

ТРУДЫ  
ВСЕСОЮЗНОГО НЕФТЯНОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО  
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ИНСТИТУТА (ВНИГРИ)

---

ВЫПУСК 207

*Г. Е.-А. АЙЗЕНШТАДТ и К. В. АНТОНОВ*

ФОРМИРОВАНИЕ  
СОЛЯНЫХ КУПОЛОВ  
И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ  
ЮЖНОЙ ЭМБЫ



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

Ленинград • 1963

В книге изложены результаты многолетних геологических исследований, проведенных на куполах Южной Эмбы. Дано описание геологического строения, нефтеносности, водоносности и основных условий формирования соляных куполов Южный Кошкар, Сагиз, Тентяксор, Тюлегень, Байчунас и приуроченных к ним нефтяных залежей.

Изложены новые представления об условиях формирования соляных куполов. Доказывается, что изученные купола существовали в доюрское время; поднятия в надсолевых породах (купола) возникли в конце пермского времени.

Установлено время появления основных сбросов и связанных с ними мезозойских крутых склонов соли и дополнительных поднятий, разное на разных куполах.

Выявлена приуроченность продуктивных свит Южной Эмбы к средней части крупного среднеюрского и верхней части крупного барремского трансгрессивных ритмов. Области питания существующих ныне залежей и пределы миграции нефти определяются размерами межкупольных пространств на том или ином этапе формирования залежей. Подтверждается рядом фактов возможность задержки процесса формирования залежей во времени или формирования залежей в несколько этапов.

Работа рассчитана на широкий круг геологов-нефтяников.

*Гирш Есель-Аронович Айзенштадт и Карп Васильевич Антонов*

**Формирование соляных куполов и залежей нефти Южной Эмбы**

Ведущий редактор *В. И. Невельштейн*

Технический редактор *И. М. Сафронова*

Корректоры: *И. М. Коничева, Г. Г. Полонская*

Переплет работы худ. *Е. Д. Павла*

---

Сдано в набор 18/XII 1962 г. Подписано к печати 8/IV 1963 г.  
 Формат бумаги 70×108<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Печ. л. 20 + 6 вкл. Усл. л. 31,5. Уч.-изд. л. 27,54.  
 Тираж 1200 экз. Индекс 11-5-4. М-06151.

---

Гостоптехиздат. Ленинградское отделение. Ленинград, ул. Ломоносова, 22.  
 Издательский № 666. Заказ № 1362.  
 Типография «Красный Печатник». Ленинград, Московский проспект, 91.  
 Цена 2 р. 13 к.

## ВВЕДЕНИЕ

Теория происхождения нефти и формирования промышленных залежей до самого последнего времени остается недостаточно разработанной, хотя исследования в этом направлении ведутся давно.

Приступая к работе по изучению условий формирования соляных куполов и связанных с ними залежей нефти, а отрывать друг от друга эти два направления в данном случае, очевидно, нельзя было, мы пытались выявить некоторые основные закономерности, управляющие этими процессами, с тем, чтобы в дальнейшем продолжить и углубить начатые исследования. Методически представлялось наиболее правильным выбрать из большого числа солянокупольных структур группу (узел) из нескольких куполов, расположенных по соседству друг с другом, на которых имелись бы промышленные залежи нефти, и затем путем детального монографического изучения их стратиграфии, тектоники, нефтеносности, водоносности выявить основные закономерности развития структур и связанных с ними залежей нефти. Выбор группы из нескольких соседних куполов обосновывался тем, что в процессе развития они могли быть взаимно связаны и оказывать друг на друга какое-то влияние.

На куполах, избранных в качестве объектов исследований, предварительно должен быть проведен значительный объем геологоразведочных работ, чтобы полученные при этом данные можно было использовать при тематических исследованиях. Необходимо было иметь на этих куполах участки по-разному построенные, по-разному развивавшиеся и с различной степенью нефтенасыщения разреза — от значительных скоплений нефти, образующих промышленные залежи, до незначительных ее признаков; эти обстоятельства также учитывались при решении вопроса о выборе куполов для исследований.

Выбор подходящих объектов был затруднен тем, что не все купола одинаково хорошо разбурены и изучены. Освоение некоторых месторождений было начато еще в дореволюционные годы, и значительная часть наиболее ценного фактического материала по ним утеряна. В то же время по месторождениям, освоенным в последние годы преимущественно на основании геофизических исследований (в основном электрокаротаж), отсутствует керновый материал. Все это создавало часто непреодолимые трудности и, конечно, не могло не отразиться на результатах и полноте исследований.

Методика исследований заключалась прежде всего в сборе всего имеющегося геологического, геофизического и аналитического материала по избранным объектам, в просмотре кернового материала и затем в расчленении разрезов всех глубоких, крелиусных, а иногда и кртинерочных скважин, составлении таблиц стратиграфических отбровок и мощностей и выявлении стратиграфического положения в разрезе нефтяных горизонтов. По этим данным (с учетом данных сейсмике отраженных и пре-

ломленных волн) строилось большое число геологических профилей по простираанию и падению структур для разных участков куполов. Составлялись структурные карты на разных стратиграфических уровнях и карты мощностей для свит, подвергшихся интенсивным размывам. Таким путем можно было выявить различия в строении разных участков купола и подойти к решению вопроса об истории их развития. Параллельно с изучением структурных особенностей проводилось исследование условий залегаания нефти на разных участках куполов и рассматривались вопросы условий формирования залежей. Геофизические данные приходилось в ряде случаев критически пересматривать и исправлять по данным бурения.

Вся работа строилась на основании учета региональных тектонических особенностей исследуемой территории как солянокупольной области, и если для выполнения данных исследований было избрано в силу необходимости небольшое число куполов, то при построении тех или иных выводов или заключений безусловно учитывался материал по всем разбуренным и изученным куполам. Без предварительного, достаточно хорошего ознакомления со специфическими особенностями тектоники и нефтеносности исследуемой области в целом трудно было бы избежать ряда серьезных ошибок. Некоторое представление об объеме проведенных исследований дают следующие данные (число изученных скважин):

	Копчкар	Сагиз	Байчунас	Тентяксор	Тюлегень
Глубокие скв.	116	166	355	53	15
Крелиусные скв.	73	40	28	52	47
Всего . .	189	206	383	105	62

На основании изученных разрезов глубоких и крелиусных скважин и использования данных сейсмички отраженных и преломленных волн было составлено большое число геологических профилей, карт мощностей, структурных карт с нанесением всех данных по нефтеносности.

Кроме того, изучено большое число разрезов по прилегающим куполам (Доссор, Макат, Бек-Беке и др.).

Обязанности между авторами распределялись следующим образом: весь текст, кроме глав по Сагизу и Байчунасу, составлен Г. Е.-А. Айзенштадтом; разделы по месторождению Сагиз и Байчунас составлены К. В. Антоновым (Г. Е.-А. Айзенштадтом составлены подразделы по условиям формирования залежей на Северо-Западном Байчунасе и по материалам В. Б. Торговановой описана водоносность Байчунаса).

Авторы не ставили перед собой задачи по составлению исчерпывающей истории исследований общих вопросов формирования соляных куполов и связанных с ними залежей нефти. Это сделано в работах Н. А. Калинина, Ю. А. Косыгина, Н. В. Неволлина и других. Нам хотелось задержаться только на некоторых работах, касающихся формирования куполов и залежей, выполненных в последние годы на основе детального изучения фактического материала исследуемого района.

Исследования по близкой тематике проводились на Эмбе в 1947—1949 гг. В. К. Василенко. Среди выводов этого автора (1947) следует отметить его указание на наличие в разрезе района регрессивных и трансгрессивных циклов, что отмечалось и другими исследователями и что действительно имеет существенное значение для понимания условий формирования разреза, характера региональных колебательных движений и условий накопления нефтематеринских свит. Так, например, среднеюрская продук-

тивная толща по условиям осадконакопления занимает среднюю часть цикла между грубообломочными осадками регрессивной серии нижней юры и морским трансгрессивным комплексом верхней юры. Пестроцветная свита верхнего неокома также находится в той переходной части цикла, которым отмечается смена условий прибрежных, мелководных, дельтовых более глубоководными морскими трансгрессивными слоями апта. Аналогичные явления можно наблюдать, по данным Е. И. Соколовой, и в триасе.

Заключение В. К. Василенко относительно того, что доюрские соляные штоки были совершенно заново перестроены в неогене, не подтвердилось. В действительности, как показывают новейшие данные, межкупольные зоны, сформировавшиеся примерно на границе перми и триаса, а возможно еще раньше, в верхнепермское время, так и остались в этом качестве; купола, возникшие в пермтриасе как участки проявления более активных движений, продолжали развиваться, сохраняя в общих чертах древний план строения. Правда, некоторые пермские солянокупольные поднятия в мезо-кайнозое не испытывали существенных подъемов (например, погребенный купол в Дангарской мульде).

Основным фактором роста куполов В. К. Василенко считает статическую нагрузку надсолевых пород и тангенциальное давление со стороны соседних орогенических зон. Если первый фактор может иметь какое-то косвенное значение, особенно на последующих этапах формирования куполов, то о значении бокового давления, особенно для центральных частей Прикаспийской депрессии, вряд ли можно говорить. Ведущей и определяющей формой региональных тектонических движений здесь, по-видимому, надо считать вертикальные подвижки отдельных крупных глыб фундамента, которые и могли послужить импульсом к росту соляных куполов. По времени эти движения примерно совпадают со складкообразовательными движениями в соседних геосинклинальных зонах. Именно поэтому и отмечается одновременный рост куполов в пределах почти всей области их развития.

При описании межкупольных пространств В. К. Василенко приводит точку зрения Э. Э. Фотиади, который выделял два типа межкупольных зон — интерминимальные зоны и зоны гравитационных максимумов. Это деление является достаточно обоснованным с геофизической и геологической точки зрения. В настоящее время, благодаря успехам геофизических исследований и некоторым данным бурения, вопрос о межкупольных пространствах можно было бы осветить более подробно, выделив среди них несколько типов, генетически связанных с положением района относительно более крупных структур II порядка и в связи с соответствующими типами куполов, прилегающих к данному межкупольному пространству.

В этой работе В. К. Василенко подробно разбирает еще вопрос о происхождении кепрока, который он считает остаточным продуктом выщелачивания сводовых частей соляных штоков, ссылаясь при этом на исследование В. П. Батурина. Наряду с этим указывается, что кепрок может быть назван и сульфатный комплекс в верхней части галогенной толщи. Эти представления можно несколько уточнить, подчеркнув, что кепроки могут быть двух родов: 1) кепрок как верхняя завершающая часть нормального разреза соленосного комплекса кунгура, там, где в разрезе сохранилась нормальная стратиграфическая последовательность слоев; 2) кепрок как остаточный продукт от растворения массы соли после ее прорыва при приближении к дневной поверхности в доюрское, преднеокомское, предаптское время и так далее вплоть до четвертичного и современ-

ного периода. Структурным признаком присутствия вторичного кепрока является наличие соляного «стола» на куполе.

В некоторых случаях, при благоприятной геологической обстановке, к первичному кепроку могут добавляться породы вторичного кепрока. Все зависит в данном случае от глубины размыва в соответствующий период, от характера движения подземных и поверхностных вод, растворяющих соль.

В работе В. К. Василенко (1949 г.) освещаются вопросы формирования залежей нефти на куполах Кулсары и Косчагыл. Ряд полученных им выводов совпадает с нашими наблюдениями по другим куполам (Южный Кошкар, Сагиз, Тентяксор, Тюлегень, Байчунас). Это касается времени зарождения куполов и этапов их формирования, амплитуд подъема крыльев купола, времени появления сбросов и их амплитуд. Залежи на этих куполах сформировались, по данным В. К. Василенко, после того как вмещающие слои были надежно запечатаны более молодыми осадками, и процесс этот занимал значительные промежутки во времени, поскольку нефть в промышленных количествах поднимается вплоть до турона. Подчеркивается в основном экранирующая роль сбросов. Автор указывает, как это отмечалось и раньше, что изменение свойств нефтей происходит не внутри стратиграфических комплексов, а на их границах. Например, в нефтях средней юры Косчагыла и Кулсаров нефтяных углеводородов меньше 50%, обычно 39—45%. В верхней юре и мелу — больше 50% (51—57%). Метановых, наоборот, в средней юре 52—40% (падение снизу вверх); в верхней юре и мелу — 33—21% (в большинстве случаев). По мнению В. К. Василенко, это может свидетельствовать либо о самостоятельной нефтеносности этих основных продуктивных свит, либо о резких различиях во времени, этапах формирования залежей в этих свитах при условии миграции нефти из какого-то единого источника.

В другой работе В. К. Василенко (1949 г.) в обзоре нефтепроявлений указывает, что все выходы нефти приурочены к сводам куполов и связаны или с головами размытых пластов, или со сбросами.

Отсутствие выходов газа в Южно-Эмбенском районе, при наличии на глубине нефтяных горизонтов с газовой шапкой или растворенным газом и чисто газовых залежей, может свидетельствовать о высокой степени изоляции нефтяных горизонтов. Автор высказывает предположение, что этапы формирования залежей могут соответствовать этапам роста куполов. Для решения вопроса о времени формирования залежей существенное значение имеет заключение автора об отсутствии в некоем грабена Косчагыла даже признаков нефти, хотя на соседних опущенных крыльях он нефтеносен.

В. К. Василенко (1950) обратил внимание на ориентированный характер основных дислокаций на южноэмбенских соляных куполах. Структурные элементы соляных штоков часто ориентированы взаимно перпендикулярно. Преобладают в основном два направления — северо-западное и северо-восточное (древнемакатская система нарушений), наряду с ними отмечаются более молодые широтные и меридиональные (танатарская система нарушений).

В более общей форме вопросы формирования залежей нефти Южно-Эмбенского района рассматриваются в работе проф. В. В. Вебера. Им, как и другими исследователями, выделяется ряд самостоятельных стратиграфических комплексов, характеризующихся постоянной нефтеносностью. Кроме пермотриаса, средней юры и верхнего неокома к ним отнесено еще и основание апта (Г. Е.-А. Айзенштадтом (1946) было показано.

что нефтяные горизонты в аште носят явно вторичный характер по ряду признаков). Фациальный характер этих свит, по В. В. Веберу, является благоприятным для нефтеобразования. Подчеркивается длительный характер процессов образования куполов и формирования нефтяных залежей. Перемещение нефти, по В. В. Веберу, имело характер боковой миграции в сторону соответствующих ловушек. Высказывается предположение о существовании в пределах первично нефтеносных свит, в период осадконакопления, местных нефтеносных фаций в областях поднятий и опусканий.

Дополнительные складки на крыльях куполов В. В. Вебер считает древними сводами первоначальных куполов, что не подтвердилось впоследствии. Процесс формирования нефтяных залежей расчленяется на несколько этапов: 1) концентрация нефти в первоначальных сводах куполов; 2) разделение сводовых залежей на отдельные участки, изолированные друг от друга размывами или сбросами; 3) разрыв сводовой залежи по сбросам грабена; 4) относительное опускание и поднятие отдельных полей и блоков по сбросам второго порядка. Эта схема не нашла, однако, подтверждения при дальнейших исследованиях.

В. Я. Авровым в 1949 г. разбирались преимущественно общие вопросы механики роста куполов, причины, вызывающие подъем соляных ядер и места зарождения куполов. В частности, здесь излагается точка зрения проф. М. М. Тетяева, который рассматривал Прикаспийскую депрессию как мезо-кайнозойскую или альпийскую субгеосинклиналь с соответствующим режимом колебательных движений, обеспечивающим накопление слоистых образований с относительно ограниченными мощностями. Эти же движения ведут к зарождению куполовидных структур вообще, характерных для субгеосинклинальных областей. Разбор некоторых положений В. Я. Аврова по вопросам формирования залежей будет дан в другой главе.

В работах по проблеме формирования залежей нефти на Эмбе совместно с геологами принимали участие (1948—1951 гг.) и химики Ф. Б. Инденбом и А. П. Шишкова, которыми изучались нефти Кулсаров, Косчагыла, Сагиза. Ими проведено общее исследование нефтей, анализы группового состава и изучение асфальтово-смолистых компонентов нефтей. В частности, по Кулсарам было установлено, что изменение удельных весов нефтей по разрезу месторождения происходит за счет изменения их углеводородного состава: меловые нефти — нафтеново-метановые, юрские — метаново-нафтеновые. Было доказано также, что твердые углеводороды в меловых нефтях отсутствуют во фракциях 300—350° и 350—400° С и появляются лишь в незначительном количестве во фракциях с температурой кипения выше 400° С. У юрских нефтей парафины появляются в заметных количествах во фракции с началом кипения 300° С и распределяются во всех масляных фракциях более или менее равномерно. Имеются и различия в составе твердых углеводородов меловых и юрских нефтей; первые имеют температуру плавления более низкую, чем таковые юрских нефтей. Это объясняется тем, что молекулы твердых углеводородов меловых нефтей имеют разветвленную структуру изопарафинов (церезинов).

Исследование нефтей Косчагыла также выявило резкое различие юрских и меловых нефтей, но наряду с этим оказалось, что свойства нефтей некоторых юрских горизонтов, в тех случаях, когда по глубине и условиям залегания они оказываются в обстановке, сходной с меловыми нефтями, приближаются к свойствам меловых нефтей.

Различия в свойствах разновозрастных нефтей Кулсаров и Косчагыла Ф. Б. Инденбом объясняет с позиций А. Ф. Добрянского недопревращенностью нефтей Косчагыла. В действительности, как это было показано (Айзенштадт, 1946) на более обширном материале, различия эти (высокие удельные веса нефтей Косчагыла, меньшее содержание легких фракций, обогащенность смолами и т. д.) связаны со структурными особенностями — сильная перебитость сбросами, глубокие размывы и несогласия, меньшая глубина залегания соответствующих горизонтов. Поэтому и нефти пермотриасовых горизонтов юго-западного поля южного крыла Косчагыла, залегающие на очень небольшой глубине (60—190 м), в блоке, ограниченном сбросами с трех сторон, откуда поступают сульфатные воды, неоднократно приближавшиеся и в геологическом прошлом к дневной поверхности, выделяются в особую группу, которая по углеводородному составу стоит близко к меловым нефтям, а по содержанию смол, удельному весу, содержанию парафина приближается к некоторым юрским нефтям. К близким выводам приходит и А. П. Шишкова, изучавшая асфальтово-смолистые компоненты нефтей.

Изучение нефтей Кошкара (юго-западный и северо-западный промысловый участки) также осветило различия в составе и свойствах юрских и меловых нефтей и влияние геологической обстановки на характер нефтей.

Факторами, оказавшими влияние на образование нефтей различного состава, по мнению авторов, могли быть: различный характер роста обоих крыльев купола, окислительное действие анаэробных сульфатноокисляющих бактерий, миграция нефти через песчано-глинистые породы и связанная с ней адсорбция асфальтово-смолистых компонентов нефти.

А. Н. Гейслер (1956) рассматривает закономерности распределения солянокупольных структур, роль региональных геотектонических движений, проявляющихся в образовании системы сбросовых трещин и приуроченных к ним соляных штоков и гребней. Автор приходит к выводу о закономерном расположении основных сбросовых трещин, разделяющих купола на отдельные крылья, на основе гексагональной симметрии, обнаруживающей поразительное сходство с трещинами отдельности такыра. Причина такого сходства заключается, по мнению А. Г. Гейслера, в возникновении на глубине, в надсолевой терригенной толще на границе с пластичным соленосным комплексом, соответствующей системы разрывов, обязанных растягивающим усилиям в периоды погружения исследуемой области. Вопросам формирования соляных куполов и залежей нефти, начиная с 1940 г., много внимания уделил Н. А. Калинин (1957, 1958). Он пришел к следующим выводам.

1. Формирование осадочного комплекса, выполняющего Прикаспийскую впадину, находится под непрерывным воздействием глыбовых перемещений докембрийского фундамента, разбитого разломами северо-восточного и северо-западного направлений. Подвижки по разломам приводили к возникновению в осадочном чехле крупных флексуобразных структур, которые влияли на распределение промышленной нефтеносности, определяя основные направления миграции нефти. В дальнейшем нефть аккумуляровалась в ловушках на соляных куполах. Структурные особенности соляных куполов также зависят, по мнению Н. А. Калинина, от их положения на вмещающей структуре, на ее склоне или в присводовой части.

2. В своей диссертационной работе в 1951 г. Н. А. Калинин писал, что нефтеносность в Западном Казахстане связана с определенными типами осадков и определенными частями бассейна седиментации; в разрезе выделяется несколько нефтепроизводящих толщ, с которыми связано



возникновение первичных залежей нефти. За счет миграции в других толщах возникают залежи вторичного характера, имеющие подчиненное значение.

3. Размеры месторождений на том или ином куполе зависят, по мнению Н. А. Калинина, от условий аккумуляции нефти структурой и от способности ее сохранить накопленную нефть. При этом автор рассматривает особенности нефтепроизводящих толщ, размеры прилегающих мульд, время зарождения куполов. Подчеркивается роль размывов, время их проявления и глубины, имеющие решающее значение для сохранения залежей.

4. Возражая Ю. А. Косыгину, Н. А. Калинин указывает на недостаточность статической нагрузки для обеспечения подъема и разрыва надсолевых пород соляным ядром и роль в этом процессе региональных движений.

5. Продолжительность процесса образования и миграции нефти во времени не менее 35 млн. лет, но не достигает 100 млн. лет. С наибольшей интенсивностью этот процесс протекал в первые десять миллионов лет с момента образования нефтепроизводящих толщ.

П. Я. Авров и Л. Г. Космачева (1960) устанавливают следующие закономерности:

1. Оси гравитационных минимумов кольцеобразно окаймляют максимумы силы тяжести.

2. Строение солянокупольных структур зависит от пространственного положения и числа окружающих максимумов силы тяжести. Каждому крылу на куполе соответствует свой максимум силы тяжести и особенности строения крыла купола зависят от количества соли, поступающего из ближайшего межкупольного пространства; таким образом, утверждается независимый характер развития отдельных крыльев купола.

3. Формирование солянокупольных структур, в общем, происходило в результате сложной комбинации повторных тангенциальных и радиальных движений, являющихся отзвуками Уральской складчатости в первой фазе и Мангышлакской и Кавказской складчатости в последних фазах.

4. Благоприятными с точки зрения возможной продуктивности являются купола ранее сформировавшиеся.

Н. В. Неволин в своей последней работе (1961), как и в ранее опубликованных им статьях, описывая соляные купола, обращает внимание на характерные особенности строения крыльев куполов, выделяя среди них замкнутые, полузамкнутые и незамкнутые крылья, что весьма важно при оценке их перспектив. Автор считает, что ориентировка соляных куполов в ряде случаев подчиняется очертаниям мезозойских прогибов и поднятий. Рост соляных куполов, вследствие давления подсолевых пород и колебательных движений, происходит непрерывно-прерывисто, ритмично-скачкообразно. В предложенной им классификации выделяются купола непрорванные (глубокие), скрыто прорванные, прорванные, однокрылые (полукупола) и открытые.

В статье Ю. С. Кононова (1961) сделана попытка ревизии существующих взглядов на процессы формирования соляных куполов. Однако ряд допущений и противоречий, имеющих в статье, относительно интенсивности роста соляных ядер в мезозое, кайнозое и верхней перми, недостаточно точные данные о плотностях пород верхней перми, в силу их слабой изученности, заниженная исходная мощность соленосной толщи, отрицание регионального перерыва между триасом и юрой и другие положения ставят под сомнение ряд выводов автора.

## КРАТКИЙ СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ ОЧЕРК ИССЛЕДУЕМОГО РАЙОНА

До недавнего времени описание стратиграфического разреза Южно-Эмбенского района начиналось с соленосного комплекса кунгура — наиболее древних отложений, вскрывавшихся буровыми скважинами на куполах. Относительно характера других более глубоких частей разреза приходилось судить лишь на основании мало обоснованных аналогий с Актюбинским Приуральем, Южным Уралом и другими весьма удаленными районами. В 1953 г. разведочной скв. 3 в урочище Тугаракчан, непосредственно к югу от Южно-Эмбенского района, был вскрыт верхний, средний и нижний карбон. Затем в скв. 7 здесь был вскрыт верхний девон. В том же районе в опорной скв. 5 вскрыт и кунгур в совершенно другой фации, нежели на остальной площади района. Много новых данных за последние годы получено и по пермским и триасовым отложениям промысловых площадей.

Наиболее древними отложениями, вскрытыми в южной части Южно-Эмбенского района на погребенном палеозойском Южно-Эмбенском поднятии, являются девонские. Пройдено по ним около 500 м. Разрез представлен чередованием алевритистых глин красновато-коричневых, песчаников мелкозернистых, темно-серых, с растительными остатками и алевролитов буровато-серых. Обнаруженная в этих отложениях фауна позволяет отнести их к франскому и фаменскому ярусам. Среди глин франского яруса отмечены прослой мергеля слабо алевритистого, а в верхней части девона пласты конгломератов, состоящих из плохо окатанных и плохо отсортированных галек черного, буровато-серого и белого цвета. Среди галек встречены кремнеземные и ожелезненные пепловые туфы, порфириты (?), андезиты, серпентиниты, разнообразные сланцы, яшмы, кварциты. В этом же районе вскрыты карбонатные и терригенные отложения нижнего, среднего и верхнего карбона мощностью примерно до 2000 м. Разрез представлен в верхней и средней частях преимущественно органогенно-обломочными известняками с прослоями крепких песчаников и конгломератов. В терригенной толще среднего и нижнего карбона, сложенной глинами, конгломератами и крепкими песчаниками, встречены отдельные прослой слабосцементированных мелкозернистых песчаников.

В вышележащих нижнепермских отложениях описан разрез предположительно артинских терригенных и карбонатных отложений мощностью свыше 600 м. Слои кунгура, отлагавшиеся в прибрежной зоне, представлены ритмичным чередованием терригенных и ангидритовых пород общей мощностью свыше 300 м. На остальной большей части солянокупольной территории кунгур слагается каменной солью в основном чистой, крупнокристаллической, бесцветной или слабо окрашенной в сероватые и желтоватые тона. Местами в соли встречаются маломощные терригенные прослой, а также пласты ангидрита, сильвинита, карналлита. Первоначальная (исходная) мощность соленосных отложений на значительной части

Прикаспийской впадины, вероятно, достигала 2000—2500 м. Среди верхнепермских отложений, вскрытых у крутых склонов куполов и в межкупольных впадинах, установлено присутствие казанских и татарских отложений, которые расчленяются на местные литологические комплексы. В казанском ярусе, мощностью около 400 м, выделены глинисто-карбонатная толща и толща красновато-коричневых глин, в татарском ярусе, мощностью также до 400 м, — песчаниковая и глинистая толщи.

### ПЕРМОТРИАСОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Разрез пермотриаса начинается с песчаниково-конгломератовой свиты, которая складывается песками и песчаниками с прослоями конгломератов. Горуды окрашены в серые, зеленовато-серые цвета; имеются прослои красных глин. Максимальная мощность этой свиты на Южной Эмбе 120—135 м. Е. И. Соколова относит ее к верхней перми — нижнему триасу (возможно, ветлужский ярус).

Выше залегает песчано-глинистая свита. Преобладают здесь глины, но содержится много прослоев песков и песчаников. Окраска пород пестрая, с преобладанием красных тонов; имеются также темно-зеленые и темно-серые глины. Мощность свиты равна 120 м; она условно отнесена к ветлужскому ярусу нижнего триаса. К кровле и подошве свиты приурочены нефтяные горизонты (Искине, Дангар). Следующей сверху свитой является известняково-глинистая, где преобладают известняки, мергели, известковистые глины, неизвестковистые глины, песчаники; окрашены породы в серые тона, но имеются и прослои красных глин. В западной части района присутствуют красноцветы. Мощность обычно равна 40—60 м, иногда возрастает до 85 м. Возраст этой свиты установлен по фауне как нижний триас (баскунчакский ярус).

Выше находится песчано-галечниковая свита, которая складывается песчаниками и более или менее уплотненными песками с прослоями и линзами глин и конгломератов. Преобладают серые тона; изредка появляется красная окраска. В верхней и нижней части свиты на некоторых куполах залегают нефтяные горизонты. Мощность равна обычно 30—50 м, в южной части района до 70 м. Эта свита относится к верхнему триасу (так же, как и обе вышележащие). Осадки среднего триаса, по-видимому, регионально отсутствуют.

Следующей сверху является свита пестроцветных глин. По петрографическому составу в свите преобладают глины, окрашенные в серые, зеленовато-серые, темно-серые тона; отмечаются углистые прослои и прослои красных, бурых, зеленых глин. Мощность около 40 м, в юго-восточной части района — 20—30 м. Заканчивается разрез верхнего триаса на куполах свитой зеленовато-серых глин и песчаников, мощностью до 100 м и выше.

Вопрос о движениях на границе верхней перми и триаса сейчас не может быть освещен с необходимой полнотой, поскольку стратиграфия этих отложений из-за отсутствия фауны недостаточно изучена. Если окажется, что песчано-конгломератовая свита, залегающая в основании пермотриаса на куполах, относится к нижнему триасу, а не к верхней перми — нижнему триасу, как это пока условно принимает Е. И. Соколова, то тем самым будет достаточно точно датирован и возраст дислокаций, вызвавших внедрение соли и резкий подъем соляных ядер на куполах, которые возникли, вероятно, еще раньше в верхнепермское время. Амплитуда подъема соляных ядер в эту фазу их роста была исключительно

большой. В межкупольных зонах сохранилось до 2000—2500 м пермотриаса, который полностью отсутствует на сводах куполов. В это время, очевидно, произошло общее региональное поднятие всей области, что обеспечило снос материала со сводов куполов и вынос его, по всей вероятности, за пределы исследованной области.

Установленное исследованиями Е. И. Соколовой для всей изученной площади Прикаспийской впадины отсутствие среднего триаса указывает на значительный подъем этой области в этот промежуток времени. Поднятием была охвачена, по-видимому, вся Русская платформа.

На соляных куполах Эмбы поднятие этого времени отразилось в размыве на границе известняково-глинистой (нижний триас) и песчано-галечниковой (верхний триас) свит. Характерно, что размывы эти различны по глубине на разных куполах и в пределах отдельных куполов на разных крыльях.

### ЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

**Н и ж н я я ю р а.** С размывом и несогласием на триасе залегает песчано-галечниковая свита, относимая на основании изучения спор и пыльцы к нижней юре. Она обладает преимущественно песчаным составом, с редкими прослоями галечников, конгломератов, песчаников, глин; среди глин встречаются отдельные гальки кварца, кварцитов, яшмовидных пород. Глины окрашены в светло-серые тона, пески и песчаники беловатые (белесые), часто с каолиновым материалом.

Нижняя юра является регионально водоносной свитой. Обычная мощность свиты равна 100—110 м. В отдельных случаях отмечается и значительное сокращение мощностей этой свиты на некоторых куполах, о чем будет сказано ниже.

К границе юры и триаса приурочено следующее значительное поднятие исследуемой области (так называемая древнекиммерийская фаза). В это время на фоне и в связи с общим региональным подъемом всей области произошел рост куполов, подъем их соляных ядер и сформировался довольно резкий рельеф. Амплитуды подъема разных куполов были различны, хотя эти различия и не выходят за пределы нескольких сот метров, судя по глубине размывов. Обломочный материал выносился за пределы исследованной области, о чем можно судить по выдержанности в основном характера нижнеюрской базальной песчано-галечниковой свиты и отсутствию в межкупольных пространствах каких-либо новых образований, отличных от установленных на куполах. Однако не все купола, зародившиеся ранее и испытавшие в это время подъем, продолжали в дальнейшем развиваться. Некоторые из них, например поднятие в центре Дангарской мульды, в дальнейшем не испытывали подъемов, характерных для большинства куполов. На границе нижней и средней юры, судя по сокращению в отдельных случаях мощностей нижней юры, имели место неравномерные подъемы на отдельных куполах (Сагиз, Тентяксор и др.) с амплитудой в 40—50 м.

**С р е д н я я ю р а.** В основании разреза средней юры залегает песчано-глинистая свита ( $J_2^1$ ). Песчаные и глинистые породы присутствуют здесь примерно в одинаковом количестве. Угли промышленной мощности здесь отсутствуют, но тонкие пропластки угля, углистые глины и слои с корневой системой встречаются. Содержится ряд промышленно нефтеносных горизонтов как в северной, так и в южной части района. Мощность свиты колеблется примерно в пределах от 100 до 250 м. Переход

к подстилающей песчано-галечниковой свите на одних куполах резкий, когда в основании песчано-глинистой свиты залегают глины с высокими сопротивлениями, на других куполах — постепенный. По спорам и пыльце эта свита отнесена к нижнему байосу.

Выше залегает нижняя угленосная свита ( $J_2^2$ ). По составу в основном глинистая, содержит до 11 пластов и пропластков автохтонных углей, из которых 5—6 достигают рабочей мощности. В низах и в средней части находится несколько мощных пропластков песка, которые содержат промышленные залежи нефти. Мощность свиты — 60—80 м. По возрасту соответствует верхнему байосу.

Следующей кверху является лингуловая свита ( $J_2^3$ ), по составу в основном песчаная, относимая к нижнему бату. Рабочих пластов углей здесь не содержится; угли встречаются только в виде тонких пропластков; слоев с корнями довольно много. Названием своим обязана частому нахождению лингул. Отмечены очень редкие находки фораминифер. В кровле и подошве имеются мощные песчаные коллекторы. В средней части разреза также присутствуют в чередовании с глинами несколько песчаных горизонтов. Мощность свиты колеблется в пределах от 70 до 160 м. Лингуловая свита имеет большое промышленное значение.

Вышележащая верхняя угленосная свита, относимая к верхнему бату, присутствует только там, где средняя юра полностью сохранилась от размыва в верхнеюрское или нижнеэокомское время. По составу свита преимущественно глинистая, с пластами автохтонных углей рабочей мощности (здесь обычно насчитывается 3 таких пласта и до 5 пластов и пропластков угля меньшей мощности). По минералогическому составу соответствует бесхлоритондовой зоне. Мощность достигает 65—75 м. Промышленное значение этой свиты невелико.

Изучение условий осадконакопления показало, что отсутствует какая-либо явная зависимость между мощностями и составом отдельных горизонтов в средней юре и положением разреза на современной структуре. Если колебания в петрографическом составе и отмечаются, то независимо от положения разреза по отношению к своду или крылу структуры. Для средней юры характерно наличие целого ряда выдержанных песчаных и глинистых горизонтов, прослеживаемых в пределах всего данного купола и между куполами на значительных расстояниях в 100—150 км. Следовательно, купола в период накопления осадков средней юры, на фоне погружения области либо вовсе не росли заметным образом, либо их подъем совершался настолько медленно, что это не отразилось или отразилось, но в очень слабой форме на петрографическом составе и мощностях осадков. В резкой форме на мощностях осадков отразились изменения геотектонического режима в региональном плане; более интенсивный прогиб южной части района привел к накоплению более мощных осадков средней юры в этом районе и к некоторым фаціальным изменениям.

Присутствие в разрезе серии выдержанных на значительной площади песчаных и песчано-глинистых горизонтов указывает, что обстановка их накопления должна была быть более или менее однообразной на этой площади. Это могли быть только морские, мелководные, прибрежные условия, либо обстановка морского залива, с очень низкими, плоскими, едва возвышающимися над уровнем моря заболоченными берегами. Эта обстановка неоднократно сменялась наземными условиями, когда на выступавшей из-под уровня моря прибрежной низменности развивалась богатая растительность и на значительных площадях происходило накопление торфяников. Затем наступал период относительно более быстрого погружения

и снова устанавливалась обстановка мелкого моря. С периодами господства морских условий, вероятно, и связано накопление нефтеобразующей органики. Таким образом, общее погружение области происходило не с одинаковой скоростью, не при одном темпе — оно то ускорялось, то замедлялось, иногда прерывалось. Крупных движений на границе средней и верхней юры в районе не отмечается. Установлены лишь местные размывы на куполах сравнительно небольшой амплитуды. Не исключена, однако, возможность местных перерывов и сокращения мощностей отдельных свит и ярусов внутри средней и верхней юры, связанных с ростом структур второго порядка.

**Верхняя юра.** В основании наиболее полных разрезов верхней юры, например, в опорной скв. 2, залегает нижний келловей мощностью в 60 м. Преобладают здесь глины алевроитовые, известковистые, плотные, темно-серые, с прослоями мелкозернистого песчаника и алевролита. Имеются прослои песка мелкозернистого, серого, глинистого и мергеля черного с обломками раковин. В среднем келловее (мощность 27 м) преобладают алевролиты с прослоями песчаника. Верхний келловей (мощность 24 м) сложен глинами алевроитовыми, слабо известковистыми, с обломками раковин. Имеются прослои песка мелкозернистого, светло-серого, с обломками раковин и растительными остатками.

В основании нижнего оксфорда (мощность 22 м) залегают глины алевроитистые, известковистые (или глинистый мергель) с фауной. В верхней части подъяруса наблюдаются мергели. Иногда встречаются прослои известняков. Вышележащие слои оксфорда и кимериджа не установлены; в северных районах области, в том числе на промысловых площадях, келловей, оксфорд и кимеридж встречаются крайне редко и в сокращенной мощности. В зоне *Dorsoplanites panderi* нижнего волжского яруса (мощность 38 м) встречены известняки глинистые, темно-серые, плотные. В известняках много раковин аммонитов и пелеципод. Зона *Virgatites virgatus* мощностью в 90 м представлена чередованием известняков, глинистых известняков и мергелей. Сверху вниз по разрезу уменьшается содержание карбонатов и повышается содержание пелитового материала. Осадки верхнего волжского яруса здесь регионально отсутствуют.

На границе юры и мела наступает очередная фаза усиленного роста куполов, обусловленная региональным подъемом области. В это же время происходит дифференцированный подъем и более крупных участков Прикаспийской впадины — структур II порядка, что нашло свое отражение, в частности, в распределении на площади мощностей валанжина. Валанжин значительной мощности сохранился только в депрессиях между положительными структурами второго порядка, например в Байчунас-Тентяксорском прогибе и в некоторых других местах. На куполах в это же время произошли подвижки отдельных крыльев по сбросам амплитудой до нескольких сотен метров и затем размыв всех наиболее выступавших в рельефе приподнятых блоков. Ко времени начала отложения базальных слоев меловой системы район был пенебленизирован.

### МЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Разрез мела начинается в исследуемом районе с песчано-глинистых осадков валанжина, мощность которых достигает примерно 100 м, а иногда и выше. На большинстве куполов валанжин либо отсутствует, либо к нему относятся грубозернистые песчано-галечниковые слои мощностью всего в 0,5—1,5 м. Значительной мощности, как указывалось, валанжин

достигает в депрессионных зонах. В этом случае он представлен чередованием сильно известковистых глин, песчаников, песков с гальками и фосфоритами, с богатой фауной ауцелл. Глины зеленовато-серые и темно-серые, слюдястые, сильно песчанистые и известковистые, плотные; песчаники зеленовато-серые, слюдястые, сильно известковистые и глинистые. По минералогическому составу тяжелой фракции слой эти являются дистен-ставролитовой зоной, характеризующей на Эмбе осадки трансгрессивных комплексов (нижняя юра, валанжин и др.).

В основании готерива залегают пеллециподовая свита (мощность 50—60 м) преимущественно глинистая, за исключением самой верхней части, где находится песчаный горизонт. Глины здесь зеленовато-серые и серые, алевролитистые, очень плотные, с тонкими прослоями и линзами алевролита. Глины иногда слабо известковистые. В породах содержится обильная фауна пеллеципод и фораминифер. С песчаным горизонтом в кровле свиты иногда бывает связан нефтяной горизонт. Песчано-глинистая свита готерива сложена глинами зеленовато-серыми, иногда светло-серыми, алевролитистыми, неизвестковистыми, с которыми чередуются пески и песчаники; пески часто преобладают в средней части свиты; общая мощность равна 15—30 м.

Выше регионально прослеживается так называемый «горизонт песков», относимый к подошве баррема. Горизонт этот представлен песками мелко- и среднезернистыми, рыхлыми, зеленовато-серыми, глинистыми, с прослоями глин с фауной. Мощность в среднем равна 10—20 м. Пестроцветная свита баррема достигает максимальной мощности в 360 м в разрезе опорной скв. 2. На промышленных площадях в центральной части района она имеет обычно мощность в 150—200 м. В межкупольных зонах мощность несколько возрастает за счет сохранения от размыва верхних частей разреза. Свита отчетливо делится на две части: нижнюю, преимущественно глинистую, с отдельными песчаными горизонтами, и верхнюю, где чередуются мощные глинистые и песчаные горизонты мощностью по 10—15 м. Изредка встречаются прослой песчаников. Глины песчанистые, плотные, окрашенные в зеленые, вишнево-красные, коричневые цвета; окраска обычно неровная, пятнами, разводами, что может указывать на ее вторичное происхождение. Определенных остатков фауны пока не обнаружено. С коллекторами, в основном верхней части пестроцветной свиты, связана одна из трех основных продуктивных свит района — байчунасская, в которую включается еще нефтяной горизонт, залегающий в подошве апта. В зависимости от глубины размыва пестроцветной толщи меняется оценка перспектив ее возможной нефтеносности. Чем глубже размыв, тем меньше шансов встретить здесь промышленную нефтеносность.

В конце неокома, с установлением здесь сравнительно мелководных дельтовых условий, завершается еще один цикл развития исследуемой области. В промежутке времени, охватывающем конец баррема — начало апта (до наступления аптской трансгрессии), происходит следующий значительный региональный подъем (так называемая эмбенская фаза), сопровождавшийся, как и раньше, на предыдущих этапах, резкими подъемами соляных ядер куполов. Подъемы разных куполов и отдельных структурных элементов на куполах происходят неравномерно, с разной амплитудой и сопровождаются сбросами. Возникший в результате этих движений рельеф срезается, область нивелируется и на фоне следующего этапа погружения области здесь стали отлагаться морские осадки апта. Региональный подъем в предаптское время, как и раньше на более древних этапах, достигал такой высоты, что размыву подвергались не только купола, но и межкупольные пространства того времени. Достаточно низкое поло-

жение базиса эрозии обеспечивало удаление всего обломочного материала за пределы области. Буровые скважины, пройденные в межкупольных пространствах, и данные сейсмоки отраженных волн решают этот вопрос вполне однозначно.

Значительная часть аптских отложений складывается глинами черными и темно-серыми, чистыми, жирными или слабо песчанистыми, плотными, с обильной фауной пелеципод и фораминифер. Расчленяется апт на нижний и верхний. В основании апта залегает регионально выдерживающийся песчаный горизонт мощностью в среднем 5—10 м. В песках базального горизонта встречается галька кварца и фосфоритов, а иногда плохо окатанные куски пестроцветных пород неокома. Общая мощность апта равна обычно 50—60 м, иногда до 80—100 м. По разрезу кверху породы несколько обогащаются тонким песчаным материалом и светлеют. Верхний апт сложен темно-серыми, тонкослойстыми глинами с пропластками песка. Иногда песчаные пачки достигают мощности 7—8 м. Между верхним и нижним аптом местами отмечаются размывы глубиной в 5—10 м. За счет размыва в нижнеальбское время мощность апта иногда сокращается на 30 м.

В альбе выделяются нижний, средний и верхний подъярусы. Мощность нижнего и среднего альба примерно одинакова — 55—65 м (общая их мощность обычно равна 110 м, иногда 130 м). В их разрезах преобладают глины тонкослойстые, темно-серые и светло-серые, с налетами по слоистости тонкозернистого (мучнистого) пепельно-серого песка. Кверху разрез обогащается песчаным материалом; глины становятся более песчаными, появляются небольшие прослои песков и песчаников. Встречаются пелециподы, гастроподы, аммониты и мелкие обрывки растительных остатков. В основании нижнего альба и в основании среднего альба залегают обычно песчаные горизонты небольшой мощности (5—10 м). Пески здесь светло-зеленовато-серые, алевроитовые, глинистые, слюдистые. В коллекторах альба в северной части района встречаются нефтяные горизонты, не имеющие большого практического значения. В южной части района их значение возрастает.

Верхний альб достигает значительной мощности (до 300 м) и складывается в основном песками, среди которых залегают отдельные мощные пачки и пласты песчаных глин. Пески алевроитовые, глинистые, зеленовато-серые, слюдистые, с обугленными растительными остатками, иногда с окаменелой древесиной. Глины алевроитовые, светло-зеленовато-серые, слюдистые, тонкослойстые, с чередованием темных и светлых слоев. Встречаются глины темно-серые, почти черные, плотные, чистые, вязкие, известковистые. На северо-западном крыле Южного Копкара в песках верхнего альба залегает до четырех нефтяных горизонтов.

Разрез верхнего мела в исследованном районе начинается с сеномана, который в приподнятых частях куполов обычно бывает смыт и сохраняется только в депрессионных зонах. В наиболее полных разрезах он достигает 65—75 м, иногда 110—115 м. Верхняя часть сеномана в основном песчаная, с прослоями глин; нижняя — глинистая, с прослоями мергелей и известковистых песчаников. Глины темно-серые, почти черные, плотные, довольно жирные, известковистые, с небольшой примесью алевроитового материала. Встречаются конкреции сидеритовых песчаников серовато-бурых. В глинах и песчаниках иногда встречается фауна и обугленные растительные остатки.

Между сеноманом и туроном произошла резкая смена условий осадко-накопления — терригенные толщи нижнего мела и сеномана сменились



карбонатными осадками турона и сенона (эти перемены коснулись, очевидно, не только области седиментации, но и области сноса). Произошло это в результате коренного изменения в характере тектонических движений на исследуемой площади. В конце сеномана погружение области сменилось общим подъемом, который повлек за собой рост отдельных куполов. Отдельные крылья и тектонические блоки соляных куполов испытали неравномерный подъем, что устанавливается по глубине размывов. В одних случаях турон залегает нормально на сеномане, а в других он ложится на разные горизонты альба и на более древние слои. Во многих случаях бывает трудно выявить действительную амплитуду подъема того или иного участка для претуронского времени из-за того, что размывы палеогенового и неогенового времени совершенно уничтожили соответствующие осадки.

И на этот раз повторилась ранее установленная схема движений, а именно, после выравнивания рельефа, возникшего благодаря росту соляных куполов, началось погружение области, и наступила трансгрессия туронского времени. Характер осадков турона и сенона, содержащих незначительную примесь пелитового и алевроитового материала, указывает на слабую расчлененность рельефа в области сноса и отсутствие каких-либо крупных, значительно приподнятых положительных форм.

30204  
Морские мелководные карбонатные осадки турона и сенона хорошо расчленяются по макрофауне, фораминиферам и каротажу на отдельные ярусы и подъярусы. В основании турона залегает фосфоритовый горизонт, прослеживаемый регионально. Это конгломерат из фосфоритовых желваков и галек других пород. Выше залегают преимущественно мергели светло-зеленые и белые мелоподобные глины. Мощность турона равна примерно 35—40 м, иногда 70—80 м. Сантон сложен мелом белым с зеленоватым оттенком, плотным, глинистым, с линзовидными включениями и пропластками темно-зеленых глинистых мергелей. Мергели здесь светлые, зеленовато-белые, плотные, с гнездами и линзами мела. Мощность сантона равна 50—60 м. Кампан делится на нижний и верхний. Представлен нижний кампан преимущественно мергелями с прослоями глинистого мела белого с зеленоватым оттенком. В верхнем кампане чередуются прослойки белого пясчого мела и зеленого мергеля. Мел преимущественно чистый, с незначительной примесью глинистого материала. Общая мощность кампана равна примерно 80—110 м. Маастрихт слагается более или менее однообразной толщей белого пясчого мела, с тонкими пропластками, жилками, гнездами и линзами зеленых глинистых мергелей. В нижней части разреза мергелей больше, чем в верхней. Мощность равна 135 м. Датский ярус сложен в нижней части мергелями с прослоями глинистого мела; в верхней части находится красноцветный горизонт кирпично-красных мергелей. Мергели в нижней части зеленовато-серые, с прожилками белого мела; плотные; глинистый мел зеленовато-белый, плотный, с обломками раковин. Мел чистый — белый, хрупкий, мягкий, пористый. Мощность равна 15—20 м. Общая мощность карбонатных осадков верхнего мела достигает иногда 450 м и выше. На границе датского яруса и палеогена не произошло каких-либо существенных изменений в тектоническом режиме области. Продолжалось медленное погружение, причем в первое время сохраняется даже тип осадков верхнего мела.

На изученной площади имеются осадки нижнего эоцена — палеоцена (?), среднего и верхнего эоцена и олигоцена. Сохранились они только в депрессионных зонах. На Тентяксоре мощность их достигает в скважинах всего 139 м; в межкупольных зонах мощность третичных пород значи-

тельно возрастает, как за счет верхних частей палеогена, так и в связи с появлением неогена.

Нижний эоцен — палеоцен (?) мощностью всего в несколько метров представлен глинами известковистыми с прослоями мергелей и глинистых мергелей. Известняки белые с зеленоватым и голубоватым оттенком. Мергели наполовину состоят из обломков фораминифер. В среднем эоцене выделяются глинистые известняки с прослоями углистых мергелей, которые сменяются кверху глинистыми мергелями с прослоями известковистых алевролитов; заканчивается разрез среднего эоцена мергелями с редкими прослоями глинистых мергелей. Мощность среднего эоцена равна 25—30 м.

Верхний эоцен представлен известковистыми глинами с прослоями а иногда вкраплениями серовато-зеленых или беловато-серых мергелей. В отдельных частях разреза отмечаются глинистые мергели темно-серовато-зеленые с буроватым оттенком, иногда темно-бурые с зеленым оттенком или почти черные с повышенной битуминозностью. Характерна тонкая слоистость и листоватость. Мощность верхнего эоцена в полных разрезах около 120 м.

Нижний олигоцен представлен преимущественно толщей известковистых глин серовато-зеленых, слоистых. Мощность около 80 м. Средний и верхний (?) олигоцен также сложен глинами серовато-зелеными. Встречаются обломки раковин и сажистые налеты. Неполная мощность около 40 м.

Осадки неогена хорошо изучены за пределами нашего района — по обрывам Устюрта. Мощная толща неогена, выявленная по данным сейсмике отраженных волн в межкупольных зонах к юго-западу от нашего района между куполами Абжель и Ракуша, остается пока неизученной. Мощность этих осадков, возможно, превышает 1000—1500 м; по составу это в основном глинистые толщи. Общая мощность третичных отложений в Новобогатинской и других мульдах достигает, по-видимому, 2000—2500 м. Полностью они еще нигде не пройдены.

Там, где в разрезах сохранился палеоген и неоген, например на куполах в юго-западной части района (Черная Речка, Новобогатинск и др.), по сейсмическим и буровым данным между ними устанавливается резкое угловое несогласие и перерыв. На многих других куполах, где известен один лишь неоген, а палеоген отсутствует, он также налегает с резким несогласием на все более древние породы. Причем в самом неогене отсутствует значительная часть миоцена, и во многих случаях мы встречаем только осадки плиоцена (возможно, что здесь сказывается недостаточная степень изученности материалов по неогену). Тем не менее установлено, что к границе палеогена и неогена были приурочены крупные региональные движения, вызвавшие значительный, но неравномерно распределившийся на площади подъем области. Изучение особенностей движений этого времени затруднено тем, что третичные осадки сохранились только в ограниченном числе пунктов, главным образом в депрессиях, которые мало изучены. На куполах же они в подавляющем большинстве случаев отсутствуют, особенно в районе наших исследований. Известно, что максимальный прогиб, а затем, соответственно, наибольший подъем испытал район куполов, прилегающих к Новобогатинску.

На площадях, расположенных к северо-востоку от этого регионального прогиба, первоначальная мощность третичных отложений была значительно меньшей и подъем на границе палеогена и неогена здесь также был менее значительным. В связи с этой неогеновой тектонической

фазой соляные купола получили очередной мощный импульс к подъему. В отдельных случаях общая амплитуда подъема куполов в третичное время могла превышать 1000 м (в юго-западной части района). На остальной площади развития соляных куполов эта амплитуда также была значительной и измеряется сотнями метров. Наконец, наиболее молодые движения отмечаются в конце неогена, на границе с четвертичным временем. В результате последовавшей вслед за этим каспийской трансгрессией купола были снова сnivelированы (за исключением тех районов на востоке области, куда не заходила последняя каспийская трансгрессия), и район приобрел свой современный облик. Новейшие движения отразились на мощностях и характере четвертичных осадков, формах рельефа и характере гидрографической сети.

---

# ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ СОЛЯНЫХ КУПОЛОВ ЮЖНЫЙ КОШКАР, САГИЗ, БАЙЧУНАС, ТЕНТЯКСОР, ТЮЛЕГЕНЬ

## СТРОЕНИЕ РАЙОНА КУПОЛА ЮЖНЫЙ КОШКАР

Купол Южный Кошкар находится в центральной части Южно-Эмбенского района в 25—30 км к юго-востоку от хорошо известных куполов Доссор и Макат. На обзорной карте этого района (рис. 1) видно, что Южный Кошкар непосредственно и тесно связан с другими окружающими его куполами и что только недостаток фактического материала (отсутствуют карты для межкупольных пространств) не позволяет в настоящее время полностью вскрыть хотя бы внешние проявления этих связей. Если благодаря большому объему буровых и геофизических работ купола Южный Кошкар, Северный Кошкар и Бек-Беке оказались связанными общими структурными линиями, то такие линии могут быть только примерно намечены для Южного Кошкара и северо-западной оконечности Нармунданака, а характер связи с Сагизом остается неясным.

Объектом детальных исследований служил купол Южный Кошкар. Эта структура обладает округлыми конусовидными очертаниями и не имеет какой-либо определенной, ясно выраженной ориентировки в пространстве, как это наблюдается часто на других куполах района, хотя отдельные структурные элементы, составляющие этот купол, обладают известной ориентировкой. Так, соляное ядро в своей наиболее приподнятой части имеет узкий гребень, вытянутый в почти меридиональном направлении (северо-северо-западном). Соль залегает здесь на глубине в 300 м (323 м в скв. 6). В связи с этим на поверхности в породах, покрывающих соль, образовался горст, в котором под четвертичными отложениями обнажается средняя юра. Сбросы горста, следуя направлению соляного гребня, ориентированы также в северо-северо-западном направлении. От этой наиболее приподнятой части соляного ядра склоны его равномерно и полого погружаются в западном, южном и восточном направлениях и довольно круто в северо-западном. К западу от горста находится так называемое юго-западное крыло (поле). Восточный и западный склоны соляного ядра Южного Кошкара до глубины 1400 м, по данным сейсморазведки методом отраженных волн, имеют угол падения 17—20°; крутой северо-западный склон падает под углом в 43—35° в верхней части, и на глубине в 1400 м он также выполаживается. Поведение кровли соли на большей глубине сейсмикой не было выявлено. Диаметр соляного ядра на глубине 1400 м равен 7 км. С северо-запада, как указывалось, соляное ядро обрывается очень круто; оно с этой стороны как бы приплюснуто и к этому крутому склону ядра, имеющего северо-восточное простираение, приурочен сброс значительной амплитуды, отделяющий северо-западное крыло Кошкара (рис. 2—4) от юго-западного крыла, горста и восточного крыла.

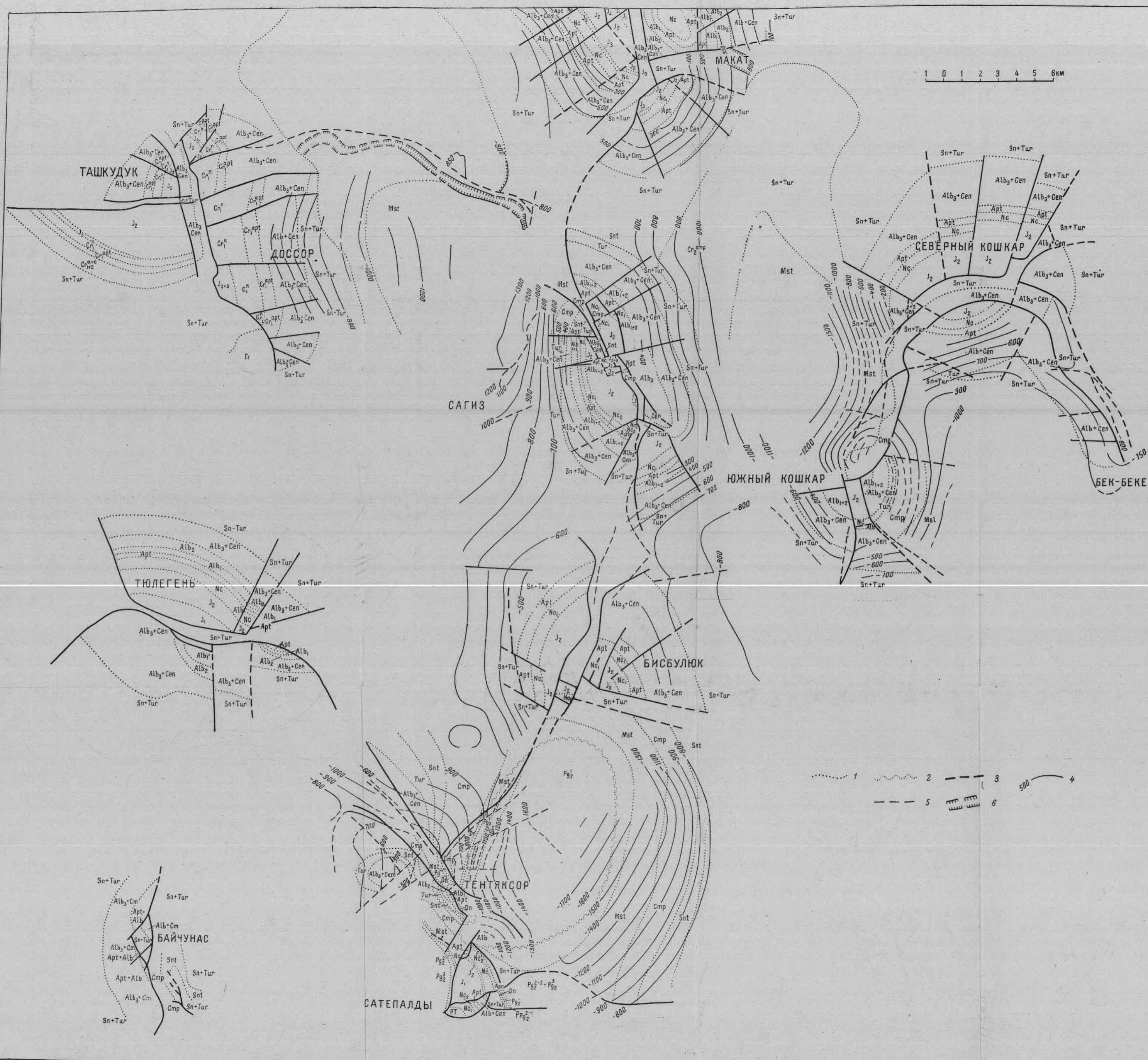


Рис. 1. Обзорная геолого-геофизическая карта. Составлена Г. Е.-А. Айзенштадтом по данным треста Казнефтегазразведка Казахской конторы Главнефтегеофизики и ВНИГРИ, 1954 г.

1 — геологические границы; 2 — границы распространения третичных отложений; 3 — выход сброса под четвертичными отложениями; 4 — горизонталь по подошве неокома (III-й отражающий горизонт); 5 — сбросы по сейсмическим данным; 6 — границы потери отражений.

К северо-востоку от Южного Кошкара на глубине 1000—1200 м проходит соляной гребень, связывающий купола Южный и Северный Кошкар. Восточный склон гребня является крутым, западный — относи-

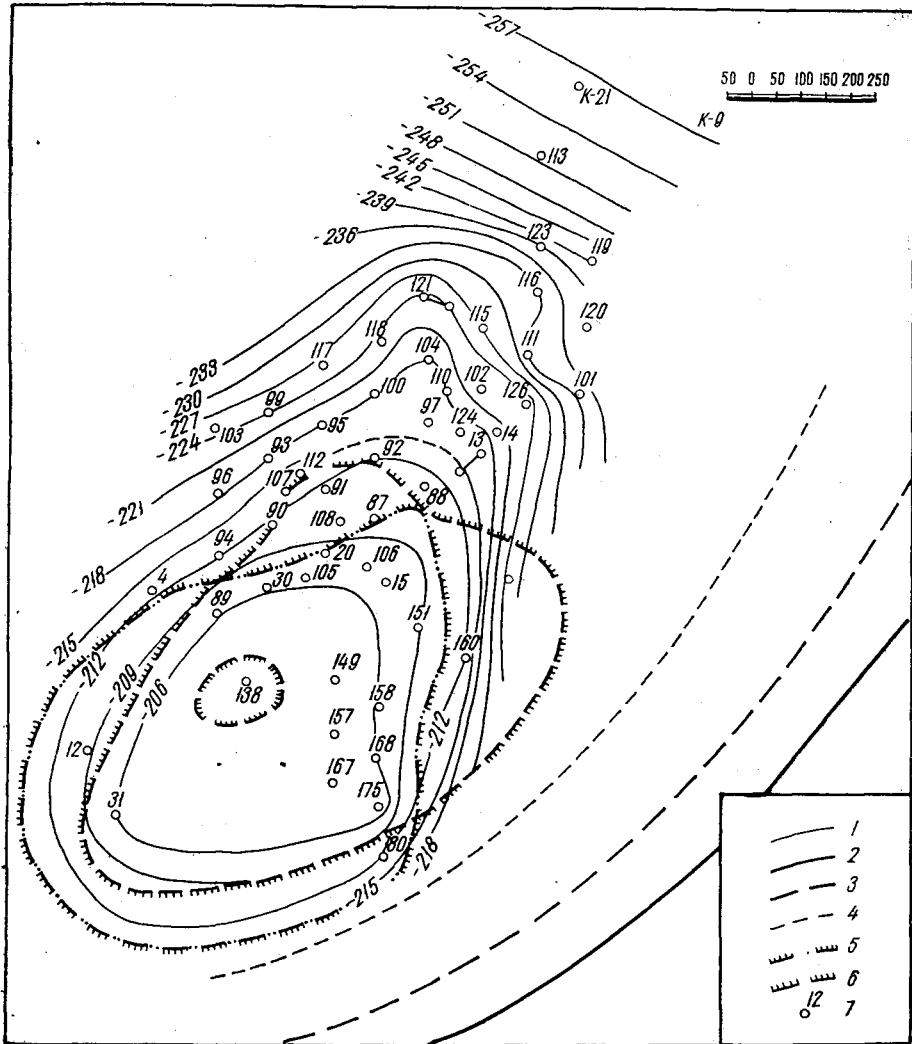


Рис. 2. Южный Кошкар, северо-западное поле. Структурная карта по подошве турона. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — горизонталы по подошве турона; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — проекция пересечения сброса с подошвой турона; 4 — проекция пересечения сброса с подошвой верхнего альба; 5 — контур нефтеносности туронского нефтяного горизонта (II); 6 — контур нефтеносности четвертого верхнеальбского нефтяного горизонта (III<sub>4</sub>); 7 — скважины.

тельно пологим. На поверхности на этом участке находится так называемый Центральный Кошкар — относительно наиболее опущенная часть района, если не считать межкупольных пространств. Два сброса, идущие вдоль соляного гребня в северо-восточном направлении, образуют гребень, разделяющий восточное и западное крылья Центрального Кошкара

(см. рис. 1 и 13). Далее к северо-востоку соль постепенно приподнимается до глубины в 300—350 м, образуя обширное поднятие купола Северный Кошкар, вытянутого примерно в широтном направлении. Затем восточнее системой продольных сбросов, идущих вдоль соляного перешейка, купол Северный Кошкар соединяется с Бек-Беке.

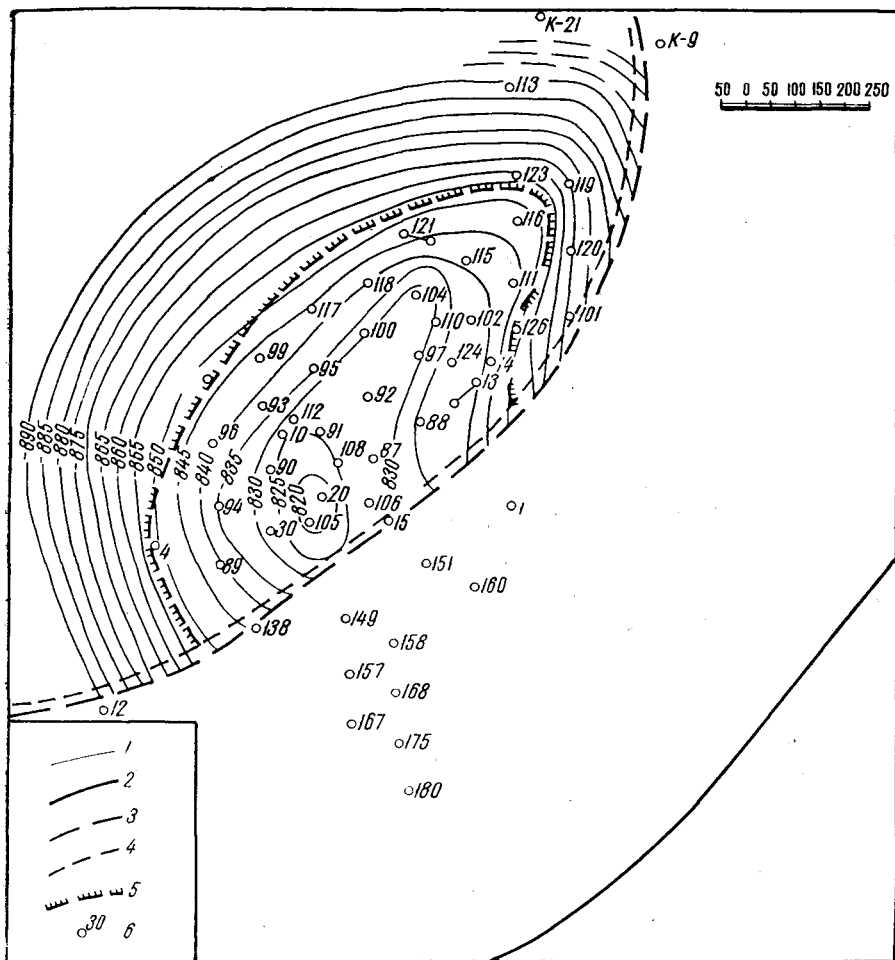


Рис. 3. Южный Кошкар, северо-западное поле. Структурная карта по подошве неокома. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — горизонталь по подошве неокома; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — проекция пересечения сброса с подошвой неокома; 4 — проекция пересечения сброса с кровлей среднеюрского горизонта ( $X_1$ ); 5 — контур нефтеносности  $X_1$  горизонта; 6 — скважины.

Два участка купола Южный Кошкар (юго-западное и северо-западное поля) являются промышленно нефтеносными, поэтому они в сводовых частях хорошо разбурены. Сравнительно хорошо освещено бурением строение Центрального Кошкара. Зато восточное крыло, на котором не оказалось промышленных залежей, осталось недостаточно изученным.

Стратиграфический разрез юго-западного крыла (поля) и его сводовой части начинается с соленосного комплекса кунгура и заканчивается

альбом. Первые же скважины, пробуренные на этом поле, показали, что разрез здесь существенно отличается от разрезов других полей купола и соседних куполов своей неполнотой. Так, например, из разреза юры здесь в сводовой части поля выпадает лингуловая свита, верхняя угленос-

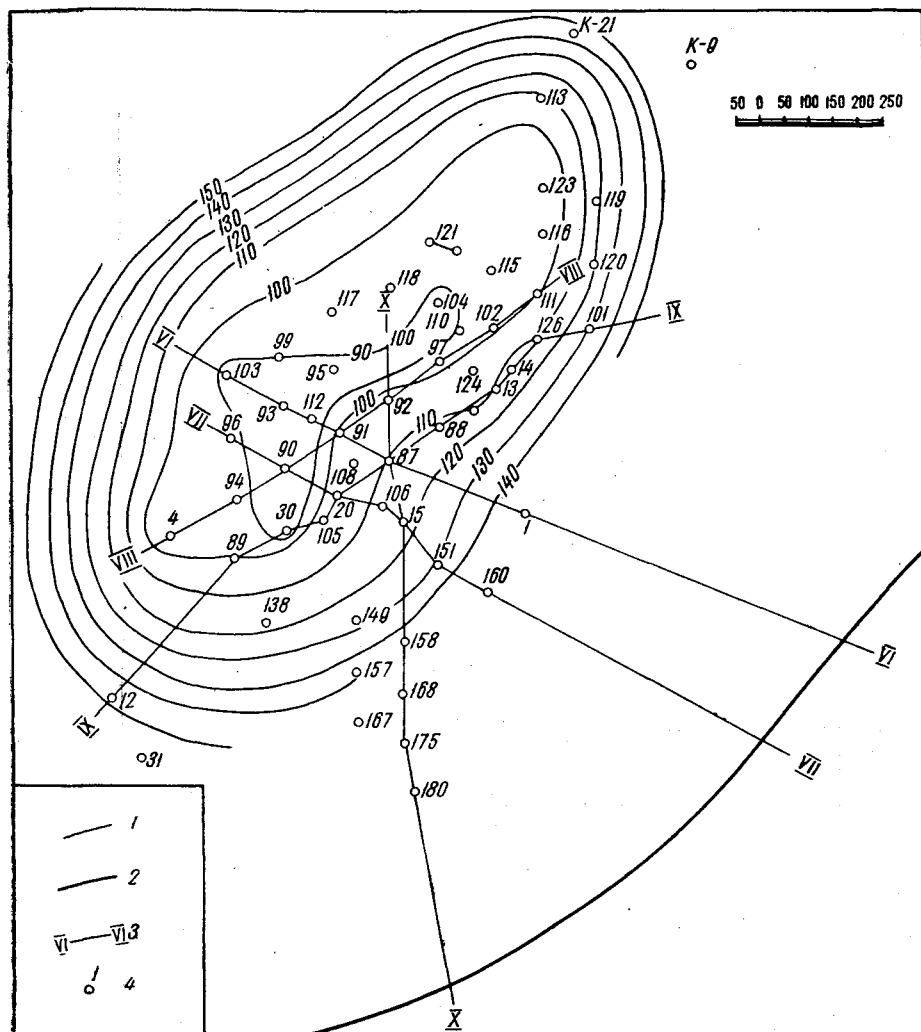


Рис. 4. Южный Кошкар, северо-западное поле. Карта мощностей верхнего неокома. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — линии равных мощностей верхнего неокома; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — линии геологических профилей; 4 — скважины.

