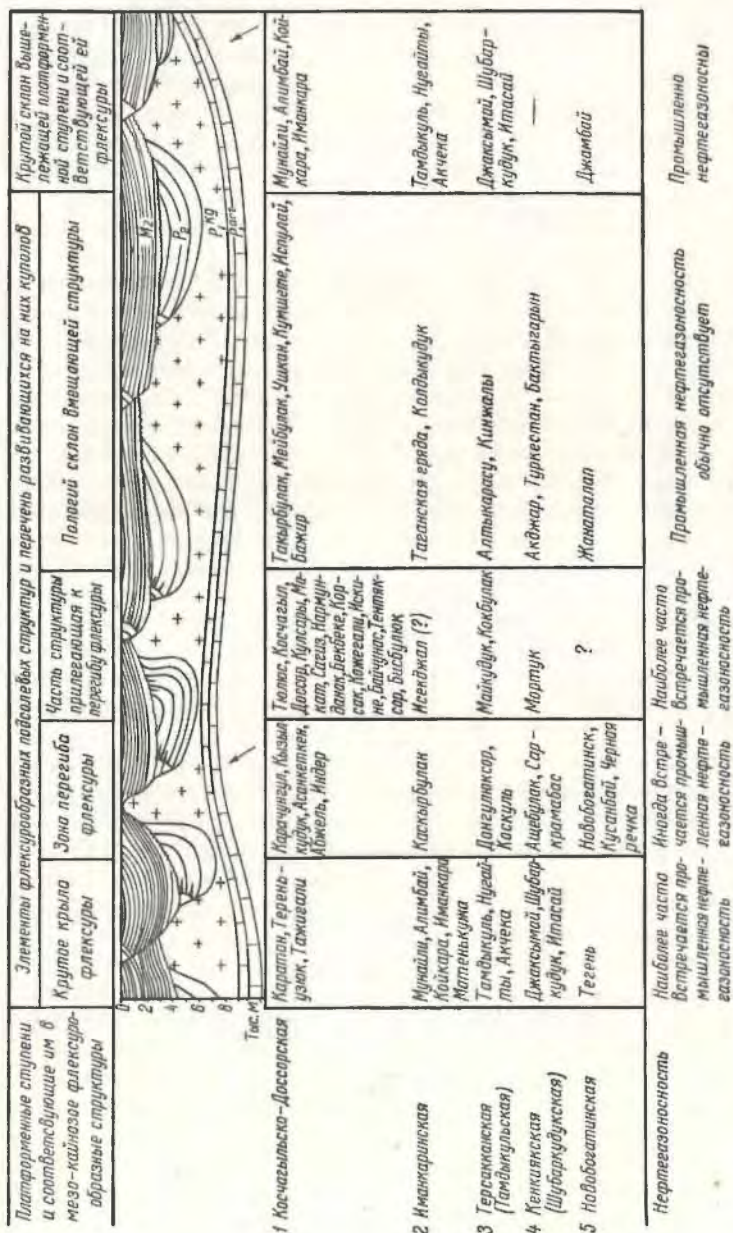


Рис. 31. Основные закономерности в морфологии и нефтегазоносности соляных куполов Эмбенской области (мезо-кайнозойский структурный этаж).

вновь в районе Буранкуля и Прорвы, где располагается периклинальная часть Южно-Эмбенского поднятия. На западе, за пределами ареала нефтегазоносности, прослеживается гряда непродуктивных куполов Кандарово — Редут. В северной половине Доссор-Косчагыльской зоны и в Каспийском море контур ареала нефтегазоносности проведен условно.

Особенно наглядно выражена зависимость нефтегазоносности и морфологии соляных куполов от вмещающей их структуры на схематическом профиле Теренъюзюк — Мунайли (рис. 31), где можно наблюдать закономерный переход от слабодислоцированных куполов (Теренъюзюк, Каратон) к прорванным (Жарачунгул, Кызылкала), среднедислоцированным (Кулсары, Косчагыл), слабодислоцированным (Такырбулак, Ушкан) и вновь к почти прорванным (Мунайли, Каскырбулак и др.). Слабодислоцированные купола типа Такырбулака, Мейбулака, Ушкана и др., лежащие на пологом склоне платформенной структуры (в основании которой, по-видимому, лежит платформенная ступень фундамента), оказались практически непродуктивными. Наиболее благоприятными оказались среднедислоцированные купола, тяготеющие к присводовым частям вмещающих структур. Периодическое чередование зон продуктивных и непродуктивных куполов обусловлено ступенчатым погружением фундамента от Приуралья к Каспийскому морю.

Эта закономерность может быть использована с практическими целями. Путем трассирования прорванных и резко дислоцированных куполов можно проследить оси вмещающих структур, вблизи от которых должны располагаться наиболее нефтегазоносные купола. Таким путем представляется возможным уточнить контуры нефтегазоносных зон и повысить эффективность поисковых и разведочных работ.

Все, о чем мы говорили выше, характерно для внутренних районов солянокупольной области. В периферийных частях, у ее обрамления, где резко сокращается мощность соленосного комплекса и затухает соляная тектоника, все структуры становятся пологими, и различия между ними становятся трудно уловимыми.

#### 4. Условия формирования и сохранения залежей нефти

После того, как определились контуры нефтеносных зон, казалось бы естественным обнаружить нефть в сводах всех солянокупольных структур, расположенных внутри этих зон. Однако в пределах заведомо нефтеносных зон не все структуры промышленно нефтеносны. Например, такие структуры, как Дюсеке, Тюлегень, Кызылкала, входящие в Доссор-Косчагылскую зону, оказались настолько малопродуктивными, что в настоящее время не заслуживают разработки. Из более или менее полно разведанных структур дали нефть в промышленном количестве лишь 75%. Среди продуктивных структур картина также крайне неоднородная; для Южной Эмбы выделяются в частности, следующие четыре типа:

1) структуры, содержащие нефть в сравнительно большом количестве: Доссор, Макат, Байчунас, Косчагыл, Кулсары, Кошкар, Каратон, Теренъюзюк;

2) структуры, содержащие нефть в средних количествах: Мунайли, Тюлюс, Сагиз, Нармунданак, Искине, Карсақ, Тажигали;

3) структуры, содержащие нефть в небольших количествах: Тентяксор, Алтыкуль, Тюлегень, Алимбай, Бекбеке, Жолдыбай, Танатар.

Такая пестрота с нефтеносностью структур ведет к непроизводительному расходованию значительной части разведочного метража и вообще низкой эффективности разведки. С чем же она связана?

Как известно, ценность того или иного месторождения зависит от условий сбора нефти структурой и от способностей структуры сохранить собранную нефть.

Под условиями сбора нефти понимаются: различия в нефтематеринских способностях толщи (даже в пределах заведомо нефтеносных зон), особенности нефтесборных площадей, окружающих купол, различия



в положении куполов по отношению к вмещающей их платформенной структуре, которая влияет на миграцию нефти и темпы развития куполов. Естественно, что чем богаче толща, больше площадь нефтесбора и чем выгоднее расположен купол в структурном отношении, тем богаче нефтяное месторождение. Правда, следует учитывать, что приток нефти к сводам структур часто задерживается разнообразными ловушками, располагающимися на пути ее миграции (сбросами, выклиниванием песков и т. п.), что ведет к рассредоточиванию нефти.

Способность структуры сохранить собранную нефть определяется сочетанием во времени продолжительности двух процессов: с одной стороны, временем, связанным с образованием углеводородов и их миграцией, с другой стороны, временем, затраченным на рост куполов, сопровождаемый периодическими размывами сводов. Если углеводороды пришли к своду структуры после того, как он был размыв и перекрыт более молодыми осадками, то они сохраняются. Если же они пришли до размыва свода, то несомненно уничтожены вместе со сводом. Часть углеводородов уходит по сбросам и теряется при процессах выветривания.

Практически, при выборе объектов под промышленную разведку, нелегко учесть все благоприятные и неблагоприятные факторы. Особенно, когда это касается определения нефтематеринских способностей продуктивной толщи внутри нефтеносной зоны. Попытки найти зависимость размера залежей от размеров прилегающих мульд также не привели к положительным результатам (Калинин Н. А., 1941). На некоторых площадях зависимость месторождений от размеров мульд как будто бы намечается. Например, высокая продуктивность восточных крыльев Доссора, Кулсаров и Сагиза увязывается с большими размерами соответствующих мульд. Но уже богатому нефтью восточному Байчунасу соответствует маленькая мульда, продуктивному Северному Макату соответствует мульда меньшая по площади, чем непродуктивному Восточному Бляули. Западному Доссору, северному крылу купола Ст. Искине соответствуют большие мульды, однако нефти там не встречено. Влияние факторов, связанных с нефтематеринскими способностями толщ и размерами нефтесборных площадей, суммируются (накладываются друг на друга) и затрудняют расшифровку действительных причин, обуславливающих размеры залежей.

Значительно проще выглядит решение вопроса о влиянии на формирование залежей четко выраженных сбросов, стратиграфических несогласий и несовпадение сводов. Расшифровке их посвящен ряд работ (Калинин Н. А., 1941; Вебер В. В. 1949; Швембергер Н. А. 1948; Айзенштадт Г. Е.-А. 1946, 1947, 1950 и др.). Создаваемые ими различные типы залежей обобщены в виде классификации (рис. 32). В представленной классификации отражена зависимость характера залежей от морфологических особенностей структур и коллекторских свойств разреза. Однако классификация не исчерпывает всего разнообразия обстановок. В частности, остается не изученным предтриасовый структурный этаж.

Необходимо отметить, что все структурные формы, за исключением, пожалуй, нормальных сводов (которым соответствуют залежи полного контура), одновременно выполняют полезные и вредные функции. Например, сбросы являются экранами для нефти, этим способствуют формированию залежей, но в то же время они служат путями для рассеивания и геохимического преобразования ее (в худшую сторону); литологические ловушки сохраняют нефть, но они способствуют рассредоточиванию залежей, так как значительную часть нефти задерживают вдали от свода и этим усложняют разведку и разработку месторождений. Но наиболее губительным является размыв сводов. Если упомянутые ранее факторы

ведут главным образом к рассредоточиванию запасов, то размыв сводов ведет к прямой потере нефти. Влияние первых факторов рано или поздно будет расшифровано и нефть будет взята, но, после размыва сводов далеко не всегда будет встречена нефть.

Изучая влияние стратиграфических несогласий на нефтеносность структур, можно составить представление о продолжительности процесса образования и миграции нефти. В природе наблюдается целая серия разновозрастных стратиграфических несогласий, обнимающих промежутки времени от единиц до сотен миллионов лет.

Фактический материал по заведомо нефтеносным площадям показывает, что чем меньше стратиграфическое несогласие, тем больше сохраняется нефти и наоборот, в ряде случаев из-за резких стратиграфических несогласий залежи отсутствуют.

Вполне естественно, что если залежь нефти сформировалась до размыва вмещающего ее свода структуры, то под несогласно залегающими более молодыми отложениями нефти не окажется, ибо залежь погибла вместе с размытым сводом. Но, если разрушение свода и перекрытие его более молодыми осадками совершилось в короткий промежуток времени до окончания процесса нефтеобразования и миграции, то под плоскостью стратиграфического несогласия должны быть залежи нефти.

В Прикаспийской солянокупольной области, избилующей разновозрастными стратиграфическими несогласиями и широким стратиграфическим диапазоном нефтеносности, особенно четко выявляется влияние стратиграфических несогласий на нефтеносность структур. Схематически на рис. 33 показана зависимость нефтеносности куполов от стратиграфических несогласий. Можно привести следующие примеры, характеризующие эту зависимость.

1. На Джаксымае с резким несогласием залегает на пермтриасе юра. Здесь встречена в пермтриасе небольшая залежь нефти. Можно сделать вывод о том, что продолжительность перерыва между пермтриасом и юрой меньше продолжительности процесса нефтеобразования и миграции.

2. На Байчунасе и Тентяксоре неоком ложится на размытую поверхность юры, пермтриаса и кунгура. В пермтриасе залежи нефти отсутствуют. В юре известны небольшие залежи.

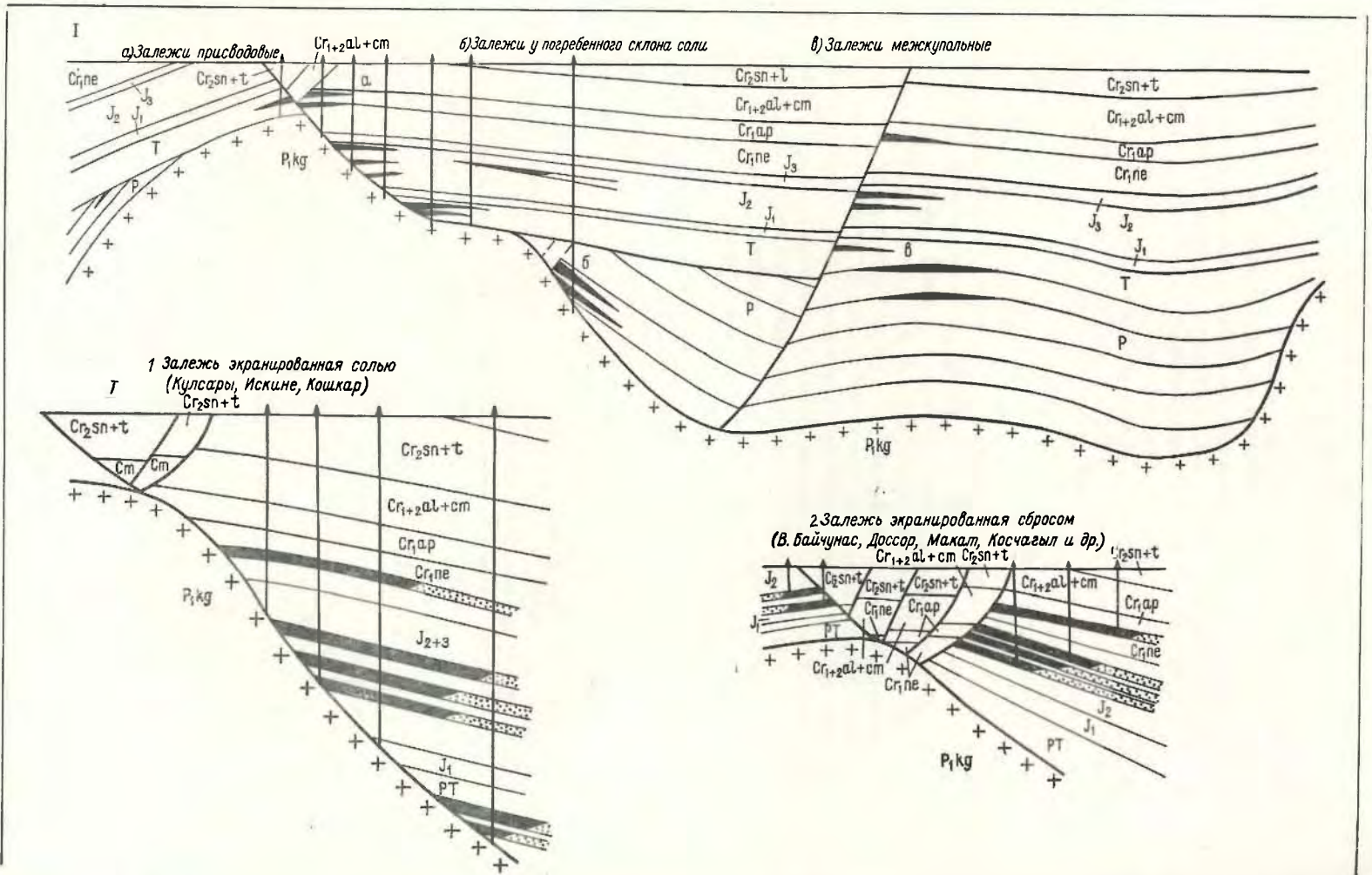
3. На Южном Искине апт ложится на размытые головы отложений пермтриаса, юры и неокома. В пермтриасе нефти не встречено, в юре вскрыто только скв. 41 не более 1—2 га нефтеносных песков, а в подошве апта на контакте с размытой поверхностью юрских пластов встречена залежь нефти. Неоком пока не разведан.

4. В Новобогатинске акчагыл ложится на размытые головы всех более древних отложений — от палеогена до кунгура включительно. Нефтеносные пески сохранились в одной из линз средней юры (1 га) и в акчагыле (5 га).

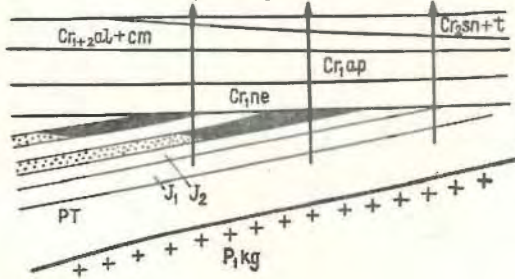
В результате обобщения многочисленных наблюдений представляется возможным оценить длительность процесса образования и миграции нефти. При залегании акчагыла на юре (промежуток 108—121 млн. лет) в юре промышленных скоплений нефти не встречено, но при залегании на юре апта (20—33 млн. лет) и тем более неокома (13—26 млн. лет), встречаются залежи, заслуживающие разработки. Следовательно, для Прикаспийской впадины процесс образования и миграции нефти продолжался не менее 35 млн. лет, но не достигал 100 млн. лет.

В каждом конкретном случае продолжительность процесса зависит от условий формирования бассейна, но уже сейчас можно сказать, что она не будет безграничной. Напротив, если учесть, что наиболее богатые

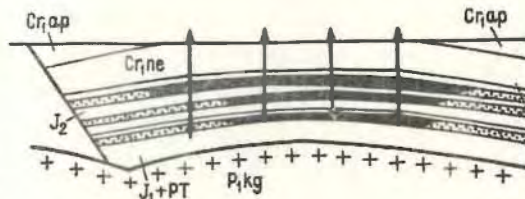




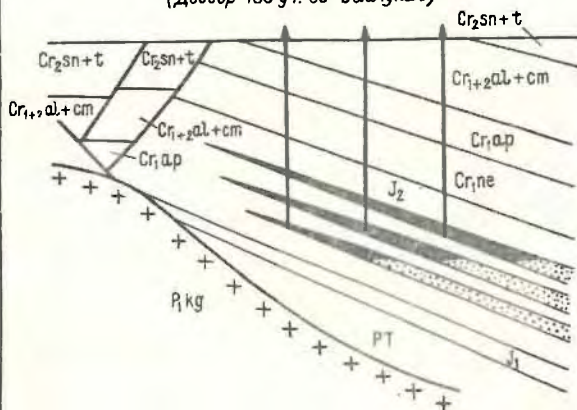
3. Залежь экранированная плоскостью несогласного залегания пластов — стратиграфическая залежь (Тентяксор, Байчунас, Кошкар)



4. Залежь полного контура (Макат, Кулсары, Сагиз)



5. Литологическая залежь (Доссор 185 уч. св. Байчунас)



6. Залежь приуроченная к трансгрессивному горизонту (Ю. Искине, Новобогатинск)

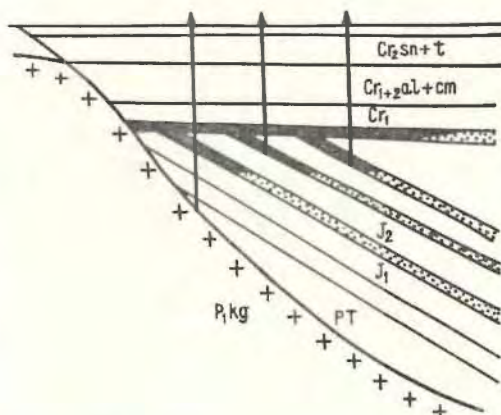


Рис. 32. Типы залежей нефти и газа надсолевого комплекса Прикаспийской впадины.

I — по положению на структуре: а) залежи присводовые, б) залежи у погребенного склона соли, в) залежи межкупольные; II — по форме ловушки: 1 — залежь, экранированная солью (Кулсары, Искине, Кошкар); 2 — залежь, экранированная сбросом (В. Байчунас, Доссор, Макат, Косчагыл и др.); 3 — залежь, экранированная плоскостью несогласного залегания пластов, — стратиграфическая залежь (Тентяксор, Байчунас, Кошкар); 4 — залежь полного контура (Макат, Кулсары, Сагиз); 5 — литологическая залежь (Доссор 185 уч., Сев.-Вост. Байчунас); 6 — залежь, приуроченная к трансгрессивному горизонту (Ю. Искине, Новобогатинск).



залежи приурочены к структурам, наименее пострадавшим от стратиграфических несогласий, а также учесть возраст нефтепроизводящих толщ, то можно сделать вывод, что образование и миграция нефти протекали с наибольшей интенсивностью в первый десяток миллионов лет с момента образования нефтепроизводящих толщ.

СХЕМА	Время в млн. лет				Объект изучения	Нефтеносность		
	возраст пород		Продолжительность					
	Кровля	Подовша	Осажда-накопительн	Перерыв				
<b>САКЧАГЫЛОМ</b> (бост.макская фаза) 	15	—	—	—	Новобогатинск скв. № 2/69 и др.	Линза площадью до 5 га с очень легкой нефтью		
	30	70	40	15-55				
	70	110	40	55-95				
	110	123	13	95-108				
	123	136	13	108-121				
<b>САКЧАГЫЛОМ</b> (бост.макская фаза) 	138	150	14	121-135	Новобогатинск скв. № 105	Линза площадью до 1 га с очень легкой нефтью		
	150	205	55	135-190				
	103	—	—	—			Южн. Искине	Нефть легкая залежь небольшая
	110	110	7	0-7				
	110	123	13	7-20				
123	136	13	20-33					
136	150	14	33-47					
<b>САКЧАГЫЛОМ</b> (зюбская фаза) 	150	205	55	47-102	Южн. Искине	Нефти не встречено		
	110	—	—	—			Южн. Искине	Нефть легкая (очень мало)
	103	110	7	0-7				
	110	123	13	7-20				
	123	136	13	20-33				
136	150	14	33-47					
<b>С НЕОКОМ</b> (доблинский фаза) 	110	—	—	—	Вайчунас, Тентякор	Залежи небольшие нефть легкая		
	110	123	13	0-13				
	123	136	13	13-28				
	136	150	14	28-40				
	150	205	55	40-95				
<b>С ЮРОЙ (J1, J2)</b> (дрейфунимирская фаза) 	130	—	—	—	Джаксымай	Нефть легкая залежь небольшая		
	150	205	55	0-55				
	0,5	30	29,5	—			Искине, Абжею, Ушкан, Опар, №2	Нефти не встречено
	30	70	40	—				
	70	90	20	—				
90	103	13	—					
103	110	7	—					
<b>Несогласия почти отсутствуют</b> 	110	123	13	—	Каратон, Вайчунас, Доссер и др.	вторичные небольшие залежи		
	123	136	13	—				
	136	150	14	—				
	150	205	55	—				
	150	205	55	—			Кашкар, Вайчунас, Искине	То же
	150	205	55	—				
	150	205	55	—			Каратон, Кулсары, Касчагы, Сагиз	Нефтяная залежь
	150	205	55	—				
	150	205	55	—			Каратон, Вайчунас и многие другие	То же
	150	205	55	—				
150	205	55	—	Кулсары, Жайылбай	Газ, нефть в нед. калчи.			
150	205	55	—					
150	205	55	—	Доссер, Кулсары и другие	Нефть, норм. залежь			
150	205	55	—					
150	205	55	—	То же	Нефти нет			
150	205	55	—					
150	205	55	—	Михал, Сагиз, Касчагы, Шурба-Кудук, Кулсары.	Нефть, норм. залежь			
150	205	55	—					

Рис. 33. Зависимость нефтеносности солянокупольных структур от несогласий в напластовании.

Этот фактор необходимо учитывать при проектировании разведочных работ.

Детальная разработка затронутой проблемы может помочь в решении вопросов происхождения нефти и формирования нефтяных и газовых залежей.



Следует заметить, что в большинстве случаев нефтеносные купола в той или иной мере осложнены стратиграфическими несогласиями, поскольку они тяготеют к наиболее дислоцированным частям вмещающих их крупных платформенных структур. Исключением являются лишь Каратон, Теренбузюк и соседние с ними месторождения, расположенные в прибортовой части бассейна.

В тоже время более просто построенные купола типа Такырбулака, Мейбулака, Ушкана и других, расположенные во внутренних районах солянокупольной области, обычно не содержат нефти в промышленном количестве.

Влияние стратиграфических несогласий на формирование залежей сказывается не только на количественной стороне этого явления, на размерах запасов, приуроченных к этому типу залежей, но и на качестве нефтей. Как правило, нефть в стратиграфических ловушках в большинстве случаев легкая, со значительным содержанием бензиновых фракций. Объяснение этому явлению следует искать прежде всего в надежной изоляции этих залежей, обеспечивающей сохранность легких фракций и во времени формирования самих залежей, сравнительно недавнем (табл. 8).

Таблица 8

Характеристика нефтей, приуроченных к стратиграфическим несогласиям

Район	Интервал несогласия	Глубина залегания горизонта, м	Удельный вес нефти	Фракций до 200° С, %
Новобогатинск	Юра — плиоцен	240	0,7697	60,5
Искине, зап. участок	Юра — апт	670	0,7939	28
» вост. участок	То же	200	0,8029	40
Байчунас	Байос — валанжин	560	0,8411	11,5
Тентяксор	Байос — готерив	250	0,8500	5
Джаксымай	Триас — юра	550	0,8520	21,6

Лучшие нефтяные залежи приурочиваются к опущенным крыльям; нефтеносность приподнятых крыльев, за некоторыми исключениями, имеет второстепенное значение.

Классификация залежей может быть проведена по их положению в пространстве, по форме ловушек и по числу нефтяных горизонтов. В исследуемой области они могут быть подразделены на залежи, связанные с куполами и с межкупольными зонами.

В пределах куполов могут быть выделены залежи присводовые и крыльевые; по форме ловушек они делятся на залежи полного контура, экранированные: сбросами грабена и периферическими сбросами; крутым склоном соляного ядра; плоскостью несогласия (стратиграфические) и литологически ограниченные.

В межкупольных пространствах залежи также могут оказаться залежами полного контура и экранированными сбросами, плоскостями стратиграфических несогласий и литологическими.

Во всех случаях залежи могут быть многопластовыми или состоять всего из одного-двух горизонтов.

Размеры большинства залежей в плане настолько малы по сравнению с размерами сводов структур, что в них трудно попасть разведочными скважинами. Так, на Южном Искине стратиграфическая и литологическая ловушка расположились в 1,5 км от свода в виде залежи, имеющей ширину 300—400 м и длину 3 км; на Джаксымае — залежь шириною

200—300 м, длиной 1,5 км, экранированная плоскостью несогласия, также находится на крыле в 1,5 км от свода; на Юго-Восточном Макате аналогичная по размерам залежь, экранированная сбросом, расположилась за контуром нефтеносности основной залежи Северного Маката.

Если размеры сводов структур находятся в пределах от 50 до 250 км<sup>2</sup> (Новобогатинск — 250, Макат — 145, Асанкеткен — 30, Акаткуль — 50 км<sup>2</sup>), то размеры залежей не превышают 50—350 га, или 0,5—3,5 км<sup>2</sup>. Чтобы не создалось впечатления, будто бы эмбенские залежи вообще не заслуживают разведки, так как очень малы, напомним, что многие из них являются многопластовыми, число горизонтов достигает от 4 до 24.

Все же не все залежи заслуживают одинакового внимания при разведке, и это очень важно, так как на их поиски можно израсходовать колоссальный метраж, а при ограниченных возможностях бурения это означает потерять возможность для своевременной подготовки крупных залежей, решающих успех дальнейшего развития района.

Из табл. 9 видно, что наибольшие запасы имеют лишь четыре типа залежей:

Таблица 9

Оценка различных типов залежей по запасам нефти категорий А+В+С<sub>1</sub> → добытая нефть, %

Месторождение	Типы залежей					
	Экранированные плоскостью сброса у свода купола	Экранированные плоскостью сброса на периферии купола	Экранированные крупным сбросом соли	Экранированные плоскостью несогласия в скелетном пласте	Залежь полного купура	Литологическая залежь
Доссор	94	3,8	—	—	—	2,2
Макат	—	16	—	—	84	—
Байчунас	84,6	—	—	15,4	—	—
Южное Искине	—	—	—	—	—	100
Косчагыл	92	—	—	8	—	—
Кулсары	—	—	84,7	—	15,3	—
Сагиз	10	—	30	—	60	—
Нармулданақ	100	—	—	—	—	—
Кошкар	—	40	60	—	—	—
Жолдыбай	—	—	—	100	—	—
Тентяксор	—	—	—	100	—	—
Мунайли	—	—	100	—	—	—
Тюлюс	—	—	100	—	—	—
Каратон	100	—	—	—	—	—
Теренъюзюк	100	—	—	—	—	—
Тажигали	100	—	—	—	—	—
Караарна	100	—	—	—	—	—
Прорва	—	—	—	—	100	—
Буранкуль	—	—	—	—	90	10
Джаксымай	—	—	—	100	—	—
Шубаркудук	100	—	—	—	—	—
Кенкияк	—	—	—	—	100	—
В целом по региону:	32,8	0,9	6,2	2,0	56,5	1,6



- 1) акрапированные сбросами у свода — 32,8% от всех запасов;
- 2) акрапированные крутым склоном соли — 6,2%;
- 3) залежи полного контура — 56,5%;
- 4) акранированные плоскостью несогласия — 2,0%.

Всего это составляет 97,5% от общих запасов.

На долю остальных типов залежей приходится лишь 2,5% от всех подготовленных разведкой запасов. Отсюда и дифференцированный подход к разведке различных куполов и залежей. То, что можно допустить на эксплуатационных площадях (где любая дополнительная залежь представляет интерес), на новых площадях недопустимо до установления основных залежей, характеризующих месторождение как заслуживающее освоения и ввода в разработку. Однако здесь возникают большие возможности для субъективных оценок. Можно ли гарантировать, что подобная статистическая сводка отражает действительную картину распределения нефти по типам залежей, а не направленность предшествующей разведки? Ведь можно считать и так: какие залежи мы ищем, такие в первую очередь и находим. Например, считалось до 1937 г., что в меловых отложениях нет нефти, и эту нефть не искали, а сейчас из них получают 45% всей добычи Казахстана. Эти не разрешенные пока сомнения дополняются проблемами поисков межкупольных залежей, а также залежей у погребенных крутых склонов соли, соответствующих пермскому структурному этажу.

На основании описанных выше прямых и косвенных данных о нефтегазоносности надсолевых отложений представляется возможным составить карту оценки перспектив нефтегазоносности исследуемой территории.

В пределах Прикаспийской впадины намечилось деление всей территории на две почти равные части — восточную с преобладанием нефтяных месторождений и западную — преимущественно газоносную.

В границах этого обширного ареала нефтегазоносности выделяются контуры распространения пермотриасовой, юрской и меловой продуктивных толщ. Далее намечаются контуры зон нефтегазонакопления: Доссор-Косчагыльской, Новобогатинской, Иманкаринской, Терсакканской (Тамдыкульской), Кенкиякской (Шубаркудукской), Фурмановской, Новоказанской, Урдинской (Азисорской) Азаусской, Баскунчакской, Астраханской, Северо-Каспийской и Прорвинской. Среди них имеются зоны с доказанной промышленной нефтегазоносностью и предполагаемой, где по сочетанию всех признаков могут быть обнаружены промышленные месторождения (см. рис. 30).

На карту нанесены контуры недостаточно изученных районов и отдельные зоны с более низкой оценкой перспектив.

На карте перспектив нефтегазоносности (см. рис. 30) к категории земель бесперспективных и малоперспективных по мезозойским и верхнепермским отложениям Прикаспийской впадины отнесены восточная и центральная части свода Южно-Эмбенского поднятия, полоса у восточного и северо-восточного борта Прикаспийской впадины, в Актюбинском Приуралье и крайняя восточная часть Западного Примугоджарья. Основанием для этого послужило следующее: на своде Южно-Эмбенского поднятия — отсутствие отложений верхней перми и неблагоприятные гидрогеологические условия в отложениях мезозоя. На северо-востоке также сказывается неблагоприятная гидрогеологическая обстановка и, главное, резкое сокращение мощностей в отложениях мезозоя, переход этих осадков в чисто континентальные фации, а для верхнепермских пород плохие коллекторские свойства и раскрытость структур.

В пределах Закаспийской платформы выделяются Южно-Мангышлакская, Северо-Устюртская, Южно-Устюртская, Центрально-Устюртская, Актумсукская и Северо-Бузачинская нефтегазоносные области. Из них высокоперспективной является Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область. К числу бесперспективных районов в отношении нефтегазоносности относится Горный Мангышлак (Каратау), где пермская и триасовая часть разреза метаморфизована и дислоцирована, а мезозойские отложения частью уничтожены эрозией, а частично образуют раскрытые структуры.

Сопоставление нефтей различных

Качество нефтей	Верхний альб III	Альб IV		Апт V						Верхний несоком VI			
	III С. Кулсары	IV <sub>1</sub> Ц. Косагыл	IV <sub>2</sub> В. Кулсары	V <sub>2</sub> (II) В. Кулсары	V <sub>2</sub> (I) Ю.-З. Нармунданак	V <sub>1</sub> (II) Ц. Сагиз, II уч-к	V <sub>2</sub> (III) Ц. Сагиз, II уч-к	V <sub>2</sub> (III) Ц. Сагиз, III уч-к	Байчунас		V <sub>1-3</sub> (I-III) Ц. Косагыл	V <sub>1-1</sub> С. Кулсары	V <sub>1-1</sub> (III) В. Кулсары
	150 *	200	145-180	150-200	370	185	230	280	325-365	290-375	120-350	120	210-265
Малосмолистые				○		○		○					○
Смолистые			○		○		○		○	○			
Высокосмолистые	○	○										○	○
Парафинистые													
Слабопарафинистые						○		○	○				
Беспарафинистые		○	○	○	○		○			○	○	○	○
С низким потенциалом	×	×	○	○	○	○	○	○	×	×	×	×	○
Со средним потенциалом													
С высоким потенциалом													

Условные обозначения: ○ — нефть; × — бензин в нефти отсутствует.

\* Глубина залегания горизонта, м.



## 5. Характеристика нефтей

Неоднократно предпринимались попытки раскрыть закономерности формирования зон нефтегазонакопления, месторождений и залежей путем изучения физико-химических свойств нефтей. Имелось в виду:

- 1) установить различия физико-химических свойств нефтей разновозрастных продуктивных свит и горизонтов,
- 2) выявить изменения нефтей в пределах каждой свиты в горизонтальном направлении,

Таблица 10

продуктивных свит

Верхний неокм VI								Нижний неокм VII			Верхняя юра	Средняя юра				
VI <sub>1</sub> (н) Ю. Бекбеке	VI <sub>1</sub> (IVн) Ц. Сагиз, II уч-к	VI <sub>1</sub> (IVн) Ц. Сагиз, III уч-к	VI <sub>4</sub> (н) Макат	VI <sub>1</sub> (н) Тюлегень	VI <sub>1</sub> (In) С.-З. Байчунас	VI <sub>1-4</sub> (I <sup>d</sup> , II, III <sup>d</sup> , IV) В. Байчунас	Ю.-З. Кожкар	VII <sub>1</sub> С.-З. Байчунас	VII <sub>1</sub> (In, С.-З. Кожкар	VII <sub>4</sub> (н) С. Макат	VIII <sub>1</sub> (IV) В. Кулсары	XII <sub>1-3</sub> Ю. Байчунас	XII <sub>3</sub> В. Байчунас	XI <sub>3-V</sub> С.-В. Байчунас	Ю. Искине	X-XI (I и Iю) Ц. Доссор
300	340	300	60	200	115	375	400	130	670	70	470—520	250—360	550	690—750	750	IIю—120
○	○		○			○		○		○	○	○				
		○		○	○		○		○							
													○			
											○	○			○	
○																○
○	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×		×				○
											○					
													○	○	○	

Качество нефтей	Средняя юра													
	XII <sub>4</sub> (IVю) Ц. Доссор	XII <sub>3</sub> (IIIю) Доссор, 185 уч-к	XI <sub>6</sub> (IXю) С. Доссор	X-XI <sub>3</sub> (I-IIIю) С. Магаг	XII <sub>3</sub> (Vю) С. Ма-к.т	X <sub>1</sub> (II) Ю.-В. Магат	XI <sub>5</sub> (IV) Ю.-В. Ма-к.т	Ю. Жентельды	X <sub>1</sub> (Iю) С.-В. Жолдыбай	XI <sub>1</sub> (XIV) Ц. Сагиз; III уч-к	XI <sub>1</sub> (XIV) Ц. Сагиз; III уч-к	IX <sub>1</sub> (X) Ц. Сагиз; II уч-к	С. Сагиз	XI <sub>1</sub> Ю.-З. Кошкар
	230	300	250	I-160 III-330	390	220	400	450	550	730	620	550	500	215
Малосмолистые	○	○	○		○	○				○				
Смолистые				○			○	○	○		○	○	○	○
Высокосмолистые														
Парафинистые													○	
Слабопарафинистые		○					○	○				○		
Беспарафинистые	○		○	○	○	○			○		○			
С низким потенциалом			○	×	×	×	×	×	×		○	○		○
Со средним потенциалом	○	○											○	
С высоким потенциалом										○				

3) выявить влияние структурных особенностей различных типов ловушек.

Действительно, Прикаспийская впадина в этом отношении представляется более благоприятной по сравнению с другими областями. Ее продуктивный разрез слагается осадками от палеозоя до плиоцена включительно. Было бы вполне естественным ожидать, что нефти пермотриасовых горизонтов будут резко отличаться от нефтей третичных или меловых горизонтов, не говоря уже о нефтях девона или карбона.

Действительно, меловые нефти выделяются в ряду других повышенной смолистостью, низким содержанием парафина и легких фракций, юрские и пермотриасовые, напротив, характеризуются повышенным содержанием легких фракций, парафина, меньшим содержанием смол и вообще характеризуются большим разнообразием свойств (табл. 10).



Средняя юра								Пермотриас							
X <sub>1</sub> (Iю) С.-З. Кошкар	X <sub>1-6</sub> (IIю) Ц. Косчагыл	XI <sub>2</sub> (Iю) Ц. Косчагыл	XI <sub>5</sub> -XII <sub>4</sub> Ц. Косчагыл	XI <sub>5</sub> (IVю) С.-З. Косчагыл	XII <sub>1</sub> (XIXю) В. Кулсары	X <sub>5</sub> С. Кулсары	С. Новобогатинск	XV <sub>1</sub> Ю.-З. Косчагыл	XV <sub>2</sub> Ц. Сагыз. Учк	XVI Ю.-В. Доссор	XV <sub>1</sub> -XVI <sub>1</sub> С. Макаг	XV <sub>1</sub> Ю.-В. Макаг	XV <sub>2</sub> Джаксымай	XV <sub>2</sub> Шубаркулук	
950	400—300	290—350	400—390	300	985—1050	170—300	240	180	220	650	530	550	580	350—400	
					○					○				○	
○	○	○	○	○		○	○	○	○						
													○		
				○	○					○		○			
	○	○	○					○			○			○	
							○		○						
	○					×			×		×	○			
○		○						○					○		
			○	○	○		○			○				○	

Вместе с тем, наблюдения показывают, что геохимические процессы в недрах изменяют нефть в ряде случаев в значительно большей степени, чем это отмечается для нефтей из разных стратиграфических комплексов.

Если проанализировать продуктивный разрез отдельного поля любого месторождения, хотя бы для примера восточного крыла месторождения Кулсары, то можно заметить, как с увеличением глубины залегания горизонта понижается удельный вес нефти и возрастает процентное содержание бензин-лигроиновых фракций (табл. 11).

Из приведенного примера не видно, от чего собственно зависит удельный вес и содержание легких фракций: от абсолютной глубины или от стратиграфического положения горизонта.

Сопоставление нефтей соседних крыльев на Кулсарах показало, что одновозрастный аптский горизонт северного крыла (скв. 7, глубина

Таблица 11

## Разрез восточного крыла месторождения Кулсары

Глубина залегания горизонта, м	Возраст	Горизонт		Средний удельный вес нефти	Содержание фракций до 200° С по Энглеру.
		унифицированной номенклатуры	промышленной номенклатуры		
145—180	Альб	IV <sub>3</sub>	I	0,894	нет
200—265	Нижний апт	V <sub>3</sub>	II	0,880	3
240—265	Верхний неоком	VI <sub>1</sub>	III	0,875	
470—580	Верхняя юра	VIII <sub>1</sub>	IV	0,856	10
610—685	Средняя юра	IX <sub>1</sub>	VII	0,820	25
615—635	То же	IX <sub>2</sub>	VIII	0,812	30
860—895	»	XI <sub>4</sub>	XVI	0,787	47

381—383 м), имеет нефть, более тяжелую, чем нефть аптского (V<sub>3</sub>) и альбского (IV<sub>3</sub>) горизонтов восточного крыла, несмотря на то, что глубина залегания его здесь больше, чем на восточном крыле.

При этом на северном крыле, так же, как и на восточном, с увеличением глубины, нефть становится более легкой (табл. 12).

Таблица 12

Месторождение	Горизонт	Глубина залегания, м	Удельный вес
Северное Кулсары	III	215—230	0,916
Северное Кулсары	V <sub>3</sub>	381—383	0,911
Восточное Кулсары	IV <sub>3</sub>	145—180	0,891
Восточное Кулсары	V <sub>3</sub>	200—265	0,880

Из этих сопоставлений видно, что зависимость изменений удельного веса нефти от глубины залегания горизонтов существует, но не абсолютная, а относительная, так как одной и той же глубине на различных полях структуры не соответствует один и тот же удельный вес. Точно так же нет абсолютной зависимости удельного веса нефти от стратиграфического положения горизонта. По-видимому, влияние глубины залегания и стратиграфической приуроченности нефти суммируются. В силу этого каждому полю соответствуют свои абсолютные значения параметров нефти, отражающие местную геохимическую обстановку. Приведенный пример не единичен. Аналогичная разница в нефтях одновозрастных горизонтов имеет место на различных крыльях и полях Сагиза, Доссора, Байчунаса и других месторождений. Влияние вторичных геохимических процессов можно наблюдать и на ряде других примеров. Например, нефть III (XII<sub>3</sub>) юрского горизонта Доссора в условиях литологической залежи (185 участок) значительно легче, чем нефть того же горизонта в условиях залежи, экранированной сбросами (табл. 13).

Следовательно, нефть в присбросовой зоне теряет свои легкие фракции, а в условиях литологических залежей сохраняет их. В условиях мощной залежи нефть, взятая на анализ из различных скважин одного и того же горизонта, крайне близка по качеству и часто в ней содержится минимальное количество смол (Центральный Доссор, Восточный Бай-



Месторождение	Горизонт		Удельный вес нефти	Фракций до 200° С, %
	Унифицированная номенклатура	Промысловая номенклатура		
185 участок	XII <sub>3</sub>	III	0,843	16,5
Центральная площадь	XII <sub>3</sub>	III	0,873	8,5

чунас и др.). Напротив, в маломощных залежах (Женгельды, Восточный Кошкар, Южный Байчунас и др.) нефти одного и того же горизонта отличаются даже по соседним скважинам. По-видимому, это также свидетельствует о вторичных геохимических процессах, которые в маломощных залежах проявляют себя значительно сильнее. Наконец, одновозрастные горизонты на юго-западном крыле Кошкара дают масляную нефть, а на северо-западном бензиновую.

Лишь при массовом сопоставлении нефтей по свитам, как упоминалось выше, можно уловить их основные особенности, которые сводятся к следующему.

1. Нефть меловых горизонтов (от сеномана до нижнего неокома) в подавляющем большинстве случаев не содержит бензин-лигроиновых фракций или содержит их не более 5%. Этим меловые горизонты отличаются от юрских и пермотриасовых.

2. Нефти юрских горизонтов не удается отличить от пермотриасовых, но обе эти нефти можно отличить от меловой по уменьшению их смолистости и по более значительному содержанию легких фракций и парафина.

3. В пределах Доссор-Косчагыльской зоны в направлении с юга на север намечается уменьшение смолистости нефтей (Айзенштадт Г. Е., 1946). Так, юрские нефти Доссора, Байчунаса и Маката содержат значительно меньше смол, чем одновозрастная нефть Сагиза (Южное поле, X пласт), Кошкара (Северо-Западное поле), Косчагыла, Каратона и других южных месторождений.

При сопоставлении различных по возрасту нефтей рассчитывали установить различие их по углеводородному составу. Поскольку керосиновая фракция более устойчива, проведено сопоставление нефтей различных свит и горизонтов по углеводородному составу керосиновых фракций. Содержание нафтеновых и метановых углеводородов в керосиновых фракциях различно и колеблется в значительных пределах. Углеводороды ароматического ряда содержатся в небольшом количестве, которое почти не меняется от одного горизонта к другому (рис. 34). Из сопоставления углеводородного состава нефтей не удается извлечь отчетливых корреляционных признаков по свитам и горизонтам. Все же, несмотря на искажающее влияние ряда факторов, заметно преобладание в юрских отложениях метаново-нафтеновых нефтей, а в меловых — нафтеново-метановых.

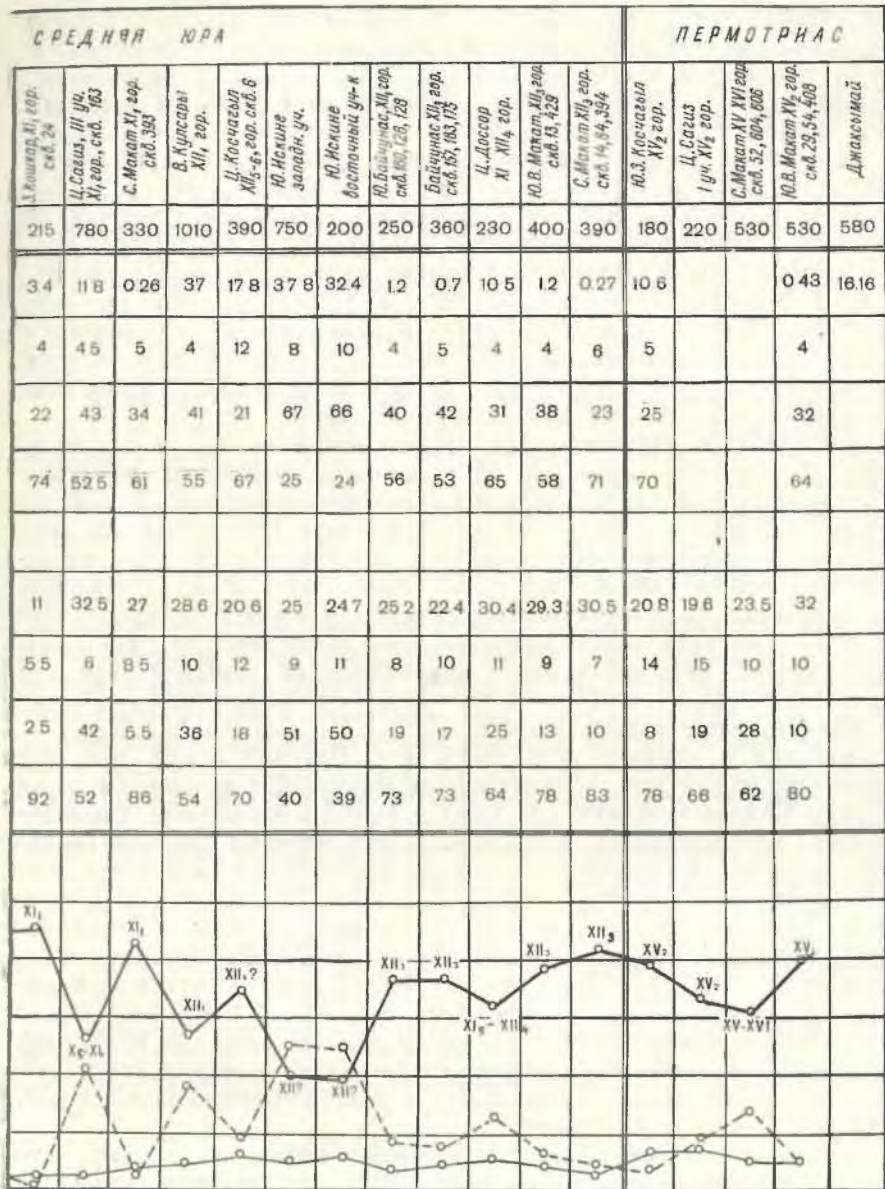
В итоге, как это видно на рассмотренном примере:

1) нефть и газ в Прикаспийской впадине связаны с вполне определенными областями бассейна, определенным типом осадков, что позволяет считать вмещающие их толщи нефтепроизводящими. Это в известной мере облегчает решение чисто практических задач по оконтуриванию ареалов нефтегазоносности по отдельным продуктивным толщам;

2) внутри общего ареала намечается выделение нефтегазоносных зон, в том числе Доссор-Косчагыльской, Кенкиякской с доказанной







керосиновых фракций нефтей Эмбенской области.

### 6. Проблема палеозойской нефти

В предыдущих разделах было показано, что условия геологического развития Прикаспийской впадины в докунгурское время были во многом сходны с обстановкой, существовавшей в это время на собственно Русской платформе. Об этом свидетельствуют почти равные мощности палеозойских отложений и их литолого-фациальный состав. О мощностях можно судить по результатам геофизических исследований, а о составе пород по результатам бурения в периферийных частях впадины. Структурный

план палеозойских отложений определяется движениями крупных блоков фундамента, наличием сводовых поднятий (Хобдинского, Аралсорского и других) и региональных прогибов. Те и другие осложняются поднятиями и прогибами более мелкого порядка, флексурами и другими формами.

Общие геологические предпосылки высокой перспективности палеозойских отложений Прикаспийской впадины давно уже привлекают к себе внимание исследователей и практиков-нефтяников. Еще в 1933—1934 гг. предпринимались попытки бурения на палеозой в центральной части впадины. Слабая изученность этих отложений, и, как выясняется, большие глубины их залегания во внутренних областях впадины, не позволили и до настоящего времени практически приблизиться к решению этой проблемы. В качестве первого этапа в программе систематических работ по изучению и освоению палеозойских отложений с 1960 г. ведутся региональные геолого-геофизические исследования и начато бурение первой сверхглубокой скважины на глубину 7000 м.

В периферийных (прибортовых) частях впадины, где подсолевые палеозойские отложения залегают на технически доступных глубинах (до 5000 м) представляется возможным уже сейчас приступить к поисковому бурению. Имеются в виду следующие районы: Биекджальское поднятие, склоны Южно-Эмбенского поднятия, подсолевые структуры в районе Кенкияка, намечающиеся структуры у северного и западного бортов впадины, связанные со ступенями в фундаменте, и в районе предполагаемого крупного Астраханского палеозойского поднятия (см. рис. 17). В северной части Каспийского моря намечаются по меньшей мере два крупных поднятия по мезозойским и палеозойским отложениям — Джамбайское и Северокаспийское.

По аналогии с окружающими областями Русской платформы, где в палеозойских отложениях сосредоточены крупнейшие месторождения нефти и газа, следует ожидать, что и здесь будут встречены месторождения большого промышленного значения. Прикаспийская впадина по занимаемой площади, примерно, равна всей Волго-Уральской нефтегазодобывающей области.

При изучении солянокупольной области Северного Прикаспия и решении ряда вопросов, связанных с историей ее развития, формированием структур и нефтяных залежей обычно приводят сопоставления с Примексиканской впадиной США. Действительно, между ними имеются сходные черты строения. В обоих случаях мы имеем дело с соляными куполами, в ядрах которых залегает соль пермского возраста. Имеются некоторые общие черты в морфологии соляных ядер, структуре окружающих пород, сбросовой тектонике, нефтеносности.

Проведение подобных аналогий особенно интересно потому, что в районе Гелф-Коста сосредоточено свыше 60% всех запасов газа США и ежегодно добывается свыше 200 млрд. м<sup>3</sup> газа и до 70 млн. т нефти.

В данном случае нам хотелось бы обратить внимание не только на черты сходства этих регионов, на что уже неоднократно обращалось внимание, но и на черты различия.

Известно, что в Голф-Косте основная продуктивная толща связана с третичными отложениями, а в Прикаспийской впадине — с мезозойскими. При этом, мощность продуктивной части разреза третичного возраста в Голф-Косте достигает примерно 10 000 м, а в Северном Прикаспии третичные отложения развиты не повсеместно, а мезозойские продуктивные толщи имеют всего лишь около 2000 м мощности.

Прогибание Мексиканского побережья протекало более интенсивно, продолжительность перерывов и несогласий была здесь значительно менее длительной.



Благодаря меньшим размерам большинства соляных штоков Голф-Коста, по сравнению с Прикаспийскими, породы залегают там сравнительно спокойно, будучи нарушены лишь вблизи от штоков, что способствует формированию и сохранению крупных залежей, особенно при наличии столь мощного продуктивного разреза с высоким этажом нефтегазоносности.

В Прикаспии же, как известно, многие купола достигают крупных, а иногда и гигантских размеров. По-видимому, это находится в прямой зависимости от мощности надсолевых отложений и характера внедрения соляных масс.

Несмотря на существенные различия в морфологии куполов, в Прикаспийской впадине наблюдаются аналогичные формы ловушек и обусловленные ими типы залежей (присводовые) на периферии соляных ядер, экранированные сбросами, выклиниванием песчаных пластов и т. п.

Значительно большее морфологическое сходство по ряду признаков отмечается между Прикаспийской впадиной и бассейном Северо-Западной Германии, где нефть также добывают из мезозойских отложений. И здесь наличие в разрезе пермской соли привело к образованию около 200 куполов. Однако в юрское время в отличие от Прикаспия, где существовал единый бассейн, осадконакопление контролировалось наличием узких длинных прогибов, определявших в дальнейшем и характер распределения месторождений.

Кроме типов залежей и месторождений, характерных для Прикаспия, здесь известны еще залежи под соляными карнизами, в кепроке, а также на небольших поднятиях, не связанных с соляной тектоникой. Это — пологие куполовидные поднятия, нарушенные сбросами, расположенные в межкупольных пространствах, часто погребенные под осадками альбской трансгрессии. Имеются месторождения стратиграфического типа в породах, залегающих в краевых частях юрских прогибов, где породы юры несогласно перекрыты отложениями нижнего мела. Имеются и чисто литологические ловушки. Надсолевой продуктивный разрез Прикаспия значительно богаче северогерманского. Как и в Прикаспийской впадине перспективными являются подсолевые отложения цехштейна.

Солянокупольные области имеют сравнительно широкое распространение как в Советском Союзе, так и за рубежом. Каждая из них обладает специфическими чертами строения, но развитие их подчиняется некоторым общим закономерностям. Поэтому опыт геологоразведочных работ в той или иной области или стране может быть с успехом использован при решении практических вопросов применительно к конкретной обстановке.

## II. ЗАКАСПИЙСКАЯ ПЛАТФОРМА

После того, как в восточных районах Русской платформы были открыты нефтяные месторождения — Туймазинское, Ромашкинское и другие, с 1948 г. были предприняты шаги, направленные на изыскание новых типов месторождений в Западном Казахстане за пределами солянокупольной области. Основываясь на близком сходстве геологического разреза Южно-Эмбенского района и Мангышлака, а также на исключительно эффективных нефтепроявлениях в Карасязь-Таспасском и Тюбеджикском районах Мангышлака, представлялось возможным обосновать необходимость выхода с разведкой в районы развития платформенных структур Южно-Эмбенского поднятия, Устюрта и Мангышлака, где сочетание многопластового продуктивного разреза, аналогичного Эмбенскому, с указанными структурами могло привести к открытию крупнейших месторождений.

В настоящее время после открытия месторождений Жетыбай и Узень видно, насколько правильным был этот прогноз.

Основные черты геологического строения Закаспийской платформы описаны выше в соответствующих разделах; описание месторождений Жетыбай и Узень, открытых в Южно-Мангышлакском прогибе дается ниже, в другой главе, посвященной описанию нефтяных и газовых месторождений.

В пределах Закаспийской платформы выделяются: Южный Мангышлакско-Устьюртский прогиб с комплексом осадочных пород мощностью до 4—6 тыс. м, Северо-Устьюртский прогиб, где по данным сейсморазведки, подкрепленным местами бурением, мощность осадочного покрова достигает 8—9 тыс. м, зона погребенной доверхнепермской складчатости линии Карпинского, Горный Мангышлак и, наконец, с юга область ограничивается северными склонами Карабогазгольско-Каракумской системы поднятий. Южный Мангышлакско-Устьюртский прогиб раскрывается в сторону Каспийского моря и далее на западе сливается с Предкавказским прогибом.

Состояние изученности большинства этих районов позволяет составить лишь схематическое представление об их глубинном строении и перспективах нефтегазоносности. Наличие мощных осадочных толщ, в сочетании с благоприятными структурами, позволяет положительно оценивать их перспективы. Единичные скважины, пробуренные на локальных структурах Центрально-Устьюртского поднятия, Актумсука и Северо-Бузачинского поднятия вскрыли сокращенные мощности мезозоя, уплотненный разрез пермотриаса и на Центрально-Устьюртском поднятии сильно дислоцированные породы палеозоя. Однако эти отрывочные данные не могут понизить общую положительную оценку района. Тем более, что после получения отрицательных результатов на Кызানে, в одной из структурных скважин на Северо-Бузачинском поднятии были встречены интенсивные нефтегазопроявления.

Особенностью южного обрамления Закаспийской платформы, замечающейся по данным первых региональных сейсмических профилей, на переходе к системе Карабогазгольско-Каракумских поднятий, является выклинивание палеозойских и пермотриасовых отложений в южном направлении, которые срезаются мезозойскими осадками.

Наиболее полные данные о нефтегазоносности имеются по Южно-Мангышлакско-Устьюртскому прогибу. Здесь на первом этапе исследований поисковые работы были сосредоточены в районах с богатыми нефтепроявлениями на поверхности (Тюбеджик, Карасязь-Таспас). Структурным и разведочным бурением на Тюбеджике была выявлена залежь тяжелой окислившейся нефти в юрских и меловых отложениях с запасами порядка 10 млн. т. Эта залежь не имеет промышленного значения, однако она показала, что при соответствующей более благоприятной обстановке могут быть встречены в этом районе и залежи большого промышленного значения.

В соответствии с этим были организованы поиски более погруженных структур, где могла быть обеспечена лучшая сохранность залежей. Исследования 1955 г. позволили установить на региональном сейсмическом профиле перегиб слоев в районе Жетыбая. После этого здесь были проведены детальные сейсморазведочные работы, а затем, в 1959 г. — глубокое разведочное бурение, которое привело в 1960—1961 гг. к открытию первого месторождения на Мангышлаке Жетыбая. В 1961 г. была установлена промышленная нефтегазоносность месторождения Узень. Месторождения Жетыбай и Узень представляют собой брахпанантиклинальные складки, вытянутые в широтном направлении. Месторождение Жетыбай имеет длину 23,5 км при ширине в 4—6 км, а Узень по длинной оси имеет



протяжение около 37 км, по короткой — 8 км. Они приурочены к тектонической ступени, простирающейся параллельно складчатости Горного Мангышлака.

Во вскрытом буровыми скважинами разрезе отложений, слагающих месторождения Жетыбай и Узень, нефтегазоносными являются породы мела, средней и, возможно, нижней юры. Залегающий ниже комплекс пород буровыми скважинами еще не вскрыт. На месторождении Жетыбай нефтегазоносными являются отложения средней и верхней юры (келловей) и нижнего мела (неоком, апт и альб).

Коллекторами нефти служат песчаники и песчаные алевролиты; разделами являются прослой глин, мощностью от 5,5 до 23,5 м.

В отложениях средней и нижней юры, имеющих вскрытую мощность 895 м, констатировано 133 песчаных пласта и пропластка, условно объединяемых в 15 горизонтов. Средняя же эффективная мощность пластов-коллекторов равна 320 м. Мощность отдельных горизонтов изменяется в пределах от 26 до 66 м.

На месторождении Узень нефтегазоносные пласты имеются в меловых и юрских отложениях и представлены песчаными и песчано-алевролитовыми породами. Во вскрытой части стратиграфического разреза выделяются 22 горизонта, из которых 12 в меловых, а остальные в юрских отложениях; каждый горизонт состоит из нескольких пластов и пропластков. Всего в меловых отложениях насчитывается 12 горизонтов, содержащих 57 пластов и пропластков, мощность которых изменяется от 0,5 до 7 м. Суммарная эффективная мощность пластов-коллекторов равна 96 м.

Во вскрытой части юрских отложений, составляющей 678 м, выявлено 10 нефтеносных горизонтов, содержащих около 48 пластов и пропластков, эффективная мощность пластов-коллекторов равна 115 м. Мощность отдельных пластов и пропластков колеблется от 0,5 до 20 м.

Таким образом, оба месторождения являются многопластовыми; Жетыбай занимает площадь около 100 км<sup>2</sup>, Узень — 140 км<sup>2</sup>. Первоначальные дебиты скважин достигают нескольких сот тонн в сутки. В настоящее время месторождения оконтурпваются и ведется разведка в более глубоких частях разреза (нижняя юра, пермотрнас).

По своим запасам месторождения Жетыбай и Узень стоят в одном ряду с крупнейшими месторождениями Татарии и Башкирии. Качественно мангышлакская нефть значительно превосходит нефти Волго-Уральской области и является малосернистой (0,05—0,15%), малосмолистой, высокопарафиновой, удельного веса 0,855—0,868.

Южно-Мангышлакский прогиб занимает краевую часть крупного нефтегазоносного бассейна, раскрывающегося в направлении к Каспийскому морю. Сейсморазведочными работами к настоящему времени здесь открыты и подготовлены по меньшей мере около десяти структур, среди которых Песчаная, Ракушечная, Кызыладырская, Кургамбайская, Каундинская и ряд других. Следовательно, этот район имеет широкие возможности для дальнейшего развития.

Открытие крупных месторождений на Южном Мангышлаке с учетом высокой перспективности сопредельных площадей позволяет рассматривать его как один из будущих крупнейших центров нефтяной и газовой промышленности Советского Союза.

Проблема поисков нефти в палеозойских отложениях в пределах Закаспийской платформы, как и во внутренних частях Прикаспийской впадины, связана с бурением на большие глубины. По имеющимся данным, наибольший интерес в этом отношении представляет Северо-Устюртский прогиб, включая прилегающую часть Южно-Эмбенского поднятия.

## НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ниже приведено описание наиболее типичных промысловых и разведочных площадей различных районов Западного Казахстана — Урало-Эмбенской солянокупольной области, района Южно-Эмбенского поднятия и Южно-Мангышлакского прогиба.

Даются основные сведения о геологическом строении месторождений, освещена их нефтегазоносность, приведены некоторые данные о состоянии разработки промысловых участков.

Даются основные сведения о геологическом строении месторождений, освещена их нефтегазоносность, приведены некоторые данные о состоянии разработки промысловых участков.

### 1. УРАЛО-ЭМБЕНСКАЯ СОЛЯНОКУПОЛЬНАЯ ОБЛАСТЬ

#### Байчунас

Месторождение расположено в 40 км к югу от Доссора и в 97 км от г. Гурьева.

Район привлек к себе внимание обильными поверхностными нефтепроявлениями. Геологическое картирование было начато в 1925 г. Б. Л. Шнеерсоном. В дальнейшем месторождение неоднократно изучалось и в настоящее время по нему имеются детальные геолого-геофизические карты масштаба 1:10000 и 1:25000. Помимо геологического картирования проводились гравиметрическая съемка и сейсморазведка методами преломленных и отраженных волн, крелиусное и глубокое бурение.

Месторождение приурочено к соляному куполу небольших размеров (60 км<sup>2</sup>). В строении купола участвует нормальный для Южной Эмбы комплекс отложений. Мощности отложений несколько увеличены по

сравнению с соседним Доссорским месторождением. Отличительной особенностью Байчунасского купола является наличие в его разрезе резкого

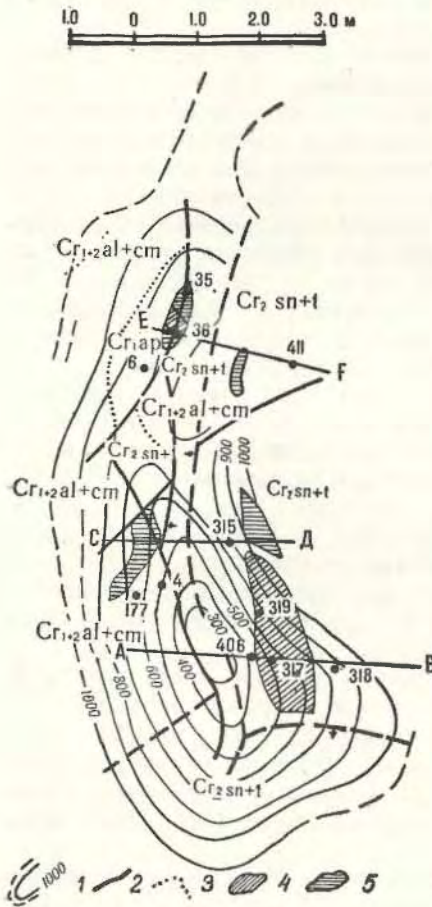


Рис. 35. Байчунас. Геолого-геофизическая карта.

1 — горизонталы по кровле соли по данным сейсмики преломленных волн; 2 — выходы сброса на поверхность; 3 — стратиграфические границы; 4 — меловая нефтяная залежь; 5 — юрская нефтяная залежь.



стратиграфического несогласия между неокомом и предшествующими отложениями. Купол (рис. 35) вытянут в меридиональном направлении. Надсолевые породы разбиты грабенем на два крыла: западное — приподнятое, восточное — относительно опущенное. Поперечными сбросами каждое крыло в свою очередь разбито на два поля. Все поля промышленно нефтеносны; им присвоены следующие наименования: на севере западного крыла — Северный Байчунас, на юге — Южный Байчунас; на юге восточного крыла — восточный участок Байчунаса и на севере — северо-восточный участок Байчунаса.

Наиболее богатая залежь нефти располагается на восточном участке (рис. 36) в апт-неокомских отложениях, здесь же имеются небольшие залежи в верхнем мелу и средней юре. Выявлены еще стратиграфическая залежь нефти в юре Южного Байчунаса (рис. 37), литологическая — в юре северо-восточного участка (рис. 38) и экранированная сбросом — в неокоме Северного Байчунаса.

Промышленная нефтеносность месторождения установлена в 1929 г. (после опробования скв. 101), однако ввод его в разработку относится к 1931 г. В первые годы были установлены и разрабатывались лишь нефтяные залежи западного крыла, добыча нефти составляла 50—60 т в сутки. В 1937 г. была открыта основная нефтяная залежь в неокомских отложениях восточного крыла, и промысел давал более 1000 т нефти

Таблица 14

Участок	Номенклатура горизонтов		Глубина залежи, м	Эффективная мощность горизонта, м	Добыча нефти с начала разраб. до 1.1.1957 г., тыс. т	Сорт нефти
	Промысло-вая	Унифициро-ванная				
Восточный	I оп.		300—360	8	174,9	II сорт масля- ная
	I		275—380	9	315,3	
	I <sup>a</sup>	V <sub>3</sub>	310—375	5	60,6	
	II <sup>c</sup>	—	295—360	7,6	225,7	
	II оп.	VI <sub>1</sub>	310—375	8	337,6	
	II		350—375	9	274,5	
	II <sup>b</sup>			5,9	517,7	
	III	VI <sub>3</sub>	350—380	6,5	293,0	
	III <sup>d</sup> + II	VI <sub>2</sub>	340—360		—	
IV	VI <sub>4</sub>	365—380	7	37,1		
Юрский	XII <sub>3</sub>	520—570	8	86,2		
Северо-Западное крыло	Сепол + турон	II <sub>1</sub>	25—50	12	13,9	IV сорт
	Неоком	VI <sub>1</sub> —VI <sub>2</sub>	80—130	8	151,0	
	I—III юрский	X <sub>3</sub> +X <sub>4</sub> +X <sub>5</sub>	150—290	10	55,1	
Восточное крыло	I—III юрский	XI <sub>3</sub> —XI <sub>4</sub>	750—800	7	99,5	
Южный Байчунас	Неоком I—II гор.	XII <sub>1</sub> +	170 200—260— 360	6 6	48,8 121,5	
	Юрский	XII <sub>2</sub> + XII <sub>3</sub>			134,1	
Всего:					2815,0	

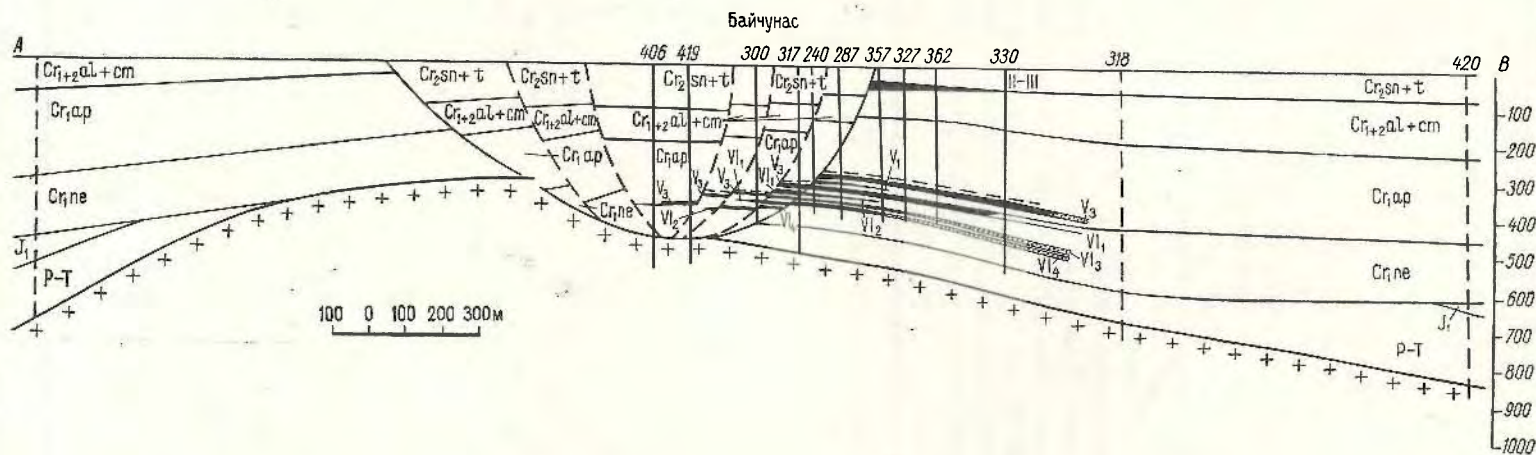


Рис. 36. Байчунас. Геологический профиль по линии А — В.

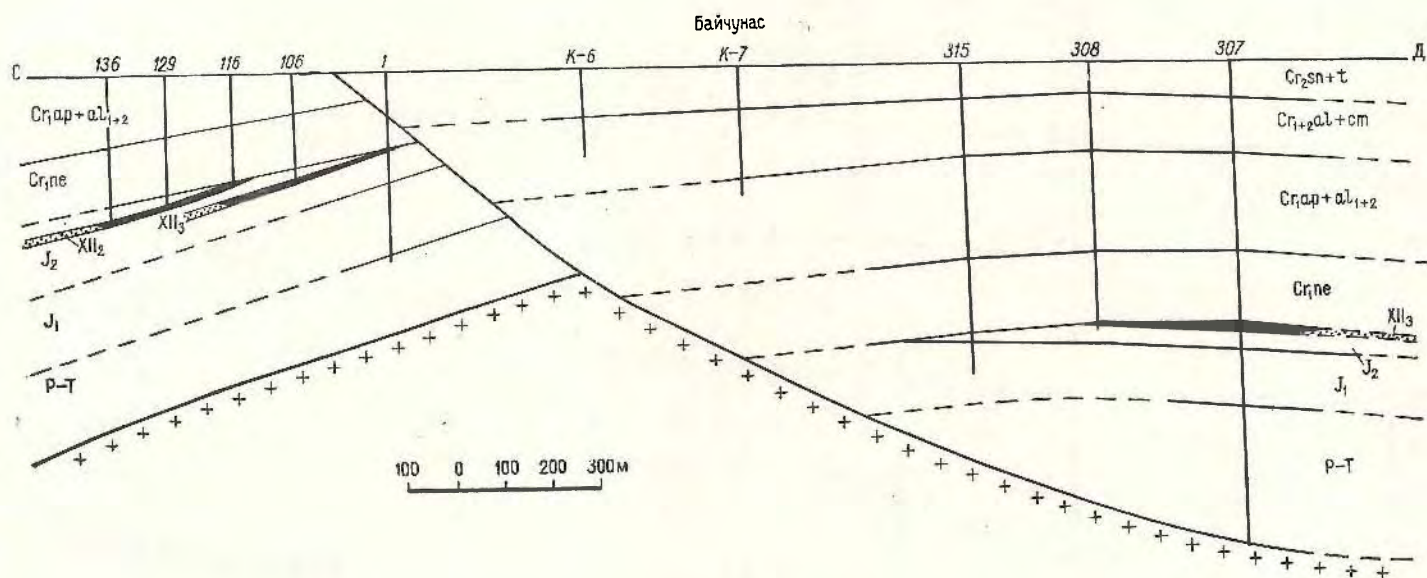


Рис. 37. Байчунас. Геологический профиль по линии С — Д.



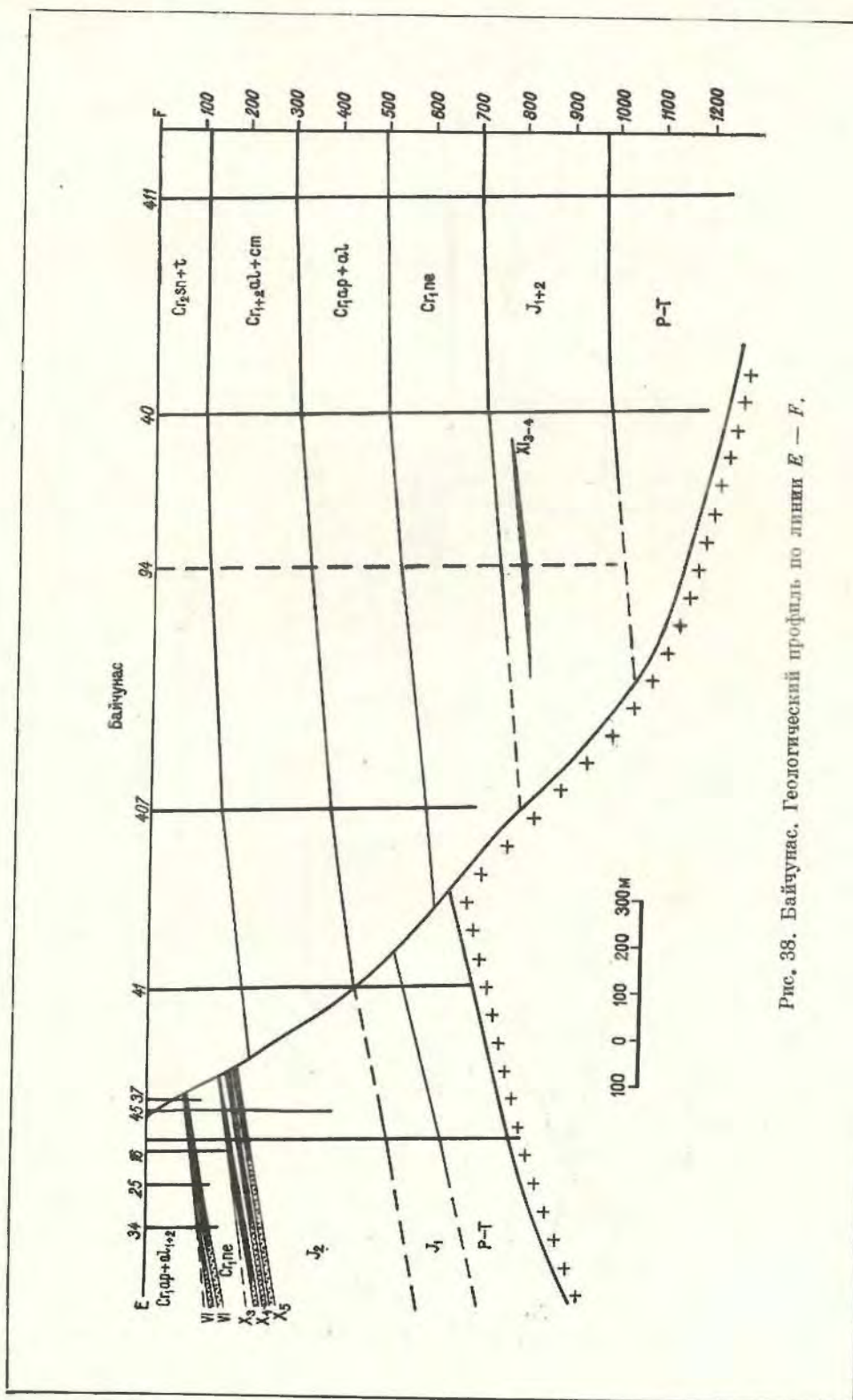


Рис. 38. Байчунас. Геологический профиль по линии E — F.

в сутки. В 1956 г. была обнаружена небольших размеров стратиграфическая залежь нефти на Южном Байчунасе.

Добывается нефть на Байчунасе главным образом масляная, мало-смолистая, парафиновая (II сорт). В небольшом количестве имеются нефти и других сортов. Номенклатура горизонтов и добыча приведены выше в табл. 14.

### Бекбеке

Месторождение Бекбеке расположено в 12 км от нефтепромысла «Комсомольский» и является его эксплуатационным участком.

Обильные поверхностные нефтепроявления на Бекбекинском соре обратили на себя внимание еще в 1911 г. В 1913 г. здесь проведены картировочные работы, показавшие наличие альб-сеноманского поднятия. В 1925—1926 гг. картировочные работы продолжены трестом Эмба нефть, и начато глубокое разведочное бурение. Пробуренными разведочными скважинами глубиной от 700 до 1040 м не было установлено нефтяных залежей.

В 1940 г. вновь было поставлено геологическое картирование, охватившее структуру Бекбеке — Испулай. В 1941 г. здесь произведена сейсморазведка и структурно-поисковое бурение, в результате чего было уточнено геологическое строение площади и в 1943 г. начато глубокое разведочное бурение.

Были установлены нефтяные залежи на южном и северном крыльях Бекбекинского купола и на западном крыле Испулая (рис. 39 и 40). Однако залежи оказались крайне ограниченными. Нефтеносные горизонты залегают в апт-неокомских и юрских отложениях. На северном крыле Бекбеке наблюдается резкая литологическая изменчивость продуктивного разреза. Этому в свое время не было придано соответствующего значения, возможно, что к северу от разрабатываемой в настоящее время залежи в дальнейшем обнаружится развитие нефтеносных песков; остается недоразведанной и нижняя часть разреза.

Номенклатура горизонтов и добыча по месторождению приводится в табл. 15.

Таблица 15

Участок	Номенклатура горизонтов		Глубина залегания, м	Эффективная мощность, м	Добыто нефти с начала разработки до 1/I 1957 г., тыс. т	Сорт нефти
	Промысловая	Унифицированная				
Южное поле	Апт-неоком	V <sub>3</sub>	280—300	2	33,5	II сорт масляная
То же	Апт-юра					
Северное поле	I неокомский		345—355 400—410 455—460 600—610	2 2—3 3—4 2—4	— 77,2	
	I юрский					
Всего:					110,7	





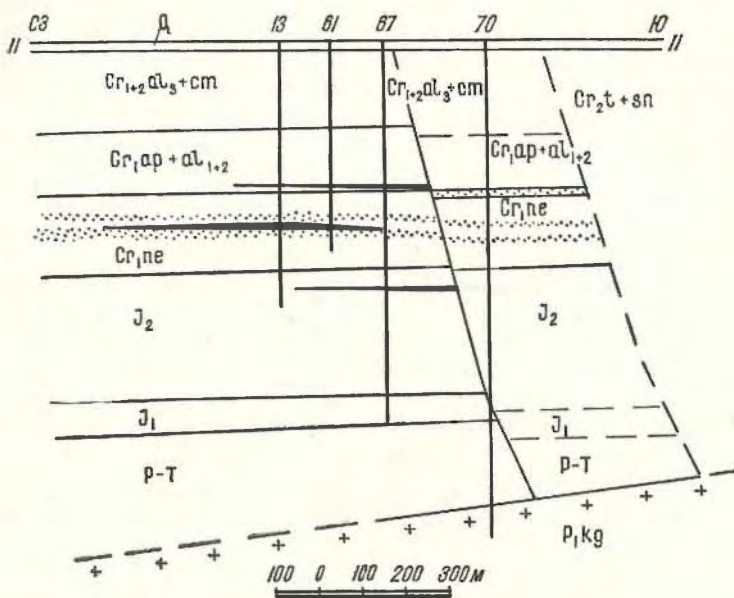


Рис. 40. Бекбеке. Геологический профиль I — I. Составил В. С. Днепров.

### Доссор

Это первое нефтяное месторождение в Казахстане, введенное в разработку. Находится оно в Магатском районе Гурьевской области в 100 км от Гурьева.

Первые сведения о наличии здесь поверхностных нефтепроявлений доставлены географом Северцевым Н. А. и геологами Кирпичниковым Д. В. и Новаковским М. М. (1860—1887 гг.). Разведочное бурение начато в 1908 г. В 1911 г. получен крупный нефтяной фонтан из юрских отложений с глубины 226 м. Скважине-открывательнице № 3 в свое время приписывался дебит 16 тыс. *m* за 30 ч, что не проверено, так как выброшенная нефть стореда вместе с буровой от пожара. \*

Доссорское нефтяное месторождение (рис. 41) приурочено к соляному куполу, в строении которого, кроме соляного ядра, участвует нормальный для Южной Эмбы комплекс надсолевых верхнепермских, триасовых, юрских и меловых отложений. По данным сейсморазведки, подсолевые — артинские (?) отложения здесь залегают на глубине 7000 м. Сводовая часть соляного ядра занимает площадь 130 км<sup>2</sup> и находится на глубине 250—1200 м.

Системой сбросов и грабенов надсолевые отложения делятся на два крыла — восточное и западное — и ряд полей. Наиболее древними отложениями, обнажающимися в своде купола, являются юрские, которые по падению сменяются неокимскими, аптскими, альбскими, сеноманскими и сенон-туронскимп. Промышленные залежи нефти приурочены к юрской продуктивной толще, и лишь в небольшом количестве нефть обнаружена в пермотриасе (183 участок, скв. 370). Основная залежь находится на восточном крыле. Она экранирована сбросом грабена. В продуктивном раз-

\* Судя по результатам дальнейшей разработки месторождения, суточный дебит ее не мог превышать 1—1,5 тыс. *m*.





резу выделяется четыре основных (юрских) нефтеносных горизонта, между которыми прослеживаются многочисленные маломощные пропластки. В 1 км на восток от основной залежи располагается небольшая литологическая залежь 185 участка. К северу от основной залежи у широтного сброса, отделяющего Доссор от Таскудука, располагается третья залежь — Северный Доссор. В продуктивном разрезе Северного Доссора насчитывается до 11 горизонтов, из которых первые 7 газовые, остальные 4 нефтеносные; однако все они малодобитные.

Наиболее продуктивным является XI нефтеносный горизонт. Первые скважины, пробуренные на него, имели суточный дебит нефти 15—20 т. Положение нефтеносных горизонтов показано на рис. 42.

Номенклатура горизонтов и сведения о добыче нефти приводятся в табл. 16.

Таблица 16

Участок	Номенклатура горизонтов		Глубина залегания, м	Эффективная мощность горизонта, м	Добыто нефти с начала разработки до 1/1 1957 г., тыс. т
	Промысловая	Унифицированная			
Основная промысловая площадь	I юрский	X <sub>5</sub>	40—60	10	132,0
	II »	XI <sub>5</sub> —XI <sub>6</sub>	80—140	10—15	424,8
	III »	XII <sub>3</sub>	120—230	10—25	3012,7
	IV »	XII <sub>4</sub>		5—15	797,1
185 участок	III »	XII <sub>3</sub>	270—280	4—5	96,5
Доссор Северный	I—II »	X <sub>3</sub> —X <sub>4</sub>	50—65		
	IX + X »	XI <sub>6</sub>	230—280	6—7	69,2
	То же	—	280—290	—	—
	X юрский		300—320	—	62,8
183 участок	Пермотриас	—	—	—	—
Юго-Западный Доссор, Северное поле	Средняя юра	—	—	—	—
Южное поле	Пермотриас	—	—	—	—
Таскудук	Средняя юра	—	—	—	—
Всего:					4595,1

В 1953 г. на Доссоре начата разведка нефтегазоносности верхнепермских отложений, залегающих в условиях погребенного предтриасового структурного этажа. Имеются объекты для доразведки в межкупольной зоне на своде соляного мостика, соединяющего Доссорский купол с Сагизским и Макатским.



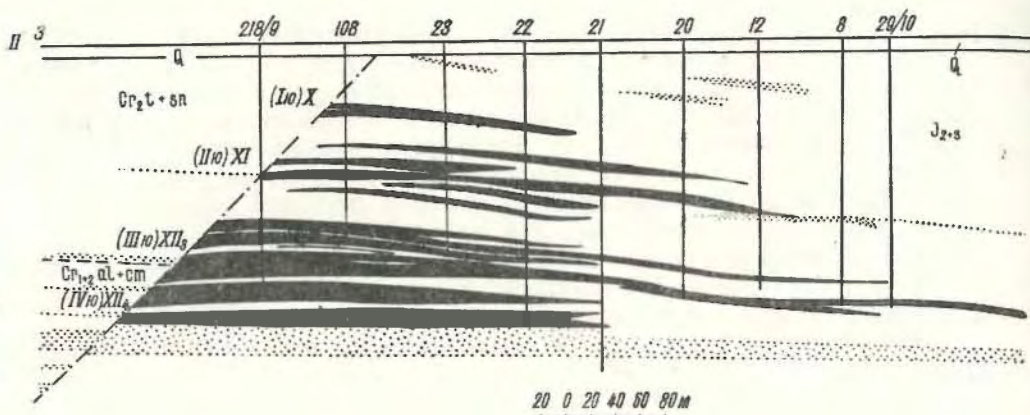


Рис. 42. Доссор. Геологический профиль

В целях повышения уровня добычи нефти и коэффициента нефтеотдачи на месторождении Доссор применяются вторичные методы разработки, которые в дальнейшем необходимо всемерно расширять и дополнительно применять шахтный способ разработки. Доссор славится высоким качеством нефти.

### Джаксымай

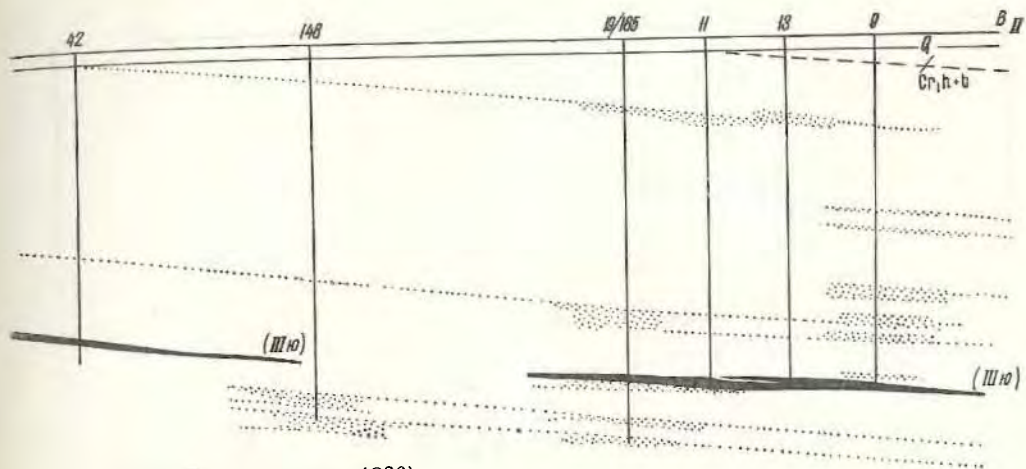
Месторождение Джаксымай находится в Темирском районе Актюбинской области Казахской ССР. Расположено в 25 км к северо-западу от Шубаркудука. В 1930 г. здесь выполнены С. П. Полетаевым гравиметрические исследования, в 1931 г. Н. А. Храмовым составлена геологическая карта масштаба 1 : 25 000. Позднее проведены сейсморазведка и детальные гравиметрические работы. Южная половина купола закартирована в 1935 г. Н. А. Калинин. Месторождение связано с соляным куполом, вытянутым почти в меридиональном направлении (рис. 43 и 44). В своде обнажаются верхнеюрские и меловые отложения; в северной половине свод разбит грабенем на два крыла: восточное — с отложениями верхней юры и западное — с альб-аптом (?) в своде. К югу грабен сильно расширяется и представляет собой дизъюнктивную мульду, заполненную палеогеновыми и неогеновыми отложениями. Северная половина купола отделяется от южной поперечным грабенем, уходящим на запад к куполу Кызылкум и на восток к Ащевулаку.

Глубокое разведочное бурение на Джаксымае начато в 1931 г. Нефтяная залежь найдена лишь на западном крыле северной половины купола в первотриасовых отложениях на глубине 580—640 м. Залежь имеет ограниченные размеры. Эффективная мощность горизонта равна 9 м, добыто нефти на 1 января 1957 года — 275,2 тыс. т. Нефть малосмолистая, высокопарафиновая, бензиновая.

### Жолдыбай

Месторождение Жолдыбай (рис. 45) расположено в 25 км к северо-востоку от промысла Макат.

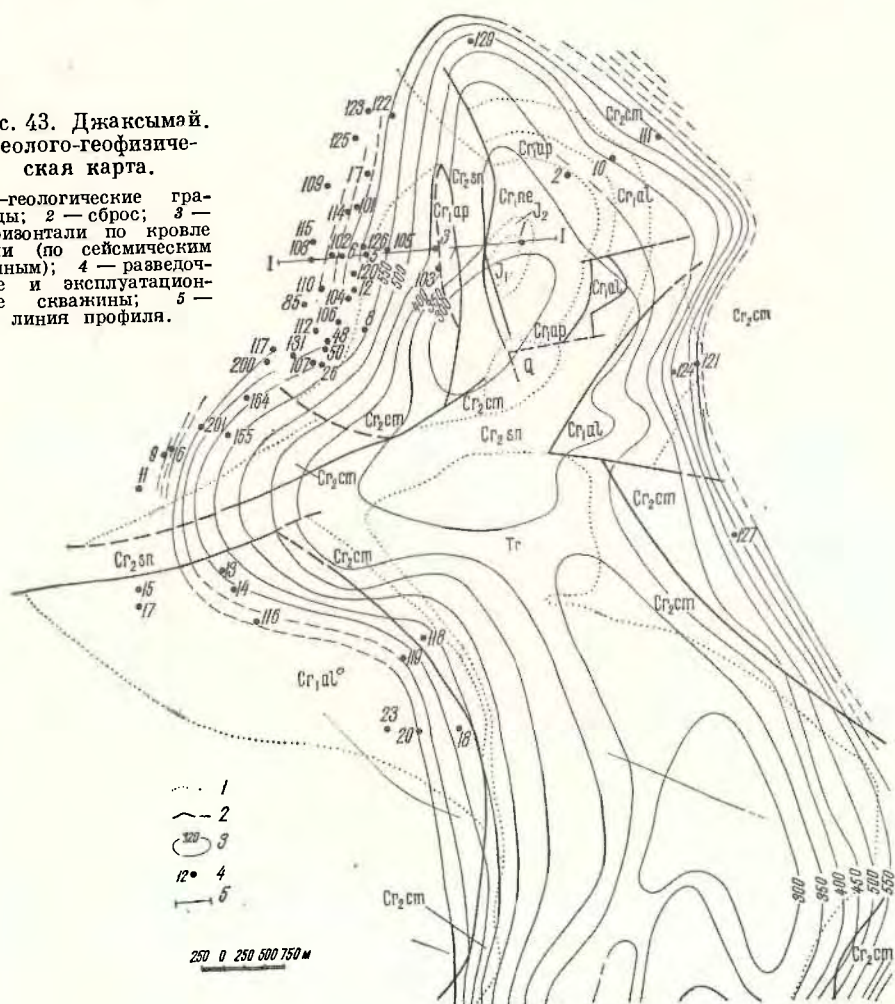
Геологопоисковые работы здесь были начаты еще в 1913—1915 гг., однако они осветили лишь ограниченные участки соляного купола. В 1932 г. маршрутная съемка наметила общие контуры купола. В 1934 г. геологической съемкой закартирована его центральная часть, но ввиду



I — I (по И. С. Ханину, 1936).

Рис. 43. Джаксымай.  
Геолого-геофизическая карта.

1 — геологические границы; 2 — сброс; 3 — горизонталы по кровле соли (по сейсмическим данным); 4 — разведочные и эксплуатационные скважины; 5 — линия профиля.











недостаточно высокого качества работ и сложного строения структуры в 1939—1941 гг. были проведены дополнительное геологическое картирование (М. Н. Баранов), сейсморазведка методом преломленных волн и структурно-поисковое бурение. В итоге была составлена детальная геолого-геофизическая карта масштаба 1 : 25000. В 1941 г. начато глубокое разведочное бурение и в 1944 г. проведена дополнительная сейсморазведка методом отраженных волн. Первая пробуренная скв. 1 вскрыла нефтеносные горизонты в юрских отложениях, однако впоследствии выяснилось, что нефтяное поле простирается узкой оторочкой по периферии вторичного купола на северном крыле Акмечети. К своду этого купола нефтеносные пески переходят в глины (рис. 46). Запасы нефти месторождения оказались крайне ограниченными. Горизонт залегает на глубине 520—530 м и имеет эффективную мощность в 3—7 м. На 1 января 1957 г. из него добыто 55,4 тыс. т нефти.