ная и верхняя юра, из разреза мела — в отдельных скважинах горизонт песков баррема и на всем участке пестроцветная свита баррема, местами несколько сокращен апт, и, наконец, размыта часть альба и породы всех вышележащих ярусов верхнего и нижнего мела.

На основании всех изученных материалов строение юго-западного поля рисуется в виде пологого куполовидного поднятия, размерами 2 × 1 км, осевая плоскость которого протягивается в северо-западном на-



правлении. С северо-запада эта антиклиналь срезана сбросом, отделяющим северо-западное поле Кошкара, а с востока сбросом горста; на западе и юге крылья поднятия полого погружаются в сторону межкупольного пространства.

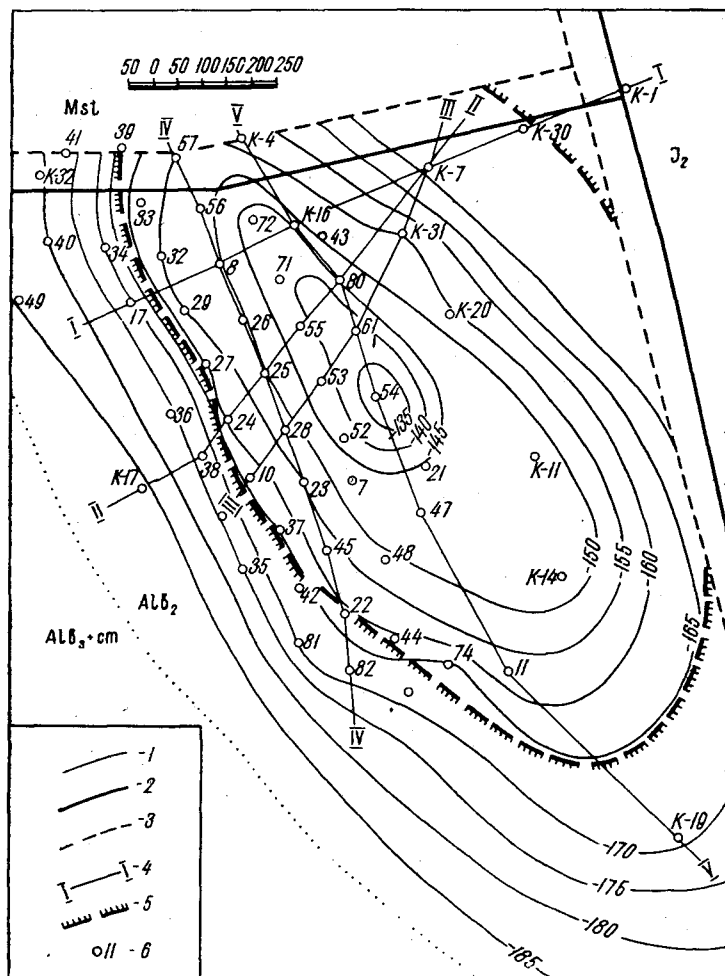


Рис. 5. Южный Кошкар, юго-западное поле. Структурная карта по подошве апта. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — горизонталы по подошве апта; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — проекция пересечения сброса с подошвой апта; 4 — линии геологических профилей; 5 — контур нефтеносности нижне-аптского ( $V_3$ ) нефтяного горизонта; 6 — скважины.

Углы падения пород возрастают от более молодых к более древним. Так, в средней юре и нижнем неокоме углы падения пород равны  $8-10^\circ$ , а в апте и альбе около  $5^\circ$ . Наблюдаемые здесь угловые и стратиграфические несогласия обусловлены периодическими подъемами соляного ядра. При сравнении структурных карт этого поля по подошве апта и подошве неокома (рис. 5 и 6) устанавливается несовпадение центров максимального подъема структуры для этих двух этапов истории ее формирования. Свод

структуры по подошве неокома находится ближе к крутому склону соли, чем свод по подошве апта. Направление перемещения в пределах этого приподнятого крыла (с северо-запада на юго-восток) совпадает с направлением смещения центров максимальных подъемов по отдельным горизон-

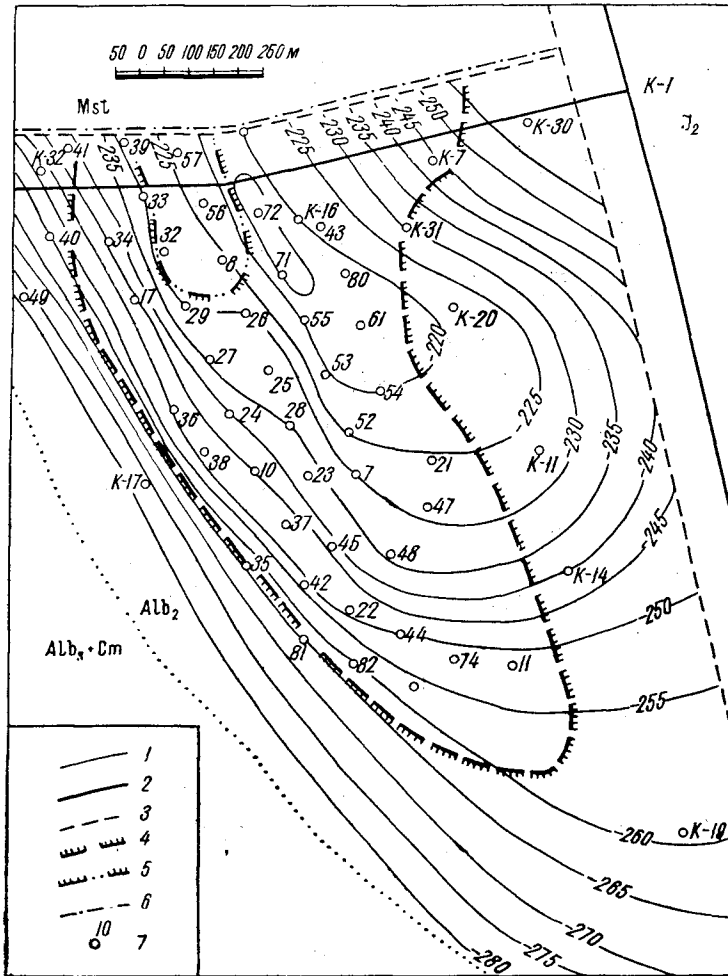


Рис. 6. Южный Кошкар, юго-западное поле. Структурная карта по подошве неокома. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — горизонталь по подошве неокома; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — проекция пересечения сброса с подошвой неокома; 4 — контур нефтеносности нижнеокомского (VII<sub>2</sub>) нефтяного горизонта; 5 — контур нефтеносности среднеюрского (XI<sub>2</sub>) нефтяного горизонта; 6 — проекция пересечения сброса с кровлей среднеюрского (XI<sub>2</sub>) нефтяного горизонта; 7 — скважины.

там для соседнего опущенного северо-западного крыла. Закономерность, которой подчиняется направление смещения сводов для подобных условий, будет сформулирована ниже. Детали строения описанного участка видны на профилях (рис. 7—9) и картах (см. рис. 5 и 6).

Северо-западное крыло в противоположность юго-западному отличается сравнительной полнотой разреза (рис. 10—12). Размывы, проявив-

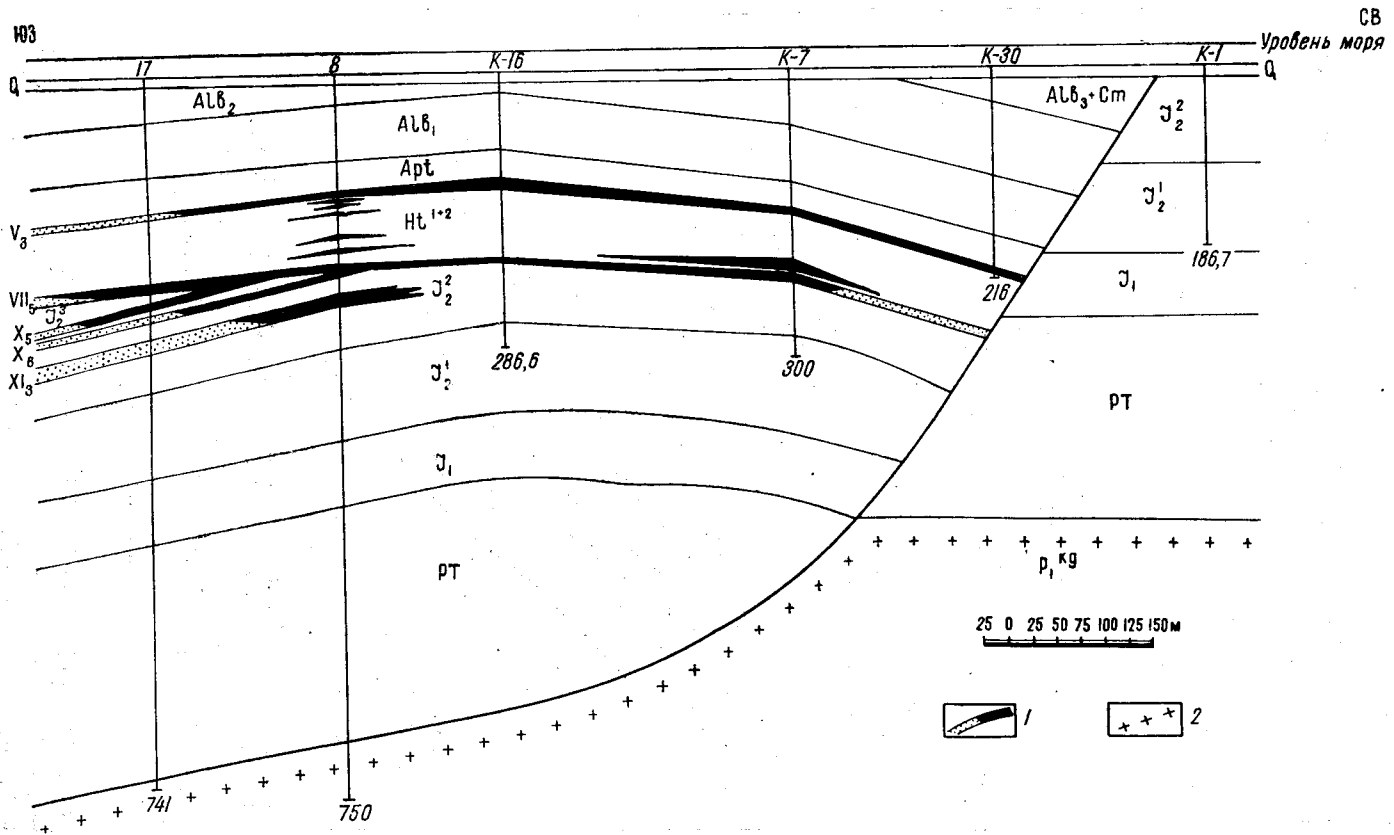


Рис. 7. Южный Кошкар, юго-западное поле. Профиль I—I. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — нефть ; 2 — соляной комплекс.  
ВОДА

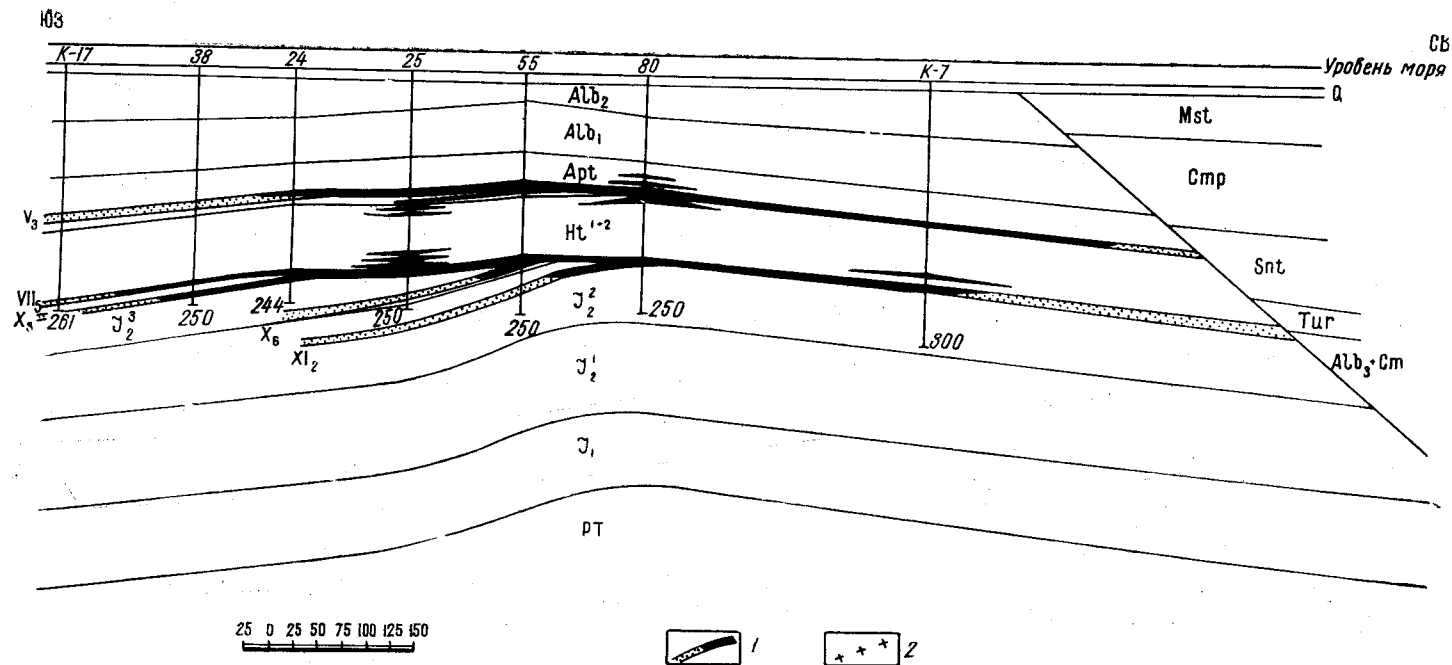


Рис. 8. Южный Кошкар, юго-западное поле. Профиль II—II. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — нефть  
вода ; 2 — соленосный комплекс.

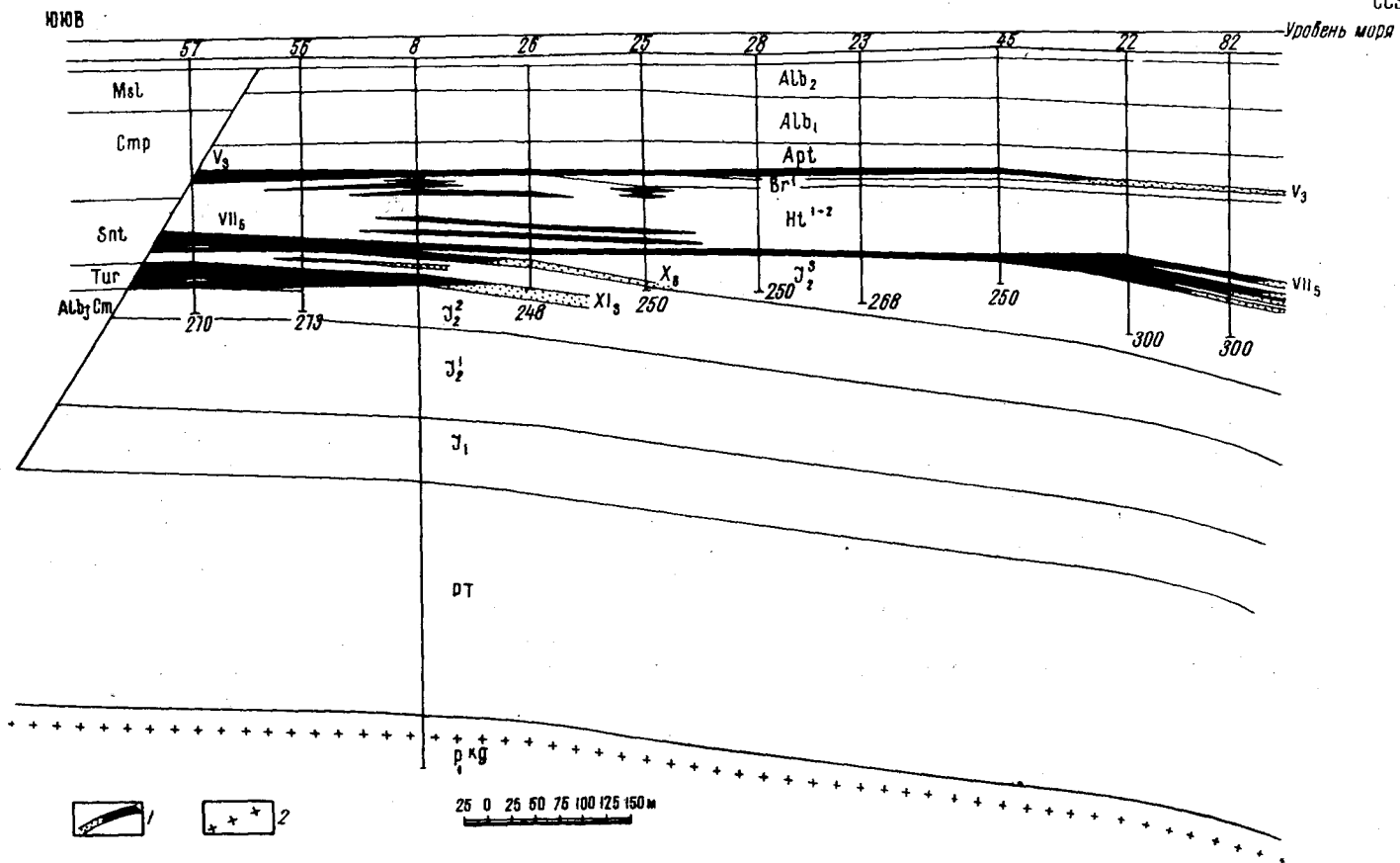


Рис. 9, Южный Кожкар, юго-западное поле. Профиль IV—IV. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — нефть / вода ; 2 — соляной комплекс,

шиеся на этом крыле, уничтожили значительно меньшую часть мощности осадков. Разрез здесь начинается также с соленосных отложений кунгура, но заканчивается на периферии поднятия маастрихтом. Благодаря размыву на границе средней и верхней юры верхняя угленосная свита сокращена в своде поднятия до 6—7 м; преднеокомский размыв сократил мощность верхней юры до 10—20 м. В преаптское время была размыва верхняя часть пестроцветной свиты (около 90 м). Мощность альб-сеномана сокращена до 70 м, а маастрихт в своде отсутствует полностью.

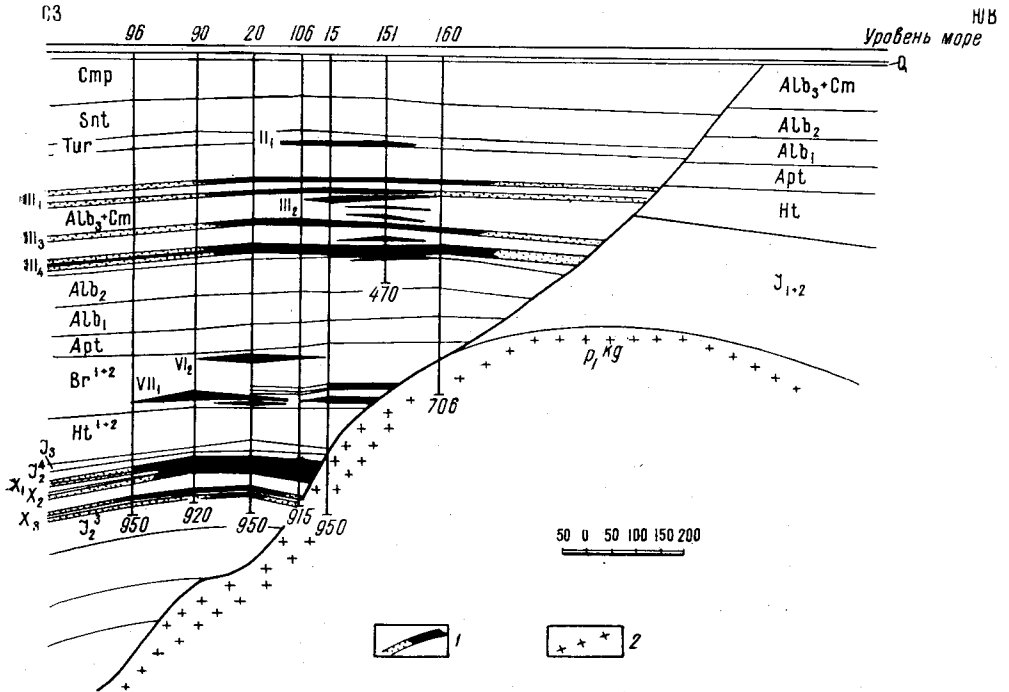


Рис. 10. Южный Кошкар, северо-западное поле. Профиль VII—VII. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — нефть; 2 — соленосный комплекс.  
вода

Для получения более полного представления о строении северо-западного крыла были составлены структурные карты по подошве неокома, апта, нижнего альба, верхнего альба и турона, карты мощностей альб-сеномана и баррема и 11 геологических профилей; некоторые из этих чертежей здесь не представлены.

С юга, юго-востока и востока северо-западное крыло Кошकारа отделяется от других частей купола сбросом, на западе оно переходит в межкупольное пространство, а на севере сливается с грабеном Центрального Кошकारа. Промысловый участок северо-западного крыла приурочен к куполовидному поднятию, юго-восточное крыло которого срезано сбросом. Поднятие это вытянуто в северо-восточном направлении вдоль крутого склона соли, и имеет оно примерно такие же размеры, как поднятие юго-западного поля. Углы падения пород в юре и нижнем неокоме круче, чем в вышележащих породах, поэтому своды структур по юре и нижнему

мелу оказываются более крутыми и сжатыми, чем в верхнем мелу (см. рис. 2 и 3).

В плане заметно, как упоминалось выше, смещение сводов поднятий в более молодых породах по отношению к сводам в более древних породах. При наложении друг на друга структурных карт, построенных по разным горизонтам, оказывается, что свод по подошве апта сдвинут на восток по отношению к своду по подошве неокома, свод по подошве альба сдвинут на юго-восток по отношению к сводам по подошве неокома и апта; в этом направлении смещен и свод по подошве верхнего альба. Пологий свод

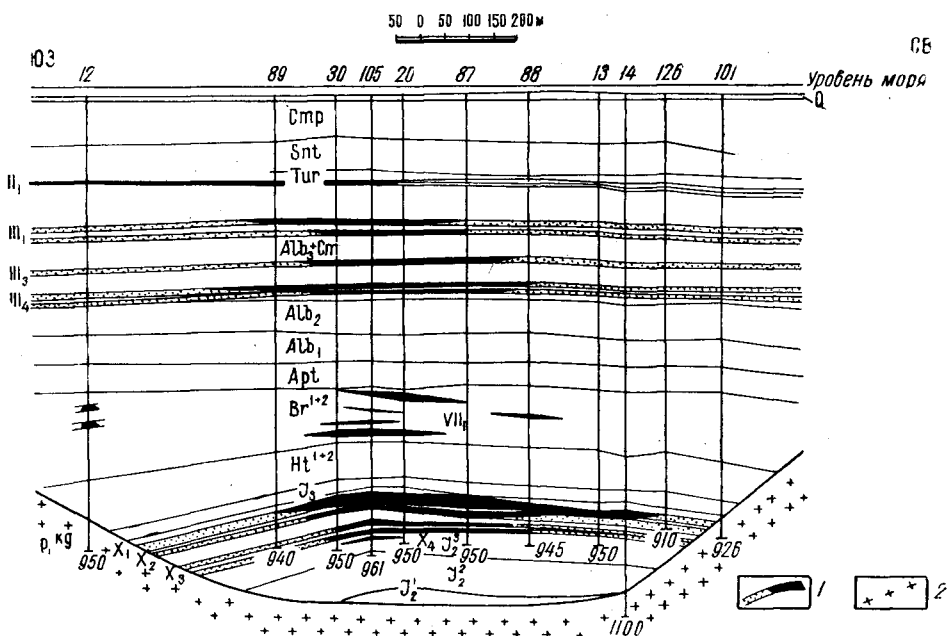


Рис. 11. Южный Кожкар, северо-западное поле. Профиль IX—IX. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — нефть ; 2 — соленосный комплекс.  
вода

по подошве турона имеет значительно большие размеры, чем все более древние своды; он частью охватывает их по площади и центр его сдвинут на юго-запад. В целом, если учесть еще данные по средней юре, оказывается, что своды в более молодых породах в данном случае сдвинуты по направлению с северо-запада на юго-восток. Если принять во внимание наблюдения, касающиеся юго-западного крыла, а также аналогичное явление, отмеченное в 1949 г. В. К. Василенко для южного поднятия Восточных Кулсаров, то можно сформулировать следующее правило, которому должны подчиняться смещения сводов для подобных условий: своды структур в более молодых породах смещаются в направлении вверх по восстанию основного сброса (идущего вдоль крутого склона соли). Крутой склон и связанный с ним сброс являются для этих условий основным, ведущим структурным элементом, которому должны подчиняться, и с которым в той или иной форме взаимно связаны все другие структурные особенности прилегающих крыльев, поскольку перемещение соли

и подъем крыльев купола происходили вдоль этого разрыва и в связи с ним. При сравнении карт мощностей также отмечается смещение участка максимального размыва в барреме и верхнем альбе, которое подчиняется этой же закономерности. Описанное явление имеет для нас существенное значение, поскольку размещение нефтяных залежей на Южной Эмбе подчиняется в основном структурному фактору.

Другие участки Южного Кошкара, как указывалось, менее подробно изучены из-за отсутствия фактического материала.

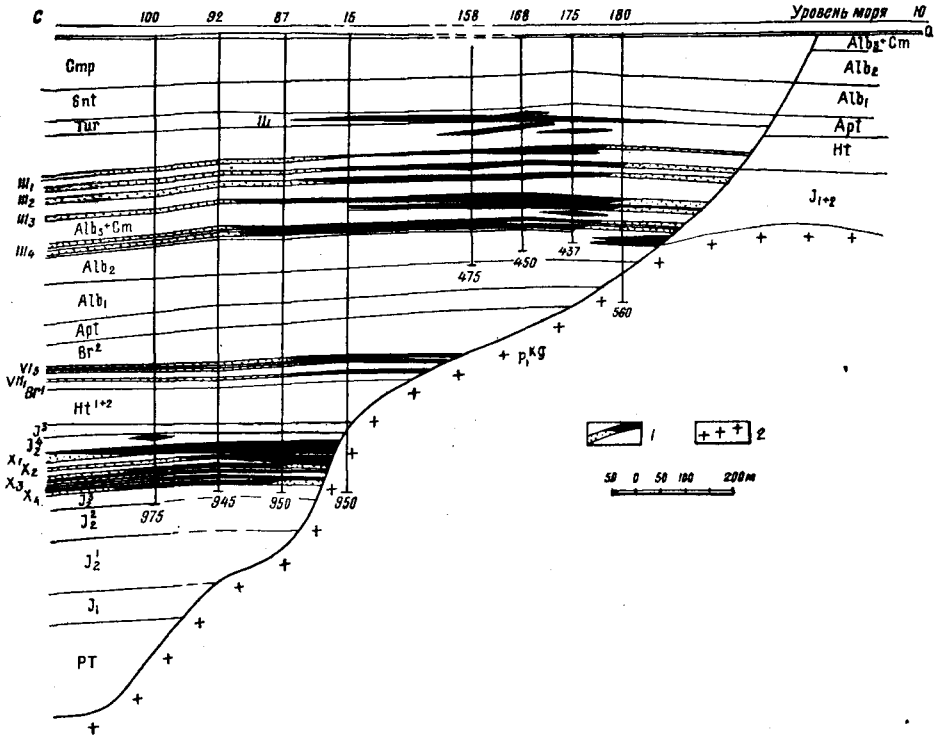


Рис. 12. Южный Кошкар, северо-западное поле. Профиль X—X. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — нефть;  
вода; 2 — соленосный комплекс.

В пределах горста пробурена одна глубокая скважина (скв. 15) и несколько реликтовых (не считая картировочных). Для этого участка имеется также структурная карта по кровле соли по данным сейсмоки отраженных волн и для южного окончания горста структурная карта по подошве неокома. По данным бурения, простираение пород на этом участке близко к широтному, в своде горста обнажается средняя юра, а на погружении последовательно неомом и альб. Предполагаемый сброс, показанный на геологической карте горста, протрассирован недостаточно точно; неясен также вопрос и о выпадении на карте полосы апта. Границами горста с трех сторон служат сбросы, падающие на северо-запад, юго-запад и северо-восток под более молодые породы окружающих крыльев купола. В южном направлении породы под пологими углами падают в сто-



рону межкупольного пространства. Для внутреннего строения этого участка характерны глубокие размывы и несогласия. Так, по данным разрезов скв. К-10 и К-13 в пределах горста полностью размывы верхняя юра и верхняя часть средней юры, размыв баррем. Таким образом, выясняется, что горст имеет общие черты строения с рассмотренным ранее юго-западным крылом купола, с которым он составлял, по-видимому, одно целое до того, как был отделен сбросами.

К востоку и северо-востоку от горста находится восточное крыло купола Южный Кошкар. Здесь пробурены четыре глубокие разведочные скважины (скв. 2, 3, 125 и 129) и три крелиусные (скв. К-3, К-8 и К-18). Если основные (общие) черты строения восточного крыла были выяснены небольшим числом пробуренных здесь скважин, то некоторые весьма важные детали его строения остаются пока неясными. Следует еще отметить, что каротажный материал по этому полю недостаточно удовлетворительного качества, а образцы отобраны не во всех скважинах, что также затрудняет расшифровку тектоники.

По имеющимся материалам, на восточном крыле Кошкара, как и на юго-западном крыле и в области горста, в разрезах скважин отмечаются резкие несогласия, связанные с выпадением отдельных ярусов. Так, в скв. 125 и 129 полностью размыва пестроцветная свита неокома и частично нижний неоком, размыва верхняя юра и частью средняя. В скв. 2 и 3, которые находятся несколько ниже по падению структуры, баррем частью сохранился (27—48 м); в этих скважинах неоком ложится непосредственно на нижнюю юру, но характер контакта неокома с подстилающими породами (тектонический или нормальный) остался невыясненным. Возможно, что нижняя юра и пермтриас, встреченные в этих скважинах, принадлежат горсту. В скв. 125 и 129 средняя юра имеется, но здесь, по-видимому, в связи с прорывом соли из разреза выпадает полностью пермтриас и частью нижняя юра, которая непосредственно контактирует с солью.

Глубина залегания соли, показанная на карте по сейсмике отраженных волн, для района скв. 125 и 129 должна быть поднята на 30—40 м, по данным, полученным в этих скважинах.

Таким образом, из приведенного выше описания отдельных участков купола видно, что купол Южный Кошкар может быть поделен на две резко отличающиеся друг от друга части — опущенную северо-западную часть и юго-восточную приподнятую, которая объединяет юго-западное крыло, горст и восточное крыло. Северо-западная часть характеризуется полнотой разреза, а юго-восточная — глубокими размывами и несогласиями. Причем различия эти становятся заметными уже с конца юрского времени.

Северо-восточнее Южного Кошкара находится участок, получивший название Центрального Кошкара; на глубине ему соответствует соляной гребень (перешеек), соединяющий купола Южный и Северный Кошкар. На этом участке были пробурены 6 глубоких скважин и около 30 крелиусных, которые позволили описать структуру и решить вопрос о перспективах нефтеносности. На геологической карте Центрального Кошкара (рис. 13), на которой приведена структурная карта по подошве турона, и на сводной геологической карте (см. рис. 1) видно, что основной сброс, отделяющий северо-западное крыло Кошкара от юго-западного, продолжается на север, где он затем переходит на купол Северный Кошкар, образуя один из сбросов грабена этого купола. Интересной особенностью этого сброса является то, что в районе купола Южный Кошкар он является

основным, подсекающим сбросом, а в пределах Центрального Кошкара становится второстепенным, подсекаемым сбросом. Связано это с тем, что на Южном Кошкаре крутым склоном соли является северо-западный, а на Центральном Кошкаре — восточный склон. Поэтому на Центральном Кошкаре основным сбросом имеющегося здесь грабена является другой сброс, расположенный западнее описанного и падающий на восток вдоль крутого склона соли перешейка. Положение этих сбросов в пространстве довольно хорошо фиксируется глубокими и крелиусными скважинами; западный (основной) сброс грабена Центрального Кошкара на юге, не доходя до промышленного участка, по-видимому, затухает, а на севере он упирается в восточный сброс грабена. Имеющиеся материалы позволяют представить структурную карту этого участка по подошве турона в виде синклинали, осевая линия которой проходит через скв. 127 и 9. К юго-западу от этой синклинали, на продолжении ее осевой линии, находится куполовидное поднятие промышленного участка северо-западного Кошкара. Подобные сочетания впервые устанавливаются для Эмбенского района (см. рис. 13 и 14).

К западу от грабена Центрального Кошкара находится его западное крыло, которое по отношению к восточному крылу является приподнятым в настоящее время и как можно судить по характеру разреза скв. 18 и 19, по выпадению верхней юры и баррема, выступало оно и в прошлом, как приподнятое относительно восточного крыла и грабена (см. разрез скв. 5 и 16). Грабен в данном случае следует рассматривать как отколовшуюся часть восточного крыла; в нем имеется как баррем, так и верхняя юра и полный разрез альба.

К северо-востоку от Центрального Кошкара находится купол Северный Кошкар, занимающий значительную площадь и разбитый большим числом сбросов; соль залегают здесь на небольшой глубине, поэтому купол сильно размыт. На куполе пробурено несколько крелиусных скважин,

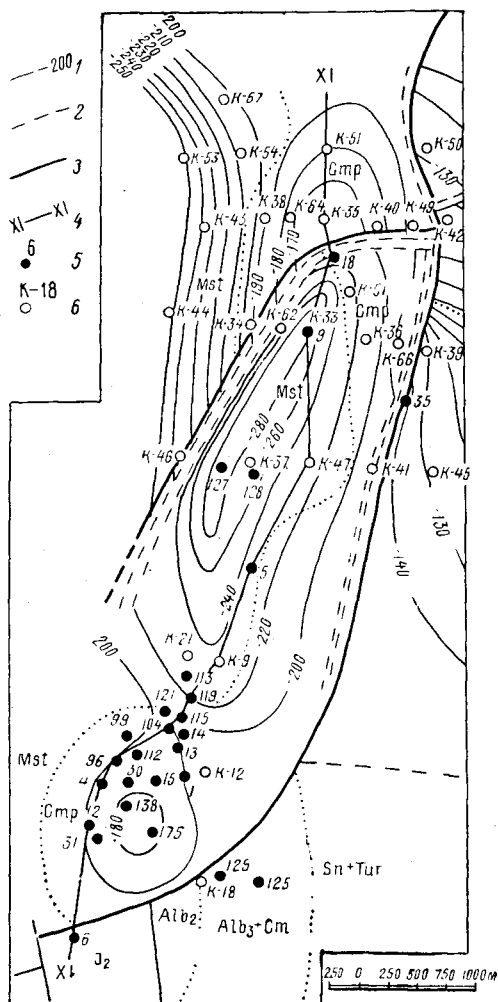


Рис. 13. Центральный Кошкар. Структурная карта по подошве турона. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — горизонтали по подошве турона; 2 — проекция пересечения сброса с подошвой турона; 3 — выход сброса под четвертичными отложениями; 4 — линия геологического профиля; 5 — разведочные скважины; 6 — структурно-поисковые скважины.

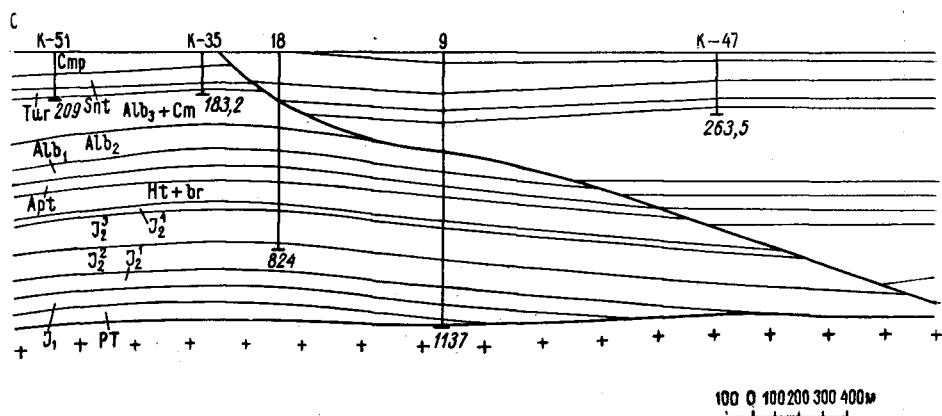


Рис. 14. Центральный Кошкар. Профиль XI —

1 — нефть; 2 — со-  
вода

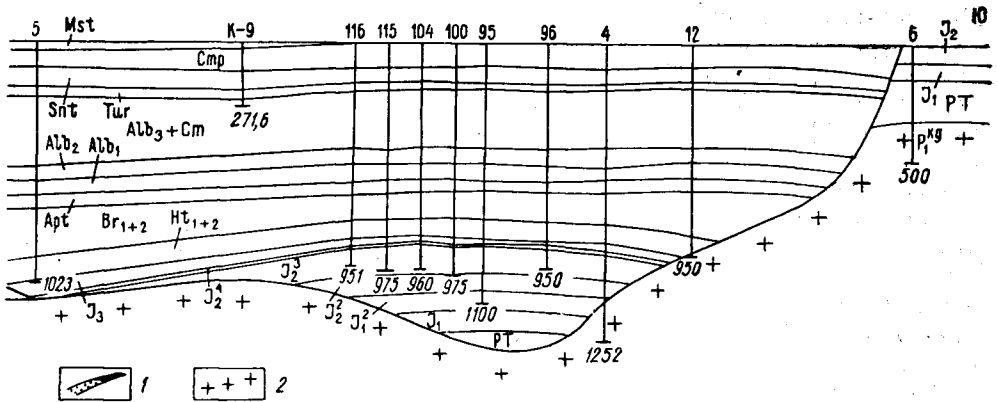
довольно много картировочных и одна глубокая скважина (скв. 16 на погружении южного крыла купола). Подробное описание Северного Кошкара не входит в задачи настоящей работы.

#### ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КУПОЛА ЮЖНЫЙ КОШКАР

На основании всей суммы приведенных выше данных по Южному Кошкару и фактов, известных по другим куполам Южной Эмбы, история формирования купола Южный Кошкар может быть представлена в следующем виде.

Первые движения, вызвавшие образование купола в надсолевых породах, движения, относительно которых имеются более или менее достоверные данные, следует отнести по времени их проявления к древнекиммерийской фазе, т. е. к концу триасового времени или к границе между триасом и юрой. Не исключена возможность, что на протяжении верхней перми и триаса здесь также проявились какие-то движения, как региональные, так и местные, на куполах. Мощность пермотриаса на Кошкаре по данным всего двух скважин не превышает 245 м, в остальных скважинах мощность пермотриаса не превышает 180 м. Если, однако, учесть данные по соседним куполам, а также материалы по Дангарской мульде, в которой установлены погребенные доюрские структуры, сложенные пермотриасом, а также мощность пермотриаса на южном крыле Танатара в 1700 м, то можно будет с полной уверенностью говорить о наличии и на Кошкаре доюрского поднятия. Контуры этой пермотриасовой структуры остаются пока неизученными из-за отсутствия фактического материала.

Для юрского времени мы располагаем сравнительно более богатым материалом. Судя по взаимной корреляции разрезов юры с разных участков купола Южный Кошкар, а также по общей выдержанности осадков юры на больших площадях Южно-Эмбенского района, что было доказано нами в работах прошлых лет, накопление осадков юры происходило в однообразных условиях во всем этом районе и подчинялось оно закономерностям регионального порядка. Однако в настоящее время при сравнении разрезов с разных полей купола устанавливаются существенные различия в их мощностях; при этом сокращение мощностей происходит за счет верх-



XI. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

леносный комплекс.

них частей разрезов. Различия эти связаны с неравномерным размывом юрских отложений на разных участках куполов, обусловленных подъемом соляного ядра. Подобные подъемы произошли, в частности, после отложения верхней угленосной свиты, нормальная мощность которой равна для этого района примерно 50 м. По данным бурения, на северо-западном крыле от этой свиты осталось в своде всего 6—7 м. Проследить амплитуды подъемов других частей Южного Кошकारа для предверхнеюрского времени невозможно из-за размыва свиты и ее полного выпадения из разреза.

В пределах Центрального Кошकारа в это время также произошел подъем, но на меньшую величину — мощность верхней угленосной свиты равна 30 м по данным скв. 35 и 22 м по данным скв. 127. На противоположном западном борту межкупольной депрессии, в своде восточного крыла Сагиза, минимальная мощность свиты равна 15 м, а на погружении крыла она возрастает до 50 м; следовательно, и на Сагизе в это время также имели место подвижки соли. Аналогичные явления наблюдаются и на многих других куполах.

В течение верхнеюрского времени на фоне общего погружения района происходит накопление толщ мощностью около 120 м. В пределах изученного района полная мощность осадков верхней юры сохранилась только в опущенной части южного крыла Северного Кошकारа. В пределах юго-западного крыла, горста и восточного крыла Южного Кошकारа верхняя юра полностью отсутствует; при этом, в пределах горста, где под четвертичными залегает средняя юра, верхняя юра была размыва в преднеокомское время, о чем свидетельствует налегание здесь в опущенной части горста неокома на средней юре. В это же время (преднеокомское) были уничтожены почти полностью отложения верхней юры на северо-западном крыле, где от них в своде осталось 7—8 м.

Преднеокомский подъем соли и последовавший за ним неравномерный размыв отдельных частей купола привели также к уничтожению части разреза средней юры на юго-западном и восточном крыльях купола и в пределах горста. Все эти три участка, обособленные на современной карте купола, в прошлом в преднеокомское время, по всей вероятности, составляли одно общее крыло купола Южный Кошкар, которое позже в значительно более молодое время было разделено на три отдельные части.

Поэтому выше при описании купола Южный Кошкар указывалось, что эта структура на основании изучения мощностей всех слагающих ее ярусов юры и мела должна быть разделена на две части: 1) юго-восточную, приподнятую, которая объединяет юго-западное крыло, горст и восточное крыло, и 2) северо-западную — опущенное крыло, которое противопоставляется по истории своего развития первой части. Различия заключаются в сравнительной полноте разрезов северо-западного крыла и сокращенном характере разрезов юго-восточной части купола. Обособление этих частей произошло в преднеокомское время, и в дальнейшем история формирования этих двух частей купола протекала по-разному: северо-западное крыло — как опущенное, юго-восточная часть купола — как приподнятая. Применяемые в данном случае термины «приподнятый» и «опущенный» отражают по отношению к эмбенским соляным куполам не только современное тектоническое положение этих частей купола, но и их внутреннее строение.

Принимая нормальную мощность верхней юры для исследуемого района в 113 м (по скв. 16, пробуренной на погружении южного крыла Северного Кошкара), учитывая морфологию соляного ядра — наличие на нем крутого северо-западного склона и пологих склонов на юге и востоке, а также резкий переход от области с полными (нормальными) мощностями средней юры на северо-западном крыле к сильно размытой средней юре в пределах юго-восточной части купола, где выпадают осадки средней юры мощностью около 180 м (включая размыв перед верхней юрой), можно предположить, что в преднеокомское время произошло отделение северо-западной части купола от юго-восточной по сбросу, положение и направление которого в пространстве совпадают с имеющимися здесь в настоящее время сбросом, идущим вдоль крутого склона соли. Стратиграфическая амплитуда этого сброса была равна примерно 250—300 м (мощность верхней юры равна 113 м плюс 130 м размытой в преднеокомское время средней юры).

Совпадение направления более молодого сброса с направлением древнего сброса наблюдается на многих куполах Южной Эмбы и связано это с тем, что соль, избрав себе однажды путь при подъеме кверху, будет и впредь придерживаться его, как пути наименьшего сопротивления. Подробнее об этом говорилось в одной из предыдущих работ Г. Е.-А. Айзенштадта (1948). Н. А. Калинин еще в 1940 г. допускал возможность повторных движений по сбросам. Н. А. Швембергер в одной из своих работ по Южной Эмбе отрицал подобную возможность.

Преднеокомское поднятие и последовавший за ним размыв имеют для нас особое значение, так как они привели к формированию стратиграфических ловушек в породах юры на юго-западном крыле купола. Таким образом, для преднеокомского времени областью максимального подъема купола Южный Кошкар являлось его юго-западное крыло. На участке Центрального Кошкара также проявился преднеокомский подъем. Приподнятым крылом является здесь западное крыло, на котором полностью размыта верхняя юра и наполовину размыта верхняя угленосная свита; таким образом, амплитуда подъема в преднеокомское время здесь была равна 140 м; на восточном крыле Центрального Кошкара сохранилась нижняя часть верхней юры мощностью в 66 м.

Близкие мощности верхней юры (50—60 м) отмечаются на приподнятых участках соседних куполов — восточном крыле Сагиза (II и III участки) и западном крыле Бек-Беке (скв. 22 и 25), что указывает на одновременность подъема и аналогию в амплитудах.

После преднеокомского подъема на куполах, который совпал по времени с общим подъемом всей Прикаспийской депрессии, что устанавливается по региональному выпадению из разреза верхнего волжского яруса, и последовавшего затем такого же общего погружения всей этой области, здесь начинают отлагаться морские осадки готерива, которые согласно покрываются пестроцветной толщей баррема. Для неокома не отмечается каких-либо заметных, резких движений на отдельных куполах. Сохранение осадков валанжина, мощностью около 60 м, только в некоторых депрессионных участках предготеривского времени и резкое сокращение их мощности на значительной части изученной к настоящему времени площади Южной Эмбы свидетельствует о каких-то дифференциальных подвижках фундамента и наличии здесь структурных форм более крупных, чем отдельные купола (структур II порядка).

В основании апта всегда отмечается трансгрессивный песчаный горизонт с гальками и фосфоритами, и апт обычно залегает на неокоме с несогласием не только на куполах, но, по-видимому, регионально в пределах всей области. Поэтому можно предполагать, что после отложения неокома в предаптское время вся область Прикаспийской депрессии была приподнята подобно тому, как это произошло раньше, в конце верхней юры. Косвенным доказательством регионального подъема области является отсутствие резкого возрастания мощностей неокома в межкупольных пространствах, что должно было бы иметь место при захоронении в них пород, смытых с куполов в предаптское время. Мощность неокома возрастает в сторону межкупольных пространств за счет сохранения в них уцелевших от размыва частей разреза; причем эти повышенные мощности не превышают намного те, которые установлены на опущенных крыльях куполов. Следовательно, должен был иметь место общий подъем области, который создал обстановку, благоприятную для выноса обломочного материала за пределы изученной части Прикаспийской депрессии. В это же время перед отложением апта произошел очередной подъем соли, различный по амплитуде в разных частях структуры. Наметившееся раньше деление купола на приподнятую и опущенную части сохранилось полностью.

Максимальные мощности неокома приурочены к северо-западному крылу и встречены они в скв. 5 и 12 на юго-западном и северо-восточном погружениях имеющегося здесь поднятия. В этих скважинах полностью сохранился нижний неоком, а мощность баррема (без горизонта песков) равна 157—171 м. Постепенно с приближением к своду поднятия северо-западного крыла баррем сокращается до 80 м, т. е. амплитуда подъема этого участка в предаптское время равна 90 м. На приподнятом юго-западном крыле баррем размыт полностью, кроме того, здесь в своде выпадает в нескольких скважинах часть песчано-глинистой свиты готерива. Аналогичные явления наблюдаются и в области горста. На восточном крыле по данным скв. 2 и 3 от баррема сохранилось 27—48 м. Учитывая все эти данные, можно установить амплитуду подъема юго-восточной части купола в предаптское время, равной 210 м; в районе скв. 2 и 3 амплитуда подъема была несколько меньшей.

Резкий переход от участка с максимальными мощностями баррема в скв. 12 и 31, расположенных в опущенной части северо-западного крыла, вблизи горста (см. рис. 4), к той части купола, где баррем полностью размыт (горст, юго-западное крыло, часть восточного крыла), и отмеченное также по скв. К-10 и К-13 в южной части горста выпадение отложений баррема могут свидетельствовать о сбросовом характере гра-

ницы между опущенной и приподнятой частями купола. Границей служит сброс, отделяющий эти части купола в настоящее время; возник этот сброс еще в преднеокомское время и по нему произошли повторные движения в предаптское время. Максимальная стратиграфическая амплитуда этого повторного движения по сбросу равна, как указывалось, примерно 210 м. В пределах отдельных полей купола или его участков могли иметь место дифференцированные подъемы и без появления сбросовых нарушений, как это отмечено для района скв. 2 и 3 восточного крыла, а также для куполовидной структуры опущенного крыла, где амплитуда подъема равна 90 м. В предаптское время происходили подъемы и в районе соляного перешейка Центрального Кошкара и на всех соседних куполах. Приподнятое в преднеокомское время западное крыло Центрального Кошкара и на этот раз в предаптское время было приподнято, что доказывается выпадением баррема в скв. 9. В грабене, который составляет часть восточного крыла Центрального Кошкара, по данным скв. 128, отложения этого возраста имеются.

Западное крыло Бек-Беке также отставало в подъеме; здесь смыто (по скв. 22 и 25) всего 40—50 м баррема. Амплитуда подъема северного крыла Бек-Беке была большей — около 70 м. На восточном крыле Сагиза куполовидные поднятия II и III участков имеют амплитуды подъема в предаптское время 45—55 м. На западном крыле Сагиза амплитуда подъема была значительно большей. Таким образом, данные по стратиграфии и мощностям разрезов на разных участках структур указывают на различия в амплитудах подъемов в предаптское время и на сохранение разными частями структур ранее приобретенных ими тенденций к интенсивному подъему или к подъему менее резко.

Сапского времени начинается следующий этап накопления терригенных пород, который заканчивается в сеномане. На протяжении всего этого времени на куполах Южной Эмбы не проявляются резкие подъемы соли, хотя на отдельных куполах установлены сокращения мощности апта и альба, которые, однако, могут и не быть непосредственно связаны с соляной тектоникой, а обусловлены формированием структур более крупного порядка, региональных прогибов и поднятий. После отложения сеномана происходит очередной подъем соляных масс в куполах. Амплитуда подъема антиклинальной структуры в своде северо-западного крыла равна для предтуронского времени 100 м. Для других частей Южного Кошкара, где верхний альб обнажается под каспийскими осадками, трудно определить, какая часть размытых отложений падает на предтуронское время, а какая на более молодое.

По аналогии с преднеокомскими и предаптскими поднятиями, когда более приподнятой оказалась юго-восточная часть купола (юго-западное крыло, горст и восточное крыло), следует сказать, что и в предтуронское время они оказались поднятыми на высоту большую, по меньшей мере, в 2—2,5 раза по сравнению с северо-западным крылом. Так как мощность альб-сеномана северо-западного крыла с приближением к сбросу возрастает, то при значительной амплитуде подъема юго-восточной части купола здесь снова могли произойти подвижки по основному сбросу вдоль крутого склона соли. Повторялись движения и на Центральном Кошкаре, где на западном крыле верхний альб размыт примерно наполовину своей мощности; в грабене Центрального Кошкара по скв. 127 и 128 верхний альб достигает максимальной для исследуемого района мощности (335 м). Подъем соляных ядер в предтуронское время отмечен и на соседних куполах — Сагизе и Бек-Беке, разной амплитуды в разных частях куполов.

Восстановление более молодой истории формирования купола Южный Кошкар затрудняется тем, что отложения сенона и турона сохранились только на северо-западном крыле Кошкара. Третичные отложения, которые в свое время покрывали этот район и имели мощность, по всей вероятности, не менее 700 м, судя по установленной сейсмикой отраженных волн мощности третичных отложений в опущенной части Алимбая, целиком уничтожены при размыве в четвертичное время. К интересующему нас отрезку времени относится как раз окончательное оформление исследуемой структуры, образование некоторых радиальных сбросов, отделяющих юго-западное крыло от горста, а последнее от восточного крыла; в это же

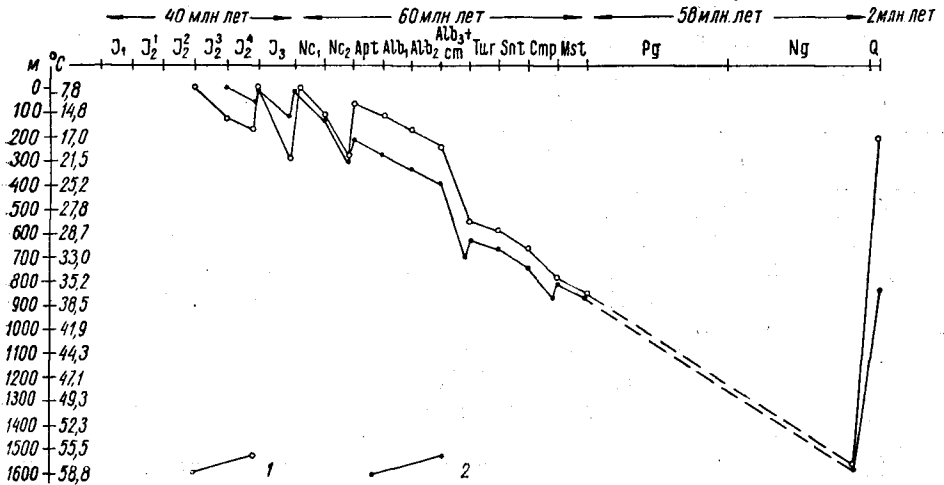


Рис. 15. График изменений во времени глубин залегания и температур нефтеносных пород. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — глубина залегания кровли нижней угольной свиты средней юры на Юго-Западном Кошкаре; 2 — глубина залегания кровли лингуловой свиты средней юры на Северо-Западном Кошкаре.

время образовался грабен Центрального Кошкара. Все эти дислокации могли произойти при условии подъема соляного ядра купола на значительную высоту; при этом местные подъемы на куполах должны были совпасть с региональным подъемом всей области, который сменил происходившее до того опускание, обеспечившее накопление свыше 1000 м мощности сенон-туронских и третичных отложений. Определить с абсолютной точностью амплитуды подъемов отдельных частей купола для третичного и четвертичного времени невозможно. В качестве минимальной для всего исследуемого района может быть названа цифра в 700—800 м (рис. 15); в действительности амплитуда подъема может оказаться значительно большей.

Выше, при описании истории формирования структуры не было ничего сказано о причинах и условиях образования так называемых вторичных (дополнительных) куполовидных поднятий на крыльях куполов. Разные исследователи объясняли их возникновение по-разному. Проф. В. В. Вебер считал их сохранившимися от размыва на опущенных крыльях древними первичными сводами купола. Н. А. Швембергер связывал их образование с постумными тангенциальными движениями, которые проявляются после основной фазы подъема соли, когда соль потеряла свою пластичность и реагирует на последующее давление как твердое тело,



вызывая при этом слабое смятие в прилегающих сбоку породах. Н. А. Калинин в 1940 г. указывал, что образование этих дополнительных антиклиналей связывается с разностью нагрузки в разных частях свода купола и, в частности, с давлением пород, заключенных в грабене. К. В. Антонов связывает появление этих поднятий с действием различно направленных сил в области сброса, вызываемых давлением соляного ядра на покрывающие его породы.

Решение этого вопроса представляется достаточно трудным, однако приведенные выше наблюдения над перемещением сводов таких поднятий и наметившаяся их связь с процессом образования сброса купола, идущего вдоль крутого склона соли, приводит к заключению, что появление этих двух структурных элементов вызывается общими причинами и происходит одновременно благодаря перемещению центров подъема соли и развивающихся при этом усилий, вдоль наклонной плоскости, располагающейся параллельно плоскости основного сброса на куполе. Часть напряжений находит себе выход в процессе образования сброса и при передвижении крыльев сброса, а часть напряжений расходуется на формирование небольших куполовидных поднятий в опущенном и поднятом крыльях. Таким образом, здесь имели место не только повторные движения по основному сбросу, но и образование в связи с каждым новым подъемом соли (вторичных) дополнительных поднятий на крыльях купола, каждый раз соответственно в более молодых породах (наряду с усложнением ранее возникших структур).

Основными выводами из представленных выше материалов по истории формирования купола Южный Кошкар можно считать следующие:

1) на основании имеющихся материалов возникновение купола в надсолевых породах относится к концу триаса;

2) в преднеокомское время наметилось деление купола по сбросу на две части — опущенную северо-западную и приподнятую юго-восточную;

3) этот древний план строения купола сохранился до настоящего времени благодаря наследованию отдельными участками приобретенных ими ранее тенденций к интенсивному или замедленному подъему;

4) окончательное оформление купола и появление некоторых радиальных сбросов относится уже к третичному и четвертичному времени;

5) примерно по такому же плану происходило формирование некоторых соседних куполов, например Сагиза, история формирования которого будет изложена ниже.

К. В. Антоновым составлена графическая схема формирования купола Южный Кошкар (рис. 16) и объяснительная записка к ней, которая приводится ниже.

**Исходные данные, послужившие материалом для построения схемы.** Материалом для построения схемы формирования купола Южный Кошкар являлись: детальная геологическая карта купола Южный Кошкар, каротажные диаграммы крелиусных и глубоких скважин и геофизические данные о глубине залегания соли. Кроме того, при построении были использованы вспомогательные рабочие профили, освещающие геологическое строение юго-западного и северо-западного крыльев купола, составленные Г. Е.-А. Айзенштадтом.

На основании указанных материалов при построении схем нами были приняты нижеследующие средние максимальные мощности различных стратиграфических единиц для Южного Кошкара:  $tur + sn - 300 м$ ,  $alb_3 + cm - 300 м$ ,  $alb_{1+2} - 130 м$ ,  $apt - 55 м$ ,  $nc_2 - 170 м$ .  $nc_1 -$

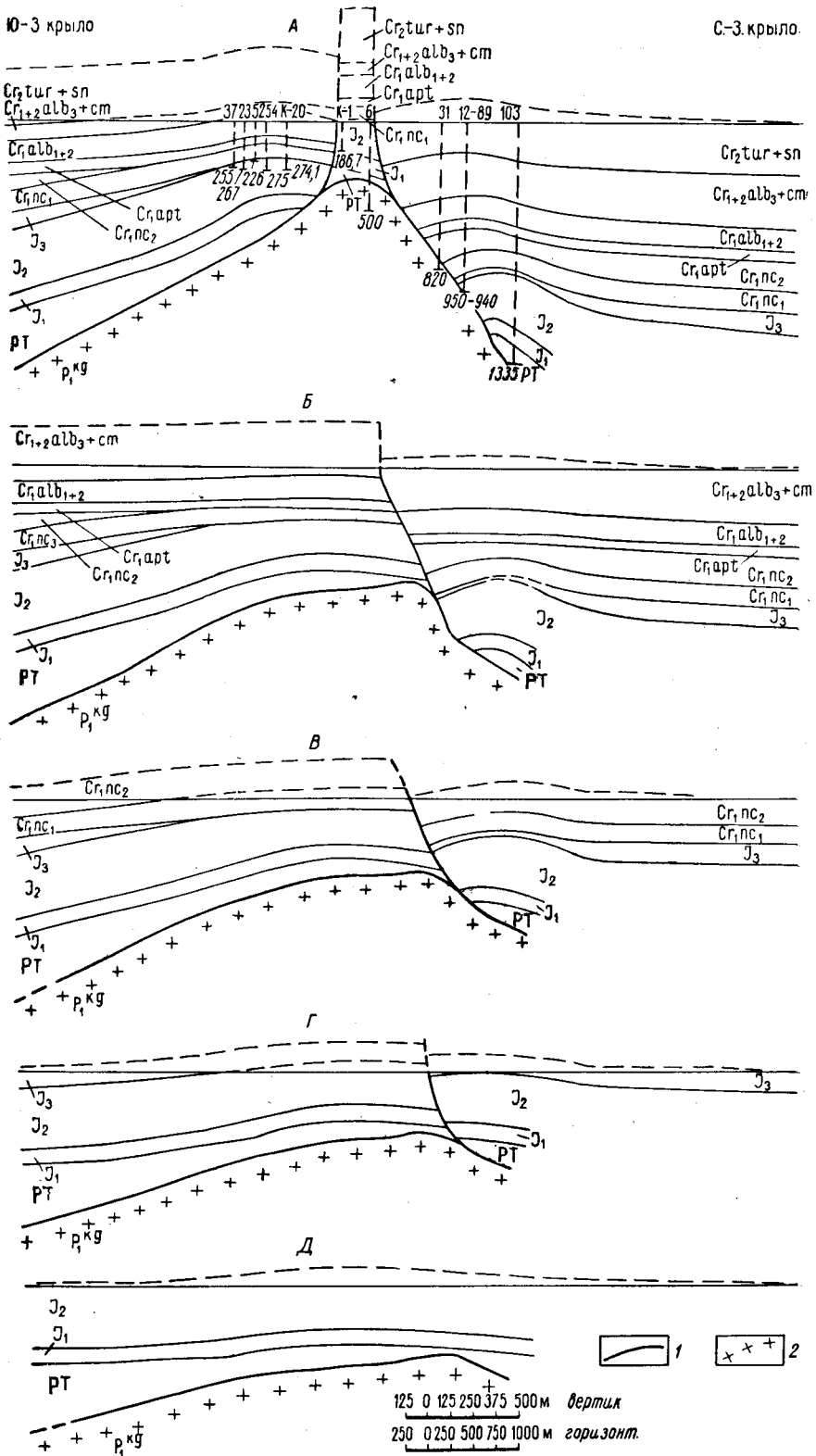


Рис. 16. Схема формирования купола Южный Коткар. Составили К. В. Антонов и Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — сбросы; 2 — соленосный комплекс.

110 м,  $J_3$  — 120 м,  $J_2$  — 350 м,  $J_1$  — 90 м и для РТ (ориентировочно) — до 350 м. Схема основана на фактическом материале профиля, секущего северо-западное и юго-западное крылья Южного Кошара с расположенным между ними горстом, по скв. 37, 23, 52, 54, К-20, К-1, 6, 31, 12—89<sup>1</sup> и 103.

Названный участок был избран для целей палеотектонического исследования вследствие того, что геологическое строение его наиболее полно освещено бурением.

В истории формирования этого купола нами выделено пять этапов, соответственно отвечающих подъемам всей Урало-Эмбенской области, фиксируемым региональными размывами на границах средней и верхней юры, верхней юры и неокома, неокома и апта, сеномана и турона и, наконец, в третичное время.

#### Порядок построения схемы формирования купола Южный Кошар.

Реконструкция купола начинается с самого последнего этапа формирования (сверху вниз), а именно с современного его положения (см. рис. 16).

**V этап. Современное положение купола.** На фигуре изображается купол в современном виде. Реконструкция последнего производится по правилам составления обычного геологического профиля. Пунктиром, расположенным выше линии современного размыва, изображается предполагаемая мощность толщи смытых пород. Последняя надстраивается, исходя из максимальных мощностей этих толщ, кровля и подошва которых проводится согласно с залеганием подстилающих пород, сохранившихся от размыва (см. рис. 16, фиг. А).

Мощность отдельных толщ как на этой фигуре, так и на следующих, несколько искажена, вследствие принятых при построении масштабов горизонтального и вертикального в соотношении 1 : 2. Положение кровли соли определяется данными геофизических работ и бурения.

Как видно, построение фигуры V этапа не представляет каких-либо трудностей.

Порядок построения фигур для более древних этапов формирования (допалеогеновых). Реконструкция купола для более древних этапов его формирования (допалеогеновых) производилась следующим образом (см. этапы I—IV; фиг. Б—Д).

Начинается построение фигуры с нанесения толщи, венчающей геологический разрез. При построении допускаем, что первоначальное залегание пород последней было строго горизонтальным, а мощность их соответствует средней максимальной мощности, установленной в пределах изучаемого купола.

В дальнейшем графическим путем<sup>2</sup> в различных точках профиля определяется истинная мощность этой толщи по предшествовавшей фигуре (последующий этап). Полученная величина истинной мощности в различных точках профиля характеризует ту мощность толщи, которая уцелела от размыва, последовавшего после поднятия купола на данном (рассматриваемом) этапе. Разница между средней максимальной мощностью толщи и мощностью, определенной графическим путем из предшествующей фигуре, принимается за величину подъема купола. Региональное поднятие области, в данном случае, исключается по той простой

<sup>1</sup> В месте пересечения нашего профиля с профилем через скв. 12—89 данные о геологическом разрезе взяты с последнего.

<sup>2</sup> При наличии карты мощностей истинная мощность толщи в различных точках профиля может быть вычислена по последней.

причине, что на небольшой площади (одного купола) величина связанного с ним размыва практически одинаковая. Поэтому рассматриваемые нами величины мощностей являются уменьшенными на одну и ту же величину регионального размыва.

Последнее легко доказать простыми вычислениями. Для этого расчленим региональные и локальные поднятия, имея в виду, что такое расчленение искусственно, так как в природе эти явления протекают одновременно, накладываясь одно на другое.

Для указанной цели введем нижеследующие буквенные обозначения для рассматриваемых величин.

$M$  — полная мощность толщи;

$M_1$  — средняя максимальная мощность толщи на площади изучаемого купола и межкупольного пространства, оставшаяся после регионального размыва;

$m$  — уцелевшая от размыва мощность толщи на куполе в рассматриваемой точке профиля;

$a$  — величина размыва толщи в результате регионального поднятия;

$b$  — величина размыва в результате подъема купола.

Тогда  $M - a = M_1$ ;  $M - (a + b) = m$ ;  $M_1 - m = M - a - [M - (a + b)] = b$ .

Из последнего видно, что разница между средней максимальной мощностью толщи в пределах рассматриваемого купола и мощностью на куполе в какой-то точке профиля равняется величине размыва, связанного с подъемом купола.

Отложив в различных точках по линии профиля величины подъема купола для данного этапа и соединив эти точки пунктирной линией, получим вероятное положение кровли толщи до размыва. Отсчет величин подъема купола производится вверх от кровли толщи, изображенной в ее первоначальном горизонтальном положении. Исходя из полученного положения кровли толщи после подъема купола, по величине средней максимальной мощности восстанавливается на этот же момент положение подошвы ее. Таким образом, мы восстановили положение верхней толщи разреза для обоих крыльев на момент окончания подъема купола.

После построения этого основного элемента нашей фигуры (венчающей толщи) вся остальная часть разреза строится сверху вниз по истинным мощностям, полученным графическим путем из фигуры последующего по времени этапа формирования. Исходя из тех соображений, что в ходе роста купола одно его крыло (приподнятое) по отношению к другому поднимается, а другое (опущенное) относительно первого опускается (отстает в скорости подъема), мы должны наблюдать при переходе от более молодых этапов формирования к более древним возрастание крутизны плоскости сбрасывателя. Выработать критерии для оценки величины изменения угла наклона плоскости сбрасывателя пока что не представилось возможным. В порядке постановки этого вопроса можно предполагать, что таким критерием, по-видимому, должен являться угол между плоскостью сбрасывателя и плоскостями напластования слоев, имеющий истинную величину, определяемую для слоев каждой стратиграфической единицы отдельно.

В нашем случае при построении фигур Б—Д IV, III, II и I этапов крутизна плоскости сбрасывателя схематически изображается увеличивающейся при переходе от более молодого этапа формирования к более древнему. Величина крутизны плоскости сбрасывателя изменялась в соответствии со степенью выполаживания пластов пород при движении в том же

направлении. Положение кровли соли на фигурах, изображающих третичные этапы формирования, определяется в результате нанесения самой нижней толщи разреза надсолевого комплекса. Таким путем были построены фигуры для этапов IV, III, II и I. Все данные, характеризующие рост купола на различных его этапах, приведены в табл. 1.

Таблица 1

## Характеристика роста купола на основных этапах формирования

Этапы формирования купола	Юго-западное крыло			Северо-западное крыло			Проявление дизъюнктивных нарушений
	Максимальный подъем, м	Наименование толщ, подвергшихся размыву	Максимальная мощность смытых пород для каждой толщи, м	Максимальный подъем, м	Наименование толщ, подвергшихся размыву	Максимальная мощность смытых пород для каждой толщи, м	
I этап. Подъем купола перед отложением верхней юры							Нет
II этап. Подъем купола перед отложением неокома . .	175	{ J <sub>3</sub> J <sub>2</sub>	{ 120 55	100	J <sub>3</sub>	100	Появление основного сброса
III этап. Подъем купола перед отложением апта . . . .	220	{ nc <sub>2</sub> nc <sub>1</sub>	{ 170 50	90	nc <sub>2</sub>	90	Обновление основного сброса
IV этап. Подъем купола перед отложением турона . . .	245	alb <sub>3</sub> + cm	245	60	alb <sub>3</sub> + cm	60	Обновление основного сброса
V этап <sup>1</sup> . Современное положение купола . . . . .	410	{ tur + sn alb <sub>3</sub> + cm alb <sub>1+2</sub>	{ 300 55 55	125	tur + sn	125	За счет обрыва при сбросовой части юго-западного крыла формируется горст; максимальный подъем в горсте, 625 м

<sup>1</sup> Полное отсутствие третичных отложений в пределах изученного купола и прилегающего к нему межкупольного пространства затрудняет решение вопроса об истинной величине подъема купола на данном этапе формирования. Поэтому для указанного этапа в графе второй таблицы для обоих крыльев приводится видимая величина подъема купола, вычисленная по остатку мощностей пород, развитых на изучаемой площади.