Ввиду сложности геологического строения и отсутствия опыта разведки подобного вида месторождений дальнейшие разведочные работы были прекращены. Нефть смолистая, малопарафинистая.

### Искине

Разведочные работы здесь были начаты еще в 1908 г. Поводом к их постановке послужили многочисленные поверхностные нефтепроявления. Планомерное изучение геологического строения месторождения и его нефтеносности поставлено лишь после Октябрьской Социалистической революции. С 1925 г. здесь проводилось сначала трестом Эмбанефть, НГРИ, затем объединением Казахстаннефть и Казахстанской геофизической конторой геологическое картирование, геофизические и геохимические исследования, структурно-поисковое и разведочное бурение. Имеется геологическая карта масштаба 1 : 25000.

Геологическое строение месторождения представляется в следующем виде (рис. 47—50). Соляное ядро находится на глубине 100—1200 м. Его сводовая поверхность занимает площадь в 170 км<sup>2</sup>. Породы, покрывающие соль, расчленены грабенами на четыре самостоятельных крыла — южное, восточное, западное и северное. В своде южного крыла обнажается альбеноман. Это крыло разбито поперечным грабеном, сложенным третичными отложениями, на два участка — западный и восточный. В соответствии с первоначальным наименованием южное крыло называется Южным Искине; весь остальной купол, простирающийся к северу, называется Северным Искине. В сводах крыльев Северного Искине обнажается полностью продуктивный разрез, начиная от пермотриаса, юры и мела. Крылья разбиты продольными и поперечными сбросами, которые местами служат экранами для нефти.

Наиболее характерной особенностью купола Искине является существование в его разрезе резкого стратиграфического несогласия между аптом и всеми предшествующими ему отложениями. Апт ложится резко трансгрессивно на соль, пермотриас, юру и неокм. Этим структурным условиям соответствуют стратиграфические залежи нефти (рис. 48 и 49).

Разведочное бурение в дореволюционные годы проводилось на восточном крыле Северного Искине и не дало положительных результатов. Лишь в одной из скважин (скв. 5 Стахеева) был получен небольшой приток нефти с глубины 228 м из пермотриасовых отложений.

Разведочное бурение было возобновлено в 1927 г. трестом Эмбанефть сначала на Северном Искине, а с 1930 г. и на Южном Искине. В 1934 г. из скв. 9 на западном участке Южного Искине был получен фонтан нефти с дебитом около 300 т. Нефтеносный горизонт обнаружен в подошве

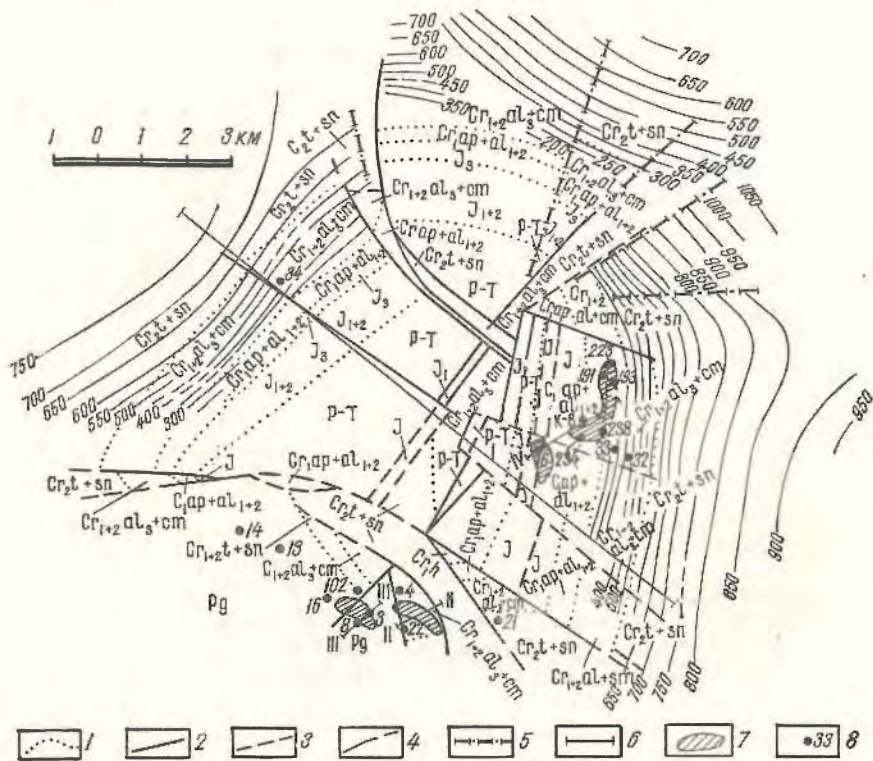


Рис. 47. Искипе. Геолого-геофизическая карта (по М. Ф. Осипову, 1943, В. А. Шилиной и Н. И. Петрову, 1953).

1 — геологические границы; 2 — сбросы на поверхности донеогеновых отложений; 3 — предполагаемые сбросы на поверхности донеогеновых отложений; 4 — изогипсы по III отражающему горизонту (подосва неокома); 5 — предполагаемая проекция пересечения сброса с III отражающим горизонтом; 6 — линия профиля; 7 — нефтяные залежи; 8 — глубокие скважины.

аптских отложений на глубине 677 м. С этого же года началась разработка месторождения. В 1935 г. дополнительно получен небольшой приток нефти на восточном участке того же Южного Искипе в скв. 5. Нефтя-

Таблица 17

Участок	Номенклатура горизонтов		Глубина залегания, м	Эффективная мощность горизонта, м	Добыто нефти с начала разработки до 1/1 1957 г., тыс. т	Сорт нефти
	Промысловая	Унифицированная				
Западное поле	Апт	V <sub>2</sub>	570—820	12—20	636,5	II сорт
Восточное поле	»	V <sub>3</sub>	190—210	10—15		
Северное Искипе	Неоком + пермтриас	VI <sub>1</sub> + XV	218—250	3—6	56,8	IV сорт
Всего:					693,3	



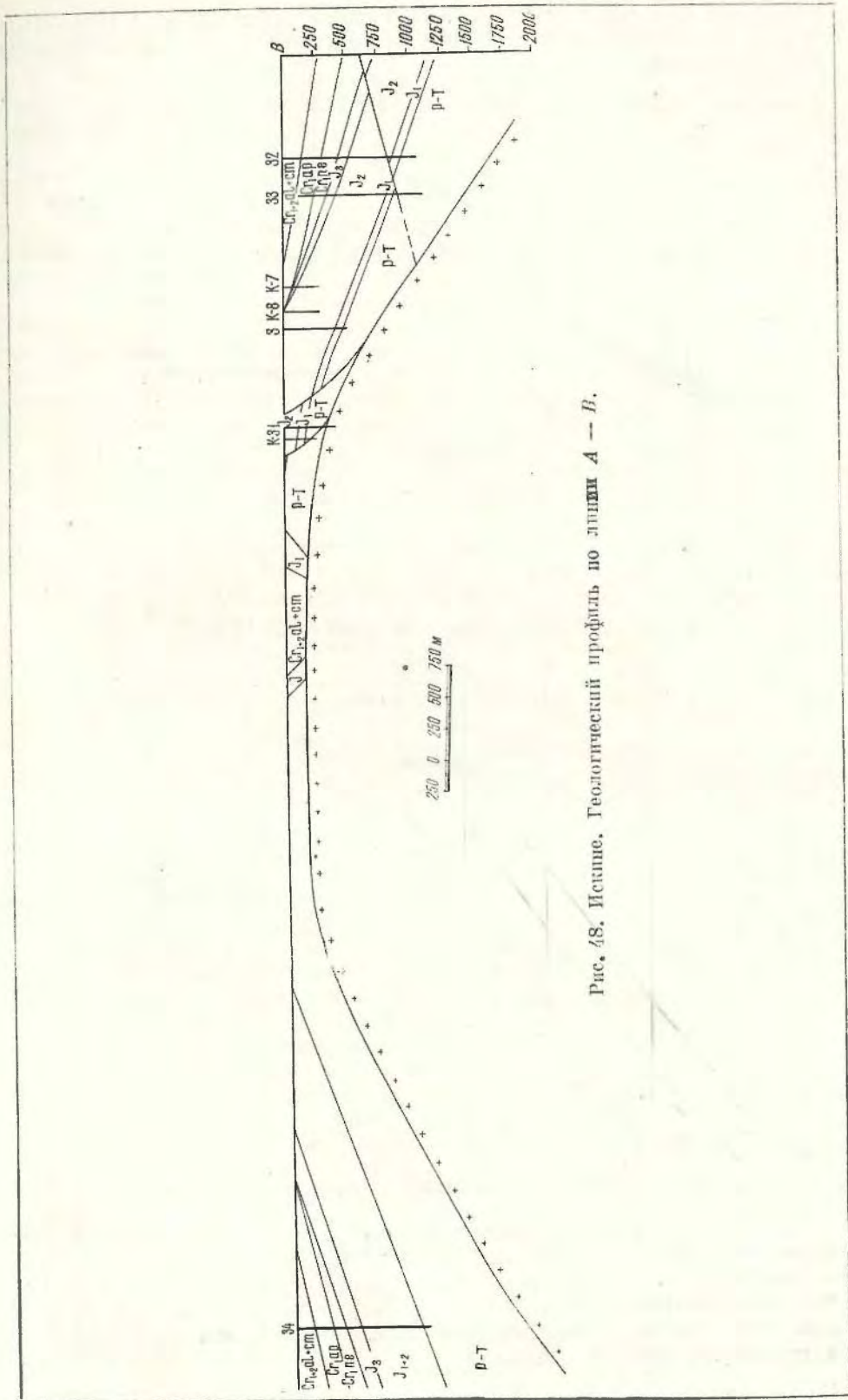


Рис. 48. Искние. Геологический профиль по линии А -- В.

ная залежь восточного участка интенсивно разрабатывалась в 1936—37 гг. В годы Отечественной войны (1943 г.) было установлено ее продолжение на северо-запад.

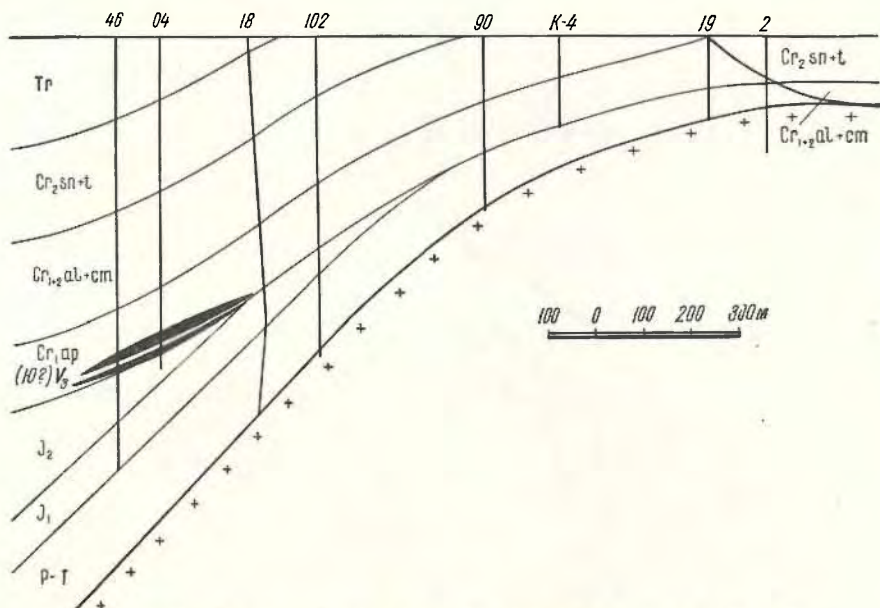


Рис. 49. Искине. Геологический профиль по линии С — Д.

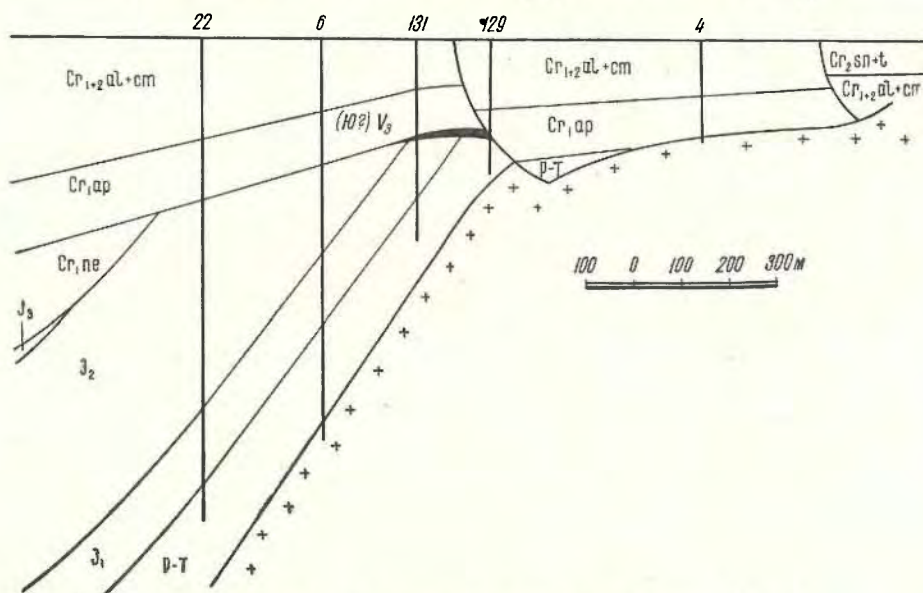


Рис. 50. Искине. Геологический профиль по линии E — F.

На Северном Искине разведочные работы возобновлялись неоднократно. Структурно-поисковыми скв. К-9, 118, 171 и 178 здесь была обнаружена небольшая залежь нефти в пермтриасовых отложениях. Залежь значительно больших размеров была обнаружена в 1951 г. при бурении скв. 191. Эта скважина вскрыла несколько нефтеносных горизонтов в пермтриасовых отложениях.



Номенклатура горизонтов и добыча месторождения приведена в табл. 17.

Нефть Южного Искине очень легкая, уд. вес 0,782, бензпнистая, по товарной характеристике малосмолистая, парафиновая. Нефть Северного Искине малосмолистая, высокопарафиновая.

### Каратон

Нефтяное месторождение Каратон находится в Жплокосинском районе Гурьевской области Казахской ССР, в 70 км к юго-западу от нефтепромысла Косчагыл.

Обильные поверхностные нефтепроявления давно привлекали к нему внимание. С 1900 г. нефтепромышленниками было начато бурение первых разведочных скважин. Скважины бурились неглубокие и были остановлены в верхнемеловых отложениях. Десятки пробуренных в то время скважин давали притоки нефти, но промышленных скоплений нефти открыть ими так и не удалось.

С 1928 по 1936 г. глубокое разведочное бурение на Каратоне проводилось трестом Эмбанефть. Ряд скважин ценою больших усилий был доведен до глубины 1500 м, но промышленных залежей нефти также не было обнаружено.

Ввиду безрезультатности разведочного бурения последнее с 1936 г. было прекращено. В 1947 г., после всестороннего пересмотра проведенных ранее работ, на базе современных представлений о геологическом строении Эмбенских нефтяных месторождений, а также дополнительных геолого-геофизических исследований, было возобновлено глубокое разведочное бурение.

Из числа первых же разведочных скважин, скв. 11 и 18<sup>a</sup> вскрыли мощные нефтяные горизонты в меловых и юрских отложениях. Меловая нефтяная залежь оказалась на глубине 650—750 м, юрская — на глубине 1170—1270 м. Последовавшее затем оконтуривание выявленных нефтяных залежей позволило в 1949 г. ввести месторождение Каратон в промышленную разработку.

Характерными особенностями геологического строения месторождения следует считать: большую глубину залегания соляного ядра и сохранность всего продуктивного разреза. Надсолевые отложения разбиты грабеном и системой сбросов на три крыла (рис. 51 и 52): юго-западное, где обнажается маастрихт, северо-восточное — с датскими отложениями в своде и северо-западное (участок Кошкимбет) с маастрихтом в своде. Поперечными и продольными сбросами крылья разбиты на ряд полей. Нефть добывается на юго-западном и северо-восточном крыльях. На юго-западном крыле разрабатываются четыре участка I, II, III и VI; на северо-восточном крыле — V участок. Основными нефтеносными горизонтами являются: альбский, аптский и неокомский. Юрские отложения оказались нефтеносными лишь на юго-западном крыле (III участок). В незначительной степени нефтеносен сенон-турон. Всего насчитывается в продуктивном разрезе месторождения семь нефтеносных горизонтов.

Номенклатура горизонтов и сведения о добыче нефти месторождения приведены в табл. 18.

Месторождение заслуживает дальнейшей разведки, имеются недостаточно разведанные поля на северо-восточном крыле, район обильных поверхностных нефтепроявлений на юго-западном крыле (к северо-западу от VI участка).

Каратонская нефть относится к малосмолистым, высокопарафиновым.







Таблица 18

Участок	Номенклатура горизонтов		Глубина залегания, м	Эффективная мощность, м	Добыто нефти с начала разработки до 1/1 1957 г., тыс. т	Сорт нефти
	Промысловая	Единая				
I + II	Альб	IV <sub>3</sub>	620—650	I участок 3,5—15 II участок 5,8—20	563,3 —	IV сорт
1 + II	Апт	V <sub>3</sub>	685—720	3—8	153,6	
I + II	Неоком	VI <sub>2</sub>	710—730	4—19	302,3	
III	Альб Юра	X <sub>1</sub>	1160—1180	2—5	5,7 50,4	
IV	Третичные Альб Апт	— — —	— — —	— — —	— 0,5 1,3	
Северо-Восточное поле V	Мел	—	—	—	1,0	
	Верхний альб	IV <sub>1</sub> + IV	440—460	16—24	3,1	
	Средний альб	—	—	—	105,5	
	Нижний альб	—	—	—	82,7	
	Апт	V <sub>3</sub>	670—740	3—7	201,3	
Неоком	VI <sub>2</sub>	680—760	8—17	420,7		
Юра	—	—	—	—	5	
Третичные	—	—	—	—	—	
Маастрихт	—	—	—	—	—	
VI	Апт	V <sub>3</sub>	860	7—10	9,3	
	Неоком	VI <sub>2</sub>	880	7—10	119,8	
	Всего:				2024,5	

### Карсак

Месторождение расположено в центральной части Южно-Эмбенского нефтеносного района в 25 км от северного побережья Каспийского моря и в 130 км к востоку от г. Гурьева.

Ближайший населенный пункт — промысел Байчунас — находится в 35 км к северо-западу от Карсака.

Минимум Карсак был открыт маршрутной съемкой 1931 г. Солянокупольная структура, соответствующая минимуму Карсак, выявлена сейсмическими работами в 1948 г. В 1950—1952 гг. на куполе проведен значительный объем структурно-поискового бурения. Глубокое разведочное бурение начато в 1953 г. на западном крыле структуры. В результате его установлена промышленная нефтеносность альбских отложений.

К 1960 г. глубоким разведочным бурением выявлены и оконтурены нефтяные залежи на восточном и западном крыльях структуры в отложениях альба, апта и неокома.

В геологическом строении купола участвует весь комплекс отложений от гидрохимической толщи нижнепермского возраста до верхнемеловых включительно, несогласно перекрытых отложениями каспийской трансгрессии.

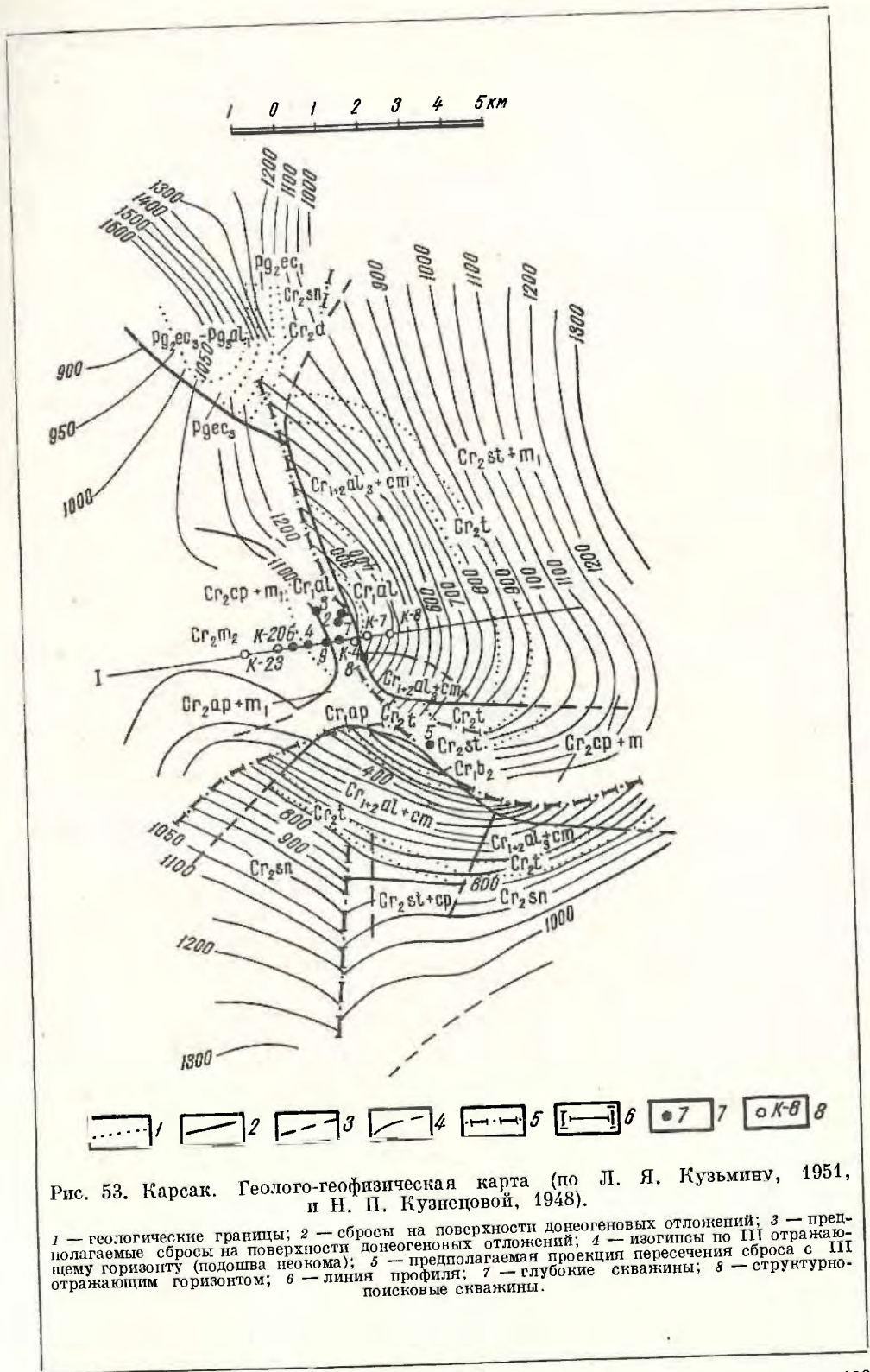


Рис. 53. Карсак. Геолого-геофизическая карта (по Л. Я. Кузьмину, 1951, и Н. П. Кузнецовой, 1948).

1 — геологические границы; 2 — сбросы на поверхности донеогеновых отложений; 3 — предполагаемые сбросы на поверхности донеогеновых отложений; 4 — изогипсы по III отражающему горизонту (подошва неокома); 5 — предполагаемая проекция пересечения сброса с III отражающим горизонтом; 6 — линия профиля; 7 — глубокие скважины; 8 — структурно-поисковые скважины.



Карсак представляет собой типичную солянокупольную структуру, размером примерно  $10 \times 5$  км (рис. 53). Соляное ядро купола вытянуто в меридиональном направлении и лежит на продолжении большой оси купола Сатепалды, соединяясь с ним соляным перешейком. Соляное ядро купола осложнено двумя локальными поднятиями, в сводах которых соль залегает на глубине 700—800 м. Северное поднятие почти меридионального простирания, характеризуется крутым западным ( $50^\circ$ ) и пологим ( $14^\circ$ ) восточным склонами. Южное поднятие юго-восточного направления имеет крутой северо-восточный ( $40^\circ$ ) и пологий ( $20^\circ$ ) юго-западный склоны.

Грабенom почти меридионального направления структура надсолевых пород разделена на три крыла: восточное, западное и южное. Крылья, в свою очередь, поперечными и продольными сбросами разбиты на отдельные поля и блоки.

Восточное крыло ограничено с запада и с юга сбросом грабена с углами падения  $55$ — $60^\circ$ ; амплитуда сброса по подошве альба равна 700—800 м. В пределах крыла отмечается несоответствие наиболее поднятых частей по подошве антских и по подошве неокомских отложений. Смещение происходит в южном направлении. Южное крыло с северо-запада, севера и северо-востока ограничено сбросом грабена. Углы падения сброса —  $50$ — $55^\circ$ .

Западное наиболее опущенное крыло, ограниченное с северо-востока, востока и юго-востока сбросом грабена, осложнено очень пологой антиклинальной складкой северо-северо-западного простирания.

Наиболее интересным в нефтеносном отношении является западное крыло (рис. 54), в пределах которого установлены восемь нефтяных горизонтов: туронский; I и II альб-сеноманские; 1 и 2 — промежуточные; III — альб-сеноманский; IV — среднеальбский; V — нижнеальбский и VI — нижеаптский. На восточном и южном крыльях структуры продуктивные горизонты приурочены к неокомским отложениям. Глубина залегания нефтяных горизонтов на различных участках колеблется от 33 до 700 м. Литологически нефтяные горизонты месторождения представлены чередованием песков и песчаников с прослоями глин. Ряд продуктивных пластов четко прослеживается лишь в сводовых частях структуры, сливаясь в одну толщу на ее погружении. В разрезе пород V и VI горизонтов, в отличие от остальных, глинистые прослои по простиранию выклиниваются. Это обуславливает неравномерное и на небольших расстояниях резкое изменение нефтенасыщенной мощности горизонтов на отдельных участках площади.

Общая мощность каждого горизонта колеблется от 4 до 32 м.

Нефтяные залежи относятся к типу пластовых, экранированных плоскостью сброса. Режим нефтяных горизонтов в основном водонапорный с малоактивными и активными контурными водами. Контуры нефтеносности продуктивных горизонтов подчиняются современной структуре вмещающих их отложений.

Начальный дебит нефти по горизонтам колеблется от 0,5—0,28 до 15—35,8 т в сутки. Наибольший начальный дебит — 42,7 т в сутки отмечен по VI горизонту. Начальный газовый фактор для V и VI горизонтов составил 1,3—1,2 м<sup>3</sup>/т, для неокомского горизонта восточного крыла — 4,5—17,8 м<sup>3</sup>/т. Среднесуточный дебит нефти на одну скважину на 1 I 1960 г. колебался в пределах 0,1—9,1 т по горизонтам западного крыла и 2,5—10,8 т — восточного крыла.

Нефти месторождения относятся к малосернистым, смолистым и высокосмолистым. Удельный вес — 0,826—0,933; нефти характеризуются

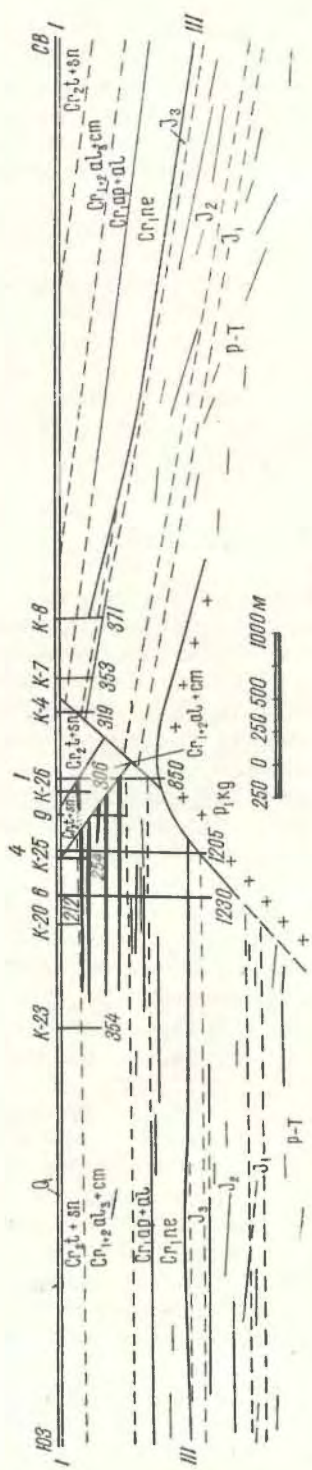


Рис. 54. Карсак. Геолого-геофизический профиль I — I. Составил В. С. Днепров.



высокой вязкостью, варьирующей по отдельным горизонтам от 28 до 1259 *сст* при 20° С; содержание смол равно 9—52%; серы — 0,01—0,45%, парафина — незначительное количество. Выход светлых фракций до 300° по всем горизонтам колеблется от 11 до 34,5%. Нефти I—VI горизонтов содержат масла, средний выход которых составляет 40%. По существующей классификации эти масла относятся ко II сорту.

На месторождении Карсак попутный газ имеется только в IV и V горизонтах западного крыла. Все остальные нефтяные горизонты газа не содержат. Газ IV горизонта относится к типу метановых. Удельный вес его — 0,810; содержание метана — до 70,4%, тяжелых углеводородов — 27,9%, азота — 1,1%, кислорода — 0,3%.

На промысловой площади западного крыла насчитывается большое число водоносных горизонтов. В восьми из них вода оконтуривает нефтяные залежи, остальные являются чисто водоносными. Воды безнапорные, их пьезометрические поверхности лежат ниже уровня моря; при пробной эксплуатации статические уровни устойчивые. Воды относятся к типу хлоркальциевых. Удельный вес — 0,998—1,672. Минерализация вод изменяется с глубиной от 399 до 737,7 *мг/экв*.

### Косчагыл

Месторождение расположено в Жилокосинском районе Гурьевской области, в 180 *км* на восток от г. Гурьева. Подготовка его под глубокую разведку проводилась трестом Эмбанефть, начиная с 1927 г. Рекогносцировочная съемка выполнена Н. Н. Михайловым, геологическое картирование — П. Я. Авровым. Начиная с 1933 г. месторождение неоднократно доизучалось при помощи сейсморазведки, структурно-поискового и картировочного бурения.

Месторождение Косчагыл в структурном отношении (рис. 55), представляет собой соляной купол, вытянутый в северо-западном направлении. По длинной оси (по границе альб-сеноманских отложений) купол протягивается на 15 *км*, по короткой оси — на 6 *км*. В строении купола принимает участие нормальный для Южной Эмбы разрез отложений, начиная от конгура, верхней перми и кончая сеноном. По сравнению с Доссором мощности несколько увеличены. Надсолевая толща пород разбита двумя грабенами на три крыла: северное, южное и восточное. На северном крыле в своде обнажаются альб-сеноманские отложения, на южном — среднеюрские и на восточном — сенон-туронские.

Дополнительными сбросами северное крыло разделяется на пять полей. В их числе центральное, к которому приурочена основная залежь нефти (рис. 56), северо-западное, где также имеется нефть (рис. 57), но в меньших количествах, и восточные поля, где нефти не обнаружено. Южное крыло состоит из двух полей: юго-западного и юго-восточного. Юго-западное поле нефтеносно, нефть залегает в пермотриасовых отложениях на глубинах от 80 до 180 *м*. На соседнем юго-восточном поле нефти не обнаружено. Оказалось непродуктивным и восточное крыло купола. Все залежи многопластовые и содержат от 4 до 17 нефтеносных горизонтов.

Глубокое разведочное бурение было начато в 1931 г. В 1932 г. получен фонтан нефти из среднеюрских отложений с глубины 344—396 *м* (скв. 6), после чего промысел введен в разработку.

Номенклатура горизонтов и добыча нефти на месторождении приведены в табл. 19.

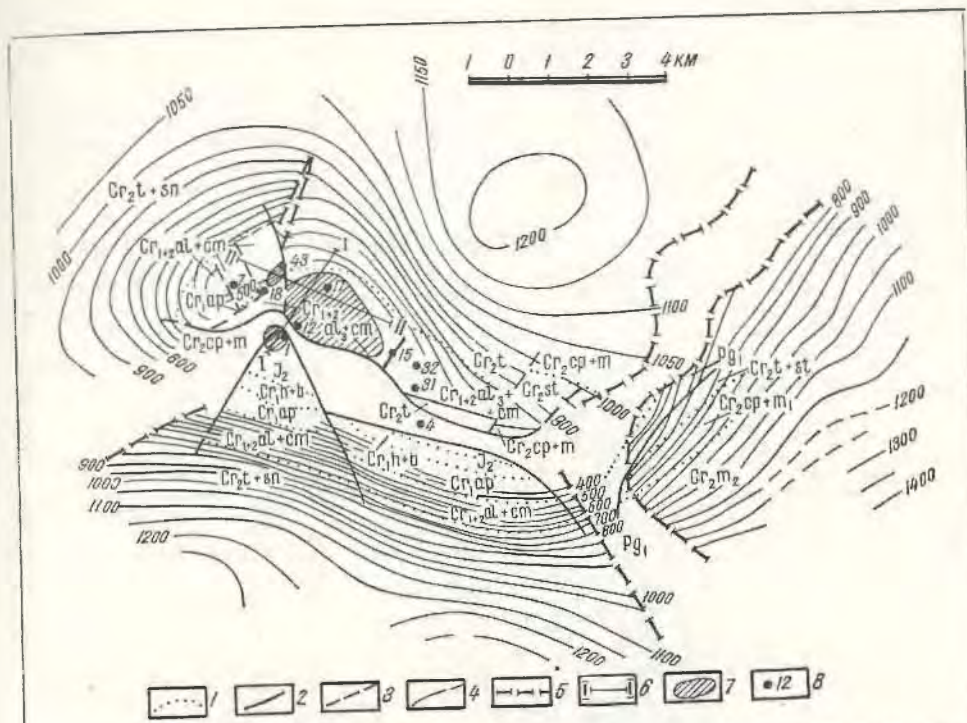


Рис. 55. Косчагыл. Геолого-геофизическая карта (по материалам Казахстана нефти и Казахстанисфгеофизики).

1 — геологические границы; 2 — сбросы на поверхности донеогеновых отложений; 3 — предполагаемые сбросы на поверхности донеогеновых отложений; 4 — изогипсы по III отражающему горизонту (плоскость неокма), 5 — проекция пересечения плоскости сброса с III отражающим горизонтом; 6 — линия профиля; 7 — нефтяные залежи; 8 — глубины скважины.

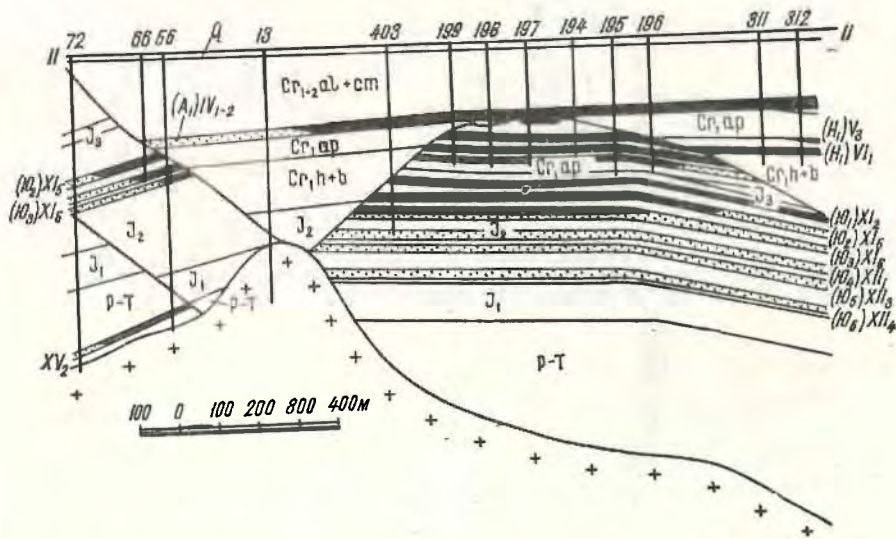


Рис. 56. Косчагыл. Геологический профиль II — II (по материалам Казахстана нефти).



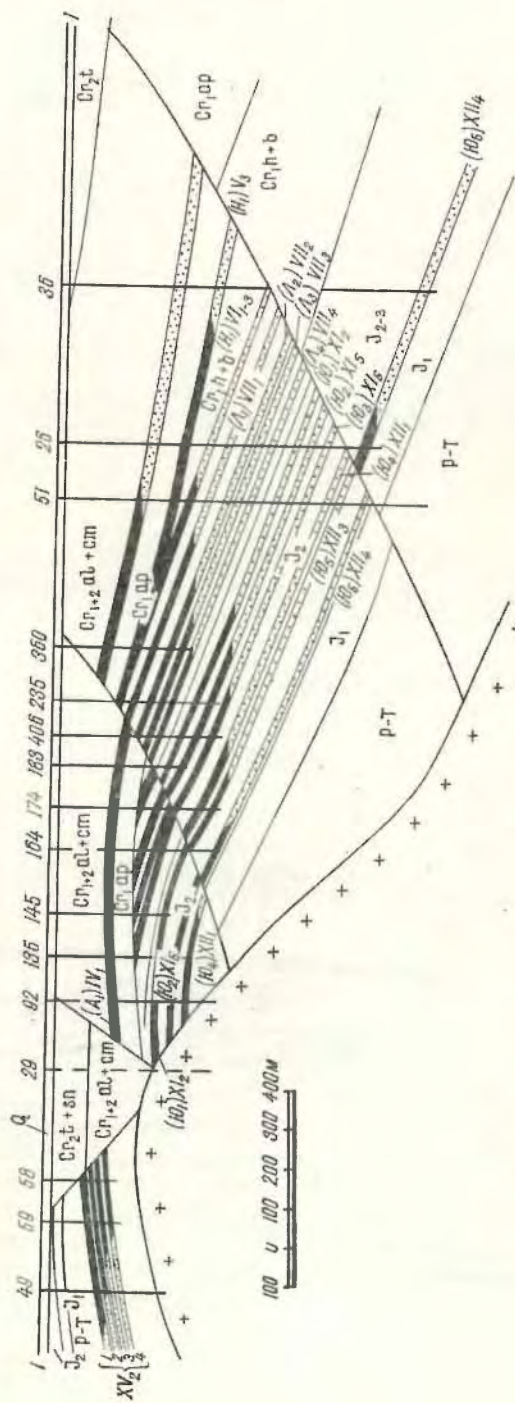


Рис. 57. Косыгул. Геологический профиль I — I (по материалам Казахшафты).

Участок	Номенклатура горизонта		Глубина залегания, м	Эффективная мощность горизонта, м	Добыто нефти с начала разработки до 1/1 1957 г., тыс. м	Сорт нефти
	Промысловая	Унифицированная				
Основная промысловая площадь	I неокомский	V <sub>3</sub>	180—370	10—30	767,8	III сорт бензиновая
	II »	VI <sub>1</sub>	200—360	13—15	80,5	
	III »	VI <sub>2</sub>	200—300	6—8	11,1	
	IV »	VI <sub>3</sub>	215—310	9—12	101,3	
	III + III + III + III + IV	V <sub>3</sub> — VI <sub>1</sub> — VI <sub>2</sub> — VI <sub>3</sub>	180—310	—	189,1	
	Неоком-юрский	—	—	—	520,2	
	I литер.	VII <sub>1</sub>	200—340	—	10,2	
	II литер.	VII <sub>2</sub>	210—350	12—15	114,8	
	III »	VII <sub>3</sub>	250—360	7—20	111,0	
	IV »	VII <sub>4</sub>	280—340	12—18	146,3	
	I + II + III + IV юрский	XI <sub>2</sub>	290—340	5—8	52,2	
	II »	XI <sub>5</sub>	300—430	9	31,3	
	III »	XI <sub>6</sub>	300—410	7,7	330,9	
	IV »	XII <sub>1</sub>	350—440	6,8	71,3	
	V »	XII <sub>3</sub>	380—450	9	103,7	
	VI »	XII <sub>4</sub>	430—470	7,2	189,2	
Северо-Западное поле	Альб	IV <sub>1</sub>	80—90	—	—	
	I—II—III—IV	VI <sub>1</sub>	90—120	—	5,0	
	Неокомский	VI <sub>1</sub>	140—180	—	—	
	I—II—III юрский	X <sub>4</sub> —X <sub>5</sub>	260—340	6—10	77,7	
Юго-западное поле	I—II—III—IV пермотриас	XV <sub>2</sub>	80—180	4	137,0	
Юго-западное поле	Пермотриас	—	—	—	—	
Восточное поле	»	—	—	—	—	
Кузбэк	Юрский	—	—	—	—	
Всего:					3251,6	

### Кошкар

Месторождение Южный Кошкар расположено в Макатском районе Гурьевской области Казахской ССР, в 17 км от нефтепромысла Сагиз и в 35 км от нефтепромысла Макат.

Месторождение приурочено к соляному куполу, выявленному в 1928—1929 гг. маршрутной съемкой. Плановое изучение его начато с 1941 г. В настоящее время имеется сводная геолого-геофизическая карта, включающая в себя результаты геологического картирования в масштабе 1 : 25000, сейсморазведки, структурно-поискового и глубокого разведочного бурения (рис. 58).



В строении купола принимает участие нормальный для Южной Эмбы комплекс отложений от пермских до сеион-туронских включительно, соль залегает на глубине 200—300 м. Соляной купол вытянут

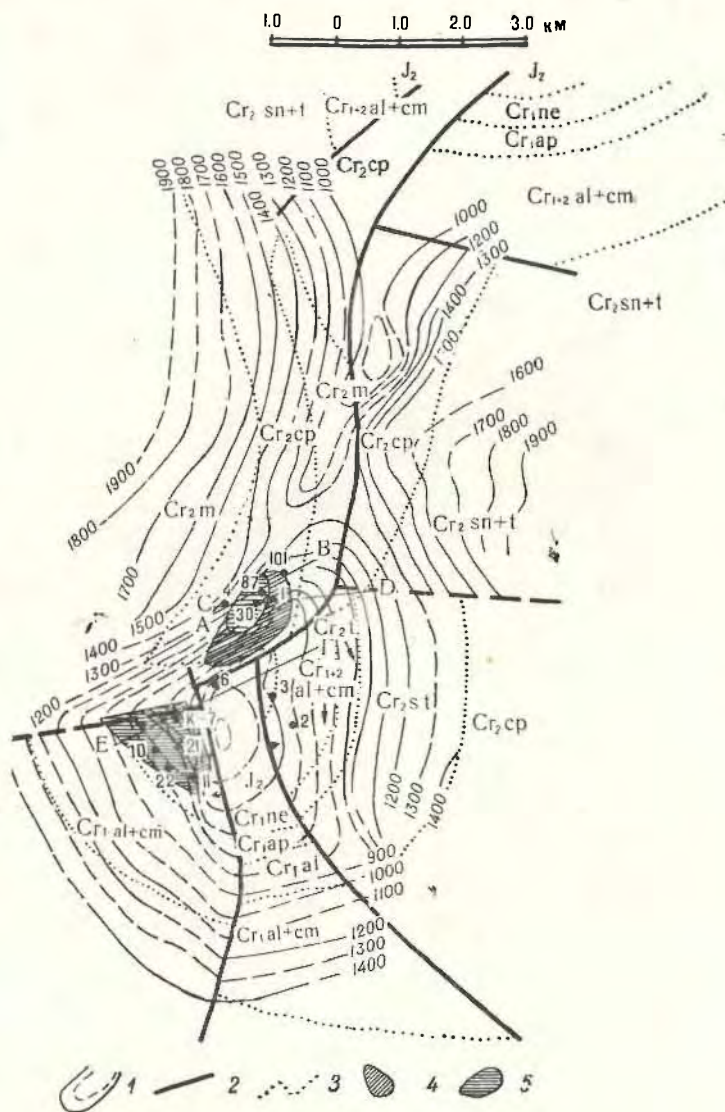


Рис. 58. Кошкар. Геолого-геофизическая карта.

1 — горизонталы по кровле соли, по данным сейсмики преломленных волн; 2 — выход сброса на поверхность; 3 — стратиграфические границы; 4 — меловая нефтяная залежь; 5 — юрская нефтяная залежь.

почти в меридиональном направлении, наиболее крутым склоном его является северо-западный, остальные имеют сравнительно пологое погружение. Каждому из склонов в надсолевых отложениях соответствует крыльевое поднятие. Крутому северо-западному склону соответствует северо-западное опущенное крыло, в своде его обнажаются кампанские и маастрихские отложения. С этим крылом связана основная нефтяная залежь месторождения (рис. 59 и 60). Юго-западное крыло в своде сложено альбом. Здесь располагается вторая нефтяная залежь (рис. 61). Юго-

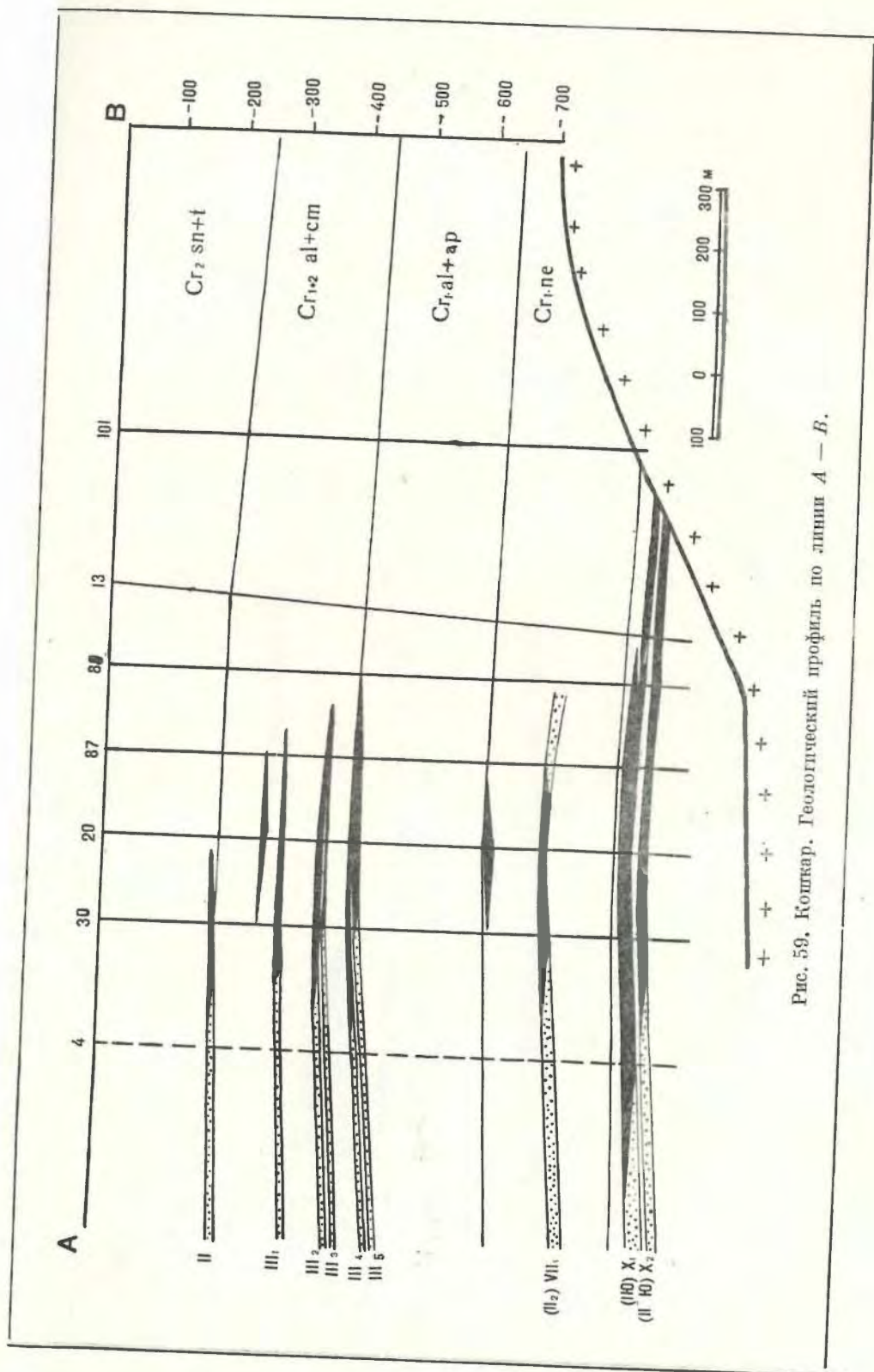


Рис. 59. Кошкар. Геологический профиль по линии А — В.



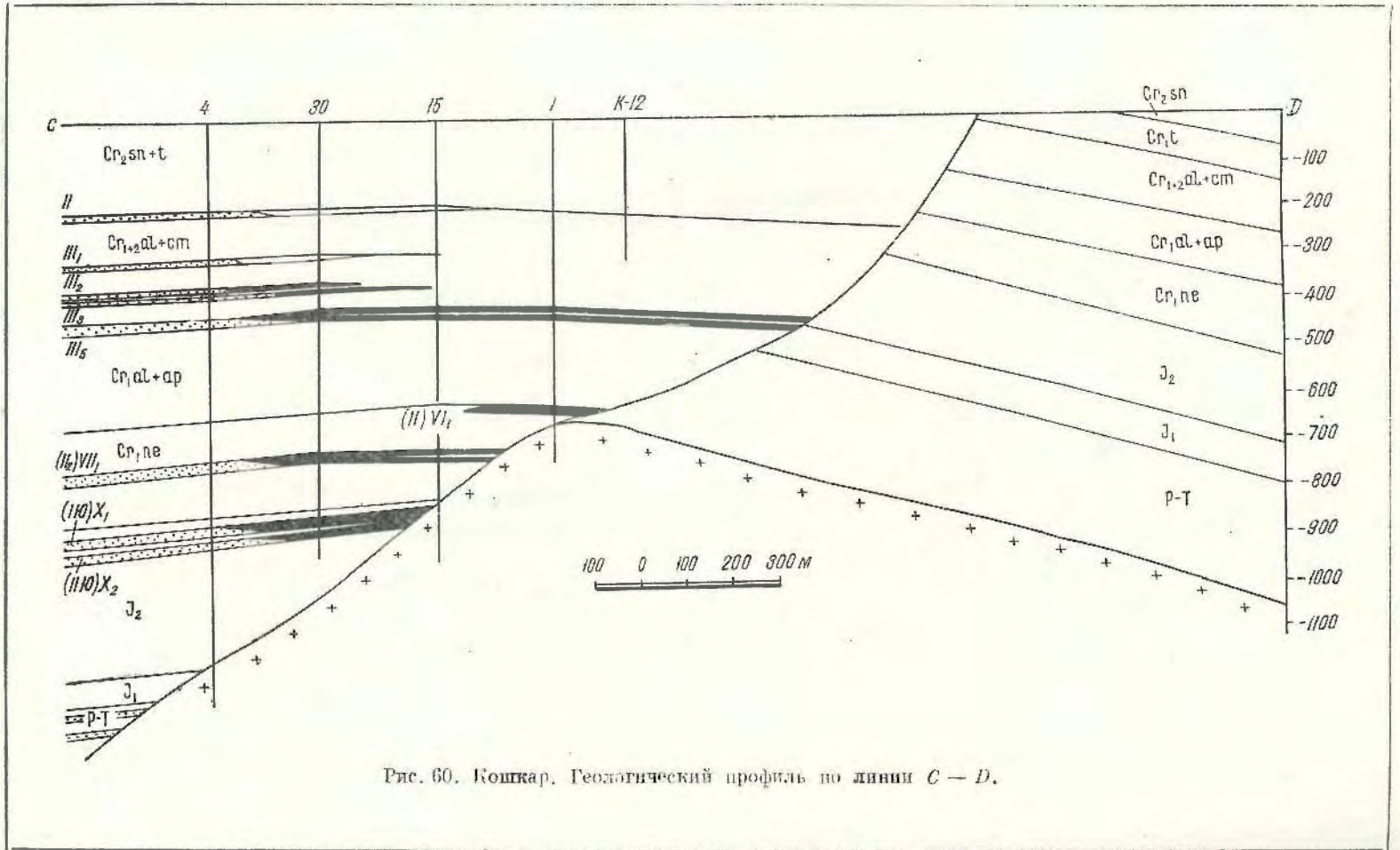


Рис. 60. Кошкар. Геологический профиль по линии C — D.

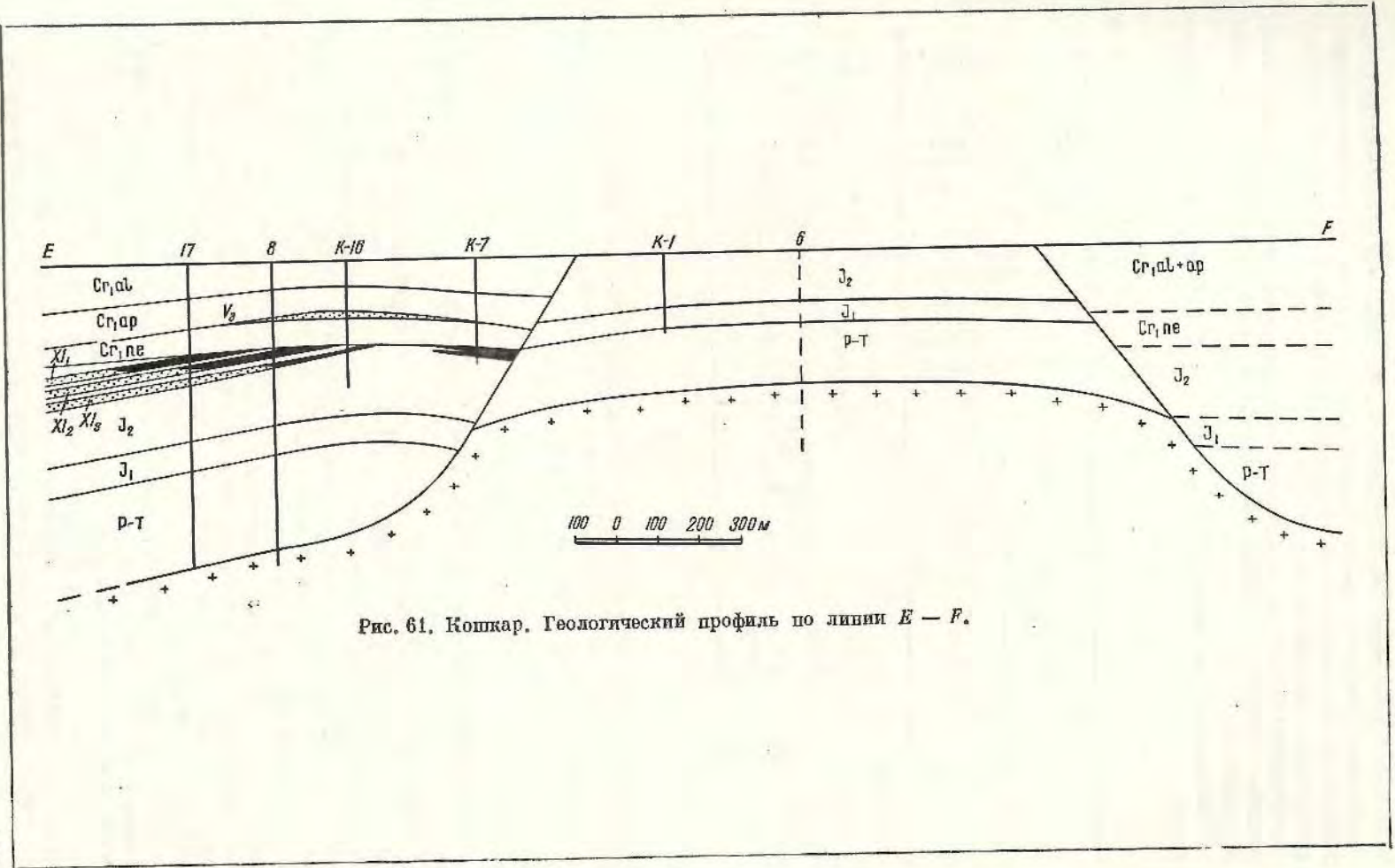


Рис. 61. Кошкар. Геологический профиль по линии E — F.

восточное крыло также сложено альбом, сеноманом и более молодыми отложениями. На этом крыле промышленные залежи нефти не выявлены. Между двумя последними крыльями располагается горст, сложенный среднеюрскими отложениями.

Промышленная нефтеносность юго-западного поля Кошкара установлена в 1944 г. В октябре месяце того же года месторождение введено в разработку.

Номенклатура горизонтов и сведения о добыче нефти приводятся в табл. 20.

Таблица 20

Участок	Номенклатура горизонта		Глубина залега- ния, м	Эффективная мощность гори- зонта, м	Добыто нефти с начала разработ- ки до 1/1 1957 г., тыс. т	Сорт нефти
	Промысловая	Унифициро- ванная				
Юго-западное поле	I—II—III юрские	XI <sub>1</sub> + XI <sub>2</sub> + + XI <sub>3</sub>	160—235	8—4—3	352,0	I мас- ляная
Северо-запад- ное поле	a + c	III <sub>2</sub> + III <sub>3</sub> + + III <sub>4</sub> + III <sub>5</sub>	390—415	5—10	99,3	III
	I — II — III юрские	X <sub>1</sub> + X <sub>2</sub> + X <sub>3</sub>	820—900	10—12 10—15	842,4	I
Всего:					1293,7	

Нефть северо-западного Кошкара принадлежит к смолистым, парафиновым, а юго-западного Кошкара — к смолистым, парафиновым, из которых готовятся масла.

### Кулсары

Месторождение расположено в Жилокосинском районе Гурьевской области.

Изучение месторождения начато в связи с установлением промышленной нефтеносности соседнего — Косчагыльского купола. В 1933 г. рекогносцировочной съемкой здесь был установлен минимум силы тяжести, свидетельствующий о наличии соляного купола. В 1934 г. проведено геологическое картирование в масштабе 1 : 50000 и электроразведка. В следующем 1935 г. проводится сейсморазведка по методу преломленных волн, детальная съемка и начинается глубокое разведочное бурение. К этому времени выясняются основные черты геологического строения купола и присутствие на его своде нефтепроявлений, как в поверхностных, так и в коренных породах, вскрытых картировочными скважинами.

Ядро соляного купола находится на глубине 200—1500 м, имеет овальную форму и простирается с северо-запада на юго-восток. Толща пород, покрывающая соль, состоит из нормального для Южной Эмбы комплекса, начиная от красноцветов верхней перми до белого мела сенона включительно. Грабенами купол расчленен на три крыла: восточное, западное и северо-восточное. В своде купола обнажаются



на западном крыле нижнеюрские отложения, на восточном и северо-западном крыльях — альб-сеноманские (рис. 62).

Первые же разведочные скв. 1 и 3, заложенные на опущенном восточном крыле, вскрыли в юрских отложениях нефтеносные пески. В 1936 г. вводится в глубокую разведку северо-восточное крыло. Пробуренные здесь скв. 9, 7 и другие дали слабые притоки нефти из аптских и неокомских отложений. Одновременно с глубокой разведкой, начиная с 1935 г., проводится структурно-поисковое бурение. В результате уточнено геологическое строение месторождения, выявлено, что в своде западного

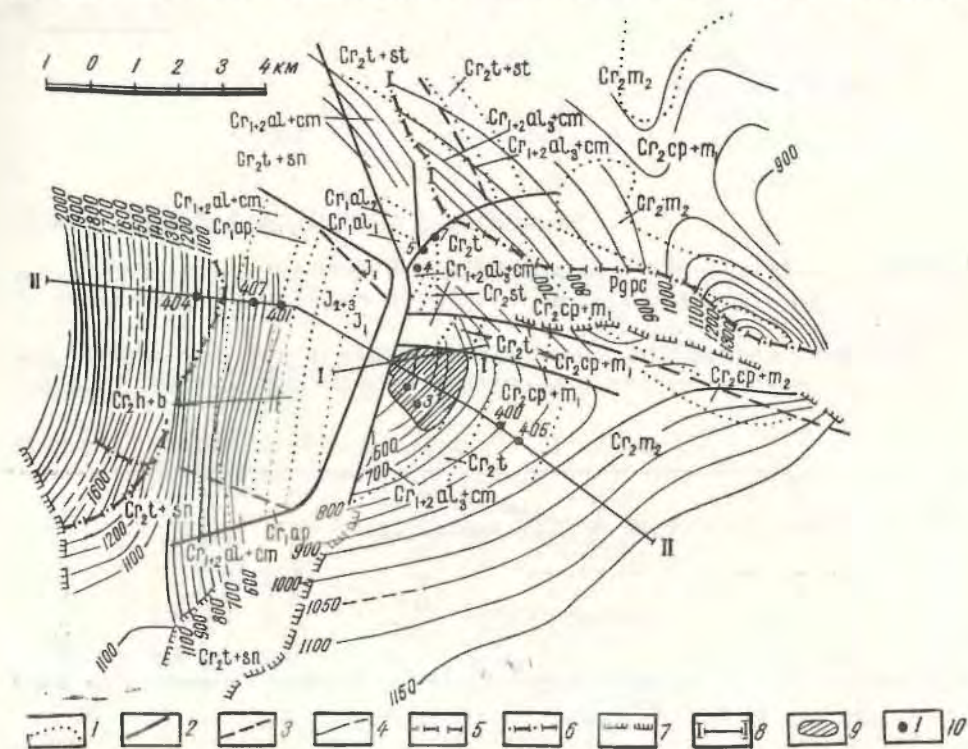


Рис. 62. Кулсары. Геолого-геофизическая карта (по материалам Казахстаннефти и Казахстаннефтегеофизики).

1 — геологические границы; 2 — сбросы на поверхности донеогеновых отложений; 3 — предполагаемые сбросы на поверхности донеогеновых отложений; 4 — изогипсы по III отражающему горизонту (подшоша неокома); 5 — проекция пересечения плоскости сброса с III отражающим горизонтом; 6 — предполагаемая проекция пересечения сброса с III отражающим горизонтом; 7 — предполагаемая линия прекращения корреляции III отражающего горизонта; 8 — линия профиля; 9 — нефтяные залежи; 10 — глубокие скважины.

крыла нефтеносность отсутствует, на восточном крыле прослеживаются нефтеносные горизонты в отложениях апта и неокома. В последующие годы, вплоть до 1953 г., проводились работы по уточнению геологического строения и нефтеносности месторождения. Проводились: сейсморазведка по методу отраженных волн (1936 г., 1943—1944 гг., 1952 г.), газовая съемка (1936 г.), дополнительное геологическое картирование в масштабе 1 : 25000 (1942 г.). В настоящее время составлены сводные геолого-геофизические карты масштаба 1 : 25000, отражающие строение мезозойско-кайнозойского и пермотрпасового структурных этажей. По результатам глубокого разведочного бурения составлены детальные структурные карты для различных нефтеносных горизонтов и поверхности соли.

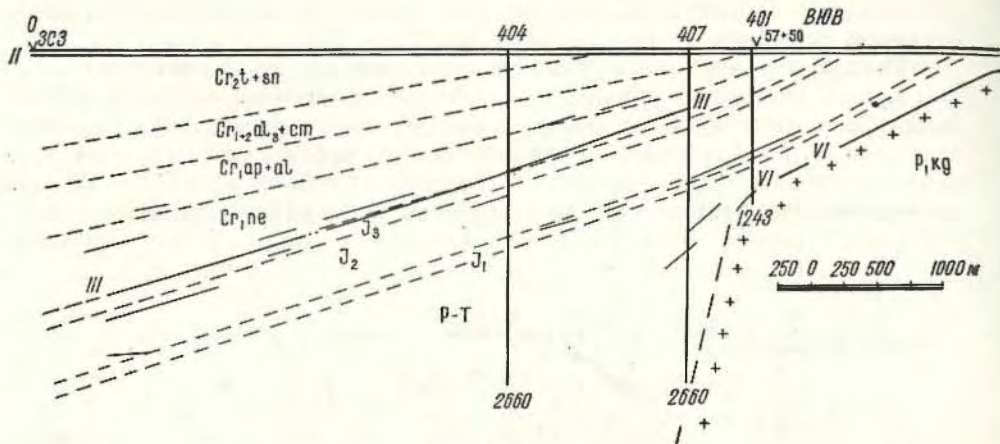


Рис. 63. Кулсары. Геолого-геофизический профиль

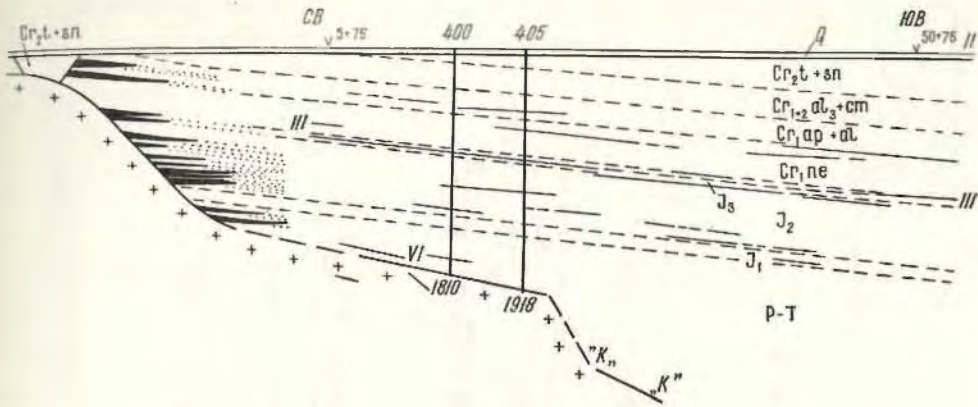
Глубокой разведкой освещена нефтеносность мезозоя и начата разведка нефтеносности верхней перми в условиях погребенного предтриасового структурного этажа (рис. 63).

Кулсаринское месторождение, по сравнению с другими Эмбенскими месторождениями, обладает наибольшим числом нефтеносных горизон-

Таблица 21

Номенклатура горизонтов		Глубина залегания, м	Эффективная мощность, м	Добыча нефти с начала разработки до 1/1 1957 г., тыс. т	Сорт нефти
Промысловая	Унифицированная				
I альбский	IV <sub>3</sub>	140—180	10	177,6	Масляная
II — III аптский	V <sub>3</sub>	215 + 280			
I неомский	VI <sub>1</sub>	+370	5—6	446,0	То же
IV верхнеюрский	VIII <sub>1</sub>	470—530	20	19,1	
VII + VIII юрский	XI <sub>1</sub> — IX <sub>3</sub>	605—650	4	132,8	Бензиновая юрская
IX »	X <sub>1</sub>	600—670	5—8	—	
X »	X <sub>2</sub>	—			
XI »	X <sub>3</sub>	700	3—5	—	
XII »	X <sub>4</sub>	720—730	8—10	—	
IX + XI + XII + XII <sup>a</sup> + XIII — XIII <sup>a</sup>	X <sub>1</sub> + X <sub>3</sub> + X <sub>4</sub> + X <sub>5</sub> + X <sub>6</sub> + XI <sub>1</sub>	—	10	—	
XVI	XI <sub>4</sub>	860—890	8—10	94,9	—
XVI + XVIII	XI <sub>4</sub> + XI <sub>6</sub>	860—940	8	—	
XVIII	XI <sub>5</sub>	880—910	17	159,2	—
XVIII + XIX + XIX <sup>a</sup> + XX	XI <sub>6</sub> + XII <sub>1</sub> + XII <sub>2</sub> + XII <sub>3</sub>	940—1030	5—13	256,9	
XXI — XXII — пермтриасовый		1160—1240	20—15	1526,6	—
XXIII пермтриасовый		1170—1220	16—6,5	205,6	
XXIV »		1260—1280	8—5	34,4	
Всего:				3113,0	





II — II. Составил В. С. Днепров, 1956.

тов (24 горизонта) и наибольшим этажом нефтеносности (1110 м) (рис. 64). Разработка месторождения начата в 1939 г. после получения фонтана нефти из скв. 10.

Сведения о добыче нефти и номенклатура горизонтов приведены в табл. 21 (участок восточного поля).

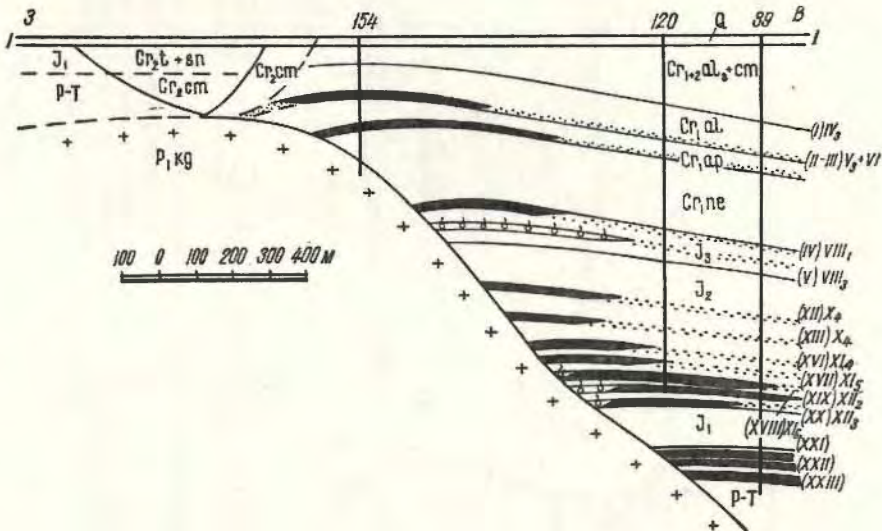


Рис. 64. Кулсары. Геологический профиль I — I (по материалам Казахстаннефти).

Перед дальнейшими разведочными работами на Кулсарах стоят большие задачи. Могут оказаться нефтеносными верхнепермские отложения на восточном склоне купола, у погребенного крутого склона его и мезозойские; верхнепермские отложения на западном склоне у экранирующих периферийных сбросов и также погребенных крутых склонах соли.

### Комсомольский (Нармунданак)

Месторождение расположено в 180 км к северо-востоку от г. Гурьева и в 85 км к юго-востоку от промысла Доссор.

Месторождение приурочено к солянокупольной структуре, ось кото-

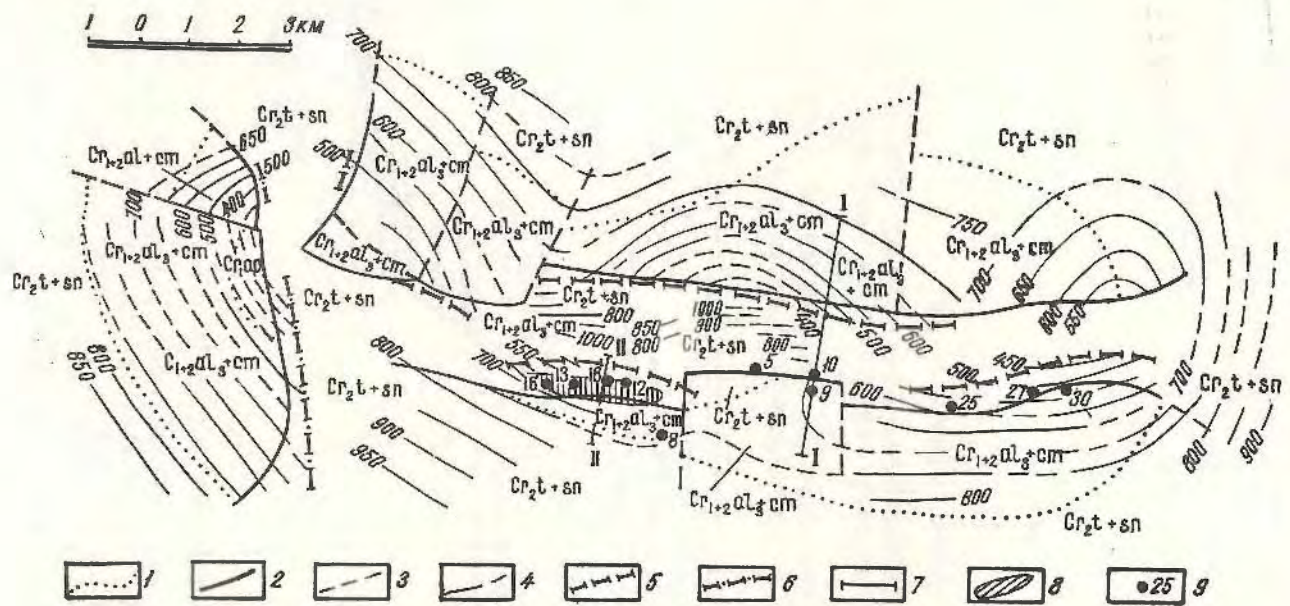


Рис. 65. Комсомольский (Нармунданак). Геолого-геофизическая карта (по материалам Казахстаннефти и Казахстаннефтегеофизики).

1 — геологические границы; 2 — сбросы на поверхности донеогеновых отложений; 3 — предполагаемые сбросы на поверхности донеогеновых отложений; 4 — изогипсы по III отражающему горизонту (подшва неокома); 5 — проекция пересечения плоскости сброса с III отражающим горизонтом; 6 — предполагаемая проекция пересечения сброса с III отражающим горизонтом; 7 — линия профиля; 8 — нефтяные залежи; 9 — глубокие скважины.

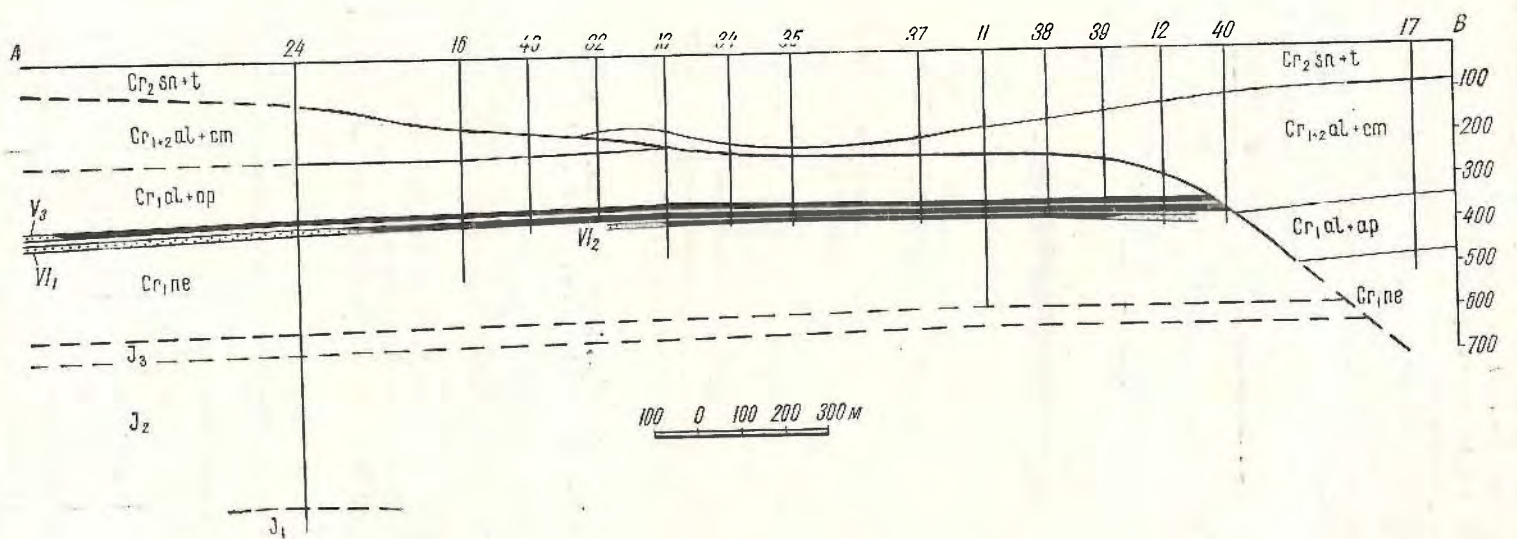


Рис. 66. Нармунданак (пром. Комсомольский). Геологический профиль I — I (по В. С. Днепрову, 1946).



рой вытянута в широтном направлении. Протяженность структуры около 20 км, общая площадь ее 330 км<sup>2</sup> (рис. 65).

Выходы нефти на месторождении Нармунданак известны с 1911 г. Геологопоисковые работы на нефть начаты с 1926 г. Промышленная нефтеносность установлена в 1941 г., а с 1943 г. начата разработка. За прошедшее время проведен полный комплекс геолого-геофизических исследований, включающий маршрутную и детальную съемку, геологическое картирование, сейсморазведку методами преломленных и отраженных волн, структурно-поисковое и глубокое разведочное бурение. Харак-

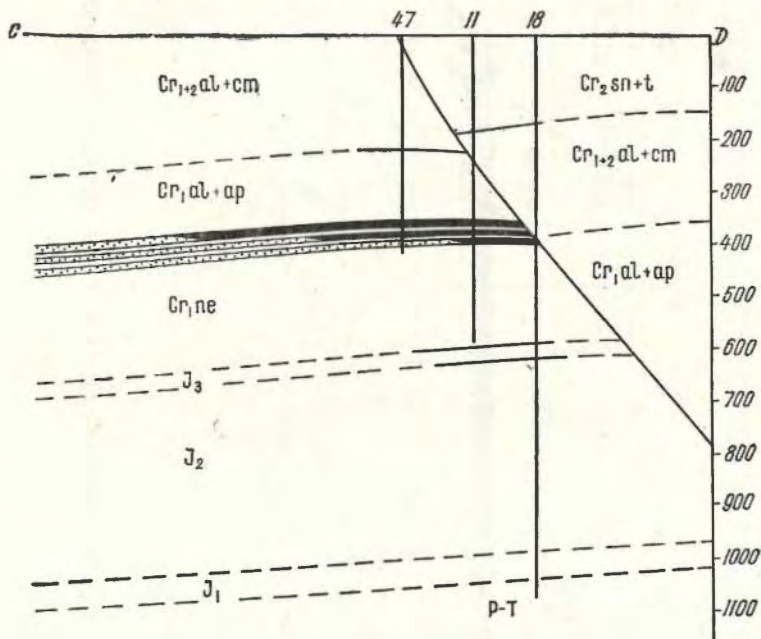


Рис. 67. Нармунданак (пром. Комсомольский). Геологический профиль II — II (по В. С. Днепрову, 1946).

терными особенностями соляного купола, с которым связаны залежи нефти, являются большая глубина залегания соли и полная сохранность всего продуктивного разреза.

Структура Нармунданак представляет собой обширную вытянутую в широтном направлении куполовидную складку длиной до 20 км и шириной 8—10 км. Свод ее осложнен грабеном, сложенным сенон-турон-

Таблица 22

Номенклатура горизонтов		Глубина залегания, м	Эффективная мощность, горизонты, м	Добыто нефти с начала разраб. от-ки до 1/1 1957 г., тыс. т
Промысловая	Унифицированная			
I—II—III апт-неоком	V <sub>3</sub> + VI <sub>1</sub> + VI <sub>2</sub>	345—380	4,5—8,5	764,8

скими отложениями, благодаря чему он разделен на три самостоятельных крыла: северное с аптом, альбом и сеноманом в своде, западное — с теми же отложениями в своде и южное — с сенон-туроном в своде. К настоящему времени установлена промышленная нефтеносность лишь южного крыла, в аптских и неокомских отложениях на глубине 350—400 м (рис. 66 и 67).

Номенклатура горизонтов и сведения о добыче нефти на месторождении приведены в табл. 22.

Нефть Комсомольского промысла принадлежит к малосмолистым, малопарафиновым, является сырьем для приготовления масел II сорта.

Месторождение еще недостаточно разведано, в пределах разрабатываемой площади отложения пермотриаса недоразведаны. На других крыльях проводилось разведочное бурение, которое подтвердило структурные условия, однако промышленных залежей нефти пока не установлено. Учитывая новый опыт в расшифровке нефтяных залежей (Каратон — Теренбузюк), необходимо здесь возобновить структурно-поисковое и разведочное бурение.

### Кенкияк

Нефтяное месторождение Кенкияк находится в 250 км от г. Актюбинска. Ближайшее месторождение нефти Шубаркудук находится в 110 км.

Начало детального изучения геологического строения Кенкияка относится к 1956 г. В 1959 г. на Кенкияке были проведены сейсморазведочные работы; из двух структурно-поисковых скважин были получены промышленные притоки нефти из юрских и нижнетриасовых отложений. В 1959—1960 гг. на Кенкияке начато разведочное бурение. В строении Кенкиякской структуры принимает участие почти полный комплекс пород, типичный для соляных куполов среднего течения р. Эмбы, от мощной толщи соленосных осадков кунгурского яруса до кампанских отложений верхнего мела.

В надсолевых отложениях купола выделяются два тектонически различно построенных структурных комплекса: нижний пермотриасовый и верхний, включающий осадки юры и нижнего и верхнего мела. Для пермотриасового комплекса отложений характерными являются сравнительно большие углы падения пород и наличие сбросов, обусловленных интенсивным проявлением соляной тектоники. Юрские и меловые отложения образуют обширное пологое поднятие, лишенное разрывных нарушений (рис. 68).

Глубоким разведочным и структурно-поисковым бурением на месторождении выявлен, разведан и большей частью оконтурен ряд нефтяных горизонтов: один в альбе, один в апте, три в неокоме, пять в юре, один в триасе и один в верхней перми. Притоки промышленной нефти получены из верхнепермского, триасового, юрских (I—III) и неокомского горизонтов (рис. 69).

Верхнепермский (конгломератовый) горизонт представлен конгломератами с прослоями песчаников, аргиллитов, глин и известняков. Нефтеносность верхнепермского горизонта установлена на северном и южном крыльях структуры. Залежи северного и южного крыльев экранируются разрывными нарушениями. Максимальная мощность горизонта — 31 м. Горизонт испытан в 9 скважинах, из которых в двух получены промышленные притоки нефти (скв. 21 и 33).

Триасовый нефтяной горизонт литологически представлен песками, песчаниками с прослоями глин. В сводовой части структуры горизонт



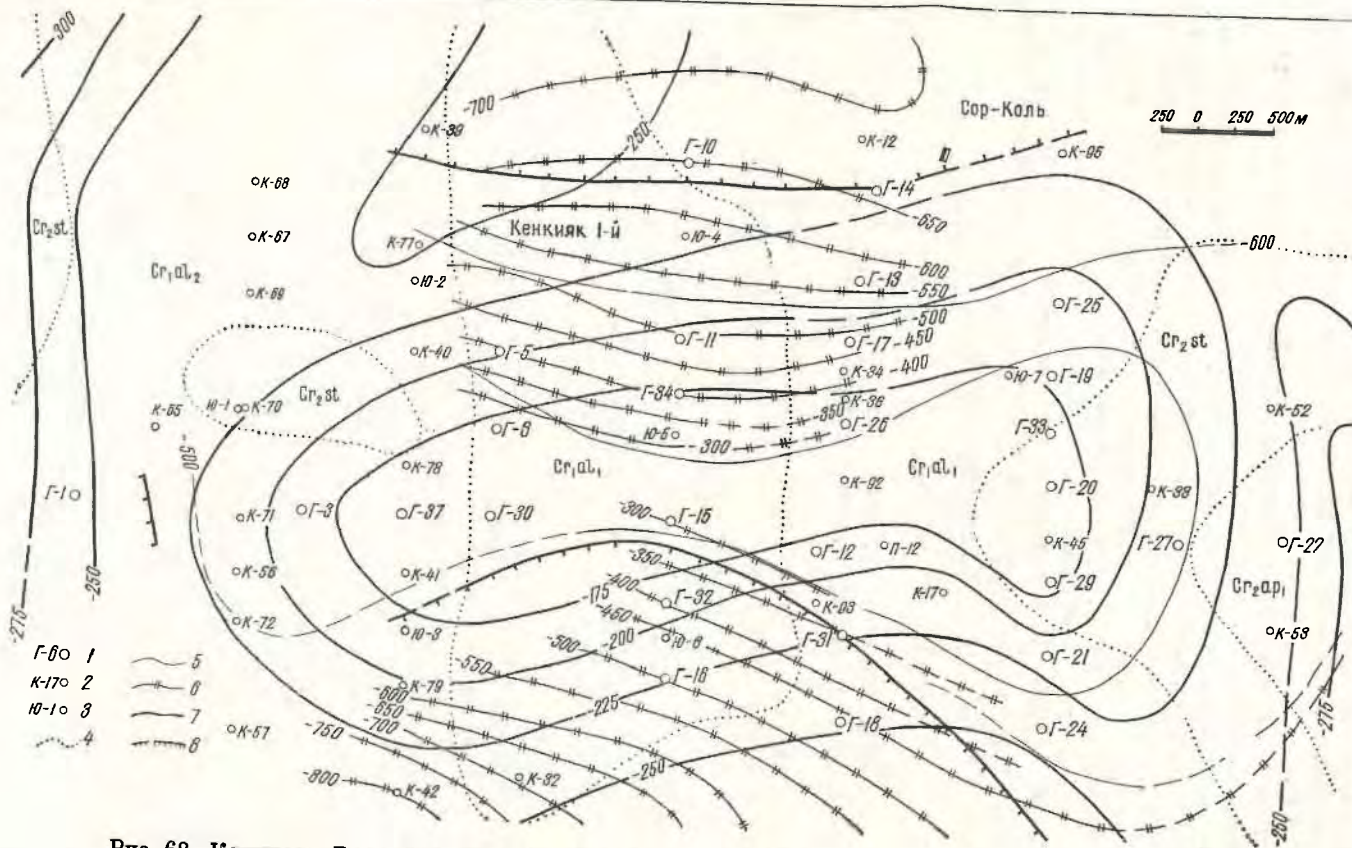


Рис. 68. Кенкияз. Геолого-геофизическая карта (по С. Шакуову и А. В. Роллер, 1959—1960).  
 1 — глубокие разведочные скважины; 2 — структурно-поисковые скважины; 3 — юрские разведочные скважины; 4 — геологические границы; 5 — изогипсы по кровле соли; 6 — изогипсы по отражающему горизонту «S»; 7 — изогипсы по V отражающему горизонту (кровля пермтриаса); 8 — ориентировочное положение начала крутого погружения соли.

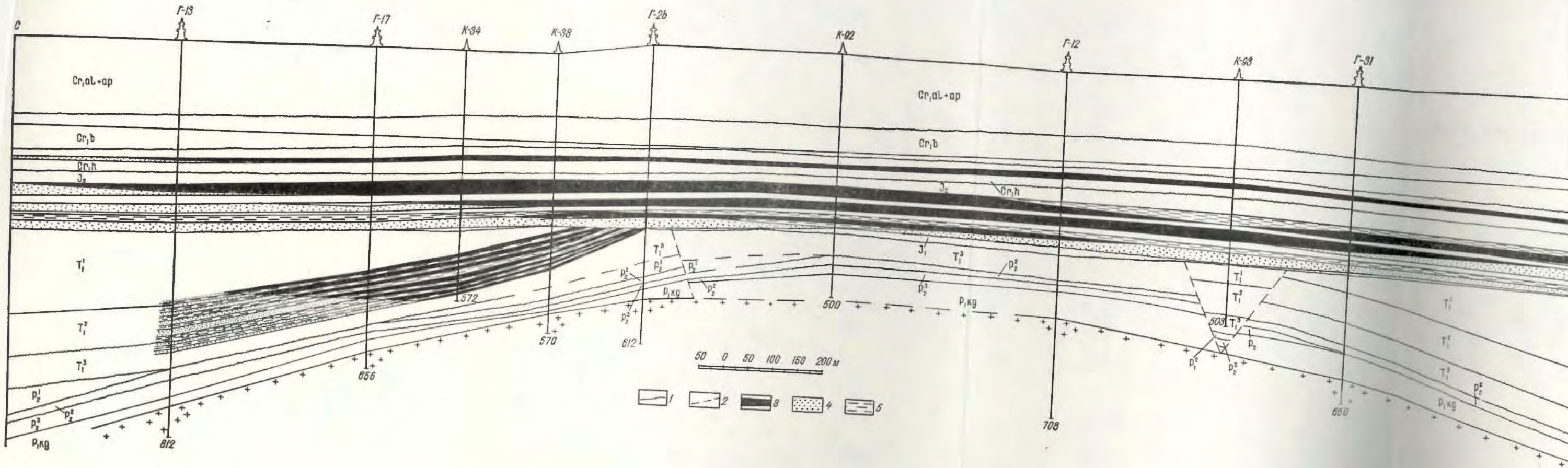


Рис. 69. Кенйик. Геологический профиль I—I. Составил Г. Мулдакулов, 1961.  
 1 — стратиграфические границы; 2 — тектонические нарушения; 3 — нефтяные горизонты; 4 — пески; 5 — глины.

Заказ 539.

1200 м. В строении участвуют...  
 отложений — от кунгура до сенона включительно. Толща...



частично или полностью размыт. Залежь триасового горизонта относится к типу стратиграфически и частично тектонически экранированной.

Юрские нефтяные горизонты представлены песками мелко- и среднезернистыми, глинистыми, рыхлыми и уплотненными с прослоями глин, редко песчаников и алевролитов. Мощность III горизонта от 14 до 34 м; мощность II горизонта от 6 до 26 м; мощность I горизонта от 1,2 до 25,2 м.

Неокомский горизонт залегает в средней части готеривского яруса и литологически представлен песчаниками разной плотности. Мощность горизонта 7—8 м.

Результаты по опробованию скважин позволяют предполагать, что основной движущей силой, вытесняющей нефть из горизонтов к забоям скважин, на Кенкиякском месторождении является напор краевых вод. Газ в небольшом количестве присутствует только в конгломератовом и триасовом продуктивных горизонтах (12—15 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). В юрских горизонтах газ практически отсутствует (газовый фактор по данным глубинных проб составляет 2,58 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>).

Нефть конгломератового горизонта имеет уд. вес 0,8654; отличается малым содержанием серы, парафина и смол.

Триасовая нефть уд. веса 0,880—0,903, сернистая, смолистая (до 27%), малопарафинистая.

Юрские нефти отличаются высоким удельным весом (0,910—0,925), смолистые, сернистые и малопарафинистые. Широкие масляные фракции без депарафинизации обладают низкими температурами застывания.

Номенклатура нефтяных горизонтов, глубина их залегания и средняя нефтенасыщенная мощность их приведены в табл. 23.

Таблица 23

Горизонт	Глубина залегания, м	Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность, м
Верхнепермский . . . . .	365—726	6,2—6,8
Триасовый . . . . .	412,5—656	10,2
III юрский . . . . .	301,5—430	9,5
II » . . . . .	271,2—397	5,1
I » . . . . .	236—375	9,7
Неокомский . . . . .	181,5—302	2,7

### Макад

Месторождение расположено в 135 км от г. Гурьева. Поисковые и разведочные работы здесь были начаты в 1911 г. после получения фонтана нефти на Доссоре. Промышленная нефтеносность установлена в 1915 г. Однако освещение геологического строения и нефтеносности купола в целом выполнено после Октябрьской социалистической революции.

Макадское месторождение (рис. 70), как и Доссорское, связано с крупным соляным куполом. Характерно, что как к Доссору причленяется Таскудук, так к Макаду причленяется Бляули. Площадь сводовой части всего купола составляет 220 км<sup>2</sup>. Соль залегает на глубинах 350—1200 м. В строении участвует нормальный для Южной Эмбы комплекс отложений — от кунгура до сенона включительно. Толща пород, покрывающая соляное ядро, разбита грабенами на четыре крыла: восточное

с неокомом в своде, западное и южное с юрой и северное с альб-сеноманом в сводах. К северу располагается поднятие Бляули, разбитое сбросами на пять полей. Здесь также обнажаются юрские и более молодые отложения.

По старой терминологии, которая сохранилась до настоящего времени, восточное крыло Макацкого купола называется Северным Макатом. С ним связана основная залежь нефти (рис. 71). В пределах его

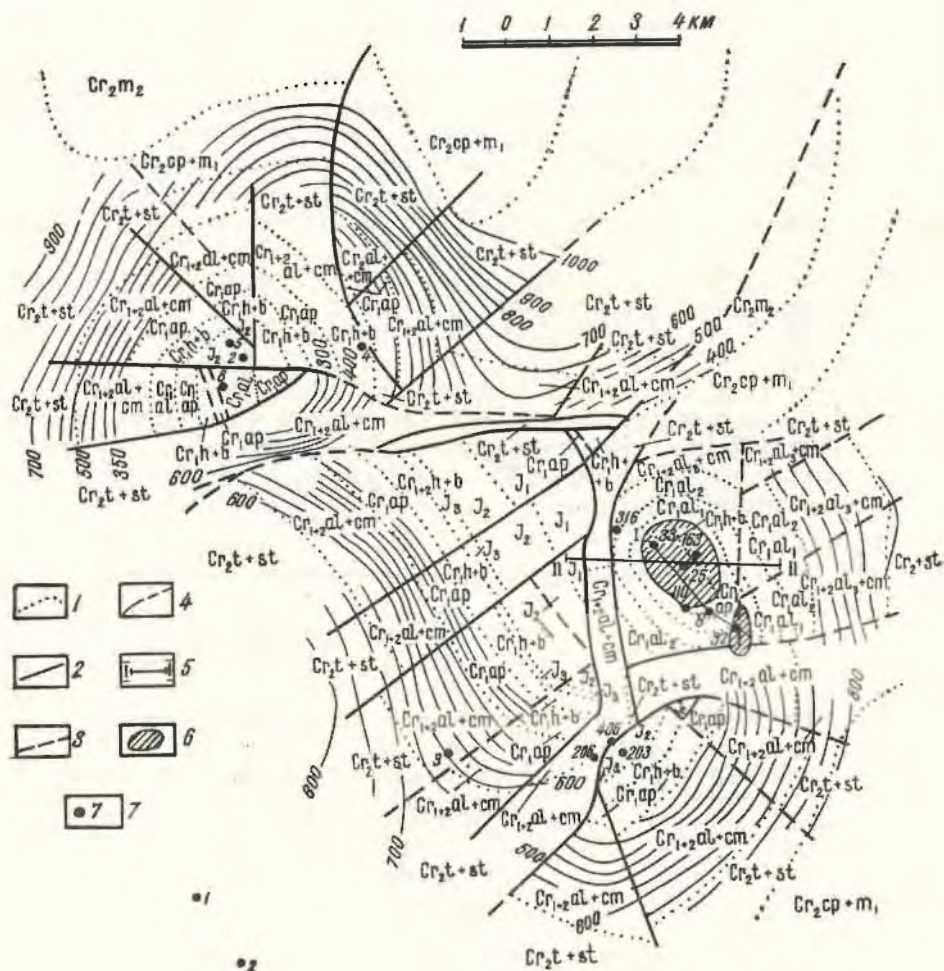


Рис. 70. Магат. Геолого-геофизическая карта (по И. Н. Пупкареву, 1941, Н. М. Тимофеевой и Л. Н. Юровой, 1943).