Некоторые выводы из анализа палеотектонической схемы формирования купола Южный Кошкар. На основании графических построений и данных, сведенных в табл. 1, можно изложить некоторые соображения по вопросу истории формирования купола Южный Кошкар.

1. На рис. 16, фиг. Д (I этап) видно, что рост купола начинается в доюрское время. Вследствие отсутствия достаточного количества данных об изменении мощностей пермотриаса этот этап в формировании купола нами отдельно не выделен и здесь не рассматривается. Более определенно вырисовывается величина подъема купола на границе средней и верхней юры. Этот этап формирования купола принят нами условно за первый. Солянокупольная структура на этом этапе остается ненарушенной (для пород юрского возраста).

2. На границе верхней юры и неокома отмечается новый этап в формировании купола, сопровождающийся разрывом структуры; см. фиг. Г (II этап). На всех последующих этапах формирования купола (предайтском, предтуронском, послемеловом) указанный выше разрыв обновляется.

3. Начиная со второго, во всех последующих этапах до пятого включительно, рост купола происходит резко дифференцировано.

Юго-западное крыло, при сравнительно незначительном нарастании мощностей надсолевого комплекса пород, на каждом новом этапе подвергается большим подъемам по сравнению с северо-западным. Причем в послемеловое время величина подъема резко возрастает. Одновременно с последним происходит обрыв присбросовой части юго-западного крыла, за счет чего формируется горст (V этап). В развитии северо-западного крыла на каждом более молодом этапе наблюдается резкое нарастание мощностей надсолевого комплекса пород, при постепенном уменьшении величины подъема крыла. Исключением является только V этап (фиг. А), когда подъем крыла возрастает до величины подъема во втором этапе.

Для выяснения вопроса, как влияет изменение величины мощности надсолевого комплекса пород на крыльях на величину их подъема, составлена табл. 2. Из последней видно, что увеличение суммарной мощности пород на опущенном крыле по сравнению с приподнятым сопровождается нарастанием величины подъема приподнятого крыла по сравнению с опущенным. Обращает на себя внимание то обстоятельство, что при меньших мощностях разница в последних между двумя смежными крыльями, резко сказывается в относительной величине подъема приподнятого крыла. Все это следует рассматривать как указание на намечающуюся положительную связь разницы в нагрузках на крыльях купола с дифференцированным подъемом последних.

Таблица 2

## Влияние мощности пород надсолевого комплекса на амплитуду подъема крыльев

Этапы формирования	Мощность надсолевого комплекса пород в наиболее приподнятых точках крыльев к моменту подъема, м		Разница в мощностях на крыльях, м	Максимальная величина подъема крыльев, м		Разница в величине максимального подъема крыльев, м	Величина отношения разницы в подъеме к разнице в мощности
	Юго-западное крыло	Северо-западное крыло		Юго-западное крыло	Северо-западное крыло		
II	560	600	40	175	100	75	1,87
III	665	780	115	220	90	130	1,13
IV	930	1175	245	245	60	185	0,75
V	985	1415	430	410	125	285	0,66

4. Различная скорость подъема двух смежных крыльев купола приводит к тому, что отстающее (опущенное) крыло как бы скользит вниз по плоскости разрыва. В связи с этим в пределах плоскости разрыва разви-

ваются постоянно действующие две силы: первая — давит на головы пластов пород приподнятого крыла вниз, вторая — на головы пластов опущенного крыла вверх (рис. 16, II этап). Первая сила способствует формированию дополнительного свода на приподнятом крыле, вторая усиливает подъем опущенного крыла. Одновременно поднимающиеся массы соли в области первичного свода, действуя на покрывающие их породы во все стороны с одинаковой силой, производят различную работу по подъему того и другого крыла. В области приподнятого крыла (пологий склон соли) масса соли давит перпендикулярно плоскости напластования. Последним обусловлено почти полное использование этой силы на работу по подъему крыла. В пределах опущенного крыла (крутой склон соли), в той же части купола, давление массы соли направлено перпендикулярно плоскости разрыва, т. е. плоскости среза голов пластов. В последнем случае сила давления раскладывается на две: первую — скользящую по плоскости разрыва вверх и усиливающую подъем приподнятого крыла и вторую — направленную на головы пластов опущенного крыла. Эта последняя сила является причиной появления дополнительных сводов на опущенном крыле.

Из изложенного выше следует заключить: а) дополнительные своды на крыльях обязаны своим появлением давлению поднимающейся массы соли в куполе. Вследствие этого в области сброса развиваются различно направленные силы, производящие смятие и воздымание пород надсолевого комплекса;

б) дифференцированный подъем крыльев купола связан с внутренним строением солянокупольной структуры в целом и, в частности, с различной крутизной склонов активного соляного ядра и различной нагрузкой на крыльях.

#### КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА КУПОЛА САГИЗ

Купол Сагиз находится в центральной части Южно-Эмбенского нефтеносного района в окружении четырех куполов: Макат, Доссор, Южный Кошкар и Бисбулюк (см. рис. 1).

В основании вскрытого скважинами разреза залегает соленосная толща пород, относимая условно к кунгурскому ярусу нижней перми. На куполе Сагиз отдельными разведочными скважинами соль пройдена только на глубину, не превышающую 170 м от ее кровли, и поэтому полная мощность ее здесь неизвестна. По данным глубокого бурения на соседних куполах Доссор (скв. 304) и Макат (оп. скв. 3) мощность соли в ядрах их превышает 2000 м. Соленосная толща почти нацело состоит из кристаллического галита. На восточном крыле Северного Сагиза разведочными скв. 3, 8 и 15 в верхней части соленосной толщи была вскрыта зона калийных солей (сильвинит и др.) мощностью, достигающей 60 м, с содержанием  $K_2O$  от 23 до 26%. В других скважинах Сагиза калийные соли в толще галита не отмечались. Очень редко в толще соли встречаются маломощные прослои терригенного материала. По залеганию последних в соли устанавливается сложная их измятость с углами падения прослоев до 70°.

В самом верху соленосной толщи каменная соль без видимого перерыва сменяется гипсово-песчано-глинистой пачкой пород, состоящей из линз и прослоев гипса и темно-серых и черных загипсованных и пиритизированных глин и песчаников. Мощность этой пачки пород на Сагизе колеблется от 2 до 45 м. Гипсово-песчано-глинистая пачка пород, называе-

мая кепроком, обычно венчает соленосный разрез на всех куполах Южной Эмбы и, по-видимому, является переходным осадочным образованием от галогенных осадков к нормальным.

Данные о мощности кепрока и распределении его по куполу ограничиваются только разбуренной площадью западного и восточного крыльев Центрального Сагиза. Но даже по этим ограниченным данным намечается некоторая закономерность в распределении кепрока по площади. В сводовой части западного крыла и на террасовидной ступени восточного крыла Центрального Сагиза, при отсутствии условий тектонического контакта между солью и покрывающими ее породами, кепрок сохраняется и мощность его колеблется от 19 до 45 м. На восточном крыле Центрального Сагиза, на площади мезозойского крутого склона соли, в условиях тектонического контакта между солью и покрывающими ее породами, кепрок или отсутствует вовсе или встречается спорадически, имея мощность от 2 до 20 м.

Из изложенного выше о кепроке складывается представление как о пачке кунгурских надсолевых пород, выдавленных с глубины солью и сохранившихся от предтриасового размыва. Поэтому на пологих склонах соляного ядра, в условиях нормального контакта соли с надсолевыми породами, кепрок встречается; на крутых склонах, в условиях тектонического контакта, он отсутствует или встречается спорадически в виде глыб, увлеченных при подъеме соли. Надо полагать, что нет кепрока на соли в условиях более крутого палеозойского склона ее, но фактическим материалом по этому вопросу мы не располагаем.

В пределах солянокупольной структуры, на размытой поверхности черных пиритизированных и гипсовосных глин кепрока залегают глины известково-глинистой свиты нижнего триаса ( $T_1^3$ ). В основании и в нижней части разреза глин нижнего триаса встречаются как единичные гальки, так и скопления их в виде галечников (скв. К-36, 18). Среди галек встречаются большие плохо окатанные куски ангидрита и песчаника.

При проведении глубокого разведочного бурения на восточном крыле Центрального Сагиза в удалении от свода было установлено, что между скв. 159—194 пологая террасовидная ступень солевой поверхности ядра круто, почти вертикально обрывается вниз, фиксируя здесь второй крутой склон соли — палеозойский.

Глубокими разведочными скв. 193 и 194, пробуренными на восточном крыле Центрального Сагиза в условиях палеозойского крутого склона соли установлено, что здесь разрез пермтриасовых отложений, по сравнению с разрезом сводовой части купола, возрастает с 220 до 800 м, наращиваясь снизу за счет появления новых горизонтов триаса и верхней перми. Так, скв. 194 здесь вскрыты две новые свиты нижнего триаса: песчано-глинистая ( $T_1^2$ ) мощностью до 120 м, песчаниково-конгломератовая ( $T_1^1$ ?) мощностью до 110 м. Кроме того, ниже песчаниково-конгломератовой свиты вскрыта толща песчано-глинистых пород мощностью до 367 м, условно отнесенная к верхней перми. Отложений соленосной толщи кунгура скважина не достигла. Таким образом, выявляется, что в разрезе отложений, залегающих непосредственно на кепроке в своде купола, снизу выпадают песчано-глинистая ( $T_1^2$ ) и песчаниково-конгломератовая ( $T_1^1$ ) свиты нижнего триаса и верхнепермские отложения, вскрытые глубокими скважинами на восточном крыле Центрального Сагиза в условиях тектонического контакта с палеозойским крутым склоном соли.



Общая мощность отложений триаса, залегающих на куполе Сагиз непосредственно на кепроке, изменяется от 110 до 225 м. Мощность отдельных свит этой части разреза колеблется: известняково-глинистой ( $T_1^3$ ) — от 5 до 80 м, песчано-галечниковой ( $T_2^3$ ) — от 28 до 70 м, пестроцветной ( $T_3^3$ ) — от 12 до 44 м и зеленовато-серых глин и песчаников ( $T_4^3$ ) — от 0 до 90 м. Для верхней свиты верхнего триаса ( $T_3^3$ ) минимальные мощности (от 0 до 14 м) отмечаются в сводовой части западного крыла (скв. К-34) и на восточном крыле (скв. 106, 115, 139) Центрального Сагиза. На Северном и Южном Сагизе мощности этой свиты в присводовых частях структуры (скв. К-23, К-10) несколько больше (32—36 м). Почти нацело размыта на втором участке Центрального Сагиза (скв. 192) известняково-глинистая свита нижнего триаса ( $T_1^3$ ), на которой залегают песчано-галечниковая свита верхнего триаса ( $T_2^3$ ).

Невыдержанность мощностей отдельных свит триаса на куполе связана с неравномерным их размывом на различных участках свода в триасовое время и на границе верхнего триаса и нижней юры. Пониженными мощностями верхней свиты верхнего триаса ( $T_3^3$ ) намечается свод верхнетриасового купола, простирающийся примерно вдоль восточного крыла современного купола от скв. 139 до скв. К-23. Максимальное сокращение мощности известняково-глинистой свиты в скв. 192, по-видимому, указывает на то, что свод нижнетриасового купола располагался в районе второго промышленного участка. Как отмечено выше, мощность триасовых отложений на крыле купола за сбросом палеозойского крутого склона соли возрастает до 435 м (скв. 194) за счет появления новых горизонтов нижнего триаса ( $T_1^1$  и  $T_2^1$ ). Кроме того, здесь появляются верхнепермские отложения, вскрытая мощность которых достигает 367 м (скв. 194).

Залегание известняково-глинистой свиты нижнего триаса ( $T_1^3$ ) с размывом на кепроке соли служит указанием на то, что к началу отложения пород этой свиты купол Сагиз был поднят и размыт. К этому времени была смыта толща верхнепермских и нижнетриасовых пород общей мощностью около 1700 м.

Необходимо отметить, что на различных куполах на кепроке соли залегают разные горизонты нижнего триаса. Так, на куполах Сагиз (скв. 18, 192), Южный Макат (скв. 450, 451) и Доссор (скв. 379) на кепроке залегают известняково-глинистая свита нижнего триаса ( $T_1^3$ ); на куполах Байчунас (скв. 11, 61) и Кулсары (скв. 78) — песчано-глинистая свита ( $T_2^3$ ) нижнего триаса и, наконец, на куполе Искине на размытой поверхности соли — песчаниково-конгломератовая свита предположительно нижнетриасового возраста ( $T_1^1$ ?). Залегание на размытой поверхности соленосных пород кунгура (кепрок) различных горизонтов нижнего триаса, по-видимому, надо рассматривать как указание на неоднократные подъемы куполов в этот период.

## Юра

**Нижняя юра.** На размытой поверхности верхнетриасовых отложений залегают нижнеюрские осадки. Обычно на электрокаротажных диаграммах к нижней юре относят нижнюю часть юрского разреза, представленную глубокими депрессиями на кривых кажущегося электрического сопротивления и проницаемости и отвечающую песчано-галечниковой свите юры. Изменение мощности этой толщи по площади купола предста-

вляется в следующем виде. На западном крыле Центрального Сагиза вскрытая мощность нижнеюрских отложений изменяется от 42 (скв. К-18) до 76 м (скв. 18), на Южном Сагизе — 58 м (скв. 10), на Северном Сагизе от 60 (скв. К-2) до 115 м (скв. 12) и на восточном крыле Центрального Сагиза от 65 (скв. 16,73) до 100 м (скв. 115, 139). Необходимо отметить, что на Южном Сагизе (скв. К-10) и на основной (южной) площади третьего участка Центрального Сагиза (скв. 139, 116) нижняя юра представлена почти нацело песками. На первом участке (скв. К-18, К-35) и на площади северной части третьего участка (скв. 161) Центрального Сагиза в середине нижнеюрского, в основной своей части песчаного, разреза появляется пачка по преимуществу глинистых пород, достигающая 30 м мощности.

Еще севернее на втором участке Центрального Сагиза (скв. 192, 194) и на восточном крыле Северного Сагиза (скв. К-23, 157) (западное крыло не разбурено) в верхней половине нижнеюрского разреза появляются две мощные глинистые пачки (до 30 м мощностью каждая), вследствие чего песчаная часть разреза сокращается до 50 м (скв. 192, 193), а иногда и до 30 м (скв. 157). Если верхние глинистые пачки сливаются между собой и с среднеюрскими глинами, то по электрокаротажным диаграммам уже на удается точно отбить верхнюю границу нижней юры.

При рассмотрении профилей видно, что наблюдаемое уменьшение мощности нижней юры приурочено к своду купола, последнее свидетельствует о его росте в нижнеюрское время. Как шел этот рост и за счет каких частей нижнеюрского разреза происходил этот размыв, остается недостаточно ясным. Если исходить из того, что видимое сокращение мощности стратиграфических подразделений на куполе происходит, как правило, за счет размыва верхних их частей, можно допустить, что то же мы будем иметь в отношении нижнеюрской толщи.

Имея в виду, что и на соседних куполах (Южный Кошкар, Макат, Доссор) наблюдаются колебания мощностей нижней юры, надо предполагать, что оно имеет региональный характер и связано с вертикальными колебательными движениями положительного знака, приуроченными к концу нижнеюрского времени.

**Средняя юра.** Как мы видели выше, в тех случаях, когда верхняя часть нижнеюрского разреза сложена песками, граница со средней юрой резкая (скв. 106, 139). Если же в этой части разреза пески уступают место развитию глин, граница между нижней и средней юрой становится неясной и по электрокаротажным диаграммам провести тогда ее затруднительно (скв. 192, 193). Общая мощность среднеюрских отложений на Сагизе достигает 350 м. На куполе Сагиз имеются все четыре свиты, выделяемые Г. Е.-А. Айзенштадтом в среднеюрском разрезе Южной Эмбы.

**Песчано-глинистая свита.** Представлена песками и глинами, содержащимися примерно в равных количествах.

Мощность этой свиты на разных участках структуры различная. На Северном Сагизе она изменяется от 72 (скв. 31) до 130 м (скв. 11), на восточном крыле Центрального Сагиза — от 68 (скв. 150) до 76 м (скв. 153), на западном крыле Центрального Сагиза, вследствие последующего размыва, — от 0 (скв. 18) до 47 м (скв. К-16). На Южном Сагизе эта свита вскрыта только картировочными скважинами, по данным которых выделить ее затруднительно.

**Нижняя угленосная свита.** Выше песчано-глинистой свиты залегает нижняя угленосная, характеризующаяся преобладающим глинистым составом и наличием маломощных прослоев углей (0,30 м). Мощность нижней угленосной свиты изменяется по площади структуры. На Северном Сагизе от 55 (скв. 17) до 72 м (скв. 13), на Южном Сагизе — до 65 м (скв. 14), на западном крыле Центрального Сагиза, вследствие размыва, — от 0 (скв. 18) до 54 м (скв. К-1) и на восточном крыле Центрального Сагиза — от 50 (скв. 14) до 70 м (скв. 152).

**Лингуловая свита.** В составе ее пески преобладают над глинами. Иногда встречается фауна, представленная раковинами *Lingula* sp. (скв. К-12). Из микрофауны на Сагизе в этой свите обнаружен *Ammodiscus*, который, по заключению Е. В. Мятлюк, близок *Ammodiscus tenuissimus* G u m b e l из байос-бата Озинок.

К песчаным слоям лингуловой свиты Сагиза приурочены основные нефтяные горизонты средней юры. Мощность лингуловой свиты на Сагизе колеблется в нижеследующих пределах: Северный Сагиз — от 89 (скв. 21) до 95 м (скв. 11), Южный Сагиз — до 92 м (скв. К-12, К-14), западное крыло Центрального Сагиза (вследствие размыва) — от 0 (скв. 18) до 90 м (скв. К-1), восточное крыло Центрального Сагиза — от 72 (скв. 72) до 108 м (скв. 73).

**Верхняя угленосная свита.** В разрезе этой свиты преобладают глины, среди которых встречаются прослои бурого угля, достигающие 0,30 м мощности. Из всех свит среднеюрского разреза верхняя угленосная свита подверглась наибольшему размыву в предверхнеюрское время, а на отдельных участках (западное крыло Центрального Сагиза), возможно, и в преднеокомское. Максимальные размывы по положению тяготеют к современному своду купола. Колебания мощности свиты на отдельных частях сагизской структуры характеризуются нижеследующими цифрами: Южный Сагиз — от 14 (скв. К-14) до 50 м (скв. К-12), Северный Сагиз — от 5 (скв. 21) до 47 м (скв. 11); западное крыло Центрального Сагиза — от 0 (скв. 18) до 6 м (скв. К-1); восточное крыло Центрального Сагиза — III участок — от 27 (скв. 119) до 46 м (скв. 81), II участок — от 0 (скв. 72) до 40 м (скв. 27).

**Верхняя юра.** Верхнеюрский разрез начинается песчано-глинистыми породами с фосфоритовой галькой, условно относимыми к верхнему оксфорду. Мощность оксфордских слоев до 10 м. Указаний на присутствие в районе Сагиза кимериджских слоев не имеется. Выше залегают отложения нижнего волжского яруса, представленного здесь только двумя его нижними зонами (снизу вверх): *Dorsoplanites panderi*, сложенная преимущественно глинистыми породами, и *Virgatites virgatus*, представленная известняково-глинистыми породами.

Мощность верхнеюрских отложений на куполе изменчива. В наиболее приподнятых частях современного свода купола на Северном, Центральном и Южном Сагизе верхнеюрские отложения полностью смыты и только на крыльях обнаруживаются структурными и картировочными скважинами. На восточном крыле Центрального Сагиза мощность зоны *D. panderi* колеблется от 40 до 45 м, а зоны *V. virgatus* — от 17 до 60 м. Общая мощность верхней юры изменяется от 57 до 100 м. Наиболее полная мощность верхней юры здесь выявлена на площади третьего промышленного участка, и наиболее сокращенная — в северной и северо-западной частях второго промышленного участка.

## Мел

**Валанжин.**<sup>1</sup> Нижний мел на Сагизе начинается валанжином, залегающим на размытой поверхности верхней юры. Отложения валанжина представлены глауконитовыми песчаниками и песчанистыми глинами, в основании фосфориты. В породах валанжина на Сагизе Ю. П. Никитиной найден *Themnoptychites haplitoides* N i k. Мощность валанжина здесь не превышает одного метра.

**Готерив.** На размытой поверхности валанжина или непосредственно на верхней юре залегают осадки готерива. В составе готерива здесь выделяют (снизу вверх) две свиты: пелециподовую и песчано-глинистую.

Пелециподовая свита почти нацело сложена глинами. Мощность ее изменяется от 40 до 58 м.

Выше пелециподовой свиты и согласно с ней залегает песчано-глинистая свита готерива, представленная чередованием песков и глин. Мощность свиты от 13 до 36 м.

**Баррем.** Баррем начинается отложениями горизонта песков, залегающими на песчано-глинистой свите готерива. Преобладающими породами этого горизонта являются пески и песчаники. На куполе Сагиз в средней части горизонта почти всегда обнаруживается пачка глин 3—5 м мощностью, делящая горизонт на два песчаных пласта. Мощность горизонта песков от 14 до 26 м.

Выше горизонта песков залегает пестроцветная свита баррема, представленная чередованием пестроокрашенных глин с зеленовато-серыми и темно-серыми песками и песчаниками. Песчаные и глинистые пласты свиты не выдержаны по мощности. Мощность свиты колеблется от 0 до 165 м. Колебания мощности обусловлены предаптским и последующими размывами. Так, в сводовых частях западного крыла Центрального Сагиза и в горстовых частях Северного и Южного Сагиза пестроцветная свита смыта целиком, на других же участках купола она сохранилась.

**Апт.** На размытой поверхности неокома с угловым несогласием до 8° залегают отложения апта, представленные черными глинами с тончайшими прослоями песка. В основании апта залегает песчаный горизонт с кварцевой галькой и фосфоритами, мощностью до 10 м. Нижнеаптские отложения делятся на три горизонта (снизу вверх): подэмбенские, эмбенские и надэмбенские слои. Общая мощность нижнего апта не превышает 30 м. К верхнеаптским отложениям отнесена верхняя песчано-глинистая пачка пород меняющейся мощности от 35 до 70 м.

В наиболее приподнятых частях Центрального, Северного и Южного Сагиза аптские осадки смыты полностью. На остальных частях купола размывы в аптском разрезе наблюдаются на границе между верхним и нижним аптом и в кровле верхнего. Внутриаптский размыв незначителен и определяется в несколько метров. Более существенным является размыв в кровле верхнего апта, превышающий 30 м. На остальных участках купола общая мощность отложений апта колеблется от 55 до 100 м.

**Альб.** Альбские отложения представлены песчано-глинистыми породами. В основании нижнего альба залегает глауконитовый песчаник с галькой. Мощность нижнего альба, в зависимости от положения на

<sup>1</sup> Согласно принятому на Южной Эмбе условному расчленению неокома, на геологических картах нерасчлененный нижний неоком включает валанжин, пелециподовую и песчано-глинистую свиту готерива и горизонт песков баррема, отнесенный до 1954 г. к готериву; верхний неоком включает пестроцветную свиту баррема.

структуре, колеблется от 34 до 68 м. Разрез среднеальбских отложений в верхней своей части имеет два песчаных пласта мощностью до 15 м каждый. Мощность отложений среднего альба изменяется от 50 до 75 м. Верхний альб представлен по преимуществу песками. Глины играют подчиненное значение, располагаясь отдельными пачками по всему его разрезу. Мощность верхнеальбских отложений на Сагизе изменяется от 0 до 150 м.

Верхнемеловые отложения на Сагизе развиты на периферических (крыльевых) частях купола, в грабене и на отдельных сильно опущенных участках структуры.

**Сеноман.** Сеноманские отложения на разбуренной площади купола встречены в ограниченном числе скважин (К-8, 116 и др.). Представлены только нижней частью разреза, главным образом темно-серыми глинами с редкими прослоями темно-серых песков и песчаников. Песчаники иногда конгломератовидные. Вскрытая мощность сеномана колеблется от 17 до 55 м.

**Турон.** Осадки турона залегают на размытой поверхности сеномана или непосредственно на верхнем альбе. Начинаются фосфоритовым горизонтом, состоящим в верхней части из песчаного мергеля с фосфоритами и фауной, а в нижнем — из конгломерата с фосфоритами и гальками других пород.

В остальной части разреза туронские и перекрывающие их сеноманские отложения в целом представлены комплексом карбонатных и карбонатно-глинистых пород из пшечеого белого мела, светло-зеленых и белых мелоподобных мергелей, зеленоватых и белых мергелевидных глин.

В сантонском и маастрихтском разрезах преобладает пшчий мел, в остальных ярусах (туроне и кампане) преобладание сохраняется за мергелями, переслаивающимися с пшчим мелом и мергелеподобными глинами.

Мощности отдельных ярусов сенона—турона, в пределах разбуренной площади Сагиза, определяются следующими цифрами: турон — до 35 м, сантон — до 55 м, кампан — до 80 м и маастрихт — до 135 м.

Описанный выше разрез надсолевых пород с поверхности покрыт плащом четвертичных отложений. В составе последних выделяют морские отложения каспийской трансгрессии и современные. Каспийские отложения, составляющие основную часть этого разреза и залегающие в его нижней части, представлены желто-бурыми известковистыми глинами и такого же цвета песками с морскими четвертичными раковинами. Обычная их мощность в пределах купола от 5 до 30 м, но на площади грабена она довольно резко возрастает, достигая 85 м.

Современные осадки представлены маломощным (до 4 м) делювием и осадками засоленных озер.

### СТРОЕНИЕ РАЙОНА КУПОЛА САГИЗ

Структура Сагиз представляет сложную куполовидную складку длиной до 19 км и шириной в 9 км; условно границами купола считается появление на периферии его сеноманских пород (рис. 17—37). Основным элементом, предопределяющим конфигурацию всей структуры, является соляное ядро, покрытое толщцей надсолевых пород. Простирание соляного ядра северо-западное, хотя на отдельных участках его имеются некоторые отклонения от этого направления. В пределах сводовой части соляного ядра по его простиранию расположены три полуобособленных поднятия:

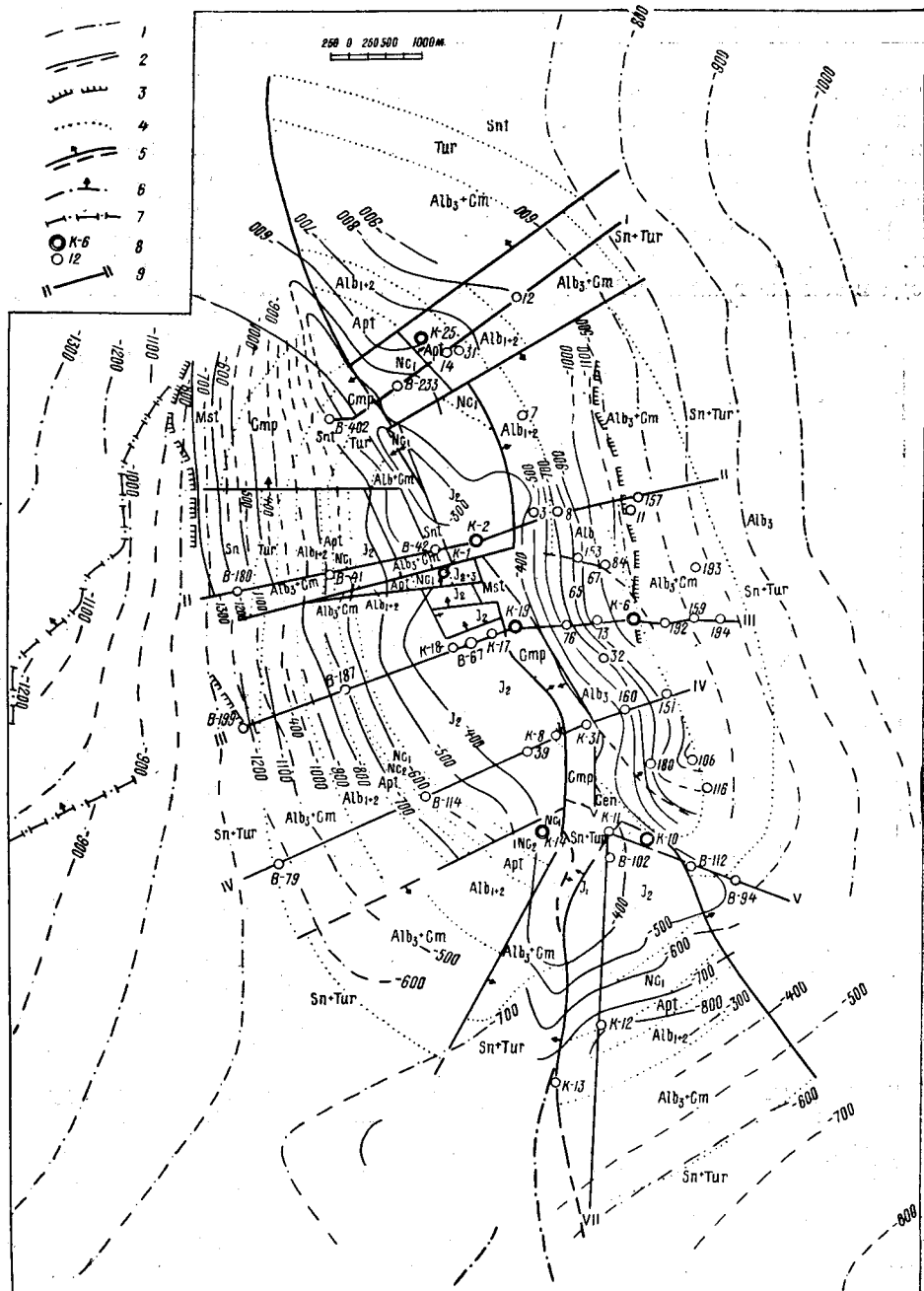


Рис. 17. Сагиз. Геолого-геофизическая карта. Составил К. В. Антонов, 1956 г. (При составлении карты в качестве геологической основы использована карта, составленная Швембергером Н. А. и Голубковым И. А. в 1943 г. с изменениями Антонова К. В., внесенными в 1953 г. Структурные карты по III и VI отражающим горизонтам составлены Струняшевой Е. Л. в 1953 г. по данным сейсмических работ Казахстанской геофизической конторы).

1 — горизонталь по III отражающему горизонту (подшва неомона); 2 — горизонталь по VI отражающему горизонту (кровля соли); 3 — прекращение корреляции VI отражающего горизонта; 4 — геологические границы; 5 — выход сброса на поверхность по геологическим данным; 6 — выход сброса на поверхность по сейсмическим данным; 7 — проекция предполагаемого пересечения сброса с III отражающим горизонтом по сейсмическим данным; 8 — скважины реликтуозного и глубокого бурения; 9 — линия геологического профиля.

северное, центральное и южное. Глубина залегания соли на вершинах этих поднятий 300—350 м (см. рис. 17). Вследствие того, что к указанным выше трем поднятиям приурочены сравнительно различные по строению и нефтеносности участки структуры, последние ниже описываются отдельно под названием Северного, Центрального и Южного Сагиза.

Размеры свода ядра в пределах изогипсы минус 400 м по кровле соли (см. рис. 17) определяются в 8,5 км длины. Что касается ширины этого свода в тех же границах, то величина ее изменяется от 1,9 км на севере

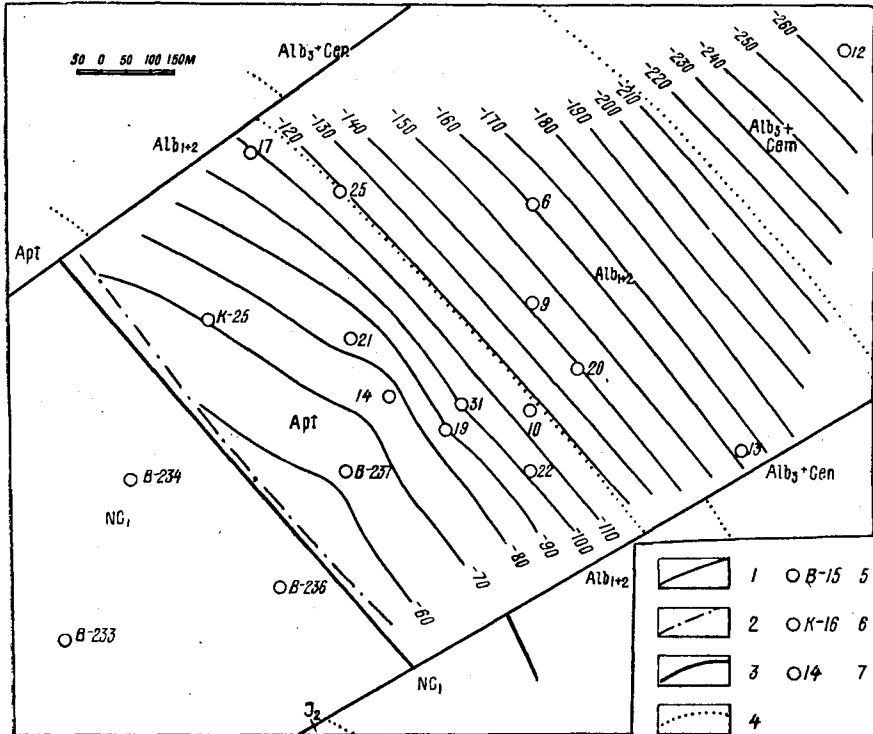


Рис. 18. Северный Сагиз, центральное поле восточного крыла. Структурная карта по подошве апта. Составил К. В. Антонов, 1952 г.

1 — горизонталь по подошве апта; 2 — проекция пересечения сброса с подошвой апта; 3 — выход сброса под четвертичными отложениями; 4 — геологические границы; 5 — виртовские скважины; 6 — прелиусские скважины; 7 — глубокие скважины.

до 1,25 км на юге. К северу от свода ядра кровля соли, погружаясь, по-видимому, образует перешеек, соединяющий купол Сагиз с Южным Макатом. Глубина залегания соли в пределах части купола, освещенной сейсмическими работами и глубоким бурением, колеблется: на западном склоне соляного ядра от 300 до 1300 м, на восточном — от 300 до 1260 м и на юго-восточном — от 350 до 800 м.

Сейсмической разведкой и глубоким бурением был выявлен характер поверхности соляного ядра. Так, на восточном склоне соляного ядра, в его центральной части, от свода вниз по погружению склона выделяются три морфологических элемента: а) мезозойский крутой склон между изогипсами — 400—950 м с углом падения от 30 до 45°; б) террасовидная пологая ступень склона между изогипсами — 950—1150 м с углом падения

от  $20^{\circ}$  до  $16^{\circ}$ ; в) палеозойский крутой склон, приближающийся к вертикали, между скв. 159—194 (см. рис. 28) на 700—800 м восточнее линии, на которой по сейсмическим данным (см. рис. 17) отмечается потеря корреляции отражений VI горизонта.

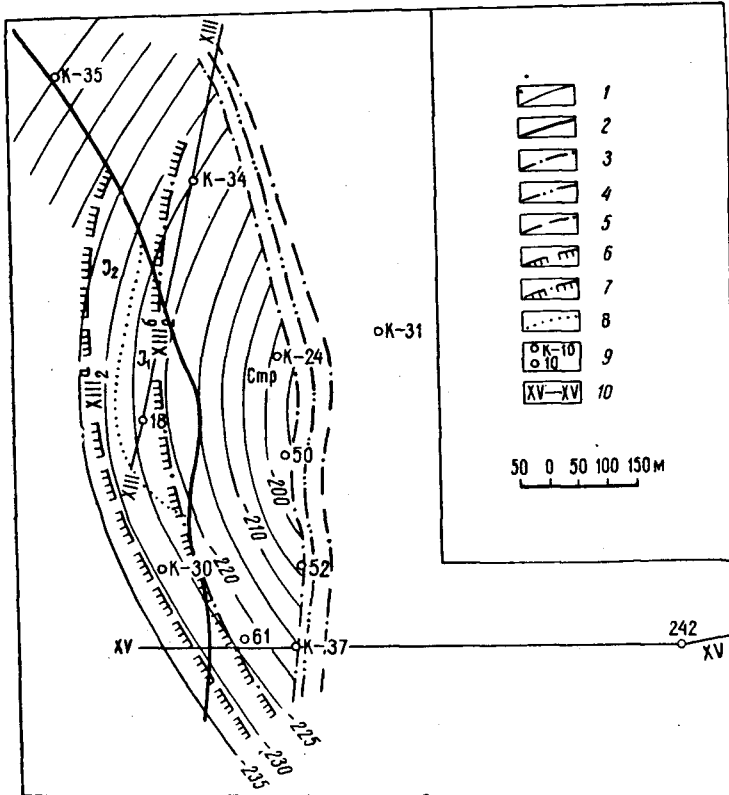


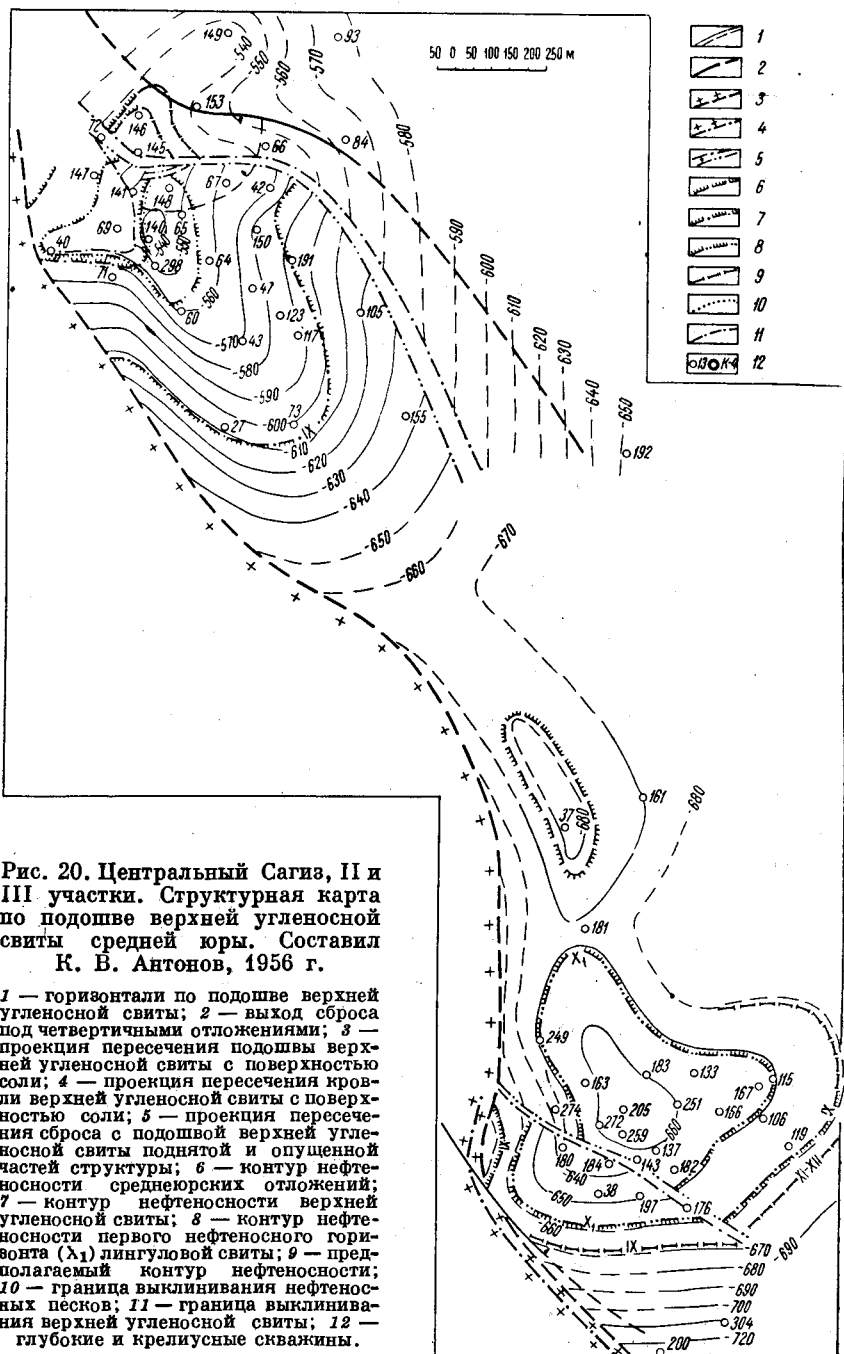
Рис. 19. Центральный Сагиз, I участок. Структурная карта по подошве свиты пестроцветных глин верхнего триаса ( $T_3^a$ ). Составил К. В. Антонов, 1952 г.

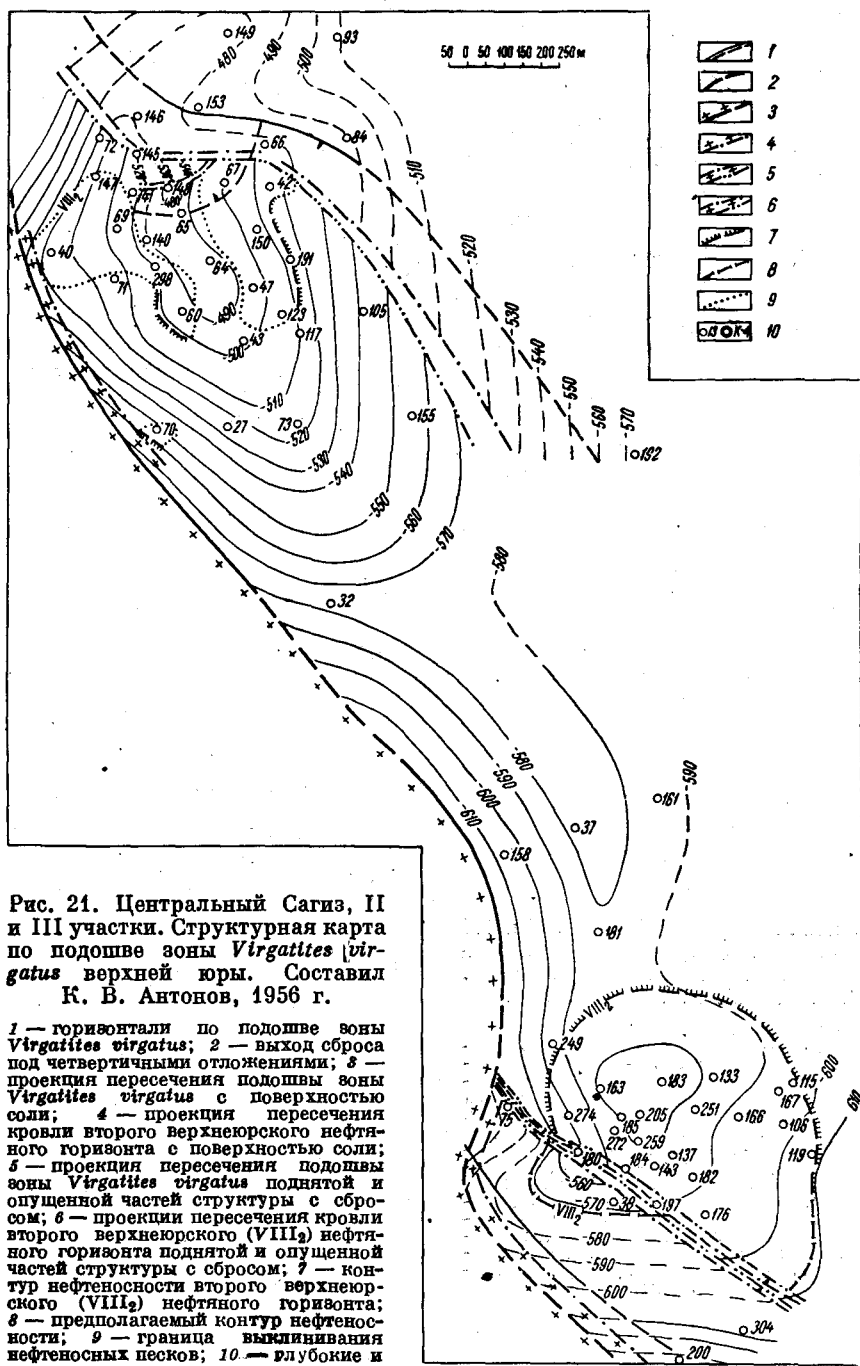
1 — горизонталь по подошве свиты пестроцветных глин верхнего триаса; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — проекция пересечения сброса с подошвой свиты пестроцветных глин верхнего триаса; 4 — проекция пересечения сброса с кровлей нефтяного горизонта ( $XIII_2^a$ ) верхнего триаса; 5 — проекция пересечения сброса с подошвой нефтяного горизонта ( $XIII_2^a$ ) верхнего триаса; 6 — контур нефтеносности первого верхнетриасового ( $XIII_2^a$ ) нефтяного пласта; 7 — контур нефтеносности второго верхнетриасового ( $XIII_2^b$ ) нефтяного пласта; 8 — геологические границы; 9 — релюксные и глубокие скважины; 10 — линии геологических профилей.

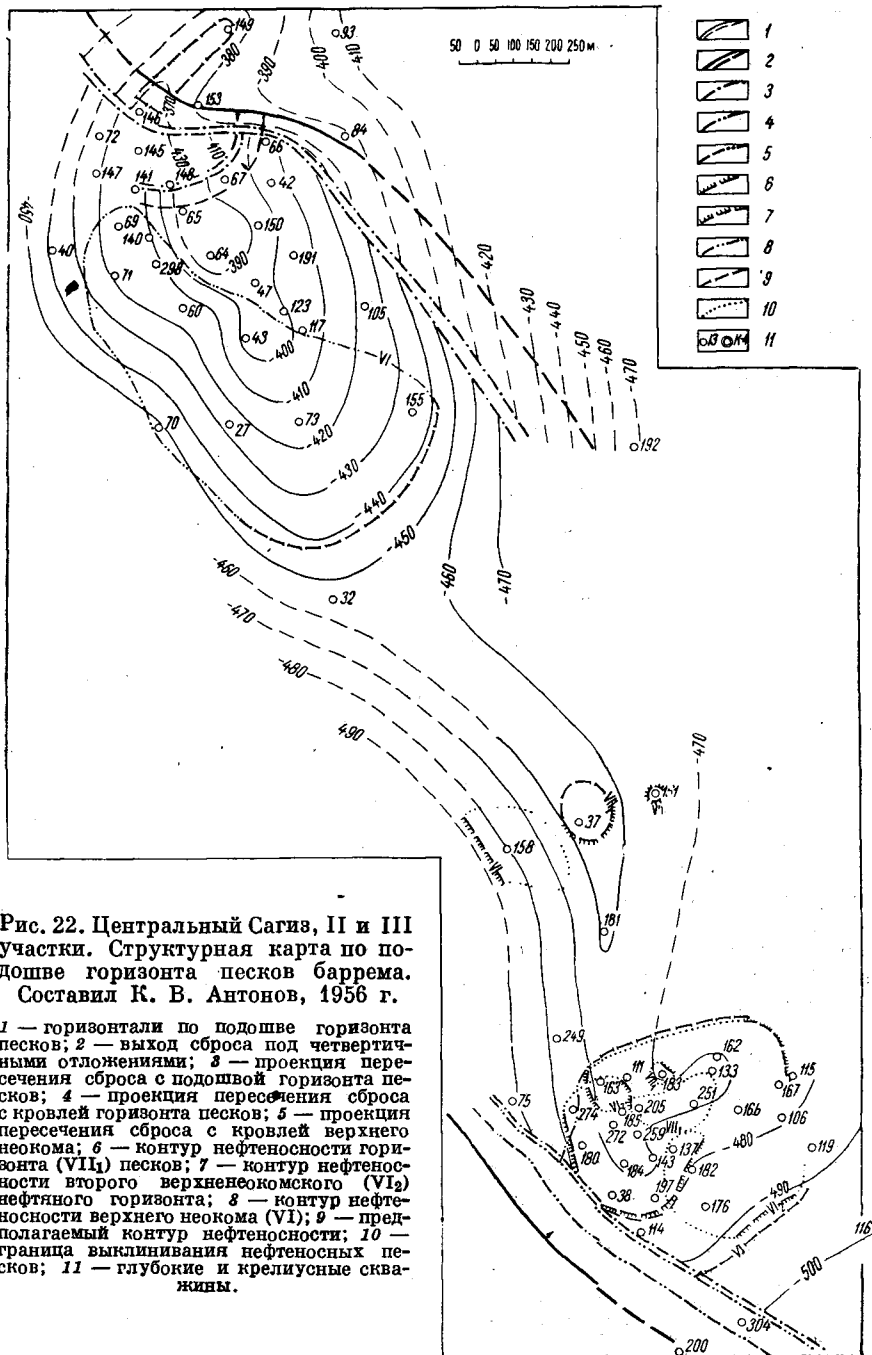
К северо-западу и юго-востоку по простиранию восточного склона довольно сложная поверхность его в центральной части резко сменяется пологим склоном, который характерен для юго-восточного и северо-восточного склонов ядра. Характер сочленения центральной части склона с северо-восточным и юго-восточным склонами остается неясным. Крутизна юго-восточного склона  $20^{\circ}$ , на северо-восточном склоне она изменяется от 23 до  $16^{\circ}$ . В пределах исследованной площади этих двух участков крутых склонов соли сейсмикой не отмечено.

На западном склоне соляного ядра также намечаются выделенные выше три морфологических элемента, но здесь они выражены менее четко









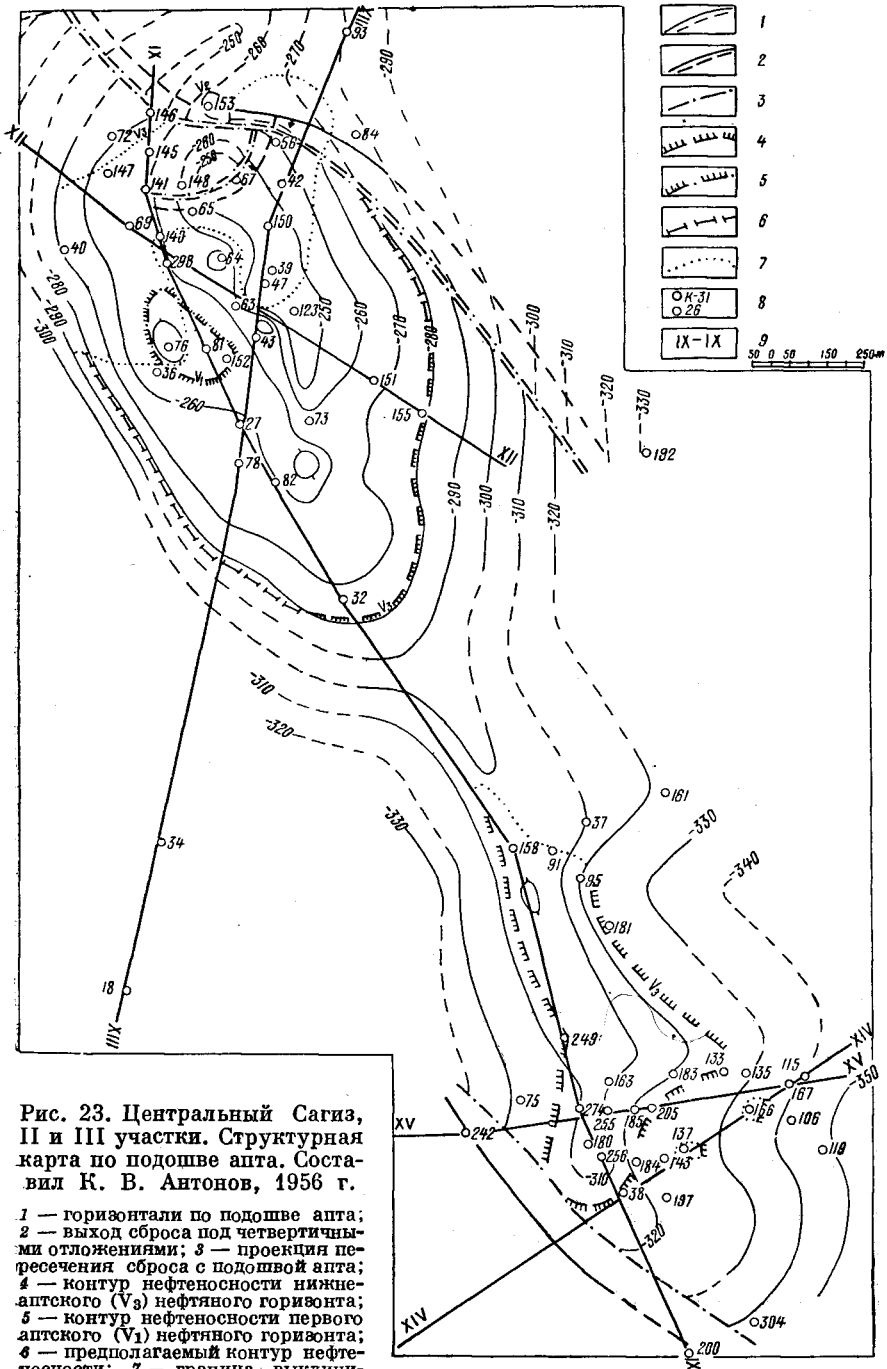
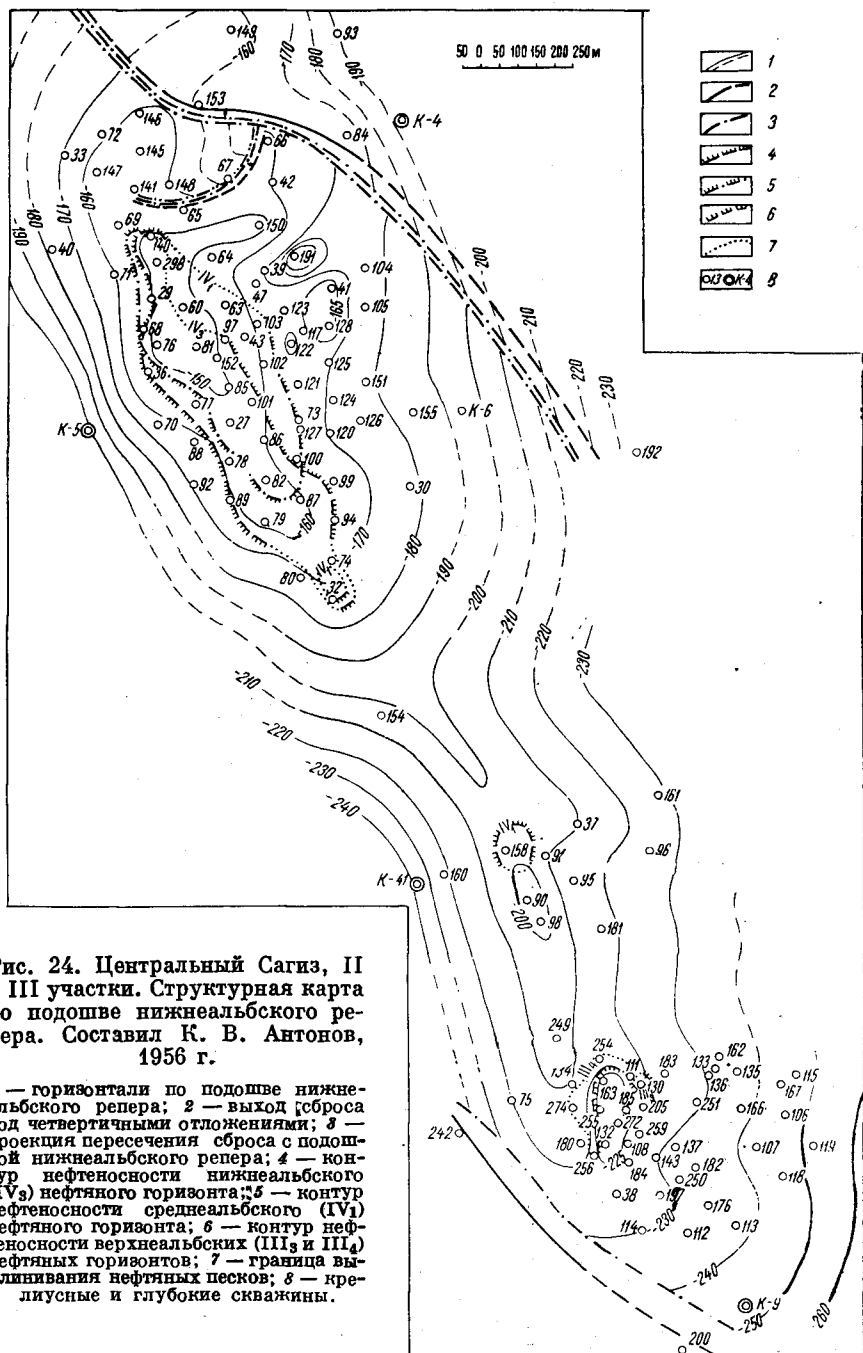
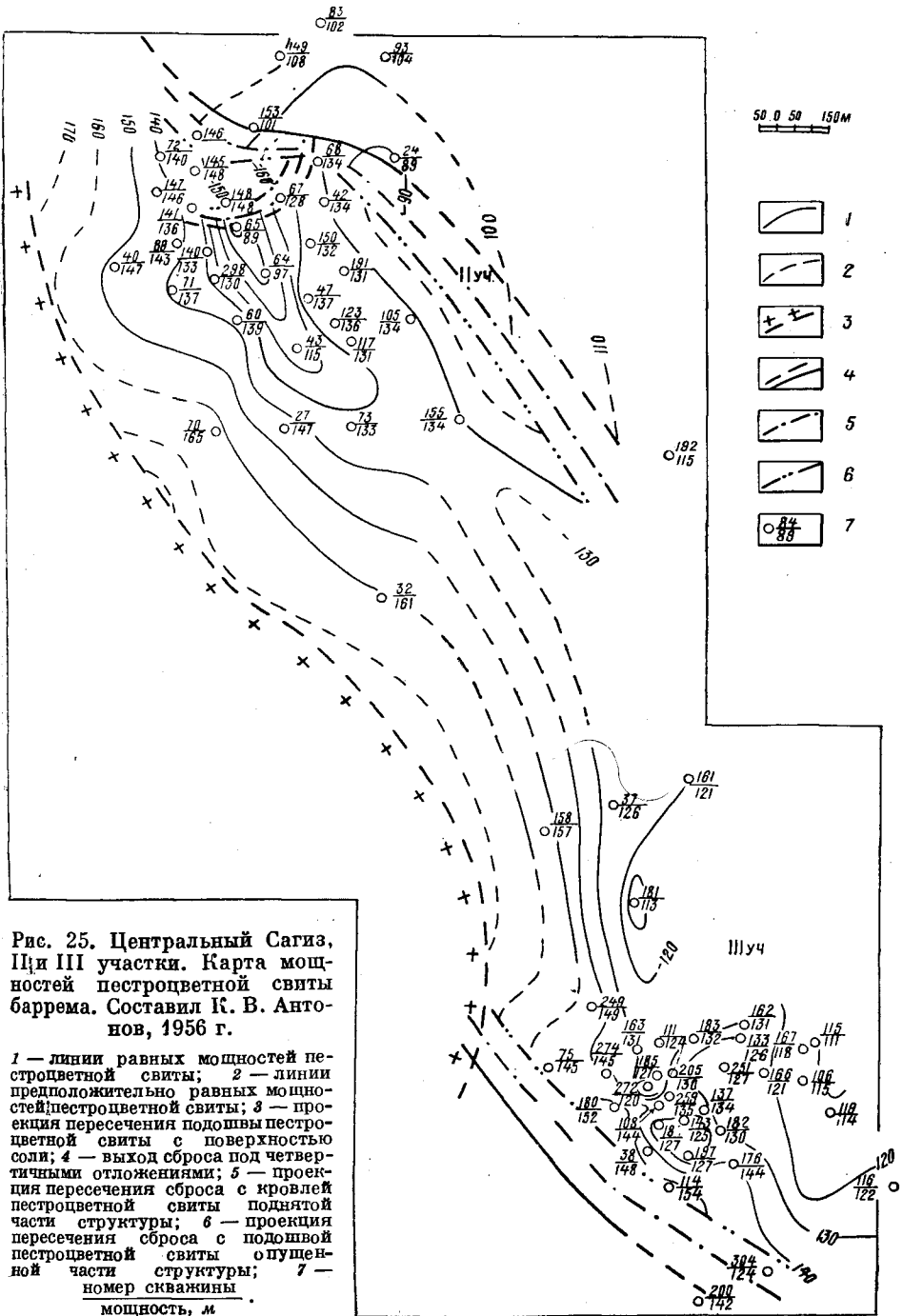


Рис. 23. Центральный Сагиз, II и III участки. Структурная карта по подошве апта. Составил К. В. Антонов, 1956 г.





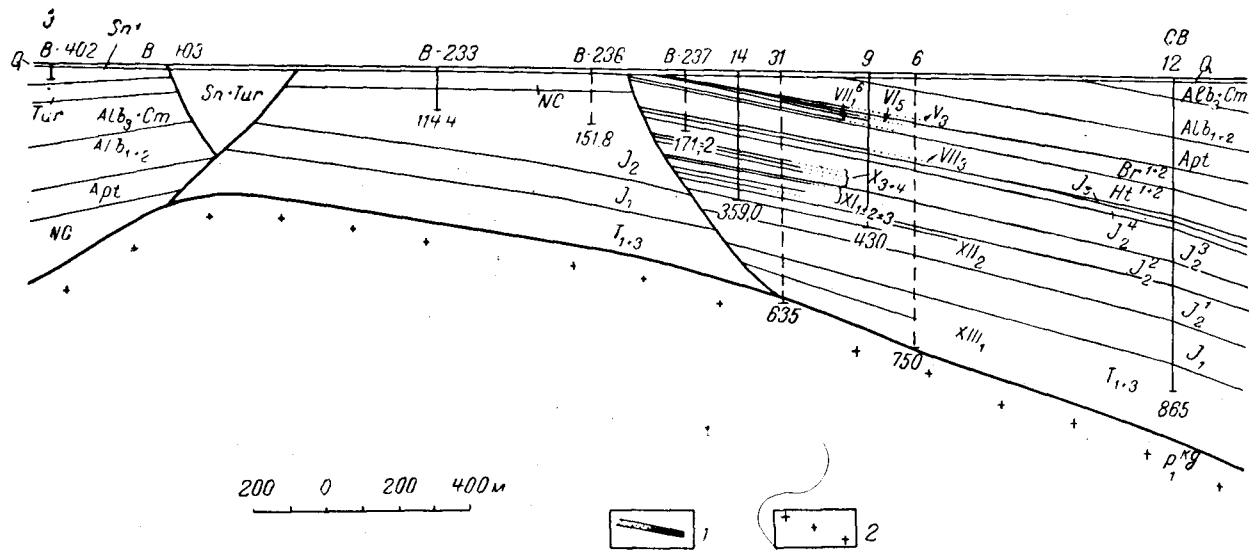


Рис. 26. Северный Сагиз. Профиль I. Составил К. В. Антонов, 1952 г.

1 — нефть; 2 — соленосный комплекс;

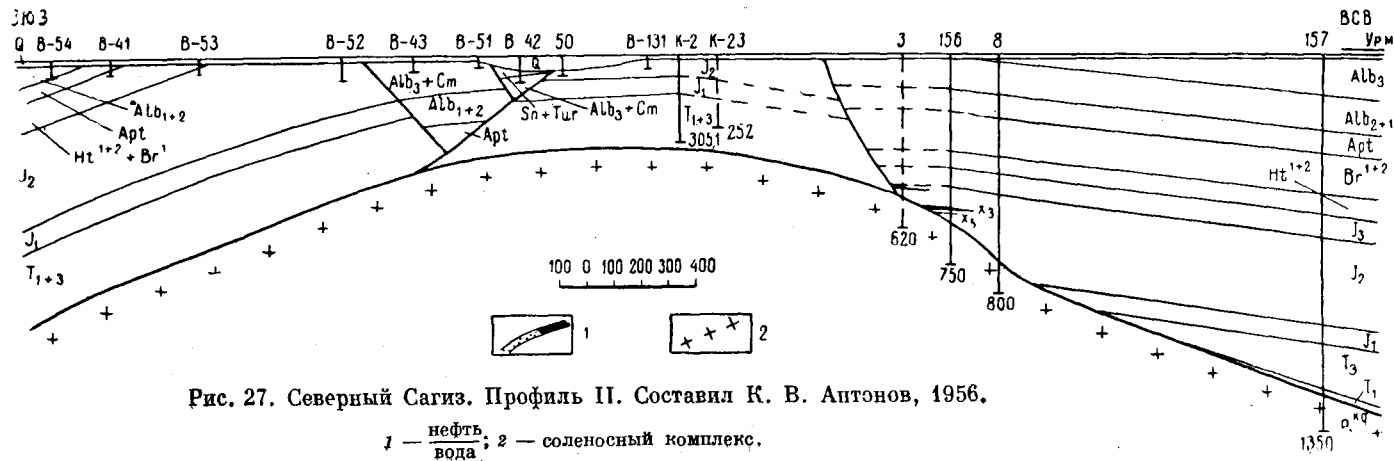


Рис. 27. Северный Сагиз. Профиль II. Составил К. В. Антонов, 1956.

1 — нефть; 2 — соленосный комплекс.

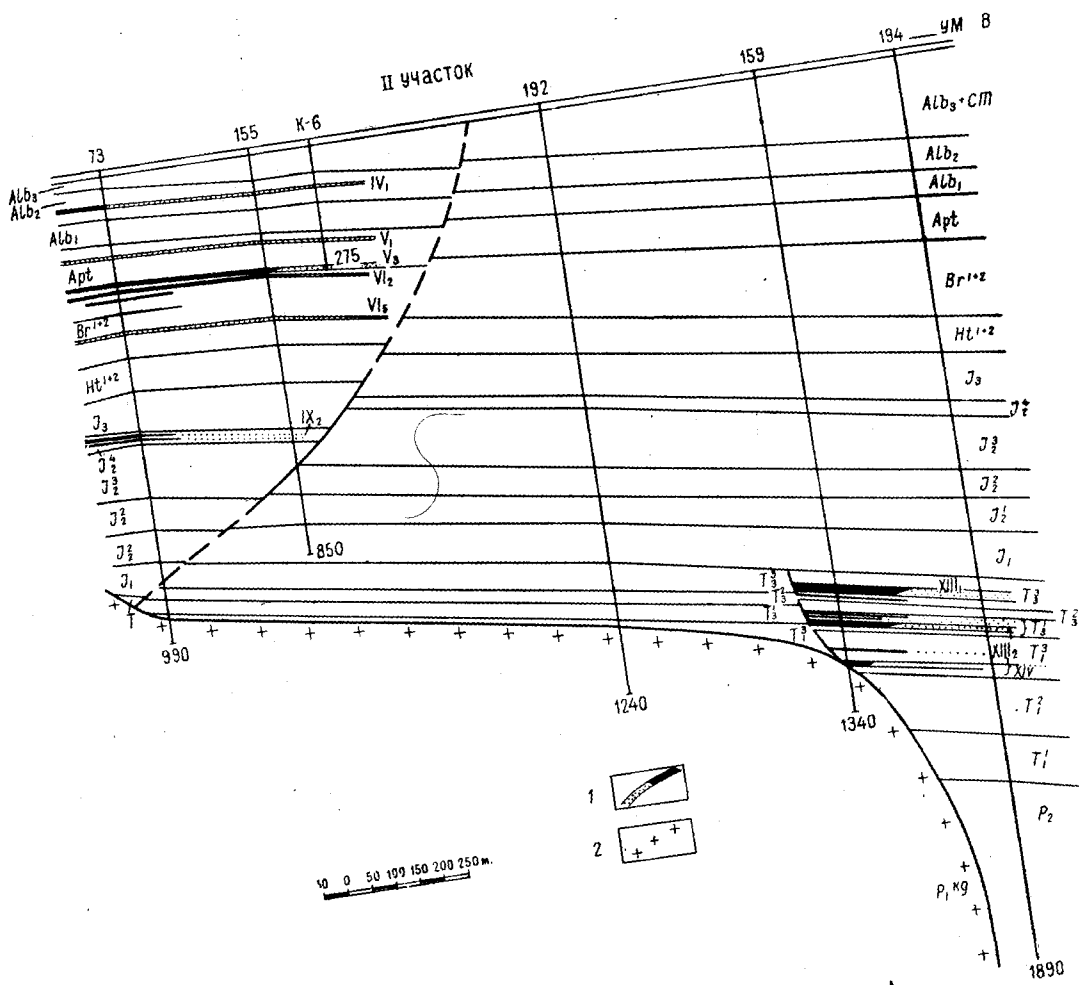
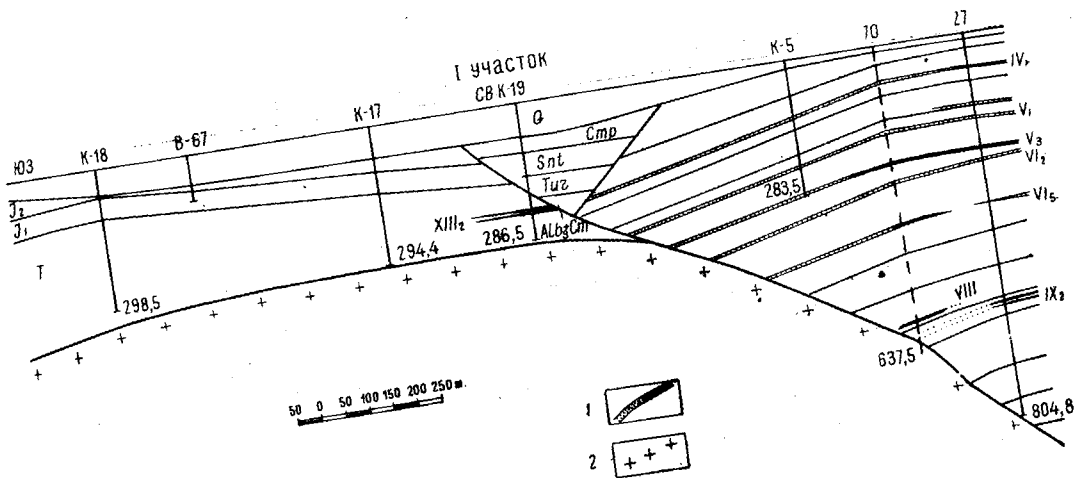


Рис. 28. Центральный Сагиз. Профиль III. Составил К. В. Антонов, 1956 г.  
 1 — нефть / вода ; 2 — соленосный комплекс.



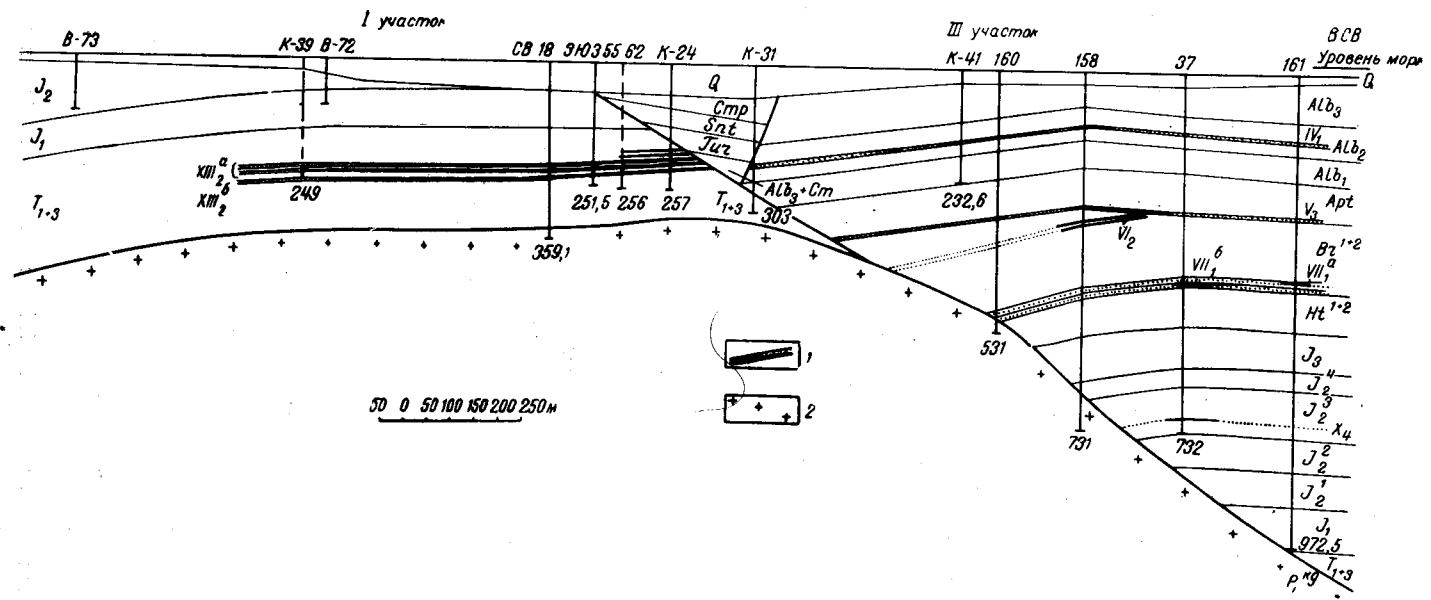


Рис. 29. Центральный Сагиз. Профиль IV. Составил К. В. Антонов, 1952 г.

1 — нефть ; 2 — соленосный комплекс.  
 вода

и распределяются по простиранию его в ином порядке по сравнению с восточным склоном. На северном участке мезозойский крутой склон начинается сразу от свода, погружаясь под  $\angle 38^\circ$  до изогипсы минус 850 м, после чего, постепенно выполаживаясь, на изогипсе минус 1300 м он

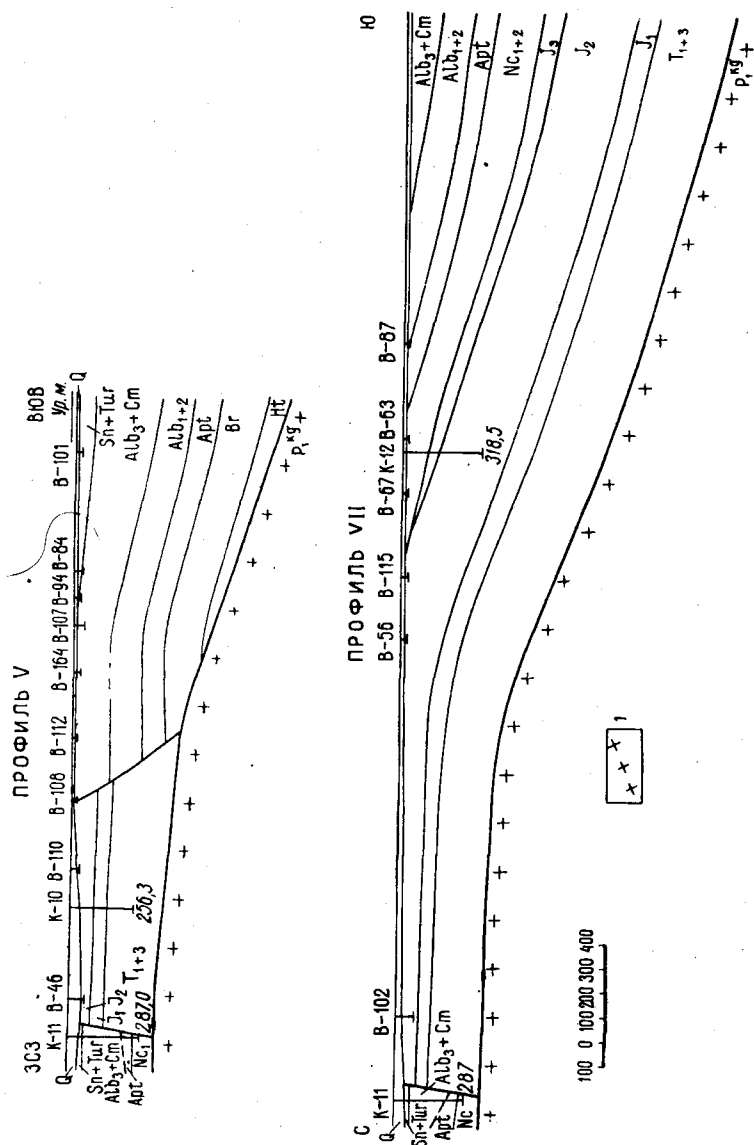


Рис. 30. Южный Сагиз. Профили V, VII. Составил К. В. Антонов, 1952 г.

1 — соленосный комплекс.

достигает крутизны в  $15^\circ$ , где по прекращении корреляции отражений VI горизонта, возможно, мы приближаемся к началу крутого склона соли — палеозойского (см. рис. 17).

Южнее, но еще в пределах Северного Сагиза, поверхность соли начинает выравниваться, а крутизна выполаживаться, достигая в центральной части склона у свода  $14^\circ$ . Такая крутизна склона с небольшими

колебаниями (12—27°) сохраняется на всем участке погружения его от свода до границы прекращения корреляции отражений VI горизонта, которое, как мы видели выше, не имеет пока однозначной интерпретации. В южной части западного склона поверхность кровли соли, по-видимому, снова становится круче (отражений не получено), сливаясь с поверхностью перешейка юго-восточного склона, направленного к югу на Бисбулюк.

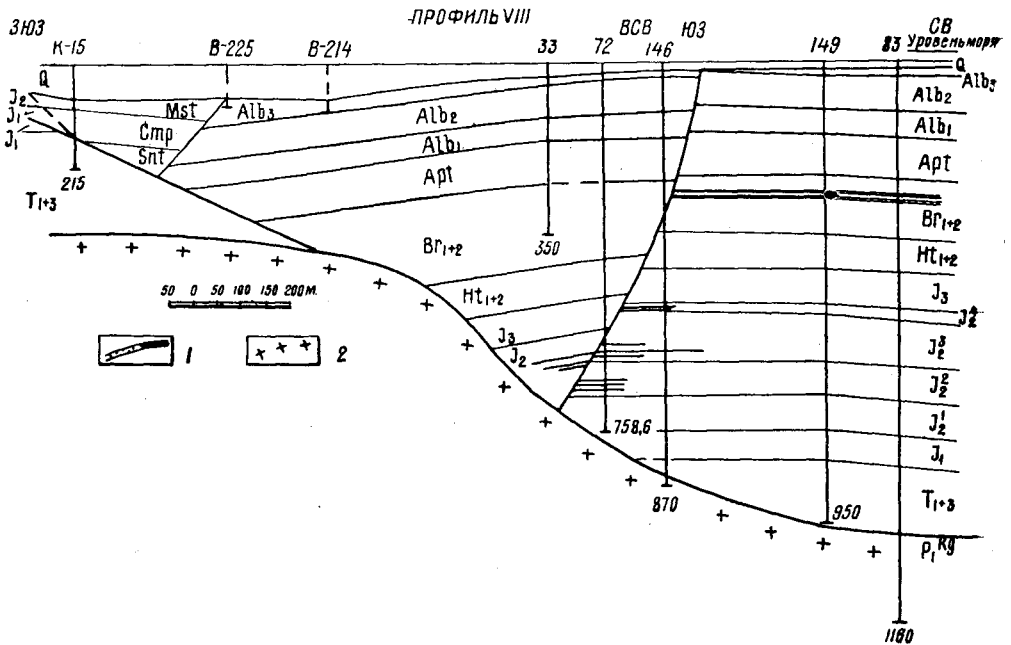


Рис. 31. Центральный Сагиз. Профиль VIII. Составил К. В. Антонов, 1956 г.

1 — нефть; 2 — соленосный комплекс.

Строение основной площади межкупольного пространства между Сагизом и окружающими его куполами недостаточно изучено. Структура небольшого участка этой площади, заключенного между Восточным Доссор-Таскудуком, с одной стороны, и Южным Макатом и Северным Сагизом, с другой, сравнительно неплохо охарактеризована сейсмикой отраженных волн и глубоким бурением. Исходя из этих данных, есть основание предполагать, что некоторые купола, расположенные по соседству друг с другом, могут иметь общие сбросы, секущие межкупольное пространство.

Перейдем теперь к описанию тектонического строения каждого из трех участков структуры купола Сагиз.

### Северный Сагиз

К Северному Сагизу относят часть общей структуры, приуроченную к северному поднятию соли. От Центрального Сагиза Северный Сагиз с юга отделяется поперечным сбросом, пересекающим купол. В пределах соляного поднятия свода ядра кровля соли залегает на глубине 300 м от поверхности. Общее простирание соляного гребня этой части структуры

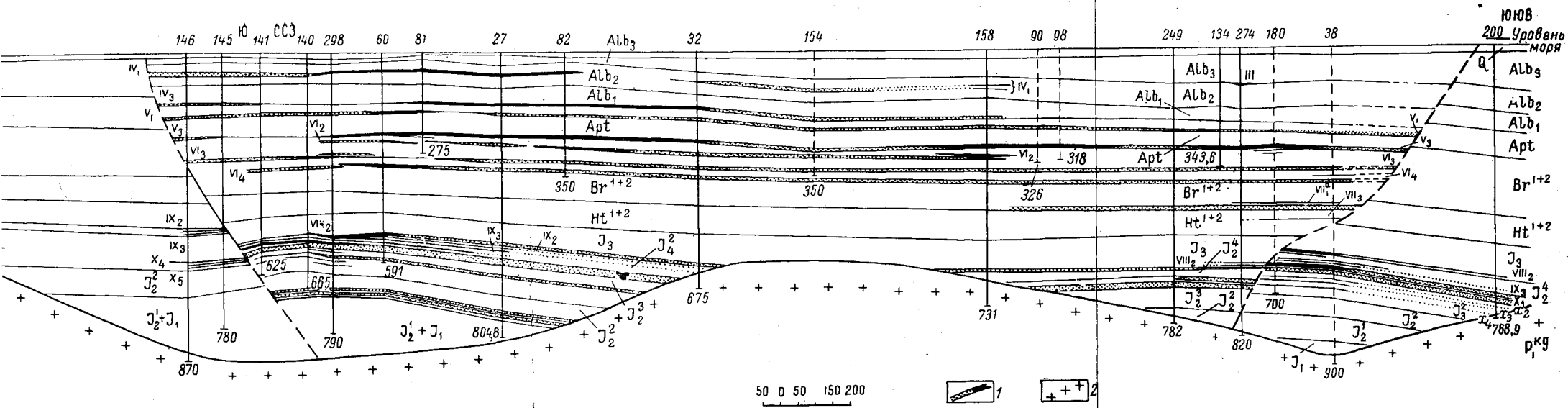


Рис. 32. Центральный Сагиз, II и III участки. Профиль IX. Составил К. В. Антонов, 1956 г.

1 — нефть, 2 — соленосный комплекс.  
вода

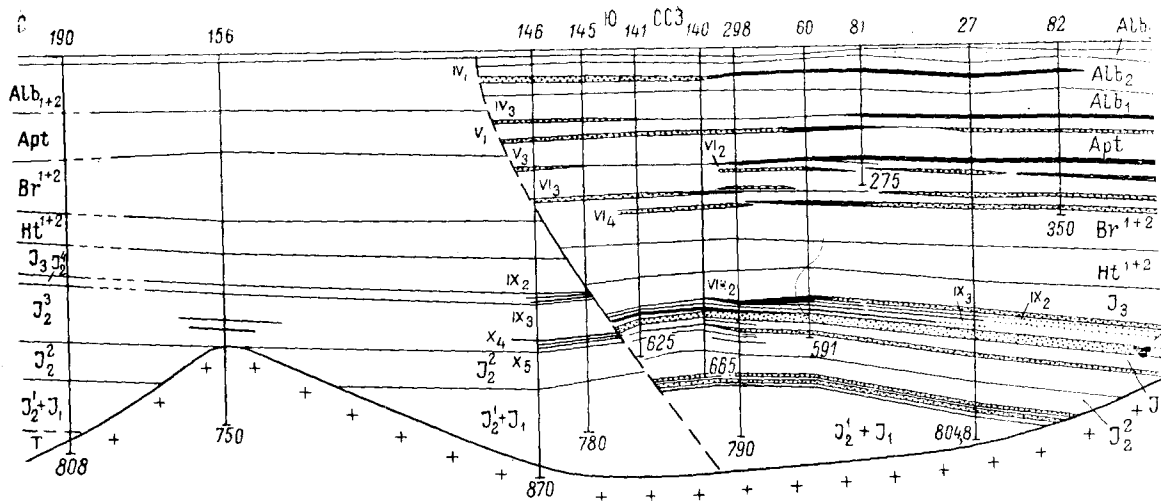


Рис. 32. Центральный Сагиз, II и III уч.

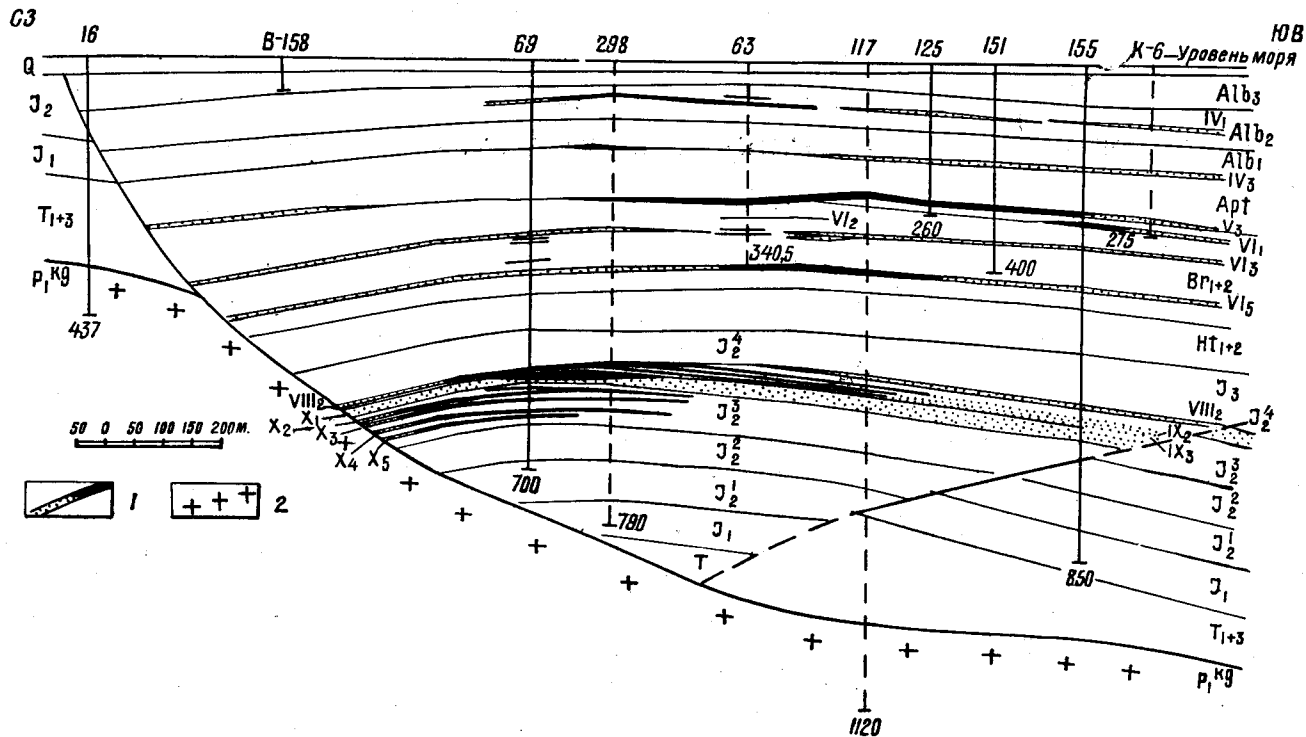


Рис. 33. Центральный Сагиз, II участок. Профиль XII. Составил К. В. Антонов, 1956 г.

1 — нефть;  
2 — соленосный комплекс.

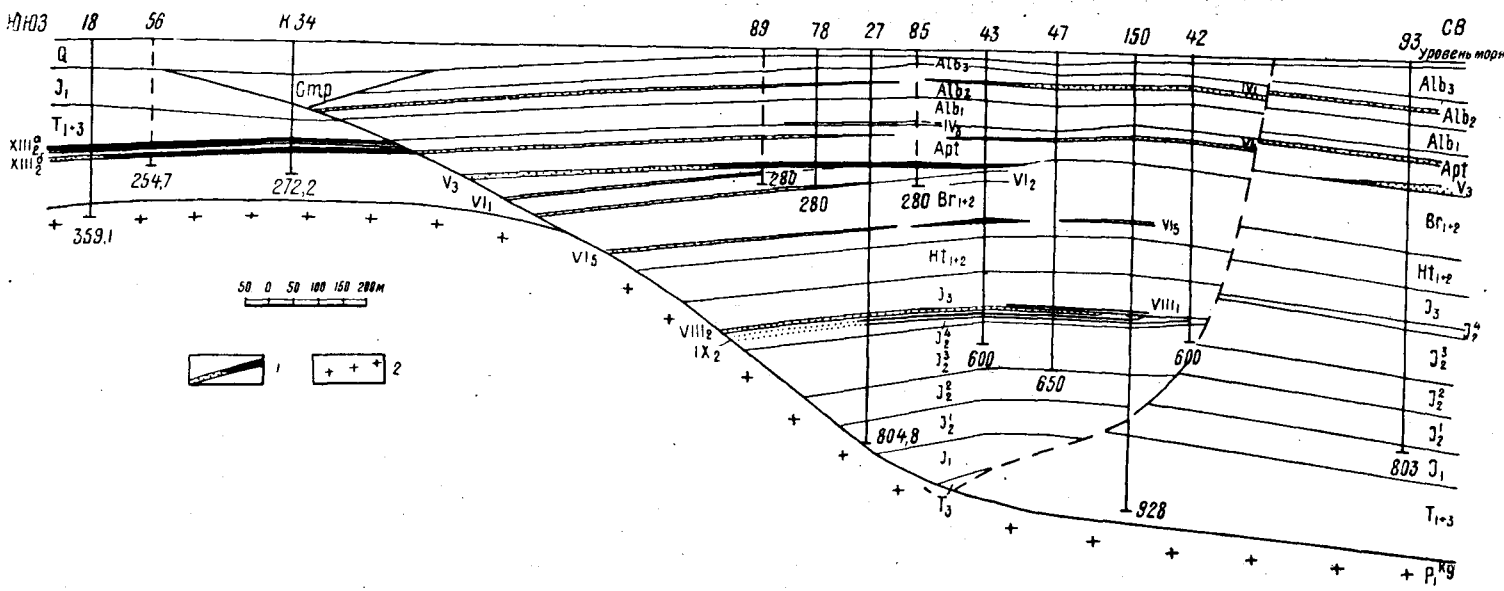


Рис. 34. Центральный Сагиз, I и II участки. Профиль XIII. Составил К. В. Автонов, 1956 г.

1 — нефть / вода; 2 — соленый комплекс.

северо-западное. Такое же простирание имеет грабен, образованный сбросами северо-западного простирания, делящий структуру Северного Сагиза на западное и восточное крылья и сложенный сенон-туронскими породами. Ширина грабена на Северном Сагизе меняется от 250 м в центральной части структуры до 1500 м на северном периклинальном окончании ее. Системой поперечных сбросов крылья делятся на ряд блоков — полей, отличающихся друг от друга геологическим строением.

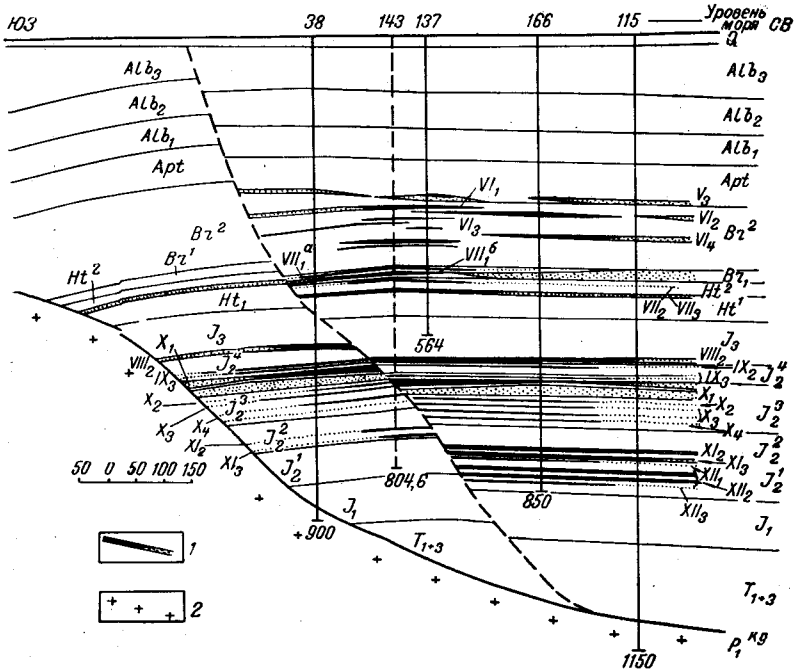


Рис. 35. Центральный Сагиз, I и III участки. Профиль XIV.  
Составил К. В. Антонов, 1952 г.

1 — нефть ; 2 — соленосный комплекс.

В пределах восточного крыла выделяются три поля: северное, центральное и южное. На изученной площади северного и центрального полей надсолевые породы залегают в условиях пологого склона соли, на южном — пологий склон сменяется крутым у границы с Центральным Сагизом. Северное поле в наиболее приподнятой части сложено аптскими породами, сменяющимися при переходе на крыло последовательно более молодыми, до сенонских включительно. Простирание пород здесь северо-западное, характерное для периклинального окончания структуры. Центральное и южное поля являются наиболее изученными участками на Северном Сагизе.

Центральное поле ограничено с севера и юга двумя поперечными, а с запада — одним продольным сбросами. Приподнятая часть поля представлена горстом, на поверхности которого залегают нижнеэокомские породы. С восточной стороны к неокому горста по сбросу причленены отложения апта, которые ниже по падению нормально сменяются более молодыми осадками. Как в горстовой части, так и в опущенной





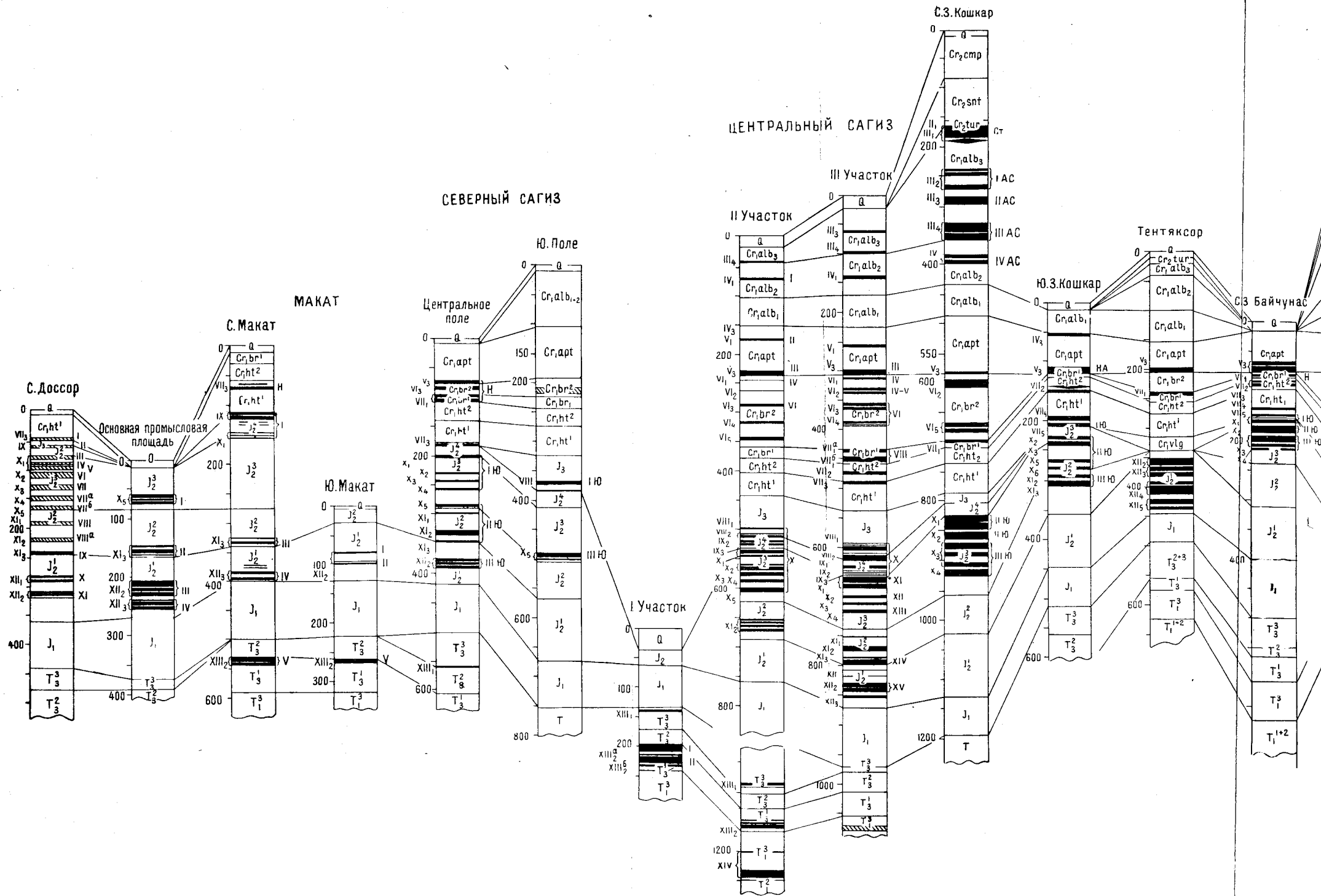
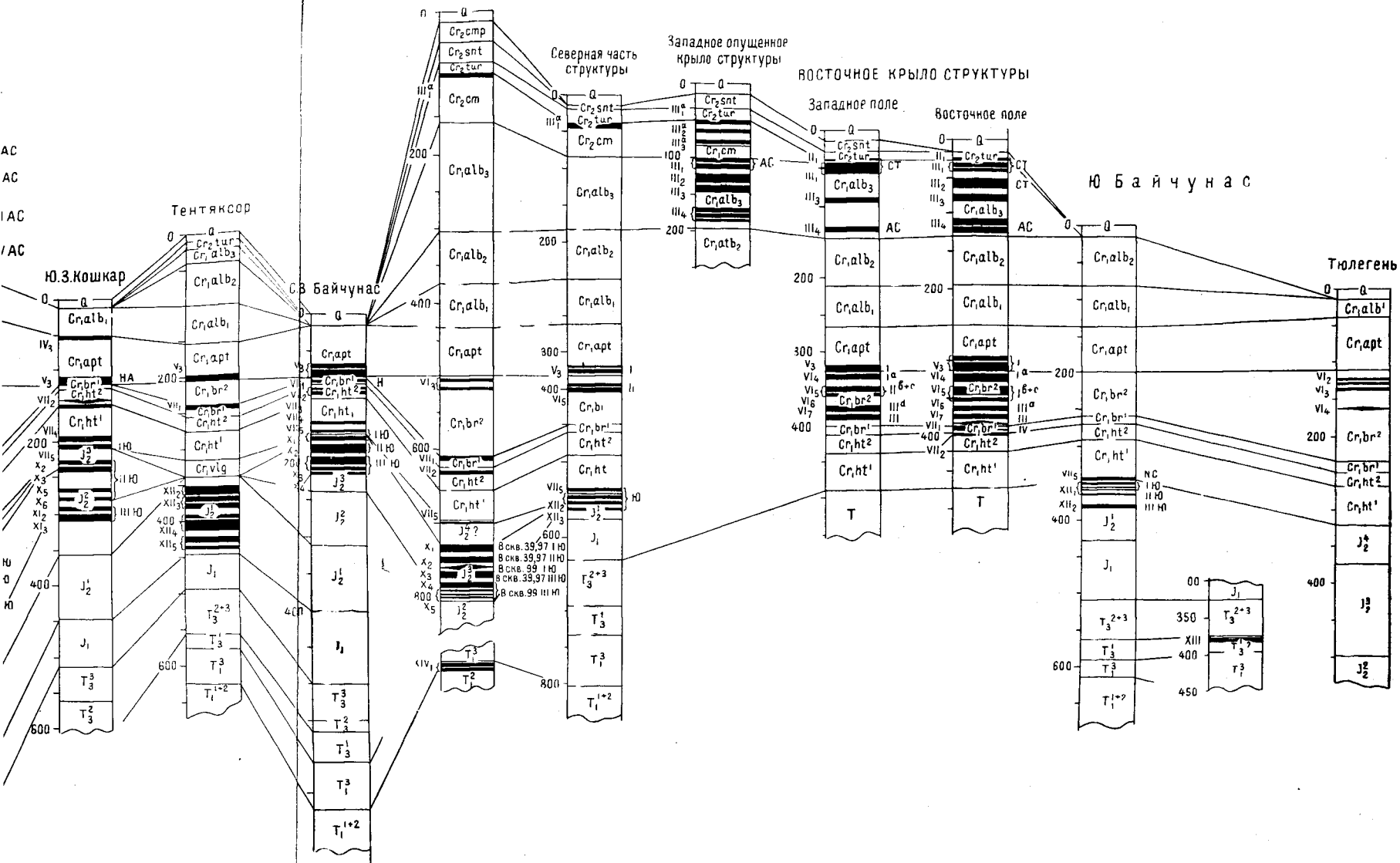


Рис. 37. Схема сопоставления стратиграфического положения нефтяных горизонтов Южной Эмбы. Сос. Цифрами (буквами), расположенными справа от колонки, обозначены горизонты по промышленной номенклатуре. Нефтяные горизонты указаны черной краской, газовые — носой штрихом.

С.В. Байчунас

# ВОСТОЧНЫЙ БАЙЧУНАС



ния нефтяных горизонтов Южной Эмбы. Составил К. В. Антонов, 1956 г.  
 иены горизонты по промышленной номенклатуре, а слева от нее — по общерайонной.  
 ины черной краской, газовые — крoсой штриховкой.

породы нижнего неокома (горизонт песков баррема и готерив). Готерив здесь залегает на размытой поверхности средней юры. С востока по сбросу к средней юре и неокому причленяются альбские отложения опущенной части поля, которые ниже на крыло последовательно сменяются более молодыми породами. В пределах опущенной части поля, на площади, ближайшей к своду, от размыва сохранилось баррема около 60 м (скв. 3) и верхней юры — до 55 м (скв. 3); двигаясь же по падению пород на крыло, мощности этих осадков постепенно возрастают, достигая в скв. 15 для баррема 125 м, для верхней юры — 83 м (см. рис. 32). Кроме того, как на площади центрального поля, так и южного, полностью смыты сенон-туронские осадки и незначительному размыву подверглись апт-альбские.

В структурном отношении породы на опущенных участках центрального и южного полей характеризуются моноклинальным залеганием с углами падения в верхней части разреза (апт — альб) от 5 до 10° и в нижней (нижняя — средняя юра) — от 11 до 18° (см. рис. 27). Вверх по востанию породы того и другого поля обрезаны сбросом горста, согласно падающим с ними на восток-северо-восток под углом от 50 до 60°. Из структурных карт (см. рис. 18) видно, что простираение аптских пород (опущенная часть) северо-западное, простираение неокомских (горстовая часть) запад-юго-западное. Углы падения в юре от 7 до 17°, в апте от 5 до 10° (см. рис. 26). Обращает на себя внимание то обстоятельство, что в пригорстовой части (опущенной) центрального поля на структурных картах как по кровле юры, так и по подошве апта, намечается незначительное, но выделяющееся, поднятие в районе скв. К-25, 14, В-237, совпадающее здесь с небольшим выступом соли по данным сейсмоки преломленных и отраженных волн. Недостаточная разбуренность и неполная освещенность сейсмической разведкой южного поля Северного Сагиза затрудняет изучение структуры этого поля. Судя по имеющимся профилям и структурным картам (см. рис. 17, 27, 32), для структуры данного поля характерно появление в южной его части у свода мезозойского крутого склона (45°), который к периферии сменяется террасовидной ступенью (20—12°), переходящей восточнее в крутой склон соли (палеозойский). Кроме того, в пригорстовой части поля и в районе неокомской приграбеновой ступени отмечаются два солевых выступа.

Западное крыло Северного Сагиза, отделенное от восточного крыла сенон-туронским грабеном, делится поперечным сбросом на два поля: северное и южное. По данным сейсмоки отраженных волн (см. рис. 17), на северном поле породы залегают в условиях меняющейся крутизны склона соли. Здесь надежно выделяются два морфологических элемента склона: мезозойский крутой склон и террасовидная ступень его. Что же касается палеозойского крутого склона соли, то вопрос о наличии его здесь еще не выяснен. Породы южного поля залегают в условиях пологого склона соли, возможно сменяющегося на периферии палеозойским крутым склоном. Западное крыло Северного Сагиза изучено только картировочным бурением. Северное поле сложено породами турона и сенона, причем первые обнажаются под четвертичными отложениями в наиболее приподнятой при-сбросовой части поля. У самого сброса условно выделяются альб-сеноманские породы. Для этого поля характерно приведение по сбросу мезозойского крутого склона соли в контакт нижнемеловых пород с солью и триасовыми породами, что указывает на значительное погружение этого поля.

Южное поле сложено в наиболее приподнятой части своей средней юрой. Ниже по падению на размытой поверхности средней юры залегает нижний неоком, в свою очередь перекрытый отложениями апта. Верхняя

юра и баррем в разрезе этого поля отсутствуют. Ниже на крыле апт последовательно перекрывается более молодыми осадками до сенонских включительно. Обращает на себя внимание сокращение в сводовой части мощностей (см. рис. 27) апта и альба и полное выпадение из разреза пестроцветной свиты баррема и верхней юры. С восточной стороны распространение среднеюрских отложений ограничено приграбеновой ступенью, сложенной с поверхности альб-сеноманскими породами.

По данным сейсмических исследований 1953 г. (см. рис. 17), площадь периферийной части западного крыла Северного Сагиза рассечена продольным сбросом на два поля: западное и восточное. Сброс имеет северо-северо-восточное простирание. Амплитуда сброса по третьему отражающему горизонту не превышает 150 м. На западном поле залегание неокомских пород прослежено на глубинах от 1100 до 1350 м с углом падения у сброса к западу в  $10^\circ$ . В южной части западное поле рассечено поперечным сбросом. На восточном поле неокомские породы залегают на глубинах от 400 до 1200 м и имеют в сводовой части угол падения  $13^\circ$  к западу.

Еще южнее, на продолжении продольного сброса, сейсмикой выделяется второй поперечный сброс, который в направлении к своду купола не прослеживается. Таким образом, согласно сейсмическим данным периферийная часть западного крыла Сагиза рассечена сбросами на ряд блоков.

Подводя итоги всему сказанному о структуре Северного Сагиза, представляется возможным наметить время проявления дислокаций, обусловивших строение этой структуры. Появление восточного продольного сброса горста юрского поля относится к преднеокомскому времени. В подтверждение последнего говорит факт полного размыва в преднеокомское время верхнеюрских отложений на площади структуры, расположенной к западу от этого сброса (поднятое крыло), и сохранение их значительной мощности (55—60 м) у этого же сброса, но с восточной стороны его (опущенное крыло). В северном направлении этот сброс обрывается поперечным сбросом, возможно, также преднеокомского возраста, расположенным на границе центрального и южного полей. Преднеокомским возрастом этого сброса хорошо объясняется отсутствие верхней юры как в разрезе нижнеокомского горста, так и к востоку от него, в пределах альбаптского поля почти до середины расстояния между скв. 6 и 12. От скв. 12 к югу за сбросом на южном поле (скв. 5—7) мощность верхней юры 55 м.

В предаптское и третичное время восточный продольный сброс горста, по-видимому, обновлялся, так как породы моложе горизонта песков баррема на площади горста отсутствуют, а за сбросом, на опущенном южном поле, они развиты, причем мощность их, вследствие размывов, меняется. Предположительно к преднеокомскому времени относится образование поперечного сброса, отделившего в пределах поднятого западного крыла Северный Сагиз от Центрального. В северной части второго промыслового участка выявлен сброс западно-северо-западного простирания (скв. 142—146), которое к востоку, за пределами участка, вероятно меняется на северо-западное. Возможно, что этот сброс является продолжением поперечного сброса, отделяющего одно от другого западные крылья Северного и Центрального Сагиза. Так как заключение о возрасте этих двух поперечных сбросов вытекает из описания строения западного и восточного крыльев Центрального Сагиза, то подробное его обоснование будет приведено ниже.

Восточный продольный сброс грабена (он же сброс горста) появляется не раньше предаптского времени, что подтверждается наличием нижнего неокома как на поверхности горста, так и на причлененной к нему по этому

сбросу приграбенной ступени. Остальные поперечные сбросы западного и восточного крыла Северного Сагиза, а также подсекаемые продольные сбросы грабена и альб-сеноманской приграбенной ступени, по залеганию в отсекаемых ими блоках альб-сеноманских и сенон-туронских пород, следует относить соответственно к предтуронскому и послетуронскому возрасту.

### Центральный Сагиз

К Центральному Сагизу относится структура купола, приуроченная к обособленному поднятию соли, в его центральной части. При движении по своду солевого ядра от Северного Сагиза к Центральному, у границ этих двух структур, свод ядра делает заметный изгиб к юго-западу и затем снова выдерживает прежнее (северо-западное) простираие до своих южных границ. Границами, отделяющими Центральный Сагиз от Южного, принято считать на восточном крыле место перехода мезозойского крутого склона соли в пологий южный склон, а на западном — переход пологого склона соли на юго-западе в мезозойский крутой склон. В соответствии с принятыми границами между этими структурами являются: с западной стороны — поперечный сброс, по которому соприкасаются среднеюрские отложения западного крыла Центрального Сагиза с неокемскими отложениями Южного Сагиза; с юго-восточной стороны — радиальный сброс, по которому причленены альб-сеноманские породы восточного крыла Центрального Сагиза к среднеюрским — Южного Сагиза (рис. 17).

Как проходит граница в грабене, недостаточно ясно, так как пройденные здесь картировочные скважины (31 и 39) вскрыли отложения не древнее альб-сеномана. К югу, на продолжении основного сброса грабена Центрального Сагиза (сброс мезозойского крутого склона), на Южном Сагизе появляется подсекаемый сброс грабена; основной же сброс располагается восточнее первого. Таким образом, основной сброс грабена Центрального Сагиза и основной сброс грабена Южного Сагиза падают в противоположные стороны. Описанное выше изменение геологического строения на границе Центрального и Южного Сагиза дает нам основание предполагать, что юго-восточный радиальный сброс мезозойского крутого склона соли продолжается через грабен на запад-северо-запад до соединения с продольным (основным) сбросом грабена. Характер этого соединения не ясен.

В пределах исследованной сейсмикой и глубоким бурением площади Центрального Сагиза глубина залегания соли от поверхности определяется следующими цифрами: на своде структуры от 290 до 350 м, на западном крыле до 1300 м и на восточном — до 1260 м. Западное (поднятое) крыло Центрального Сагиза отделяется от восточного (опущенного) грабеном. Грабен образован двумя продольными сбросами, из которых восточный имеет запад-юго-западное падение с углом от 40 до 60°, а западный, подсекающий первый и являющийся сбросом мезозойского крутого склона соли, имеет падение на восток-северо-восток под углом 30—45°. Наименьшая ширина грабена в 125 м отмечается у границы с Северным Сагизом, в южном направлении она постепенно возрастает, достигая на границе с Южным Сагизом 450 м. Таким образом, в пределах Центрального Сагиза выделяются три основные части структуры: западное поднятое крыло, восточное опущенное крыло и расположенный между ними грабен. Рассмотрим каждую из этих частей отдельно.

Породы западного крыла структуры залегают в условиях пологого склона поверхности соли, имеющего углы падения от 12 до 27° на

запад-юго-запад. Наиболее разбурена сводовая часть западного крыла, к которой приурочена триасовая нефтяная залежь. Из структурной карты по подошве пестроцветных глин верхнего триаса (см. рис. 19) видно, что современная триасовая структура вырисовывается в виде брахиантиклинали меридионального простирания, оборванной сбросом. Для суждения о характере древней верхнетриасовой структуры надежных критериев не имеется. Самые малые мощности верхней свиты верхнего триаса (8—10 м) установлены на третьем участке в скв. 106, 115, 116. Дальше в направлении на север-северо-восток пониженные мощности этой свиты отмечаются в скв. 73 и К-23, но здесь величина мощности этой свиты ( $T_3^2$ ) не превышает 36 м. Таким образом, намечающееся направление древней верхнетриасовой структуры видимо совпадает с направлением современной, но свод ее в таком случае должен был располагаться в пределах третьего участка с захватом небольшой площади и второго участка. Западное крыло Центрального Сагиза характеризуется наличием в разрезе значительных размывов. В сводовой части этого крыла все осадки моложе нижней юры смыты. Значительному размыву подверглись триасовые и нижнеюрские осадки. В сводовой части мощность нижней юры сокращается до 48 м. Двигаясь от свода на крыло, под покровом четвертичных отложений в разрезе обнажаются более молодые породы, отсутствующие на своде. Необходимо отметить, что под четвертичными отложениями здесь не встречены верхнеюрские породы. Не обнаружены также породы пестроцветной свиты баррема на площади северной половины крыла. По-видимому, те и другие вследствие размыва выклиниваются на крыле в некотором удалении от свода.

В пределах свода северной части крыла имеется три блока, образованных пересечением поперечных сбросов с продольными. Два первых блока с поверхности сложены среднеюрскими осадками. Что касается третьего, имеющего клинообразную форму, то его строение достаточно ясно. В приподнятой своей части он сложен верхнеюрскими и нижнеэокомскими породами, которые установлены здесь в разрезах скв. К-1 и В-145. На всей остальной площади блока предположительно выделены меловые породы от апта до альб-сеномана включительно.

С восточной стороны к западному крылу по сбросу причленяется грабен. Последний с поверхности сложен сенон-туронскими породами, из которых под четвертичными отложениями обнажаются кампан и маастрихт. В основании разреза грабена, в нормальном залегании, встречены породы не древнее верхнего альба (скв. К-38). Четвертичные отложения имеют максимальные мощности в грабене (от 60 до 85 м) по сравнению с остальными частями купола. В тектоническом отношении грабен Центрального Сагиза представляет узкую полосу сенон-туронских отложений, оборванных с запада и востока продольными сбросами, с севера и юга — поперечными. Так как триасовые нефтяные горизонты вскрываются скважинами путем пересечения верхнемеловых отложений грабена и его западного сброса, то грабен здесь является одним из участков, хорошо охарактеризованных бурением. Из профилей (см. рис. 28, 29) видно, что последний представляет собой обломок края опущенного крыла в форме клина, погруженного по трещине между поднятым и опущенным крыльями. На этих же чертежах можно наблюдать, что слои пород грабена имеют тенденцию к подъему в сторону поднятого крыла. В общем случае структура грабенов может быть различной. Так, по наблюдению В. К. Василенко (1945) в грабенах некоторых куполов (Косчагыл, Нармунданак и др.) намечается тенденция к перегибу пластов в сторону поднятого

крыла. В. К. Василенко склонен объяснять это явление или результатом перемещения пород по сбросу, или остатками первичного свода купола. По нашему представлению первое объяснение перегиба пластов в грабене более убедительно.

По данным Г. Е. -А. Айзенштадта за 1950 г. на куполе Южный Кошкар в грабене формируется мульда с более крутым склоном со стороны поднятого и пологим со стороны опущенного крыльев. С. Н. Колтыпин в 1954 г. установил, что в мульдах грабенов Каратона и Тентяксора мощность верхнемеловых отложений послойно возрастает по сравнению с прилегающими к ним крыльями, причем послойное возрастание мощности от крыльев к грабену происходит постепенно. Приведенное наблюдение говорит в подтверждение того, что процесс формирования мульды грабенов Каратона и Тентяксора происходил в условиях отложения осадков, а следовательно в ходе осадкообразования происходил в какой-то мере и рост купола.

Восточный сброс грабена является границей, отделяющей грабен от восточного крыла Центрального Сагиза. Породы восточного крыла рассматриваемой структуры залегают в условиях мезозойского крутого склона поверхности соли, имеющего здесь углы падения от 30 до 45°. К мезозойским крутым склонам соли на куполах Южной Эмбы обычно приурочены более опущенные блоки и крылья куполов мезозойского периода формирования. Они характеризуются более полными разрезами по сравнению с поднятыми крыльями. Восточное крыло Центрального Сагиза также характеризуется более полным разрезом по сравнению с западным крылом. В пределах разбуренной части площади этого крыла под четвертичными отложениями залегают верхнеальбские породы, сменяющиеся в пониженных частях структуры более молодыми породами. Наибольшие размывы на восточном крыле Центрального Сагиза наблюдаются на площади второго промыслового участка (см. рис. 33, 34), приуроченного к наиболее приподнятой части структуры этого крыла. Однако надо указать, что величина этих размывов значительно меньше тех, которые отмечались на западном крыле Центрального Сагиза. Для характеристики интенсивности размыва на восточном крыле Центрального Сагиза в табл. 3 приведены максимальные величины сокращения мощностей некоторых стратиграфических подразделений разреза в сводовых частях второго и третьего промысловых участков этого крыла по сравнению с максимальными мощностями их на этом крыле. Менее значительные сокращения отмечаются в ряде других свит.

Таблица 3

Максимальные величины сокращения мощностей разреза, м

Геологический возраст	II участок	III участок
Верхний триас, свита зеленовато-серых глин и песчаников . . . . .	50	90
Средняя юра . . . . .	70	40
Верхняя юра . . . . .	55	35
Баррем — свита пестроцветных глин . . . . .	75	50
Апг . . . . .	40	40
Верхний альб . . . . .	165	115

В тектоническом отношении восточное крыло Центрального Сагиза представляет моноклиналь, осложненную дополнительной антиклинальной



складкой основного север-северо-западного простирания. Ось складки почти на всем ее протяжении довольно выдержанно следует параллельно восточному сбросу грабена (см. рис. 22, 23) на расстоянии 700—750 м к востоку от него. На севере антиклинальная складка наиболее приподнята. В северной части структуры расположен второй промысловый участок, в южной — третий.

В районе второго промыслового участка антиклинальная складка нарушена двумя сбросами.

Первый сброс общего северо-западного простирания с падением на юго-запад под углом от 30 до 80°. Возможно, что сброс этот является продолжением в юго-восточном направлении поперечного сброса, отделяющего на западном крыле купол Северный Сагиз от Центрального.

Амплитуда сброса по подошве горизонта песков баррема изменяется от 15 до 70 м, возрастая к северо-западу и юго-востоку от скв. 63. В районе скв. 65, 66, 67 установлен второй сброс, который подсекается описанным и причленяется к нему. Этот сброс имеет северо-восточное простирание и падает на северо-запад под  $\angle 70-75^\circ$ , образуя грабен в своде структуры второго промыслового участка. Амплитуда по подошве горизонта песков баррема южного края этого грабена колеблется от 7—10 до 45 м, а северного — от 45 до 65 м. Описанные выше два сброса хорошо проявляются значительными амплитудами смещения только в доаптских породах. Начиная с апта, величина амплитуды понижается до 10—15 м, а в верхних горизонтах сброс почти не проявляется, и здесь он нами показан условно.

Двигаясь от второго промыслового участка на юг, антиклинальная складка постепенно погружается, причем в пределах третьего промыслового участка простирание ее меняется на близкое к меридиональному и отмечается небольшой подъем свода. Разница в глубине залегания наиболее приподнятых частей структуры второго и третьего промысловых участков для различных опорных горизонтов определяется величиной от 50 до 115 м (см. рис. 20, 32). С юго-западной стороны структура третьего промыслового участка разорвана сбросом юго-восточного простирания с углом падения от 45 до 70°. Амплитуда сброса меняется примерно от 15 до 40 м (см. рис. 35, 36). Вероятно, что сбросы небольшой амплитуды (15—20 м) могут быть встречены и на других участках этой структуры, но имеющий материал не всегда позволяет их трассировать. Так, видимо, за счет сброса сокращается в скв. 150 нижний альб до 39 м. Таким образом, на севере восточное крыло Центрального Сагиза рассечено сбросом вблизи границы его с Северным Сагизом (см. рис. 17, 31); на юге оно отделяется радиальным сбросом от Южного Сагиза.

Наиболее хорошо разбурены те части структуры, к которым приурочены промысловые участки. Изучение профилей, структурных карт и карт мощностей, построенных по данным бурения на площади восточного крыла Центрального Сагиза, позволяет дать более подробную характеристику этой структуры.

В строении дополнительной складки восточного крыла Центрального Сагиза принимают участие юрские и меловые породы. Из рассмотрения профилей (см. рис. 32, 33) видно, что размыты на границах неокома и апта, апта и нижнего альба и между альбскими подъярусами приурочены к сводовой части дополнительной складки (см. рис. 23, 24). Что же касается размытов на границах стратиграфических подразделений донеокомского возраста, то отмеченной выше связи с дополнительной структурой здесь не наблюдается.

Из приложенной карты мощностей пестроцветной свиты баррема (рис. 25) видно, что древняя верхнеэокомская структура, имея простирание ССЗ 335-355°, совпадает с простиранием дополнительной складки, в которую собраны посленеокомские породы. Что же касается древней верхнеюрской структуры, то простирание последней определяется 300—315° СЗ по приуроченности наименьших мощностей к скв. 133, 37, 32, 27, 40, причем величины мощностей уменьшаются с юго-востока на северо-запад. Таким образом, простирания древних верхнеюрской и верхнеэокомской структур не совпадают.

Необходимо отметить, что сокращение мощности верхней юры, также отмечается в северо-восточной приподнятой части структуры второго промыслового участка, но последнее, по-видимому, уже связано с сбросом северо-западного простирания. Приведенные выше данные о соотношении простирания древних структур с простиранием дополнительной складки служат указанием на то, что формирование последней началось в верхах баррема. Породы же донеокомского времени участвовали в формировании общей солянокупольной структуры Сагиза. Подтверждением приведенного выше вывода о начале формирования дополнительной складки служат данные сопоставлений положения ее современных сводов в структурах, построенных по различным стратиграфическим горизонтам (см. рис. 20, 21, 22). Нетрудно видеть, что своды современных структур, построенных по подошвам верхней угленосной свиты средней юры, зоны *Virgatites virgatus* верхней юры и горизонта песков баррема, при наложении друг на друга почти совпадают. Своды же современных структур, построенных по подошве апта и нижеальбского репера<sup>1</sup>, не совпадают ни между собой, ни со сводами структур в доаптских породах. Обращает на себя внимание тот факт, что смещение сводов, начиная с апта, происходит в более молодых породах в направлении восстания сброса грабена крутого склона соли, что было отмечено ранее Г. Е. -А. Айзенштадтом (1955б) на других куполах.

Таким образом, начало формирования дополнительной складки приурочено к преаптскому подъему соли в древнем своде купола. В эту фазу подъема были собраны в складку одновременно возможно доюрские, юрские и неокомские породы. Вот почему, начиная только с неокомского возраста, мы наблюдаем в более молодых породах приуроченность размылов к своду дополнительной складки. Последующие подъемы соли, имевшие место в предальбское и предтуронское время, накладываясь на уже сформированную древнюю складку, только усложняли ее, почему мы и наблюдаем совмещение сводов в современных юрских и неокомских структурах. Что же касается структур в посленеокомских породах, то они последовательно формировались в каждую новую фазу подъема соли, причем, как уже отмечалось выше, своды их, выдерживаясь по простиранию, в общем смещались по восстанию основного сброса грабена. Величины смещения сводов невелики. Свод современной аптской структуры на третьем промысловом участке смещен от 50 до 100 м к западу по сравнению с положением свода современной неокомской структуры (см. рис. 22, 23).

На втором промысловом участке, в пределах современной аптской структуры, выделяется два небольших антиклинальных поднятия, расположенных параллельно простиранию этой структуры. Свод западного

<sup>1</sup> За нижеальбский электрический репер принят постоянно выделяющийся повышенным сопротивлением в нижеальбском разрезе Сагиза песчаник, залегающий в 15 м над подошвой нижнего альба.

поднятия смещен относительно свода современной неокомской структуры на 200 м к западу-юго-западу. Свод восточного поднятия аптской структуры отклоняется от свода современной неокомской структуры на 200 м к востоку-северо-востоку. Что касается положения свода современной альбской структуры, то последний на некоторых участках смещается на 50—70 м к западу-юго-западу относительно положения свода аптской структуры, а на других совпадает с последними. На геологической (см. рис. 17) и структурных картах (см. рис. 22—25) видно, что свод дополнительной складки ориентируется параллельно простиранию основного сброса грабена. При приближении же к периклиналильным окончаниям структуры простирание ее меняется: на севере за сбросом — на северо-восточное, а на юге — на параллельное юго-восточному радиальному сбросу. Приведенное наблюдение говорит о наличии генетической связи у дополнительной структуры с ограничивающими ее сбросами. Раскрыть сущность отмеченной генетической связи дополнительной структуры со сбросами возможно только путем восстановления истории формирования этой структуры, что будет изложено в соответствующей главе.

При просмотре карты мощностей пестроцветной свиты баррема на площади второго промыслового участка, в пределах общей современной структуры, пониженными мощностями этой свиты выделяется два участка: первый участок в районе скв. 43, 64 и 65, по-видимому, отвечает своду древней барремской структуры (см. рис. 25), совпадающей по простиранию с современной дополнительной антиклинальной складкой; второй участок в районе скв. 84, 93, 153, где сокращение мощности пестроцветной свиты баррема связано с размывом в ближайшей к сбросу поднятой части структуры. Что касается современной структуры, то на этом участке, в пределах общего дополнительного поднятия, выделяются две антиклинальные складки, разделенные синклинальным прогибом. Также намечается дифференцирование древней барремской структуры на две складки на площади третьего промыслового участка. Западная складка этой структуры здесь совпадает с современной дополнительной антиклинальной складкой. Что же касается восточной древней складки, то она только намечается пониженной мощностью пестроцветной свиты баррема и может быть обусловлена невыявленным сбросом, как это имеет место на втором участке.

Перейдем теперь к определению времени проявления дизъюнктивных нарушений на восточном и западном крыльях Центрального Сагиза. Время появления основного сброса грабена и юго-восточного радиального сброса, приуроченных к мезозойскому крутому склону кровли соли на восточном крыле, определяется сравнением геологических разрезов на участках Южного и Центрального Сагиза, прилегающих к этим сбросам. На восточном, опущенном крыле Центрального Сагиза мощность верхней юры у рассматриваемых сбросов изменяется в пределах от 56 до 80 м. На поднятом крыле Центрального Сагиза и приподнятом блоке Южного Сагиза верхнеюрские отложения отсутствуют, будучи смытыми в преднеокомское время. Последнее подтверждается тем, что как на Южном Сагизе, так и на западном крыле Центрального Сагиза, в некотором удалении от свода на крыло, под четвертичными отложениями обнажаются нижне-неокомские осадки, залегающие на размытой поверхности среднеюрских. Очевидно, что такое соотношение в мощностях верхнеюрских отложений, в конкретных геологических условиях, может быть объяснено появлением в преднеокомское время сброса, отделившего восточное крыло Центрального Сагиза от западного крыла, представлявшего в то время единое целое с Южным Сагизом. Вследствие неравномерного подъема разделившихся

частей структуры на восточном крыле, отстававшем в подъеме, верхнеюрские осадки сокращены до 56—80 м, а на западном, поднимавшемся быстрее, в сводовых частях они были полностью смыты.

Возраст поперечного сброса, разделяющего западные крылья Северного и Центрального Сагиза, определяется как преднеокомский по наличию остатков верхней юры (скв. К-1) в приподнятой части клинообразного блока западного крыла Центрального Сагиза. В сводовых частях соседних с этим блоком обоих крыльев Северного Сагиза и западного крыла Центрального Сагиза под неокомом верхнеюрские отложения отсутствуют. По-видимому, в преднеокомскую фазу подъема соли при отделении от западного крыла купола его северной части, последняя, имея большую скорость, опережала в подъеме центральную часть. Это обстоятельство приводило к постепенному опусканию северного края западного крыла Центрального Сагиза и формированию у этого крыла мульдообразного понижения, способствовавшего замедлению размыва верхнеюрских осадков. Позднее, в предтуронское время, косым поперечным сбросом был отделен клинообразный блок у северного края западного крыла Центрального Сагиза. Так представляется сохранение от размыва двадцатиметровой пачки верхнеюрских пород в разрезе клинообразного блока.

Определим время появления сбросов, расположенных в северной части восточного крыла Центрального Сагиза на площади второго промыслового участка. Из просмотра профилей (см. рис. 32, 33) видно, что на приподнятой части структуры (скв. 66, 84, 146) величина сокращения мощности зоны *Virgatites virgatus* верхней юры колеблется от 4 до 12 м по сравнению с мощностью ее (скв. 42, 67, 147, 148) в опущенной части. Более резко проявляется сокращение мощности баррема в приподнятой части структуры, что хорошо видно как на профилях (см. рис. 31), так и на карте мощностей (см. рис. 25) по подошве пестроцветной свиты баррема. Из приведенного можно заключить, что сброс северо-западного простирания если и проявлялся в преднеокомское время на втором участке, то амплитуда его не превышала 12 м. Более определенно можно говорить о проявлении его в предаптское время, когда были значительно размыты верхи пестроцветной свиты баррема в приподнятой части сброса. Наряду с этим сбросом в предаптское время появляется подсекаемый им сброс северо-восточного простирания, что на профиле (см. рис. 31) видно по размыву баррема. В послепредаптское время оба сброса, по-видимому, обновлялись в одну из фаз подъема купола, но амплитуда этого подъема не превышала 15 м. Восточный продольный сброс грабена (подсекаемый) и юго-западный радиальный сброс западного крыла Центрального Сагиза следует относить к послетуронскому времени в соответствии с сенон-туронским возрастом самых молодых пород, залегающих под четвертичными отложениями в блоках, отсекаемых этими сбросами. Также возможно относится к послетуронскому возрасту ответвление продольного сброса восточного крыла и поперечные и продольные сбросы, образующие два блока в сводовой части западного крыла.

### Южный Сагиз

К Южному Сагизу относится часть структуры, отделенная поперечным и радиальным сбросами соответственно от западного и восточного крыльев Центрального Сагиза. Южный Сагиз приурочен к отдельному южному поднятию соли, имеющему простирание, близкое к меридиональному. Глубина залегания соли в наиболее приподнятой части свода этой

структуры — 300 м. Прогиб соли между южным и центральным поднятием ее на своде структуры — 100 м. Продольным и западным радиальным сбросами Южный Сагиз делится на три части: западное крыло, грабен и восточное крыло.

Западное крыло Южного Сагиза представляет клинообразный блок, ограниченный с востока сбросом грабена (подсекаемый сброс), а с севера поперечным сбросом, отделяющим это крыло от Центрального Сагиза. Крыло это сложено в сводовой части нижнеэокомскими породами (готерив и горизонт песков баррема), которые вниз по падению последовательно перекрываются более молодыми — от аптских до сенон-туронских включительно. В пределах западного крыла породы залегают в условиях мезозойского крутого склона соли. Крутизна склона кровли соли здесь значительная, вследствие чего на этом участке сейсмикой преломленных и отраженных волн не получено данных о глубине залегания соли.

Западное крыло отделено от восточного продольным грабеном, имеющим ширину от 0,5 до 1,5 км. Грабен образован двумя сбросами. Восточный сброс грабена, являющийся сбросом мезозойского крутого склона соли, падает на запад и северо-запад под углом до 80° и подсекает западный сброс. Западный сброс грабена более пологий, падает на юго-восток под углом около 50°. На поверхности грабена (под четвертичными отложениями) развиты сенон-туронские и альб-сеноманские породы, причем первые развиты в северной и южной частях грабена, а вторые в центральной его части. У северной границы с Центральным Сагизом предполагается пересечение грабена сбросом основного меридионального простирания, вследствие чего здесь сенон-туронские породы контактируют с альб-сеноманскими. Однако следует отметить, что сброс этот не протрассирован картировочным бурением. При более детальном изучении здесь разреза может оказаться, что породы, участвующие в строении грабена, в средней его части приподняты, погружаясь к краям на север и на юг. В последнем случае смена сенон-туронских пород альб-сеноманскими может происходить в условиях нормального контакта.

Восточное крыло Южного Сагиза ограничено двумя сбросами юго-западного и северо-восточного мезозойских крутых склонов соли с углами падения соответственно в 80 и 50° (см. рис. 30). В направлении на юг сейсмикой преломленных и отраженных волн отмечается пологий склон соли, сменяющийся крутым к западу и северо-востоку. По геологическому строению восточное крыло, резко отличаясь от остальных частей Южного Сагиза, сходно со строением западного крыла Центрального Сагиза. В сводовой части крыла, под четвертичными отложениями обнажаются среднеюрские, приведенные в контакт по сбросам с сенон-туронскими отложениями грабена и альб-сеноманскими осадками восточного крыла Центрального Сагиза. В направлении на юг по падению слоев на размытую поверхность средней юры ложится палеоценовая свита готерива. Выклинивающиеся здесь при выходе на поверхность верхнеюрские отложения установлены в разрезе скв. К-12, где их мощность определяется в 38 м (см. рис. 30, профиль VII). Начиная с палеоценовой свиты готерива, разрез нормально наращивается вверх до сенон-туронских пород включительно, по мере движения на юг от свода на крыло. На геологической карте Сагиза, составленной В. В. Козмодемьянским, площадь восточного крыла Южного Сагиза несколько расширяется к востоку за счет трех блоков, образуемых здесь тремя сбросами, расположенными в северо-западной части этого крыла. Сбросы эти проведены условно. Так как по нашему представлению

геологические данные в этой части купола увязываются без сбросов, нами на карте последние не показаны.

Выше приводилось обоснование возраста преднеокомского сброса, разделяющего восточные крылья, и послетуронского сброса, разделяющего западные крылья Центрального и Южного Сагиза. Определим теперь возраст сбросов, образующих грабен между восточным и западным крыльями Южного Сагиза. Судя по отсутствию верхней юры и сходству остальной части разреза в сводовых частях восточного крыла Южного Сагиза и западного крыла Центрального Сагиза, дотуронская история их развития представляется одинаковой. В послетуронское время в одну из фаз значительного подъема куполов (возможно, предакчагыльскую) крайняя юго-восточная часть еще нерасчлененного западного крыла Сагиза поднималась быстрее соседней части этого крыла, расположенной к западу. В результате этого от западного крыла по сбросу отделяется его юго-восточная часть, образуя восточное крыло Южного Сагиза. Вследствие того, что восточное крыло Южного Сагиза и в дальнейшем опережало в подъеме прилегающую к нему с запада часть соседнего крыла, здесь формируется прогиб, который, последовательно рассекаясь сбросами, образует вначале грабен, а затем клинообразный блок, отвечающий западному крылу Южного Сагиза. Одновременно с неравномерным подъемом блоков Южного Сагиза в своде его образовалось обособленное южное соляное поднятие, а к западу от него, на участке формировавшегося прогиба, крутой склон кровли соли. Таким образом, появление восточного и западного сбросов грабена, как и всех остальных сбросов западной половины Южного Сагиза, относится к послетуронскому времени, что подтверждается как взаимоотношением их с преднеокомскими сбросами, так и наличием в отсекаемых этими сбросами блоках самых молодых сенон-туронских пород.

В заключение необходимо остановиться на краткой характеристике распределения мощностей четвертичных отложений на куполе, представляющей интерес с точки зрения возможности роста куполов в четвертичный период. По данным бурения максимальные мощности четвертичных отложений (80—90 м) приурочены к грабену и частично к неширокой приграбеновой полосе (см. рис. 27, 34). С удалением от грабена на крыло величины мощностей изменяются в устойчивом пределе от 10 до 20 м. Проследивая изменение мощностей четвертичных отложений от периклинальных окончаний солянокупольной структуры по простиранию грабена к центру купола, мощность последних постепенно нарастает, достигая максимальных величин в той части грабена, которая расположена вблизи наиболее приподнятой части современного свода купола. Характер распределения мощностей четвертичных отложений на куполе, приуроченность их максимальных величин к грабену и закономерности в распределении их в грабене по его простиранию от периклинальных окончаний купола к вершине свода, возможно следует рассматривать, как проявление более молодого четвертичного роста купола, продолжающегося по настоящее время. Явления роста солянокупольных структур в современное время отмечаются Ю. А. Мещеряковым (1952) и другими исследователями в разных частях Волго-Уральского междуречья.

#### ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КУПОЛА САГИЗ

Как мы видели выше, из разреза сводовой части купола Сагиз выпадает толща верхнепермских и нижнетриасовых пород, частично вскрытая мощностью которых в скв. 194 достигает 650 м. На погруженной части

восточного крыла купола Доссор скв. 516 пройдено в нижнетриасовых и верхнепермских (?) породах 1470 м (в интервале 1490—2960 м), но соль не была вскрыта. По данным сейсмоки отраженных волн мощность пермтриаса на Южной Эмбе достигает 2000—2500 м. Если учесть, что максимальная мощность пород триаса, залегающих на соли в сводовой части купола Сагиз, не превышает 225 м, то мощность толщи нижнетриасовых и верхнепермских пород, выпадающих из разреза вследствие размыва, будет около 1700 м. Этой величиной, видимо, будет определяться подъем купола Сагиз в течение верхнепермской и нижнетриасовой эпох до начала отложения осадков известняково-глинистой свиты нижнего триаса. Надо полагать, что подъемы купола Сагиз в течение рассматриваемого промежутка времени происходили многократно. Однако вследствие полного размыва на куполе верхнепермских и нижнетриасовых пород до песчано-глинистой свиты включительно судить о времени проявления и амплитуде тех или других подъемов купола в этот период не представляется возможным.

Предверхнетриасовый подъем Южно-Эмбенского района находит свое отражение в повсеместном здесь выпадении из разреза среднего триаса. С этим подъемом был связан скачкообразный рост купола Сагиз, выразившийся в почти полном размыве известняково-глинистой свиты нижнего триаса. Исходя из величины размыва, амплитуда подъема купола в эту эпоху была не менее 75 м.

Изучение мощностей верхнего триаса показывает, что на границе триаса и нижней юры купол Сагиз также подвергался размыву. Подтверждением этому являются резко неравномерные размывы свиты зеленовато-серых глин и песчаников верхнего триаса ( $T_3^a$ ), венчающей его разрез. Мощность этой свиты на Сагизе изменяется от 6 м (скв. 106) до 90 м (скв. К-18). Последнее определяет величину подъема купола на границе триаса и нижней юры не менее, чем 84 м. Наряду с изменением мощности верхней свиты верхнего триаса ( $T_3^a$ ), колеблются также мощности и других нижележащих свит. В результате этого величина общей мощности триаса на Сагизе подвергается изменениям от 110 до 225 м, причем сокращенные мощности приурочены к своду, а повышенные — к крыльям солянокупольной структуры. Колебание общей мощности триаса в пределах от 140 до 300 м отмечается также в сводовых частях на соседних с Сагизом куполах Южный Кошкар, Макат и Доссор. Подъем купола Сагиз на границе триаса и нижней юры сопровождается его размывом до горизонтального уровня. На выровненной поверхности триаса, в условиях общего погружения области, отложились юрские осадки.