1 — геологические границы; 2 — сбросы на поверхности докееновых отложений; 3 — предполагаемые сбросы на поверхности докееновых отложений; 4 — изогипсы по III отражающему горизонту (подшва неокома); 5 — линия профиля; 6 — нефтяные залежи; 7 — глубокие скважины.

по сбросу выделяется также дополнительное нефтеносное поле — Юго-Восточный Магат (рис. 72). Кроме Северного и Юго-Восточного Маката, нефть имеется, хотя и в значительно меньшем количестве, на Южном Макате. Разведочное бурение на других крыльях, включая и Бляули, к положительным результатам пока не привело.

Разрабатывается на Макате шесть нефтеносных горизонтов. В их числе один неокомский, I—II—III и IV — юрские и V — пермотриасовый.





Наиболее продуктивными являются I юрский и V пермотриасовый горизонты. Остальные имеют второстепенное значение.

Основные сведения по горизонтам приводятся ниже в табл. 24.

Таблица 24

Участок	Номенклатура горизонта		Глубина залегания, м	Эффективная мощность горизонта, м	Добыто нефти с начала разработки до 1/1 1957 г., тыс. т
	Промысловая	Унифицированная			
Северный	Неокомский	VII <sub>4</sub>	65—75	2,5	11,0
	I юрский	X <sub>1</sub>	90—140	до 40	1274,8
	III »	XI <sub>5</sub>	320—350	4—5	18,9
	IV »	XII <sub>3</sub>	370—380	до 3	143,2
	V пермотриасовый	XV	525—535	до 8	717,9
Юго-Вост.	II юрский	X <sub>4</sub>	175—200	6	74,9
	III »	XI <sub>5</sub>	325—345—360		3,5—5
	IV »	XII <sub>3</sub>	360—400	10—12	30,7
	V пермотриасовый	XV	515—530		232,8
	Южный	II юрский	X <sub>4</sub>	85—105	4
Всего:					2538,3

Нефть высококачественная. С целью повышения добычи и наиболее полного извлечения запасов нефти применяются вторичные методы разработки путем площадного заводнения. Проектируется шахтная разработка I юрского нефтеносного горизонта.

На Макате изучен и разведан лишь мезозой. Верхнепермский структурный этаж остается неизученным. В дальнейшем необходимо поставить разведку с целью изучения нефтегазоносности пермских отложений.

### Мунайли

Нефтяное месторождение Мунайли находится в Жилокосинском районе Гурьевской области, в 55 км на восток от нефтепромысла Кулсары. Интенсивные поверхностные нефтепроявления привлекли к нему внимание еще в 1861 г. (Н. Северцов). Изучение месторождения начато с 1930 г. К настоящему времени закончен полный комплекс исследований, включающий маршрутную съемку, геологическое картирование в масштабе 1 : 25000, сейсморазведку, структурно-поисковое и разведочное бурение (рис. 73). В 1947—1948 гг. глубоким разведочным бурением на месторождении выявлены и оконтурены неокомская и юрская нефтяные залежи, в которых насчитывается 17 нефтеносных горизонтов.

В строении месторождения принимают участие породы от пермотриаса до третичных включительно. Месторождение приурочено к солянокупольной структуре, вытянутой с северо-востока на юго-запад. Соль залегает на глубине 300 м. Надсолевые отложения разбиты грабенем на два крыла: северо-западное и юго-восточное; нефтеносным является юго-восточное крыло (рис. 74 и 75). Разработка месторождения начата в 1948 г.



Номенклатура горизонтов и сведения о добыче нефти приводятся в табл. 25.

Нефть месторождения Мунайли высокосмолистая, высокопарафиновая.

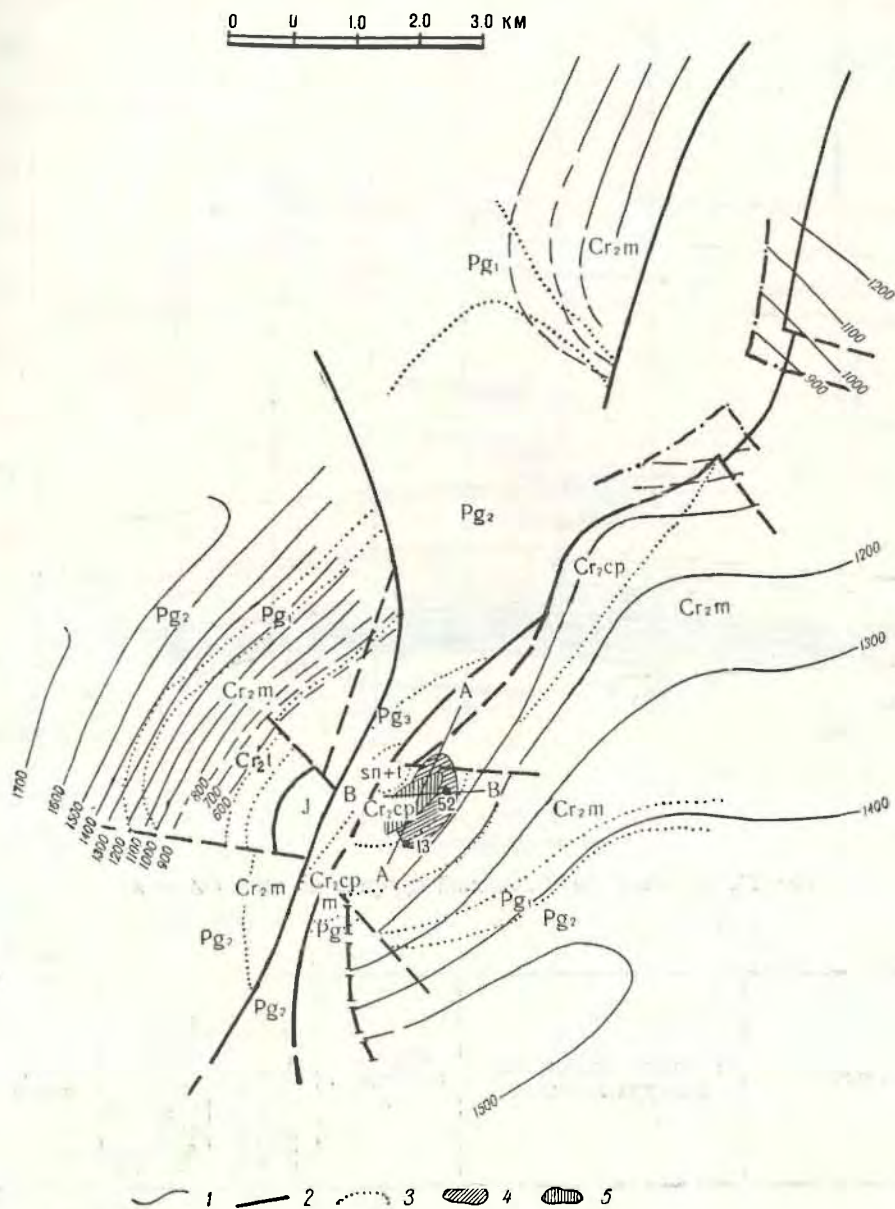


Рис. 73. Мунайли. Геолого-геофизическая карта.

1 — изогипсы по кровле соли по сейсмическим данным; 2 — выходы сброса на поверхность; 3 — стратиграфические границы; 4 — юрская залежь; 5 — меловая залежь.

В дальнейшем необходимо провести геологоразведочные работы с целью изучения нефтегазоносности пермотриасовых и мезозойских отложений на западном крыле и северном поднятии, лежащем на продолжении северо-восточного крыла.

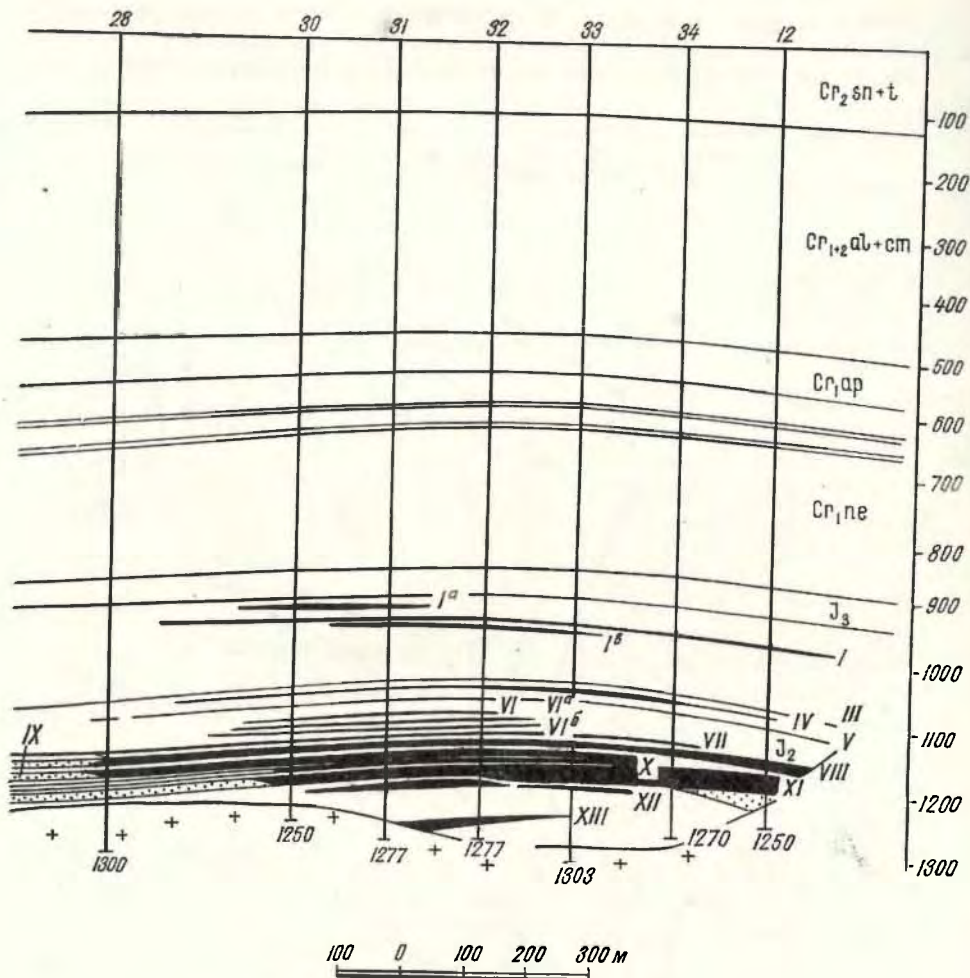


Рис. 74. Мунайли. Геологический профиль по линии А — А.

Таблица 25

Участок	Промысловая номенклатура горизонтов	Глубина залегания, м	Эффективная мощность горизонта, м	Добыто нефти с начала работ до 1/1 1957 г., тыс. т	Сорт нефти
Юго-восточное крыло	I—II неокомский	600—640	4—6	23,9	III сорт бензиновая
Центральное поле	I—XV юрский	870—1400	5—20	594,4	
Северное поле	Неокомский Юрский			—	
Всего:				618,3	



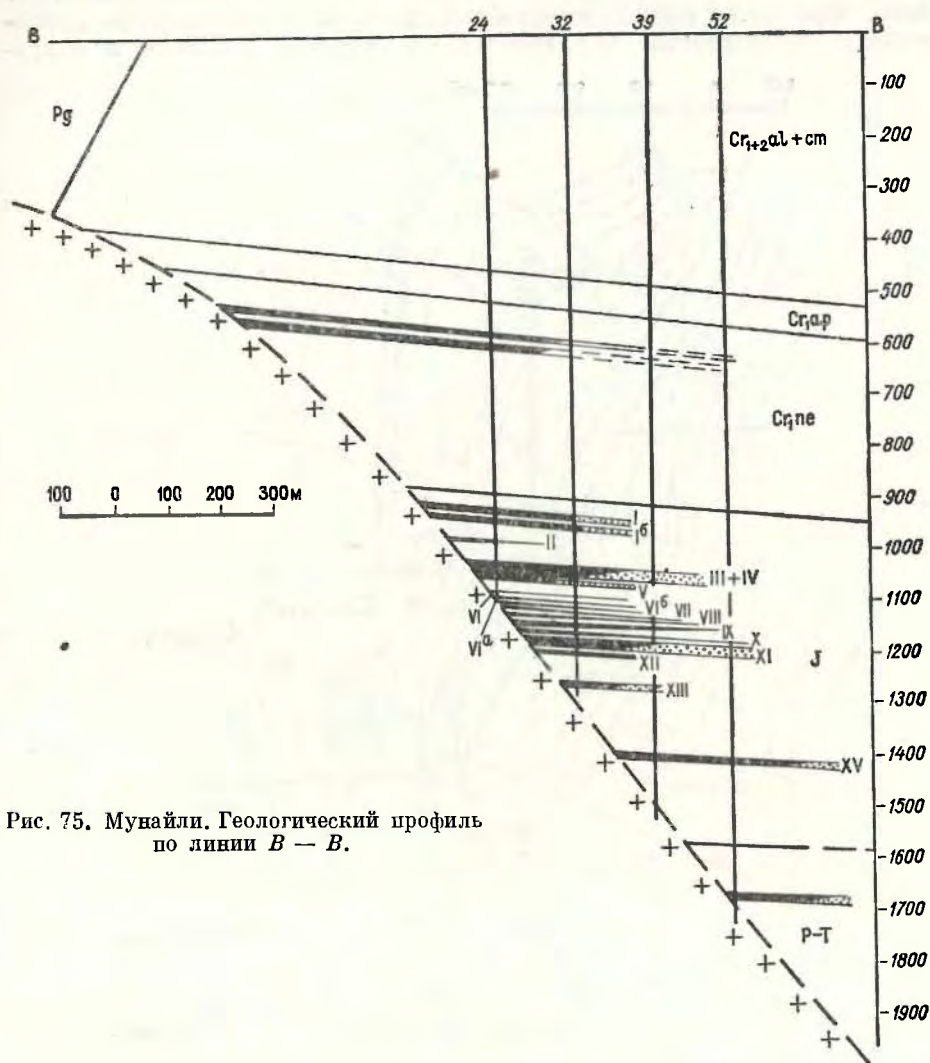


Рис. 75. Мунайли. Геологический профиль по линии В — В.

### Сагиз

Месторождение Сагиз расположено в 120 км к северо-востоку от г. Гурьева и в 25 км к юго-востоку от Доссора.

Естественные выходы нефти привлекли к Сагизу внимание еще в дореволюционные годы. Однако подготовка его под глубокую разведку была начата лишь с 1937—38 гг. В дореволюционные годы пробурено на Северном Сагизе вокруг естественных выходов нефти около 150 неглубоких скважин. Это бурение не привело к практическим результатам. В 1925—1935 гг. работы возобновлял трест Эмбанефть. Проводилось геологическое картирование в масштабе 1 : 42000 и глубокое бурение. К 1926 г. был составлен первый вариант геологической карты. К 1935 г. пробурено 22 разведочных скважины с общей проходкой в 11 495 м. Скважины 10 и 14 показали небольшие притоки нефти, остальные оказались непродуктивными, из-за чего промысел был законсервирован.

В 1937 г. на месторождении вновь были начаты геологопоисковые работы. Проведены сейсморазведка методом преломленных волн, дополнительное геологическое картирование в масштабе 1 : 25000 и струк-

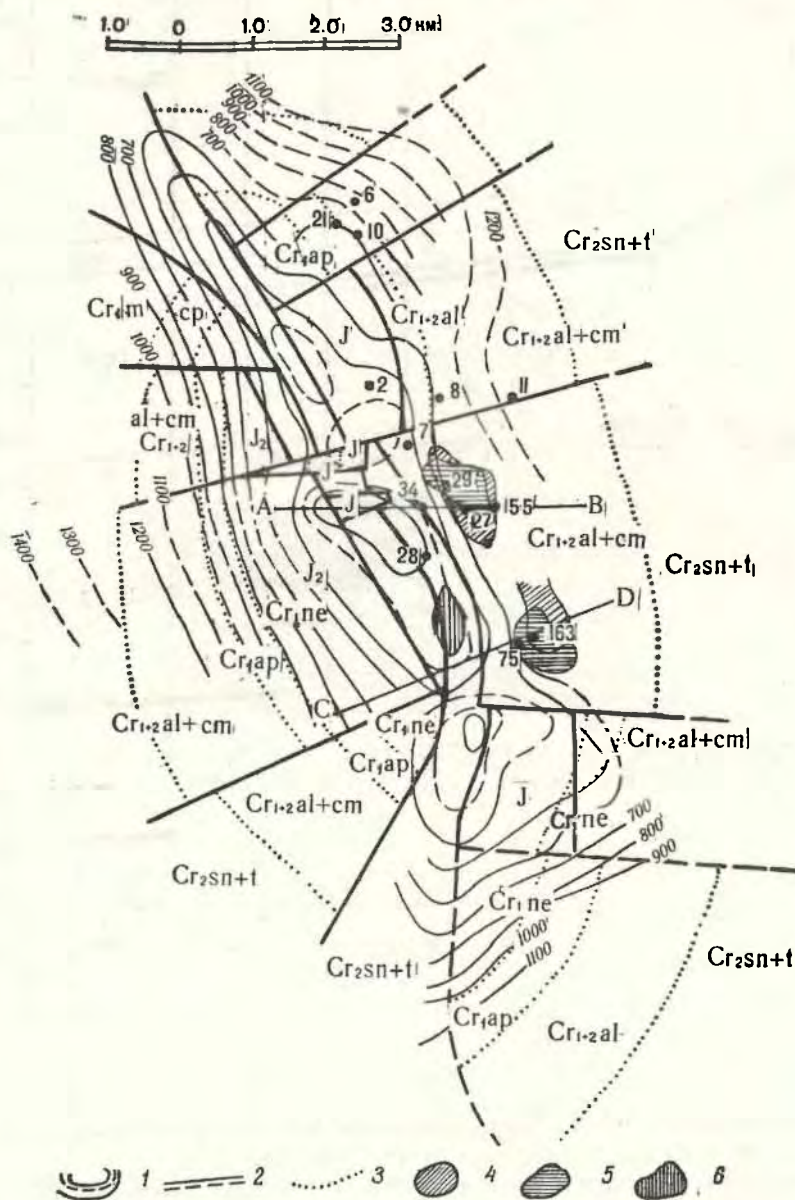


Рис. 76. Сагиз. Геолого-геофизическая карта.

1 — горизонталы по кровле соли по данным сейсмики преломленных волн; 2 — выходы сброса на поверхность; 3 — стратиграфические границы; 4 — меловая нефтяная залежь; 5 — юрская нефтяная залежь; 6 — пермотриасовая нефтяная залежь.

турно-поисковое бурение. В итоге было уточнено геологическое строение купола и структурно-поисковым бурением выявлена промышленная нефтеносность триасовых отложений на западном крыле и установлены нефтепроявления в меловых отложениях в центральной части восточного



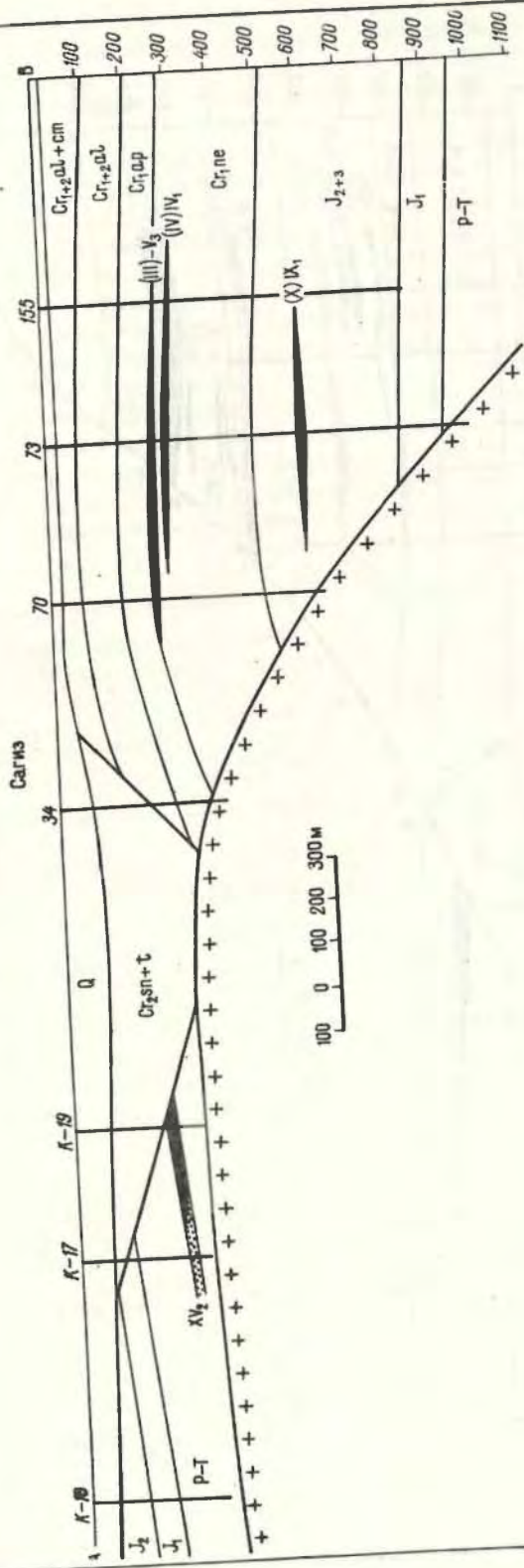


Рис. 77. Сагиз, Геологический профиль I — I.

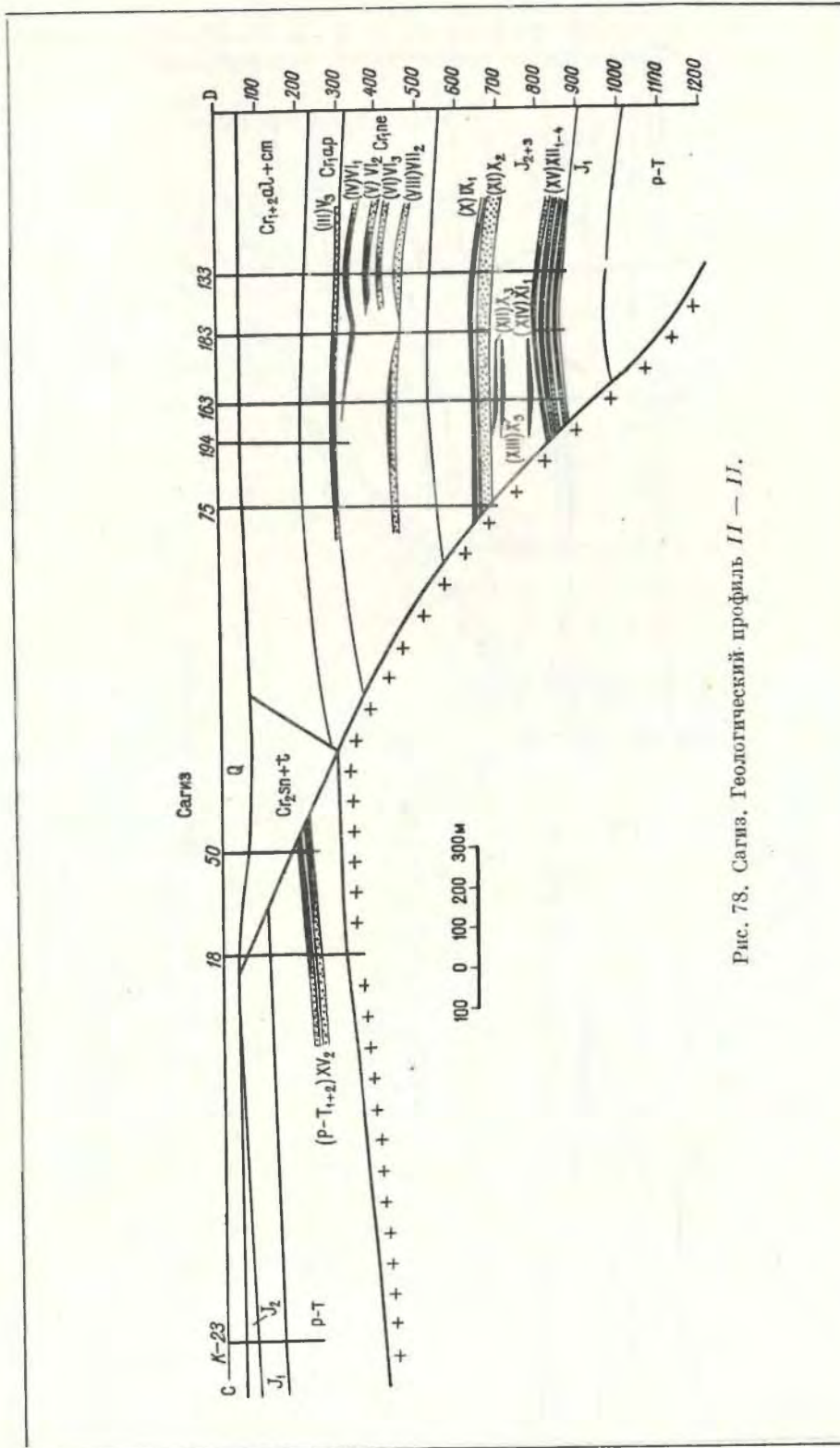


Рис. 78. Сагив. Геологический профиль II — II.



крыла. В 1939 г. в разработку вводится триасовая залежь западного крыла Сагиза и в 1940—1942 гг. начинается эксплуатация выявленных нефтяных залежей и южной промысловой площади восточного крыла Центрального Сагиза.

Структура Сагиз (рис. 76) представляет собой сложную куполовидную складку длиной 19 км и шириной 9 км. Соляное ядро купола вытянуто; вдоль большой оси выделяются три поднятия — Северное, Центральное и Южное. Глубина залегания соляного ядра в сводах этих поднятий равна 300—350 м. Грабеном, проходящим вдоль всей структуры, надсолевые породы разделены на два крыла — восточное и западное. В своде на поверхность выходят меловые и юрские отложения. В пределах Северного Сагиза юрские отложения обнажаются на восточном и западном крыльях. В структурном отношении на восточном крыле они принадлежат к горсту. Центральный Сагиз отличается тем, что его восточное крыло сложено отложениями альб-сеномана, а западное максимально приподнято. Центральный Сагиз в отношении нефтеносности оказался наиболее богатым (рис. 77 и 78). В районе свода западного крыла расположен I промысловый участок. Разрабатываются пермотриасовые

Таблица 26

Участок	Номенклатура горизонтов		Глубина залегания, м	Эффективная мощность горизонта, м	Добыто нефти с начала разработки до 1/1 1957 г., тыс. т	Сорт нефти
	Промысловая	Унифицированная				
I	Пермотриас	XV <sub>2</sub>	185—240	8	116,2	II сорт
II	I альбский	IV <sub>1</sub>	60—80	6	0,5	I сорт
	II аптский	V <sub>1</sub>	160	1,5	7,7	
	III »	V <sub>3</sub>	230—250	2,0	93,7	
	IV неокомский	VI <sub>1</sub>	—	4	1,7	
	VI »	VI <sub>3</sub>	260—310	4	31,2	
	X юрский	IX <sub>1</sub>	530—570	7,8	90,6	
	Среднеюрский	—	—	4	1,0	
	III аптский	V <sub>3</sub>	300—310	3	78,1	
	IV неокомский	VI <sub>1</sub>	305—340	4	32,4	
	V »	VI <sub>3</sub>	320—370	13	40,6	
	VI »	VI <sub>3</sub>	400	4	28,2	
	VIII + VIII <sup>a</sup>	VII <sub>2</sub>	430	11	25,3	
	X юрский	IX <sub>1</sub>	610—637	7—10	45,1	
	XI »	X <sub>2</sub>	620—650	12	106,3	
	XIII—XIV юрский	X <sub>5</sub>	780	4—5	53,3	
XV юрский	XI <sub>1</sub>	825—850	—	10,2		
Центральный Сагиз Северный Сагиз Южный Сагиз	Пермотриас	XV <sub>2</sub>	—	—	—	
	Юрский	—	—	—	—	
	»	—	—	—	—	
Всего:					768,7	

нефтеносные горизонты. На восточном крыле в северной половине располагается II промысловый участок и в южной половине III. Здесь разрабатываются меловые и юрские нефтеносные горизонты. Нефтеносность триаса и особенно верхней перми еще недостаточно разведана.

Южный Сагиз располагается в недоступном районе для проведения разведочных работ в зоне почти непроходимых соров, из-за чего недостаточно изучен.

Номенклатура горизонтов и сведения о нефти приводятся в табл. 26.

Нефть добывается на восточном крыле главным образом масляная II сорта — малосмолистая, парафиновая и на западном крыле — масляная I сорта — смолистая, малопарафиновая.

### Тажигали

Месторождение расположено в юго-восточной части Южно-Эмбенского нефтеносного района в 15—20 км к востоку от нефтепромысла Каратон.

Первые исследования на Тажигали начаты в 1950 г. Рекогносцировочной съемкой здесь был выявлен минимум силы тяжести. В последующие годы на площади Тажигали проведены сейсмические исследования. В 1955 г. на Тажигали начато разведочное бурение, которое в 1956 г. привело к открытию нефтяных залежей в неокомских отложениях восточного крыла и в альбских отложениях западного крыла. С 1952 г. по 1959 г. на куполе проведен значительный объем сейсмических работ, картировочного структурно-поискового, разведочного и эксплуатационного бурения. Выявлены и оконтурены нефтяные залежи на западном и восточном крыльях структуры в отложениях сеномана, альба, неокома и юры. В 1959 г. месторождение введено в промышленную разработку.

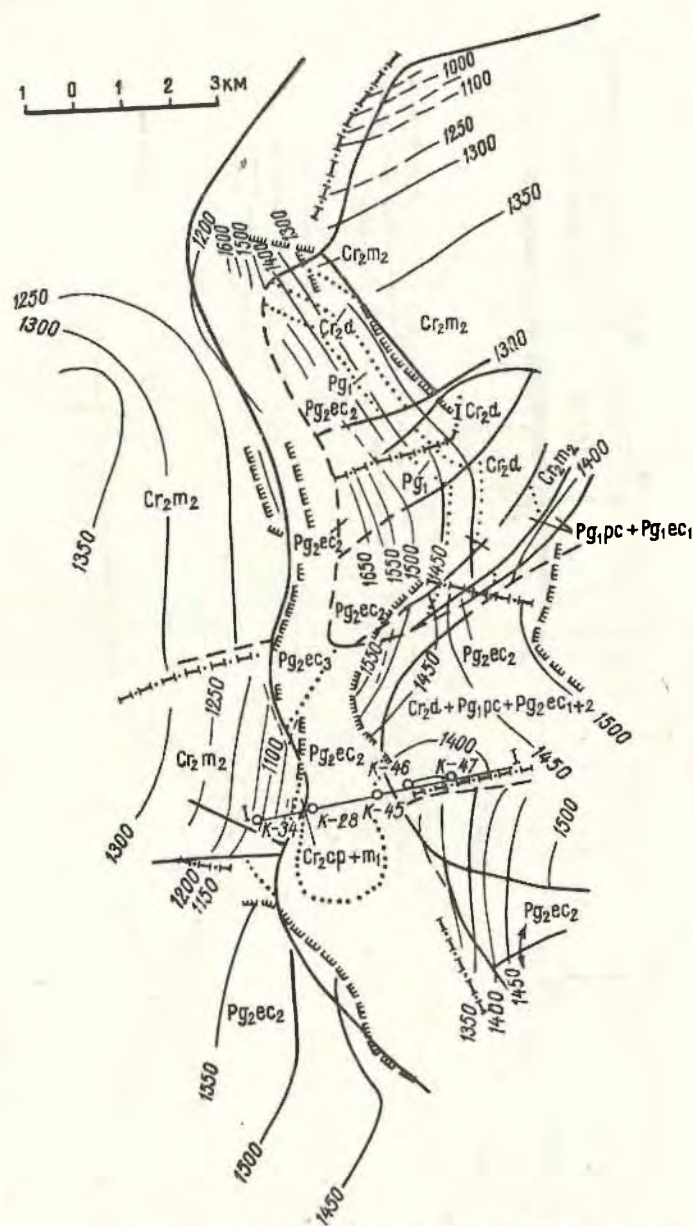
В геологическом строении месторождения принимают участие осадочные образования, начиная от мощной толщи галогенных осадков кунгурского яруса до палеогеновых, покрытых чехлом четвертичных отложений.

Гравитационному минимуму Тажигали соответствует соляной купол почти меридионального простирания, размером до 50 км<sup>2</sup>. Глубина залегания кровли соляного ядра 1600—2400 м. Склоны купола асимметричны: восточный — крутой (35—40°), западный более пологий (15—20°). На юге Тажигали соединяется с куполом Агнияз (рис. 79, 80). Надсолевые отложения купола Тажигали продольным грабеном делятся на два крыла — восточное опущенное и западное поднятое. Крылья, в свою очередь, осложнены дизъюнктивными нарушениями. Западное крыло рисуется в виде моноклинали с падением пород (2—6°) на запад. С востока крыло ограничено сбросом грабена. Амплитуда этого сброса (по подошве турона) достигает 320 м. На восточном крыле углы падения пород достигают 5—7°. Несогласия наблюдаются между верхнемеловыми и нижнемеловыми, меловыми и юрскими отложениями.

Промышленная нефтеносность Тажигали связана с сеноманскими, альбскими неокомскими и среднеюрскими отложениями западного и восточного крыльев. На центральном поле западного крыла выделяются I и II альбские и I среднеюрский продуктивные горизонты. На восточном крыле в отложениях сеномана выделен нефтяной горизонт и один газонефтяной горизонт в неокоме. Пласты, вмещающие нефть, сложены мелко- и среднезернистыми песками, глинистыми, полимиктового состава. Пески, редко песчаники, переслаиваются с глинами.

I альбский горизонт западного крыла представлен двумя пластами, в свою очередь состоящими из ряда пропластков (от 6 до 9). Количество пропластков во II альбском горизонте изменяется от 5 до 8, в среднеюрском — от 2 до 8.





- |  |  |  |  |
|--|--|--|--|
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |

Рис. 79. Тажигали. Геолого-геофизическая карта (по материалам Казхстаннефти и Казнефтегеофизики).

1 — геологические границы; 2 — сбросы на поверхности донеогеновых отложений; 3 — предполагаемые сбросы на поверхности донеогеновых отложений; 4 — изогипсы по III отражающему горизонту (подолва неомы); 5 — предполагаемая проекция пересечения сброса с III отражающим горизонтом; 6 — предполагаемая линия прекращения корреляции III отражающего горизонта; 7 — линия профиля; 8 — структурно-поисковые связи.

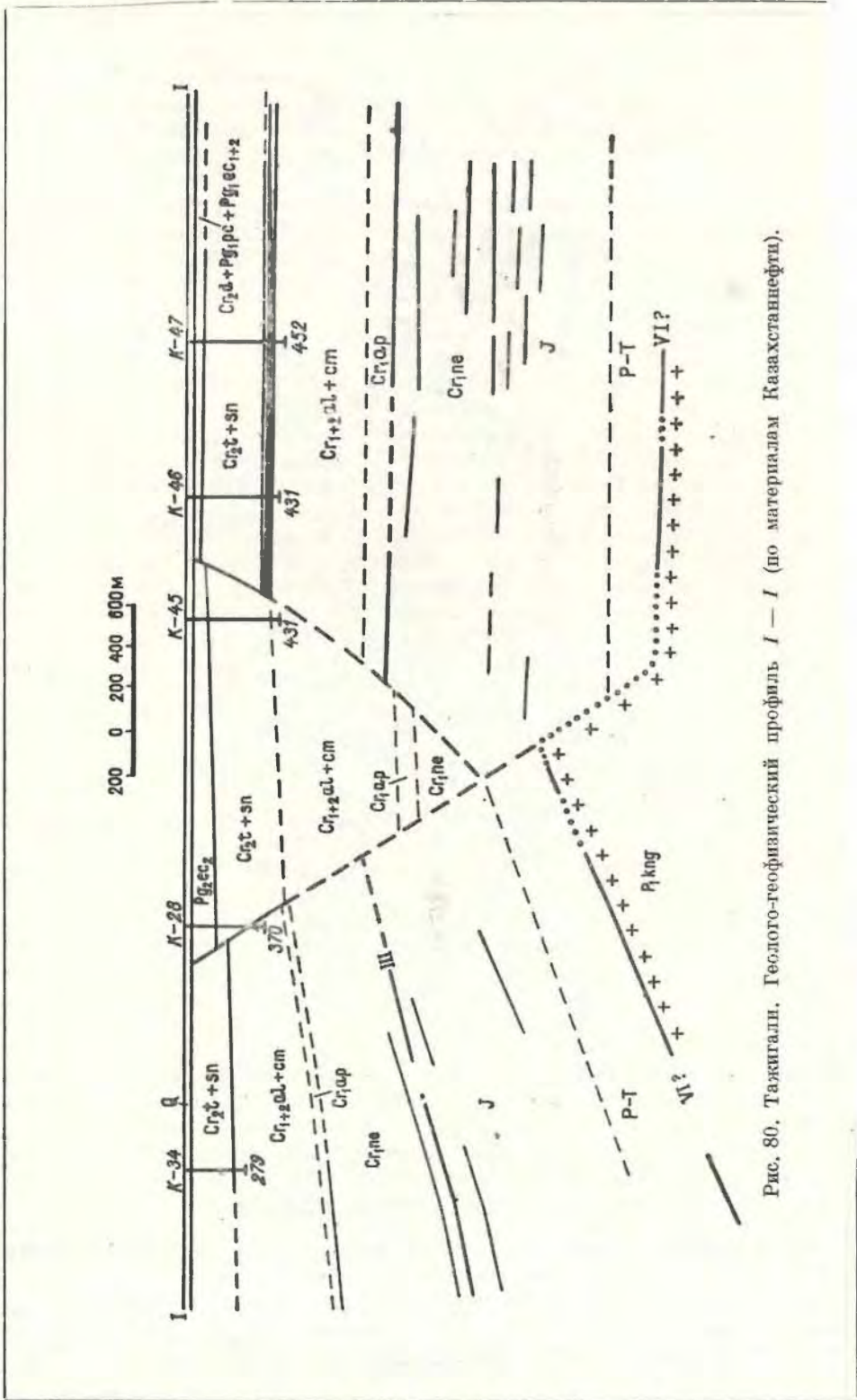


Рис. 80. Таянғали. Гесло-геофизический профиль I — I (по материалам Казахстаннефти).



Сеноманский горизонт восточного крыла состоит из 1—8 пропластков, неокомский — из 1—5 пропластков.

Глубина залегания I альбского горизонта 383—397 м, общая мощность 15—20 м, эффективная — 7—14 м; II альбского — 430—456 м, мощность 7—10 м, эффективная — 7—8 м; среднеюрского — 955—967 м, мощность 9—10 м, эффективная 12—15 м. На восточном крыле сеноманский горизонт залегает на глубине 389—400 м и имеет эффективную мощность 4 м. Неокомский горизонт здесь расположен на глубине 1028—1067 м, общей мощностью 1—6 м, эффективная мощность равна 3—6 м. Пористость всех горизонтов изменяется от 25 до 32%, проницаемость альбских горизонтов — от 324 до 377 миллидарси и юрского — 760 миллидарси. Наибольшая величина проницаемости определена для пород неокомского горизонта — 845 миллидарси. Нефтенасыщенность альбских горизонтов 40%, остальных — 80%.

Нефтяные залежи месторождения Тажигали относятся к типу пластовых, экранированных в сводовой части плоскостью сброса. Режим работы юрского горизонта упруго-водонапорный. Предполагаемый режим работы остальных горизонтов — водонапорный. Контуры нефтеносности подчиняются современной структуре вмещающих их отложений. Добыча нефти из среднеюрского горизонта на 1/IV 1960 г. составила 45,9% и из неокомского — 34,7% всей добычи месторождения. 19,4% суммарной добычи падают почти в равном количестве на I альбский горизонт западного крыла и сеноманский горизонт восточного крыла. На западном крыле этаж нефтеносности I и II альбских и юрского горизонтов равен, соответственно, 14, 26 и 12 м. На восточном крыле сеноманский горизонт имеет этаж нефтеносности — 11 м. Начальный дебит нефти — 0,3 т в сутки. Этаж нефтеносности неокомского газонефтяного горизонта — 39 м, начальный дебит нефти от 3 до 76 т в сутки. Нефти всех горизонтов Тажигали относятся к сернистым. Нефть юрского горизонта западного крыла сернистая, смолистая, высокопарафиновая; нефть неокомского горизонта восточного крыла сернистая, малосмолистая, высокопарафиновая; нефти сеноманского горизонта восточного крыла и альбских горизонтов западного крыла — сернистые, смолистые, малопарафиновые.

Удельный вес нефти юрского горизонта 0,854—0,857. Нефти неокомского горизонта имеют удельный вес 0,881—0,860. Нефти альбских горизонтов западного крыла и сеноманского горизонта восточного крыла наиболее тяжелые с уд. весом 0,939—0,916. Во всех продуктивных горизонтах содержится газ, растворенный в нефти. Неокомский горизонт восточного крыла имеет газовую шапку. Газ юрского горизонта метановый (59,8%) с небольшим количеством тяжелых углеводородов. Газ неокомского горизонта метановый (100%). Удельный вес газа колеблется от 0,726 (юра) до 0,554 (неоком).

На месторождении Тажигали имеется более 15 водоносных горизонтов, приуроченных к палеогеновым, сеноманским, альбским, аптским, юрским и пермотриасовым отложениям. Пять водоносных горизонтов оконтуривают нефтяные залежи. Наиболее водообильны нижнеюрские горизонты. Воды всех горизонтов напорные. В целом по месторождению воды отличаются только величиной минерализации, которая изменяется от 178,52 до 738,9 мг/экв. Все воды относятся к типу хлоркальциевых, жестких. Удельный вес вод изменяется от 1,0354 до 1,1596.

### Тентяксор

Месторождение Тентяксор расположено в 9 км от г. Гурьева и в 15 км к востоку от промысла Байчунас и является его эксплуатационным участком. К нему привлекли внимание обильные поверхностные нефтепроявления

ния. В 1929 г. здесь на сравнительно ограниченной площади было проведено геологическое картирование. В 1935 г. маршрутная съемка выявила общие контуры соляного купола. С 1941 г. началось планомерное изучение месторождения. Проведено геологическое картирование в масштабе 1 : 25 000, гравиметрические исследования, сейсморазведка методом отраженных волн, структурно-поисковое и глубокое разведочное бурение.

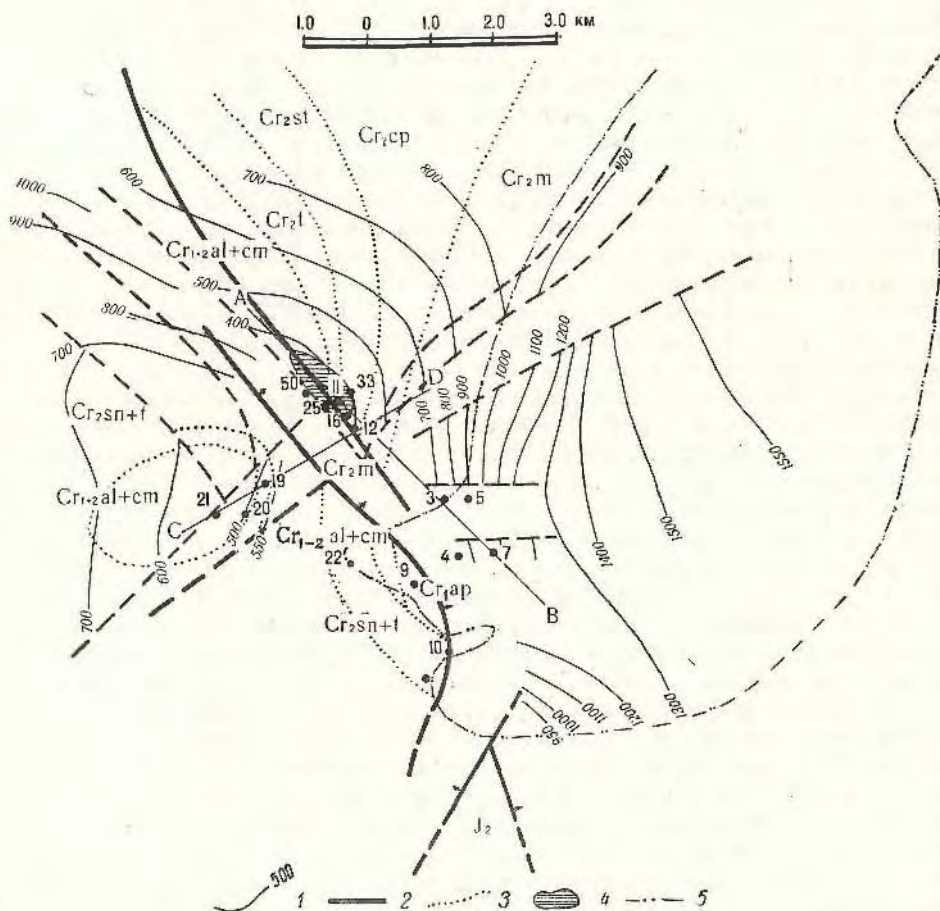


Рис. 81. Тентяксор. Геолого-геофизическая карта.

1 — горизонталы по подошве неокома, по данным сейсмики отраженных волн; 2 — выход сброса на поверхность; 3 — стратиграфические границы; 4 — юрская нефтяная залежь; 5 — граница распространения палеогена.

Соляной купол Тентяксор (рис. 81 и 82) имеет сложное геологическое строение, неокомские отложения ложатся на сравнительно круто поставленные и размытые отложения юры и пермтриаса. Промышленная нефтеносность установлена только на северо-западном крыле. Нефть находится в юрских и меловых отложениях (рис. 83). Разработка залежи начата в 1944 г.

Основные сведения о нефтяных горизонтах и добыче нефти приведены в табл. 27.