При изучении юрской толщи обращает на себя внимание значительное колебание мощностей нижней юры, отдельных свит средней юры и зоны *Virgatites virgatus* верхней юры. Мощность нижней юры на Сагизе изменяется от 42 до 60 м на своде (скв. К-2, К-10, К-18) и от 100 до 115 м на периферии купола (скв. 12, 139). Значительные сокращения мощностей нижней юры от крыльев к своду купола также отмечаются на других куполах: на куполе Кулсары мощность нижней юры сокращается от 120 (скв. 34, 123) до 50 м (скв. 52, 84), на Южном Кошкаре — от 90 (скв. 6) до 52 м (скв. К-28), на Макате — от 101 (скв. 72) до 85 м (скв. 451), на Доссоре — от 150 до 95 м и, наконец, на Тентяксоре — от 100 до 50 м.

Объяснения этому явлению исследователями даются различные. Так, для купола Кулсары В. К. Василенко допускает, что «предъюрская поверхность купола возвышалась в своде от 50 до 70 м, что и обусловило

сокращение базальной толщи юрского разреза». Сокращение мощностей нижней юры на куполе Тентяксор Г. Е.-А. Айзенштадт (1951) рассматривает как указание на имевший место подъем этого района перед отложением средней юры. Условиями залегания нижней юры на Сагизе точка зрения В. К. Василенко не подтверждается. Для подтверждения последней необходимо, чтобы сокращение мощностей нижней юры происходило за счет выпадения из разреза ее нижней части. Кроме того, в этом случае площадь распространения минимальных мощностей нижней юры должна совпадать и с площадным распространением минимальных мощностей верхней свиты верхнего триаса ( $T_3^3$ ). Имеющиеся данные по Сагизу не подтверждают такой закономерности. В скв. К-17 и К-18, где мощности нижней юры определяются соответственно в 48 и 42 м, им отвечают мощности верхней свиты ( $T_3^3$ ) верхнего триаса в 39 и 10 м. При сопоставлении электрокаротажных диаграмм нижнеюрского разреза складывается представление, что сокращение его происходит за счет верхних частей. Таким образом, из приведенных выше данных можно заключить, что сокращение мощностей нижней юры в сводах куполов рассматриваемого района есть закономерное явление, скорее всего обусловленное имевшими здесь место подъемами перед отложением средней юры.

В связи с подъемом купола на протяжении времени между средней и верхней юрой на различных участках его отмечается неравномерное сокращение мощности среднеюрских осадков. Максимальная мощность средней юры для изученного района определяется примерно в 350—400 м. На восточном крыле Северного Сагиза мощность среднеюрских осадков сокращается до 220 м, а на том же крыле Центрального Сагиза — до 200 м. В сводовой части западного крыла Центрального Сагиза также, как и в горстах Северного и Южного Сагиза, вследствие повторных размывов среднеюрские осадки смыты целиком или представлены самыми нижними слоями толщи. На табл. 4 можно видеть изменение мощностей стратиграфических подразделений на различных участках купола. Если максимальную среднеюрскую мощность для Сагиза принимать равной величине среднерайонной мощности, а также иметь в виду нерасчлененность купола в среднеюрское время, то примерная амплитуда подъема купола достигала в то время 150 м.

Более определенно можно говорить о характере подъема купола на границе средней и верхней юры по сокращению или полному размыву верхней угленосной свиты средней юры для всех тех случаев, где она перекрыта верхнеюрскими отложениями. В последнем случае четко устанавливается срезание размывом верхней части разреза этой свиты.

Максимальная мощность верхней угленосной свиты в изученном районе определяется в 50 м (скв. К-12). Прослеживая же изменения мощностей этой свиты по различным участкам купола, мы получаем нижеследующую картину. В присводовой части Южного Сагиза мощность свиты сокращается до 14 м (скв. К-14), в своде Центрального Сагиза она смыта полностью, а в присводовой части восточного крыла Северного Сагиза она сокращена до 5 м. В северной части свода Центрального Сагиза и, вероятно, в своде Северного (юрский горст) и Южного Сагиза в эту фазу роста купола размывом захватывается также верхняя часть лингуловой свиты; сокращение мощностей в данном случае везде происходит за счет размыва ее верхней части.

Таким образом, приведенные выше данные свидетельствуют об имевшем место подъеме купола на границе средней и верхней юры. Амплитуда подъема купола была не менее 70 м (50 м верхней угленосной свиты



Таблица 4

Характеристика изменения мощностей (м) стратиграфических подразделений в сводовых частях разбуренной площади купола Сагиз по данным бурения на 1956 г.

Геологический возраст	Северный Сагиз, восточное крыло	Южный Сагиз, восточное крыло	Центральный Сагиз	
			восточное крыло	западное крыло
Mst		0—135		
Cmp		0—80		
Snt		0—55		
Tur		0—35		
Cm	—	—	17—55	
Alb <sub>3</sub>	0—100	150	5—128	
Alb <sub>2</sub>	} 0—130	—	51—77	Размыты
Alb <sub>1</sub>		—	34—68	
Apt		36—90	52	
Br <sub>2</sub>	6—110	16—27	68—165	
Br <sub>1</sub>	12—26	12—21	18—26	
Ht <sub>2</sub>	20—30	21—27	13—36	
Ht <sub>1</sub>	44—58	45—56	40—55	
J <sub>3</sub>	0—80	0—47	56—99	0—26
J <sub>2</sub>	220—300	0—200	200—280	0—200
J <sub>1</sub>	60—115	58	50—100	42—76
T <sub>3</sub>	До 170	До 102	80—160	90—120
T <sub>1</sub>	13—20	Нет данных	0—65	35—80

Примечание. В погруженной части восточного крыла Центрального Сагиза за пределами палеозойского крутого склона соли мощность нижнего триаса возрастает до 300 м, вскрытая мощность верхней перми (?) достигает 350 м.

и 20 м — лингуловой). Имея в виду, что величина размыва среднеюрских отложений возрастает от крыльев к своду, а на своде — с северо-запада на юго-восток, следует заключить, что предверхнеюрская структура имела простирание, близкое к северо-западному с наибольшим подъемом свода на Северном Сагизе и северо-западной части Центрального Сагиза. В эту же фазу отмечается подъем на ближайших к Сагизу куполах: на Южном Кошкаре — до 43 м, на Макате — до 35 м и на промышленной площади Доссора — до 40 м. Анализ мощностей верхней угленосной свиты показывает, что подъем купола в эту фазу происходил без разрыва сплошности. Последнее подтверждается отсутствием резких изменений в величинах мощностей этой свиты на площади солянокупольной структуры. На размытой поверхности средней юры, с небольшим угловым (до 2°) и с резким стратиграфическим несогласием, отложился верхнеюрские осадки. Последние отлагались в условиях общего погружения области, после которого последовал новый значительный подъем ее, приуроченный к границе верхней юры и неокома.

Преднеокомский подъем области обусловил скачкообразный рост купола, сопровождавшийся дизъюнктивными нарушениями. В это время появляется ряд сбросов общего северо-западного простирания, совпадающих с современными — восточным радиальным сбросом Южного Сагиза, основным сбросом грабена Центрального Сагиза и восточным сбросом Горста Северного Сагиза. Образование этих сбросов было связано с ростом соляного поднятия, появившегося в виде вздутия в центральной части свода соляного ядра по его простиранию. Одновременно с этим с восточной стороны этого поднятия, в зоне сброса, начинает формироваться мезозойский крутой склон соли. Как заканчивалась эта система сбросов

на восточном крыле Северного Сагиза не вполне ясно. Во всяком случае, складывается представление, что восточная часть поперечного сброса, отделяющего центральное поле Северного Сагиза от южного поля, входила уже в эту систему нарушений. Последнее подтверждается выпадением верхней юры из разреза приподнятой части центрального поля Северного Сагиза, отсутствующей также в разрезе сводовой части западного крыла купола.

Указанной системой сбросов солянокупольная структура Сагиза была разделена на восточное и западное крылья.

Одновременно или несколько позже, но в эту же фазу подъема купола, от вновь образовавшегося западного крыла поперечным сбросом была отделена его северная часть, включавшая в себя всю современную площадь Северного Сагиза, без опущенной части южного поля восточного крыла его. Таким образом, в результате преднеокомского подъема солянокупольная структура Сагиз была разделена на три нижеследующие части:

а) восточное крыло солянокупольной структуры, объединявшее современную опущенную часть южного поля восточного крыла Северного Сагиза и восточное крыло Центрального Сагиза;

б) Северный Сагиз, включающий площадь современного Северного Сагиза без опущенной части южного поля восточного крыла его;

в) западное крыло солянокупольной структуры, соединявшее в одно целое Южный Сагиз и западное крыло Центрального Сагиза.

Эти три части структуры, будучи отделены друг от друга, уже начиная с преднеокомского времени, развиваются по-разному.

Максимальная мощность верхней юры, вскрытая на Сагизе, определяется в 100 м (скв. 150, 200). Более полная мощность верхней юры этого района, судя по данным Магатской опорной скв. 3 и скважины на Южном Кошкаре, достигает 120 м. Исходя из указанной величины полной мощности верхней юры и учитывая, что в наиболее приподнятых частях восточного крыла верхняя юра сокращена до 55 м (скв. 7, 40), можно предполагать, что в преднеокомское время это крыло было поднято не больше, чем на 65 м.

Значительно больший подъем испытало в преднеокомское время западное крыло. В сводовых частях его верхнеюрские осадки отсутствуют, но последнее не может служить критерием величины подъема крыла вследствие того, что эти части подвергались повторным размывам вплоть до современного. В присводовых частях крыла под неоком установлены верхнеюрские осадки мощностью от 6 до 25 м (скв. К-1, К-14), что говорит за подъем этого крыла, по крайней мере, не менее чем на 114 м. Несколько большему подъему подвергался Северный Сагиз (современный горст), в присводовой части которого неокомские отложения залегают на размытой поверхности средней юры. Уточнить величину амплитуды подъема Северного Сагиза затруднительно, во всяком случае она немного превышает амплитуду подъема западного крыла.

Необходимо отметить, что осадки валанжина, встреченные в разрезах отдельных скважин Сагиза, залегают на размытой поверхности верхней юры и достигают мощности одного метра. На осадках валанжина или непосредственно на верхней юре с размывом залегают пеллециповая свита готерива. Все это вместе взятое не исключает возможности проявления в низах неокома двух фаз роста купола: предваланжинской и предготеривской. Поэтому необходимо иметь в виду, что величина амплитуды подъема купола за время между верхней юрой и готеривом может

возрасти на 90—100 м — величину мощности валанжина, отмечаемую на соседних куполах (Байчунас, Тентяксор). Из приведенного видно, что начиная с преднеокомского времени различные части солянокупольной структуры испытывают дифференцированный подъем, причем наиболее быстро поднимается Северный Сагиз, немного медленнее — западное крыло Сагиза (в том числе и современный Южный Сагиз) и значительно отстает в подъеме его восточное крыло. Так появляются на куполе Сагиз приподнятые и опущенные участки структуры, в основном предопределившие характер будущего развития ее.

В пределах восточного крыла Центрального Сагиза по пониженным мощностям верхней юры намечается древняя ее структура. Свод этой структуры имеет северо-западное простирание, протягиваясь через скв. 37, 27, 40. Свод древней верхнеюрской структуры по сбросу контактирует с солью. Последнее следует рассматривать как доказательство того, что основные контуры древней верхнеюрской структуры сформировались раньше появления преднеокомского сброса.

Значительному и неравномерному размыву подвергалась верхняя юра в преднеокомскую фазу подъема на близлежащих к Сагизу куполах. Так, на восточном крыле купола Доссор и Южном Макате в присводовых частях верхняя юра смыта полностью, так же как она смыта полностью в сводовых частях Сагиза. Что же касается Южного Кошкара, то на северо-западном его поле, ближайшем по расположению к восточному крылу Центрального Сагиза, от размыва уцелело около 8 м мощности верхнеюрских осадков, в то время как на указанном участке Сагиза мощность этих осадков сокращается максимально до 55 м. Приведенные материалы позволяют говорить о том, что в преднеокомскую фазу роста куполов близлежащие к Сагизу восточное крыло Доссора и Южный Макат подвергались подъемам, по величине амплитуды весьма близким к подъемам Северного Сагиза и западного крыла Центрального Сагиза. Северо-западное крыло Южного Кошкара и близлежащее к нему восточное крыло Центрального Сагиза в эту фазу роста куполов поднимались с различными скоростями, чем и обусловлены различные величины их размыва. Преднеокомская фаза подъема купола совпадает с общим подъемом Южно-Эмбенской области, отмеченным размывом верхнеюрских осадков на обширной территории.

На выровненную поверхность верхнеюрских пород в условиях начавшегося погружения области отложились осадки неокома, достигающие на куполе Сагиз 280 м мощности. Как мы отметили выше, валанжин почти целиком выпадает из неокомского разреза. Небольшие колебания мощностей, в пределах от 5 до 10 м, отмечаются в горизонте песков баррема и песчано-глинистой свите готерива. Весьма значительное сокращение мощности наблюдается в пестроцветной свите баррема.

На границе апта и неокома отмечается новое поднятие области. Это поднятие устанавливается по регионально прослеживаемому трансгрессивному горизонту в подошве апта, залегающему на размытой поверхности баррема. К преаптскому поднятию приурочен новый рост купола, сопровождавшийся обновлением старых и появлением новых сбросов. По-видимому, к преаптскому времени относится формирование системы восточных сбросов грабена Северного Сагиза. С появлением этих сбросов окончательно отделяются друг от друга восточное и западное крылья Северного Сагиза. Однако не исключена возможность, что система этих сбросов появилась и в более позднее время. Уточнить этот вопрос пока не представляется возможным вследствие размыва на юрском горсте

всех посленеокомских пород. По этой же причине затруднительно определить величину амплитуды этого сброса.

Исходя из того, что на Южном поле западного крыла и на опущенных частях центрального и южного полей восточного крыла Северного Сагиза аптские отложения залегают на нижних горизонтах баррема (скв. В-41, 15, В-237), можно допустить, что подъем сводовой части юрского горста в предаптское время достигал 180—190 м. Максимальные величины подъема западного крыла и центрального поля восточного крыла Северного Сагиза достигают 170 м. На южном поле восточного крыла Северного Сагиза, в присводовой части его, предаптический подъем, по-видимому, достигал 150 м (скв. 15). Однако, как нами отмечено было выше, возможно, что в эту эпоху произошел разрыв, намечающийся между скв. 3 и 15б, 15 и 190.

На площади второго промыслового участка Центрального Сагиза в предаптское время появляется сброс северо-западного направления с небольшим юго-западным ответвлением. Амплитуда сброса достигает 70 м. Возможно, что этот сброс является продолжением к юго-востоку обновлявшегося в предаптское время преднеокомского продольного сброса, разделяющего западные крылья Северного и Центрального Сагиза. Наряду с появлением новых сбросов, обновились и старые, по которым происходили подъемы отдельных частей купола. Амплитуда подъема западного крыла Центрального Сагиза определяется величиной, несколько превышающей 170 м, по залеганию здесь в присводовой части апта на нижнем неокоме. Восточное крыло несколько отставало в движении от западного и испытало максимальный подъем на 80 м (скв. 65). Таким образом, в предаптскую фазу роста купола, наряду с омоложением старых сбросов, продолжалось дальнейшее расчленение солянокупольной структуры новыми сбросами, по которым происходил дифференцированный подъем отдельных частей ее.

С предаптическим подъемом связано начало формирования дополнительной антиклинали на восточном опущенном крыле Центрального Сагиза. Следует отметить, что на своде дополнительной структуры мощность неокомских отложений сокращена, в направлении же к грабену и в сторону межкупольного пространства мощности растут. За грабеном, в сводовой части западного крыла, неокомские отложения смыты нацело. Последнее со всей очевидностью подтверждает сбросовый характер границы между опущенным и приподнятым крыльями структуры. По сравнению с северо-западным простиранием древней юрской структуры, простирание древне-неокомской — север-северо-западное. Возможно, что формирование структуры аналогичного порядка имело место и в опущенной части южного поля восточного крыла Северного Сагиза, но там недостаточно данных для выявления ее. О механизме образования этой дополнительной структуры изложим наши представления несколько позднее. В предаптское время отмечаются также неравномерные подъемы различных частей куполов, расположенных по соседству с Сагизом.

В сводовых частях Южного Макаата и восточного крыла Доссора установить величину размыва неокома в предаптское время затруднительно, вследствие того, что эти части куполов подвергались повторным размывам. Что касается Южного Кошкара, то в сводовой части северо-западного поля его по величине сокращения верхнего неокома амплитуда предаптского подъема определяется в 90 м. Еще больших размеров достигает предаптический размыв на юго-западном и юго-восточном крыльях Южного Кошкара, где в ряде скважин из разреза выпадает баррем и часть

песчано-глинистой свиты готерива. Для следующего периода формирования купола, от апта до сеномана включительно, отмечаются по крайней мере три фазы его подъема: предальбская — на границе апта и альба или в низах альба, предсеноманская — на границе верхнего альба и сеномана и предтуронская — на границе сеномана и турона.

О подъеме купола в предальбскую фазу формирования можно судить только по величине размыва апта в своде дополнительной антиклинали восточного крыла Центрального Сагиза. По данным бурения, вскрытая мощность апта на Сагизе не превышает 97 м (скв. 64). Минимальная мощность апта в своде дополнительной антиклинали 56 м (скв. 39, 47). Отсюда видно, что наибольший подъем восточного крыла Центрального Сагиза в предальбскую фазу достигал 40 м. Что же касается западного крыла Центрального Сагиза, Южного и Северного Сагиза, где послепорские отложения в сводовых частях смыты вовсе, то здесь, как на более приподнятых частях купола, подъем был примерно раза в два больше, чем на восточном крыле.

Еще меньше имеется данных для всего купола о подъеме его в предсеноманскую фазу. В единственной скв. К-38 под сеноманскими отложениями вскрыта и полностью пройдена толща верхнего альба мощностью в 128 м. Исходя из этих весьма ограниченных данных и принимая максимальную мощность верхнего альба для этого района равной 250 м (купол Южный Кошкар, скв. 128), получается, что только для опущенного крыла амплитуда подъема достигала 120 м (?), а для поднятых крыльев (частей), по-видимому, она должна была быть не меньше 240 м (?). Исходя из приведенных выше соображений, следует допускать, что в предсеноманское время на наиболее приподнятых частях купола были почти полностью смыты осадки верхнего альба.

Предтуронская фаза формирования купола связана с его ростом в период общего подъема области на границе сеномана и турона. Подъем области устанавливается по регионально прослеживающимся угловому и стратиграфическому несогласиям между туроном и нижележащими породами. В пределах купола альб-сеноманские породы вскрывались под туронскими картирочными скважинами только на периферии его и поэтому в данных условиях нигде полностью не пройдены. Кроме того, вследствие отсутствия электрокаротажа по разрезу альб-сеноманских пород, вскрытых под туронскими, нигде сеноман не выделен. Исходя из этих данных, судить о величине предтуронского размыва затруднительно. Если допустить, что величины амплитуд предтуронского подъема на восточном крыле Сагиза и ближайшем к нему северо-западном (опущенном) крыле Южного Кошкара были близки, то для восточного крыла Сагиза величина ее определяется примерно в 100 м. Тогда для поднятых частей купола (западные крылья Центрального и Северного Сагиза, горстовая часть Северного Сагиза и Южный Сагиз) она может определяться в 200—250 м, исходя из рассмотренных выше других фаз подъема его. Принимая указанные выше величины подъема, можно допустить, что с различных наиболее приподнятых блоков купола в предтуронскую фазу были смыты полностью уцелевшая от размыва в предшествующий подъем часть верхнего альба (10 м), весь средний альб (70 м) и около 50 м нижнего альба. На опущенных участках купола, в результате предтуронского подъема, максимальное сокращение мощности сеномана достигло 20 м.

Подъем окружающих Сагиз соляных куполов, по-видимому, происходил также в период времени между аптом и туроном, но вследствие недостаточной изученности изменения мощностей рассматриваемой части

разреза на отдельных блоках этих куполов говорить о величине амплитуд подъема их затруднительно.

Послетуронская история формирования купола не может быть нами прослежена из-за отсутствия фактических данных. Сенон-туронские отложения сохранились на куполе только в грабенах, а площадное распространение их приурочено к периферическим частям его. Третичные отложения на куполе Сагиз, по-видимому, отсутствуют вовсе как и на соседних с ним куполах — Южном Кошкаре и Макате. Наличие третичных отложений в наиболее опущенных блоках отдельных куполов (Доссор, Тентяксор и др.) этого района, а также значительные их мощности, установленные геофизическими данными в других частях (Алимбай, Новобогатинск) Южно-Эмбенского района, дают основание предполагать, что осадки эти отлагались и в районе Сагиза, но были смыты в результате послетуронского подъема.

В послетуронское время купол, вероятно, неоднократно подвергался скачкообразным подъемам. Наибольшие подъемы Южно-Эмбенской области в этот период, по-видимому, имели место в низах неогена (перед акчагылом) и в предчетвертичное время. С этими подъемами был, видимо, связан значительный рост соляных куполов. Возможно, с преакчагыльской фазой роста купола следует связывать послетуронские дизъюнктивные нарушения его в виде поперечных и продольных сбросов, еще более усложнивших тектоническое строение купола. Послетуронские дизъюнктивные нарушения на западных крыльях Северного и Южного Сагиза сопровождалась появлением и ростом в центральных частях солевого свода новых солевых поднятий с западными крутыми склонами. К этим же поднятиям купола приурочено появление грабенов, приграбеновых ступеней и горстов, в результате чего Северный, Южный и Центральный Сагиз в основном получили тектоническое оформление, весьма близкое к современному.

В подтверждение роста купола в четвертичное время, по-видимому, говорит факт накопления сравнительно мощных осадков каспийской трансгрессии в грабене Центрального Сагиза. Исходя из изложенного выше, можно только приблизительно говорить о суммарной величине амплитуды послетуронских подъемов купола. На табл. 5 приведены примерные величины размыва различных толщ в разные фазы подъема купола. Например, амплитуда послетуронских подъемов опущенных крыльев купола Сагиз выражается величиной 450 м плюс смытая мощность третичных отложений. Что касается амплитуды подъемов поднятых крыльев купола для этого же периода формирования его, то она равна мощности смытых здесь третичных отложений, наращенных величиной послетуронского размыва дотретичных пород примерно в 740 м. Таким образом, принимая полную мощность третичных отложений для района Сагиза условно за 700 м (в районе Новобогатинска, по геофизическим данным, — 2500 м), суммарная амплитуда послетуронского подъема поднятых крыльев Сагиза достигала не менее 1440 м, а опущенных — 1150 м. По окончании послетуронских подъемов купол Сагиз принял современную форму.

Теперь остановимся несколько подробнее на формировании дополнительного антиклинального поднятия на опущенном крыле (восточном) Центрального Сагиза. По представлениям Н. А. Швембергера, образование дополнительного поднятия на Сагизе связано с постумными, тангенциальными движениями, проявившимися после основной фазы подъема соли. Эти движения были недостаточными для приведения ее в пласти-

Таблица 5

Примерное соотношение величин размыва на поднятых и опущенных крыльях купола Сагиз в различные фазы его скачкообразного подъема

Фазы скачкообразного подъема купола	Поднятые крылья (в том числе горст Северного Сагиза)			Опущенные крылья			Проявление дизъюнктивных нарушений
	Величина наибольшего подъема, м	Стратиграфические единицы, подвергшиеся размыву	Наибольшая мощность смытых пород для каждой стратиграфической единицы, м	Величина наибольшего подъема, м	Стратиграфические единицы, подвергшиеся размыву	Наибольшая мощность смытых пород для каждой стратиграфической единицы, м	
До отложения известняково-глинистой свиты нижнего триаса	С учетом данных геофизики и бурения о мощности нижнего триаса и верхней перми величина общей амплитуды подъема купола Сагиз за период времени от кунгура до отложения известняково-глинистой свиты нижнего триаса превышает 1700 м						Нет данных. Начало формирования палеозойского крутого склона соли
Перед отложением верхнего триаса	Максимальный подъем купола отмечается в районе второго промышленного участка, где мощность смытых пород известняково-глинистой свиты нижнего триаса достигает 75 м						Отмечаются дизъюнктивные нарушения (?)
На границе триаса и нижней юры	Максимальный подъем купола отмечается на восточном крыле Центрального Сагиза, где мощность свиты зеленатоватых глин верхнего триаса сокращается на 80 м						Не отмечается
На границе нижней и средней юры	Максимальный подъем купола отмечается на западном крыле Центрального Сагиза, где мощность нижней юры сокращается до 75 м						То же
На границе средней и верхней юры	Максимальный подъем купола отмечается в северо-западной части восточного крыла Центрального Сагиза, где полностью смыта верхняя угленосная свита (50 м) и не меньше 20 м лингуловой свиты						»
Перед отложением готерива (без учета предвалашинского подъема)	150	$\left\{ \begin{array}{l} J_3 \\ J_2 \end{array} \right.$	$\left\{ \begin{array}{l} 120 \\ 30 \end{array} \right.$	65	$J_3$	65	Появление сбросов в надсолевых породах сводовой части купола. Начало формирования мезозойских крутых склонов соли
На границе неокома и апта	190	$Bg_{1+2}$	190	80	$Bg^2$	80	Обновление старых и появление новых сбросов. Начало формирования дополнительных структур
На границе апта и альба (или в низах нижнего альба)	100	Apt	100	40	Apt	40	Обновление старых сбросов
На границе верхнего альба и сеномана	240 (?)	Alb <sub>3</sub>	240 (?)	120 (?)	Alb <sub>3</sub>	120 (?)	То же (?)

Продолжение табл. 5

Фазы скачкообразного подъема купола	Поднятые крылья (в том числе горст Северного Сагиза)			Опущенные крылья			Проявление дизъюнктивных нарушений
	Величина наибольшего подъема, м	Стратиграфические единицы, подвергшиеся размыву	Наибольшая мощность смывах пород для какой стратиграфической единицы, м	Величина наибольшего подъема, м	Стратиграфические единицы, подвергшиеся размыву	Наибольшая мощность смывах пород для какой стратиграфической единицы, м	
На границе сеномана и тулона	250	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Cm} \\ \text{Alb}_3 \\ \text{Alb}_2 \\ \text{Alb}_1 \end{array} \right.$	$\left\{ \begin{array}{l} 120 \\ 10 \\ 70 \\ 50 \end{array} \right.$	100	Cm	100	Обновление старых сбросов
От тулона до четвертичного времени включительно	1440	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Tr} \\ \text{Sn} + \\ + \text{Tur} \\ \text{Alb}_1 \\ \text{Br}_1 \\ \text{Ht}_{1+2} \\ \text{J}_2 \\ \text{J}_1 \end{array} \right.$	$\left\{ \begin{array}{l} 700 \\ 300 \\ 10 \\ 10 \\ 80 \\ 300 \\ 40 \end{array} \right.$	1150	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Tr} \\ \text{Sn} + \\ + \text{Tur} \\ \text{Cm} \\ \text{Alb}_3 \end{array} \right.$	$\left\{ \begin{array}{l} 700 \\ 300 \\ 20 \\ 130 \end{array} \right.$	Обновление старых и появление новых сбросов, образование грабенов и горстов

ческое состояние, а поэтому под их воздействием соль реагировала как твердое тело, являясь упором, который способствовал смятию прилегающих сбоку пород.

Как мы видели выше, изучение всего геологического материала по куполу Сагиз показывает, что начало формирования этого поднятия относится к преаптскому подъему. Таким образом, дополнительная структура появляется в породах, образовавшихся за период осадконакопления, следующего сразу после образования основного сброса грабена в преднеокомское время (сброс мезозойского крутого склона соли Центрального Сагиза). Обращает на себя внимание то обстоятельство, что простирание дополнительной структуры (см. рис. 22) отвечает простиранию основного сброса грабена Центрального Сагиза. На севере дополнительная структура разорвана сбросом, причем поднятая ее часть за сбросом, по-видимому, под воздействием отрога, отделяющегося от солевого сводового поднятия Северного Сагиза, изменяет свое простирание на северо-восточное. На юге простирание структуры меняется, приближаясь к простиранию юго-восточного радиального сброса. Кроме того, было установлено, что начиная с преаптского времени, в каждую следующую фазу подъема купола, наблюдается незначительное смещение свода антиклинального поднятия в направлении на запад-юго-запад, т. е. по восстанию сброса грабена мезозойского крутого склона соли. Наряду с этим было также отмечено, что дополнительная структура в аптских породах, осложнена двумя антиклинальными поднятиями со сводами, расположенными параллельно друг другу. Второе дополнительное антиклинальное поднятие намечается и в неокомских породах третьего участка. Все это вместе взятое дает основание связывать формирование дополнительной структуры восточного крыла Центрального Сагиза со сбросами, приуроченными к мезозойскому крутому склону соли этого крыла. Нам



представляется, что формирование этой структуры протекало следующим образом.

После появления основного сброса грабена, в каждую из последующих фаз роста купола, западное крыло его поднимается быстрее восточного. Различная скорость подъема двух смежных крыльев купола приводит к тому, что отстающее (опущенное) крыло как бы скользит вниз по плоскости разрыва. Вследствие последнего, в пределах плоскостей разрыва развиваются постоянно действующие две силы: первая — сила тяжести нависающего крыла давит на головы пластов пород поднятого крыла вниз; вторая — сила опережающего в подъеме крыла действует на головы пластов опущенного крыла вверх. Одновременно поднимающаяся масса соли, обуславливающая рост купола, устремляясь в своем движении по пути наименьшего сопротивления под крыло быстрее поднимающееся и действуя на надсолевые породы во все стороны с одинаковой силой, производит различную работу по подъему того и другого крыла. В области поднятого крыла (пологий склон соли) масса соли давит перпендикулярно плоскости напластования слоев. Последним обусловлено почти полное использование этой силы на работу подъема крыла. В пределах опущенного крыла (крутой склон соли) давление массы соли направлено перпендикулярно плоскости разрыва, т. е. плоскости среза голов пластов.

Таким образом, в условиях роста купола быстрее поднимающееся крыло находится под воздействием двух основных сил. Первая — главная сила — давление поднимающихся солевых масс на породы крыла снизу вверх. Вторая — дополнительная сила подъема — давление силы тяжести нависающего (отстающего в скорости) крыла на головы пластов поднятого крыла в зоне разрыва. В результате взаимодействия этих сил формируется присбросовая однокрылая структура поднятого крыла.

Как мы видели выше, в период роста купола отстающее в скорости подъема крыло находится под воздействием силы тяжести солевых масс и подъемной силы быстрее поднимающегося крыла. Та и другая силы действуют в зоне сброса. Первая сила, действуя на головы пластов перпендикулярно плоскости их среза, изгибает пласты, формируя присбросовый прогиб и параллельный ему свод структуры; вторая сила, задирая головы пластов кверху, ускоряет формирование прогиба и приводит к образованию грабена. Так формируется дополнительная складка на опущенном крыле структуры и грабен в своде купола.

Необходимо отметить, что вследствие более сложного взаимодействия сил, развивающихся в плоскости разрыва и скольжения двух крыльев, краевые породы нависающего крыла у самого сброса подвергаются различным деформациям от прогиба до вздутия. Последнее подтверждается структурой грабена, являющегося отделившейся частью нависающего края, отстающего в подъеме крыла (рис. 29, 35).

Изменение простираения дополнительной структуры на северном и южном периклинальных ее окончаниях параллельно ограждающим солевым отрогам (а на юге и сбросу), по-видимому, объясняется большими скоростями подъема этих участков.

Из приведенных данных нашего исследования вытекает, что появление дополнительного поднятия на опущенном крыле купола и присводовой однокрылой структуры на поднятом его крыле связаны с действием различно направленных сил в зоне основного сброса грабена, вызываемых давлением масс соли на покрывающие ее породы в период скачкообразного роста купола.

В заключение следует остановиться на вопросе формирования куполов с точки зрения причин и условий их появления. Выявленная общая закономерность в приуроченности скачкообразного роста соляных куполов Южной Эмбы к эпохам региональных подъемов области, а также изучение всего геологического материала по куполу Сагиз, позволяет высказать некоторые соображения по вопросу формирования куполов.

После отложения галогенных осадков кунгура процесс осадконакопления в Прикаспийской впадине происходил в условиях продолжавшегося общего погружения ее, сменявшегося периодическими относительными поднятиями. В результате продолжавшегося прогибания Прикаспийской впадины, по-видимому, уже в середине верхнепермской эпохи (а может быть и раньше) подсолевое ложе приобрело некоторый уклон от периферии к центру впадины, который обусловил появление в находящейся под нагрузкой толще галогенных пород тенденции к течению по наклонной плоскости.

Однако реализации этой тенденции препятствовала нагрузка надсолевых пород и покрывающей их водной массы бассейна в центральной части депрессии, что еще больше повышало напряжение в толще соли. Как только область подвергалась относительному и неравномерному подъему, сопровождавшемуся освобождением ее от вод бассейна и размывом, равновесие между силами нагрузки надсолевых пород и напряжениями в толще соли нарушалось, что вызывало концентрацию соли и деформацию надсолевых пород на участках пониженного давления. Наряду с этим, вследствие нарушения равновесия, начинается течение соляных масс по наклону, а вместе с этим и деформация надсолевых пород в региональном плане, что еще более усиливает неравномерность их размыва по площади и увеличивает на ней число участков с пониженным надсолевым давлением.

В зависимости от характера и уклона подсолевого ложа течение соляных масс и перемещение надсолевых пород в различных частях впадины происходили с различными скоростями и в разных направлениях, но в целом общее направление от периферии к центру впадины, видимо, сохранилось. Таким образом, в результате взаимодействия неравномерных вертикальных движений поднимающейся области с движениями надсолевых пород по пластическому основанию происходило формирование региональных структур второго порядка и локальных куполовидных структур третьего порядка.

Из приведенного выше следует, что общее простирание структур, формировавшихся под воздействием соляной тектоники, в начальный период совпадало с простиранием соответствующих бортов впадины, но эти направления структур оказались завуалированными позднейшими неоднократными осложнениями структурного плана впадины. Формирование этих структур сопровождалось региональными и локальными разрывами сплошности в надсолевых породах и размывами сводов формирующихся структур.

В последующие эпохи подъема страны приток движущихся соляных масс преимущественно приурочивался к сводам ранее сформированных структур и сбросам, как наиболее ослабленным участкам в толще надсолевых пород. Но наряду с этим, по-видимому, продолжался процесс формирования и новых структур. Так, представляется нам, были заложены основы куполообразования и в таком направлении происходило усложнение структурного плана Прикаспийской впадины в период относительного ее подъема. С погружением области и превращением ее в дно

бассейна тенденция к течению соли возрастает, но одновременно с этим повышается и нагрузка сверху на соль (вес воды и накапливающиеся осадки), которая сдерживает или значительно ослабляет эту тенденцию. В этих условиях формирование солянокупольных структур протекает весьма медленно или вовсе прекращается.

Подводя итоги всему изложенному по вопросу истории формирования купола Сагиз, можно сделать следующие выводы.

1. Появление купола Сагиз относится к верхнепермской эпохе. Его зарождение можно объяснить деформацией надсолевых пород, перемещавшихся вместе с пластическим основанием по уклону подсолевого ложа в период регионального подъема области.

2. В процессе формирования купола выделяются фазы скачкообразного роста его, приуроченные к региональным тектоническим фазам, проявившимся в подъеме Прикаспийской впадины. Фазы медленного роста возможно намечаются изменениями мощностей отдельных пачек (и свит) нижнемеловых и среднеюрских пород.

3. За период времени от кунгура до отложения известняково-глинистой свиты нижнего триаса купол Сагиз неоднократно подвергался скачкообразному подтему, что подтверждается выпадением из разреза сводовой части купола верхнепермских и частично нижнетриасовых отложений, общей мощностью около 1700 м. Вследствие слабой изученности стратиграфии и недостаточности материала по этой части разреза, отдельные фазы подъема купола Сагиз здесь пока не выделяются, за исключением фазы, предшествовавшей отложению известняково-глинистой свиты нижнего триаса, когда купол был поднят и размыт до соли.

4. Начиная с нижнетриасового времени на куполе Сагиз имело место не менее двенадцати фаз скачкообразного его роста, которые проявились перед отложением известняково-глинистой свиты нижнего триаса, перед отложением верхнего триаса, на границах триаса и нижней юры, нижней и средней юры, средней и верхней юры, верхней юры и готерива, баррема и апта, апта и альба, альба и сеномана, сеномана и турона и не менее двух фаз послетуронских (предакчагыльская и послеакчагыльская).

5. В преднеокомскую фазу подъема купола появляются первые достоверные мезозойские сбросы, расчленившие солянокупольную структуру послетриасового формирования на опущенное и два поднятых крыла, что предопределило дальнейшую историю развития купола.

6. Появление преднеокомского сброса (восточного) мезозойского крутого склона соли на Центральном Сагизе обусловило, начиная с преаптской фазы подъема, формирование дополнительного антиклинального поднятия на восточном крыле его.

7. Дополнительная структура на опущенном крыле купола появляется в результате действия различно направленных сил в зоне основного сброса грабена, вызываемых давлением масс соли на покрывающие ее породы в период скачкообразного роста его.

8. После преднеокомского времени в каждую из последующих фаз подъема купола отмечалось обновление старых сбросов, а в преаптскую и послетуронскую фазы, наряду с обновлением старых, отмечается появление новых сбросов. Каждое обновление восточного сброса мезозойского крутого склона соли происходило в условиях нового роста соляного поднятия в центральной части свода соляного ядра.

9. К послетуронскому времени относится появление горстов и грабенных. К дислокациям этого периода приурочен рост соляных поднятий в центральных частях свода соляного ядра западных крыльев Северного

и Южного Сагиза. Эти соляные поднятия характеризуются западными крутыми и восточными пологими склонами.

10. Появление в преднеокомское время в центральной части свода соляного ядра нового локального соляного поднятия, значительно меньшего поперечного сечения, по сравнению с размерами соляного штока купола предшествующего периода его формирования, позволяет заключить, что послекюрский период формирования купола отличался меньшей активностью по сравнению с доюрским периодом.

#### КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА КУПОЛА БАЙЧУНАС

При изучении купола Байчунас основное внимание было уделено так называемому Восточному Байчунасу, на котором пробурено наибольшее число скважин, достаточно хорошо документированных. Основные запасы нефти на куполе также связаны с этим полем.

К соляному куполу Байчунас (рис. 38—57) приурочено одноименное с ним нефтяное месторождение. В 20 км к западу от Байчунаса расположен нефтяной промысел Искине, в 9 км севернее — нефтяное месторождение Тюлегень и в 16 км к юго-востоку — месторождение Тентяксор. В 32 км к северу от Байчунаса находится старейший нефтяной промысел Доссор (см. рис. 1).

Вопросы геологического строения и нефтеносности месторождения Байчунас наиболее подробно освещены в 1943 г. в коллективной работе ВНИГРИ. Позже на Байчунасе проводилось главным образом бурение эксплуатационных скважин, которые несомненно уточнили отдельные детали геологического строения купола, но не изменили основных представлений, изложенных в этой работе. Подробное описание стратиграфического разреза купола Байчунас нами не приводится, а главное внимание уделяется особенностям этого разреза и вопросу изменения мощностей тех или других стратиграфических единиц.

В геологическом строении месторождения Байчунас принимает участие обычный для Южной Эмбы комплекс отложений от четвертичных до нижней перми включительно, исключая верхнеюрские и третичные осадки, которые до сих пор на куполе не установлены. В основании вскрытого здесь скважинами разреза залегает соленосная толща, условно относимая к кунгурскому ярусу нижней перми. Соленосные отложения почти нацело состоят из галита и только в верхней части сменяются гипсоносными породами — кепроком. На куполе соль вскрыта на глубину от 23 до 75 м (скв. 2, 349, 420) и полностью нигде не пройдена. Мощность пород кепрока, вскрытая скважинами, колеблется от 10 до 50 м. Выявить какие-либо закономерности в изменении мощности кепрока на поверхности всего соляного ядра не удастся из-за весьма ограниченных данных.

Стратиграфически выше на соленосной толще залегают отложения нижнего триаса. В соответствии со стратиграфической схемой Е. И. Соколовой (составлена в 1955 г.), в разрезе триаса здесь снизу вверх выделяются шесть свит: песчаниково-конгломератовая, песчано-глинистая, известняково-глинистая, песчано-галечниковая, пестроцветная и свита зеленовато-серых глин и песчаников. Первые три свиты относятся к нижнему триасу, а вторые три — к верхнему.

Самая нижняя свита (песчаниково-конгломератовая) относится Е. И. Соколовой к нижнему триасу условно, с допущением возможности ее перемещения и в верхнюю пермь.

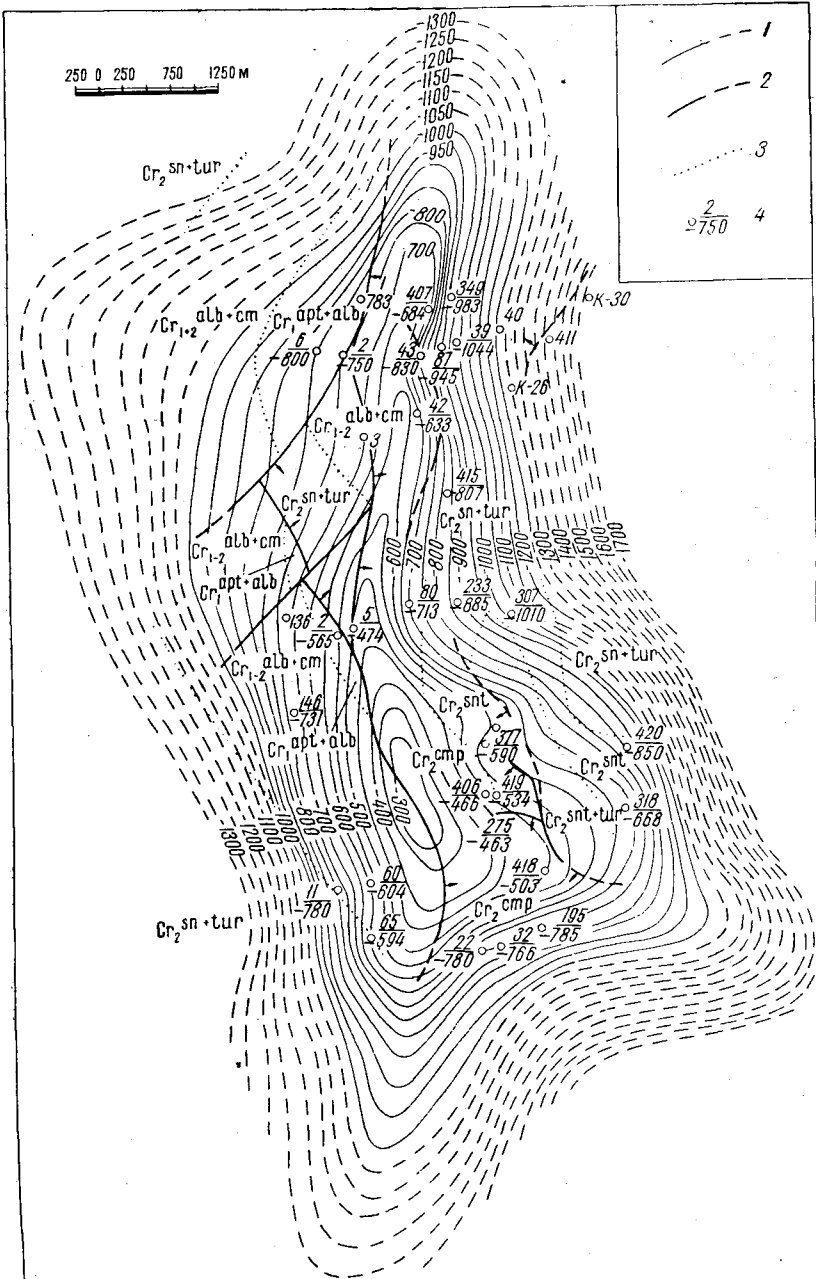


Рис. 38. Байчунас. Схематическая геолого-геофизическая карта. (При составлении карты в качестве геологической основы использована карта Н. А. Калинина 1940—1941 г. Изменения и дополнения внесены К. В. Антоновым и Г. Е. А. Айзенштадтом с учетом данных бурения на 1954 г. Структурная карта по кровле соли составлена по данным глубокого бурения с учетом сейсмических данных).

1 — горизонталы по кровле соли; 2 — сбросы; 3 — геологические границы;  
 4 — номер скважины  
 — отметка кровли соли, м

На западном крыле купола, в условиях видимого нормального контакта, на соленосных породах кунгура залегает песчано-глинистая свита

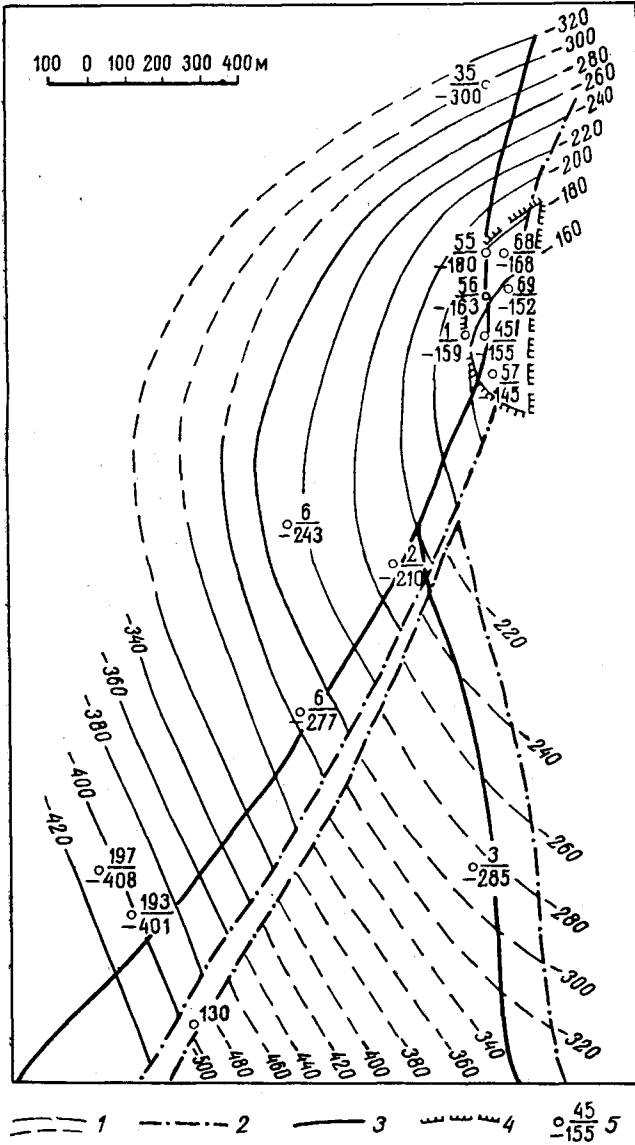


Рис. 39. Северо-Западный Байчунас. Структурная карта по подошве готерива. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1956 г.

1 — горизонталы по подошве готерива; 2 — проекция пересечения сброса с подошвой готерива; 3 — выход сброса под четвертичными отложениями; 4 — контур нефтеносности среднеюрских отложений; 5 — отметка подошвы готерива, м.

нижнего триаса (см. рис. 48, 56). На восточном крыле в условиях мезозойского крутого склона соли контакт соленосных пород с триасом тектонический. Обращает на себя внимание то обстоятельство, что на

периферии Северо-Восточного Байчунаса, по-видимому, в условиях палеозойского крутого склона соли скв. 411 была вскрыта песчаниково-

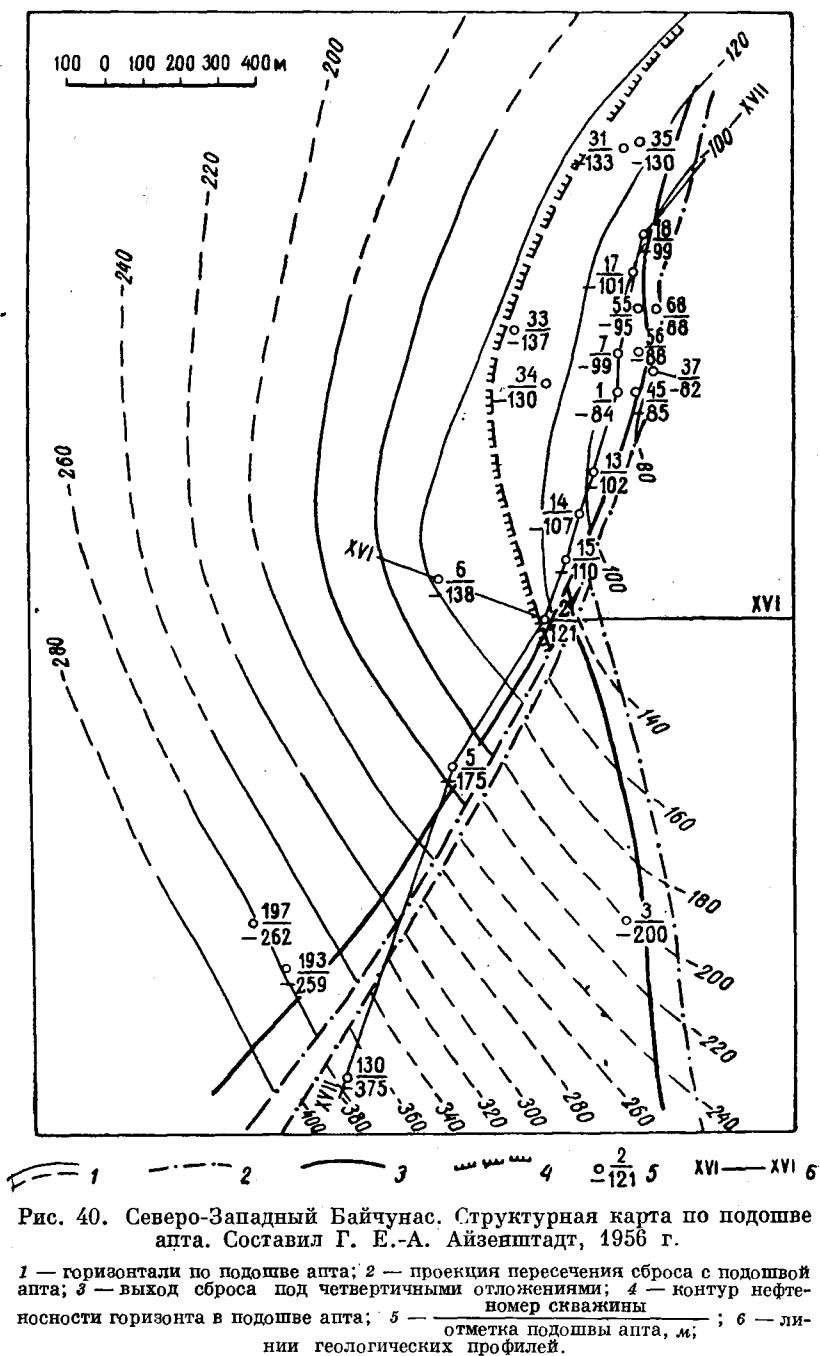


Рис. 40. Северо-Западный Байчунас. Структурная карта по подошве апта. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1956 г.

1 — горизонталы по подошве апта; 2 — проекция пересечения сброса с подошвой апта; 3 — выход сброса под четвертичными отложениями; 4 — контур нефтеносности горизонта в подошве апта; 5 —  $\frac{\text{номер скважины}}{\text{отметка подошвы апта, м}}$ ; 6 — линии геологических профилей.

конгломератовая свита нижнего триаса, пройдя которую скважина и на глубине 1355 м не достигла соленосных отложений кунгура. Таким

образом, на куполе Байчунас в сводовой части разреза надсолевых пород выпадают верхнепермские отложения и песчаниково-конгломератовая свита нижнего триаса.

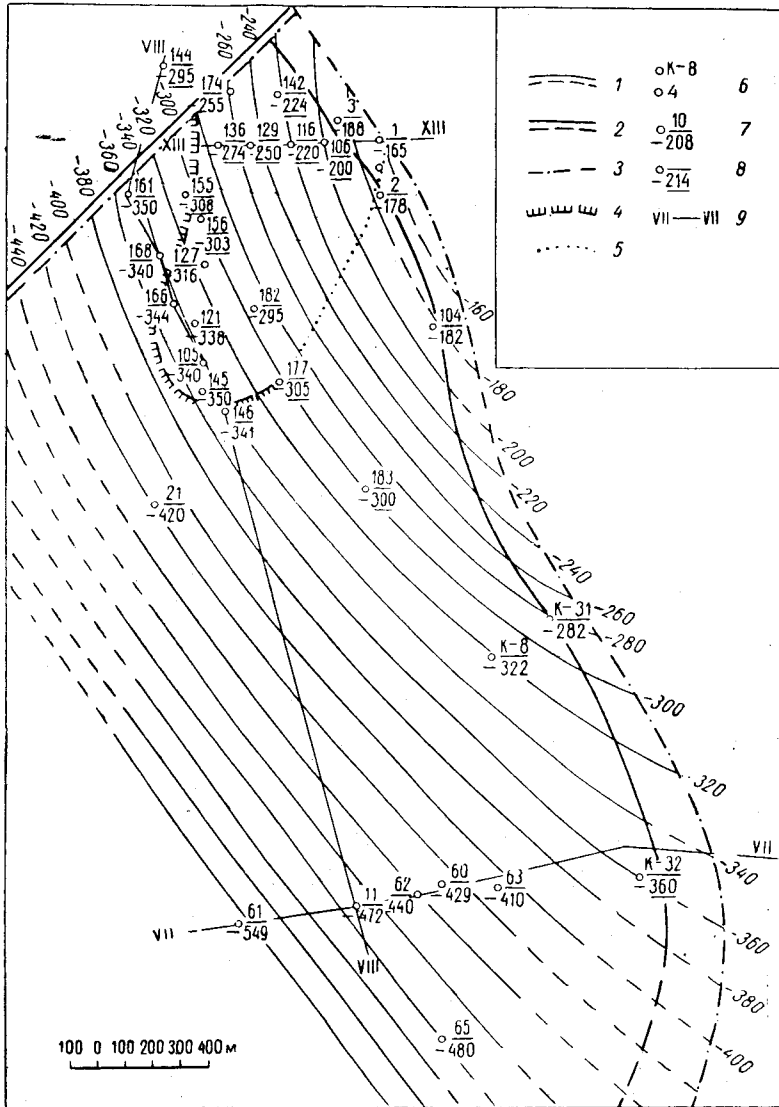


Рис. 41. Южный Байчунас. Схематическая структурная карта по подошве готерива. Составил К. В. Антонов, 1954 г.

1 — горизонталь по подошве готерива; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — проекция пересечения сброса с подошвой готерива; 4 — контур нефтеносности среднеюрских отложений; 5 — граница выклинивания нефтяных песков; 6 — скважины крейдиного и глубокого бурения; 7 — номер скважины; 8 — предполагаемая отметка подошвы готерива, м; 9 — линии геологических профилей.

Мощность отложений триаса на куполе весьма изменчива и колеблется от 0 до 428 м (табл. 6). Это колебание мощности связано, с одной



стороны, с неравномерными размывами различных свит триаса на различных участках купола и, с другой, — со срезанием нижних слоев триаса солью в условиях тектонического контакта между ними. Так,

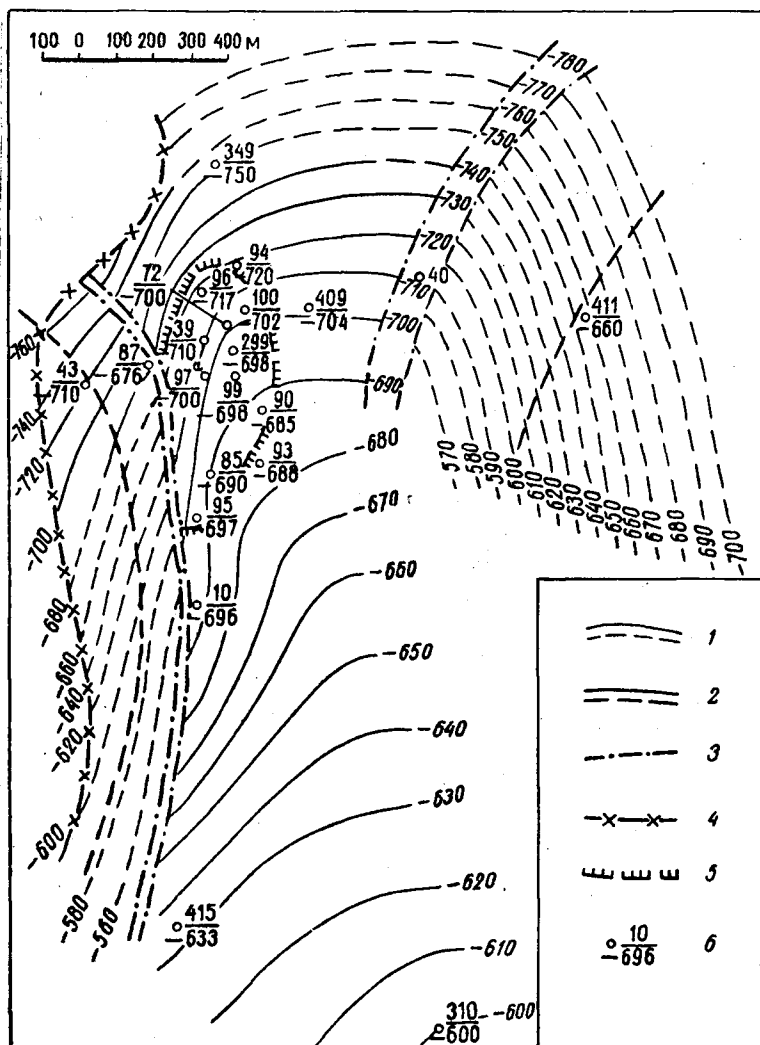


Рис. 42. Северо-Восточный Байчунас. Структурная карта по подошве готерива. Составили Г. Е.-А. Айзенштадт и К. В. Антонов, 1956 г.

1 — горизонталы по подошве готерива; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — проекция пересечения сброса с подошвой готерива; 4 — проекция пересечения подошвы готерива с кровлей соли; 5 — контур нефтеносности среднеурских отложений; 6 — отметка подошвы готерива, м.

на Северо-Западном Байчунасе в скважинах, пройденных до соли (скв. 1, 2, 6), мощность триаса колеблется от 228 до 280 м. На Северо-Восточном Байчунасе в ненарушенной сбросом зоне триас вскрыт двумя скважинами (скв. 40 и 410), но ни одна из них не дошла до соли. Вскрытая мощность триаса в этих скважинах колеблется от 223 до 345 м. В направлении на

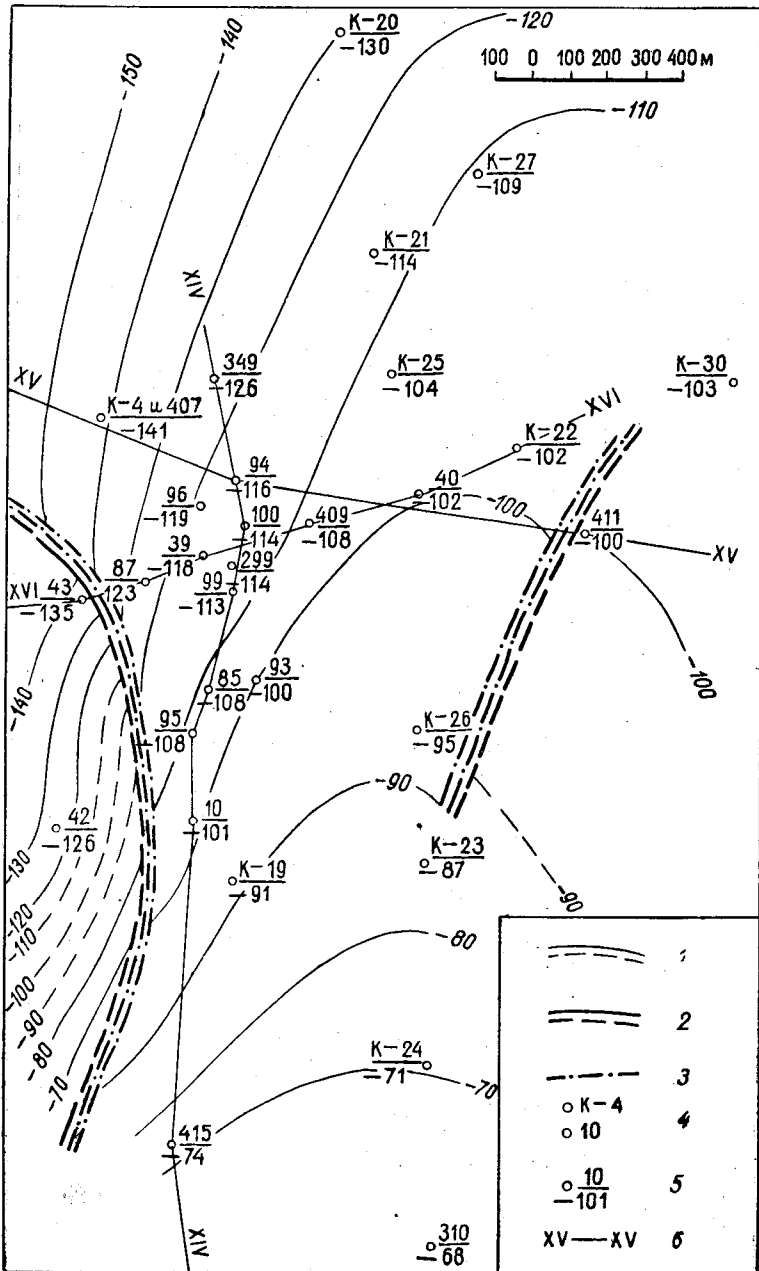


Рис. 43. Северо-Восточный Байчунас. Структурная карта по подошве турона. Составили Г. Е.-А. Айзенштадт и К. В. Антонов, 1956 г.

1 — горизонталы по подошве турона; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — проекция пересечения сброса с подошвой турона; 4 — сваяномер скважины; 5 — отметка подошвы турона, м; 6 — линии геологических профилей.

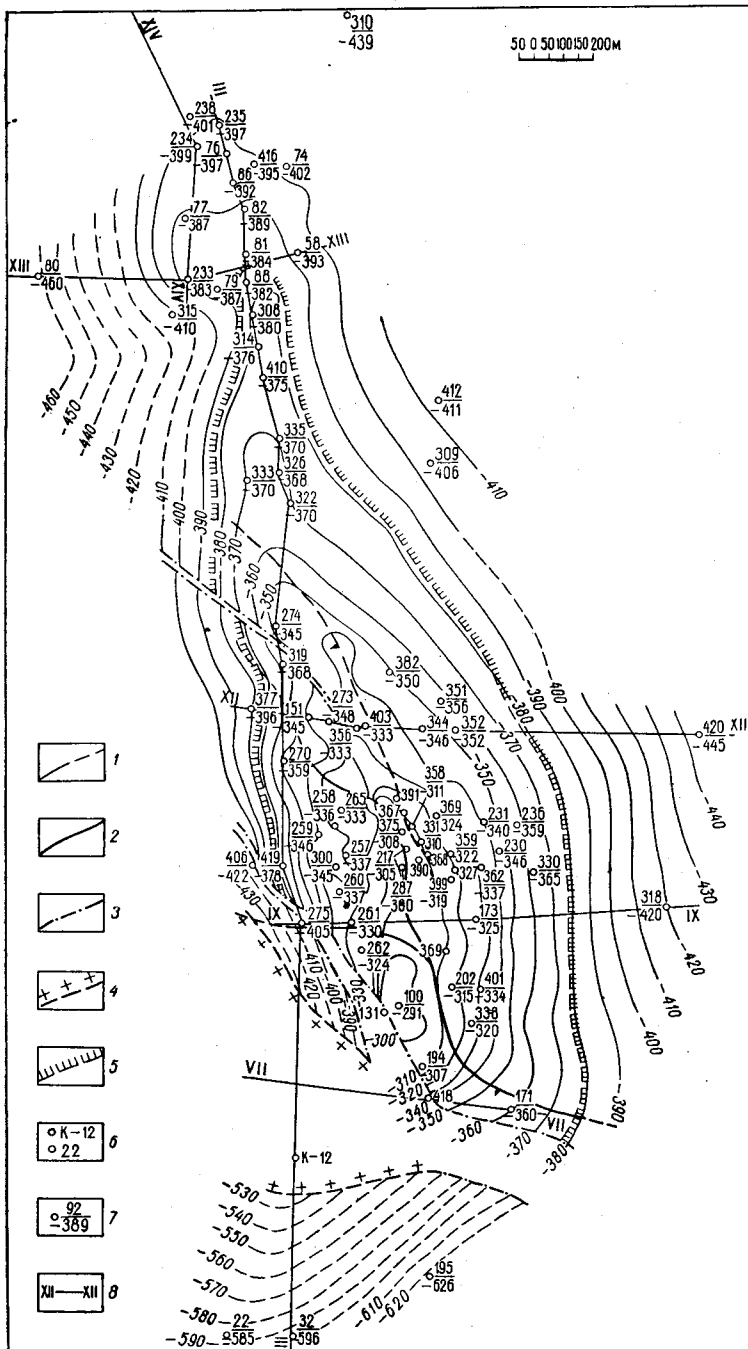


Рис. 44. Восточный Байчунас. Структурная карта по подошве апта.  
Составил К. В. Антонов, 1954 г.

1 — горизонталь по подошве апта; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — проекция пересечения сброса с подошвой апта; 4 — проекция предполагаемого пересечения подошвы апта с кровлей соли; 5 — контур нефтеносности нижнеаптского горизонта; 6 — скважины крелиусного и глубокого бурения; 7 — отметка подошвы апта, м; 8 — линии геологических профилей.



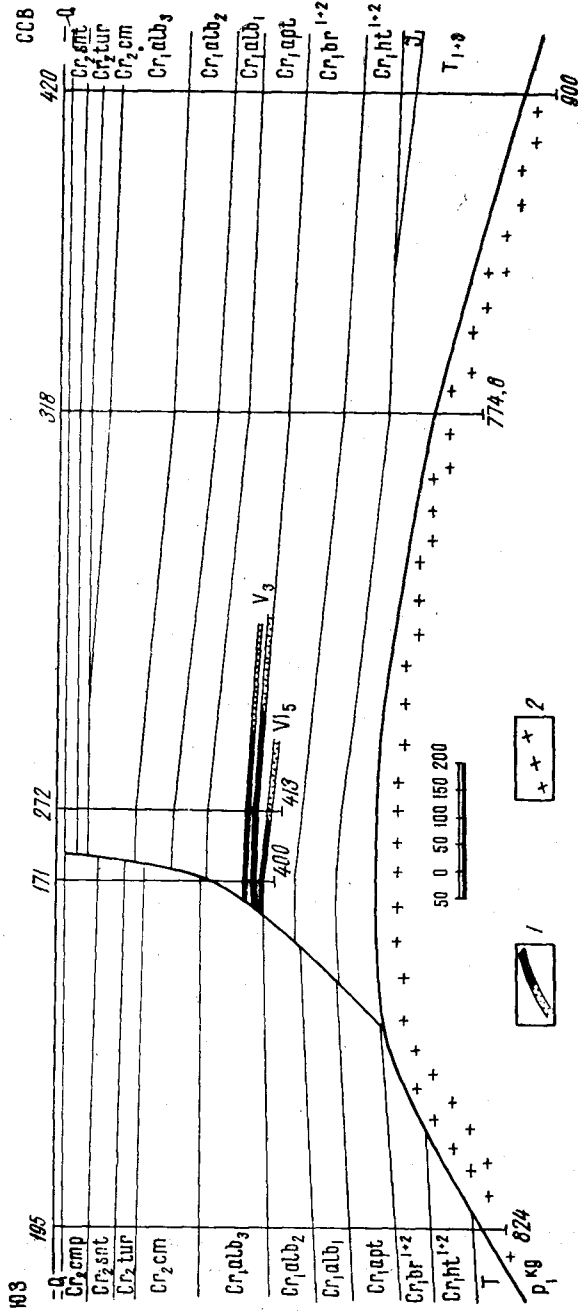


Рис. 46. Восточный Байчунас. Профиль I. Составили Г. Е. -А. Анзенштадт и К. В. Антонов, 1954 г.

1 — нефть ; 2 — соленосный комплекс.  
 I — вода

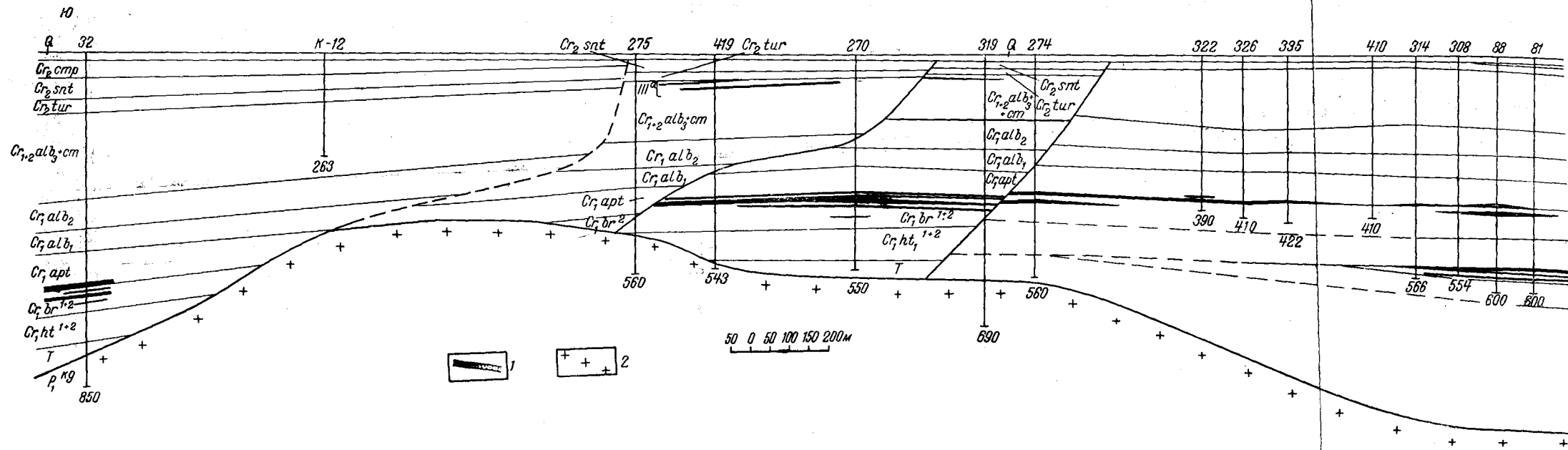


Рис. 47а. Восточный Байчунас. Профиль П. Составили Г. Е.-А. Айзенштадт и К. В. Антонов, 1954 г.