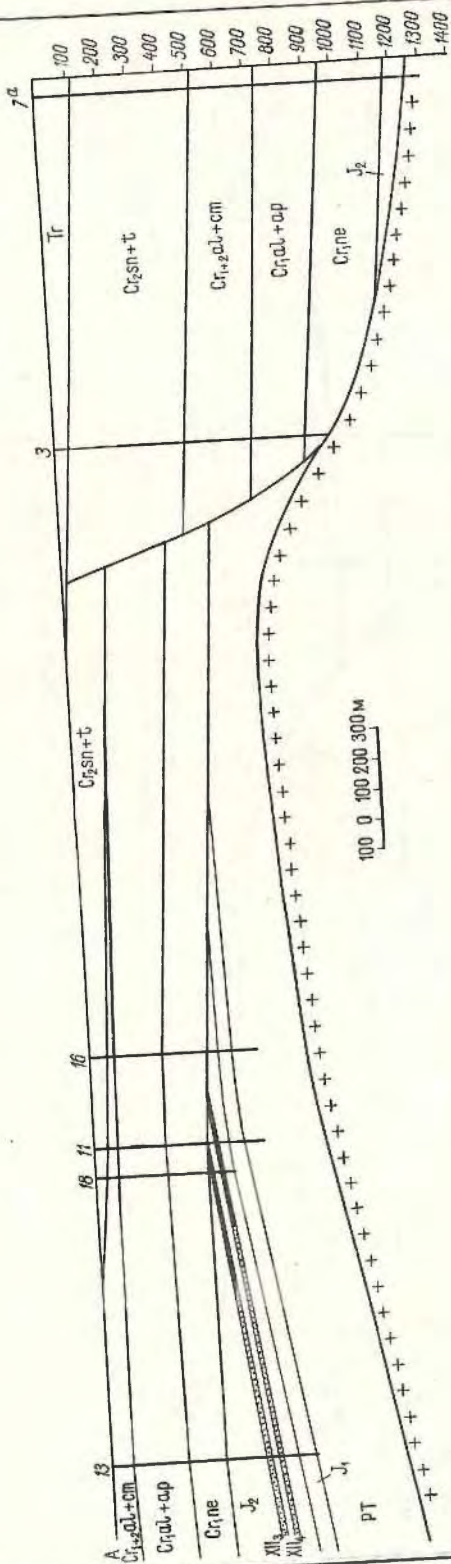


Рис. 82. Тетяксор. Геологический профиль по линии А — В.

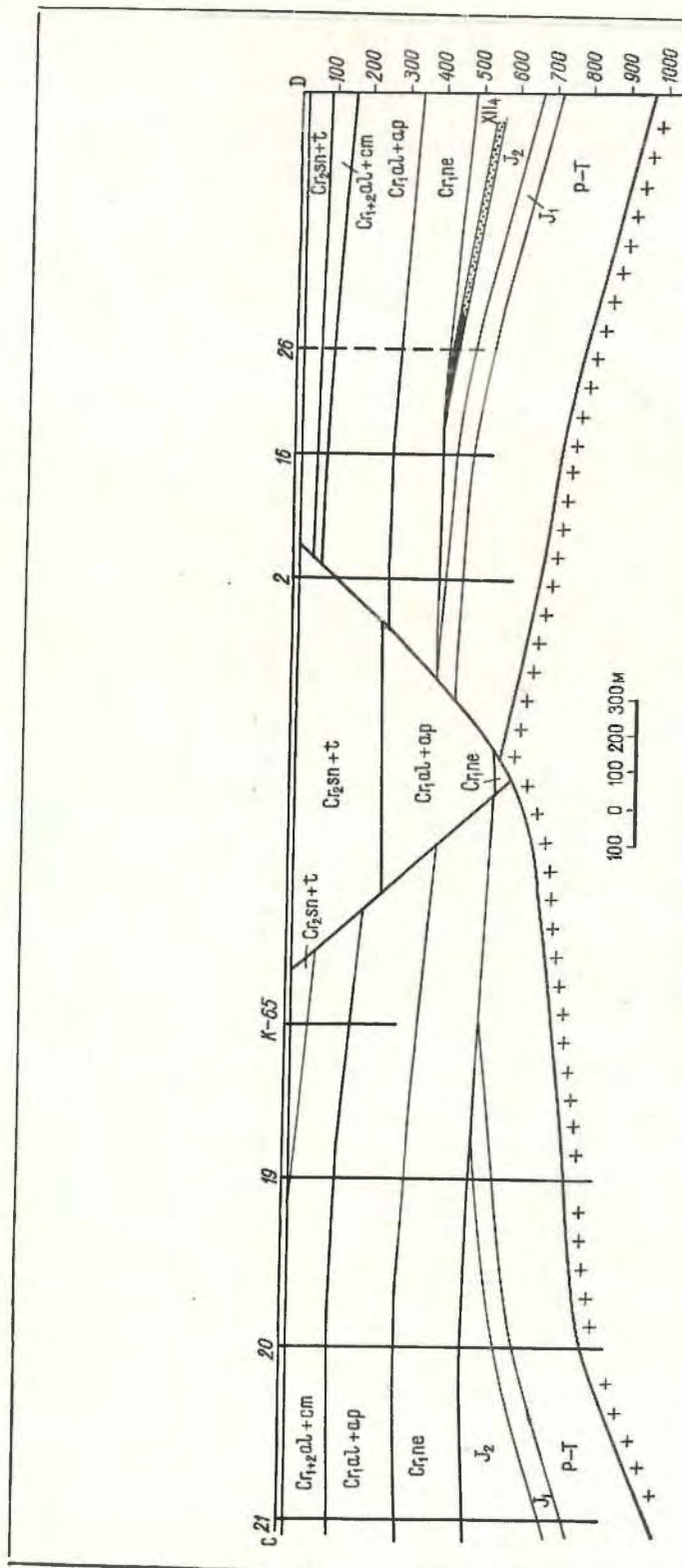


Рис. 83. Тентакор. Геологический профиль по линии С — D.



Участок	Промысловая номенклатура горизонтов	Глубина залегания, м	Эффективная мощность, м	Добыто нефти с начала разработки до 1/ 1957 г., тыс. т	Характеристика нефти
Северо-западное крыло	Апт	180—240	4—8	177	Малосмолистые высокопарафинистые
То же	Неоком	230—310	3		
»	Ср. юра	290—480	3—10		
Горст	Апт	133—140	7		

Нефть высококачественная малосмолистая, парафиновая, служащая сырьем для приготовления масел II сорта.

Возможно, что в дальнейшем этот тип месторождений окажется благоприятным для поисков нефти в верхнепермских отложениях у погребенных крутых склонов соли.

### Тереньюзюк

Месторождение расположено в юго-восточной части Южно-Эмбенского нефтеносного района.

Находится в 180 км к юго-юго-востоку от г. Гурьева и в 20 км от нефтепромысла Каратон. Начало изучения солянокупольной структуры Тереньюзюка относится к 1950 г. Глубокое разведочное бурение на месторождении начато в 1951 г. С 1950 по 1959 гг. на куполе проведен значительный объем геофизических работ, геологическая съемка, структурно-поисковое, разведочное (в том числе и оконтуривающее), оценочное и эксплуатационное бурение. В результате были выявлены и в различной степени разведаны нефтяные залежи в меловых отложениях на южном и северном крыльях купола. Наиболее детально изучено южное крыло. В промышленную разработку нефтяные залежи южного крыла введены в 1956 г.

Надсолевой разрез купола Тереньюзюк суммарной мощностью около 2000 м представлен отложениями триаса, всех трех отделов юры, неокома, апта, альба, сеномана и сенон-турона, в обычных для Южной Эмбы фациях. Кроме отложений верхней юры и сенон-турона, представленных, в основном, карбонатными осадками (мел, мергель, известковистые глины), остальная толща разреза сложена глинами, песками и глинистыми песчаниками. В нижнем неокоме и верхней юре отмечаются размывы, вследствие чего в своде южного крыла отложения верхней юры имеют сокращенную мощность, а осадки валанжина отсутствуют. Аптские отложения с небольшим угловым несогласием залегают на размытой поверхности неокомских пород.

Структура Тереньюзюк расположена в Каратонском прогибе Южно-Эмбенского нефтеносного района. Месторождение приурочено к широтно-вытянутой солянокупольной структуре с глубоким залеганием соляного ядра в своде (1200—1650 м). Надсолевой комплекс отложений осложнен большой серией разрывных нарушений. Основными структурными элементами надсолевого комплекса пород являются северное приподнятое и южное опущенное крылья, разобщенные широким грабеном (1,5—2,2 км). Амплитуда северного сброса грабена изменяется от 100 до 120 м на западе и до 400—450 м — на востоке. Углы падения этого сброса —

65—70°. Амплитуда южного сброса грабена изменяется от 30 м на западе до 50—70 м в центральной и восточной частях структуры. Углы падения — до 70°. Размеры южного крыла 9 × 3 км, северного — 7 × 3 км. Углы падения пород изменяются от 7 до 12° на северном крыле и от 1,5 до 6° — на южном, постепенно уменьшаясь к периферии. Южное крыло относительно северного нарушено значительно меньше (рис. 84).

Промышленная нефтеносность купола связана, в основном, с верхне- и нижнемеловыми отложениями южного крыла структуры (рис. 85 и 86). Во вскрытом здесь разрезе выделено семь продуктивных горизонтов: сантонский, I и II сеноманские, III и IV верхнеальбские, V — нижнеальбский, VI—VIa — апт-неокомский, VII — нижненеокомский. На северном крыле выявлены аптский и неокомский — нефтяные горизонты.

Все нефтяные горизонты, кроме сантонского, литологически представлены, в основном, песками, мелко- и среднезернистыми, слабо сцементированными и песчаниками средне- и мелкозернистыми, иногда плотными. Нефтяные горизонты разделены прослоями глин на два — три пласта. Пористость горизонтов 20—28%. Сантонский горизонт представлен мелом с прослоями мергелей и имеет несколько большую пористость — 30%. Глубина залегания горизонтов южного крыла от 128 до 1020 м, мощность их колеблется от 10 до 30 м. Наибольшая мощность отмечена по IV альбскому горизонту (42—46 м) и по III горизонту (11—45 м). Величина проницаемости пород изменяется от 1028 до 1540 миллидарси, достигая в породах-коллекторах V альбского горизонта 2930 миллидарси. На северном крыле аптский горизонт залегает на глубине 200—235 м, неокомский — на глубине 280—305 м. Нефтяные залежи месторождения относятся к типу пластовых, экранированных плоскостью сброса. Режим работы большинства нефтяных горизонтов водонапорный.

Основными объектами эксплуатации являются III альбский и II сеноманский нефтяные горизонты южного крыла. Добыча нефти по ним составила 81,2% от добычи всего месторождения. 49,8% всей добычи приходится на III альбский горизонт, 31,4% — на II сеноманский, 8,3% на IV горизонт, 9,7% — на I сеноманский, 0,6% — на нижнеальбский и 0,1% — на нижненеокомский.

Начальные дебиты нефти по горизонтам: для I—0,5—5,2 т в сутки; II—0,02—16,8 т в сутки; III—0,3—20 т в сутки; IV—1,3—4 т в сутки; V—8,7 т в сутки и VII—7,3 т в сутки. Следует отметить, что залежи V, VI и VII горизонтов являются небольшими по площади, по сравнению с остальными горизонтами этого крыла.

Нефти южного крыла, за исключением нефти VII горизонта, вязкие (48—26 сст при 50°), тяжелые (удельный вес 0,918—0,946); почти не содержащие газа (газовый фактор 1,2—5,9 м<sup>3</sup>/т), малопарафинистые (0,15—0,57%); серы — 0,95—1,3%. Бензина нефть не содержит. Выход фракции до 250°—2,2—3,5%; до 300°—15,5—20,5%.

Несколько легче нефти VII горизонта. Удельный вес их — 0,842, серы — 0,29%, парафина 2,1%, вязкость при 50°—3,9 сст; выход фракций до 250°—30,5%, до 300°—50%. Нефть всех горизонтов нафтенового типа. В пределах месторождения газ имеется в незначительном количестве. По своему составу газ относится к сухим метановым газам. В среднем удельный вес газа VII горизонта — 0,695; остальных горизонтов — 0,628. Содержание метана в этих горизонтах — 76,3%; этана — 9,7% и более тяжелых углеводородов — 11%. Газ VII горизонта метановый.

На месторождении имеется значительное количество водоносных горизонтов. Часть из них оконтуривает нефтяные залежи. Наиболее водообильными являются водоносные горизонты альб-сеномана и нижней юры, что характерно для большинства месторождений Южной Эмбы.



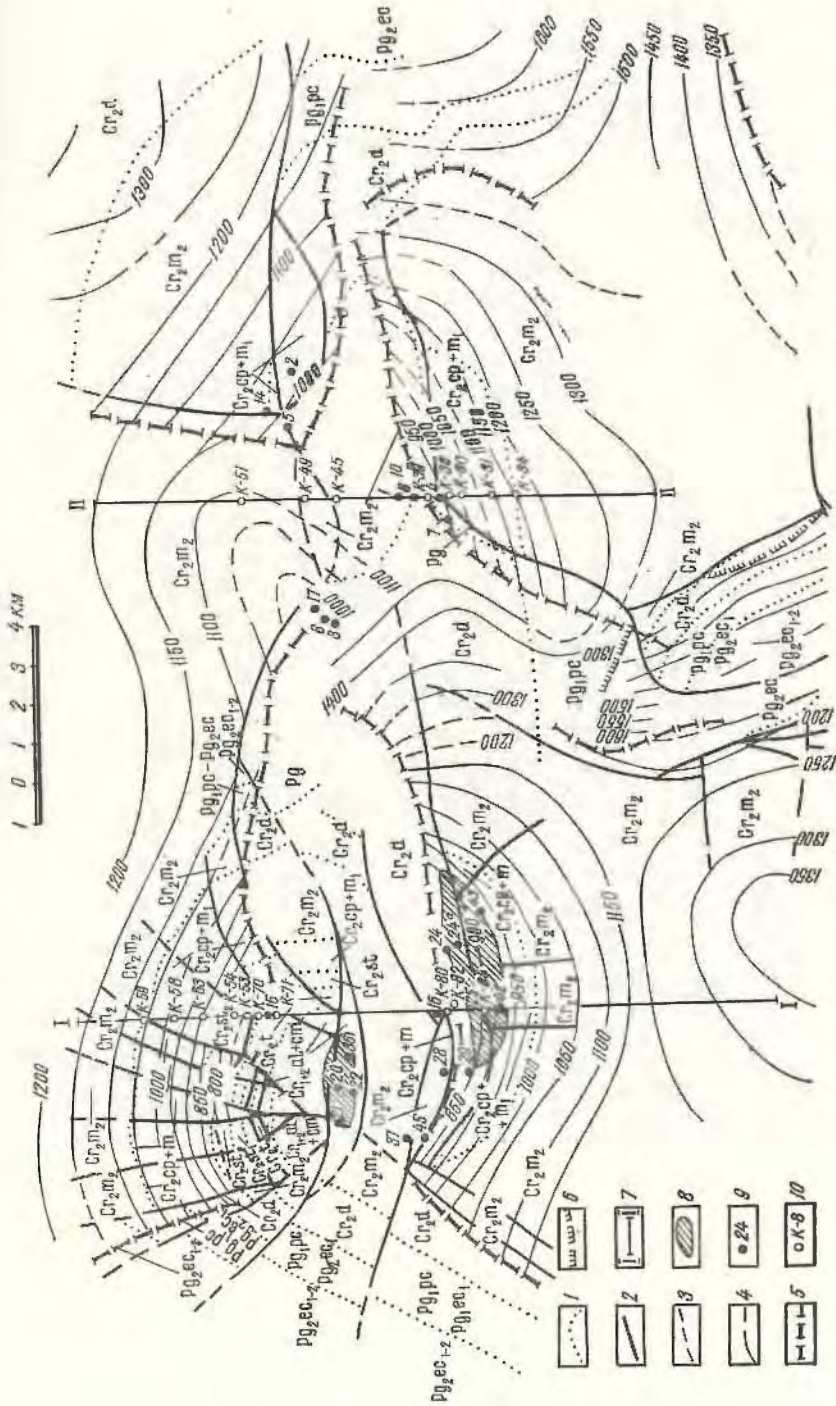


Рис. 84. Терензузук. Геолого-геофизическая карта (по материалам Казахстаннефтегеофизики, 1955).  
 1 — геологические границы; 2 — сбросы на поверхности доисторических слоев; 3 — предполагаемые сбросы на поверхности доисторических слоев; 4 — изогипсы по III отрываемому горизонту (долина неолита); 5 — проекция перепадов плоскости сброса с III отрываемым горизонтом; 6 — предполагаемая линия прекращения погружения III отрываемого горизонта; 7 — линии профиля; 8 — сейсмические профили; 9 — глубинные свдвиги; 10 — структурно-поисковые свдвиги.



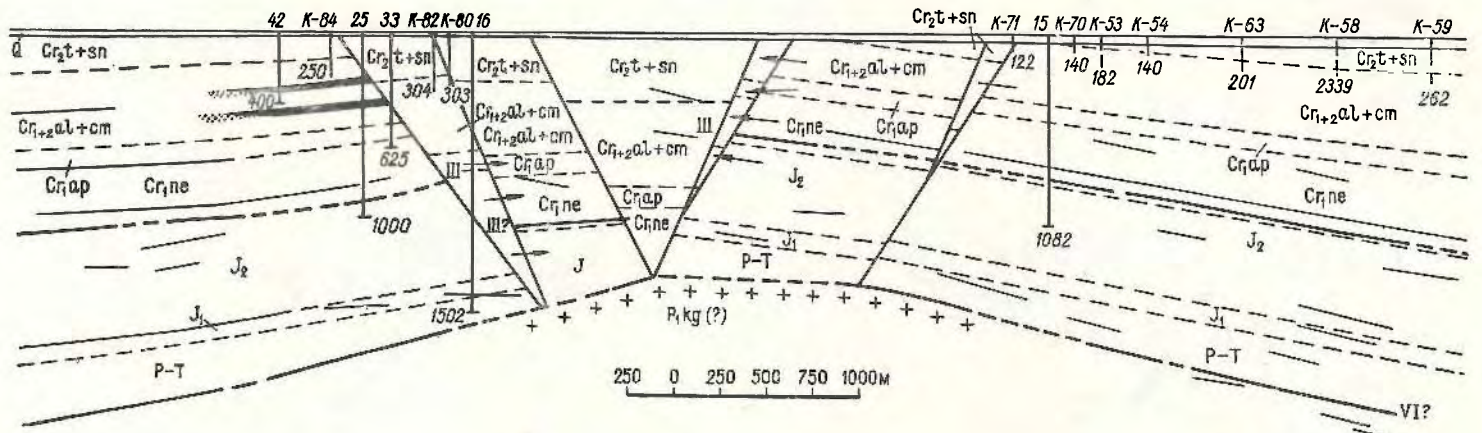


Рис. 85. Теренбузюк. Геолого-геофизический профиль I — I (по В. В. Козмодемьянскому, 1954, и Г. Я. Рабцновичу, 1955).

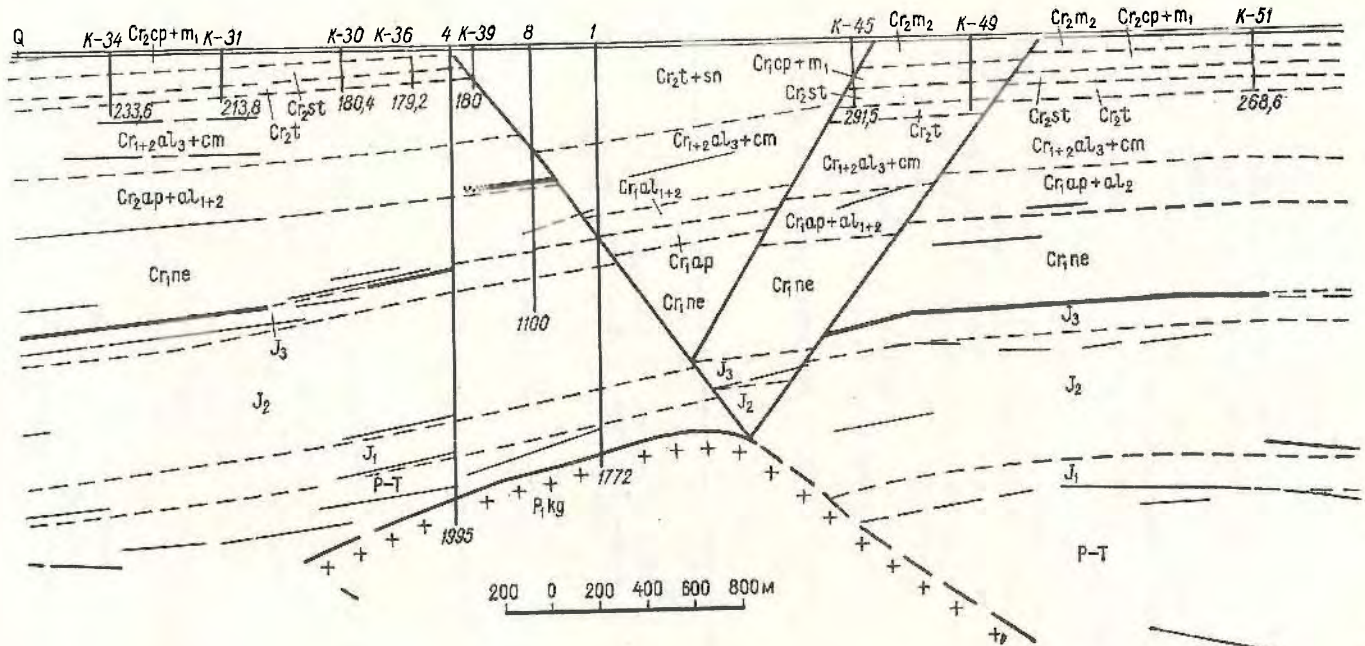


Рис. 86. Теренбузюк. Геолого геофизический профиль II — II (по Т. А. Бурькиной, 1949, и М. Б. Бейраховой, 1947).



Тип вод — хлоркальциевый. Минерализация увеличивается с глубиной и колеблется от 235,46 до 492,96 мг/экв.

Не выясненными на месторождении остаются перспективы нефтеносности пермотриасовых и юрских отложений.

### Шубаркудук

Месторождение Шубаркудук находится в Темнском районе Актюбинской области. Геологическое изучение месторождения начато в 1926 г. в пределах поднятия Кейкебас. В 1930 г. проведены: гравиметрические исследования, сейсморазведка методом преломленных волн и детальное геологическое картирование в масштабе 1 : 25 000, после чего начата глубокая разведка. Месторождение приурочено к солянокупольной структуре, ось которой простирается с северо-востока на юго-запад. Длина структуры 20 км, ширина 5 км, общая площадь 100 км<sup>2</sup> (рис. 87 и 88). В строении месторождения принимают участие отложения от пермских до третичных включительно. В разрезе устанавливается резкое несогласие между пермотриасовыми и юрскими отложениями. Свод купола нарушен сбросами, простирающимися с юго-запада на северо-восток и с западной стороны грабенем, уходящим к Кейкебасу. В результате разведочного бурения оконтурены две нефтяные залежи в пермотриасовых отложениях на южном и северном крыльях купола. Нефть высокосмолистая, парафиновая.

Краткие сведения по месторождению приведены в табл. 28.

Таблица 28

Поле	Промысловая номенклатура горизонтов	Глубина залегания, м	Эффективная мощность горизонта, м	Добыто нефти с начала разработки до 1/I 1953 г., тыс. т
Северное и Южное крылья	Пермотриас	350—450	14	317,3

## 2. РАЙОН ЮЖНО-ЭМБЕНСКОГО ПОДНЯТИЯ

Сейсморазведкой и глубоким бурением на обширной территории Южно-Эмбенского регионального гравитационного максимума выявлено крупное погребенное палеозойское поднятие, ограничивающее с юго-востока Урало-Эмбенскую солянокупольную область.

На локальных пологих структурах, осложняющих Южно-Эмбенское поднятие, разведочными скважинами вскрыты каменноугольные и девонские отложения.

В мезозойских отложениях, перекрывающих с резким угловым несогласием размытую поверхность палеозойских пород, сейсмическими исследованиями и бурением в районе Южно-Эмбенского поднятия были выявлены ряд локальных пологих структур. На двух структурах из четырех, находившихся в разведке, Прорве и Буранкуле, расположенных на погружении Южно-Эмбенского поднятия, открыты нефтяные и газовые залежи промышленного значения.

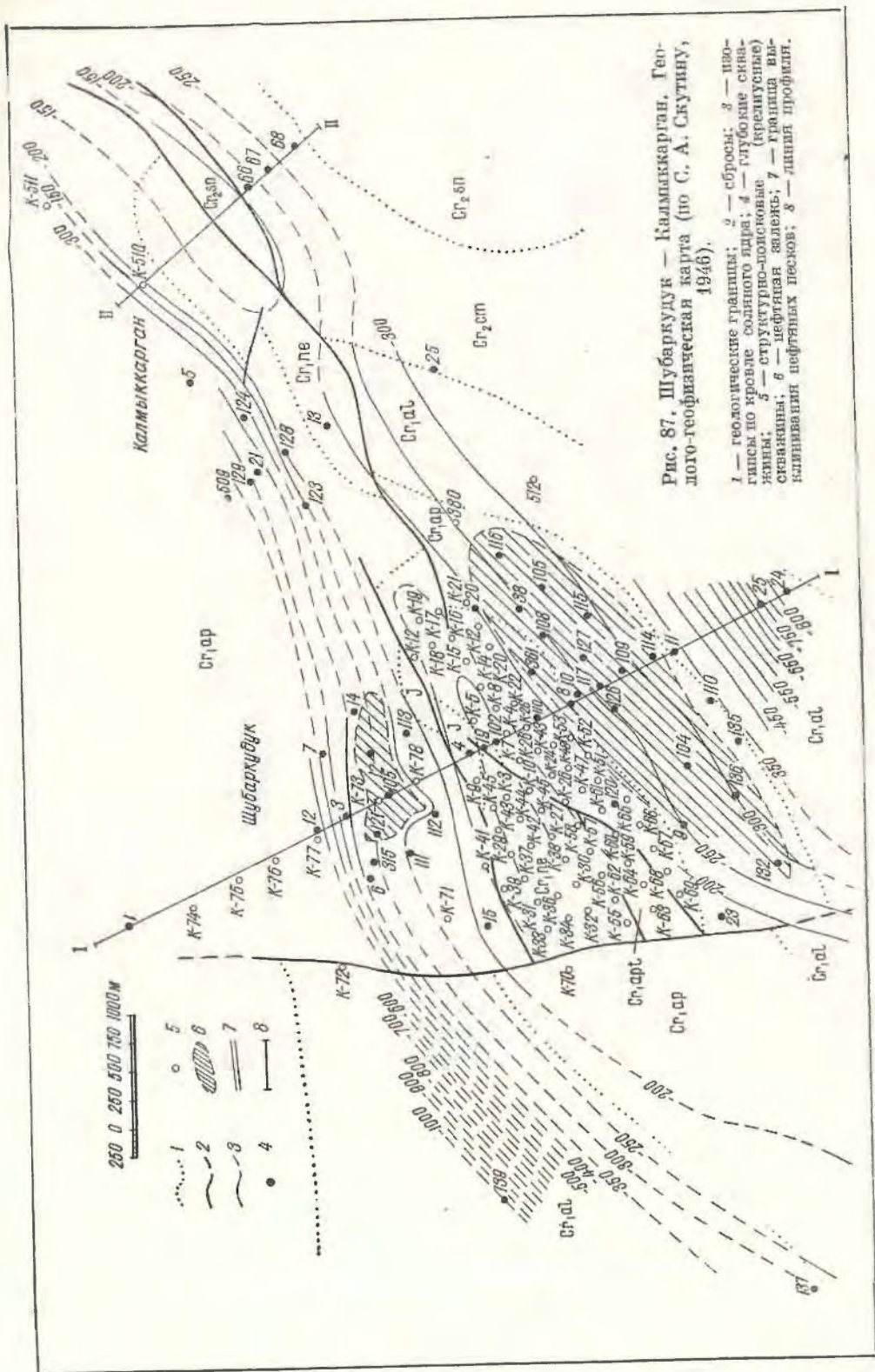


Рис. 87. Шубаркудук — Калмыккрган. Гео-лого-геофизическая карта (по С. А. Скутину, 1946).

1 — геологические границы; 2 — сбросы; 3 — изогипсы по кровле соляного ядра; 4 — глубокие свинажные; 5 — структурно-палеозойские (среднеинские) свинажные; 6 — нефтяная залежь; 7 — граница выклинивания нефтяных песков; 8 — линия профиля.



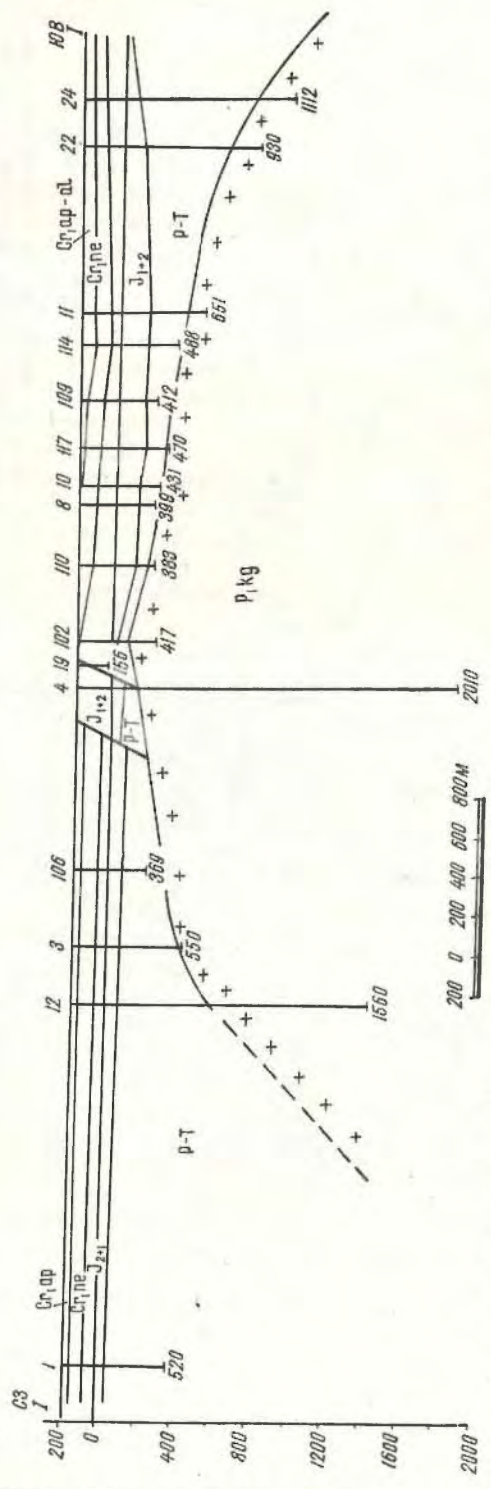


Рис. 88. Шубаркудук — Калмыктарган. Геологический профиль I — I (по С. А. Скутину, 1946, с дополнениями).

## Прорва

Месторождение Прорва расположено в 190 км от промысла Кулсары и в 90 км от Буранкуля. Положительная структура на этой площади была обнаружена сейсморазведкой в 1954—1955 гг. В 1959 г. на площади начато глубокое разведочное бурение. В 1960 г. в скв. 1, заложенной на восточном поднятии структуры, из среднеюрских отложений был получен промышленный приток фонтанной нефти.

Общий объем глубокого бурения, выполненный с начала разведочных работ на этом месторождении, по состоянию на 1 октября 1961 г. составляет 28 259 м. Глубоким бурением на Прорве вскрыт разрез отложений от современных до среднеюрских, полная мощность которых пока не пройдена скважинами.

На структурной карте по III опорному отражающему горизонту (подошва неокома) поднятие Прорва рисуется в виде обширной пологой структуры широтного простирания. Общая протяженность структуры равна 25 км. Южное крыло несколько круче северного. Углы падения — 1—3°. На структуре, по сейсмическим данным, обособляются три участка: восточное, центральное и западное поднятия (рис. 89). Центральное поднятие, по сейсмическим данным, с севера ограничено предполагаемым тектоническим нарушением почти широтного простирания. К западу от центрального поднятия, после погружения оси структуры вырисовывается присводовая часть и восточное периклиналильное окончание нового обособленного западного поднятия, уходящего под воды Каспийского моря.

Разведочным бурением на Прорве вскрыт и частично околонтурен в юрских отложениях один нефтяной горизонт. Этот горизонт хорошо прослеживается на значительном протяжении как по простиранию, так и по падению пород. Стратиграфически I юрский нефтяной горизонт приурочен к самой нижней части песчано-глинистых отложений келловейского яруса верхней юры (рис. 90).

Условия залегания нефти на Прорве определяются в основном структурными факторами. Нефтяная залежь восточного поднятия относится к типу сводовых полного контура. Глубина залегания кровли нефтяного горизонта в своде равна 2216 м (скв. 5), в приконтурной части 2272,8 м (скв. 16). Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность продуктивного горизонта изменяется от 4,5 до 8,6 м.

На центральном поднятии, судя по данным скв. 2, характер разреза пород сохраняется и выдерживаются мощности отдельных стратиграфических подразделений. В этой же скважине на глубине 2198—2210 м, по данным электрокаротажа, вскрыт нефтяной горизонт, аналог I юрского продуктивного горизонта восточного поднятия. Учитывая особенности глубинного строения всей площади и отдельных ее поднятий, можно с большой степенью вероятности предполагать, что залежь I юрского продуктивного горизонта непрерывно продолжается с восточного на центральное поднятие и будет иметь общий контур нефтегазоносности.

Породы-коллекторы I юрского нефтяного горизонта представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми и песками мелко- и тонкозернистыми, цементированными или слабо уплотненными. Величина открытой пористости этих песчаников достигает 21,9%. Проницаемость на газ от 41,57 до 59,95 миллидарси. Коллекторы характеризуются как высокие и среднеемкие.

Положение площади в пределах Эмбенского артезианского бассейна предопределяет здесь застойный характер режима подземных вод и в связи с этим высокую минерализацию их, доходящую до степени



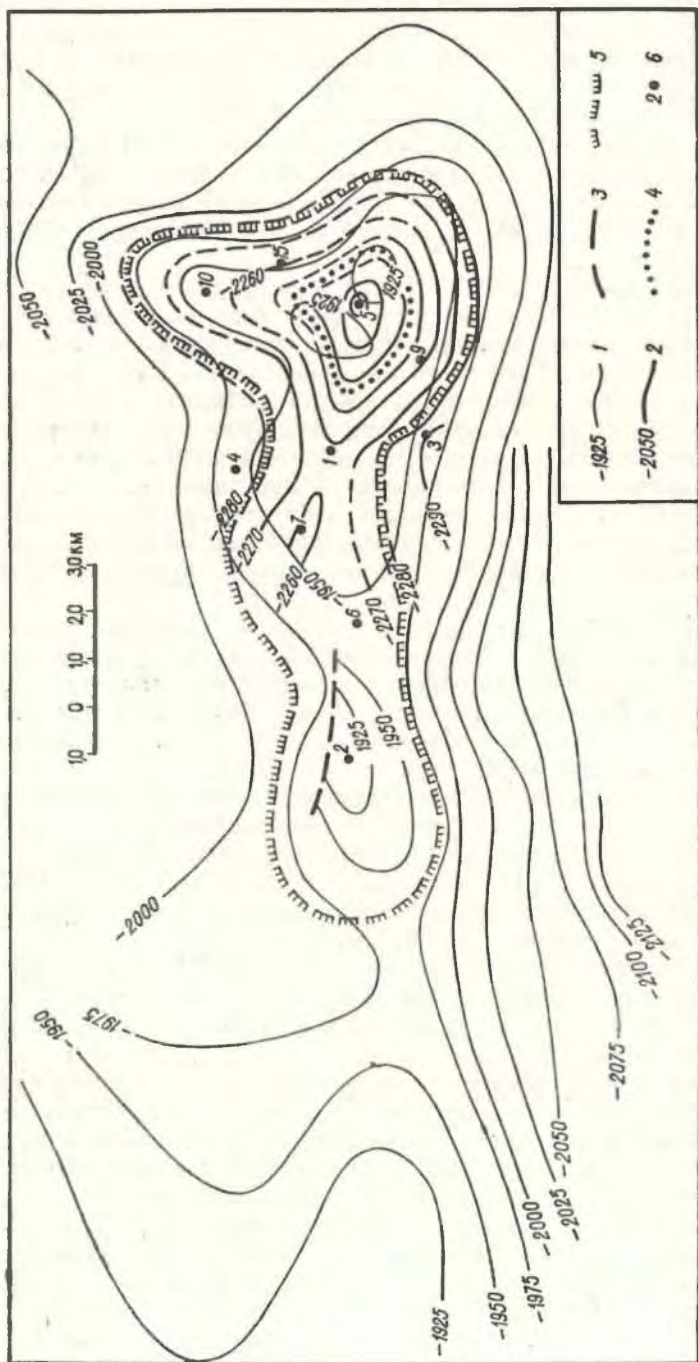


Рис. 89. Прорва. Структурная карта по III отражающему горизонту (подшва неокома) и I юрскому продуктивному горизонту (по материалам Казахстаннефтегеофизики, ЗКГУ и ВНИГРИ).

1 — изогипсы по III отражающему горизонту (подшва неокома); 2 — изогипсы по кровле I юрского продуктивного горизонта; 3 — предпологаемый сброс (по сейсмическим данным); 4 — контур газовой шапки I юрского горизонта; 5 — предпологаемый контур нефтеносности юрского горизонта; 6 — разведочные скважины.

рассолов хлоркальциевого типа. На месторождении можно предполагать газо-водонапорный режим работы юрской нефтяной залежи.

Нефть месторождения относится к группе сернистых, высокопарафинистых, смолистых, удельного веса 0,8665. Нефть содержит высокооктановый бензин и низкоиндексные масла. Попутный газ содержит 65,98% метана, 8,14% этана, 7% пропана и др.

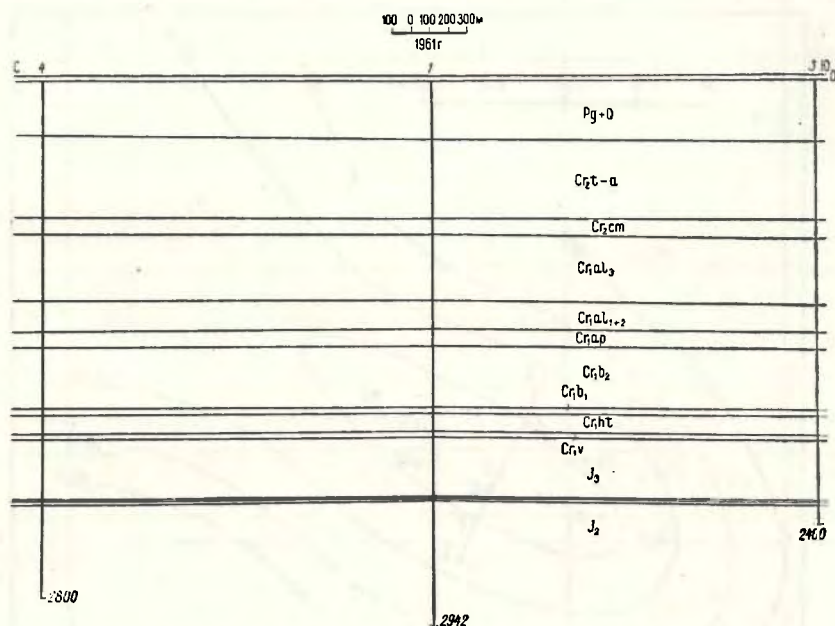


Рис. 90. Прорва. Геологический профиль I — I, 1961.

### Буранкуль

Месторождение Буранкуль расположено в 100 км к юго-востоку от промысла Кулсары. Изучение геологического строения месторождения начато в 1948 г. сейсморазведкой. В 1949 г. на площади Буранкуль была заложена опорная скв. 2, вскрывшая весь разрез мезозойско-кайнозойских отложений и остановленная на глубине 3085 м в отложениях нижнего триаса. Общий объем глубокого бурения, выполненного с начала поисково-разведочных работ на этом месторождении по состоянию на 1 октября 1961 г. составляет 42 929 м. О характере пород, слагающих стратиграфический разрез площади, наиболее полно можно судить по данным опорной скв. 2.

Пологая мезозойская структура Буранкуль расположена в зоне Южно-Эмбенского регионального гравитационного максимума между соляным куполом Азнагул на севере и структурой Южный Саргамыс на юго-западе. По данным сейсморазведки и бурения Буранкуль рисуется пологим асимметричным поднятием, вытянутым с юго-запада на северо-восток. Длина поднятия равна 5,5 км, ширина 1,5 км (рис. 91).

В опорной скв. 2, пробуренной в юго-западной части Буранкульской площади, была установлена нефтеносность отложений средней юры. В 1959 г. в разведочной скв. 9 из юрских отложений был получен промышленный приток фонтанной нефти и газа. В результате большого объема поисково-разведочного бурения во вскрытом разрезе юрских отложений выявлены десять продуктивных горизонтов (рис. 92).



Промышленная нефтеносность месторождения приурочена к сводовой части поднятия. Условия залегания нефти на месторождении определяются структурными и в значительной мере, в меньшей мере, литологическими факторами. Большая часть юрских нефтяных залежей месторождения относится к типу сводовых полного контура. В отдельных случаях роль литологического фактора значительно возрастает (VII горизонт) и вероятно становится преобладающей (IV горизонт) (рис. 93).

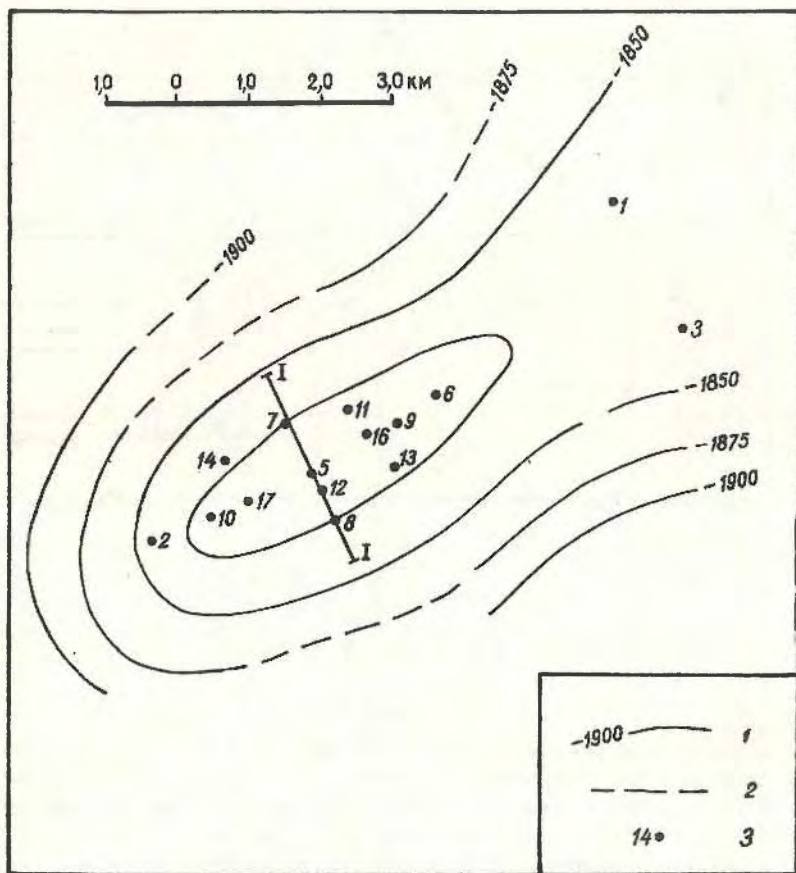


Рис. 91. Буранкуль. Структурная карта по III отражающему горизонту (по В. А. Шилиной, 1958).

1 — изогипсы по III отражающему горизонту (подоснова неокома); 2 — линия профиля; 3 — разведочные скважины.

Породами-коллекторами являются, в основном, пески и слабо сцементированные песчаники. Литологический состав горизонтов изменчив; нередко породы коллектора замещаются глинистыми прослоями по простиранию на сравнительно небольших расстояниях и вновь появляются на соседних участках.

Нефтеносность триасовых отложений остается пока невыясненной.

В разрезе скважин месторождения, особенно в отложениях средней юры и триаса, пласты-коллектора имеют небольшую мощность (2—4 м) и представляют пачки частого чередования тонких пластов. Это сильно затрудняет оценку перспективности пластов и часто не позволяет выделить нефтяные и газоносные пласты, так как они ничем не отличаются от

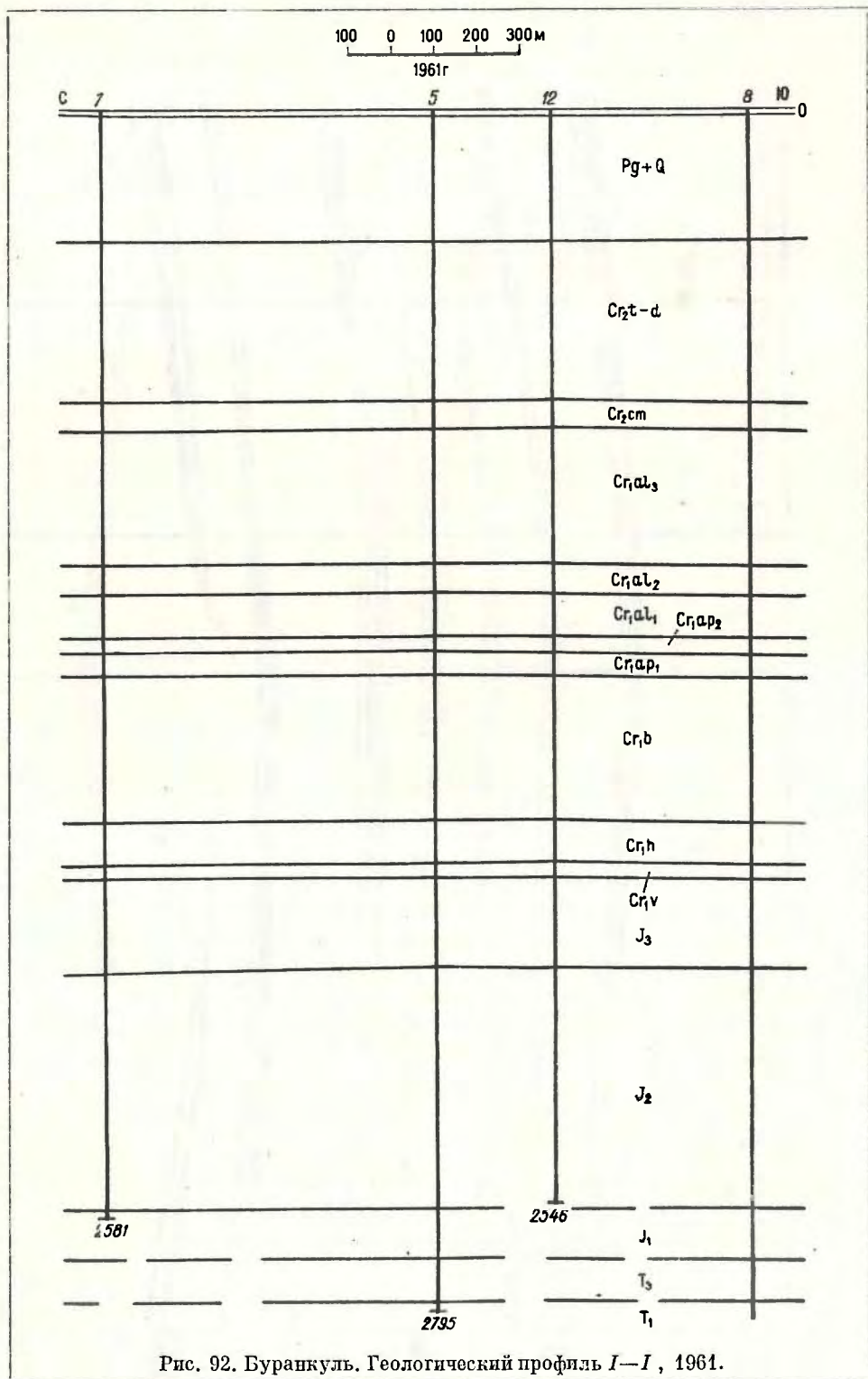


Рис. 92. Буранкуль. Геологический профиль I—I, 1961.



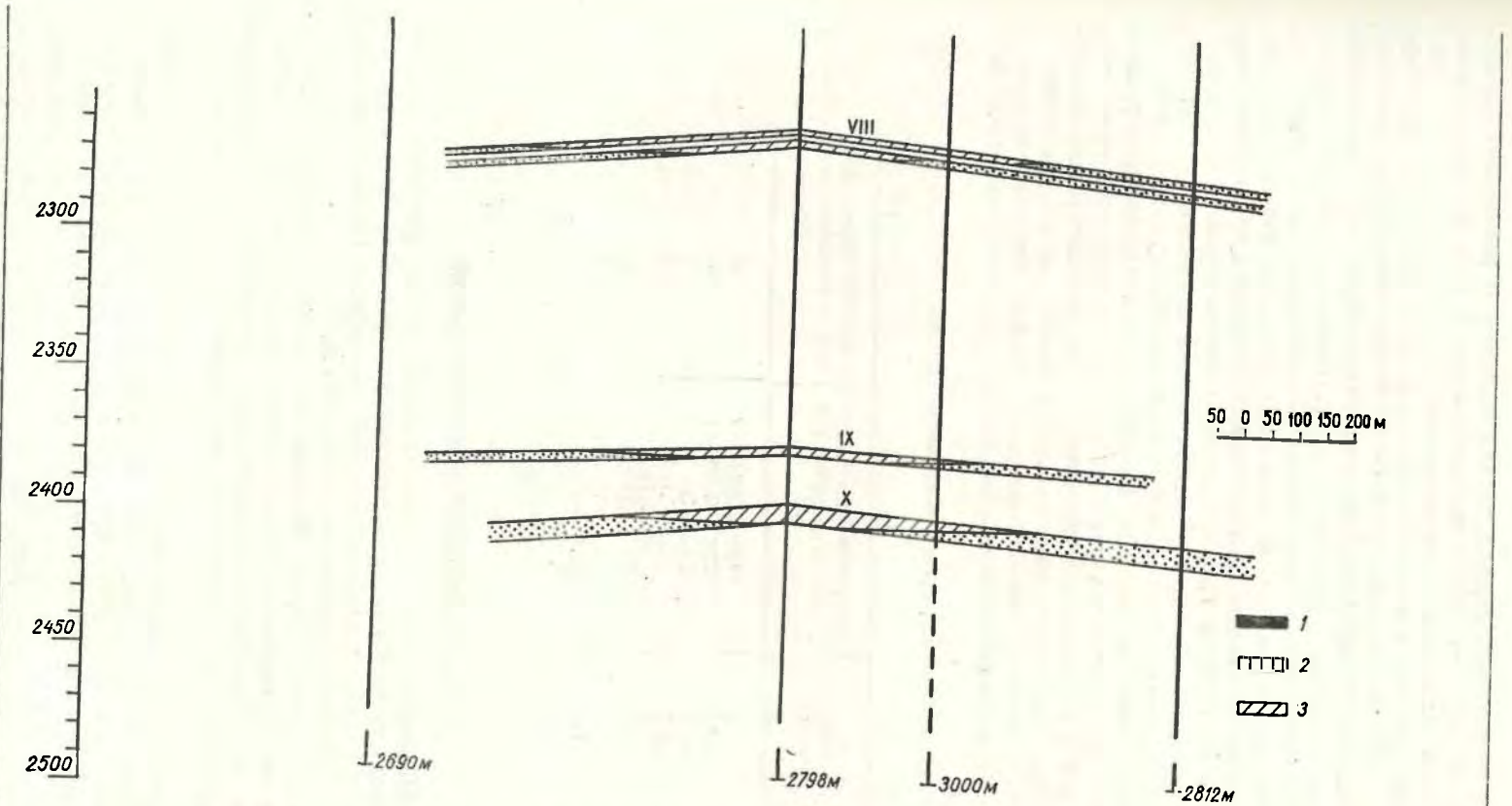
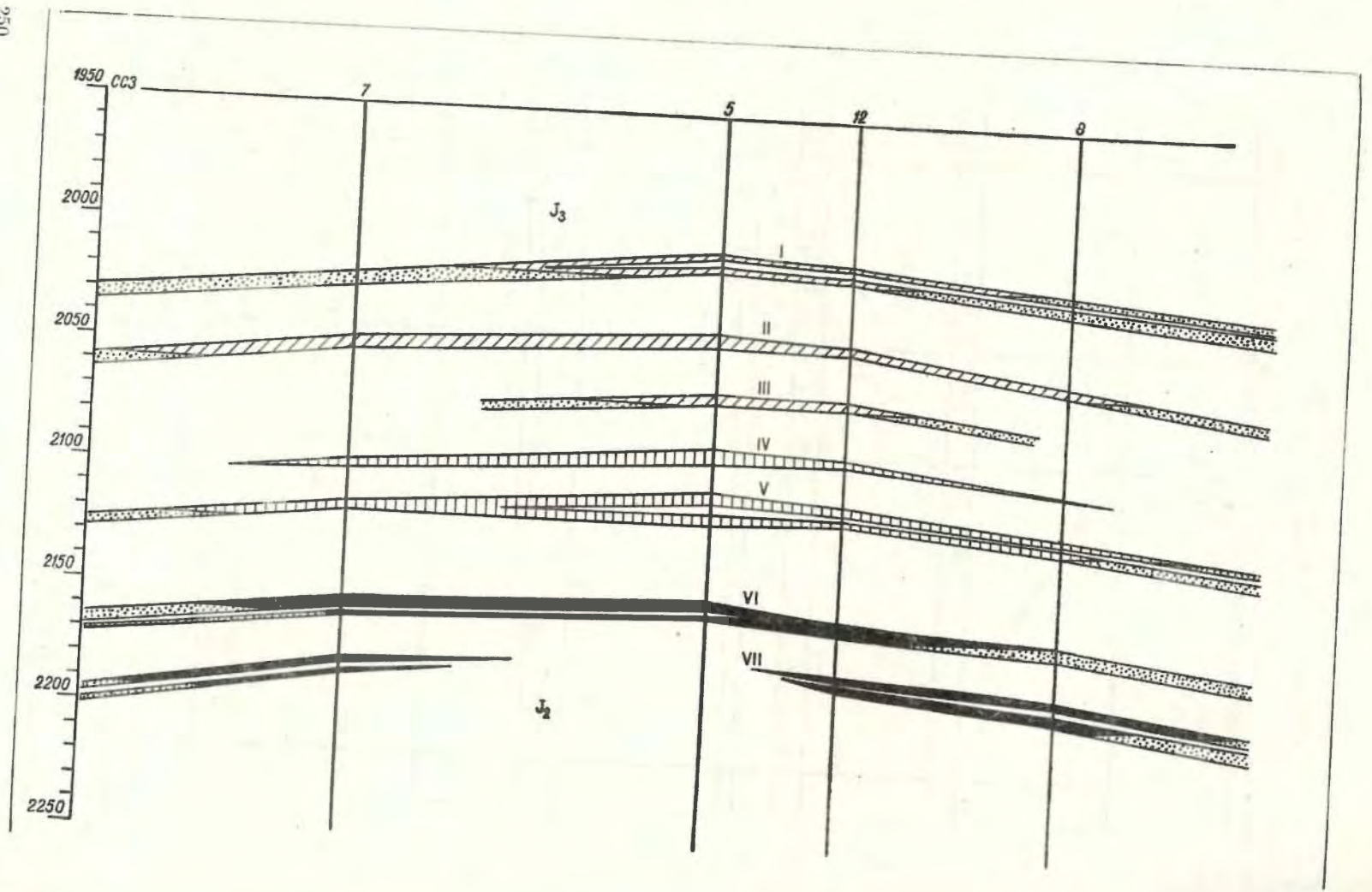


Рис. 93. Буранкуль. Геологический профиль II — II (по В. С. Днепрову и А. В. Суворовой, 1961).  
 1 — нефтяные горизонты опробованные; 2 — газоносные горизонты опробованные; 3 — нефтяные горизонты предполагаемые.

вмещающих пачек чередующихся тонких пластов. В результате опробования IV—V—VI—VII юрских горизонтов в скв. 5, 6, 7, 9 и 10 получены притоки нефти и газа, газа и конденсата.

В гидрогеологическом отношении площадь нефтяного месторождения находится в пределах юго-западной части Южно-Эмбенского артезианского бассейна, содержащего несколько основных водоносных комплексов в меловых, юрских и более древних осадках. Наибольшее количество данных по опробованию имеется для среднеюрского водоносного комплекса, с которым связаны основные нефтяные горизонты. Все водоносные горизонты напорные. Хлоркальциевый тип вод говорит о сильной их метаморфизации и отсутствии окислительно-восстановительной обстановки, что характерно для нефтяных залежей. Общее направление движения подземных вод происходит с северо-востока на юго-запад. В этом же направлении увеличивается и степень минерализации. Имеющиеся данные опробования указывают на то, что IV и V горизонты являются чисто газовыми, а VI и VII — нефтяными горизонтами с высоконапорными водами.

Нефти Буранкульского месторождения относятся к группе сернистых, высокосмолистых, малопарафиновых. Нефти содержат высокооктановый бензин и среднеиндексные масла. Удельный вес нефтей от 0,8353 до 0,8869.

Краткие данные по горизонтам месторождения приведены в табл. 29.

Таблица 29

Горизонт (юрский)	Глубина залегания (по электрокаротажу), м	Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность, м
I	1995—2014	4
II	2028—2058	5
III	2053—2067	4
IV	2075—2104	4,6
V	2092—2125	5,6
VI	2137—2170	5,5
VII	2165—2177	5
VIII	2276—2282	4,5
IX	2390—2394	4
X	2410—2416	6

### 3. Южно-Мангышлакский прогиб

Южно-Мангышлакский нефтегазоносный район расположен непосредственно к югу от Мангышлакских гор и в орографическом отношении представляет равнину, слабо наклоненную в сторону Каспийского моря. Район приподнят над уровнем моря на 150 м.

В геологическом разрезе Мангышлака вскрыты породы палеозойского, триасового, юрского, мелового и третичного возрастов. Наиболее изученными в настоящее время являются среднеюрские и нижнемеловые отложения, представленные толщей преимущественно песчано-глинистых пород.

В тектоническом отношении Жетыбайское и Узеньское месторождения приурочены к единой одноименной тектонической ступени, соединяющей Беке-Башкудукский вал и Южно-Мангышлакский прогиб. Эта ступень как и входящие в нее отдельные поднятия ориентирована в субширотном направлении и имеет четко выраженное южное крыло и несколько менее отчетливо рисующееся северное. Жетыбайское и Узеньское поднятия представляют собой крупные положительные структуры платформенного типа.



Нефтегазоносность Жетыбайской и Узеньской структур связана с отложениями нижнего мела, верхней и средней юры. В ряде пробуренных скважин при опробовании были получены притоки фонтанной нефти и газа.

### Жетыбай

Месторождение Жетыбай расположено в северо-западной части Шевченковского района Гурьевской области, в 200 км к юго-востоку от районного центра Форт-Шевченко и в 70 км к северу от Каспийского моря. В морфологическом отношении рассматриваемая площадь представляет собой всхолмленную равнину с максимальными абсолютными высотами от +160 до +80 м.

Жетыбайская структура впервые была установлена в 1952 г. гравиметрическими работами. В 1955 г. площадь Жетыбай была пересечена региональным сейсмическим профилем, подтвердившем наличие здесь погребенного под горизонтально залегающим покровом неогена поднятия мезозойских пород. В 1957—1958 гг. на Жетыбайской структуре была проведена площадная крупномасштабная сейсмическая съемка и структурное бурение. Эти работы уточнили представление о глубинном строении Жетыбайской структуры и подготовили ее к глубокому бурению, которое было начато в 1959 г.

В процессе бурения первых трех скважин (1, 2 и 6) по образцам керна были установлены обильные нефтепроявления, а по данным промыслово-геофизических исследований выявлены многочисленные возможно продуктивные горизонты. Испытания были проведены только в скв. 2 и 6. В скв. 2 из горизонта на глубине 1826—1833 м была получена нефть с дебитом 9—11 м<sup>3</sup> в сутки. Из скв. 6 с глубины 2383—2389 м из отложений средней юры был получен мощный нефтяной фонтан.

В геологическом строении месторождения Жетыбай принимают участие вскрытые скважинами юрские, меловые и третичные отложения. Во вскрытой части юрского разреза присутствуют отложения нижнего (мощностью 45 м), среднего (мощностью 818 м) и верхнего (мощностью 160 м) отделов. Меловые отложения представлены нижним и верхним отделами и всеми ярусами системы. Суммарная мощность нижнемеловых отложений составляет 847—884 м. Суммарная вскрытая мощность верхнемеловых пород достигает 239—259 м. Меловые отложения разделяются на три части: нижнюю — терригенно-карбонатную (неоком), среднюю — терригенную (сеноман, альб, апт) и верхнюю карбонатную (турон — датский ярус).

В тектоническом отношении месторождение представляет собой крупную, пологую, вытянутую в субшпротном направлении брахантиклинальную складку, расположенную в центральной части Жетыбай-Узеньской ступени северного склона Южно-Мангышлакского прогиба (рис. 94).

Сопоставление структурных карт, составленных по подошве неокома и подошве турона, показывает, что форма складки по различным стратиграфическим горизонтам в основном сохраняется, хотя некоторые ее детали и претерпевают небольшие изменения. Размеры Жетыбайской структуры: длина 23,5 км, ширина в восточной части — 4,1 км и в западной — 6,0 км. Складка имеет обширный плоский свод и пологие крылья (3°). Высота структуры достигает 115 м. В восточной и западной частях свода структуры, вследствие ундуляции ее оси, отмечаются два куполовидных поднятия. Размеры восточного поднятия 6,9 × 2,1 км, западного — 2,8 × 0,9 км. Амплитуда прогиба между ними достигает 10 м. Дизъюнктивные нарушения на Жетыбайской структуре не отмечены.

Нефтегазоносными на Жетыбае являются юрские (средний и верхний отделы) и нижнемеловые отложения. В разрезе юрской нефтегазонасной толщи (рис. 95) суммарной мощностью 895 м условно выделены 15 нефтяных горизонтов мощностью от 26 до 66,5 м каждый. Общая мощность нефтяных горизонтов достигает 319 м. В каждом горизонте отмечается несколько (до 18) нефтяных пластов и пропластков мощностью от 1,0 до 30 м каждый. Все нефтяные горизонты, почти равномерно распределенные в продуктивной толще, залегают очень полого. Разделами их служат пачки глинистых пород мощностью от 5,5 до 23,5 м каждая. Во всей продуктивной толще число нефтяных пластов и пропластков достигает 133. Из них, вероятно, только часть хорошо выдерживается на всей площади месторождения.

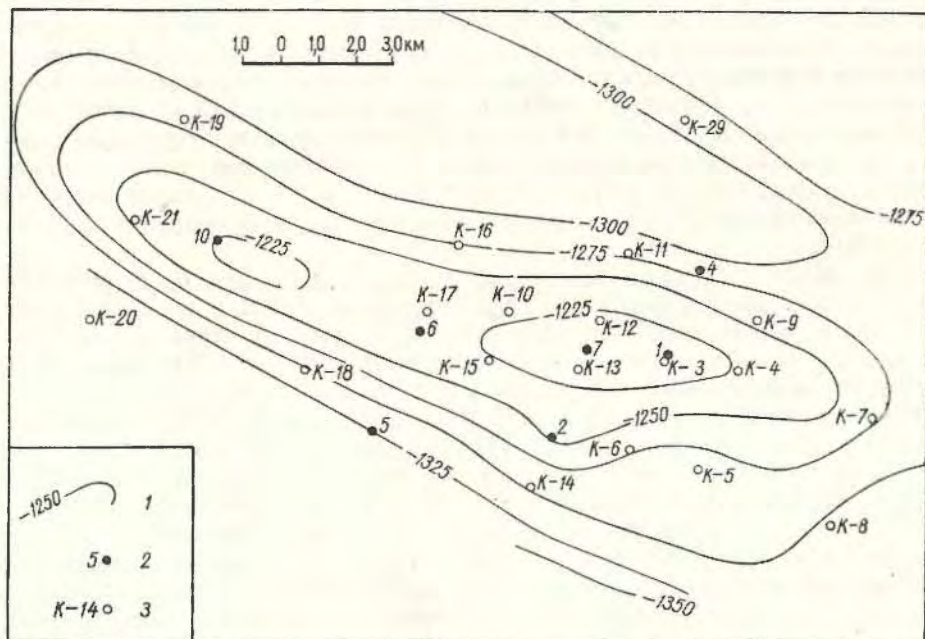


Рис. 94. Жетыбай. Структурная карта по подошве неокома (по материалам трестов Казахстаннефтегеофизика, Мангышлакнефтегазразведка и ВНИГРИ).

1 — изогипсы по подошве неокома; 2 — разведочные скважины; 3 — структурно-поисковые скважины.

Верхний этаж нефтеносности месторождения, представленный нижнемеловой толщей, выступает в менее отчетливой форме. Промышленная газоносность нижнемеловых отложений на месторождении Узень, их нефтегазоносность на месторождении Тюбеджик на п-ове Тюбкараган и обильные нефтегазопроявления, связанные с ними на Карасязь-Таспасской антиклинали Бекебашкудукского вала, а также образцы керна с признаками нефти на Жетыбае, позволяют предполагать их нефтегазоносности также на месторождении Жетыбай.

Приведенные выше данные показывают, что Жетыбай является многопластовым месторождением сводового типа, ограниченным со всех сторон контурными водами. Нефтяные горизонты литологически представлены в основном песчано-алевритовыми породами. Для них характерно неравномерное, чаще тонкое чередование слоев различного литологического состава, связанных между собой постепенными переходами.



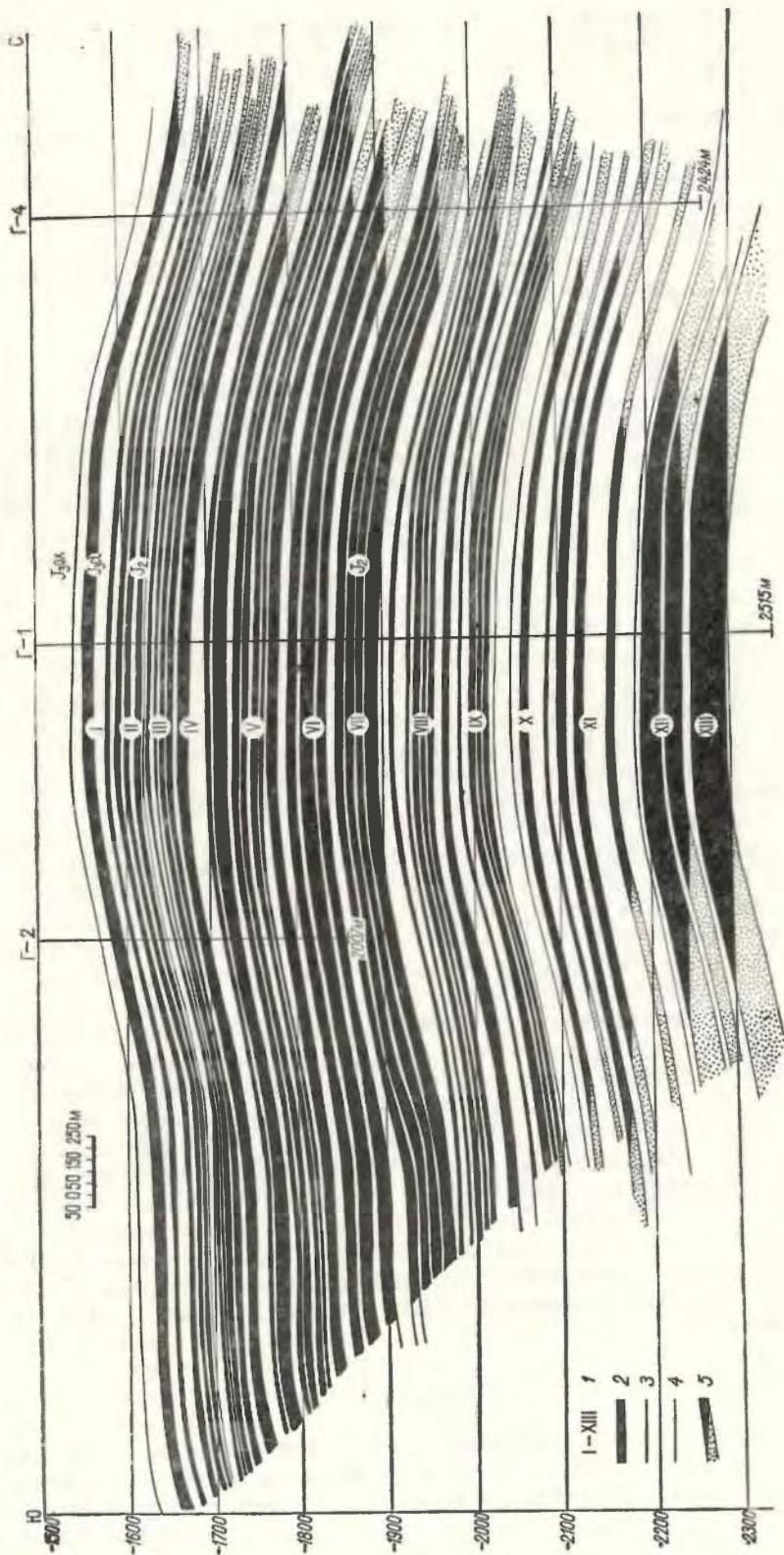


Рис. 95. Желтый, Схематический геологический профиль (по материалам ВНИГРИ).  
 1 — I—XIII — нефтеносные продуктивные горизонты; 2 — нефтяные пласты; 3 — границы стратиграфических горизонтов; 4 — границы нефтеносных продуктивных горизонтов; 5 — водоносные контакты.

В табл. 30 приводится краткая характеристика нефтяных горизонтов юрской продуктивной толщи.

Таблица 30

Горизонты (сверху вниз)	Общая мощность горизонта, м	Эффектив- ная мощ- ность, м	Пористость, %	Проницаемость, миллидарси	Остаточная нефтенасы- щенность
I	28—31,5	7,5—11,0	15—23	—	—
II	28,5—34,5	7,5—17,0	—	—	—
III	26,5—34,5	7,5—17,0	—	—	—
IV	49,5—57,5	8,2—28,0	17,38—22,4	19,54—145,8	19,5—57,6
V	49,0—51,5	11,5—30,5	—	—	—
VI	42,5—47,0	13—29,5	21—28	67—250	10,23—38,9
VII	60,5—66,5	17—36	21,0—23,73	22,73	25,8
VIII	50—53	11,5—26,9	15,81—16,85	1,65—6,10	3,81—16,73
IX	37,7—40,0	7,0—16,9	14,95	2,31	20,1
X	42,0—44,5	11,5—19,6	19,57—20,28	62,76—143,85	15,35—28
XI	61,0—62,0	19,88—22,5	16,49	16,16	—
XII	55,5—57,0	—	17,72—19,4	{ 43,8—205,6 1293,0	6,07—46,8
XIII	64,0	36,5	—	—	—
XIV	49,0	—	13,57—21,0	до 3,39	—
XV	26,0	12,2	—	—	—

Промышленные притоки нефти в настоящее время получены из III горизонта. Мощный фонтан нефти получен из XII горизонта.

В процессе испытания XII горизонта при 12-миллиметровом штуцере забойное давление составило 187 атм, дебит эмульсии 720 м<sup>3</sup> в сутки, дебит газа 78 221 м<sup>3</sup> в сутки; при 7,5-миллиметровом штуцере забойное давление 233 атм, дебит эмульсии 144 м<sup>3</sup> в сутки, дебит газа 12 340 м<sup>3</sup> в сутки; при 5-миллиметровом штуцере — забойное давление 241,4 атм, дебит эмульсии 58 м<sup>3</sup> в сутки, дебит газа 3950 м<sup>3</sup> в сутки, при 10-миллиметровом штуцере забойное давление 218,5 атм, дебит эмульсии 314 м<sup>3</sup> в сутки, дебит газа 31 098 м<sup>3</sup> в сутки. В период опробования скважины получено 260 953 м<sup>3</sup> газа.

Подземные воды на площади Жетыбай почти не изучались. Опробованы были только воды среднеюрских и альбских отложений. Воды среднеюрских отложений на глубине 2383—2389 м (скв. 6) имеют минерализацию рассолов (123 г/л) и относятся к I классу по Пальмеру.

Нефти Жетыбайского месторождения обладают высокими товарными качествами. Они высокопарафинистые (16—21%), малосернистые, малосмолистые. Удельный вес нефти 0,855—0,868.

Попутный газ относится к жирным газам, сопровождающим, как правило, легкие нефти. Удельный вес газа 0,9434. Помимо метана (62,64%) газ содержит большое количество пропана (14,2%). Из газа может быть получен конденсат при атмосферном давлении (6,22% по объему и 17% от веса газа).

### Узень

Месторождение Узень расположено в северо-западной части Шевченковского района Гурьевской области, в 280 км к юго-востоку от районного центра г. Форт-Шевченко и в 70 км к востоку от месторождения Жетыбай.



Узенская структура впервые была установлена в 1939—1940 гг. С 1953 по 1960 гг. на площади Узень проводились геологические (изучение стратиграфии, составление геолого-структурных карт) и геофизические (сейсмические) работы. В итоге работ структура Узень была подготовлена к глубокой разведке, которая началась в апреле 1961 г.

Месторождение Узень расположено в восточной части Жетыбай-Узенской тектонической ступени северного склона Южно-Мангышлакского прогиба. В геологическом строении месторождения принимают участие вскрытые бурением юрские, меловые и третичные отложения. Во вскрытой части юрского разреза выделяются отложения среднего и верхнего отделов системы. Разрез средней юры составляют осадки батского, байосского и ааленского ярусов, представленные прибрежно-морскими, лагунными и пресноводными фациями. Видимая мощность средней юры на месторождении Узень равна около 678 м, подошва ее осталась скважинами еще не вскрытой. Верхнеюрские отложения представлены морскими осадками, богатыми фауной. Суммарная мощность отложений верхней юры 145—158 м. Суммарная мощность меловых отложений, вскрытых бурением на месторождении, равна 868—950 м. Мощность нижнемеловых отложений составила 694—745 м. Общая мощность третичных осадков, представленных породами эоцена, олигоцена и миоцена достигает 342 м.

Месторождение Узень в тектоническом отношении представляет собой крупную, пологую, вытянутую в субшпротное направлении брахиантиклинальную складку. Структура Узень отчетливо проявляется во всех горизонтах мезозойских отложений. На структурной карте по подошве неокома (рис. 96) Узенская структура представляет асимметричную брахиантиклинальную складку длиной 24 км и шириной 7,7 км, оконтуривается изогипсой минус 850 м. Площадь ее по подошве неокома в пределах указанной изогипсы составляет 140 км<sup>2</sup>. Углы падения пород на южном крыле от 2 до 8°, а на северном 1—2°. Узенская структура имеет запад-северо-западное простирание, которое в восточной части структуры изменяется на широтное. Углы падения (по подошве турона) южного крыла составляют 3—6°, северного 1—2°. От свода структуры в сторону крыльев и периклиналей отмечается увеличение мощности отложений за счет, в основном, карбонатной части верхнего мела, а также неокома и верхней юры. С глубиной углы падения крыльев структуры несколько возрастают.

Нефтегазоносными отложениями на месторождении Узень являются юрские (средний и частично верхний отделы) и нижнемеловые. Породы, вмещающие нефть и газ, образуют нижний — юрский — этаж нефтеносности и верхний — меловой — этаж газоносности.

Всего в разрезе, по данным промыслово-геофизических исследований, выделяется 105 продуктивных пластов и пропластков, мощностью от 0,5 до 20,1 м каждый, объединенных в 22 горизонта (I—XXII).

Меловой комплекс пород в интервале глубин 210—802 м (отложения сеномана, альба и неокома) содержит 57 продуктивных пластов и пропластков, мощностью от 0,5 до 7 м каждый, объединенных в 12 горизонтов (I—XII), суммарной средней эффективной мощностью в 95,7 м.

Нижнему юрскому этажу нефтеносности принадлежат 48 продуктивных пластов и пропластков, мощностью от 0,5 до 20 м каждый, объединенных в 10 горизонтов (XIII—XXII), суммарной средней эффективной мощностью в 115 м.

Продуктивные горизонты представлены тонкозернистыми глинистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами. Залегают продуктивные горизонты и пласты и чередующиеся с ними глинистые прослои почти горизонтально на своде и под очень небольшим углом на крыльях структуры.

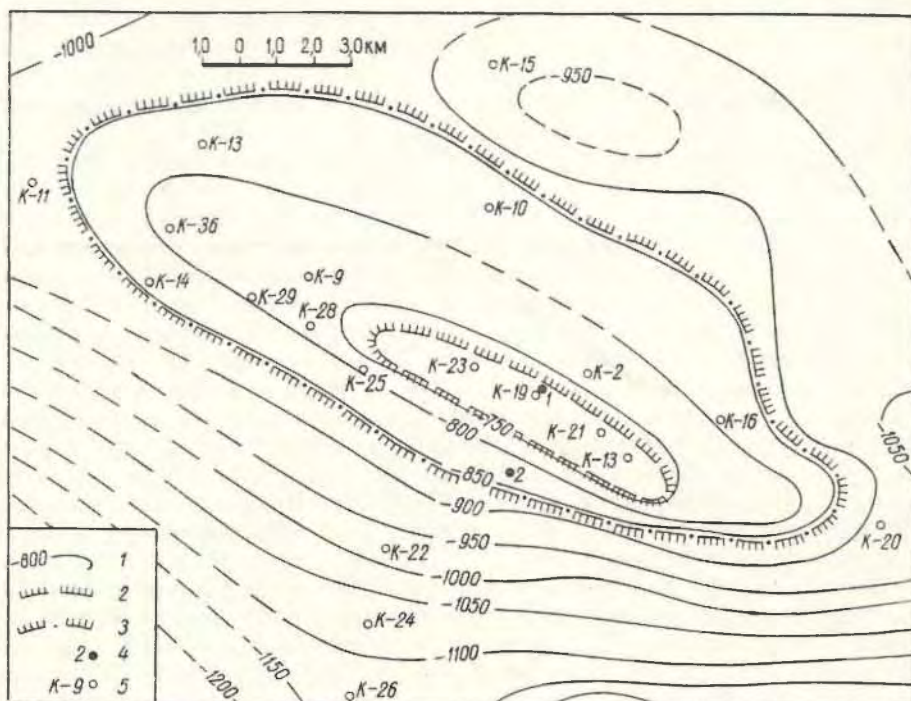


Рис. 96. Узешь. Структурная карта по подошве неокома (по материалам трестов Казахстаннефтегеофизика, Мангышлакнефтегазразведка и ВНИГРИ).

1 — изогипсы по подошве неокома; 2 — предполагаемый контур нефтеносности XVIII—XXII горизонтов; 3 — предполагаемый контур нефтеносности XIII—XVII горизонтов; 4 — разведочные скважины; 5 — структурно-поисковые скважины.

В табл. 31 приводится краткая характеристика нефтяных и газовых горизонтов.

Таблица 31

Горизонт	Возраст	Общая мощность, м	Эффективная мощность, м
I	Турон	3,5—4,5	—
II	Сеноман	21—45	12,5—14,5
III	Верхний альб	16—19	2—3,5
IV	»	26—34,5	6,5—17,5
V	»	8—12,5	1,0—3,0
VI	»	14—18	10,0
VII	Средний альб	23,5—16,5	7,5—9,0
VIII	»	33—39	8,5—15,5
IX	»	20,0	7,5—8,0
X	Нижний альб	19,5—27,5	4,0—15,0
XI	»	52,5	12,5—15,5
XII	Неоком	29,5—32,0	3,5—7,5
XIII	Юра	19—24	4,0
XIV	»	36—41,5	25,0
XV	»	31,5	—
XVI	»	17,5—19,5	12,5
XVII	»	35,0	—
XVIII	»	18,5	10,5
XIX	»	16,0	7,5
XX	»	17,5	2,5
XXI	»	43,0	6,5
XXII	»	68,5	—



В верхней продуктивной толще испытаны вместе два пласта XI горизонта, давшие с глубины 799—802 м в скв. К-21 фонтан газа с суточным дебитом, при 10-миллиметровом штуцере, 70899 м<sup>3</sup>. Фонтанирующими в процессе бурения были также скв. К-18 и К-36 из II и III горизонтов на глубине 210—360 м. При испытании XVI горизонта в скв. Г-1 с глубины 1258—1261 м были получены газ и притоки фонтанной нефти. Суточный дебит при 5-миллиметровом штуцере равнялся 40 т нефти. Нефтегазоносность остальных горизонтов подтверждается наличием признаков нефти в керне и электрокаротажной характеристикой аналогичной с пластами испытанными и давшими промышленные притоки нефти и газа.

Подземные воды месторождения Узень остаются неизученными. Некоторые сведения имеются только по альбскому водоносному комплексу. Воды этого комплекса хлоридно-сульфатно-натриевые высоконапорные. По химической характеристике они относятся к I классу Пальмера. Минерализация вод 5,5 г/л (скв. 1).

Режим работы газонефтяных залежей, учитывая близость области питания подземных вод и высокие напоры при вскрытии их скважинами, предполагается водонапорным.

Газ месторождения Узень имеет удельный вес 0,5969. Основная масса его представлена метаном (93,86% по объему); этан и более тяжелые гомологи метана присутствуют в небольших количествах. Газ может быть использован как высококалорийное топливо и сырье для химической промышленности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опыт поисковых и разведочных работ в геологически различно построенных областях мира показывает, что только 3—4 процента всех разведанных и эксплуатируемых месторождений концентрируют в своих недрах около 80% всех разведанных запасов нефти и газа.

Исследуемая нами область, по-видимому, также не является исключением из этого правила. Месторождения Жетыбай и Узень несопоставимы с ранее открытыми; такие месторождения как Прорва и Кенкияк содержат большую часть подготовленных промышленных запасов нефти по солянокупольной области, хотя общее число охваченных разведкой структур превышает здесь 50. Следовательно, в целях повышения эффективности геологопоисковых и разведочных работ и обеспечения намеченных перспективным планом развития народного хозяйства СССР на 20 лет темпов прироста запасов нефти и газа и в этом регионе упор необходимо сделать на открытие крупных месторождений.

На ближайшее время несомненно максимум внимания будет уделен быстрой подготовке запасов нефти и газа на Южном Мангышлаке для создания здесь новой крупной базы нефтяной и газовой промышленности страны.

Наряду с этим, будут усилены работы в районах Прорвы и Кенкияка и всего юго-восточного борта Прикаспийской впадины, с вовлечением в разведку и подсолевых отложений, а также в районах, прилегающих к трассе газопровода Газли — Урал.

Однако этим не исчерпываются возможности Западного Казахстана. Должен быть решен вопрос о возможных объектах поисковых и разведочных работ, гарантирующих успешное решение этой проблемы для всей Прикаспийской впадины и ее обрамления и для различных частей Закаспийской платформы. В пределах Прикаспийской впадины отдельно рассматриваются перспективы, связанные с надсолевыми отложениями, участвующими в солянокупольной тектонике и подсолевыми докунгурскими отложениями, слагающими платформенные структуры.

Поисковые и разведочные работы в подсолевых отложениях на большей части территории Прикаспийской впадины из-за их залегания на глубинах, превышающих 5000 м, в настоящее время весьма затруднены. Со временем с развитием буровой техники и совершенствованием геофизической аппаратуры и эти глубины станут доступными. Поэтому в данный момент необходимо усилить опытно-методические работы, обеспечивающие освещение внутреннего строения палеозойских отложений, поиски и выявление положительных структур и детализации их строения для заложения на первом этапе отдельных сверхглубоких скважин в порядке подготовки последующей широкой постановки глубокого поискового и разведочного бурения в оптимальных условиях.

По иному складывается обстановка в прибортовых частях Прикаспийской впадины, где подсолевые палеозойские отложения залегают на



глубинах до 5000 м и где имеющиеся технические средства обеспечивают успешное проведение поисковых и разведочных работ. В этих районах, вдоль западного, северо-западного, северного, восточного и юго-восточного бортов впадины отложения девона, карбона и частично нижней перми в литолого-фациальном отношении аналогичны одновозрастным образованиям прилегающих частей Русской платформы и должны также содержать в благоприятных структурных условиях значительные запасы нефти и газа. Следовательно, одним из первоочередных и основных направлений поисково-разведочных работ, помимо указанных выше, является охват объектов в палеозойских отложениях обрамления Прикаспийской впадины, в том числе крупных подсоловых поднятий Кенкияк-Шубар-Кудукского и Биекджальского (см. рис. 17).

В границах Закаспийской платформы, где крупные месторождения открыты в юрских и меловых отложениях на структурах Южно-Мангышлакского прогиба, в первую очередь необходимо охватить поисковым бурением все подготовленные сейсморазведкой структуры в пределах того же Южно-Мангышлакского прогиба, где, наряду с изучением разреза мезозоя, должна быть проведена оценка перспектив более древних частей разреза на технически максимально доступную глубину до вскрытия фундамента.

Степень дислоцированности и метаморфизма пермотриасовых пород в разных районах Закаспийской платформы различна, и в ряде случаев они могут оказаться нефтегазоносными. Получение газового фонтана на территории Кара-Калпакии указывает на широкую региональную нефтегазоносность всего Закаспия и необходимость форсирования работ и охвата всех благоприятных структур как на юге, так и на севере этого региона, в частности, и в пределах Северо-Устьюртского прогиба, где также известны газопроявления в скважинах.

Бесспорный интерес представляет и палеозой Южно-Эмбенского поднятия. Для солянокупольной области характерно обилие структур с небольшими запасами нефти и газа и их разбросанность на громадной территории, превышающей 500 тыс. км<sup>2</sup>. Это крайне затрудняет ведение поисковых и разведочных работ и последующее освоение выявленных месторождений. Успех дела здесь зависит от уровня организации всех видов работ, продуманного размещения технических, хозяйственных и энергетических баз, транспортных магистралей и рабочих поселков, которые должны находиться в центральных частях отдельных зон с доказанной промышленной нефтегазоносностью. В этом случае эксплуатация месторождений даже с ограниченными запасами возможно в будущем окажется вполне рентабельной. Выбор правильных наиболее перспективных направлений поисковых и разведочных работ в пределах Западного Казахстана будет базироваться на широком проведении региональных исследований, опорного и параметрического бурения, а также на осуществлении комплекса научно-исследовательских работ.

Ряд положений, рассмотренных в данной работе, касающихся особенностей геологического строения и закономерностей размещения нефтегазоносных зон и месторождений безусловно будут использованы в процессе дальнейшего изучения и освоения этой исключительно богатой территории. Вместе с тем автор отчетливо представляет себе необходимость последующей разработки ряда теоретических проблем, связанных с уточнением условий залегания нефти и газа в различных стратиграфических комплексах и структурных условиях.

Важнейшие задачи прикладного значения найдут наиболее полное и успешное решение при продолжении разработки следующих общегеологических и специальных вопросов.

## 1. ПО ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЕ

1. *Дальнейшее уточнение строения кристаллического фундамента, в том числе роли глубинных разломов в истории геологического развития впадины.* Необходимость постановки исследований фундамента вытекает из существующих представлений о роли движений фундамента в формировании всех крупных структур I и II порядка и из опыта поисковых и разведочных работ, указывающих на значение рельефа фундамента, крупных его выступов и впадин при формировании скоплений углеводородов. Не менее существенное значение имеют и крупные нарушения в теле фундамента — разломы. Поэтому, в частности, получение структурной карты по кровле фундамента может значительно облегчить изучение структуры вышележащего комплекса пород и закономерностей размещения месторождений нефти и газа.

Решение поставленных задач может быть обеспечено применением широкого комплекса геофизических методов исследований, включая разновидности ГСЗ, с использованием естественных микроземлетрясений, а также бурения глубоких и сверхглубоких скважин — опорных, параметрических, поисковых в разных частях региона на основе программы региональных исследований.

2. *Более детальное освещение состава и строения палеозойских отложений во внутренних частях впадины и в ее прибортовых частях.* Решение проблемы палеозойской нефти и, в частности, открытие крупных месторождений нефти и газа, зависит в основном от степени изученности литолого-фациального состава разреза и его строения.

В настоящее время по палеозойским отложениям существуют лишь гипотетические построения в виде мелкомасштабных литолого-фациальных карт, которые могут служить основой для планирования региональных исследований.

Необходимы более точные представления об истории развития основных структурных элементов региона на основе анализа мощностей, фаций, палеогеографии. В совокупности с данными о строении фундамента это позволит более обоснованно подойти к решению той же проблемы закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений и выбору объектов поисковых и разведочных работ.

Решение этой задачи возможно путем бурения скважин (опорных, параметрических, поисковых, разведочных), в сочетании с региональными сейсморазведочными работами по специально разработанной программе. Наряду с проведением широких региональных геолого-геофизических исследований и буровых работ по Западному Казахстану в целом, особое внимание должно быть уделено более детальному изучению прибортовых частей Прикаспийской впадины, как наиболее доступных при современном уровне развития буровой техники. В качестве первоочередных объектов могут быть названы Бпекджальское поднятие, подсолевые поднятия в районе Кенкияка и зоны выклинивания на склонах Южно-Эмбенского поднятия, а также северо-западный и западный борты Прикаспийской впадины, где уже осуществляются региональные геолого-геофизические и буровые работы Саратовскими и Волгоградскими организациями.

3. *Детализация оценки перспектив верхнепермского структурного этажа.* В пределах солянокупольной области почти совершенно неразведанным остается так называемый II структурный этаж, сложенный породами верхней перми, мощностью до нескольких тысяч метров. В этих породах неоднократно отмечались признаки нефтегазоносности, а в последнее время получены и промышленные притоки нефти.



В межкупольных пространствах, выполненных верхнеюрской толщей, на примере изучения Дангарской мульды, межкупольной зоны Доссор — Макат — Сагыз и других можно прийти к выводу о наличии в них различного типа структурных ловушек, благоприятных для формирования и сохранения крупных залежей нефти и газа.

Решение этой проблемы возможно путем использования намечаемых к бурению опорных и параметрических скважин в сочетании с различными модификациями сейсморазведки и других геофизических методов исследований.

4. *Происхождение пластовых вод продуктивных толщ.* Анализ закономерностей распространения промышленной нефтегазоносности показал, что гидрогеологические особенности территории имеют исключительно важное, а возможно, и решающее значение при формировании и сохранении месторождений. Границы смены гидрогеологических обстановок определяют и границы ареалов нефтегазоносности разновозрастных свит.

Восточная часть Прикаспийской впадины по общей характеристике продуктивных толщ весьма благоприятна для накопления и сохранения нефти. Имеются здесь коллекторы и глинистые разделы. Тем не менее, в районе Шубаркудука, Джаксымая, в юрских и меловых отложениях отсутствуют залежи, заслуживающие разработки. Аналогичную картину можно наблюдать на своде Южно-Эмбенского поднятия, где отсутствует промышленная нефтеносность в мезозойских породах. В том и другом случае состав пластовых вод является неблагоприятным. Особенно необходимо проведение гидрогеологических исследований в восточных районах Устюрта, поскольку и там в той или иной мере могут проявиться указанные закономерности.

Известно также, что пластовые воды нефтяных и газовых месторождений, их химический состав и динамика, играют исключительно важную роль на всех этапах существования залежей нефти и газа при их формировании и разрушении. Получение исчерпывающей характеристики пластовых вод, выяснение их химизма, состава растворенных газов и закономерностей движения поможет решить вопрос об их генезисе, прольет свет на причины появления участков с водами аномального состава, позволит уточнить гидрогеологические критерии оценки перспектив нефтегазоносности и решить ряд чисто практических вопросов по использованию их минерального состава и для целей снабжения питьевой и технической водой.

Решить все эти вопросы можно путем систематических наблюдений, опробования и лабораторных исследований вод из скважин, бурящихся по генеральному плану и других разведочных и структурно-поисковых скважин.

5. *Геохимическая характеристика продуктивных толщ мезозоя.* Задача по научно-обоснованной оценке перспектив нефтегазоносности любой продуктивной толщи и выявление в пределах ее развития наиболее благоприятных районов, может быть решена лишь путем еще более широкого и комплексного всестороннего изучения соответствующих пород, с обязательным применением геохимических методов исследований минеральной составной части и органических компонентов, в частности, содержания органического углерода, различных битумов, их изотопного состава и т. д. Эти исследования должны быть увязаны с результатами изучения физических свойств пород, явлений миграции углеводородов, составом нефтей, газов, пластовых вод.

Материалом для проектируемых исследований послужит керн из всех скважин, бурящихся по плану региональных исследований, а также разведочных и структурно-поисковых.

6. *Изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности акватории северной части Каспийского моря.* Больших перспектив для дальнейшего развития нефтяной и газовой промышленности Западного Казахстана можно ожидать в отложениях под водами Северного Каспия, где прослеживаются те же структуры, что и на прилегающей территории, и где сохраняют свое значение продуктивные и возможно продуктивные толщи в мезозое и кайнозое. На первом этапе необходимо провести в более широком масштабе, чем это делалось до настоящего времени, региональных геофизических исследований и приступить к обобщению имеющихся геолого-геофизических материалов по акватории с учетом данных по прилегающим береговым районам. В дальнейшем должны быть намечены районы для постановки детальных сейсморазведочных работ с целью подготовки структур под глубокое разведочное бурение.

7. *Структурные особенности и оценка перспектив области южного погружения Уральской складчатой системы.* С областями погружения складчатых систем и их периферийными частями в ряде случаев связаны месторождения нефти и газа, приуроченные к слабо дислоцированным краевым складкам и межгорным впадинам. В данном случае продуктивными могут оказаться породы верхнего палеозоя и частично мезозоя. Изучены должны быть также структурные и историко-геологические соотношения Урала, Южно-Эмбенского поднятия и Устюрта. Дополнительные материалы для решения этой проблемы могут быть получены путем проведения геофизических исследований по плану региональных исследований и бурения параметрических скважин.