1 — нефть  
вода ; 2 — соленосный комплекс.

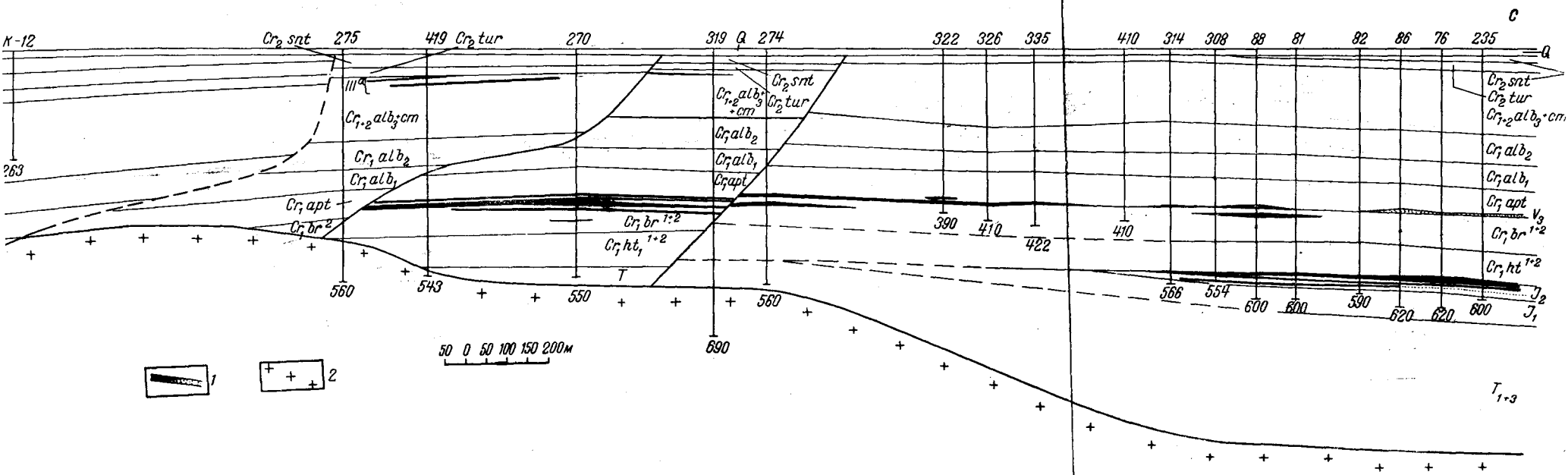


Рис. 47а. Восточный Байчунас. Профиль П. Составили Г. Е.-А. Айзенштадт и К. В. Антонов, 1954 г.

1 — нефть  
вода ; 2 — соленосный комплекс.

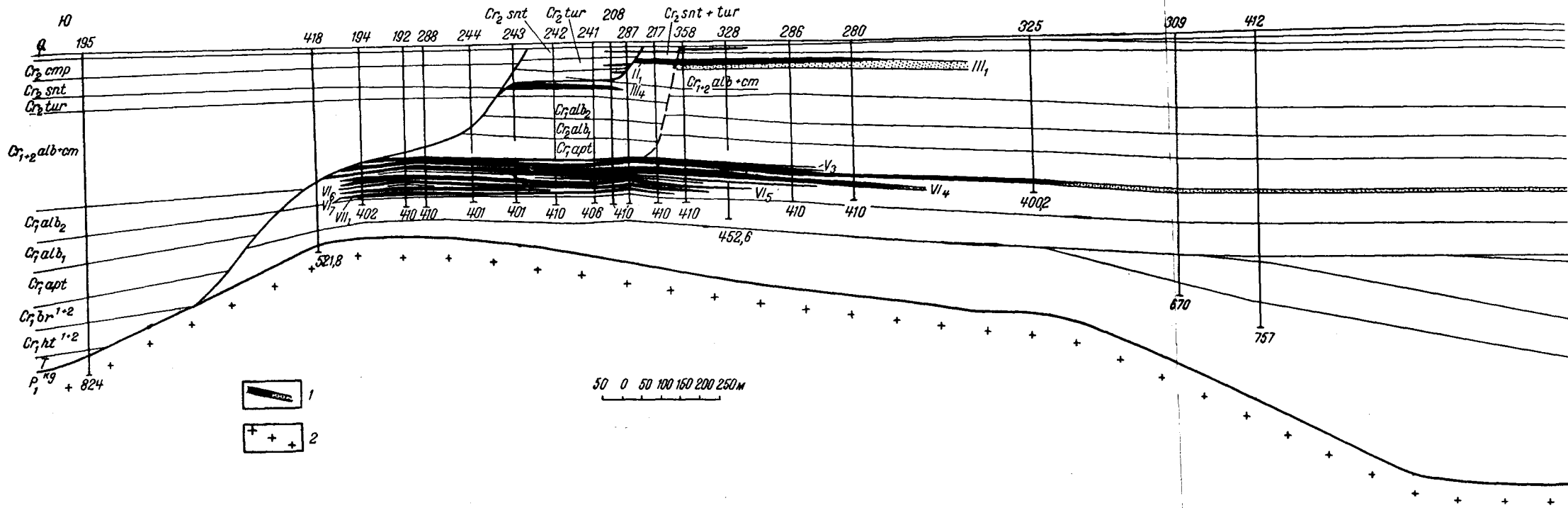


Рис. 476. Восточный Байчунас. Профиль III. Составили: Г. Е.-А. Айзенштадт и К. В. Антонов, 1954 г.

1 — нефть  
2 — соленосный комплекс.



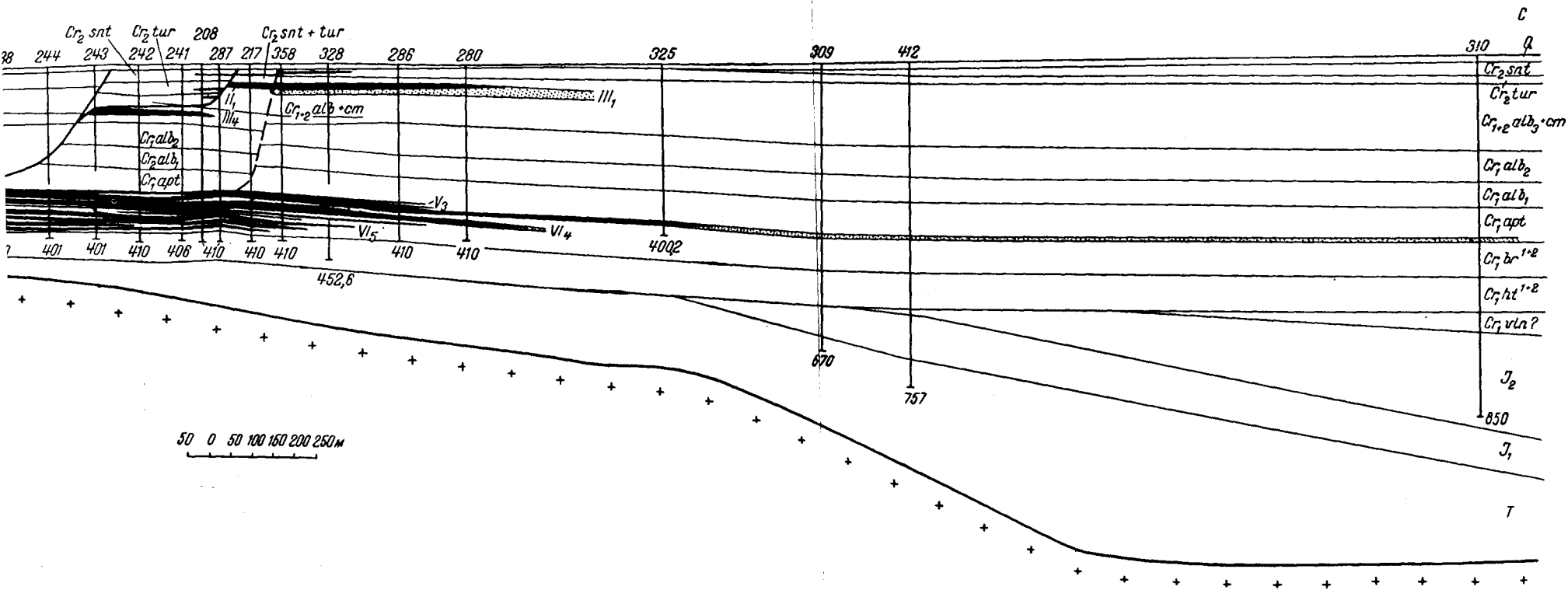


Рис. 476. Восточный Байчунас. Профиль III. Составили: Г. Е.-А. Айзенштадт и К. В. Антонов, 1954 г.

1 — нефть  
вода ; 2 — соленосный комплекс.

юг, в связи с подъемом поверхности соляного ядра как на площади западного, так и восточного крыльев, общая мощность триаса постепенно сокращается (см. рис. 47б, 49).

Таблица 6

Характеристика изменения мощностей (м) стратиграфических подразделений в сводовых частях разбуренной площади купола Байчунас

Возраст пород	Восточное крыло		Западное крыло	
	Северо-Восточный Байчунас	Восточный Байчунас	Северо-Западный Байчунас	Южный Байчунас
Cmp	7—76	7—60	—	0
Snt	24—82	5—64	—	0—12
Tur	22—34	5—41	—	0—23
Cm	47—70	0—113	0	0
Alb <sub>3</sub>	130—162	63—131	0—55	0—100
Alb <sub>2</sub>	54—78	51—89	0—71	0—80
Alb <sub>1</sub>	51—67	40—70	0—57	0—65
Apt	65—87	50—90	67—90	70—87
Br <sub>2</sub>	63—113	42—102	0—111	14—104
Br <sub>1</sub>	5—10	7—17	7—17	7—17
Ht <sub>2</sub>	23—35	16—38	15—31	16—39
Ht <sub>1</sub>	45—55	41—56	41—55	43—62
J <sub>2</sub>	До 363	0—67	140—248	0—170
J <sub>1</sub>	36—37	0—114	70—97	0—93
T <sub>3</sub>	0—55	0—106	70—110	0—110
T <sub>1</sub>	До 290	0—135	120—170	0—150

Наибольшие размывы триаса связаны с предготеривским подъемом купола и приурочены к южному поднятию соляного ядра, где на отдельных участках Восточного и Южного Байчунаса породы триаса размыты на такую глубину, что осадки готерива залегают на самых нижних слоях его или непосредственно на кровле соли (см. рис. 48). Так, в центральной части Южного Байчунаса (скв. 146) мощность триаса 218 м, а в юго-восточной она настолько сокращается, что в разрезе скв. 65 сохранились от размыва только известняково-глинистая и песчано-глинистая свиты нижнего триаса, общей мощностью в 116 м; еще дальше в направлении на восток к современному своду купола и эти свиты целиком смыты, и готерив залегают непосредственно на соли.

Менее интенсивный, но значительный размыв триаса отмечается в предьюрское время и перед отложением верхнего триаса. Размыв перед отложением верхнего триаса четко фиксируется сокращением мощности известняково-глинистой свиты нижнего триаса. Предьюрский размыв хорошо прослеживается по сокращению общей мощности верхнего триаса, обусловленной размывом свиты зеленовато-серых глин и песчаников. Ниже помещена табл. 7, в которой приводятся мощности отдельных толщ триаса по скважинам, расположенным по линиям, секущим купол с запада на восток и с юга на север.

Из таблицы видно, что минимальные мощности верхнего триаса и известняково-глинистой свиты нижнего триаса приурочены к полосе площади купола, протягивающейся с северо-востока на юго-запад примерно через скв. 411, 95 (Северо-Восточный Байчунас) и дальше, по-видимому, с небольшим поворотом на юго-юго-запад, в направлении скв. 61 (Южный Байчунас).

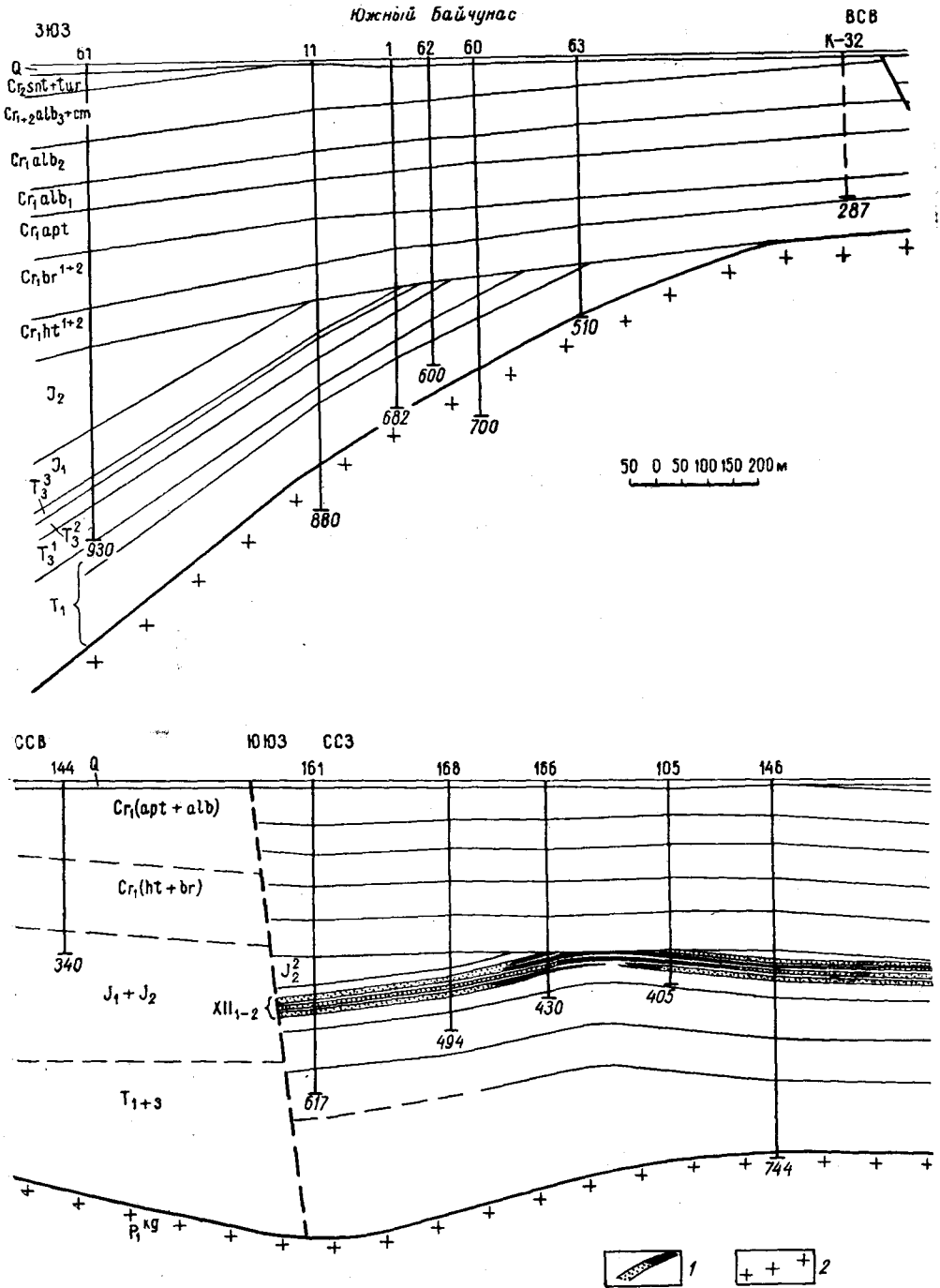


Рис. 49. Южный Байчунас. Профиль

1 — нефть ; 2 — вода

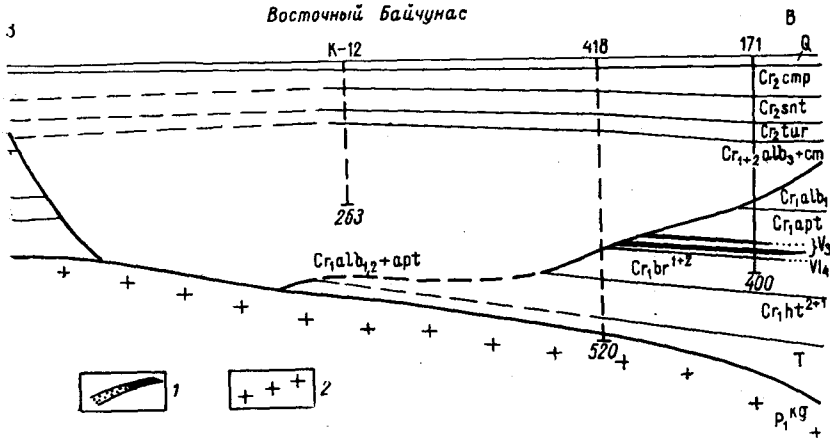
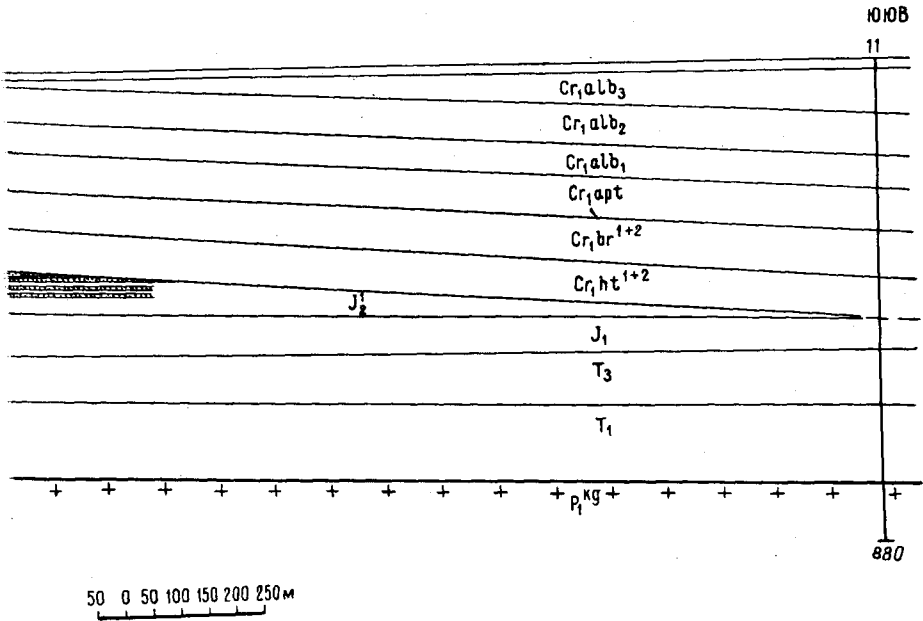


Рис. 48. Байчунас. Профиль VII. Составил К. В. Антонов, 1955 г.

1 — нефть ; 2 — соленосный комплекс.  
вода



VIII. Составил К. В. Антонов, 1956 г.

соленосный комплекс.

Характеристика изменения мощно

Стратиграфическое подразделение	Западное крыло, Северо-Западный Байчунас		Восточное крыло, Северо-Восточный Байчунас			Западное крыло, Южный Байчунас			
	Скв. 6	Скв. 41	Скв. 95	Скв. 40	Скв. 411	Скв. 11	Скв. 1	Скв. 62	Скв. 60
Верхний триас . . . . .	100	70	Нет данных	55	0	106	100 *	75 *	28 *
Известняково-глинистая свита нижнего триаса	70	63	43	50	40	30	30	40	60

\* Свита, подвергшаяся предготеривскому размыву.

К этой полосе пониженных мощностей возможно был приурочен свод триасового купола, имевший общее северо-восточное простирание и протягивавшийся через Северо-Восточный и Южный Байчунас. На

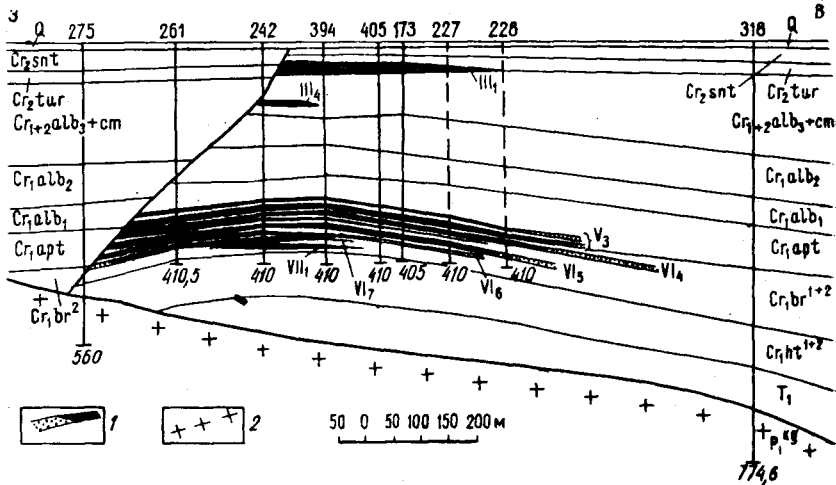


Рис. 50. Восточный Байчунас. Профиль IX. Составили: Г. Е.-А. Айзенштадт и К. В. Антонов, 1954 г.

1 — нефть ; 2 — соленосный комплекс.

площади Южного Байчунаса свод триасового купола возможно несколько поворачивал к югу. Кроме сокращения мощности известняково-глинистой свиты нижнего триаса за счет размыва кровли ее, сокращение мощности происходит и за счет срезания нижних слоев солью в условиях тектонического контакта.

Таблица 7

стей (м) триаса на куполе Байчунас

Восточное крыло, Восточный Байчунас	Западное крыло, Южный Байчунас	Восточное крыло, Восточный Байчунас		Западное крыло				Восточное крыло и северная часть западного крыла				
				Южный Байчунас		Северо-Западный Байчунас		Восточный Байчунас		Северо-Восточный и Северо-Западный Байчунас		
Скв. 420	Скв. 146	Скв. 233	Скв. 420	Скв. 11	Скв. 146	Скв. 130	Скв. 6	Скв. 420	Скв. 233	Скв. 95	Скв. 40	Скв. 46
структур				По простиранию структур								
25 *	80	106	Нет данных	106	80	95	100	26 *	106	Нет данных	55	72
70	20	75	95	30	20	Нет данных	70	70	75	43	50	65

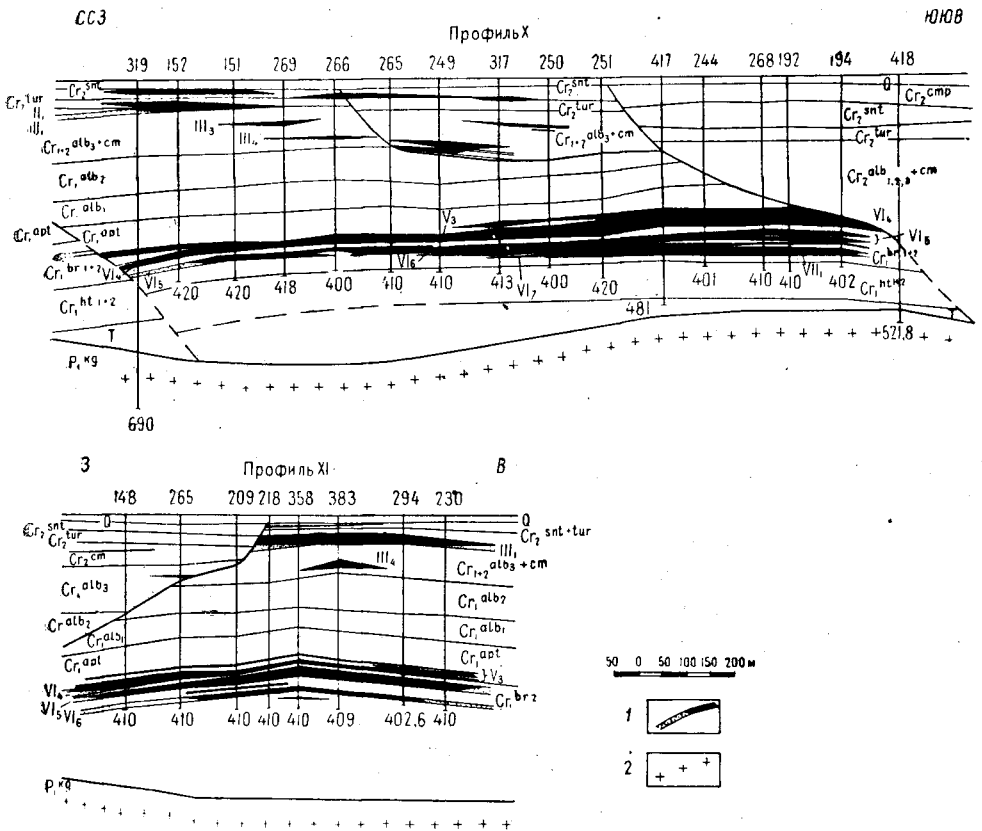


Рис. 51. Восточный Байчунас. Профиль X и XI. Составил К. В. Антонов, 1954 г.

1 — нефть; 2 — соленосный комплекс.

На размытой поверхности пермтриаса залегает нижняя юра. Мощность нижней юры по площади купола изменяется от 114 (скв. 307) до 0 м (скв. 62, 318 и др.). На Северо-Западном Байчунасе мощность нижней юры изменяется от 97 до 70 м, на Северо-Восточном Байчунасе — от 37 до 36 м, на Восточном Байчунасе — от 114 до 0 м и на Южном Байчунасе от 93 до 0 м. В пределах Южного поднятия соляного штока нижнеюрские отложения смыты целиком (см. рис. 47б, 48). Сокращение мощности нижней юры обусловлено предсреднеюрским и преднеокомским размывами. Преднеокомский размыв приурочен к южной части купола.

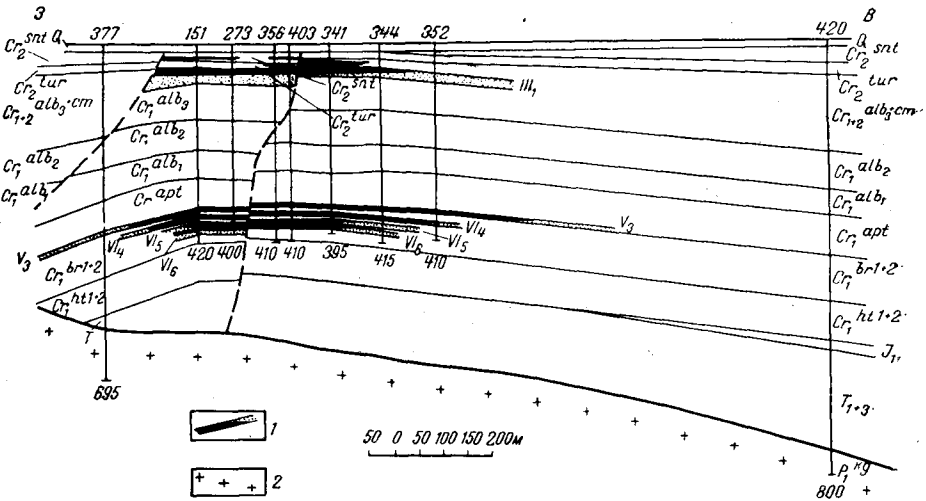


Рис. 52. Восточный Байчунас. Профиль XII. Составили Г. Е.-А. Айзенштадт и К. В. Антонов, 1954 г.

1 — нефть вода ; 2 — соленосный комплекс.

и захватывает большую площадь Восточного Байчунаса и юго-восточную часть Южного Байчунаса. Северная граница распространения нижней юры, подвергшейся преднеокомскому размыву, примерно, проходит через скв. 11, 183, 189, 410, 412. К северу от этой границы мощность нижней юры колеблется от 10 до 105 м. К югу от нее в условиях полного размыва нижней юры готерив залегает непосредственно на пермтриасе (?) (см. рис. 47а). На всей остальной площади купола сокращение мощности нижней юры обусловлено размывом, приуроченным к границе нижней и средней юры. На этой площади максимальное сокращение мощности нижней юры приурочено к полосе, протягивающейся между скв. 40 и 411, 80 и 233. Этой полосой намечается положение свода нижнеюрского купола, который в своей северной части совпадает с триасовым, двигаясь же на юго-запад он несколько отклоняется от его расположения к юго-востоку. Изменение мощностей нижнеюрских осадков по всей площади купола Байчунас следующее.

Мощность, м

Изменение мощности вкrest простирания структур

Западное крыло, Северо-Западный Байчунас:

скв. 6 . . . . .	79
» 2 . . . . .	70

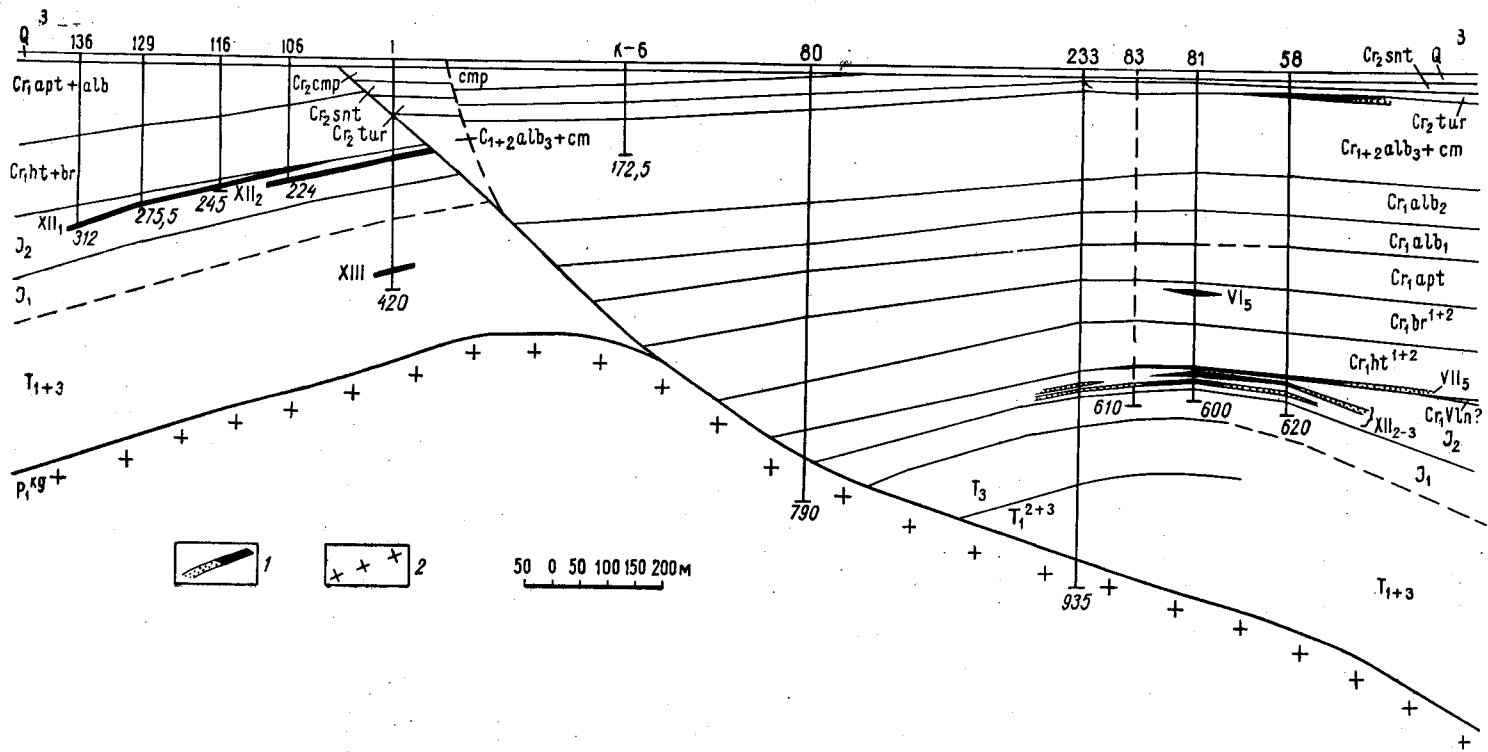


Рис. 53. Байчунас. Профиль XIII. Составил К. В. Антонов, 1954 г.

1 — нефть / вода ; 2 — соленосный комплекс,



Восточное крыло, Северо-Восточный Байчунас:		
скв. 40	.....	37
» 411	.....	36
Западное крыло, Южный Байчунас:		
скв. 181	.....	80
Восточное крыло, Восточный Байчунас:		
скв. 80	.....	52
» 233	.....	42
» 307	.....	114
» 412*	.....	105
Западное крыло, Южный Байчунас:		
скв. 61	.....	93
» 11	.....	57
» 1*	.....	0
» 60*	.....	0
Восточное крыло, Восточный Байчунас:		
скв. 420*	.....	0

Изменение мощности по простиранию структур

Западное крыло, Северо-Западный Байчунас:		
скв. 46	.....	83
» 1	.....	97
» 2	.....	70
» 130	.....	75
Западное крыло, Южный Байчунас:		
скв. 181	.....	80
» 146	.....	68
» 61	.....	93

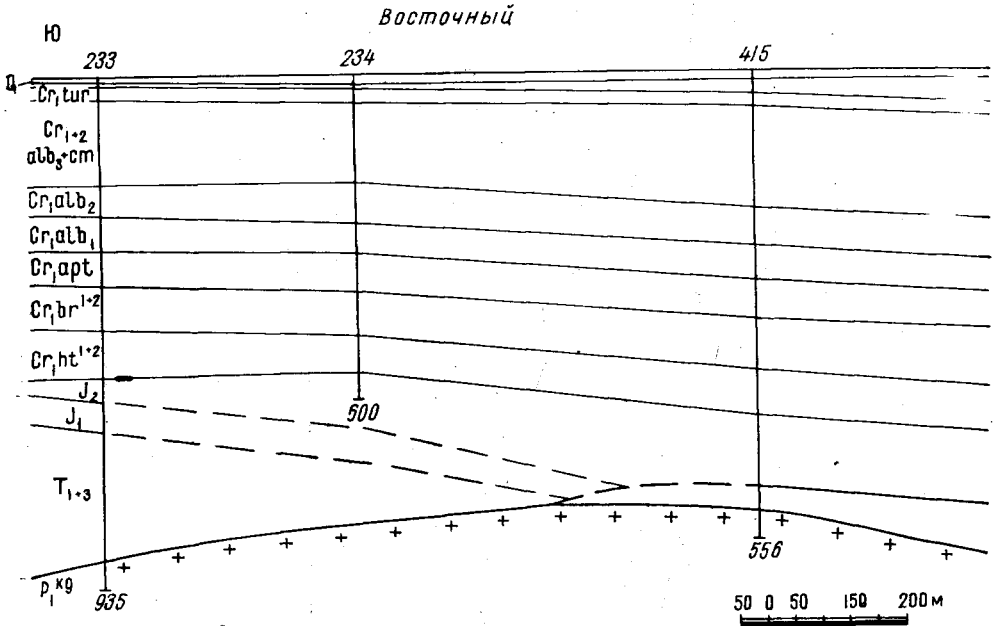


Рис. 54. Байчунас. Профиль XIV. Составил

1 — нефть ; 2 — вода

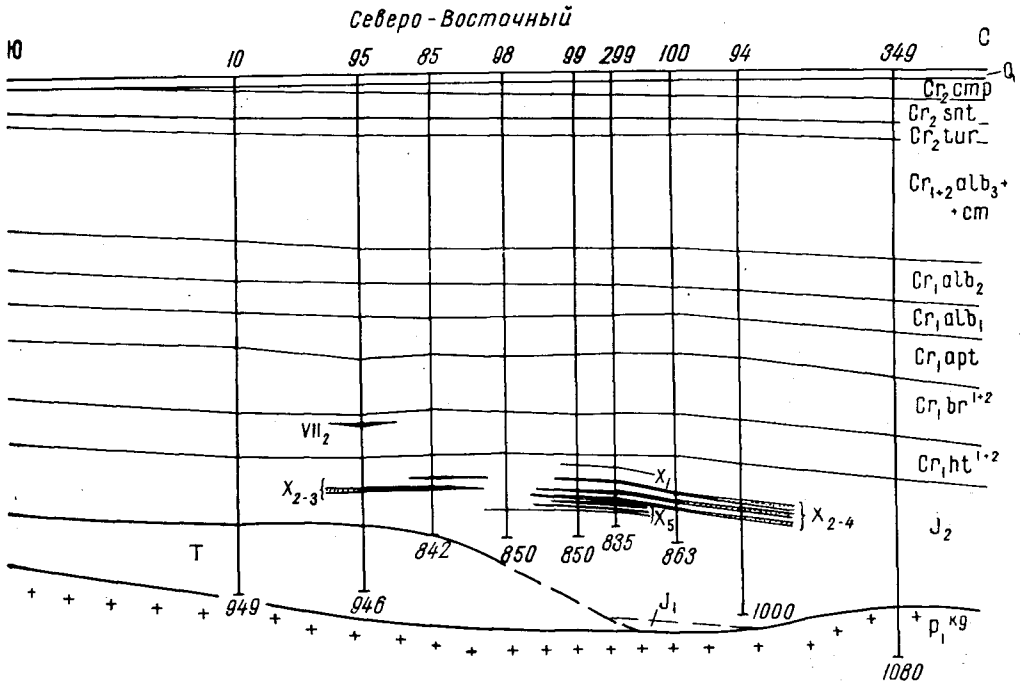
Восточное крыло, Северо-Восточный Байчунас:	
скв. 411	36
Восточное крыло, Восточный Байчунас:	
скв. 307	114
» 412 *	105
» 309 *	77
» 420 *	0

\* Скважины, в которых нижняя юра подвергалась предготеривскому размыву.

Анализ изменения мощностей нижней юры на куполе показывает, что их сокращение происходит с юго-востока и северо-запада к месту расположения нижнеюрского свода, а также с севера на юг в пределах площади распространения преднеокомского размыва (см. рис. 47б, 49, 53).

Выше по разрезу залегают среднеюрские породы. В зависимости от месторасположения на куполе мощность средней юры изменяется от 0 до 363 м.

Наибольшая мощность среднеюрских отложений установлена на восточном склоне Северо-Восточного Байчунаса (скв. 411), где вскрытый скважиной их разрез достигает 363 м. Здесь разрез средней юры представлен всеми четырьмя свитами стратиграфической схемы Г. Е.-А. Айзенштадта (снизу вверх): песчано-глинистой (105 м), нижней угленосной (110 м), лингуловой (105 м) и верхней угленосной (50 м). На Северо-Восточном Байчунасе средняя юра полностью пройдена только в скв. 411.



К. В. Антонов, 1956 г.

соленосный комплекс.

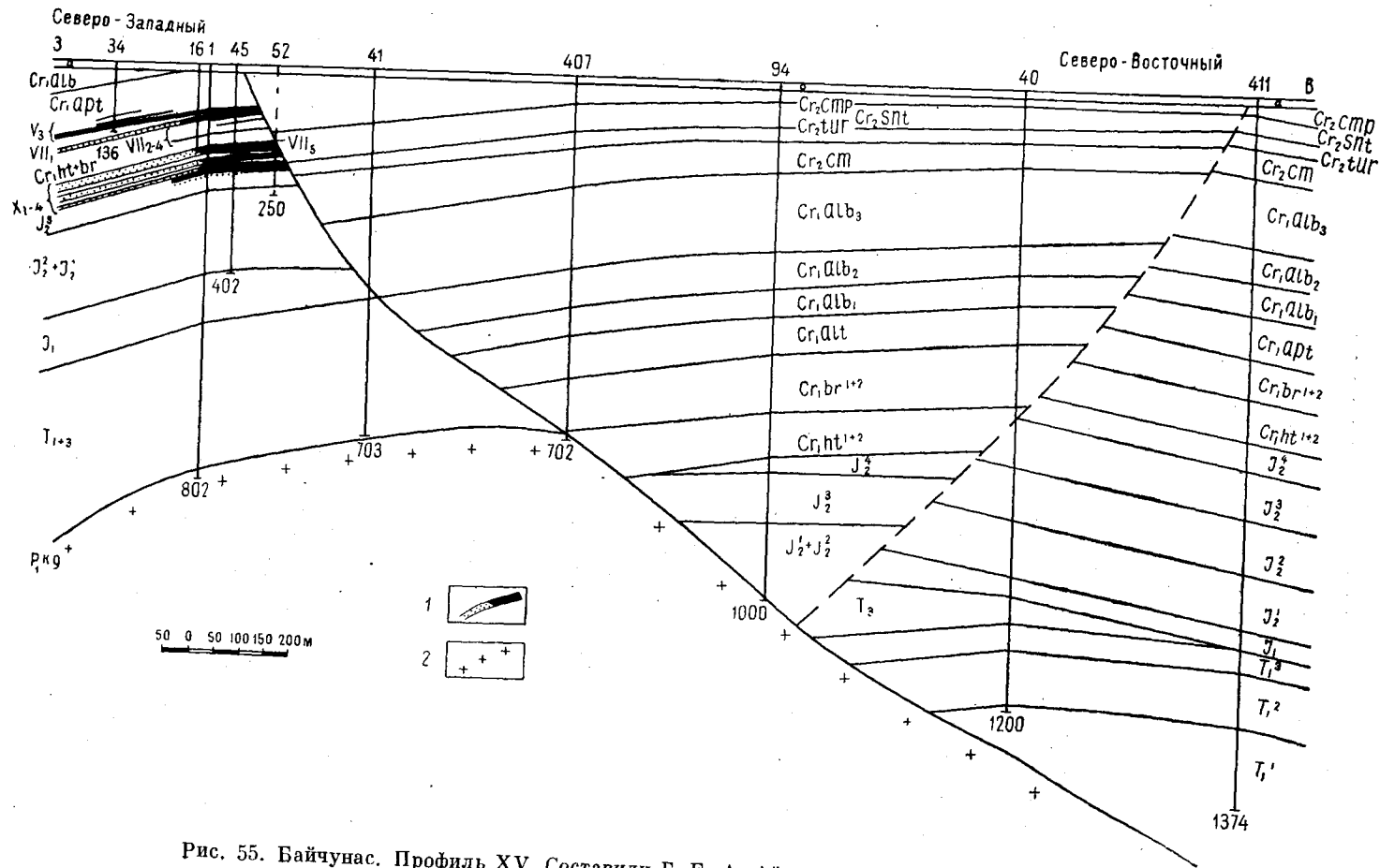


Рис. 55. Байчунас. Профиль XV. Составили Г. Е.-А. Айзенштадт и К. В. Антснор, 1956 г.

1 — нефть  
вода ; 2 — соленосный комплекс.

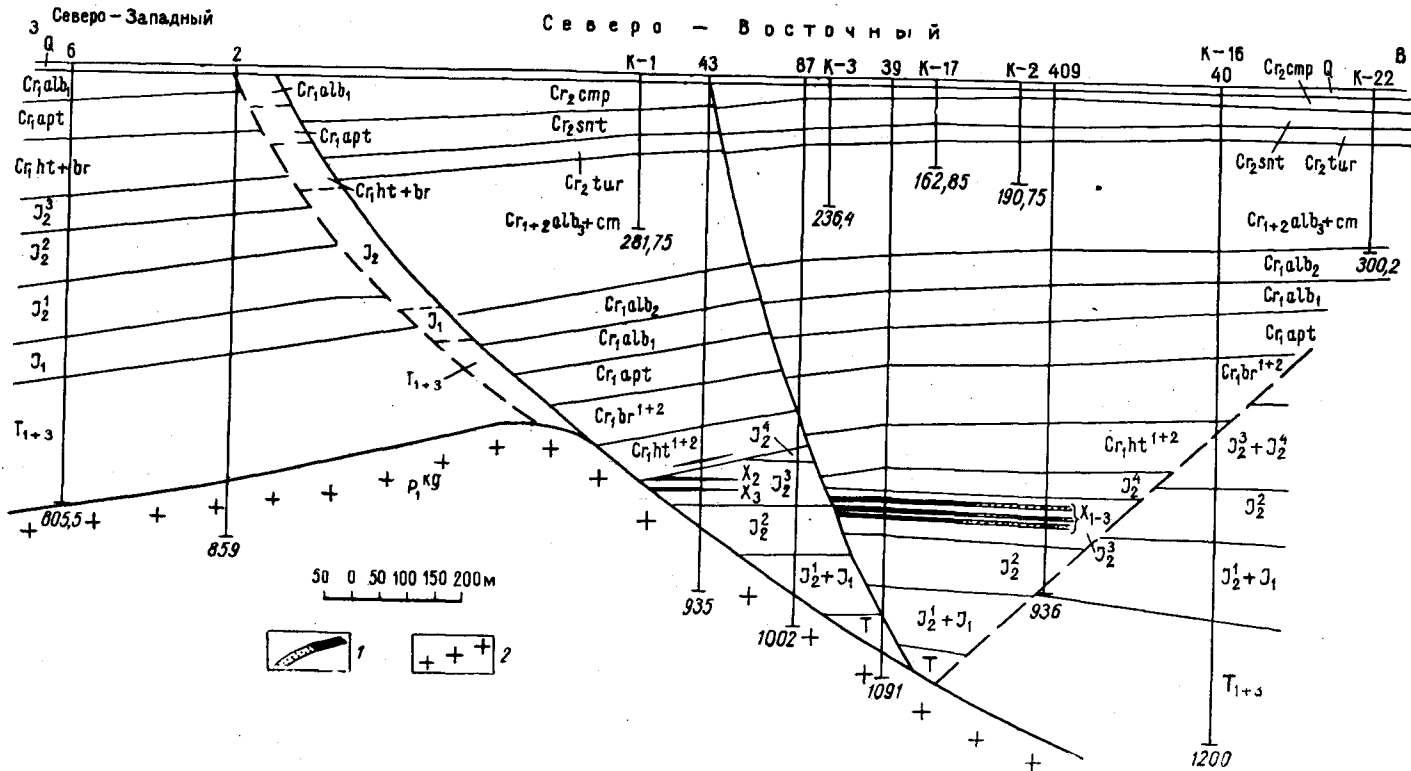


Рис. 56. Байчунас. Профиль XVI. Составили Г. Е.-А. Айзенштадт и К. В. Антонов, 1955 г.

1 — нефть ; 2 — соленосный комплекс.  
 вода

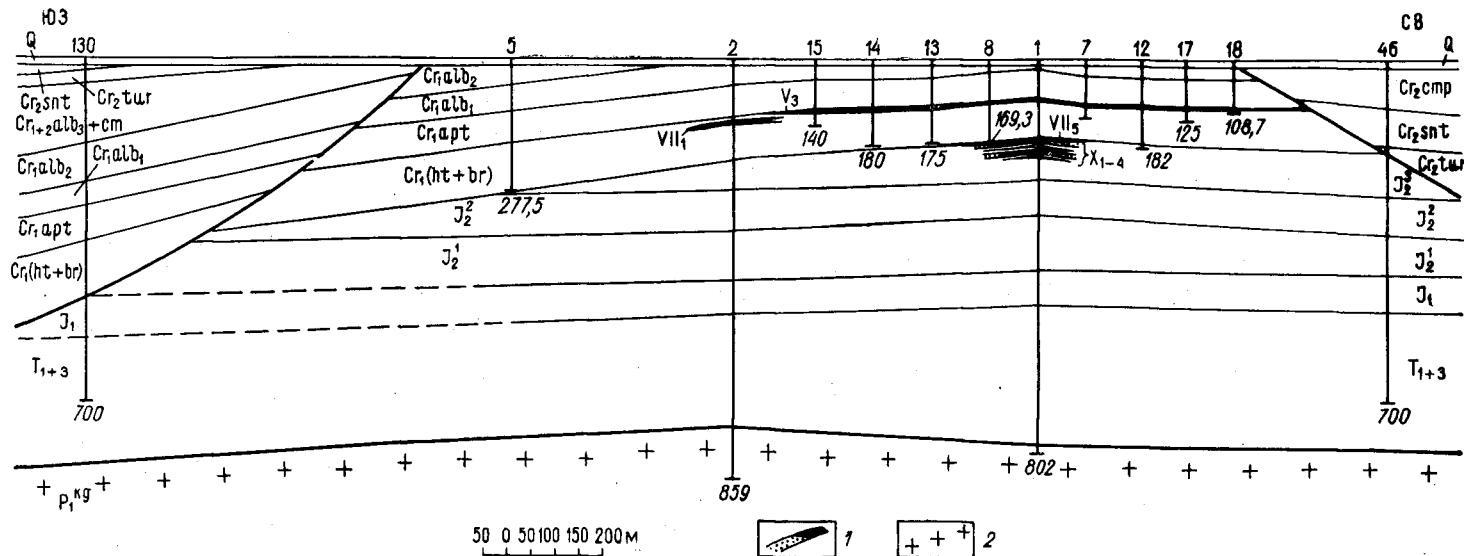


Рис. 57. Северо-Западный Байчунас. Профиль XVII. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1955 г.

1 —  $\frac{\text{нефть}}{\text{вода}}$ ; 2 — соляносный комплекс.

На Северо-Западном Байчунасе мощность среднеюрских осадков также значительная и колеблется в пределах от 140 до 248 м (скв. 193, 6). Наиболее полные разрезы средней юры на этом участке заканчиваются лингуловой свитой. Верхняя угленосная свита здесь полностью смыта. Двигаясь с севера на юг как на западном, так и на восточном крыльях, мы видим постепенное сокращение мощности средней юры, а в районе южного сводового поднятия она размыта полностью на наиболее приподнятых частях Южного и Восточного Байчунаса. Так, на Восточном Байчунасе мощность ее изменяется от 0 до 67 м, а на Южном — от 0 до 170 м. Северная граница площади, на которой среднеюрские осадки смыты полностью, примерно проходит по скв. 11, К-31, 333, 410 и 309. Изменение мощностей среднеюрских осадков на куполе по простиранию и вкрест простирания его следующее.

Мощность, м

## Изменение мощности вкрест простирания структур

Западное крыло, Северо-Западный Байчунас	
скв. 6	248
» 2	240
» 46	231
» 3	211
Восточное крыло, Северо-Восточный Байчунас:	
скв. 411	363
Западное крыло, Южный Байчунас:	
скв. 161	122
» 2	60
Восточное крыло, Восточный Байчунас:	
скв. 80	50
» 233	42
» 307	41
Западное крыло, Южный Байчунас:	
скв. 61	160
» 11	0
» 63	0
Восточное крыло, Восточный Байчунас:	
скв. 275	0
» 420	0

## Изменение мощности по простиранию структур

Западное крыло, Северо-Западный Байчунас:	
скв. 6	248
» 193	139
Западное крыло, Южный Байчунас:	
скв. 161	122
» 21	134
» 61	160
Восточное крыло, Северо-Восточный Байчунас:	
скв. 411	363
Восточное крыло, Восточный Байчунас:	
скв. 233	42
» 412	10
» 309	0
» 318	0

Из приведенного видно, что в целом мощность среднеюрских осадков сокращается в направлении с севера на юг. Некоторая закономерность в изменении среднеюрских мощностей наблюдается на отдельных участках купола. Так, в пределах Северо-Западного Байчунаса намечается небольшое сокращение мощности средней юры к востоку в направлении

основного сброса. Как уже отмечено выше, на этом участке даже в наиболее полных разрезах, верхняя угленосная свита отсутствует. К востоку от сброса на площади Северо-Восточного Байчунаса, почти во всех разрезах скважин, пройденных в восточной и центральной частях этого участка, встречена верхняя угленосная свита (скв. 94, 96, 349, 409, 411 и др.), мощность которой в западном и южном направлениях постепенно сокращается и в скв. 43, 407, 10 она отсутствует. Последнее указывает на то, что среднеюрские отложения в этой части Северо-Восточного Байчунаса подверглись меньшему размыву по сравнению с западной и южной его частями и восточной частью Северо-Западного Байчунаса. В разрезе скв. 40 на глубине 635 м выпадают нижняя часть готерива (низы песчано-глинистой свиты и вся пеллециподовая свита) и верхняя часть средней юры (верхняя угленосная и часть лингуловой свиты), что указывает на наличие здесь сброса. Как ведет себя сброс в более верхних слоях к востоку от скв. 40 остается неясным, так как ни в одной из пройденных здесь скважин он не установлен. По-видимому, сброс, выходя на поверхность между скв. 40 и 411 простирается к северу и югу восточнее скв. К-22 и К-26 (см. рис. 55). В западной части Северо-Восточного Байчунаса, несмотря на то, что в скв. 10, 39, 95 и 415 вскрыт разрез средней юры до конца, полная мощность ее в них не выявлена, так как в этих скважинах средняя юра имеет тектонический контакт с пермотриасом. Таким образом, полная мощность среднеюрских отложений устанавливается только одной скв. 411, расположенной на погружении слоев Северо-Восточного Байчунаса в межкупольное пространство.

По тем данным, которыми мы располагаем, затруднительно судить о местоположении свода северной части среднеюрского купола. Более надежно можно говорить о местоположении свода купола в предготеривское время. Сокращение мощности средней юры (за счет размыва верхних слоев ее) на Северо-Восточном и Северо-Западном Байчунасе в направлении расположения основного сброса, полный размыв отложений верхней угленосной свиты средней юры здесь в прилегающих частях к этому сбросу, как и сохранение ее отложений в разрезах восточной и центральной частей Северо-Восточного Байчунаса, служат указанием на то, что расположение свода купола в его северной части в предготеривское время было весьма близким к расположению свода современного крыла. На Восточном Байчунасе, расположенном на опущенном крыле, среднеюрские отложения мощностью от 10 до 67 м сохранились только на северной оконечности его. На всей остальной площади этого участка они целиком смыты, по-видимому, в период, предшествовавший отложению пеллециподовой свиты готерива. Несмотря на то, что Южный Байчунас расположен на поднятом крыле, на большей части его площади среднеюрские отложения сохранились и достигают 170 м мощности. Исключением является только юго-восточная часть присводового участка его, где эти отложения смыты.

Таким образом, получается, что в предготеривское время на южной половине купола среднеюрские отложения современного опущенного крыла подверглись интенсивному размыву на более широкой площади по сравнению с размывом тех же осадков на современном поднятом крыле. Последнее могло произойти только при условии, что в предготеривское время в южной части купола его свод располагался так же, как и в северной части, близко к современному своду, несколько уклоняясь от него к востоку. Следовательно, из изучения распределения мощности среднеюрских отложений по всему куполу можно заключить, что

в предготеривское время расположение свода купола Байчунас было близким к расположению свода современного купола и возможно несколько отклонялось к востоку в его южной части. Кроме того, сокращение мощности средней юры на восточном и западном крыльях в направлении современного свода купола, как и близкие величины ее на том и другом крыле вблизи основного сброса, следует рассматривать как указатель на то, что в период предготеривского размыва солянокупольная структура Байчунас еще не была расчленена основным сбросом на опущенное и поднятое крыло.

Верхнеюрские отложения до сих пор в разрезе Байчунаса не установлены и на размытую поверхность средней юры ложится нижний мел, начинающийся здесь осадками валанжина. Каких-либо определенных данных о площадном распространении валанжина на Байчунасе не имеется. Скв. К-8 и К-31, пробуренными на Южном Байчунасе, была вскрыта песчаная толща мощностью до 60 м, резко отличающаяся по литологическому составу пород и по фауне от вышележащих неокомских отложений. Условно эти отложения были отнесены к валанжинскому ярусу нижнего неокома. По преобладающей фауне эту толщу пород выделили под названием ауцеллового горизонта. В разрезах других скважин ни на одном промысловом участке наличие этого горизонта, подтвержденного образцами пород или фауной, не было установлено. В некоторых скважинах Восточного Байчунаса под песчано-глинистой свитой готерива выделяется пачка пород, по электрокаротажной характеристике напоминающая ауцелловый горизонт. Однако проходка этого интервала глубин в скважинах без отбора образцов затрудняет окончательное решение вопроса о площадном распространении валанжина. Поэтому кроме указанных крелиусных скважин в других разрезах неокома нами валанжин не выделяется. Неокомские отложения распространены по всей площади купола. В их разрезе, кроме валанжина, снизу вверх выделяются пеллециподовую и песчано-глинистую свиты готерива, горизонт песков и пестроцветную свиту баррема. Общая мощность неокома на площади купола колеблется от 78 (скв. 45) до 200 м (скв. 35, 80, 409). Колебание мощности неокома главным образом обусловлено резкими размывами на отдельных участках купола пестроцветной свиты баррема. Кроме того, на колебании общей мощности неокома сказывается послойное изменение мощности в каждой из свит, составляющих разрез неокома. Так, колебание мощностей нижних трех свит неокома по площади всего купола сравнительно небольшое, а границы этих колебаний для одноименных свит на различных промысловых участках близки друг к другу (табл. 8).

Таблица 8

Характеристика изменения мощностей (м) свит неокома на различных участках купола Байчунас

Название яруса и свиты	Восточное крыло		Западное крыло	
	Северо-Восточный Байчунас	Восточный Байчунас	Северо-Восточный Байчунас	Южный Байчунас
Пестроцветная свита . . . . .	63—113	42—102	0—111	0—104
Горизонт песков . . . . .	5—10	7—17	7—17	7—17
Песчано-глинистая свита . . . . .	23—35	16—38	15—31	16—39
Пеллециподовая свита . . . . .	45—55	41—56	41—55	43—62



Иначе обстоит дело с пестроцветной свитой баррема. Вследствие сильного размыва мощность ее подвергается значительным колебаниям. На западном крыле размыв этой свиты более интенсивен по сравнению с восточным крылом. Также различны и закономерности в изменении мощностей этой свиты, устанавливаемые на том и другом крыле.

На Северо-Восточном Байчунасе мощность пестроцветной свиты изменяется от 63 (скв. 93) до 113 м (скв. 409). В пределах разбуренной площади этого участка мощность свиты сокращается в направлении с востока на запад (см. рис. 56). Как ведут себя мощности свиты в присбросовой, погруженной части участка на его западной стороне, остается не выясненным из-за отсутствия здесь скважин. На восточном склоне участка в скв. 411 мощность пестроцветной свиты резко сокращается на 45 м по сравнению с ближайшими к ней скважинами (скв. 40, 409), что мы объясняем размывом ее, обусловленным большей приподнятостью этой части крыла вследствие сброса. Двигаясь по сводовой части восточного крыла на юг, при переходе с Северо-Восточного Байчунаса к Восточному, мощность пестроцветной свиты вначале несколько возрастает (скв. 415). В дальнейшем, начиная с северной части Восточного Байчунаса, в сводовой части его, мощность свиты колеблется от 42 (скв. 31) до 70 м (скв. 391), возрастая в направлении погружения слоев к западу до 102 м и к востоку до 83 м (см. рис. 46, 47а). Исходя из приведенных данных, надо полагать, что и на Северо-Восточном Байчунасе мощность пестроцветной свиты возрастает в направлении к основному сбросу.

Как уже было указано, на западном крыле купола пестроцветная свита неокома подверглась более глубокому размыву. На площади Северо-Западного Байчунаса мощность этой свиты колеблется от 5 (скв. 55) до 111 м (скв. 35), а вблизи основного сброса она смыта целиком. Сокращение мощности свиты происходит в направлении наиболее приподнятых частей крыла у основного сброса. Указанный характер изменения мощности пестроцветной свиты неокома сохраняется на площади всей северной половины западного крыла, включая и опущенный его блок вплоть до северной границы Южного Байчунаса. Данные об изменении мощности пестроцветной свиты неокома на площади северной половины Южного Байчунаса ограничены только западной периферической его частью, где пробуренные скважины имеют электрокаротажные диаграммы. Мощность свиты здесь изменяется от 40 (скв. 168) до 66 м (скв. 74). На площади юго-восточной части Южного Байчунаса мощность свиты, достигая на периферии 104 м (скв. 61), при движении на восток к основному сбросу сокращается (мощность 47 м в скв. 63) и у самого сброса, по-видимому, имеет незначительную мощность или близка к нулю (см. рис. 48). Вероятно полностью смыта пестроцветная свита баррема в наиболее приподнятой части Южного Байчунаса вблизи сброса (см. рис. 53).

Обращает на себя внимание участок Южного Байчунаса, где расположен профиль крелиусных скв. К-10, К-9, К-8, К-31. В наиболее приподнятой части этого участка у основного сброса скв. К-8 и К-31 пройден валанжин мощностью до 60 м и пестроцветная свита баррема от 64 до 68 м. Появление в значительно приподнятой части Южного Байчунаса валанжина и повышенных мощностей пестроцветной свиты баррема позволяет допускать здесь наличие грабена, границы которого определить затруднительно из-за неразбуренности этого участка. Из анализа мощностей пестроцветной свиты баррема можно заключить, что размывы ее происходили в условиях неравномерного подъема западного и восточного крыльев купола. После отложения пестроцветной свиты баррема, в связи

с предаптским подъемом соли появился основной сброс, по которому происходил неравномерный подъем крыльев купола. Последнее вытекает из наличия резкого расхождения величин мощностей пестроцветной свиты баррема на двух смежных участках восточного и западного крыльев купола, вблизи основного сброса.

На размытой поверхности неокома залегают отложения апта. На Северо-Восточном Байчунасе мощность отложений апта меняется от 65 (скв. 93) до 87 м (скв. 407), на Восточном — от 50 (скв. 217) до 90 м (скв. 22), на Северо-Западном — от 67 (скв. 45) до 90 м (скв. 34) и на Южном — от 70 (скв. 145) до 87 м (скв. 65). Необходимо отметить, что на участке промысловой площади Южного Байчунаса, прилегающей к сбросу, мощность апта остается невыясненной, вследствие того, что выделить апт на электрокаротажных диаграммах старых скважин затруднительно. На восточном крыле Байчунаса максимальное сокращение мощности апта отмечается в своде антиклинальной структуры этого крыла. На западном крыле купола сокращение мощности апта происходит в направлении сводовых частей Северо-Западного и северной части Южного Байчунаса.

Залегающие выше апта отложения нижнего и среднего альба заметно отличаются более выдерживающимися мощностями на восточном крыле по сравнению с западным крылом. На Северо-Восточном Байчунасе мощность нижнего альба изменяется от 51 (скв. 100) до 67 м (скв. 43), а среднего альба от 54 (скв. 40) до 78 м (скв. 409). На Восточном Байчунасе мощность нижнего альба изменяется от 40 (скв. 258) до 70 м (скв. 44), а среднего от 51 (скв. 265) до 89 м (скв. 315). Сокращение мощности нижнего и среднего альба на этом крыле, как и апта, приурочено к своду дополнительной антиклинали на том и другом участке. На западном крыле отложения нижнего и среднего альба подверглись более глубокому размыву. Сокращение мощности альба на западном крыле происходит в направлении приподнятых участков на Северо-Западном и Южном Байчунасе. На Северо-Западном Байчунасе мощность нижнего альба колеблется от 5 (скв. 1) до 57 м (скв. 33), средний же альб с основной площади участка смыт и установлен только на южной его оконечности в скв. 193 и 197, где мощность его достигает 71 м. На Южном Байчунасе в некотором удалении от основного сброса мощность нижнего альба изменяется от 47 (скв. К-8) до 65 м (скв. 174), а среднего — от 36 (скв. 127) до 80 м (скв. 53, 61). В наиболее же приподнятой части крыла в направлении к основному сбросу, вследствие четвертичного размыва, вначале исчезает из разреза средний альб, а затем и нижний (см. рис. 53).

Отложения верхнего альба обычно нами выделяются вместе с сеноманом как альб-сеноман, вследствие того, что не на всех электрокаротажных диаграммах скважин представляется возможным провести между ними границу. Однако в ряде скважин восточного крыла купола он выделяется хорошо (скв. 195, 22, 44, 412 и др.). В пределах разбуренной площади купола отложения верхнего альба и сеномана широко распространены на восточном крыле. Максимальная мощность их установлена на южном периклинальном окончании Восточного Байчунаса, опущенном по сбросу. Здесь в скв. 195 пройдена мощность альб-сеномана в 244 м, из которых 131 м приходится на верхний альб и 113 м на сеноман. При рассмотрении наиболее полных разрезов альб-сеномана видно, что сеноман ложится на верхний альб. Величина предсеноманского размыва верхнего альба на Восточном Байчунасе достигает 40 м (скв. 351, 406). На Северо-Восточном Байчунасе мощность альб-сеномана меняется от 177 (скв. К-24) до 232 м (скв. 407), причем мощность верхнего альба — от

130 до 162 м, а сеномана — от 47 до 70 м. На Восточном Байчунасе общая мощность альб-сеномана колеблется от 63 (скв. 202) до 244 м (скв. 44) (мощность верхнего альба изменяется от 63 до 131 м, а сеномана — от 0 до 113 м). На восточном крыле купола сокращение мощности альб-сеномана происходит с севера на юг от Северо-Восточного Байчунаса к Восточному и от крыльев к своду альб-сеноманской дополнительной антиклинали (см. рис. 46, 47, 54). На Северо-Восточном Байчунасе свод альб-сеноманской дополнительной антиклинали располагается на восточной его окраине и, протягиваясь в юго-юго-западном направлении примерно через скв. 411, К-23, К-24, в районе скв. 415 и 310, переходит на площадь Восточного Байчунаса. Начиная с северной оконечности Восточного Байчунаса, свод антиклинальной складки, следуя параллельно основному сбросу, постепенно меняет направление на юго-юго-восток, которое и является его основным направлением на этом участке.

Как видно из рис. 47б, 50, 53, 56, повышенные мощности альб-сеномана располагаются вдоль основного сброса на погружении восточного крыла в межкупольное пространство и в опущенной по сбросу южной периклинальной части Восточного Байчунаса. На западном крыле купола альб-сеноманские отложения подверглись глубокому размыву. На промысловом участке Северо-Западного Байчунаса отложения альб-сеномана установлены в скв. 193 и 197, пройденных на южной его оконечности. В этих скважинах вскрыты нижние слои верхнего альба общей мощностью до 55 м. На всей остальной разбуренной площади этого участка альб-сеноманские отложения целиком размыты (см. рис. 38).

В тектонической депрессии между Северо-Западным и Южным Байчунасом скв. 130 пройдена толща альб-сеномана, в которой 95 м относятся к верхнему альбу и 26 м к сеноману (см. рис. 57). Также целиком смыта толща альб-сеноманских пород с основной площади промыслового участка Южный Байчунас (см. рис. 53). Отложения альб-сеномана мощностью от 18 (скв. К-32) до 100 м (скв. 61) сохранились на площади юго-восточной части этого участка, где они целиком относятся к верхнему альбу. Здесь в скв. 61 и 65, расположенных в крыльевой части структуры, на размытой поверхности верхнего альба залегает 35-метровая пачка сенон-туронских пород. На профиле VII (см. рис. 48) видно, что альб-сеноманские породы сокращаются по мере приближения к современному своду купола.

Верхнемеловые отложения Байчунаса представлены сеноманом и сенон-туроном. В разрезе последнего выделяют турон, сантон и кампан. Вероятно, в наиболее погруженных участках разбуренной площади купола в разрезе сенон-турона имеется маастрихт. Изменение мощностей сеномана по площади купола нами охарактеризовано выше вместе с верхним альбом. В изменении мощностей сенон-турона на куполе является картина, напоминающая изменение мощностей альб-сеномана. Отложения сенон-турона широко развиты на восточном крыле купола. На Северо-Восточном Байчунасе общая мощность их изменяется от 57 (скв. К-24) до 174 м (скв. 46). Мощность отдельных ярусов сенон-турона меняется: турона — от 22 (скв. 93) до 34 м (скв. 100), сантона — от 24 (скв. К-2) до 82 м (скв. 46), кампана — от 7 (скв. К-26) до 76 м (скв. 46). На Восточном Байчунасе мощность сенон-турона колеблется от 20 (скв. 79) до 156 м (скв. 44). Изменение мощности отдельных ярусов выражается следующими цифрами: турона — от 5 (скв. 218) до 41 м (скв. 22), сантона — от 5 (скв. 327) до 64 м (скв. 190), кампана — от 7 (скв. 80) до 60 м (скв. 44).

Сокращение мощности сенон-турона на площади восточного крыла происходит по простиранию и вкрест простирания крыла. По простиранию крыла сокращение мощности сенон-турона наблюдается с севера на юг от Северо-Восточного Байчунаса до наиболее приподнятой центральной части Восточного Байчунаса (см. рис. 47а). Дальше на юг мощности начинают возрастать и в южной опущенной по сбросу периклинальной части восточного крыла дни достигают максимальной величины (см. рис. 47б). Сокращение мощности вкрест простирания крыла происходит от крыльев к своду дополнительной антиклинали, протягивающейся параллельно основному сбросу через оба промысловых участка восточного крыла (см. рис. 46, 53).

На Северо-Восточном Байчунасе мощность сенон-турона сокращается в направлении с запада на восток к своду антиклинали, намечающемуся здесь по скв. 411, К-26, К-23, К-24. Простирание этого свода юго-юго-восточное (см. рис. 43). При переходе от Северо-Восточного Байчунаса к Восточному между скв. 310 и 415 свод антиклинали меняет простирание с юго-западного на меридиональное и затем на юго-юго-восточное, которое дальше сохраняется на основной промысловой площади Восточного Байчунаса. Как видно из профилей XII и XIII (см. рис. 52, 53), сокращение мощности сенон-турона на Восточном Байчунасе происходит в направлениях с запада и востока от периферических частей крыла к своду дополнительной антиклинали. На площади западного крыла сенон-туронские отложения вскрыты скважинами в опущенном блоке центральной части крыла и на южной окраине Южного Байчунаса. В разрезе сенон-турона опущенного блока (скв. 130 и 131) выделяются турон — 25 м и сантон — 13 м. На Южном Байчунасе в разрезе скв. 61 и 65 выделяются турон — 23 м и сантон — 12 м. Со всей остальной площади западного крыла сенон-туронские отложения смыты и появляются только на северо- и юго-западных окраинах этого крыла.

Как уже было отмечено выше, третичные отложения на Байчунасе не установлены. Из анализа распределения величин мощности альб-сеномана и сенон-турона по всему куполу Байчунаса следует заключить, что основной сброс, появившись на Байчунасе в предайтское время, позже обновлялся в связи с предтуронским и послетуронскими (третичными и четвертичными) поднятиями соли. В результате предтуронского подъема купола были подвергнуты глубокому размыву альб-сеноманские породы, в послетуронское же время были целиком смыты третичные отложения и значительно размывы сенон-туронские.

Четвертичные отложения развиты на всей площади купола. Вскрытая скважинами мощность колеблется от 12 до 29 м, и четкой закономерности в распределении мощностей не улавливается. Надо указать, что в наиболее погруженных участках крыльев купола пробурены единичные скважины.

#### СТРОЕНИЕ РАЙОНА КУПОЛА БАЙЧУНАСА

Купол Байчунас имеет общее меридиональное простирание, несколько изгибаясь к западу в своей средней части. На структурной карте по кровле соли, составленной по данным сейсмоки и скважин глубокого бурения, соляное ядро, в изученной его части, представляется телом, по форме напоминающим четырехугольник, углы которого приурочены к отрогам, намечающимся или отходящим от солевого тела на северо-западе, севере, юго-востоке и на юге (см. рис. 38). Свод соляного ядра по своей форме сходен с грушевидным телом, постепенно сужающимся с юга на север.

На юге свод заканчивается сравнительно широким куполовидным поднятием с более крутым западным и пологим восточным склонами. В наиболее приподнятой части южного сводового поднятия соль залегает на глубине около 300 м от поверхности. В северном направлении свод соляного ядра постепенно погружается до глубины в 700 м. Площадь структуры, охваченная различными видами бурения, протягивается с юга на север и имеет в длину около 7 км и ширину от 4 (на юге) до 3 км (на севере).

Породы надсолевого комплекса представлены осадками триасового, юрского, мелового и четвертичного возраста. Верхнеюрские и третичные отложения в разрезах скважин встречены не были. Надсолевой комплекс пород разбит сбросами. Основной сброс протягивается по западному склону соляного гребня через всю солянокупольную структуру и имеет угол падения от 20 до 60° к востоку (см. рис. 38, 53). Этим сбросом купол делится на два крыла: западное — поднятое и восточное — опущенное. В северной и центральной частях восточного крыла основной сброс приурочен к мезозойскому крутому склону соли. Западный склон соляного ядра, в районе северной части купола, является более пологим, характеризуясь углами падения от 5 до 15° (Северо-Западный Байчунас и северная часть Южного Байчунаса). Восточный склон соляного ядра в этой части купола имеет крутизну до 35—40° (Северо-Восточный Байчунас и северная оконечность Восточного Байчунаса; см. рис. 55, 56). Обратная картина наблюдается в южной части купола. Здесь западный склон кровли соли имеет углы падения от 20 до 35° (южная часть Южного Байчунаса), а восточный — от 7 до 12° (южная часть Восточного Байчунаса; см. рис. 48). Однако мезозойский крутой склон соли здесь не выражен, и основной сброс с погружением на глубину резко выполаживается.

На геолого-геофизической карте Байчунаса, составленной Н. А. Калининским видно, что простирание основного сброса в южной части купола северо-западное, в северной — северо-восточное и близкое к меридиональному. Таким образом, основной сброс представляется в виде двух различно ориентированных дислокационных линий, направляющихся одна с северо-востока, другая — с юго-востока купола и соединяющихся в средней его части. Выяснить характер соединения двух различно ориентированных ветвей основного сброса в зоне изгиба соляного ядра не представляется возможным, вследствие отсутствия здесь глубоких скважин. Соединение этих двух ветвей основного сброса происходит путем сложной системы сбросов меридионального северо-восточного и северо-западного простираний. Отделенные этими сбросами два участка оказались опущенными относительно западного крыла и несколько приподнятыми относительно восточного крыла. На этой же карте, но в интерпретации А. Н. Гейслера и А. П. Чопорова, представлено, что две ветви основного сброса продолжают до встречи в зоне изгиба соляного ядра; кроме того, этими исследователями также сохраняется сброс, расположенный к востоку от точки встречи двух ветвей, соединяющий их по линии меридионального направления. Наличие в этой системе еще одного сброса северо-восточного простирания А. Н. Гейслером и А. П. Чопоровым отрицается, а поэтому по их представлениям в зоне изгиба соляного ядра сбросами отделен один участок, опущенный относительно западного крыла и поднятый относительно восточного крыла.

Мы не располагаем какими-либо дополнительными данными для того, чтобы отрицать наличие показанных Н. А. Калининским тектонических нарушений в центральной части западного крыла или утверждать здесь присутствие дополнительных нарушений. Однако имея в виду, что ос-

новной сброс протягивается вдоль гребня свода соляного ядра, более вероятно, что в южной части Северо-Западного Байчунаса (у скв. 2) он не поворачивает на юго-запад, а протягивается дальше на юг, сохраняя основное меридиональное простирание до южной границы северного опущенного блока. Здесь у южной границы этого блока он, по-видимому, поворачивает на юго-запад в направлении северной оконечности Южного Байчунаса, где соединяется с южной ветвью основного сброса. При таком представлении северный опущенный блок купола относится к западному крылу, а южный — к восточному. За отнесение северного опущенного блока к западному крылу говорит характер геологического разреза этого блока (скв. 130 и 3 Северо-Западного Байчунаса), более близкий к разрезу Северо-Западного Байчунаса. Это нами изображено на прилагаемой геологической карте (см. рис. 38).

Что касается наличия сброса северо-восточного простирания в южной части западного крыла купола и такого же простирания сброса в северной части восточного крыла, то имеющимися материалами они не подтверждаются. Не подтверждается также наличие условно выделяемого Н. А. Калининым подсеченного сброса, необходимого для образования грабена. Все эти три сброса на геолого-геофизической карте нами не показаны. Наконец, на площади южной части опущенного крыла купола имеется меридиональный сброс, к югу меняющий простирание на широтное. С этим сбросом связано появление здесь дополнительных сбросов небольшой амплитуды как широтного, так и меридионального простирания. Наряду с этим, в северной части восточного крыла нами выявлены два новых сброса: первый — между скв. 40 и 411 — северо-восточного простирания и второй — между скв. 87 и 43 — север-северо-западного простирания. Возможно, что при своем продолжении к югу эти сбросы соединяются с меридиональными сбросами южной части восточного крыла.

В настоящее время на солянокупольной структуре Байчунас выделяется четыре промысловых участка, отличающихся по геологическому строению. Эти участки располагаются попарно на восточном и западном крыльях купола. На восточном крыле располагаются промысловые участки Северо-Восточный и Восточный Байчунас, а на западном крыле — Северо-Западный и Южный Байчунас. Перейдем к краткой характеристике геологического строения каждого из участков купола в отдельности.

### Северо-Западный Байчунас

К Северо-Западному Байчунасу относят участок площади северной части западного крыла купола, ограниченный с востока основным сбросом, с юга — сбросом, отделяющим его от опущенного блока этого крыла, а с севера и запада — межкупольным пространством. В тектоническом отношении этот участок представляет структуру, похожую на крыло пологой складки, оборванной с востока по своду основным сбросом (см. рис. 39, 40).

В северной части этой структуры простирание пород северо-северо-восточное, а в южной — меридиональное (см. рис. 38). Глубоким бурением установлено, что рассматриваемое поднятие захватывает всю толщу пород разреза этого участка. В сводовой части структуры, на протяжении 3 км вдоль основного сброса, под четвертичными отложениями залегают породы апта и альба, которые в направлении погружения слоев к межкупольному пространству постепенно перекрываются более молодыми

альб-сеноманскими и сенон-туронскими. С востока аптские и альбские породы Северо-Западного Байчунаса, по линии основного сброса, приведены в контакт с сенон-туронскими породами Северо-Восточного Байчунаса, а на юге — по линии сброса юго-западного простирания — с альб-сеноманскими и сенон-туронскими породами опущенного блока центральной части западного крыла. Из профилей XV, XVII и XIX (см. рис. 55, 57) видно, что в геологическом разрезе этого участка имеются четкие стратиграфическое и угловое несогласия между средней юрой и неокомом ( $\perp$  до  $8^\circ$ ) и между неокомом и аптом ( $\perp$  до  $10^\circ$ ). Промышленные нефтяные горизонты на этом участке установлены в верхней половине лингуловой свиты средней юры, в отложениях готерива (подошве пелециподовой и песчано-глинистой свит), в уцелевшей от размыва части баррема (горизонт песков) и в подошве апта (трансгрессивный горизонт). Нефтяные горизонты приурочены в сводовой части структуры участка.

### Южный Байчунас

Прежде чем перейти к характеристике геологического строения промышленного участка Южный Байчунас, необходимо коротко остановиться на описании структуры центральной части западного крыла, отделяющего Северо-Западный Байчунас от Южного.

К югу от Северо-Западного Байчунаса расположен опущенный блок этого крыла, образованный системой разнонаправленных сбросов, которые, как мы видели выше, приурочены к месту соединения двух ветвей основного сброса (см. рис. 38). Опущенный блок центральной части западного крыла в восточной приподнятой части своей с поверхности сложен альб-сеноманом, а в западной — опущенной — сенон-туроном. С запада этот блок граничит по сбросу с приподнятым блоком крыла, в сводовой части которого, под четвертичными отложениями, обнажаются породы апта и альба, сменяющиеся в направлении погружения слоев к западу альб-сеноманом. Приподнятый блок центральной части западного крыла с севера и юга отделен сбросами соответственно от Северо-Западного и Южного Байчунаса. Необходимо отметить, что строение центральной части западного крыла еще недостаточно ясно. Согласно данным работ по сейсмике отраженных волн, опущенный блок западного крыла с севера и с юга ограничен сбросами близкого к широтному простиранию.

Южный Байчунас расположен к югу от приподнятого и опущенного блоков центральной части западного крыла и занимает площадь его южной части. На севере он отделен сбросами от приподнятого блока центральной части западного крыла, на востоке границей его является южная ветвь основного сброса, отделяющая западное крыло от восточного; с запада и юга Южный Байчунас ограничен межкупольным пространством (см. рис. 41).

Тектоническое строение Южного Байчунаса в основных чертах напоминает Северо-Западный Байчунас. Структура Южного Байчунаса представлена крылом сильно вытянутой складки, ограниченной с северо-запада, северо-востока и востока сбросами. Структура эта напоминает моноклираль. На северной оконечности Южного Байчунаса простирание пород север-северо-западное, а на юге этого участка — северо-западное. В северо-восточной наиболее приподнятой части структуры под четвертичными отложениями обнажаются породы апта и альба, установленные вдоль основного сброса на протяжении 2 км. Дальше в направлении на юго-запад по погружению слоев эти породы сменяются альб-сеноман-

скими и затем, на периферии крыла, сенон-туронскими. На востоке апт-альбские и альб-сеноманские породы Южного Байчунаса вдоль основного сброса приведены в контакт с сенон-туронскими породами Восточного Байчунаса. Тектонический контакт между апт-альбскими и альб-сеноманскими породами Южного Байчунаса и поднятого блока центральной части западного крыла также установлен на северо-западной границе этого участка.

На профиле VII (см. рис. 48), построенном по скважинам, пройденным на южной оконечности Южного Байчунаса, видно резкое стратиграфическое и угловое несогласие (до  $20^\circ$ ) между неокомом и подстилающими его породами, начиная от средней юры и кончая галогенной толщей перми. На этом же профиле видно, что при движении от межкупольного пространства к своду купола постепенно выклиниваются средняя и нижняя юра и триас. Отсюда следует заключить, что в преднеокомское время и вероятнее в промежуток времени после отложения верхней юры и до начала отложения готерива, соляное ядро в районе южной оконечности купола подвергалось значительным поднятиям.

Промышленные нефтяные горизонты промыслового участка Южный Байчунас связаны с песчано-глинистой свитой средней юры. Вследствие того, что в наиболее приподнятой части структуры юрские породы подверглись интенсивному предготеривскому размыву, в своде ее из трех юрских нефтяных горизонтов обычно устанавливается только один (III горизонт), реже два (II, III горизонты), и все горизонты появляются на некотором удалении от свода (см. рис. 53) по направлению погружения пластов.

### Восточный Байчунас

Восточный Байчунас занимает южную половину восточного крыла купола и расположен по соседству с Южным Байчунасом, от которого он с запада отделен основным сбросом. На севере условной его границей с Северо-Восточным Байчунасом считается параллель скв. 415, а с юга и востока он ограничен межкупольным пространством. Почти весь промысловый участок Восточный Байчунас расположен на пологом склоне соляного отрога, отделяющегося от соляного ядра в районе южного поднятия. Как было уже отмечено выше, предшествующими исследователями предполагалось (Н. А. Калинин в 1941 г.), что Восточный Байчунас отделяется от Южного Байчунаса грабеном, образованным основным и подсекающим сбросами. Имея в виду, что площадь Восточного Байчунаса, прилегающая к основному сбросу, не разбурена, вопрос о наличии грабена здесь остается неясным. На тех участках, где бурение производилось на площади крыла, прилегающей к основному сбросу (см. рис. 53) наличие грабена не подтвердилось.

В тектоническом строении участка Восточный Байчунас выделяется антиклинальная складка, напоминающая по форме брахиантиклиналь. Структура эта протягивается по склону восточного крыла купола через весь участок, в целом оставаясь параллельной основному сбросу. На юге участка простирание структуры северо-западное, двигаясь же на север простирание ее постепенно меняется и на северной оконечности участка становится близким к меридиональному. Рассматриваемая структура хорошо выявляется здесь в нижне- и верхнемеловых породах (см. рис. 44, 45). Судя по характеру изменения мощностей и залегания меловых пород в разрезах скважин Северо-Восточного Байчунаса, эта структура



продолжается дальше на север, протягиваясь по восточной окраине этого участка в север-северо-восточном направлении (см. рис. 43).

На Восточном Байчунасе рассматриваемая антиклиналь осложнена рядом сбросов. Сбросы приурочены в основном к зоне нарушений северо-западного простирания, протягивающейся вдоль свода структуры. Намечается два продольных сброса северо-западного простирания, протягивающихся на расстоянии от 50 до 250 м один от другого (см. рис. 52). Сбросы падают к западу под углом от 30 до 85° (см. рис. 51). В пределах северной оконечности Байчунаса эти сбросы не установлены (см. рис. 53). Западный продольный сброс прослеживается более надежно. Этим сбросом структура Восточного Байчунаса делится на две части: западную — опущенную и восточную — приподнятую. Амплитуда вертикального смещения сброса по подошве альб-сеномана колеблется от 10 до 235 м. В северо-западном направлении величина амплитуды падает и сброс в этом направлении, по-видимому, затухает. Двигаясь же на юго-восток амплитуда растет, достигая максимальной величины в районе южной оконечности участка, где простирание сброса становится восток-юго-восточное (см. рис. 47а). В юго-западном углу Восточного Байчунаса рассматриваемый нами продольный сброс осложнен широтным сбросом, который и обусловил еще большее опускание по сбросу отделившегося южного блока структуры. Последним объясняется резкое возрастание амплитуды сброса на юге. В западном направлении величина амплитуды широтного сброса уменьшается и сброс, вероятно, затухает за пределами разбуренной площади.

Второй продольный сброс зоны нарушений расположен восточнее первого (см. рис. 52). Этим сбросом восточная поднятая часть структуры делится на два поля: западное — опущенное и восточное — поднятое. Выявляется этот сброс в разрезах скважин не всегда четко, поэтому выход его на поверхность под четвертичными отложениями показан пунктиром (см. рис. 38). Угол падения этого сброса крутой и достигает 85°. Амплитуда сброса по подошве альб-сеномана колеблется от 10 до 25 м (рис. 47б, 51). В северо-западном направлении этот сброс затухает, в южной части структуры он не прослеживается южнее скв. 216 и 399. Возможно, что в этом направлении сброс также затухает или сливается с западным продольным сбросом.

Из профилей I, II, IX, XII и других видно, что в разрезах западной и южной опущенных частей структуры Восточного Байчунаса альб-сеноманские и сенон-туронские отложения имеют более значительную мощность по сравнению с их стратиграфическими аналогами в разрезах поднятой части структуры (см. рис. 50). Что касается более древних стратиграфических единиц, то мощности последних с той и другой стороны этого сброса по величине близки (см. рис. 47а, 47б). Приведенные данные указывают на предтуронский возраст западного продольного и осложняющего его широтного сбросов. Эти сбросы были обновлены, вероятно, в третичное время, что подтверждается наличием более полных разрезов сенон-туронских пород в опущенных частях структуры по сравнению с разрезами их в поднятой части (см. рис. 46). Из тех же чертежей видно, что время появления восточного продольного сброса следует считать послетуронским.

В пределах Восточного Байчунаса на поверхности повсеместно развиты отложения сенон-турона. В южной опущенной части структуры последние представлены осадками кампана. Кампанские отложения также установлены на площади западной опущенной части структуры, где они

занимают полосу, прилегающую к основному сбросу. Выше по восстанию пород в направлении к своду структуры развиты породы сантона. На площади восточной поднятой части структуры в своде ее под четвертичными отложениями залегают туронские породы, сменяющиеся в понижениях сантоном. К востоку на периферии структуры, где бурение не производилось, выделяется нерасчлененный сенон-турон.

В разрезе Восточного Байчунаса отмечаются размывы и несогласия между альб-сеноманом и туроном, между аптом и неокомом, между неокомом и нижележащими породами от средней юры до триаса включительно. Размывы также отмечаются между средней и нижней юрой и между нижней юрой и триасом. Последнее хорошо видно на профилях II, III и XIII (см. рис. 47а, 47б, 53).

Восточный Байчунас является основным промышленным участком месторождения. Промышленные нефтяные залежи здесь расположены в своде центральной и северной частей его структуры. В центральной части структуры залежь приурочена к восточному и западному полям поднятого крыла ее. Залежь включает нефтяные горизонты баррема (пестроцветная свита и горизонт песков) и горизонт, залегающий в подошве апта. За отложениями, включающими нефтяные горизонты пестроцветной свиты баррема и горизонт в подошве апта, по предложению Н. А. Калинина было сохранено название байчунасской свиты. В своде северной оконечности Восточного Байчунаса промышленные нефтяные горизонты установлены в подошве апта, в пестроцветной свите баррема, в подошве пелениподовой свиты готерива и в песчано-глинистой свите средней юры (см. рис. 47б, 53).

### Северо-Восточный Байчунас

Северо-Восточный Байчунас занимает площадь северной части восточного крыла купола. С запада он отделяется от Северо-Западного Байчунаса основным сбросом, на юге, как мы отмечали выше, его условная граница с Восточным Байчунасом проводится по параллели скв. 415, с севера и востока он ограничен межкупольным пространством. Согласно материалам, имеющимся в нашем распоряжении, в тектоническом строении этого участка выделяется широкая пологая структура северо-северо-восточного простирания (см. рис. 42, 43), погружающаяся в этом же направлении. Эта структура является северной оконечностью антиклинальной складки, протягивающейся с юга на север вдоль склона всего восточного крыла купола. Таким образом, структура Северо-Восточного Байчунаса является продолжением к северу структуры Восточного Байчунаса.

На западе структура Северо-Восточного Байчунаса нарушена сбросом север-северо-восточного простирания. Этот сброс выходит на поверхность примерно несколько западнее скв. 415 и дальше к северу он протягивается между скв. 42 и 10, 43 и 87. Установлен он в разрезах скв. 415, 10, 87 и др. Сброс падает на восток под углом от 65 до 75° (см. рис. 54, 55). Амплитуда сброса по подошве средней юры превышает 100 м. С восточной стороны сброса породы опущены, а с западной — подняты. К северу и югу сброс не прослежен. Неясно также время образования этого сброса.

Из анализа мощностей пестроцветной свиты баррема видно, что на восточном крыле купола мощности ее возрастают в направлении от свода антиклинальной складки крыла к основному сбросу. В скважинах же, расположенных с западной стороны сброса (см. скв. 43, 407), мощность пестроцветной свиты резко сокращается по сравнению со скважинами,

расположенными восточнее (вне влияния сброса). Это отступление от установленной закономерности можно объяснить допуская, что сброс произошел в предайтское время после отложения пестроцветной свиты баррема, которая в западной приподнятой по сбросу части участка подверглась более интенсивному размыву по сравнению с восточной опущенной его частью.

На геолого-геофизической карте Байчунаса (по Н. А. Калинин) с юга Северо-Восточный Байчунас рассечен сбросом северо-восточного простирания. Сброс показан предположительно протягивающимся между скв. 10 и К-19, К-26 и К-23.

Как мы отметили выше, нашими материалами наличие этого сброса не подтверждается. Однако в районе этой же части структуры в скв. 40 намечается новый сброс северо-северо-восточного простирания, возможно, в южном направлении протягивающийся в район скв. 415 и 310. Сброс падает на северо-северо-запад под углом  $45^\circ$ . Амплитуда по подошве пестроцветной свиты баррема около 100 м (см. рис. 55).

На поверхности Северо-Восточного Байчунаса развиты сенон-туронские породы, показанные на геолого-геофизической карте нерасчлененно. Судя по разрезам скважин, под четвертичными отложениями здесь залегает преимущественно кампан. В геологическом строении этого участка отмечается тот же комплекс надсолевых пород, который характерен в целом для всего купола Байчунас. Здесь так же, как и на других участках отмечаются угловое и стратиграфическое несогласия между триасом и нижней юрой, между нижней и средней юрой (только стратиграфическое), между средней юрой и неокомом и между неокомом и аптом (см. рис. 56).

Промышленные нефтяные горизонты на Северо-Восточном Байчунасе приурочены к слоям верхней половины лингуловой свиты средней юры и располагаются в сводовой части образованной ими структуры (см. рис. 54).

### ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КУПОЛА БАЙЧУНАС

Изучение мощностей отдельных стратиграфических подразделений в разрезе купола Байчунас позволяет здесь выделить ряд скачкообразного роста его, отмечающихся по времени в верхней перми и нижнем триасе, перед отложением верхнего триаса, нижней и средней юры, между средней юрой и готеривом, в верхах баррема, апта, сеномана и в послетуронское время. Эти фазы скачкообразного роста купола подтверждаются различной величиной размыва верхних слоев тех или других стратиграфических единиц на современном своде и крыльях купола. Скачкообразный рост купола связывается с периодами подъемов Эмбенской области в целом, регрессией моря и прекращением осадконакопления, приуроченных по времени к соответствующим тектоническим фазам, проявившимся в близлежащих к изучаемому району складчатых областях Урала и Кавказа.

Изучение мощности и условий залегания триаса на Байчунасе и сопоставление их с условиями залегания на Сагизе позволяет заключить, что в верхнепермское время купол Байчунас был сформирован и испытывал неоднократные скачкообразные подъемы. Наиболее древним подъемом купола, из известных нам на сегодняшний день, надо считать подъем его в низах нижнего триаса (или на границе триаса и перми?) перед отложением песчано-глинистой свиты. Как нами отмечено выше, на куполе Байчунас триасовые породы залегают на соленосных отложениях кун-

гура без видимого тектонического несогласия только в сводовой части западного (поднятого) крыла его. В основании изученного здесь разреза залегают породы песчано-глинистой свиты нижнего триаса. Порода песчаниково-конгломератовой свиты, относимых к нижнему триасу — верхней перми, в сводовой части западного крыла купола не встречено. В рассматриваемых условиях, при наличии в разрезе нижней юры, общая мощность триаса колеблется от 218 до 290 м, а установленная мощность двух свит (известняково-глинистой и песчано-глинистой) нижнего триаса от 137 до 144 м. Бурение глубоких скважин на ряде куполов (Сагиз, Байчунас, Доссор, Макат, Кулсары и др.) показывает, что с погружением в межкупольное пространство мощность триаса возрастает главным образом за счет наращивания разреза снизу, новыми горизонтами. Так, в скв. 411, расположенной на восточной окраине Северо-Восточного Байчунаса, сразу под нижней юрой были вскрыты породы нижнего триаса, в которых скважина прошла 290 м, но соли не достигла. Здесь наращивание снизу разреза происходит за счет появления слоев песчаниково-конгломератовой свиты нижнего триаса и, по-видимому, более древних — верхнепермских горизонтов.

При описании купола Сагиз было отмечено, что на восточном крыле его скв. 194, вскрыв полностью разрез триаса, прошла ниже его 367 м в отложениях предположительно верхнепермского возраста до глубины 1907 м, но соли не достигла. Аналогичная картина наблюдается на куполе Доссор; где скв. 516 пройдено в нижнетриасовых и верхнепермских отложениях около 1500 м, но соль не вскрыта. По данным Н. А. Калинина, в сводовой части западного (поднятого) крыла Кулсаров породы триаса залегают на соленосных отложениях кунгура, а в пониженных частях западного и восточного крыльев — на верхнепермских отложениях.

Из приведенных выше данных можно заключить, что перед отложением песчано-глинистой свиты нижнего триаса, вследствие значительного подъема, купол Байчунас подвергся глубокому размыву, в результате чего в сводовой части его были целиком смыты породы песчаниково-конгломератовой свиты нижнего триаса (?) и верхнепермские осадки. На размытой поверхности соленосной толщи кунгура отложились осадки песчано-глинистой свиты нижнего триаса. Исходя из общей ориентировочной мощности, триасовых и пермских отложений на Южной Эмбе не менее 2000 м (данные геофизики и бурения) и, учитывая, что мощность триасового разреза в своде купола Байчунас, вероятно, не превышает 300 м, мы получим примерное представление о величине амплитуды подъема верхнепермского купола в конце верхней перми (начале триаса?), выражающееся цифрой в 1700 м. Возможно, что в верхнепермское время купол Байчунас подвергался неоднократному подъему и тогда приведенная нами величина амплитуды его роста будет являться суммарной. Вследствие недостаточной изученности стратиграфии верхнепермских и нижнетриасовых отложений Южной Эмбы, окончательное решение последнего вопроса в настоящее время не представляется возможным. Поэтому условно мы принимаем один верхнепермский подъем купола на границе верхней перми и нижнего триаса. Очертание и простираание верхнепермского купола остаются неясными.

В триасовое время отмечаются две фазы скачкообразного роста купола, совпадающие по времени с соответствующими двумя региональными поднятиями Эмбенской области. Первая фаза подъема купола приурочена к границе между нижним и верхним триасом и вторая — к границе между верхним триасом и нижней юрой. Амплитуда подъема нижнетриасового

купола условно определяется в 55 м по величине размыва пород известняково-глинистой свиты, залегающих в кровле нижнего триаса. Амплитуда подъема верхнетриасового купола определяется величиной размыва его отложений на границе с нижней юрой и достигает не менее 106 м. Простираание купола Байчунас в нижне- и верхнетриасовые эпохи возможно было близким к юго-западному.

Хорошо проявляется на Байчунасе подъем нижеюрского купола. Амплитуда этого подъема определяется в 78 м по максимальной величине размыва нижеюрских отложений на границе со средней юрой. Примерное простираание нижеюрского купола юго-юго-западное.

История развития купола Байчунас на протяжении времени от средней юры до валанжина включительно остается неясной, вследствие того, что верхнеюрские отложения здесь до сих пор не установлены, а отложения валанжина, хотя и вскрыты двумя скважинами (скв. К-8, К-31), но ни условия залегания, ни площадное распространение их не выяснены. Имея в виду условия залегания верхнеюрских и валанжинских осадков на соседних куполах (верхней юры на Сагизе, валанжина на Тентяксоре), можно с уверенностью говорить, что на границе средней и верхней юры, верхней юры и валанжина и валанжина и готерива имели место подъемы купола Байчунас, судить о которых можно только в целом по общему подъему его в промежуток времени между средней юрой и готеривом.

Исходя из того, что в наиболее приподнятой части Южного Байчунаса готеривские отложения залегают на соленосных породах кунгура, амплитуда общего подъема купола за этот период может быть принята равной 955 м. Указанная величина амплитуды исчисляется из суммарной мощности смытых здесь пород валанжина (95 м), верхней (100 м), средней (363 м) и нижней юры (114 м) и триаса (283 м). Полная мощность верхней юры взята по куполу Сагиз, а мощность валанжина — по соседнему куполу Тентяксор. Нами уже отмечалось ранее, что расположение свода предготеривского купола было близким к современному. Полный разрыв верхнеюрских отложений в пределах разбуренной площади купола позволяет предположить, что в эпоху предваланжинского подъема купола Байчунас оставался нерасчлененным на опущенное и поднятое крылья.

Последующая эпоха предготеривского подъема купола сопровождалась размывом валанжинских и нижележащих отложений, уцелевших от предваланжинского размыва, вплоть до соленосной толщи кунгура. Наиболее глубокому размыву подверглась южная часть купола, выделяющаяся максимальной величиной подъема (см. рис. 48). Так, если в южной части купола (Южный и Восточный Байчунас) амплитуда подъема его в эту эпоху достигала 955 м, то на севере (Северо-Восточный и Северо-Западный Байчунас) она, видимо, не превышала 435 м (см. рис. 56). Возможно, что предготеривское поднятие купола сопровождалось дизъюнктивными нарушениями, локализованными в юго-восточной части купола на площади Южного Байчунаса, чем может объясняться сохранение здесь отложений валанжина мощностью, превышающей 60 м. Однако этот вопрос остается неясным ввиду недостаточной изученности бурением Южного Байчунаса и ограниченности данных о распространении на куполе валанжина.

Предготеривский подъем купола и последующий разрыв его имели важное значение для формирования ловушек в среднеюрских отложениях и в подошве готерива западного и восточного крыльев Байчунаса, служивших впоследствии вместилищем нефтяных залежей, экранированных

плоскостью стратиграфического несогласия между средней юрой и готеривом, а также приуроченных к трансгрессивному горизонту последнего. После отложения осадков готерива, вероятно, имело место поднятие купола, приуроченное к общему весьма незначительному подъему Эмбенской области на границе готерива и баррема. Это поднятие купола проявилось в небольших колебаниях мощности песчано-глинистой свиты готерива и большого значения в истории развития купола не имело.

Более значительное поднятие испытала территория Южной Эмбы в предаптскую эпоху. Это поднятие устанавливается по регионально прослеживаемому трансгрессивному горизонту в подошве апта. Предаптским поднятием был обусловлен новый скачкообразный рост купола, сопровождающийся дизъюнктивными нарушениями. В это время появляется основной сброс и сброс, расположенный на западной окраине Северо-Восточного Байчунаса.

В результате появления основного сброса солянокупольная структура была разделена на западное — поднятое и восточное — опущенное крылья, которые с этого времени начинают развиваться по-разному. Так, в наиболее приподнятой части западного крыла вдоль основного сброса мощность всех стратиграфических подразделений, начиная с баррема, резко сокращена, а мощность тех же отложений на противоположной восточной стороне этого сброса увеличена. Последнее объясняется тем, что, начиная с предаптского времени, в периоды скачкообразного роста купола, западное — более приподнятое крыло его опережает в скорости подъема восточное — опущенное крыло. В результате этого в пределах западного крыла у основного сброса формируются однокрылые структуры типа Северо-Западного и Южного Байчунаса и оно подвергается более интенсивному размыву. На восточном крыле, отстающем в скорости подъема от западного крыла, в присбросовой части крыла формируется депрессия, сменяющаяся к востоку антиклинальным поднятием.

Исходя из установленной на куполе максимальной мощности пестроцветной свиты баррема в 113 м (см. табл. 8) получим, что максимальный предаптский подъем западного крыла достигал не менее 113, а восточного крыла — не менее 71 м. Необходимо отметить, что в пределах одного и того же крыла скорость подъема его была неравномерной. Так, до предаптского подъема рост купола наиболее интенсивно происходил в районе южного сводового поднятия. Начиная с предаптского времени западное крыло купола в районе Южного и Северо-Западного Байчунаса значительно опережает в скорости подъема восточное крыло и южную часть западного крыла.

В условиях такого неравномерного подъема крыльев при наличии появившегося основного сброса в центральной и северной частях купола вдоль сброса формируется мезозойский крутой склон соли. В районе южного поднятия соляного ядра восточное крыло незначительно опережало в скорости подъема западное крыло, поэтому здесь вдоль основного сброса мезозойский крутой склон соли не выражен. Неравномерным подъемом крыльев в северной и южной частях купола, видимо, объясняется также уменьшение амплитуды основного сброса в южном направлении с 500 до 50 м. Что касается предаптского сброса западной части Северо-Восточного Байчунаса, то с появлением его здесь образовался блок, несколько опущенный по отношению к западному крылу и приподнятый по отношению к восточному крылу. Этим же сбросом экранируется с запада среднеюрская нефтяная залежь Северо-Восточного Байчунаса (см. рис. 56). В результате предаптского подъема купола, последующего его

размыва и отложения на выровненной его поверхности осадков апта, здесь появляются ловушки, в которых впоследствии формируются неокомские стратиграфические залежи нефти и залежи нефти, приуроченные к трансгрессивному горизонту в подошве апта.

В промежутки времени от апта до верхнего альба включительно в истории формирования купола имели место небольшие подъемы его на границах апта и нижнего альба, среднего и верхнего альба, верхнего альба и сеномана. Изучение мощностей апта и альба показывает, что величины амплитуд подъема купола в эти эпохи для восточного крыла его колеблются в пределах от 30 до 40 м.

Установить величину амплитуды этих же подъемов для западного крыла затруднительно, вследствие наложения здесь размывов последующих эпох. Исключением является предсеноманская фаза подъема купола, максимальная амплитуда которого для центральной части западного крыла определяется в 68 м. Последняя величина получается, если учесть, что в разрезе опущенного блока центральной части восточного крыла (скв. 130) под отложениями сеномана залегает верхний альб мощностью в 95 м. Исходя из приведенных данных можно предположить, что в центральной части купола западное крыло при подъеме двигалось примерно в полтора раза быстрее восточного. Преальбский подъем купола, по-видимому, был обусловлен региональными поднятиями Эмбенской области, что подтверждается повсеместным прослеживанием на Южной Эмбе размыва на границе апта и нижнего альба. Что касается внутриальбского подъема купола и подъема его на границе верхнего альба и сеномана, то их характер здесь остается еще недостаточно изученным.

На границе сеномана и турона отмечается новое поднятие Эмбенской области, фиксируемое региональным размывом между туроном и нижележащими породами. К этому региональному поднятию области приурочен скачкообразный рост купола Байчунас, сопровождавшийся обновлением предаптического основного сброса и появлением новых сбросов в центральной части западного крыла и южной части восточного. Как нами отмечено выше, в разрезе купола Байчунас максимальная мощность альб-сеноманских пород в условиях перекрытия их туроном достигает 275 м (скв. 407), из них 162 м приходится на верхний альб и 113 м на сеноман.

Принимая указанные мощности за полные и учитывая максимальную глубину предтуронского размыва альб-сеноманской толщи на Восточном (скв. 202) и Северо-Восточном (скв. К-24) Байчунасе с поправкой на предсеноманский размыв верхнего альба в 40 м (в случаях залегания турона непосредственно на верхнем альбе) получим, что в северной части восточного крыла максимальная амплитуда подъема достигала 66 м, а в южной его части — 173 м. Отсюда видно, что в предтуронское время разница в скорости подъема южной и северной частей восточного крыла купола резко возрастает по сравнению с предаптической фазой подъема.

На западном крыле купола альб-сеноманские породы, залегающие в условиях перекрытия их туроном, установлены только на южной оконечности крыла и опущенном блоке центральной его части. На южной оконечности западного крыла в скв. 61 и 65 непосредственно под туроном залегают породы верхнего альба, достигающие 100 м мощности. Имея в виду, что скв. 61 и 65 расположены в некотором удалении от свода, можно предположить, что в предтуронскую фазу подъема купола с присводовой части его западного крыла целиком были смыты отложения сеномана и значительному размыву был подвергнут верхний альб. Такое пред-

положение подтверждается и тем фактом, что в соседней наиболее приподнятой южной части опущенного крыла (Восточный Байчунас, скв. 202) туронские отложения залегают непосредственно на верхнем альбе, имеющем мощность в 63 м. Судить о величине амплитуды предтуронского подъема этого крыла по приведенным данным не представляется возможным. Если условно принять, что в предтуронскую фазу западное крыло поднималось в полтора раза быстрее восточного, как это было в предайтскую фазу, то максимальная амплитуда подъема западного крыла определяется в 250—260 м. Имея в виду, что в предсеноманское время на западном крыле верхний альб был размыт на глубину до 70 м (скв. 130) получим, что в наиболее приподнятых участках этого крыла в предтуронское время, видимо, были смыты: весь сеноман (мощность 113 м), уцелевший от предсеноманского размыва верхний альб (мощность 90 м) и почти весь средний альб (мощность 47—57 м). Конечно, эта величина амплитуды подъема относится к наиболее приподнятым участкам западного крыла в сводах структур Южного и Северо-Западного Байчунаса. На крыльях этих структур величина подъема была несколько меньше, так как в этих местах (скв. К-61, 193) даже в настоящее время сохранился верхний альб мощностью от 65 до 100 м.

Перейдем теперь к вопросу обоснования предтуронского возраста сбросов. Обоснованием предтуронского возраста сбросов, образующих с южным концом северной ветви основного сброса опущенный блок, является то, что в разрезе этого блока (скв. 130) под туроном залегают сеноман мощностью до 25 м, тогда как предтуронским размывом сеноман был целиком смыт с присводовой части крыла (разрезы скв. 61, 65). Очевидно, что в конце предтуронского подъема, когда в центральной части западного крыла было смыто 88 м сеномана, здесь появляются два сброса северо-западного и юго-восточного простирания, которые причленяясь к южному концу северной ветви основного сброса, образуют опущенный блок, где уцелел сеноман и сохранилась значительная мощность верхнего альба от предтуронского и послетуронского размывов. Сброс, ограничивающий опущенный блок с северо-запада, имеет амплитуду вертикального смещения, высчитанную по подошве апта, 125 м и падает на юго-восток под углом от 50 до 75°. Сброс, ограничивающий опущенный блок с юго-запада, падает на северо-восток. На опущенном крыле в пределах Восточного Байчунаса в предтуронскую фазу подъема появляется западный меридиональный сброс и ответвляющийся от него широтный (см. рис. 38). Предтуронский возраст сбросов убедительно подтверждается тем, что в опущенной части по сбросу мощность альб-сеномана значительная (скв. 195, 196, 262 и др.), а в приподнятой она сокращена главным образом за счет предтуронского размыва. Подробное описание этих сбросов и данных о них приведено выше при описании геологического строения. С предтуронским подъемом купола было связано формирование альб-сеноманской структуры, в сводовых частях которой впоследствии формировались залежи нефти.

История формирования купола Байчунас в послетуронский период времени остается невыясненной из-за недостаточности фактического материала. Отложения сенон-гурона широко развиты только на восточном крыле Байчунаса. На западном крыле они приурочены к периферическим частям его, где вскрыты только двумя скважинами (скв. 61 и 65). Третичные отложения на куполе Байчунас отсутствуют вовсе. Наличие третичных отложений на ряде куполов, окружающих район Байчунаса (Тен-тяксор, Южный Искине и др.), значительные их мощности ( $> 2000$  м)



по сейсмическим данным в Приморском районе Южной Эмбы (Абжель, Ракуша, Новобогатинск) дают основание предполагать, что третичные осадки отлагались в районе Байчунаса, но были смыты в послетуронское время. По-видимому, в послетуронское время купол Байчунас неоднократно подвергался скачкообразным подъемам.

Наибольшие подъемы Эмбенской области в послетуронский период отмечаются в третичное время (перед сарматом и перед акчагылом). Вероятно, с третичными подъемами купола было связано появление восточного меридионального сброса, секущего структуру Восточного Байчунаса и приуроченные к ней неокомские нефтяные залежи (см. рис. 52). К этому же времени возможно относится образование на восточном крыле, у стыка северной и южной ветвей основного сброса, несколько приподнятого сенон-туронского блока. В послетуронское время окончательно был отделен сбросом северо-восточного простирания Южный Байчунас от центральной части западного крыла, что видно по смещению вдоль этого сброса апт-альбских пород (см. рис. 38). Что касается величины амплитуды послетуронского подъема, то здесь можно говорить только об условной суммарной величине всех преакчагыльских и послеакчагыльских поднятий. Обычно для расположенного по соседству с Байчунасом района куполов Тентяксор — Сагиз предполагаемая полная мощность третичных отложений условно принимается в 700 м, исходя из геофизических данных о мощности третичных отложений на куполе Алимбай (800—900 м).

Установленная максимальная мощность сенон-туронских отложений (без маастрихта) на куполе Байчунас не превышает 174 м (скв. 46). Если учесть, что на соседнем куполе Тентяксор максимальная мощность маастрихта 144 м (скв. 7а), то можно условно на Байчунасе принять полную мощность сенон-турона в 320 м. Исходя из указанных выше величин мощностей сенон-туронских и третичных отложений, условно принимаемых за полные мощности на куполе Байчунас, и принимая во внимание глубину послетуронского размыва, можно вычислить условную величину суммарной амплитуды послетуронских подъемов купола. Так, максимальная амплитуда подъема южной части восточного крыла купола определяется в 1000 м (300 м — мощность смытого сенон-турона плюс 700 м — мощность смытых третичных отложений). Для северной части восточного крыла эта величина амплитуд должна быть уменьшена на 37 м, вследствие уменьшения здесь на эту величину глубины размыва сенон-туронских пород. Максимальная амплитуда послетуронского подъема западного крыла будет определяться в 1100 м (суммарная мощность смытых пород: 700 м третичных, 300 м сенон-турона, 70 м нижнего и среднего альба и до 30 м апта). Приведенные величины подъема крыльев купола в послетуронское время являются условными.

Исходя из геологической истории Эмбенской области, можно предположить, что имевшие здесь место региональные подъемы и опускания области и в четвертичный период проявляли себя в формировании соляных куполов. Однако судить о характере проявления четвертичных колебательных движений на формировании купола Байчунас не представляется возможным вследствие того, что четвертичные отложения здесь в достаточной степени не изучались.

В заключение этой главы сопоставим историю формирования двух рассмотренных куполов Сагиз и Байчунас и сделаем обобщающие выводы.

1. Из изложенных выше материалов видно, что оба купола появились в верхнепермское время. Однако первая достоверная фаза роста того

и другого купола по времени не совпадает. Так, значительный и, вероятно, многократно повторявшийся в верхнепермскую эпоху рост купола Байчунас закончился к моменту отложения песчано-глинистой свиты нижнего триаса, которая залегает на размытой поверхности соленосных пород кунгура. В результате этих подъемов в сводовой части купола Байчунас целиком были смыты верхнепермские отложения и песчаниково-конгломератовая свита нижнего триаса. Верхнепермская эпоха роста купола Сагиз, отмечаемая по выпадению из разреза верхней перми и двух нижних свит нижнего триаса (песчаниково-конгломератовой и песчано-глинистой), закончилась перед отложением известняково-глинистой свиты нижнего триаса, которая ложится на размытую поверхность кунгурских соленосных осадков. Из приведенного можно заключить, что купол Сагиз или начал несколько позже Байчунаса развиваться, или медленнее его рос в эту эпоху. Таким образом, в низах нижнего триаса намечается две фазы роста куполов: одна перед отложением песчано-глинистой свиты и другая — перед отложением известняково-глинистой. В первую фазу проявляется подъем купола Байчунас, во вторую — купола Сагиз. Возможно, что в ту и другую фазу формирования оба купола испытывали подъем, но проявление этого подъема в размыве купола до соли на Байчунасе имело место в первую фазу, а на Сагизе — во вторую. Что же касается размыва соответствующих свит нижнего триаса на том и на другом куполе, то он может оказаться не выявленным вследствие недостаточной изученности стратиграфии этих отложений.

2. Во всей последующей истории формирования обоих куполов фазы их подъема и общая направленность в развитии структур совпадают. Так, в ходе роста рассматриваемых куполов на каждом из них появляется основной сброс, расчленивший их на поднятое и опущенное крылья. На куполе Сагиз основной сброс появляется в преднеокомское время, на Байчунасе — в предайтское. С появлением основных сбросов на каждом из куполов начинают формироваться мезозойские крутые склоны соли и дополнительные структуры на их крыльях. Формирование палеозойских крутых склонов соли, по-видимому, к этому времени заканчивается. Вдоль основного сброса на опущенном крыле купола формируется прогиб и грабен. На куполе Сагиз грабен уже сформирован, на Байчунасе он еще в стадии формирования.

3. Однако наряду с общими чертами в развитии этих двух солянокупольных структур необходимо отметить также их специфические особенности. Интенсивность проявления солянокупольной тектоники в триас-юрское время значительно выше на Байчунасе и ниже на Сагизе, в третичное же время наблюдается обратная картина. Так, в период времени между средней юрой и готеривом купол Байчунас подвергается резким подъемам и размывам, в результате которых в предготеривское время соленосные отложения кунгура в районе южного сводового поднятия купола оказались обнаженными на дневной поверхности. В этот же период времени в наиболее приподнятых частях купола Сагиз размывом были уничтожены только валанжинские и верхнеюрские осадки и частично затронуты среднеюрские.

4. После проявления предготеривских поднятий темп роста купола Байчунас заметно ослабевает, на что указывает более позднее, по сравнению с Сагизом, появление здесь основного сброса и выведение на поверхность на поднятом крыле пород не древнее апта. На Сагизе в этот период наблюдаются значительные подъемы, сопровождаемые размывами, в результате которых в сводовых частях поднятых крыльев выводятся

на поверхность нижнеюрские осадки. Таким образом, различный характер проявления солянокупольной тектоники на том и другом куполе, возможно обусловленный различным их расположением в региональном структурном плане района и некоторыми различиями в геологическом строении, явился основной причиной, наложившей свой отпечаток на внешний облик и внутреннее строение этих двух солянокупольных структур.

5. Сохранение общих характерных черт в развитии этих структур на протяжении всего известного нам периода формирования их позволяет предполагать, что зарождение и развитие их в дотриасовую эпоху в общих чертах были также сходными.

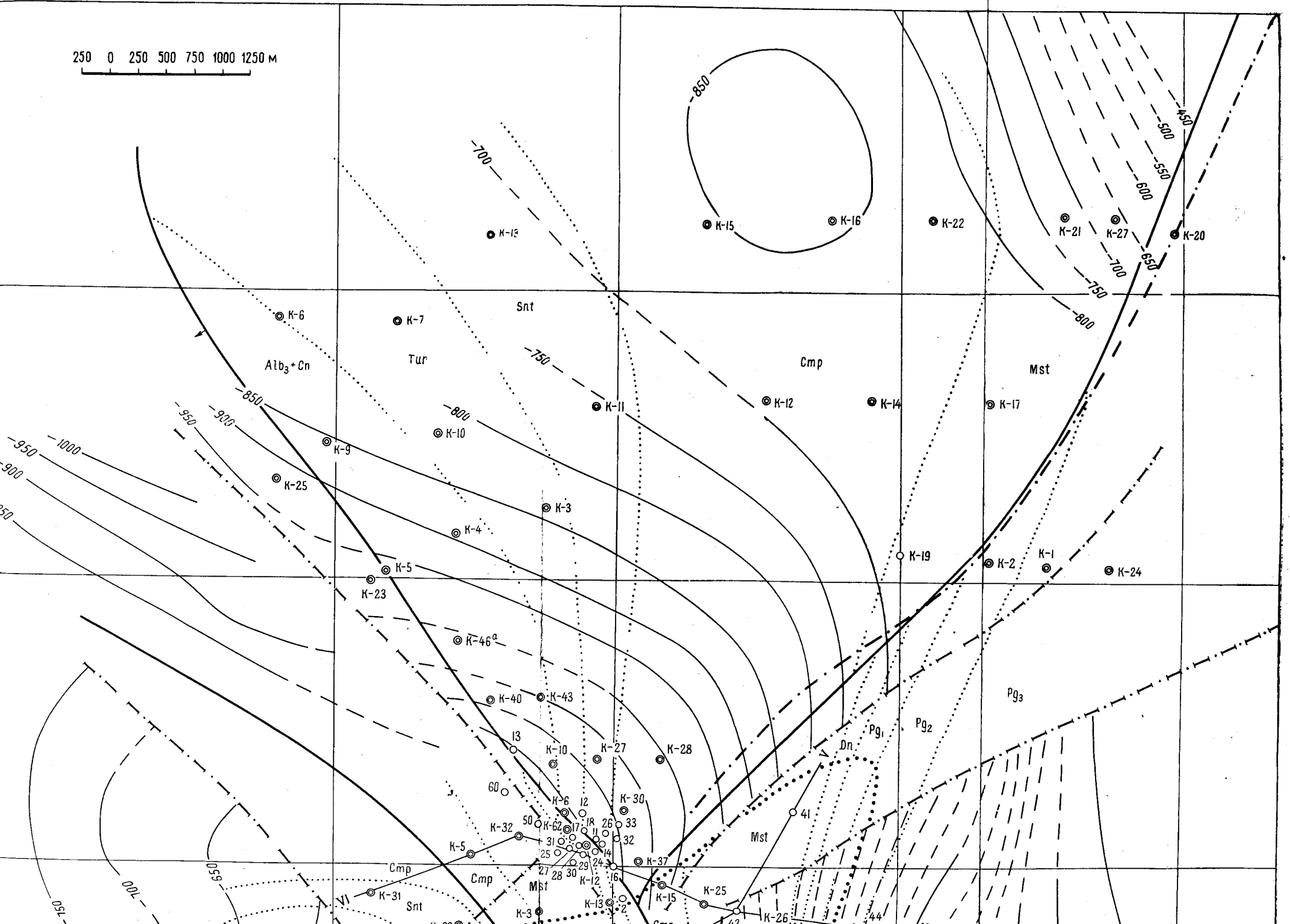
### СТРОЕНИЕ РАЙОНА КУПОЛА ТЕНТЯКСОР

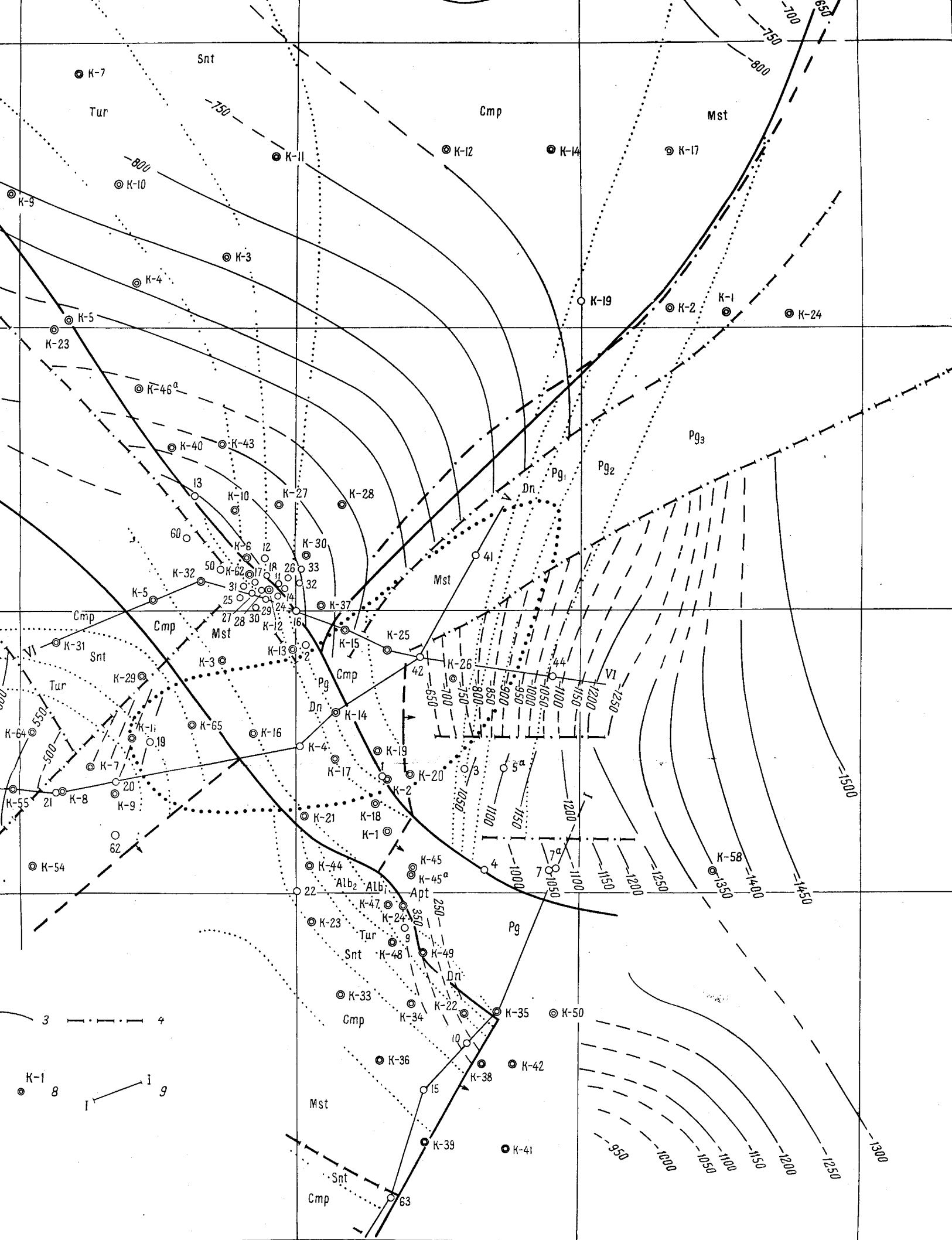
Соляное ядро Тентяксора, покрытое оболочкой терригенных пород, образует небольшое брахиантиклинальное поднятие длиной около 7 км и шириной около 4 км (на глубине 1 км) (рис. 58, 59). Длинная ось складки вытянута в северо-западном направлении; юго-западный склон штока пологий (углы 6—20°), северо-восточный — значительно круче (углы до 45°). В северо-западном направлении соль постепенно погружается, образуя соляной перешеек, соединяющийся со штоком купола Тюлегень. На юго-восточном окончании Тентяксора намечается непосредственный переход без резкого погружения к куполу Сатепалды. К юго-западу от Тентяксора располагается межкупольное пространство, отделяющее Тентяксор от Байчунаса. К северу от Тентяксора также находится межкупольное пространство, отделяющее Тюлегень от Бисбулюка (от последнего Тентяксор отделен небольшим прогибом). Восточнее Тентяксора расположено обширное межкупольное пространство, за которым находится купол Кзыл-Джар II.

Наименьшая глубина залегания соли устанавливается в юго-восточной части купола, несколько севернее скв. 10, где она находится примерно на глубине 300 м. От этой точки в северо-западном направлении к Тюлегеню проходит узкий соляной гребень, которому в надсолевых породах соответствует грабен. Грабеном надсолевая структура делится на две основные части: юго-западную и северо-восточную. Однако исторически, главным образом в связи с тем, что строение отдельных участков куполов и их взаимоотношения были выяснены не сразу, а в несколько этапов, за отдельными частями структуры укоренились другие названия, которых мы и будем впредь придерживаться во избежание путаницы. Так, в пределах юго-западной части купола выделяются два поля: юго-западное и южное, отделенные одно от другого сбросом северо-восточного простирания (см. рис. 58). В пределах северо-восточной части купола к грабену примыкает северо-западное поле, на котором находится промысловый участок, восточное поле (крыло) и небольших размеров горст, связанный с северо-западным полем. Северо-западное поле отделяется от восточного также по сбросу северо-восточного простирания.

Наиболее полно изученным является, естественно, северо-западное поле (крыло), в связи с его промысловой нефтеносностью. Проведенными здесь работами установлено несовпадение поверхностной геологии с глубинным строением, как впрочем и на всех других участках купола. Для характеристики строения этого участка составлен ряд профилей, структурные карты по подошве юры, неокома и карты мощностей юры. Из всех этих материалов и геологической карты всего купола (см. рис. 58)

250 0 250 500 750 1000 1250 M





Физическая карта. Составлена по данным треста КазнефтеРазведки и Каз. ОГСГТ. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.  
 1 — контур размытия осадков; 2 — контур размытия осадков; 3 — горизонталы по отражающим горизонтам; 4 — проекция пересечения сброса с отражающим горизонтом; 5 — выход сброса по сейсмичности; 6 — контур размытия средней юры; 7 — глубокие скважины; 8 — крейловые скважины; 9 — линии геологических профилей.

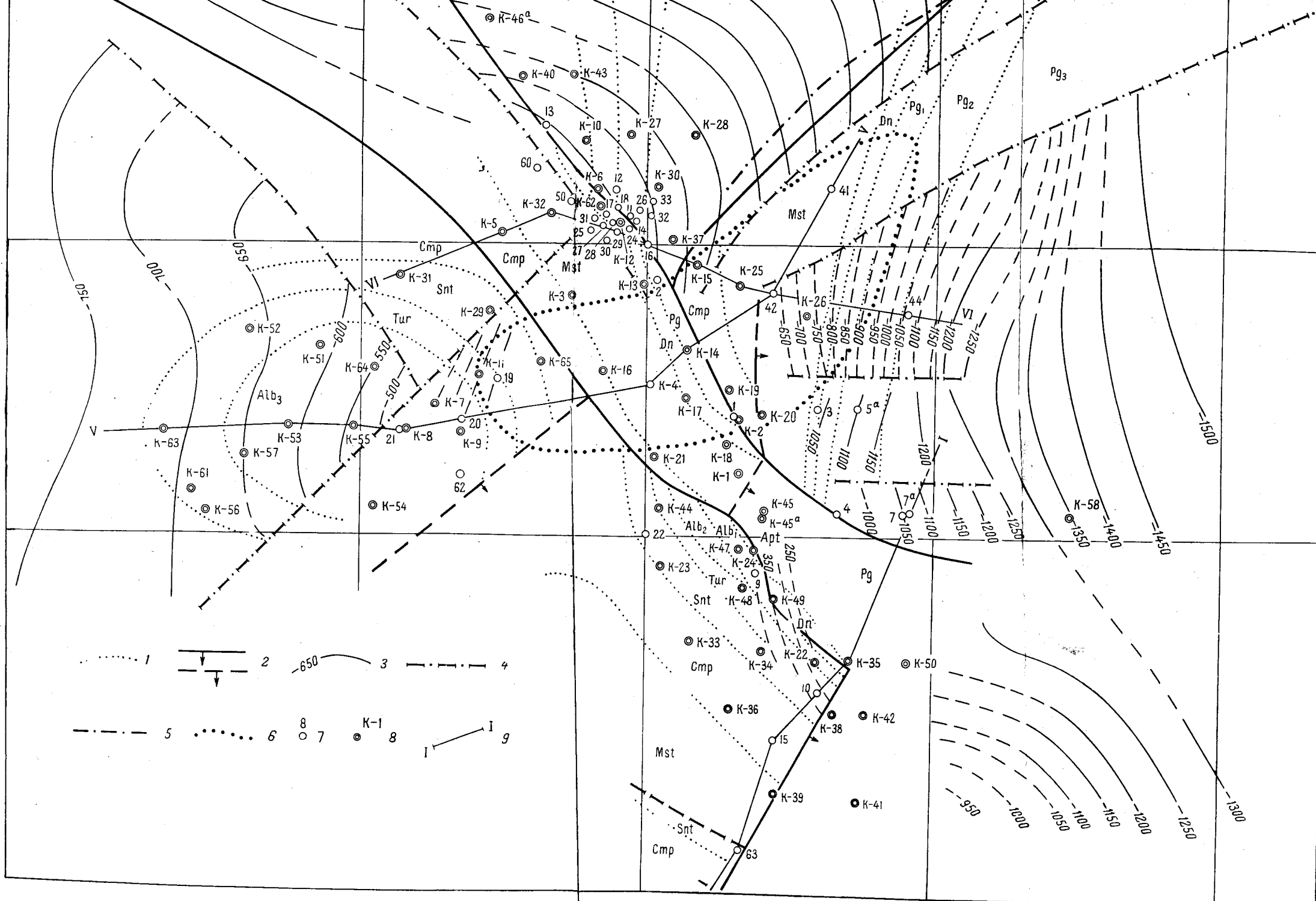


Рис. 58. Тентякор. Геолого-геофизическая карта. Составлена по данным треста Казнефтегазразведки и Каз. ОГСГТ. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

Заказ 1362.

видно, что северо-западное поле имеет почти правильную треугольную форму, с вершиной треугольника, обращенной к югу. Юго-западная и юго-восточная границы поля определяются сбросами северо-западного и северо-восточного направления; в северном направлении это поле полого погружается; на поверхности под четвертичными осадками обна-

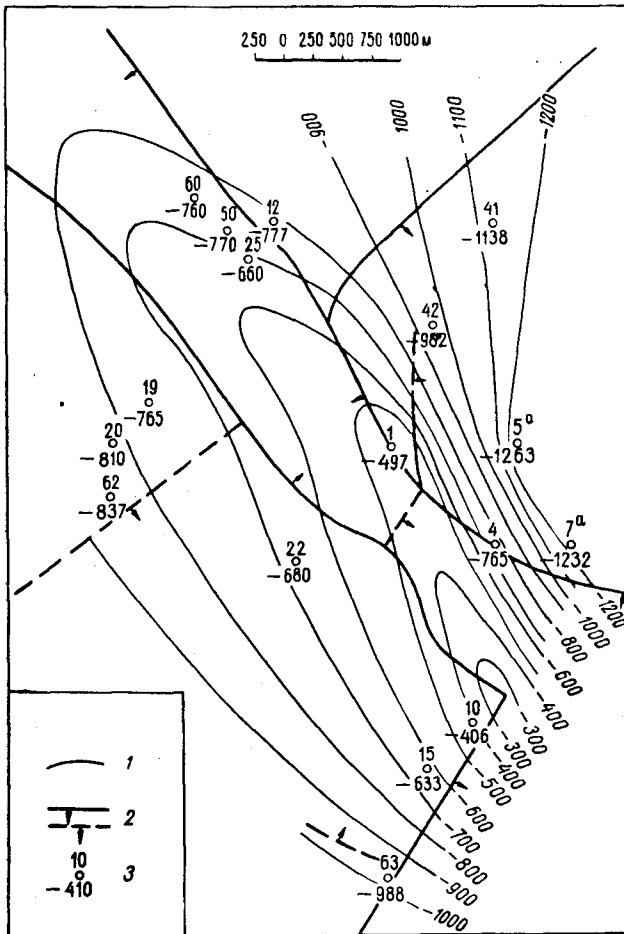


Рис. 59. Тентяксор. Структурная карта по кровле соли.  
Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — горизонтали по кровле соли; 2 — выход сброса под  
номер скважины  
четвертичными осадками; 3 — отметка кровли соли, м.

жаются породы от альб-сеномана в своде до маастрихта на погружении. Геологические границы в южной части поля имеют почти меридиональное направление, а в северной части поля сменяют его на северо-западное. Граница между кампаном и маастрихтом отклоняется к северо-востоку. Из той же геологической карты видно, что геологические границы не идут параллельно изолиниям по сейсмике отраженных волн, а секут их, следовательно, здесь имеется азимутальное несогласие между нижне- и верхнемеловыми слоями. В сводовой части поля соль находится на

глубине 650 м. Соль перекрыта пермотриасом, мощность которого даже в пределах этого сравнительно небольшого поля на коротких расстояниях меняется от 310 м в скв. 50 до 200—230 м в других скважинах северо-западного поля. Невыдержанность мощностей пермотриаса в пределах данного участка связана с поведением соли, которая в районе скв. 50 образует небольшой местный прогиб, поэтому здесь смогла сохраниться

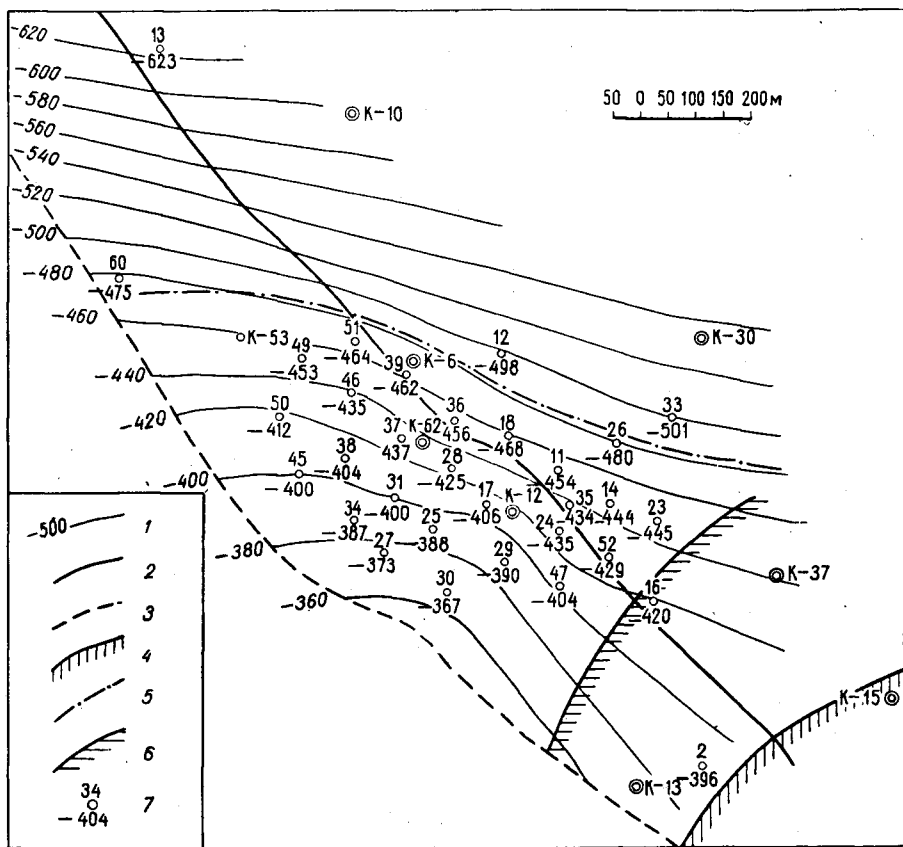


Рис. 60. Тентаксор, промышленный участок. Структурная карта по подошве средней юры. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — горизонталь по подошве средней юры; 2 — выход сброса под четвертичными осадками; 3 — проекция пересечения подошвы средней юры с плоскостью сбрасывателя; 4 — зона размыва средней юры; 5 — контур нефтеносности продуктивной пачки песчано-глинистой свиты средней юры; 6 — контур размыва продуктивной пачки; 7 — номер скважины  
 ———— отметка подошвы средней юры, м

самая верхняя свита пермотриаса — свита зеленовато-серых глин и песчаников, отсутствующая в других скважинах. Учитывая это явление и сокращение мощностей пермотриаса еще и на других участках купола, в разрезе северо-западного поля фиксируется первое снизу угловое и азимутальное несогласие между пермотриасом и юрой. Возможны еще стратиграфические перерывы внутри перми и триаса, но на имеющемся материале их не удалось выявить.

Пермотриас покрывается нижней юрой, характер залегания которой показан на структурной карте по подошве средней юры (или кровле ниж-



ней юры) (рис. 60). Слои нижней юры образуют на этом поле моноклираль, падающую в общем на север, с небольшим пологим антиклинальным перегибом в присводовой части промыслового участка. Вершина свода намечается южнее скв. 30, где она срезается сбросом грабена. Углы падения пород нижней, а также средней юры, не превышают  $17^\circ$ . Необходимо отметить, что мощность нижней юры на этом поле, как на всем Тентяксоре,

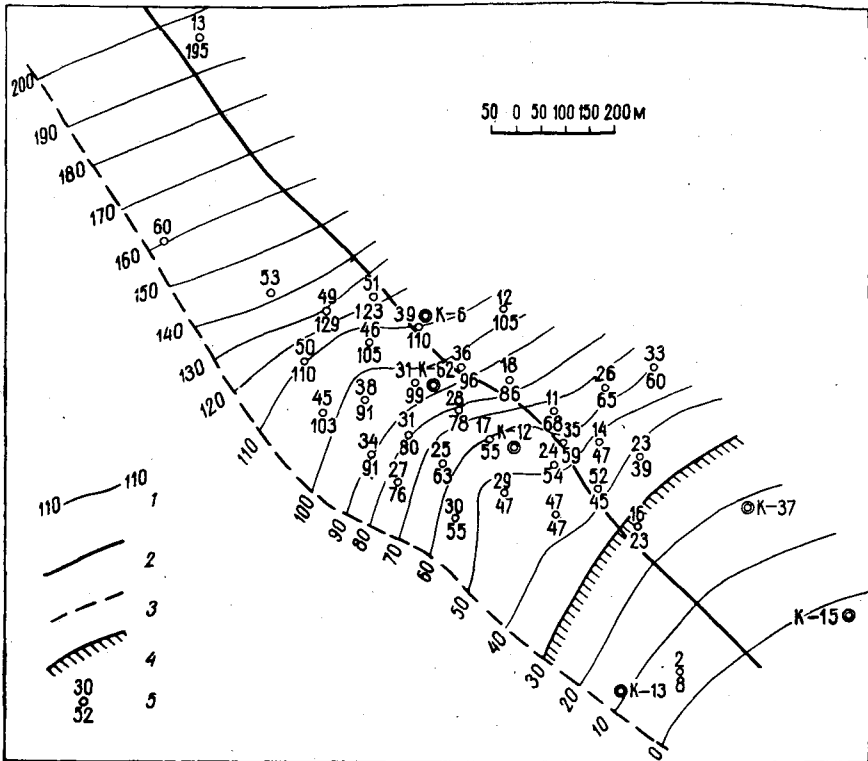


Рис. 61. Тентяксор, промысловый участок. Карта мощностей средней юры. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — линии равных мощностей средней юры; 2 — выход сброса под четвертичными осадками; 3 — проекция пересечения плоскости сбрасывателя с подошвой средней юры; 4 — контур размыва нефтеносной пачки; 5 —  $\frac{\text{номер скважины}}{\text{мощность, м}}$ .