8. *Уточнение контуров нефтегазоносных зон.* В качестве синтеза результатов всех научно-исследовательских работ и региональных исследований представляется оконтуривание общего ареала нефтегазоносности отдельных продуктивных толщ Западного Казахстана и выделение на площади их развития наиболее богатых зон нефтегазонакопления, что, по существу, отвечает требованиям к подготовке запасов категорий  $D_1$  и  $C_2$ . Решение этой проблемы приведет к значительному повышению эффективности геолого-поисковых и разведочных работ.

Методически в процессе исследований должны быть использованы результаты всех геолого-геофизических, гидрогеологических и геохимических исследований, построение литолого-фациальных, геохимических и гидрогеологических карт, закономерности в распределении по разрезу и на площади признаков нефтегазоносности, данные о физических свойствах пород, мощностях и палеотектонике.

Показанные на схематической карте перспектив нефтегазоносности верхнепермских и мезозойских отложений Западного Казахстана предполагаемые границы зон нефтегазонакопления, требует дальнейшего всестороннего изучения и уточнения.

9. *Оценка ресурсов природных газов в палеогеновых и неогеновых отложениях междуречья Волги и Урала.* На обширной территории междуречья Волги и Урала, занимающей западную половину Прикаспийской впадины, известно большое число естественных газопоявлений и газовые выбросы из многих скважин. Выявлены и оконтурены газовые залежи ограниченного промышленного значения в отложениях плиоцена, залегающие на небольших глубинах. Возможно наличие газовых залежей в отложениях палеогена. Необходимо на основе анализа всех имеющихся геологических материалов по пробуренным скважинам и данных региональных исследований произвести обоснованную оценку возможных запасов газа на всей этой территории, выявить закономерности распространения залежей по разрезу и площади, связь с солянокупольными структурами.



## II. ПО ЗАКАСПИЙСКОЙ ПЛАТФОРМЕ

1. *Дальнейшее изучение структурных особенностей Южно-Мангышлакско-Устьюртского прогиба.* После открытия Жетыбая и Узеня приобретает большое значение целый ряд других структур, с которыми также могут быть связаны крупные месторождения. Необходимо детализировать геотектоническое районирование прогиба, выявить глубоко погруженные структуры, с которыми могут быть связаны залежи легких нефтей, менее вязких, чем на Жетыбае. Должно быть также расшифровано строение пермотриасового и рэт-лейасового комплексов.

С этой целью необходимо обобщить все имеющиеся геолого-геофизические данные и выполнить соответствующий объем дополнительных сейсмических и буровых работ. Несколько скважин должно быть запроектировано на глубины, обеспечивающие вскрытие фундамента.

Геотектоническое районирование послужит основой при составлении генерального проекта освоения этого богатейшего района.

2. *Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности Северо-Устьюртского прогиба.* В Северо-Устьюртском прогибе имеется ряд положительных локальных структур и мощный комплекс осадочных пород мезозойского и палеозойского возраста. На структуре Чагырлыкум из отложенный палеогена получен интенсивный выброс газа. На своде Южно-Эмбенского поднятия, в Жанасу, были получены притоки нефти из верхнего девона. Сочетание всех этих благоприятных показателей привлекает к этому району пристальное внимание. В связи с этим в процессе выполнения плана региональных, геологопоисковых и разведочных работ необходимо уточнить геотектоническое районирование и положение зон, наиболее благоприятных для формирования залежей нефти и газа.

3. *Геотектоническая природа и перспективы нефтегазоносности Южно-Эмбенского поднятия.* На природу Южно-Эмбенского поднятия имеется несколько точек зрения. Если оно возникло в условиях геосинклинали, то его перспективы не приходится высоко оценивать и уход разведчиков из этого района является в какой-то мере оправданным. Если же эта структура является внутриплатформенной, типа Днепровско-Донецкой впадины, то поисковые и разведочные работы здесь надо форсировать особенно на северном и южном склонах поднятия.

Следовательно, научное предвидение и правильное научно-обоснованное заключение по той или иной проблеме являются основой для планирования всех последующих работ.

Притоки нефти и газа, полученные из палеозойских отложений Южно-Эмбенского поднятия, и наличие здесь благоприятных структур выдвигают этот район в число перспективных. Наиболее перспективными являются склоны поднятия, обращенные в сторону Прикаспийской впадины и Северо-Устьюртского прогиба. Однако состояние его изученности, особенно глубинного строения, является явно недостаточным. В связи с этим возникает необходимость в проведении геофизических исследований и бурения, с помощью которых должен быть уточнен вопрос о геотектонической природе этого крупного поднятия, его внутренней структуре, соотношениях с окружающими прогибами и складчатыми сооружениями Урала. На этой основе может быть дана более точная оценка перспектив нефтегазоносности отдельных частей поднятия и конкретизированы пути и направления поисково-разведочных работ.

4. *Геотектоническое районирование и оценка перспектив нефтегазоносности структур в зоне линии Карпинского.* Район развития крупных погребенных структур, приуроченных к линии Карпинского в пределах Закаспийской платформы, относится к числу наименее изученных.

Первые скважины, пробуренные в восточной части района, не дали положительных результатов. Не исключено, что мезозойский разрез, как и на своде Южно-Эмбенского поднятия, местами может оказаться непродуктивным. Однако строение этой зоны погребенной складчатости представляется достаточно сложным и неоднородным. На отдельных участках могли сказаться и неблагоприятные условия, но на значительной территории в пределах этой тектонической зоны можно встретить и достаточно благоприятные условия для формирования и сохранения залежей нефти и газа. Особого внимания заслуживает участок между Северо-Бузачинским и Байчагырским поднятиями, а также склоны всего этого погребенного антиклинория. Выброс газа из скважины на структуре Адамташ с глубины 3173 м из мезозойских отложений, а также нефтепроявления, полученные на Северо-Бузачинском поднятии в структурно-поисковой скважине, заставляют в первую очередь обратить внимание на этот район.

Благоприятное расположение области погребенной складчатости линии Карпинского между двумя нефтегазоносными областями, Прикаспийской впадиной на севере и Южно-Мангышлакским прогибом на юге, сходство и выдержанность разреза на значительных расстояниях, наличие непосредственно в этом районе признаков нефти и газа, приводит к выводу о необходимости скорейшей оценки перспектив нефтегазоносности этих земель. Тем более, что этот район в ближайшее время будет пересечен линией железной дороги и газопроводом Газли — Урал. Должна быть намечена программа региональных геолого-геофизических исследований, опорного и параметрического бурения, а также план поисковых работ, материалы которых и послужат основой для районирования и оценки перспектив нефтегазоносности.

5. *Строение зоны выклинивания и стратиграфических несогласий в южной прибортовой зоне Южно-Мангышлакско-Устюртского прогиба.* Южную границу Южно-Мангышлакско-Устюртского прогиба образуют склоны так называемого Туркменского (Карабогазгольско-Каракумского) свода, вдоль которого на несколько сотен километров протягивается зона регионального выклинивания и стратиграфических несогласий (срезания) в породах палеозоя и мезозоя. В столь благоприятных геологических условиях могли сформироваться месторождения нефти и газа. Для организации планомерных поисков этих месторождений необходимо уточнить по геофизическим данным и с помощью бурения параметрических скважин положение границ выклинивания (срезания) продуктивных толщ и выявить благоприятные структурные формы.

Для выполнения намеченной выше программы научных исследований, выводы из которых послужат научной основой проектирования поисково-разведочных работ, необходимо выполнить на всей территории Западного Казахстана план региональных геолого-геофизических и буровых работ.

С целью научного обоснования выбора направлений геологопоисковых и разведочных работ в Западном Казахстане автором в 1951 г. был предложен план региональных геолого-геофизических исследований, опорного и поискового бурения и сопровождающего их комплекса научных исследований.

По представлениям автора одной из основных задач региональных исследований является оконтуривание общего ареала нефтегазоносности отдельных продуктивных толщ Западного Казахстана и выделение наиболее богатых зон нефтегазоаккумуляции, что по существу отвечает требованиям по подготовке запасов категории  $D_1$  и  $C_2$ . Предусматривалось выполнить около 16 500 км сейсмических профилей, пробурить 15 опорных скважин и примерно 170—250 тыс. м структурно-поискового бурения.



Позднее (1959 г.) в несколько видоизмененном и дополненном виде план региональных работ был утвержден в Министерстве геологии и охраны недр СССР и с 1960 г. осуществляется производственными и научно-исследовательскими организациями. К настоящему времени получены данные по двум опорным сейсмическим профилям (меридиональному и широтному), пересекающим всю Прикаспийскую впадину, отдельным менее протяженным сейсморазведочным профилям в прибортовых и внутренних районах впадины и по некоторым опорным и параметрическим скважинам. Значительные объемы региональных исследований были выполнены и в пределах Закаспийской платформы. Новый фактический материал позволил осветить геологическое строение региона на большую глубину, провести более обоснованное геотектоническое районирование и уточнить направления поисковых работ. Наряду с этим, как отмечалось выше, назрела необходимость в решении других вопросов, таких, как например, оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений в разных частях впадины и ее обрамления, изучение внутреннего строения палеозоя, изучение и оценка региональных зон выклинивания и стратиграфических несогласий, оценка перспектив структур у региональных сбросов, изучение межкупольных прогибов и т. д.

Исключительно важное народно-хозяйственное значение имеет своевременная и планомерная подготовка структур к глубокому разведочному бурению во всех весьма разнообразных по своему геологическому строению районах Западного Казахстана и обеспечение постоянного роста добычи нефти и газа в стране. Все это ставит в повестку дня необходимость разработки следующих важнейших документов:

- 1) генерального проекта освоения месторождений Южно-Мангышлакско-Устюртского прогиба;
  - 2) генерального проекта подготовки структур к глубокому разведочному бурению по Западному Казахстану;
  - 3) проект региональных исследований по Западному Казахстану;
  - 4) перспективный план научно-исследовательских геолого-геофизических работ по Западному Казахстану;
  - 5) учитывая исключительное разнообразие геологического строения Западного Казахстана и потребность в больших объемах сложных и трудоемких геофизических и буровых работ в этой области, как и в некоторых других, возникает потребность в изыскании новых более совершенных и эффективных методов поисковых и разведочных работ, включая прямые методы поисков нефти и газа.
-

## ЛИТЕРАТУРА

- Абдуллаев З. А. Геологическое строение нефтяного месторождения Голощекино (Кзылкала) Южно-Эмбенского района. Тр. НГРИ. Серия Б, вып. 52, 1936.
- Авдусин П. П. Петрографические коррелятивы меловых и юрских пород юго-западной части Урало-Эмбенского района. Нефтяное хозяйство, № 3, 1938.
- Авров П. Я. Месторождение Нармунданак Урало-Эмбенского района. Нефтяное хозяйство, № 8, 1929.
- Авров П. Я. Месторождение нефти Косчагыл. Сб. Нефтяные месторождения Урало-Эмбенского района, 1933.
- Авров П. Я., Борисов А. А. Месторождение нефти Косчагыл Эмбенского района. Нефтяное хозяйство, № 3, 1935.
- Авров П. Я. Буялов Н. П. и др. Геологическое строение Эмбенской области и ее нефтяные месторождения. НГРИ. ОНТИ НКТП СССР, 1935.
- Авров П. Я. Тектоника и перспективы нефтеносности верхненалеозойских отложений Актюбинского Приуралья. Изв. АН Каз. ССР, серия геол., вып. I (26), 1957.
- Авров П. Я. и др. Перспективы нефтегазосности юго-восточного борта Прикаспийской впадины. Вестн. АН Каз. ССР, № 2 (179), 1960.
- Авров В. Я. О формировании нефтяных залежей и солянокупольных структур Эмбы. Нефтяное хозяйство, № 5, 1948.
- Авров В. Я. О генезисе солянокупольных структур Урало-Эмбенской области. ДАН СССР, том XXIII, № 3, 1950.
- Авров В. Я. О формировании нефтяных зарежей Урало-Эмбенской области. Нефтяное хозяйство, № 3, 1951.
- Авров В. Я. О процессе нефтенакпления в солянокупольных структурах Прикаспийской депрессии. ДАН СССР т. LXIII, № 4, 1951.
- Авров В. Я., Баренбойм М. И. Некоторые новые фактические данные о глубинном строении Южной Эмбы. ДАН СССР т. 77, № 6, 1951.
- Авров В. Я. Об условиях формирования нефтяных залежей Южной Эмбы. Нефт. хоз., № 7, 1954.
- Авров В. Я. О динамике процесса формирования Прикаспийской солянокупольной провинции. Геол. сборник, III (VI) НИТО нефтяников, ВНИГРИ, 1955.
- Алексейчик С. Н. Геологическое строение и нефтеносность полуострова Мангышлака. Тр. НГРИ, нов. сер., вып. 116, 1941.
- Аллер Г. Д. Мезозойские отложения северной части области, Большая Эмба, т. I. Изд. АН СССР, 1937.
- Андрусов Н. П. Ашшеронский ярус. Тр. Геол. ком., нов. сер., вып. 110, 1923.
- Андрусов Н. П. Материалы к познанию Прикаспийского неогена. Акчагыльские пласты. Тр. Геол. ком., нов. сер., вып. 110, 1923.
- Архангельский А. Д. Введение в изучение геологии Европейской России, часть I, 1923.
- Архангельский А. Д., Федынский В. В. Геологические результаты гравиметрических исследований в Средней Азии и юго-западном Казахстане. Изв. АН СССР, сер., геол., № 1, 1936.
- Архангельский А. Д. Геологическое строение и геологическая история СССР, 1941.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Стратиграфия нефтяных горизонтов Южно-Эмбенского района. Сб. «Научно-исследовательские работы ЦНИЛов нефтяной промышленности». Гостехиздат, 1946.
- Айзенштадт Г. Е.-А. О некоторых закономерностях в распределении нефтей в Южно-Эмбенском районе. ДАН СССР, том LVIII, № 4, 1947.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Об одной особенности сбросовых нарушений на Эмбенских соляных куполах. ДАН СССР, т. LIX, № 6, 1948.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Условия осадконакопления на Южной Эмбе в юрское время. ДАН СССР, т. 68, № 5, 1949.



- Айзенштадт Г. Е.-А. Нижне- и среднеюрские отложения Южной Эмбы. Тр. ВНИГРИ, вып. 55, 1951.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Геологическое обобщение материалов опорного бурения по Южно-Эмбенскому району. Тр. ВНИГРИ, сб., 1952.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Об условиях формирования нефтяных залежей Ю. Эмбы. Нефт. хоз., № 4, 1953.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Некоторые новые данные по тектонике соляных куполов. Геол. сб., III (VI), НИТО, ВНИГРИ, 1955.
- Айзенштадт Г. Е.-А. К вопросу о нахождении соляных карнизов на эмбенских куполах. Геологический сборник III (VI), НИТО, ВНИГРИ, 1955.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Схема классификации залежей нефти на соляных куполах Эмбы. Геологический сборник 2, тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 95, 1956.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Схема классификации соляных куполов Южной Эмбы. Геол. сб. 2. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 95, 1956.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Восточная часть Прикаспийской впадины. Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения), т. I. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 96, 1956.
- Айзенштадт Г. Е.-А., Лапина Н. Н. и Степанов Д. Л. Новые данные по геологии юго-востока Русской платформы. Геология и геохимия (доклады и статьи), I (VII), 1957.
- Айзенштадт Г. Е.-А. и Пичук П. А. Южно-Эмбенская 2 и Тугаракчанская 5 опорные скважины. Опорные скважины СССР. Тр. ВНИГРИ, вып. 184, Гостоптехиздат, 1961.
- Баренбойм М. И., Пузырев Н. Н. Результаты применения в Прикаспийской впадине корреляционного метода преломленных волн (КМПВ). Сб. ст., вып. 8, НИИГР, 1950.
- Баренбойм М. И. Схема строения поверхности подсолевого ложа юго-восточной части Прикаспийской впадины. ДАН СССР, нов. сер. т. 101, № 1, 1957.
- Батурин В. П. Петрография по терригенным компонентам, ОНТИ, 1937.
- Батурин В. П., Косыгин Ю. А. Докунгурские отложения. В сб. Соляные купола Урало-Эмбенской нефтеносной области. Изд. АН СССР, 1943.
- Батурин В. П. О происхождении нефти. Бюлл. МОНП, отд. геол., т. XX (1-2), 1945.
- Батурин В. П. Генезис продуктивной толщи Аншерона. Тр. XVII Международного геологического конгресса, т. IV, 1946.
- Батурин В. П. Петрографический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам, 1947.
- Безруков П. Л. Новые данные о геологическом строении северной части области. В сб.: Большая Эмба. Т. I, Изд. АН СССР, 1937.
- Борисов А. А., Буялов Н. И., Фотиади Э. Э., Черепанов, Н. Н. Новые данные о тектонике Эмбенской нефтеносной области. Нефт. хоз., № 6, 1935.
- Борисов А. А. Перспективы развития Эмбенского района в третьей пятилетке. Восточная нефть, № 1, 1939.
- Борисов А. А. О современной структуре поверхности фундамента запада Средней Азии. Нов. нефт. техн., геол., № 4, ГОСИНТИ, М., 1958.
- Буялов Н. И. Геологическое исследование западной части месторождения Иманкара Урало-Эмбенского р-на. Тр. НГРИ, 1930.
- Буялов Н. И. Месторождение Иманкара Эмбенского района. Тр. НГРИ, серия Б, в. 53, 1934.
- Буялов Н. И. К механике образования грабен Эмбенских куполов. Нефт. хоз., № 5, 1938.
- Буялов Н. И. Соляные купола области и связанные с ними полезные ископаемые. Сб. Большая Эмба, т. 1, 1939. АН СССР, 1937.
- Буялов Н. И. Нефтеносность отложений Эмбенской области и ее связи с тектоникой. Восточная нефть, № 4, 1940.
- Буялов Н. И. Перспективы промышленного развития нефтеносных месторождений Прикаспийской низменности. Нефт. хоз., № 2, 1940.
- Буялов Н. И. Поиски нефти в межкупольных зонах Эмбенской области. Разведка недр, № 6, 1941.
- Буялов Н. И. История геологических исследований Урало-Эмбенской нефтеносной области. В сб. Соляные купола Урало-Эмбенской нефтеносной области. Изд. АН СССР, 1 и 2, 1943.
- Буялов Н. И., Голубятников В. Д. Карта фактической и возможной нефтегазосности Союза ССР. Госиздат, геолог. литер. Москва — Ленинград, 1948.
- Василенко В. К. Структура грабен эмбенских соляных куполов. Нефт. хоз., № 5-6, 1945.

- В а с и л е н к о В. К. О находке слоев с *Lyrolepis caucasica* на Южном Искине Эмбенской области. В сб.: Геология и нефтеносность Русской платформы и Эмбы, 1946.
- В а с и л е н к о В. К. Нефтеносность пермотриасовых отложений Эмбенской области. Нефт. хоз., № 10 и 11, 1947.
- В а с п л ь е в Ю. М. Унаследованная складчатость между Южным Уралом и Мангышлаком. ДАН СССР, т. 119, № 4, 1958.
- В е б е р В. В. Фации и перспективы нефтеносности Эмбенской области. Нефт. хоз., № 2—3, 1945.
- В е б е р В. В. К проблеме формирования эмбенских нефтяных залежей. В сб. Геология и нефтеносность Русской платформы и Эмбы, 1946.
- В е л п к о в с к и й А. С., Г о ф м а н П. С., Б о г д а н о в а А. В. Новые эмбенские нефти. Нефт. хоз., № 7, 1934.
- В е л и к о в с к и й А. С., П а в л о в а С. Н., Г о ф м а н П. С. Исследование Косчагыльской нефти. Нефт. хоз., № 3, 1937.
- В ы с о ц к и й И. В. Опыт классификации форм нефтяных залежей Южно-Эмбенского района. Тр. МНИ им. И. М. Губкина, вып. 2, 1949.
- В я л о в О. С. Гидрогеологические исследования степной полосы к югу от р. Эмбы и северной части Устюрта. Тр. ГГРУ ВСНХ СССР, вып. 61, 1931.
- Г а р е ц к и й Р. Г. и Ш р а й б м а н В. И. Глубина залегания и строение складчатого фундамента северной части Туранской плиты (западный Казахстан). Тр. ГИН АН СССР. Изд-во АН СССР, вып. 44, 1960.
- Г о р о д е ц к а я Н. С. Строение угленосной толщи Кизеловского бассейна. БМОИП, отд. геол., т. XXIII (3), 1948.
- Г р а м е н и ц к и й Н. Д. Исследование пластовых нефтей Эмбенского района. Нефт. хоз., № 4, 1929.
- Г р а ч е в Р. И. Геологическое строение и история развития Южно-Эмбенского поднятия. Геол. сб., 4, Тр. ВНИГРИ, вып. 131, 1959.
- Г у б к и н И. М. Вторая нефтяная база Союза и Урало-Эмбенская нефтеносная область. Изд. АН СССР. Сб. Большая Эмба, 1937.
- Г у б к и н И. М. Учение о нефти. ОНТИ, 1937.
- Г у б к и н И. М. Урало-Волжская нефтеносная область (Второе Баку), 1940.
- Д а в и д о в и ч Я. Л. Нефтяное месторождение Тюлегень в Урало-Эмбенском нефтеносном районе. Нефт. хоз., № 11—12, 1927.
- Д а в и д о в и ч Я. Л. Месторождение Макат. Сб. Нефтяные месторождения Урало-Эмбенского района, 1933.
- Д м и т р и е в а Р. Г., Е г о р о в И. П. Петрографические коррелятивы меловых, юрских и пермотриасовых отложений Эмбенского нефтеносного района. Вост. нефть, № 2—3, 1940.
- Д и м а к о в А. И. К вопросу о тектоническом строении полуострова Мангышлак. Геология и геохимия (Доклады и статьи), 1 (VII), 1957.
- Д и м а к о в А. И., Л а п ш о в В. А. Новые данные о строении Мангышлака и Устюрта. Нов. нефт. техн., Геология, № 7, 1960.
- Д н е п р о в В. С. Новые данные по геологии и нефтеносности Южно-Эмбенского поднятия. Информ. бюлл. ВНИГРИ № 1, 1958.
- Д н е п р о в В. С. Нефтяные месторождения и разведочные площади Эмбенской нефтеносной области. Тр. ВНИГРИ, вып. 138, Гостоптехиздат, 1959.
- Д н е п р о в В. С. Геологическое строение и нефтегазоносность Южно-Эмбенского поднятия и Северного Устюрта. Тр. ВНИГРИ, вып. 194, Гостоптехиздат, 1962.
- Д ь я к о в Б. Ф. Схема тектонического строения и перспективы нефтеносности полуострова Мангышлак. Геология нефти, № 7, 1957.
- Д ь я к о в Б. Ф. Геологическое строение и перспективы нефтеносности полуострова Мангышлак. В кн. Задачи и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в западных районах Средней Азии. Ашхабад, 1959.
- Д ь я к о в Б. Ф. и Ч е р е п а н о в Н. Н. Тектоническое строение и перспективы нефтеносности полуострова Мангышлак. В кн. Авторефераты научн. тр. ВНИГРИ, вып. 18, 1961.
- Д ь я к о в Б. Ф., И м а ш е в Н. У. и др. Южный Мангышлак — новый крупный нефтеносный район. Геология нефти и газа, № 12, 1961.
- Ж у к о в М. М. Верхнетриасовые и четвертичные отложения. Соляные купола Урало-Эмбенской нефтеносной области. Изд. АН СССР, 1943.
- Ж у р а в л е в В. С. О тектонической природе региональных гравитационных максимумов Прикаспийской синеклизы. Бюлл. МОИП, отд. геол., т. XXXI (3), 1957.
- Ж у р а в л е в В. С. Основные черты глубинной тектоники Прикаспийской синеклизы. Тр. ГИН АН СССР, вып. 42, 1960.
- З а м а р е н о в А. К. Основные черты тектоники юго-восточной окраины Прикаспийской впадины. Уч. зап. Сарат. ун-та, вып. геол., т. XVI, 1955.
- З а м а р е н о в А. К. (и др.). О юго-восточном обрамлении Северного Прикаспия. Геология нефти и газа, № 1, 1959.



З а м я т и н А. Н. К вопросу о залегании и происхождении нефти в Уральской области. Геол. вестник, т. 1, № 1, 1915.

З а м я т и н А. Н. Предварительный отчет о геологических исследованиях в 1915 г. в Уральской и Тургайской областях. Изв. Геол. ком., т. XXXV, № 2, 1916.

З а м я т и н А. Н. Работы по исследованию геологического строения восточной части Уральской области. Изв. Геол. ком., т. XXXV, № 2, 1916.

И г н а т о в и ч Н. К. Гидрогеология Русской платформы. Геолгиздат, 1948.

К а д и с о в М. Б. Обобщение данных каротажа по Южной Эмбе. Восточная нефть, № 2—3, 1940.

К а з а к о в М. П., Ч а р ы г и н М. М. и др. Тектоническое строение и история развития Прикаспийской впадины и смежных областей в связи с вопросом нефтегазоносности. Гостоптехиздат, 1958.

К а л и н и н Н. А. Форамниферы меловых отложений Бактыгарыпа. (Актюбинская область). Изд. Палеонтологической лаборатории Моск. гос. ун-та, т. 1, вып. 2, 1937.

К а л и н и н Н. А. Геология и нефтеносность Западного Казахстана и пути его развития. Тр. сессии АН Казахской ССР, 1950.

К а л и н и н Н. А. К тектонике юго-востока Русской платформы. Нефть. хоз., № 10, 1954.

К а л и н и н Н. А. К итогам совещания по геохимическим методам поисков нефти и газа. Нефть. хоз., № 7, 1955.

К а л и н и н Н. А. Сорок лет поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. Разведка и охрана недр, № 1, 1957.

К а л и н и н Н. А. О продолжительности процесса образования и миграции нефти. Геол. нефти, № 7, 1957.

К а л и н и н Н. А. Перспективы развития нефтегазодобывающей промышленности в западных районах Средней Азии. Бюлл. научно-техн. информации, МГ и ОН СССР, № 4 (12).

К а л и н и н Н. А. Основные закономерности в морфологии и нефтеносности соляных куполов Западного Казахстана. Геол. нефти, № 9, 1958.

К а л и н и н Н. А. О подготовке новой крупной базы нефтегазодобывающей промышленности в западных районах Средней Азии. Разведка и охрана недр, № 2, 1962.

К а с с и н Н. Г. Материалы по палеогеографии Казахстана АН Каз. ССР. Алма-Ата, 1947.

К а р п и н с к и й А. И. Замечания о характере дислокаций пород в южной половине Европейской России, 1883—1919 гг. Собр. соч., т. II, изд. АН СССР, 1939.

К а р п и н с к и й А. П. К тектонике Европейской России. Изв. АН СССР, VI сер., № 12—15, 1919.

К и р п и ч н и к о в Д. В. Соляные озера и нефтяные месторождения в местности, прилегающей к СВ берегу Каспийского моря и к реке Эмбе. Горный журнал, 14, 1874.

К о в а л е в И. М. Нефти Эмбенского района. Сб. научно-исследовательских работ ЦНИИЛов нефт. промышленности, ГТТИ, 1946.

К о ж е в н и к о в И. И. Тектоника и перспективы нефтегазоносности северной части территории Северо-Каспийского прогиба. Геология нефти и газа, № 1, 1959.

К о ж е в н и к о в И. И. Тектоника и перспективы нефтегазоносности северного борта Прикаспийской впадины. Докл., обобщ. опублик. труды МИНХ и ГП им. Губкина, 1961.

К о з л о в А. Л., Ш и п е л ь к е в и ч В. М. Тектоническое строение Нижнего Заволжья по данным геофизических исследований. Сов. Геология, № 4, 1945.

К о с ы г и н Ю. А. Соляная и гипсовая тектоника Актюбинской области. Изв. АН СССР, сер. геол., № 1, 1940.

К о с ы г и н Ю. А. Основные черты тектоники северо-восточной окраины Эмбенской нефтеносной области. Тр. МПИ им. Губкина, вып. 2, 1940.

К о с ы г и н Ю. А. Крупные поднятия в солянокупольных областях Эмбы и Украины, возможные нефтяные районы. Нефть. пром. СССР, № 1, 1941.

К о с ы г и н Ю. А. Пермские соленосные свиты. В сб. Соляные купола Урало-Эмбенской нефтеносной области. Изд. АН СССР, 1943.

К о с ы г и н Ю. А. О некоторых закономерностях в расположении соляных куполов Южной Эмбы. БМОИП, № 2, 1948.

К о с ы г и н Ю. А. Соляная тектоника платформенных областей. Гостоптехиздат, 1950.

К о с ы г и н Ю. А., Р ы б у х и н Г. Е. Основные черты тектоники Прикаспийской впадины и главные задачи по изучению ее глубинной геологии, 1951.

К о л т ы п и н С. Н. Верхний мел Северной Эмбы. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 55, 1951.

- К о л т ы п и н С. Н. Верхнемеловые отложения Урало-Эмбенской солянокупольной области, юго-западного Приуралья и Примугоджарья. Тр. ВНИГРИ, вып. 109, 1957.
- К у д р я в ц е в Н. А. Региональная тектоника территории между Эмбенской нефтеносной областью и Мангышлаком. Авторефераты науч. тр. ВНИГРИ, сб. 17, 1956.
- К у н а л о в - Я р о п о л к И. К. О разведке межкупольных зон Эмбенского нефтеносного района. Прикладная геофизика, вып. 2, 1945.
- К у н а л о в - Я р о п о л к И. К. Подсолевая структура Макат. Нов. нефт. техн. Геология, вып. № 1, 1947.
- К у н а л о в - Я р о п о л к И. К. Некоторые итоги применения геофизических методов разведки в Урало-Эмбенской нефтеносной области. Прикладная геофизика. Сб. ст. НИИГГР, ГТТИ, вып. 7, 1950.
- Л е б е д е в Н. Доклад о нефтяных месторождениях Киргизской степи. В бр. Нефтяные источники Уральской области. 1901.
- Л е в ч е н к о В. М. Буровые воды промыслов Доссор и Макат. В сб. Нефтяные месторождения Урало-Эмбенского района, 1933.
- Л е п е х и н И. И. Дневные записи путешествия доктора и Академии наук адъюнкта Ивана Лепехина по разным провинциям Российского государства в 1768 г. и 1769 г. Спб., 1771.
- Л у п н о в Н. П. К палеогеографии Среднеазиатской части СССР в нижнемеловую эпоху. Изв. АН СССР, № 3, 1938.
- М а з а р о в и ч А. Н. Основы геологии СССР, 1938.
- М и р о н о в С. И. Новобогатинское месторождение нефти. Нефт. хоз., № 5, 1927.
- М и р о н о в С. И. Разведочные работы в Урало-Эмбенском районе. Геол. ком., вып. 110, 1928.
- М и р о н о в С. И. Месторождение нефти, газов и асфальта, 1937.
- М и л а н о в с к и й Е. В. Очерк геологии Среднего и Нижнего Поволжья. Гостонтехиздат, 1940.
- М и р ч и н к М. Ф., Б а к и р о в А. А. О геотектоническом развитии Русской платформы в связи с изучением ее нефтегазоносности. Нефт. хоз., 1951.
- М о к р и с к и й В. В. Геологическая структура и угленосность Горного Мангышлака. ВСЕГЕИ, 1949.
- Н а л и в к и н Д. В. К вопросу о связи Уральской и Эмбенской нефтей с пермской системой. Нефт. хоз., № 2, 1930.
- Н е в о л и н Н. В. Новые данные о нижних горизонтах промысла Макат. Нефт. хоз., № 4, 1935.
- Н е в о л и н Н. В. К вопросу геологического строения и нефтеносности Прикаспийской впадины. ДАН СССР, нов. сер., т. 58, 1947.
- Н е в о л и н Н. В. Геологическое строение и нефтеносность солянокупольных структур Эмбенской нефтеносной области. Нефт. хоз., № 4, 1947.
- Н е в о л и н Н. В. Геологические результаты геофизических работ в районе Эмбы за 20 лет. Прикладная геофизика, вып. 4, 1948.
- Н е в о л и н Н. В. Геологическое строение Прикаспийской впадины в свете геофизических данных. Гостонтехиздат, 1951.
- Н е в о л и н Н. В. Тектоника Прикаспийской впадины. Геология нефти, № 9, 1958.
- Н е в о л и н Н. В. Основные черты строения фундамента центральных и восточных районов Русской платформы по геологическим и геофизическим данным. ДАН СССР, т. 119, № 3, 1958.
- Н е в о л и н Н. В. Тектоника Устюрта, Геология нефти, № 7, 1958.
- Н е в о л и н Н. В. Тектоника Западного Казахстана и перспективы его нефтегазоносности. Гостонтехиздат, 1961.
- Н и к и т и н С. Н. Отчеты экспедиции 1892 г. в Зауральские степи и на Устюрт. Спб., 1893.
- Н и к и т и н С. Н. Записка 1894 г. об исследованиях на Макате. опубликованная позднее в сб. Нефтяные источники в Уральской области.
- Н и к и т и н а Ю. П. Новые данные по стратиграфии антекских и альбских отложений Эмбенской нефтеносной области. ДАН СССР, № 4, 1941.
- Н и к и т и н а Ю. П. К стратиграфии неокомских отложений Эмбенской нефтеносной области. ДАН СССР, т. 58, № 5, 1947.
- Н и к и т и н а Ю. П. К изучению фауны нижнего мела Южной Эмбы. Изв. АН Каз. ССР, сер. геол., № 9, 1948.
- Н и к и т и н а Ю. П. Палеогеографические условия осадконакопления в нижнемеловое время в Эмбенской нефтеносной области. Бюлл. МОИП, сер. геол., № 2, 1948.
- Н о в а к о в с к и й М. М. Очерк геологического характера и минеральных богатств Уральской области. Горный журнал, т. IX, № 10, 1887.
- П а л л а с П. С. Путешествия по разным провинциям Русской империи, 1769.



- П а л и б и н И. В. Растительные остатки из буровых скважин Эмбанефти. Тр. ИГРИ, сер. А, вып. 29, 1934.
- П е р м я к о в И. Г. Проблема подсоловой нефти на Эмбе. Азерб. нефт. хоз., № 4, 1935.
- П е р м я к о в И. Г. Проблема контактовой нефти в Урало-Эмбенском районе. Сб. Нефтяные месторождения Урало-Эмбенского района, 1938.
- П е р м я к о в И. Г. Условия залегания нефти и дальнейшее направление разведки в Эмбенской области. Сб. Большая Эмба, АН СССР, ч. I, 1937.
- П о к р о в с к и й А. О. О наиболее выдающихся месторождениях нефти в районе Эмбы. Изв. Горного института, № 4, 1913.
- П о т а н о в Н. И. Геологическое строение и развитие нефтеносной области Апшеронского п-ва. Автореферат, Баку, 1950.
- П у с т о в а л о в Л. В. Петрография осадочных пород. Гостоптехиздат, 1940.
- П у з ы р е в Н. Н. Трассирование сбросов и нормальных границ на соляных куполах Прикаспийской низменности по данным годографов первых вступлений. Прикладная геофизика, НИИГРР, ГТТИ, вып. 1950.
- Р о н о в А. Б. История осадконакопления и колебательных движений Европейской части СССР (по данным объемного метода). Изд. АН СССР, 1949.
- Р о з а н о в А. И. Тектоническое районирование Среднего Поволжья, Нефт. хоз., № 7, 1947.
- Р у ж е н ц е в В. Е. О признаках нефти в пермских отложениях Актюбинского р-на. Нефт. хоз., № 3, 1930.
- Р у ж е н ц е в В. Е. Основы тектоники Урало-Эмбенского района. БМОИИ, вып. 1—2, 1930.
- Р у ж е н ц е в В. Е. Проблема палеозойской нефти в Урало-Эмбенской области. Нефт. хоз., № 6, 1932.
- С е в е р ц о в Н. А. Геологические наблюдения, сделанные Н. Северцевым и Н. Борщовым в западной части Киргизской степи в 1857 г. Горный журнал, т. III, № 5, 1860.
- С е л ь с к и й В. А. Соляные купола и их связь с нефтью, 1936.
- С е м и х а т о в А. И. О находках девонской фауны на Эльтоне и Баскунчаке. Изв. Геол. ком., т. XXVIII, № 4, 1929.
- С к в о р ц о в В. П. Доссорские фонтаны. Нефт. хоз., № 5, 1926.
- С к в о р ц о в В. П. Месторождение Новобогатинск. Уральский нефтяной район. Нефт. хоз., № 4, 1926.
- С к в о р ц о в В. П. Месторождение Сагиз Урало-Эмбенского р-на. Нефт. хоз., № 8, 1929.
- С к в о р ц о в В. П. Месторождение Доссор. В сб. Нефтяные месторождения Урало-Эмбенского района, 1933.
- С к в о р ц о в В. П. Месторождение Байчунас. В сб. Нефтяные месторождения Урало-Эмбенского района, 1933.
- С к в о р ц о в В. П. О бурении на пермтриас и пермь в Эмбенском районе. В сб. Нефтяные месторождения Урало-Эмбенского района, 1933.
- С к в о р ц о в В. П. Где искать нефть в Южно-Эмбенском районе. В сб. Нефтяные месторождения Урало-Эмбенского района, 1933.
- С м и р н о в Л. П. Соляные купола на Южном Урале и в Урало-Эмбенском районе. В сб. Нефтяные месторождения Урало-Эмбенского р-на, 1933.
- С м и л г а И. П. Новые данные о тектонике Эмбенской нефтеносной области. Нефт. хоз., № 11, 1937.
- С м о л к о А. И. Геологические наблюдения в Западном Приаралье и в восточной части Устюрта. В сб. Каракалпакия. Труды I конференции по изучению производительных сил Кара-Калпакской АССР. 1934.
- С о к о л о в а Е. И. Пермские и триасовые отложения западной и южной частей Прикаспийской впадины. Тр. ВНИГРИ, вып. 118, 1958.
- С о к о л о в а Е. И., И в а н о в а Е. Н., Е г о р о в И. П. Пермские и триасовые отложения Южной Эмбы и их нефтеносность. Тр. ВНИГРИ, вып. 164, 1961.
- С а л у н В. И. Некоторые данные о тектонике Устюрта. Сов. геология, № 5—6, 1940.
- С т р а х о в Н. М. Историческая геология, 1936.
- Т и х о н о в и ч Н. Н., М и р о н о в С. И. Уральский нефтеносный район, месторождения Макат, Бляули, Чингильды. Тр. Геол. ком., нов. сер., вып. 105, Петроград, 1914.
- Т и х о н о в и ч Н. Н. Уральский нефтеносный район Койкара, Иманкара, Кизилкуль. Тр. Геол. ком., нов. сер., вып. 119, 1915.
- Т и х о н о в и ч Н. Н. Уральский нефтеносный район. Четыре лекции, прочитанные на повторных курсах Союза горных рабочих для инженеров и техников. Приложение АНХ, № 12, 1924.

- Требуш Ф. А., Лучинский П. Н. К вопросу о газификации промысла Магат. Нефт. хоз., № 5, 1930.
- Трифонов Н. К., Черепанов Н. Н. Оценка перспектив нефтегазосности Мангышлака и перспективный план дальнейших работ. Тр. ВНИГРИ, вып. 132, 1959.
- Успенская Н. Ю. Проблема нефтеносности Калмыцко-Сальских и Нижне-волжских степей. ОНТИ. НКТП, 1935.
- Успенская Н. Ю. Нижняя Волга как объект нефтяной разведки. Сов. геол., № 3, 1939.
- Фотиади Э. Э. Некоторые новые данные о строении Волго-Эмбенской нефтеносной области. Восточная нефть, № 9, 1940.
- Фотиади Э. Э. О строении и нефтегазосности крупных поднятий и межкупольных пространств Прикаспийской депрессии. Прикл. геофизика, вып. IX, 1948.
- Фотиади Э. Э. О крупных элементах тектоники юго-востока европейской части СССР. Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения), т. I, тр. ВНИГРИ, нов. серия, вып. 96, Гостонтехиздат, 1956.
- Харитонов П. Е. О крупных подсолевых структурах Южно-Эмбенского района. ДАН СССР, т. 96, № 1, 1954.
- Харитонов П. Е. О региональных разломах в пределах Эмбенской солянокупольной области. ДАН СССР, т. 95, № 6, 1954.
- Хабаров А. В. Сводный разрез покрывающих соль пермских, триасовых, юрских, меловых и третичных отложений. В сб. Большая Эмба, т. I, Изд. АН СССР, 1937.
- Хайн В. Е. О непрерывно-прерывистом течении тектонических процессов. Изв. АН СССР, сер. геол., 1950, № 6.
- Хайн В. Е. К проблеме строения Каспийской впадины и структурных связей между Кавказом и Закаспием. Геол. нефти, № 9, 1958.
- Храмов Н. А. К вопросу о стратиграфии пестроцветной толщи и юрских отложений Эмбенской области. Тр. НГРИ, сер. А, вып. 118, 1939.
- Храмов Н. А. Геологические исследования на полосе Уил-Илецкая защита Эмбенской нефтеносной области. Тр. НГРИ, вып. II, 1940.
- Храмов Н. А., Василенко В. К. Работы в Актюбинском Приуралье, Прикаспийской депрессии и на п-ове Мангышлаке. Юбилейный сборник XXX лет, 1917—1947 гг., ВНИГРИ.
- Чукеев Н. М. Нефтеносные свиты Эмбенского района и происхождение залежей нефтей. Нефт. хоз., № 7, 1954.
- Шатский Н. С. Очерки тектоники Волго-Уральской нефтеносной области и смежной части западного склона Южного Урала. Бюлл. МОИП, нов. сер., вып. 2 (6), 1945.
- Шатский Н. С. Основные черты строения и развития Восточно-Европейской платформы. Изв. АН СССР, сер. геол., № 1, 1946.
- Шатский Н. С. Большой Донбасс и система Вичита. Сравнительная тектоника древних платформ, ст. 2, изд. АН СССР, сер. геол., № 6, 1946.
- Шатский Н. С. О глубоких дислокациях, охватывающих платформы и складчатые области (Поволжье и Кавказ). Сравнительная тектоника древних платформ. Изв. АН СССР, сер. геол., № 5, ст. 4, 1948.
- Швембергер Н. А. Дистен-ставролитовая ассоциация минералов в мезокайнозой Южно-Эмбенского нефтеносного района. ДАН СССР, т. III, № 5, 1946.
- Швембергер Н. А. О стратиграфических и литологических нефтяных залежах. Нефт. хоз., № 9—10, 1946.
- Швембергер Н. А. Петрографические коррелятивы и минералогические ассоциации верхнепермских и мезо-кайнозойских отложений Южно-Эмбенского нефтеносного района. ДАН СССР, т. 53, 1947.
- Шиндяпин П. А. К вопросу о солевых структурах Зауралья. Тр. НИИГСУ, т. II, вып. 2—3.
- Ширяев И. Е., Блохин П. А. Некоторые геологические результаты региональных геофизических исследований на Русской платформе и в Средней Азии. Сов. геология, № 10, 1962.
- Шумилин С. В. О тектонике Эмбенского района. Бюлл. МОИП, т. XI (1), 1933.
- Эвентов Я. С. О возможности бурения на газ в районе гг. Волгограда и Астрахани. Нефт. хоз., № 8—9, 1945.
- Эвентов Я. С. Западная часть Прикаспийской впадины. Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения), т. I. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., 96, т. I, 1956.
- Юркевич И. А. Юрские континентальные отложения. В сб. Соляные купола Урало-Эмбенской нефтеносной области. Изд. АН СССР, 1943.
- Якудени В. П. Гидрогеология юго-востока Прикаспийской впадины в связи с нефтегазосностью. Тр. ВНИГРИ, вып. 167, Гостонтехиздат, 1961.



Я н ш и н А. Л. Верхняя юра, мел и палеоген. В сб. Соляные купола Урало-Эмбенской нефтегазоносной области. Изд. АН СССР, 1943.

Я н ш и н А. Л. О погребенных герцинидах к востоку от Каспийского моря. Бюлл. МОИП, отд. геол., т. XX, № 5—6, 1945.

Я н ш и н А. Л. Методы изучения погребенной складчатой структуры на примере выяснения соотношения Урала, Тянь-Шаня и Мангышлака. Изв. АН СССР, сер. геол., № 5, 1948.

Я н ш и н А. Л. Взгляды А. Д. Архангельского на тектонический характер юго-восточного обрамления Русской платформы и современные представления по этому вопросу. В кн. Вопросы литологии и стратиграфии СССР. Памяти акад. А. Д. Архангельского. Изд. АН СССР, 1951.

Я н ш и н А. Л. О погружении к югу Уральской складчатой системы и тектонической природе Южно-Эмбенского поднятия. Бюлл. МОИП, отд. геол., 30, вып. 5, 1955.

Я н ш и н А. Л. и др. О положении границы Русской платформы к востоку от Каспийского моря. Бюлл. МОИП, отд. геол., т. XXXVI, вып. 4, 1961.

Я н ш и н А. Л. О глубине солеродных бассейнов и некоторых вопросах формирования мощных соляных толщ. Геология и геофизика. Изд. Сиб. отд. АН СССР, № 1, 1961.

Сб. Соляные купола Урало-Эмбенской нефтеносной области. ИГИ АН СССР, 1943. Геология и нефтеносность Русской платформы и Эмбы. Сб. статей, ГТТИ, 1946.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
<i>Глава I.</i> История изучения . . . . .	5
<i>Глава II.</i> Стратиграфия . . . . .	40
<i>Глава III.</i> Тектоника . . . . .	87
<i>Глава IV.</i> Нефтегазоносность . . . . .	138
<i>Глава V.</i> Нефтяные месторождения . . . . .	176
Заключение . . . . .	260
Литература . . . . .	268

Николай Александрович Калинин

Основные черты геологического строения и нефтегазоносность Западного Казахстана

Ведущий редактор Л. Я. Русакова.

Технический редактор В. И. Демьяненко

Корректоры: Н. С. Анкичева и Г. А. Папышева

Сдано в набор 3/V 1963 г. Подписано к печати 8/VII 1963 г. Формат бумаги 70×108<sup>1/16</sup>.  
Печ. л. 17<sup>1/4</sup>+6 вклеек. Усл. л. 26,95. Уч.-изд. л. 22,8. Тираж 1000. Индекс 11—5—4. М-18403.  
Издательский № 10347. Заказ № 539.

Гостоптехиздат. Ленинградское отделение. Ленинград, ул. Ломоносова, 22.  
Типография «Красный Печатник». Ленинград, Московский проспект, 91.

Цена 1 р. 80 к.



## ЗАМЕЧЕННЫЕ ОПЕЧАТКИ И ИСПРАВЛЕНИЯ

Страница	Строка	Напечатано	Должно быть
57	1 св.	не характеризуются	характеризуются
60	19 св.	подъярусам.	отделам.
60	23 св.	подъярусами:	отделами:
82	5 сл.	здесь целиком	преимущественно
155	17 сл.	четыре	три
186	11 сл.	первотриасовых	пермотриасовых
233	3 сл.	9	95

Заказ 539.