сокращена вдвое по сравнению с другими районами Южной Эмбы. Нижняя юра согласно перекрывается средней юрой, мощность которой изменяется в пределах разбуренной площади от 0 до 200 м и выше. Характер изменения мощностей, изображенный на рис. 61, указывает на наличие древнего преднеокомского поднятия с центром, располагавшимся к юго-востоку от описываемого поля в зоне нулевых мощностей средней юры.

При сопоставлении этих данных со структурной картой по выше-лежащему горизонту — по подошве валажжина (или кровле средней юры) (рис. 62), обнаруживается несовпадение сводов по юре и нижнему неокому, так как наиболее приподнятая часть по неокомской структуре смещена на северо-запад на 1200 м по отношению к юре и находится примерно между скв. 34 и 45. Линии равных мощностей средней юры на

северо-западном поле имеют северо-восточную ориентировку, а горизонталы по подошве неокома — северо-западное направление. Таким образом, между юрой и неокомом также устанавливается несогласие азимутальное и угловое, второе снизу. Углы падения пород в неокоме равны 10—15°. Отмеченное несогласие имеет существенное значение, поскольку с ним связано образование юрских залежей, экранированных плоскостью этого несогласия.

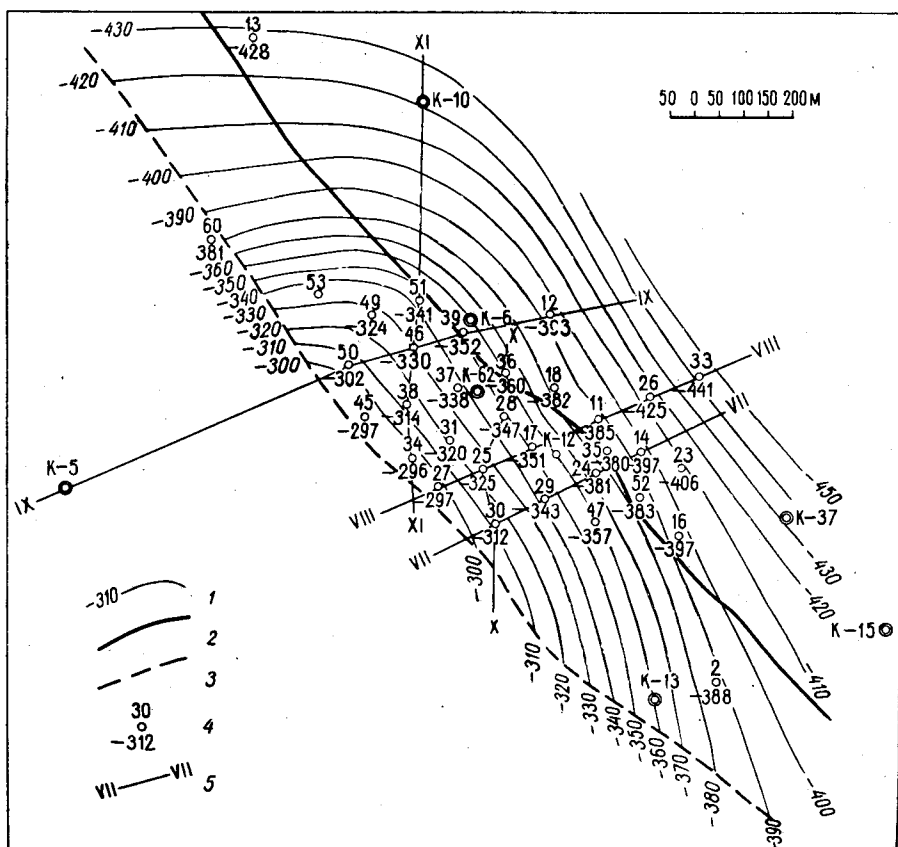


Рис. 62. Тентяксор, промысловый участок. Структурная карта по подошве неокома. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

- 1 — горизонталы по подошве неокома; 2 — выход сброса под четвертичными осадками;  
 3 — проекция пересечения плоскости сбрасывателя с подошвой неокома;  
 4 — номер скважины  
 5 — отметка подошвы неокома, м; 5 — линии геологических профилей.

Внутри неокома резкие несогласия не отмечаются. Но между аптом и неокомом по сокращению мощностей верхнего неокома снова устанавливается довольно резкое несогласие. В пределах промыслового участка северо-западного поля заметно только стратиграфическое несогласие между аптом и неокомом, но ниже по падению и особенно на восточном крыле выявляется и угловое несогласие. Центр подъяема по апту смещен на северо-запад на небольшое расстояние по сравнению с подошвой неокома. Что касается положения современного свода, то как видно из геологической карты (см. рис. 58) он сдвинут еще дальше на северо-запад.

и находится в 3 км от промысловой площади на полосе, сложенной альб-сеноманом. В разрезе этого участка отмечается еще крупное несогласие между туроном и сеноманом, так что в своде промыслового участка сохранилось от размыва в предтуронское время всего 15—20 м верхнего альба (альб-сеномана).

Осадки третичного времени отсутствуют в изученной части северо-западного поля, но в прошлом они его покрывали; на восточном крыле они сохранились и залегают более или менее согласно с верхним мелом. На некоторых других структурах отмечается еще несогласие между палеогеном и неогеном, но на материале Тентяксора это установить трудно. Наконец, с несогласием на всех других более древних породах залегают четвертичные осадки. Таким образом, в разрезе северо-западного поля устанавливается по меньшей мере пять крупных несогласий, связанных с этапами роста купола.

По другую сторону грабена находится юго-западное поле (рис. 63). С северо-востока оно ограничено сбросом грабена; с юго-востока от южного поля оно также отделяется сбросом; в юго-западном направлении переходит в межкупольное пространство. Соль на южном поле в присводовой части поднимается до глубины в 675—700 м. Сейсмические данные по этому полю недостаточно точны.

Строение участка показано на картах и профилях, по ним видно, что пермтриас, мощность которого по скважинам юго-западного поля несколько меньше, чем на северо-западном поле (около 200 м), по направлению к грабену сильно сокращается, вплоть до полного срезания. В опущенной части поля на пермтриасе залегают нижняя юра, а в приграбеновой части — валанжин; непосредственно под грабеном валанжин, по всей вероятности, налегает на соль. Часть мощности пермтриаса могла быть уничтожена в доюрское время, а часть в преднеокомское. Центр подъема доюрского и преднеокомского времени для данного поля, судя по имеющимся данным, находился в непосредственной близости от современного грабена. Юрские отложения отсутствуют в северо-восточном углу поля, где как раз имел место максимальный подъем в преднеокомское время. От этой зоны к западу и юго-западу мощности юры довольно быстро нарастают.

В вышележащих отложениях, которые образуют куполообразное вздутие в пределах юго-западного поля, что хорошо отражено на геологической карте, отчетливо выражено несогласие между неокомом и аптом. Некоторое непостоянство мощностей альб-сеномана (под покровом турона) свидетельствует о подъеме структуры и в предтуронское время, но со значительно меньшей амплитудой, чем на северо-западном поле. В своде поднятия на юго-западном поле вскрывается альб-сеноман, центр этого поднятия смещен по отношению к центру преднеокомской структуры на юго-запад на расстояние примерно в 3 км. Таким образом, в строении северо-западного и юго-западного поля имеется много общего, хотя в некоторых деталях они и отличаются друг от друга.

К юго-востоку от юго-западного поля находится так называемое южное поле, наиболее высоко приподнятое на куполе в настоящее время. В своде его, в приграбеновой части, под четвертичными отложениями обнажается апт. Соль здесь максимально приближена к дневной поверхности и залегают на глубине 300—400 м. Отложения пермтриаса, по данным скв. 15 и 10, быстро сокращаются по мощности в направлении к своду купола и на самом своде их вероятно вовсе нет (см. рис. 63). Ниже по падению в скв. 63 пермтриас достигает мощности в 199 м, т. е. той же

величины, что и на юго-западном поле. По профилю видно, что в северо-западной части южного поля у сброса, отделяющего юго-западное поле, исходя из глубины залегания соли, установленной в скв. 62 и 22 и при учете мощностей вышележащих осадков, выявляется еще одна зона сокращенной мощности пермотриаса. Не исключена возможность, как это

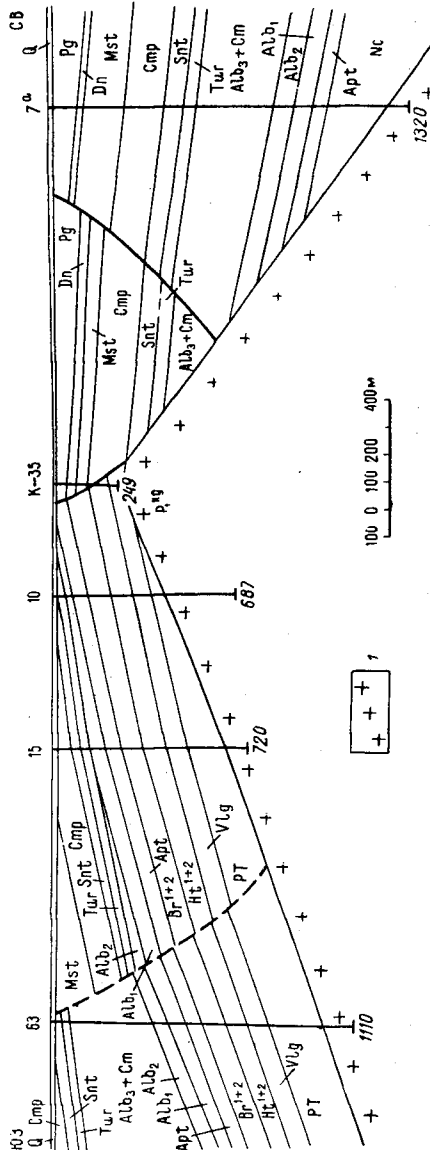


Рис. 63. Тентаксор. Профиль I—I. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.  
+ — соленосный комплекс.

показано на профиле, что у самого сброса пермотриас отсутствует. В юре наблюдается иная картина распределения мощностей. По профилю скв. 10, 15 и 63 юра вообще не установлена; здесь на пермотриас ложится валанжин. В скв. 9 и 22 нижняя и средняя юры имеются, хотя и в сильно сокращенной мощности; в скв. 9 мощность средней юры равна 63 м, в скв. 22—81 м.

Таким образом, в этой части купола выявлен еще один участок, на котором в резкой форме проявилось преднеокомское поднятие. Ориентировка полосы размыва юры в северо-восточном направлении совпадает с наблюдавшейся на северо-западном и юго-западном полях. Следовательно, преднеокомские поднятия были ориентированы в северо-восточном направлении. Несогласно на юре залегает валанжин, на который последовательно ложатся остальные ярусы неокома. Как и на других участках купола, со стратиграфическим несогласием на неокоме залегает апт; угловое несогласие на этом поле незаметно. Резкое угловое несогласие обнаруживается выше по разрезу, где турон ложится в сводовой части структуры на нижний альб, срезая весь средний альб и альб-сеноман. Несогласие это проявилось резче в юго-восточной части поля, чем в северо-западной, где турон налегает на средний альб. Таким образом, это поле, среди рассмотренных ранее, оказалось наиболее приподнятым в предтуронское время. Ниже будет показано, что и район горста в это время также был приподнят примерно на ту же высоту.

По мощностям альб-сеномана резко выделяется крайняя юго-восточная часть поля, где в скв. 63 установлена мощность альб-сеномана в 307 м. Строение этой площади нельзя считать окончательно изученным, так как распределение мощностей верхнего мела по обе стороны сброса, показанного на карте пунктиром, не вяжется с существующим на Эмбе представлением относительно того, что плоскость сбрасывателя всегда падает под более молодые породы. Возможно, что здесь имеется несколько сбросов; имеющийся фактический материал не позволяет выявить их местоположение. Либо надо предположить, что на отдельных этапах формирования купола, при перестройке общего плана его строения, происходят движения обратного знака (взбросы). По мощностям сенон-туруна район, прилегающий к скв. 3, оказывается более приподнятым, чем участок, расположенный к северу от него. Строение этого участка следует рассматривать вместе с расположенным южнее куполом Сатепалды, который пока остается слабо изученным.

Одним из наименее изученных участков купола является восточное крыло (поле) (рис. 64, 65). Ограниченное с северо-запада, юго-запада и юга сбросами, на востоке оно переходит в межкупольное пространство. Хотя на этом поле и было пробурено 7 глубоких скважин и несколько реликтовых, далеко не все в его структуре удалось выяснить. Поле это с юга и юго-запада примыкает к крутому склону соли, вдоль которого происходит основной сброс грабена (в его юго-восточной части), и породы восточного поля находятся здесь в тектоническом контакте с солью (прорваны солью). Поэтому часть скважин входит в соль, не вскрывая всего разреза (скв. 3, 4, 5, 7); более удачны в этом отношении скв. 41, 42 и 44. По данным этих скважин мощность пермотриаса равна здесь 174—176 м, т. е. меньше, чем на северо-западном и юго-западном полях. По-видимому, этот участок занимал в доюрское время более высокое положение, чем названные выше два поля. Средняя и нижняя юра установлены только в скв. 44 и 5а, нижняя юра имеется и в скв. 41. В остальных скважинах на пермотриасе залегает валанжин. Следовательно, и здесь проходит зона размыва юры, о которой упоминалось выше при описании северо-западного и юго-западного полей купола. Граница ее показана на геологической карте (см. рис. 58). За пределами этой зоны в скв. 5а и 44 средней юры сохранилось всего 50—60 м. Полный размыв юры на значительной площади восточного крыла купола, которое в настоящее время является опущенным, в связи с чем, по аналогии с опущенными крыльями других

эмбенских куполов, здесь должны бы были сохраниться полные разрезы над-солевых пород, показывает, что опущенным оно стало значительно позже, а в преднеокомское время существовал совершенно иной план строения купола, отличающийся коренным образом от современного. Это обстоятельство, естественно, должно иметь большое значение при выяснении условий формирования залежей.

Юра перекрыта неокомом и по колебаниям мощностей верхнего неокома заметно не только стратиграфическое, но и угловое несогласие между неокомом и аптом. На апте лежат согласно альб и альб-сеноман. Мощность альб-сеномана в западном направлении (в пределах описываемого поля) быстро сокращается. В скв. 42 мощность альб-сеномана равна всего 142 м, в то время как на погружении крыла в скв. 7а она равна 284 м,

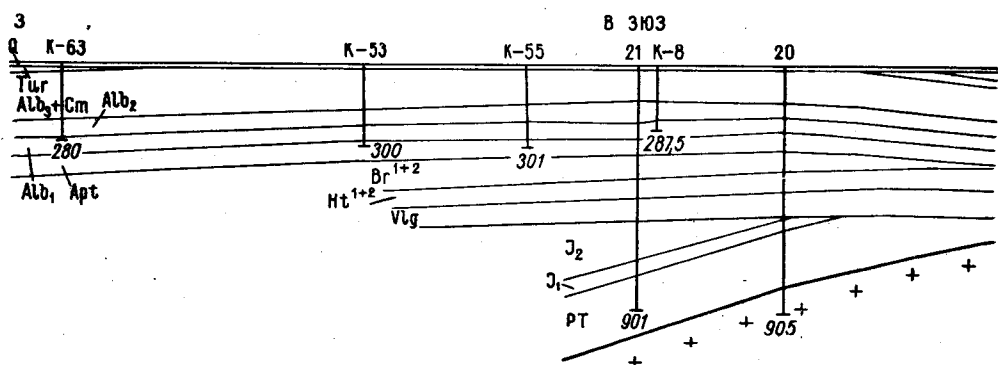


Рис. 64. Тентяксор. Профиль V-V. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.  
I — соленосный комплекс.

т. е. приближается к максимальной для Тентяксора величине в 307 м, установленной в скв. 63. Явление это связано с предтуронским подъемом и размывом. Меловые породы поля смяты в антиклинальную складку небольшой амплитуды со сводом, проходящим примерно в северо-западном направлении через скв. 5 и далее между скв. K-26 и 41.

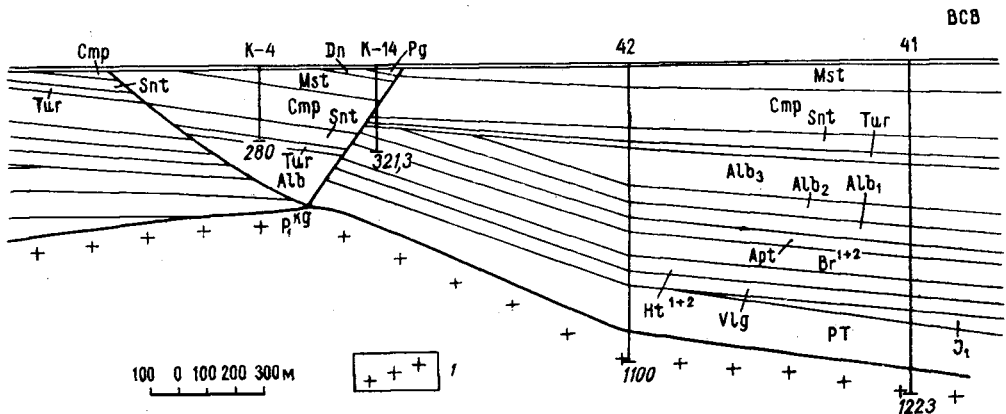
Турон и сенон достигают на восточном крыле суммарной мощности в 450 м (скв. 44); к западу их мощность сокращается за счет размыва в основном в четвертичное время, так как между палеогеном и датским ярусом резких несогласий не замечено.

Третичные отложения сохранились от размыва только в опущенной части восточного крыла и в грабене, достигая в наиболее удаленной на восток скв. K-58 мощности в 139 м. К западу от линии, проходящей через скв. K-26 и 41, они не распространяются, но присутствие их в грабене и состав, аналогичный третичным осадкам других куполов, указывают, что раньше до появления одного из последних размывов третичные осадки покрывали весь район.

Между восточным крылом купола и грабеном находится небольшой по размерам участок клинообразной формы, ограниченный с юго-запада сбросом грабена, падающим на юго-запад, а с востока сбросом, идущим вдоль крутого склона соли и падающим на восток. Разрез горста близок к разрезам северо-западного поля, отколовшуюся часть которого он, вероятно, и составляет. Пермотриас здесь сокращен до 77 м. Выше залегает нижняя юра, а средняя юра, по-видимому, размыва в преднеокомское

время. Выше залегают неоком и апт. Глубокому размыву эта часть купола подвергалась в предтуронское время, благодаря чему в своде горста турон ложится на нижний альб. Характер сочленения горста с северо-западным полем неясен; скважин в этом районе недостаточно.

Грабен Тентяксора протягивается через весь купол в северо-западном направлении; на северо-западе, в связи с погружением структуры, он расширяется; на юго-востоке окончание грабена не закартировано. На поверхности под четвертичными осадками в заснятой части грабена обнажаются породы от палеогена до кампана, падающие на северо-восток. Скважины, пробуренные в грабене, показали, что турон ложится здесь с размывом на альб; ниже ни одна скважина не прошла. Остальная нижняя часть грабена должна быть выполнена более древними осадками



нижнего мела. В структурном отношении в грабене отчетливо выделяются две части: юго-восточная, в пределах которой можно различать обычные для эмбенских соляных куполов два сброса — главный, идущий вдоль крутого склона соли, и подсекаемый, падающий навстречу первому, и северо-западная, где подобная классификация невозможна, так как по обе стороны грабена находятся сходно построенные крылья (поля) купола со сравнительно пологим падением соли. Явления прорыва соли здесь, по видимому, отсутствуют.

Обзор строения отдельных полей купола на основе проведенных исследований выявил черты их сходства и различия, которые позволяют в дальнейшем восстановить, в пределах возможного, историю развития купола.

### ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КУПОЛА ТЕНТЯКСОР

Изучение особенностей формирования структуры Тентяксора можно начать с пермотриасового времени. В связи с этим следует прежде всего отметить, что максимальные мощности пермотриаса Тентяксора (310 м) значительно меньше мощности этих отложений, установленных сейсмикой в Дангарской мульде и в районе Танатара, где она достигает 1700 м. Если взять данные по куполам, то на Доссоре скв. 307 прошла по пермотриасу 360 м, а при учете данных по Нармунданаку (скв. 4), где была вскрыта нижняя часть разреза пермотриаса, то по подсчетам М. Б. Кадисова минимальная мощность этой толщи на куполах окажется равной

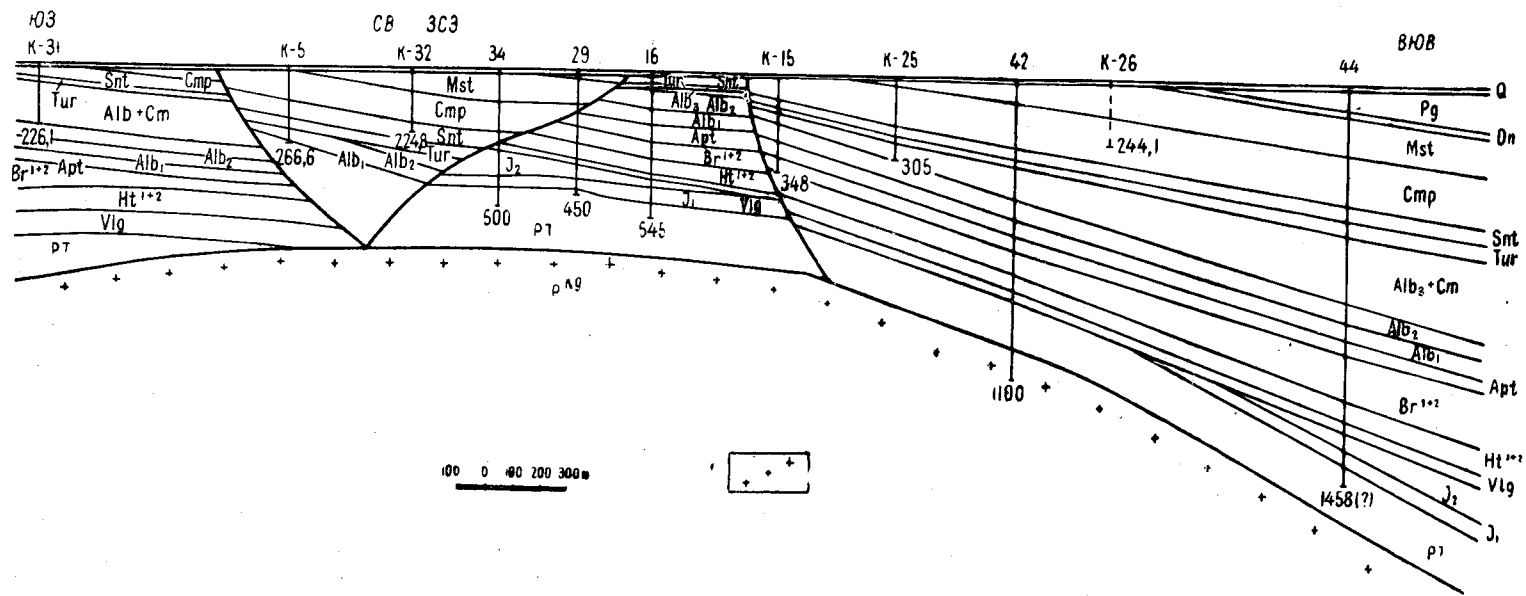


Рис. 65. Тентякор. Профиль VI—VI. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

± — солёный комплекс.



516 м. Так как отдельные свиты пермотриаса выдерживаются по району на значительных расстояниях, то, по-видимому, осадконакопление в пределах рассматриваемого сравнительно небольшого района не должно было претерпеть сильных изменений. При учете всех этих данных можно будет прийти к выводу о существовании в районе Тентяксора доюрского поднятия.

Дальнейший анализ мощностей в пределах самого Тентяксора приводит к следующим выводам: наибольшая мощность наблюдается благодаря сохранению от размыва верхней свиты триаса в скв. 50 на северо-западном поле (промысловый участок); в других скважинах этого поля отмечаются мощности в 216—235 м. На юго-западном поле не отмечаются мощности выше 199 м, причем, в направлении грабена наблюдается некоторое сокращение мощности; той же величины (199 м) достигает пермотриас в районе скв. 63 на южном поле, но здесь в отличие от юго-западного поля пермотриас лежит под валанжинском, а не под юрой. Следовательно, в доюрское время он мог иметь большую мощность. К северу от этой скважины мощность пермотриаса сильно сокращается. На восточном крыле мощность пермотриаса равна 174—176 м, а в районе горста под юрой сохранилось всего 77 м пермотриаса. Таким образом, если даже не учесть возможное влияние размыва в преднеокомское время, что мы обязаны в этом случае сделать, то становится очевидным, что уже в доюрское время имела место дифференциация структуры на отдельные более приподнятые и относительно опущенные участки. К наиболее приподнятым следует отнести район, охватывающий присводовые части южного поля и горста, и, по-видимому, разделяющую их часть свода купола, занятую сейчас грабеном. Значительная часть контуров пермотриасового свода уничтожена при неокомской трансгрессии, но тем не менее видно, что площадь он занимал сравнительно небольшую и располагался в восточной половине купола. Современные юго-западное и северо-западное поля и восточное крыло являлись относительно опущенными, и наибольшими перспективами в отношении нефтеносности для того времени обладала именно эта присводовая часть, если только тогда существовала нефть и происходила ее миграция.

Возникает вопрос, существовали ли в доюрское время сбросы на Тентяксоре? Материал для ответа на этот вопрос дает профиль через скв. 21, 62, 22 и 9, на котором видно, что мощность пермотриаса, залегающего под нижней юрой в скв. 9 и 22 равна 40—58 м, а в скв. 62 — 197 м. Эти же скважины вскрыли соль, и по рельефу соли видно, что она не образует здесь резких уступов, как и на большинстве других куполов в условиях таких же пологих склонов. Поэтому нельзя объяснить в данном случае сокращение мощности в пермотриасе на 150 м тем, что эта недостающая мощность сохранилась где-то рядом в местном прогибе, формирование которого и вызвало появление сброса в более молодое время. Юго-западное поле, приподнятое в настоящее время, в доюрское время было, по-видимому, опущенным по сбросу по отношению к южному полю, и по этой причине здесь сохранился от размыва пермотриас мощностью до 200 м. Южное поле, более приподнятое в то время, подверглось и более глубокому размыву и здесь сохранилось только 50 м пермотриаса. Таким образом, амплитуда перемещения устанавливается равной минимум 150 м. В дальнейшем на более молодых этапах формирования купола могли произойти подвижки, возможно, по другому сбросу, который пока не выявлен, и в результате приподнятая часть южного поля оказалась опущенной, а юго-западное поле, наоборот, приподнятым. Этот частный

вопрос на данном материале решить нельзя, но независимо от этого наличие сброса в доюрское время между южным и юго-западным полями можно считать в достаточной мере обоснованным. На профиле и карте этот сброс обозначен пунктиром, так как его точное местоположение неясно.

В начале следующего этапа формирования купола, после подъема структуры, сложенной пермотриасом, и ее размыва на фоне общего подъема всей области, произошло опускание и здесь начали отлагаться грубозернистые осадки нижней юры. В отличие от других изученных куполов, где мощность нижней юры редко бывает меньше 100 м, на Тентяксоре она равна 50 м. Подобное сокращение мощностей могло быть связано с позднейшим размывом, либо с подъемом района еще в период седиментации. Так или иначе, по рассматриваемый район испытывал подъем перед отложением средней юры. В дальнейшем предстоит выяснить, распространялся ли этот подъем на соседние купола — Байчунас, Сатепалды, Бисбулюк и другие. На нижней юре без заметного перерыва и несогласия, по крайней мере в изученной части купола, происходит накопление средней юры мощностью в 350—400 м и верхней юры в 100—120 м.

Из анализа карты мощностей средней юры по Тентяксору вытекает, что в преднеокомское время купол имел совершенно иную ориентировку, чем сейчас. Зона нулевых мощностей средней юры вытянута в северо-восточном направлении, тогда как сейчас соляное ядро и грабен купола ориентированы в северо-западном направлении. Вторая зона полного размыва средней юры устанавливается в юго-восточной части южного крыла по профилю скв. 63, 10 и 15. Эта полоса также, возможно, протянется в северо-восточном направлении. Вниз по падению этих зон размыва происходит постепенное нарастание мощностей юры, которые в окружающих межкупольных пространствах, вероятно, достигают нормальных значений для данного района. Зона прогиба преднеокомского времени намечается еще между юго-западным и южным полями; в доюрское время на этом же месте отмечалась зона пониженных мощностей пермотриаса.

При описании доюрского этапа формирования купола указывалось, что центр подъема структуры располагался в присводовых частях южного поля и горста. На новом этапе, преднеокомском, свод сместился в северо-западном направлении, и наряду с ним появился еще один участок интенсивного подъема в юго-восточной части южного поля. Контур размыва средней юры в центральной части купола показан на геологической карте (см. рис. 58). Необходимо отметить, что промысловый участок с нефтяными горизонтами в средней юре приурочен к вогнутой части контура размыва средней юры, в то время как непродуктивные участки располагаются на его выпуклой стороне. Н. В. Неволин придает большое практическое значение структурам замкнутым и полузамкнутым, считая их наиболее перспективными. Нами в данном случае обращается внимание на форму сохранившейся от размыва толщи средней юры; в структурном отношении она подчиняется более молодым движениям.

Таким образом, амплитуда подъема Тентяксора в преднеокомское время равна мощности всей юры (нижней, средней и верхней) и достигает минимум 500 м. Фактически она должна быть больше, поскольку в это время на отдельных участках купола была смыта не только вся юра, но размывался еще и пермотриас; в действительности, амплитуда подъема Тентяксора в преднеокомское время была не меньше 600 м, а весьма вероятно, что и того больше. Так как этот подъем равномерно распределялся на значительной площади крыла, то сбросовых явлений здесь могло и не быть, за исключением участка между юго-западным и южным полями,

в отношении которого ощущается недостаток фактического материала. Преднеокомская фаза местных подъемов на куполах (в том числе и на Тентякгоре) совпадает с региональной фазой подъема всей Эмбенской области, что доказывается повсеместным отсутствием здесь верхнего волжского яруса.

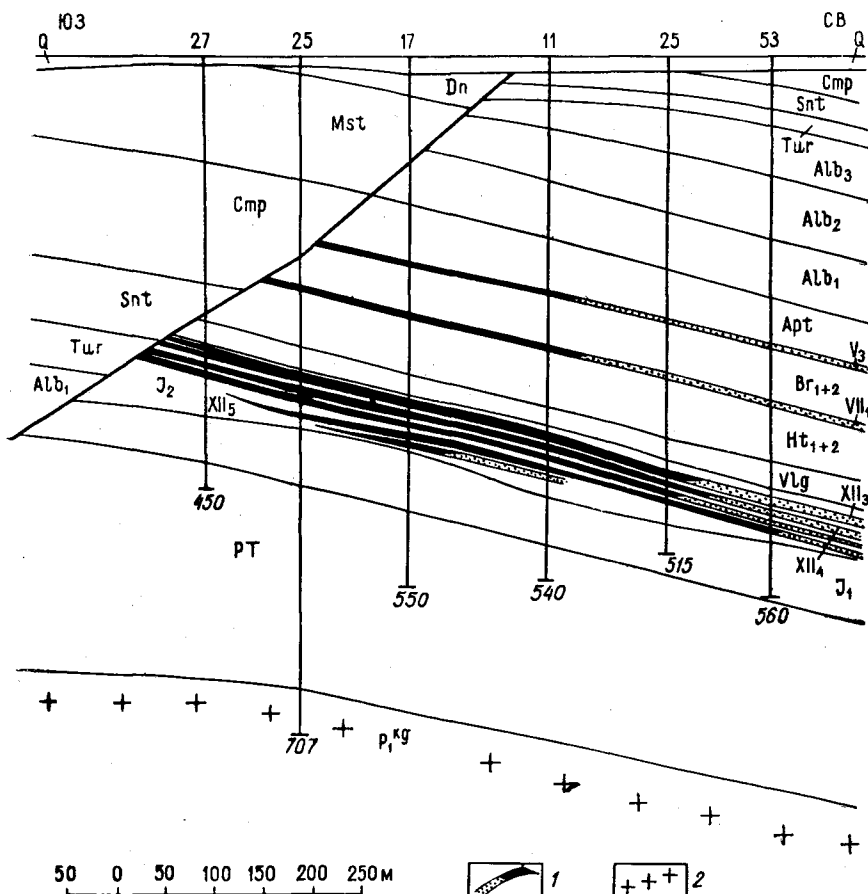


Рис. 66. Тентяксор, промышленный участок. Профиль VIII—VIII. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — нефть вода ; 2 — соленосный комплекс.

Вслед за подъемом и размывом юрской структуры начинается опускание всей области, и здесь происходит накопление осадков нижнего мела. Как известно, Тентяксор вместе с Байчунасом и Акаткулем находится в зоне повышенных мощностей юры и мела, что связано, по-видимому, с существованием в этой части района регионально прогнутая участка (структура II порядка). Поэтому здесь же оказались благоприятные условия для накопления и сохранения валанжина мощностью до 95 м. Но распределение мощностей в пределах купола оказалось неравномерным. Максимальные мощности в 20—25 м приурочены к промышленному участку северо-западного поля (рис. 66, 67 и 68). На других полях купола и на периферии северо-западного поля мощность валанжина возрастает

до нормальной. Так как значительное сокращение мощностей в наших условиях следует связывать с подъемом структуры, то очевидно, что центр подъема Тентяксора в предготеривское время находился в районе промышленного участка северо-западного поля. Если проследить за смещением сводов пермотриасового, юрского, валанжинского, то окажется, что они

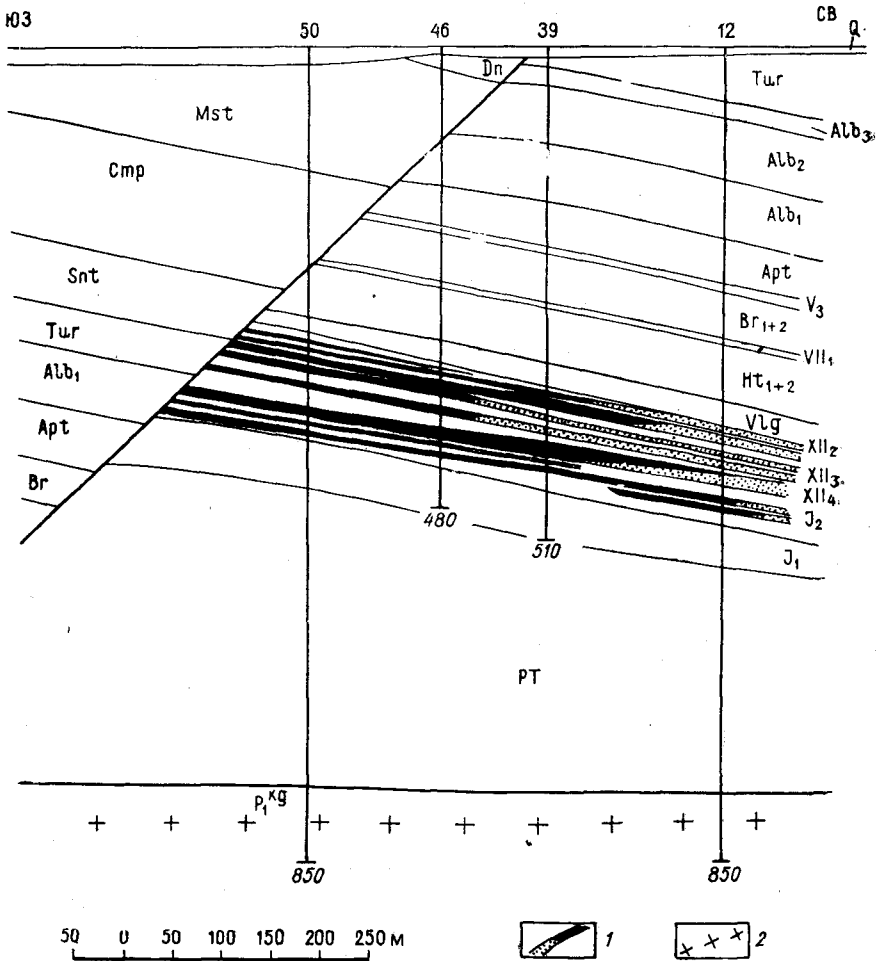


Рис. 67. Тентяксор, промышленный участок. Профиль IX—IX. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — нефть  
вода ; 2 — соленосный комплекс.

с течением времени мигрировали в северо-западном направлении. Возможно, что именно таким путем, т. е. при перемещении центров подъема купола в определенном направлении и происходило в ряде случаев формирование вытянутых, продолговатых соляных ядер у куполов. Возможно, что этот подъем перед отложением готерива, приуроченный только к промышленному участку, и имел решающее значение при формировании на нем залежи.

Несогласно на валанжине отложились морские осадки готерива и затем пестроцветная свита баррема, между которыми не отмечается заметных несогласий. Мощность готерива не подвергается большим изменениям в пределах купола, а мощность пестроцветной свиты изменяется в пределах от 35 до 146 м. Минимальные мощности и на этот раз приурочены к промышленному участку северо-западного поля, а наибольшие мощ-

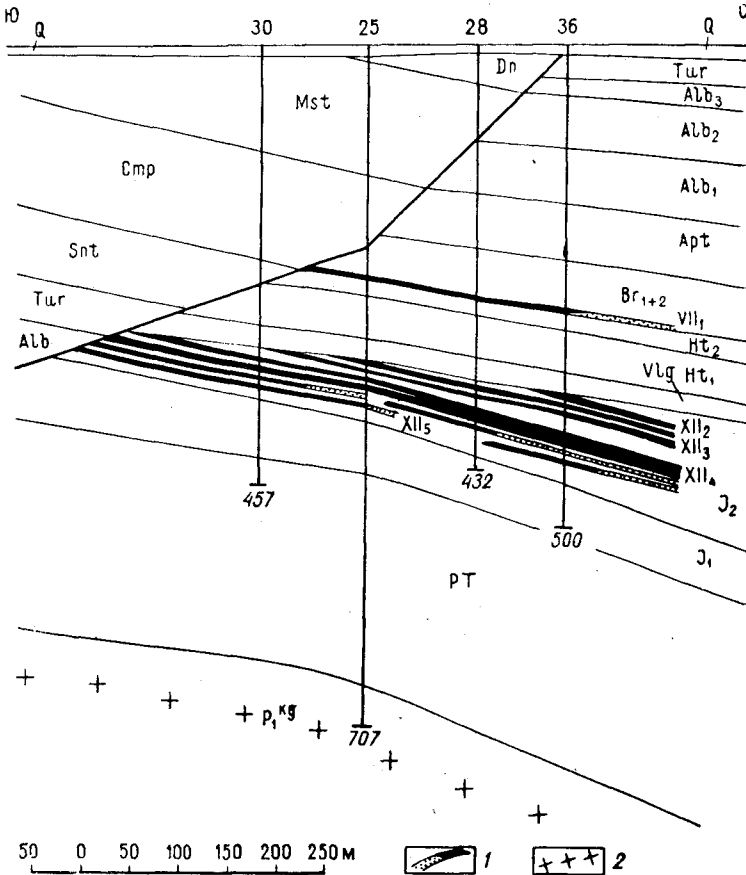


Рис. 68. Тентяксор, промышленный участок. Профиль X—X. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1950 г.

1 — нефть  
вода ; 2 — соленосный комплекс.

ности установлены на восточном крыле. На других полях купола преобладают средние значения мощностей. Таким образом, очередной подъем в преаптское время в наиболее резкой форме проявился также на северо-западном поле примерно в границах промышленного участка и несколько выходя за его пределы, что доказывается сокращением мощности верхнего неокома в скв. 13 к северо-западу от промышленного участка. Полный размыв верхней части пестроцветной свиты неокома, которая является одной из трех основных продуктивных свит района, притом на значительной площади купола, естественно, привел к снижению его промышленной ценности.

Мощность пестроцветной свиты в 146 м, наблюдаемая на восточном крыле, не является максимальной для района; на соседних куполах наблюдаются и большие мощности. Следовательно, восточное крыло Тентяксора принимало участие в общем подъеме купола, но с меньшей амплитудой. Разрывные нарушения в предаптакское время могли и не произойти, так как амплитуда подъема была сравнительно небольшой и охвачена подъемом значительная по размерам площадь.

Дальнейшее развитие района связано с общим относительно спокойным погружением всей области, на фоне которого происходит накопление терригенных осадков апта, альба и альб-сеномана общей мощностью около 450 м. Резкие движения значительной амплитуды на отдельных куполах в это время не отмечаются. Но в промежутке времени между сеноманом и туроном соль снова получает импульс к подъему, притом крайне неравномерному в разных частях купола.

По изменениям мощностей альб-сеномана на Тентяксоре выделяется несколько участков. На юго-западном поле обрисовывается куполообразное поднятие со сводом в районе скв. К-7 и К-9, от которого в направлении на юг, запад и север происходит нарастание мощностей. Быстрый рост мощностей к северо-востоку от скв. 19 и К-11, возможно, объясняется наличием здесь сброса, который не выявлен на геологической карте. С юго-востока это поле ограничено сбросом, по другую сторону которого находится южное поле, где мощность альб-сеномана частью сокращена примерно в два раза против нормальной, а на значительной части, прилегающей к грабени и к юго-восточной окраине поля, альб-сеноман полностью размыт. Следовательно, движения по сбросу, отделяющему юго-западное поле от южного, имели место и в предтуронское время. Амплитуда перемещения для этого времени могла быть равной 100—120 м. Перед отложением осадков юры здесь также отмечались движения сбросового характера, но противоположного направления.

Другой сброс, значительно большей амплитуды, наметился в районе скв. 63 в крайней юго-восточной части южного поля. Мощность альб-сеномана в этой скважине равна 307 м, в то время как севернее альб-сеноман смыт полностью. Следовательно, амплитуда смещения по этому сбросу в предтуронское время превышала 300 м, особенно если учесть, что турон в скв. 15 ложится на нижний альб. В той части грабена Тентяксора, где пробурены скв. К-3, К-4 и К-5, альб-сеноман не установлен; турон ложится непосредственно на нижний альб. Однако в других частях грабена, более опущенных, альб-сеноман мог сохраниться.

Северо-западное и восточное крылья купола, если судить по падению мощностей альб-сеномана, сливаются в одну общую структурную единицу (крыло), сводовая часть которого располагается в пределах промышленного участка; к востоку и к северу от него происходит постепенное нарастание мощностей. Выделяется в этой части купола горст, в пределах которого альб-сеноман смыт и турон залегает на нижнем альбе. К востоку от горста, рядом с ним, по другую сторону сброса, в приподнятой части восточного крыла альб-сеноман имеет мощность около 200 м; восточнее, ниже по падению она возрастает до 300 м. При подобных соотношениях мощностей в горсте и на крыле приходится признать, что в предтуронское время район горста отделился по сбросу от восточного крыла. Амплитуда перемещения превышала 250 м (200 м альб-сеномана и 50 м среднего альба). Этот сброс приурочен и следует вдоль крутого склона соляного ядра, который сформировался в связи с предтуронской фазой подъема купола. До этого времени еще не существовало особых различий в крутизне скло-

нов соляного ядра, не было еще сбросов генетически связанных с крутым склоном, и формирование купола происходило по несколько иному плану, чем после появления этого структурного элемента, который сыграл в дальнейшем, в более молодое время, существенную роль при формировании купола. Грабена в предтуронское время еще не было. Таким образом, на Тентяксоре перед туроном произошло общее усложнение строения купола, резкое обособление его отдельных участков и оформление крутого склона соляного ядра.

Исключительно напряженный период формирования купола в предтуронское время сменился периодом сравнительно спокойного погружения всей области, на фоне которого произошло накопление карбонатных органогенных осадков сенон-турона мощностью около 450 м. Между датским ярусом и палеогеном не заметно резких несогласий на Тентяксоре и на других куполах. Зато в региональном плане выявлены несогласия на куполах между палеогеном и неогеном и в четвертичное время. Так как покров третичных отложений уничтожен на значительной площади купола, то значение и роль каждого из этих отдельных этапов формирования купола сказывается и суммируется в общем итоге, который предстает перед нами в виде современной структуры купола. Исключения могут составить только те участки, где сохранились третичные отложения (опущенные части грабена и восточного крыла).

Характер изменения мощностей сенон-турона на исследуемой площади и сравнение направлений этих изменений с тем, что отмечалось для альб-сеномана, приводит к интересным выводам. Если для восточного и северо-западного крыльев общий характер распределения мощностей сенон-турона совпадает с наблюдавшимся для альб-сеномана, за исключением того, что свод по сенон-турону на северо-западном поле протянулся далее на северо-запад, следуя ранее установившейся тенденции в смещении сводов, то на юго-западном и южном полях наблюдаются соотношения, противоположные описанным для альб-сеномана. Альб-сеноман на большей части южного поля был полностью размыт, а на юго-западном поле он сохранился в значительной мере; сенон-турон, наоборот, представлен на южном поле и отсутствует в своде юго-западного поля. Еще резче проявились различия в поведении разных участков в районе скв. 63, где участок, опущенный в предтуронское время, оказался приподнятым позже, по-видимому, в третичное время, благодаря чему в районе скв. 63 мощность сенон-турона равна 48 м, а севернее у скв. 15—120 м.

До последнего времени обратные соотношения мощностей, как результат отклонения от наследования ранее наметившейся тенденции к преимущественному подъему или опусканию того или иного блока, наблюдались на куполах Южной Эмбы очень редко. В статье автора (Айзенштадт, 1948) были приведены данные по межкупольным скв. 1 и 2, пробуренным между куполами Доссор, Макат и Сагиз, где по мощностям апта наблюдались обратные соотношения, повышенные мощности в приподнятом крыле и сокращенные в опущенном. На Тентяксоре это явление оказалось широко распространенным, хотя из-за недостаточного числа скважин эти выводы могут быть подвергнуты сомнению в отдельных случаях. Возможно, что выявлены не все сбросы; смещение отдельных блоков могло произойти по новым плоскостям, расположенным по соседству со старыми; выяснить это без специального бурения невозможно. Здесь могут оказаться и сбросы, погребенные под плоскостью стратиграфического несогласия. В условиях соляной тектоники эмбенского типа должны быть развиты сбросы только нормального типа, как это до сих пор всеми и

признавалось. Однако при условии коренной перестройки общего плана строения купола, в связи с миграцией центров подъема соли, могут произойти подвижки отдельных блоков противоположного характера и возникнуть взбросы, нарушающие это основное правило.

По мощностям сеноп-турона видно, что в результате движений третичного и четвертичного времени на юго-западном поле образовался широкий и пологий свод, центр которого смещен на запад относительно альб-сеноманского свода, от скв. К-7 и К-9 к району скв. К-55. Направление смещения свода находится в полном соответствии с правилом, выведенным по Кошкару, согласно которому смещение сводов в более молодых породах происходит в направлении вверх по восстанию основного сброса, связанного с крутым склоном соли.

Примерно, на границе палеогена и неогена произошло образование грабена на Тентяксоре; в опущенной части грабена сохранились от размыва осадки палеогена небольшой мощности. Один из сбросов грабена существовал раньше, движения по нему произошли еще в предтуронское время; второй сброс появился только теперь. Амплитуду подъема купола для третичного времени определить довольно трудно, поскольку нет точных данных о нормальных мощностях третичных отложений для района Тентяксора. Наибольшая мощность третичных в скв. К-58 на периферии восточного крыла равна 139 м, но здесь пройдены только палеоцен, эоцен и часть олигоцена, все вышележащие части разреза отсутствуют. Общая мощность третичных осадков в юго-западной, приморской части района по данным сейсмики превышает 2000 м. К северо-востоку от Тентяксора на Алимбае, также по сейсмическим данным, известны мощности в 700—800 м. Если принять для Тентяксора первоначальную мощность этих осадков в 700 м, то и последовавший затем в четвертичное время региональный подъем, который привел к уничтожению этих осадков, приближается к этой же величине. Но на самом куполе, на фоне общего регионального подъема, отдельные участки испытали подвижки меньшего размаха. Так, относительные перемещения пород грабена и горста, грабена и северо-западного крыла достигали величины в 300 м.

Последний по времени размыв купола произошел в четвертичное время, были срезаны все неровности рельефа, район пенецпленизирован, и отступивший мелководный бассейн оставил после себя 15—20 м песчано-глинистых осадков. За границей распространения последних каспийских трансгрессий некоторые соляные купола выступают как положительные формы в рельефе (горы Койкара, Иманкара, Канджага, Тогускенбушак и многие другие).

### СТРОЕНИЕ РАЙОНА КУПОЛА ТЮЛЕГЕНЬ

Месторождение Тюлегень (рис. 69—77) находится между Байчунасом и Доссором, в 18 км южнее Доссора. Проведенный здесь объем геологических и геофизических работ нельзя признать достаточным для выявления всех особенностей структуры и истории формирования этого купола. Однако эта структура представляет интерес с точки зрения сопоставления ее с Байчунасом. Соляной купол Тюлегень на геологической карте (см. рис. 69) имеет овальные очертания, размерами примерно 10 × 15 км (по границе турона), с длинной осью, вытянутой в северо-западном направлении. Гребень соляного ядра также вытянут в этом направлении и в своде залегает на глубинах 150—200 м. Узкий грабен делит надсолевые породы купола на два крыла: северо-восточное и юго-запад-



ное, которые для краткости в дальнейшем будем называть северным и южным. В соответствии с особенностями морфологии соляного ядра, юго-западный склон которого является крутым, а северо-восточный пологим, южное крыло купола является относительно опущенным, северное — приподнятым. На южном крыле, в своде, под четвертичными осадками вскрываются породы не древнее апта, а на северном — нижняя юра. На

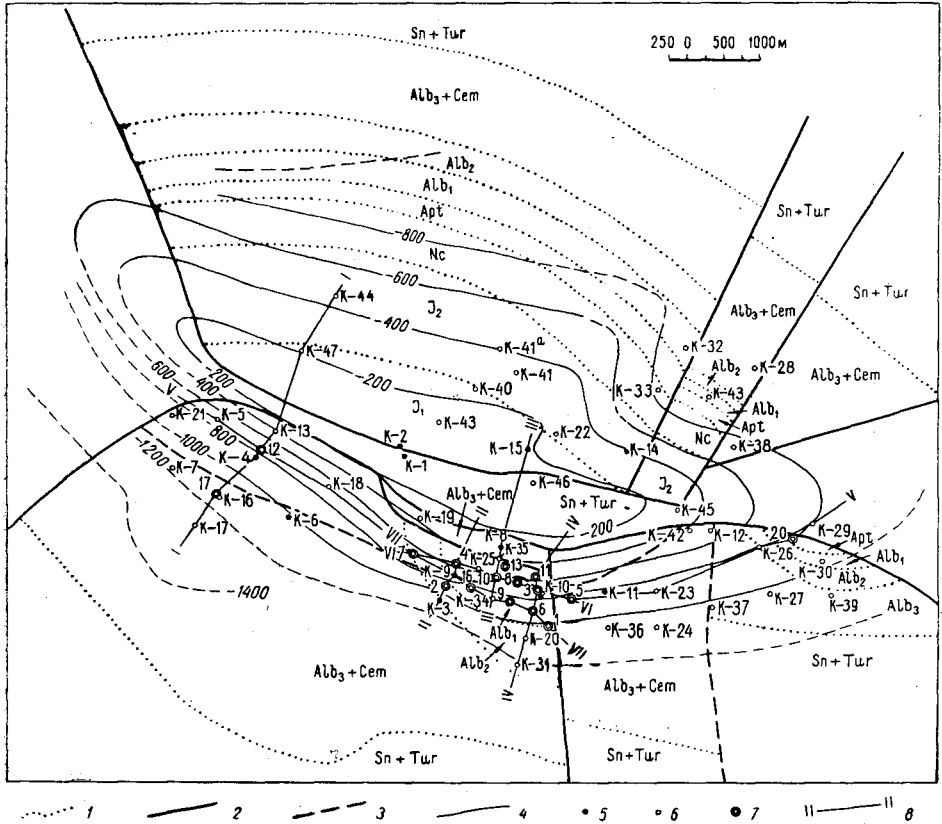


Рис. 69. Тюлегень. Геологическая карта. По данным треста Казнефтеразведки и Каз. ОГСГТ. Структурная карта по кровле соли для южного крыла составлена по данным бурения. Для северного крыла по сейсмике преломленных волн 1938 г.). Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1954 г.

1 — геологические границы; 2 — сбросы; 3 — граница срезания пермотриасовых отложений соляным ядром; 4 — горизонтали по кровле соли; 5 — креплиусные скважины 1936 г.; 6 — креплиусные скважины 1939 г.; 7 — глубинные скважины; 8 — линии геологических профилей.

южном крыле породы прорваны солью, а на северном залегают, видимо, согласно с кровлей соли. Основной сброс грабена приурочен к крутому склону соли и падает на юго-запад. В центральной части купола, в связи с расширением и выравниванием сводовой части соляного ядра, грабен сдвигается в сторону поднятого крыла и располагается на своде купола. Здесь же, в пределах юго-западного крыла возникает приграбеновая ступень, выполненная альбом.

Сравнительно лучше изученным оказалось юго-западное крыло купола, где была обнаружена нефтяная залежь. С трех сторон (с северо-запада, севера и северо-востока) крыло ограничено сбросами грабена,

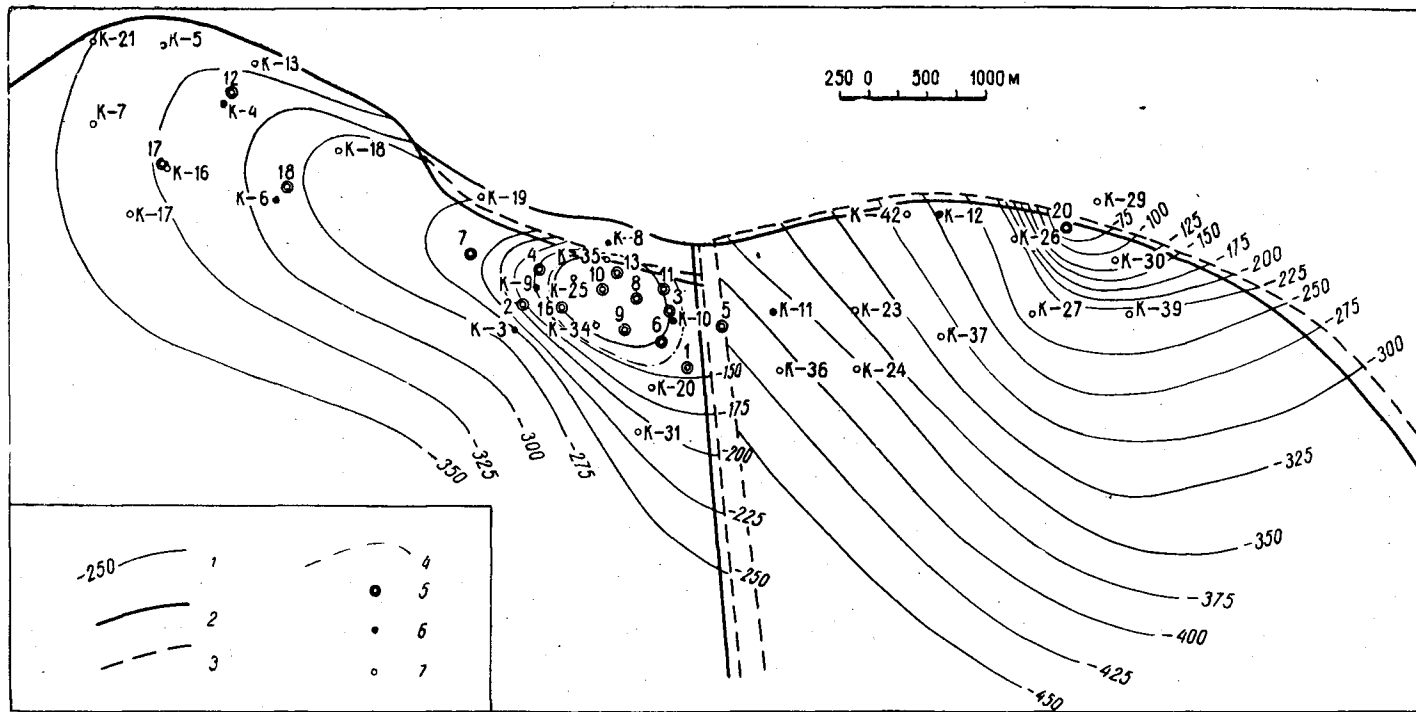


Рис. 70. Тюлень, южное крыло. Структурная карта по подошве апта. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1954 г.

1 — горизонтами по подошве апта; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — проекция пересечения сброса с подошвой апта; 4 — контур нефтеносности нижнеаптского (V<sub>3</sub>) горизонта; 5 — глубокие скважины; 6 — крелиусные скважины 1936 г.; 7 — крелиусные скважины 1939 г.

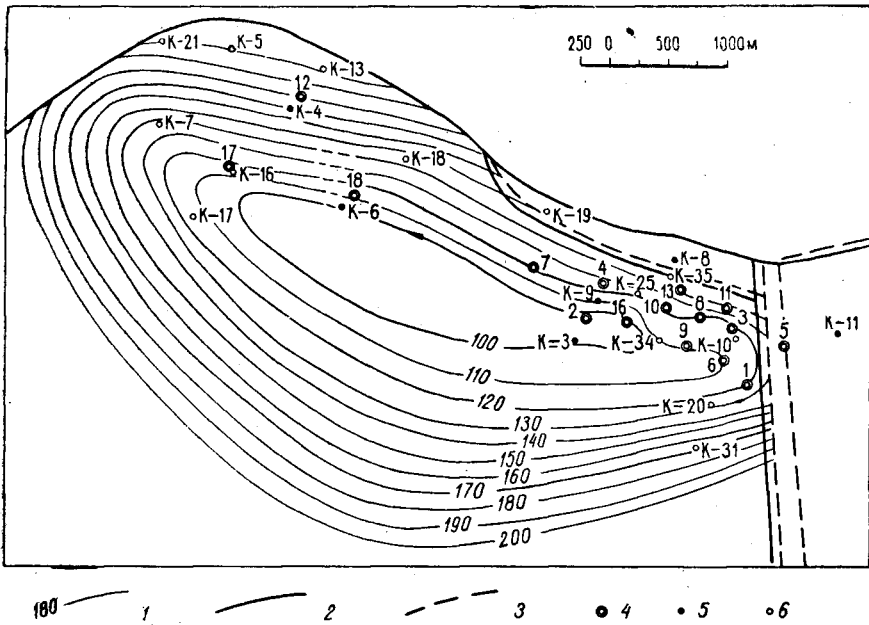


Рис. 71. Тюлегень, юго-западное поле южного крыла. Карта мощностей пестроцветной свиты баррема. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1954 г.

1 — линии равных мощностей пестроцветной свиты баррема; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — проекция пересечения сброса с кровлей баррема; 4 — глубокие скважины; 5 — крелиусные скважины 1936 г.; 6 — крелиусные скважины 1939 г.

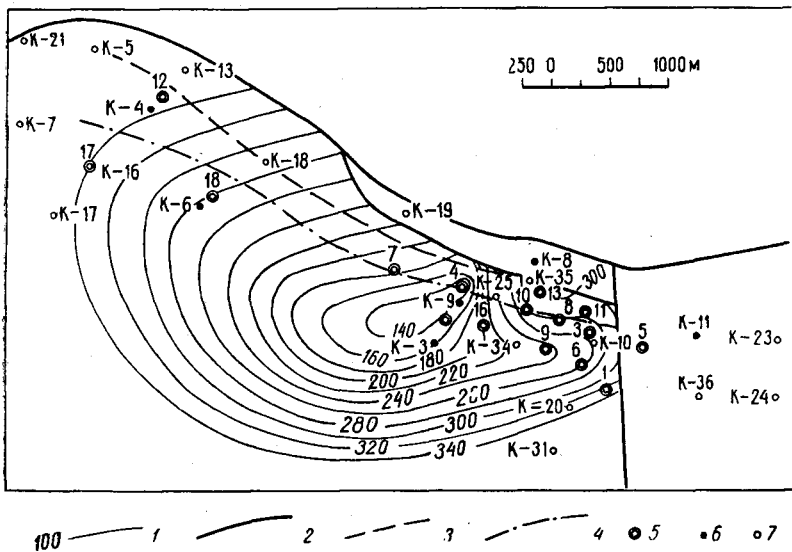


Рис. 72. Тюлегень, юго-западное поле южного крыла. Карта мощностей средней юры. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1954 г.

1 — линии равных мощностей средней юры; 2 — выход сброса под четвертичными отложениями; 3 — проекция пересечения сброса с кровлей средней юры; 4 — проекция пересечения сброса с подошвой средней юры; 5 — глубокие скважины; 6 — крелиусные скважины 1936 г.; 7 — крелиусные скважины 1939 г.

а на юге оно погружается в сторону северного Байчунаса. Поперечные сбросы, падающие на восток, делят юго-западное крыло на несколько полей: западное, в своде которого находится нефтяная залежь, центральное и восточное, в своде которого залегает апт. В своде западного поля

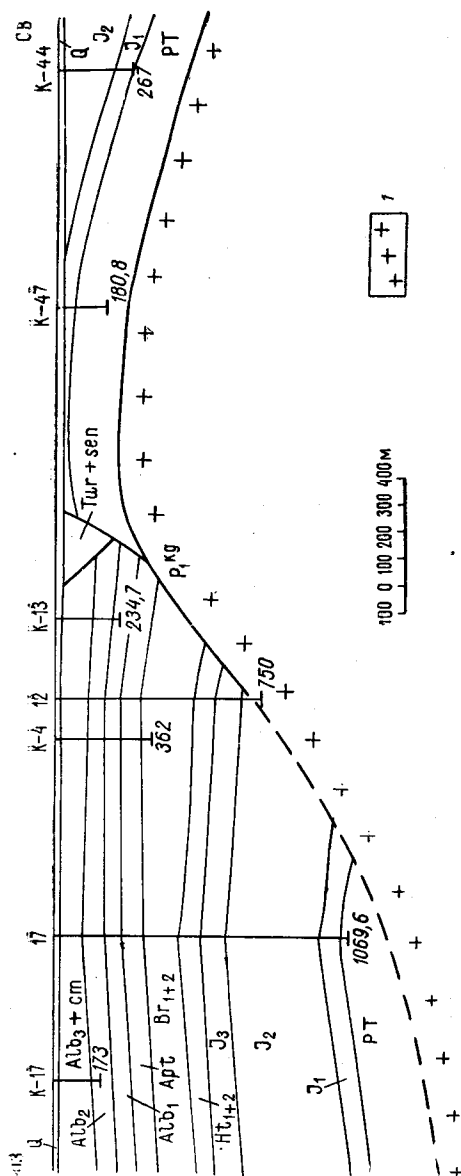


Рис. 73. Тюлежень, южное крыло. Профиль I. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1954 г.  
1 — соленосный комплекс.

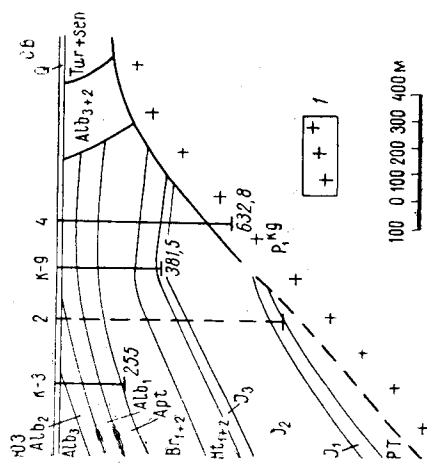


Рис. 74. Тюлежень, южное крыло. Профиль II. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1954 г.  
1 — соленосный комплекс.

находится дополнительное антиклинальное поднятие (см. рис. 70). Такое же поднятие, но срезанное сбросом, находится в своде восточного поля. Простираение пород на крыльях в основном северо-западное. Углы падения, как и на других куполах, возрастают от более молодых пород к древним: в верхнем мелу —  $3-4^\circ$ , в нижнем мелу — до  $10^\circ$  и в юре

местами до 20—25°. Колебания в величине углов падения в одновозрастных горизонтах на геологической карте сказываются в изменении ширины выхода. Среди особенностей структуры юго-западного крыла следует отметить выпадение из разреза верхней юры на значительной части площади крыла. Верхняя юра встречена в скв. 12 и 17 и, по-видимому, имеется в скв. 7 и 4; далее к востоку происходит выклинивание верхней юры, что указывает на положение древнего преднеокомского свода в восточной части купола.

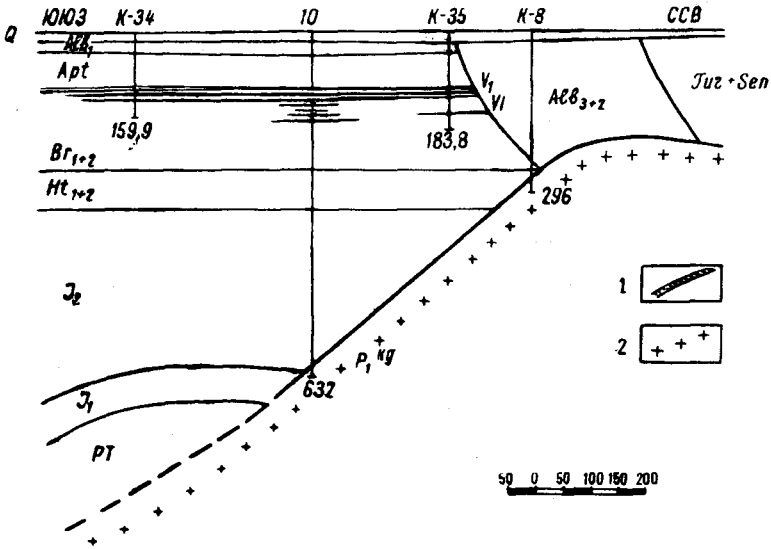


Рис. 75. Тюлегень, южное крыло. Профиль III. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1954 г.

1 — нефть  
вода ; 2 — соленосный комплекс.

На северном (северо-восточном) крыле купола под четвертичными отложениями залегают последовательно породы от нижней юры до сенона. И здесь, судя по имеющимся данным, в своде выпадает из разреза верхняя юра. С юга крыло окаймляется сбросом грабена, а с севера оно переходит в межкупольный прогиб, по другую сторону которого находится Доссор. В восточной части северного крыла поверхность соляного ядра образует крутой изгиб к югу и в надсолевых породах это отражается появлением двух радиальных сбросов, отделяющих два небольших блока.

Пространство между Тюлегенем и Байчунасом охарактеризовано только гравиметрическими данными; судя по ним, здесь не должно быть глубокого прогиба с мощными отложениями пермтриаса, которые могли бы отразиться на гравиметрической карте в виде относительного максимума. Как известно, купол Байчунас выражен в форме так называемого гравитационного «языка», отходящего к югу от основного минимума, связанного с куполом Тюлегень. Ось минимума («языка») значительно смещена на восточное крыло купола относительно наиболее повышенных частей соляного ядра Байчунаса. Следовательно, можно предполагать, что глубокая мульда окажется к востоку от восточного крыла Байчунаса. Между Тюлегенем и Байчунасом соль, по всей вероятности, образует

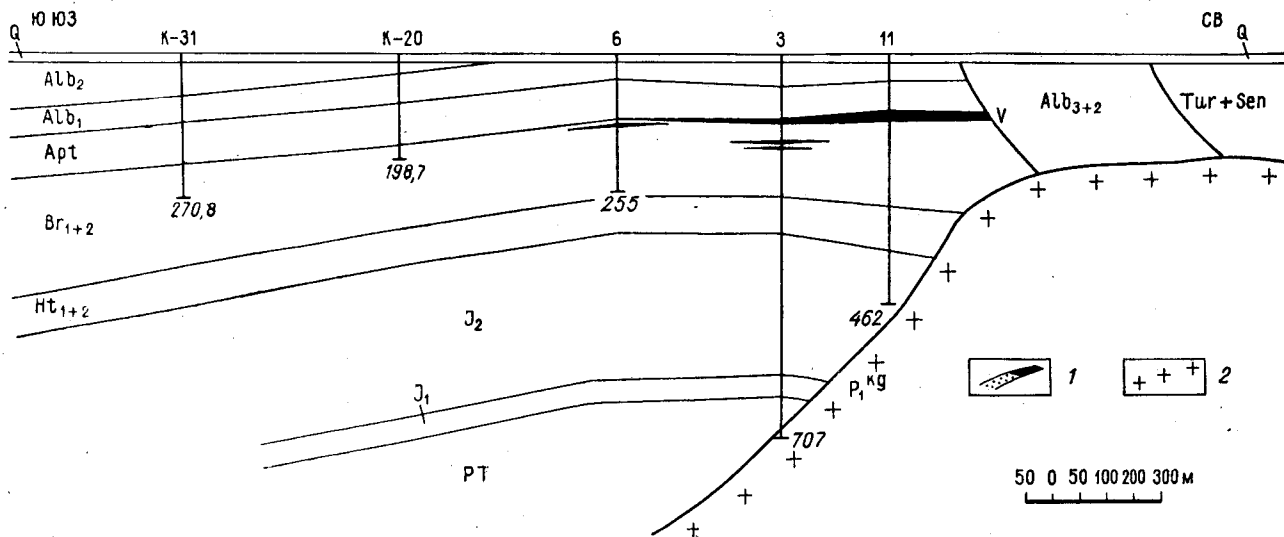


Рис. 76. Тюлегень, южное крыло. Профиль IV. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1954 г.

1 —  $\frac{\text{нефть}}{\text{вода}}$ ; 2 — соленый комплекс.

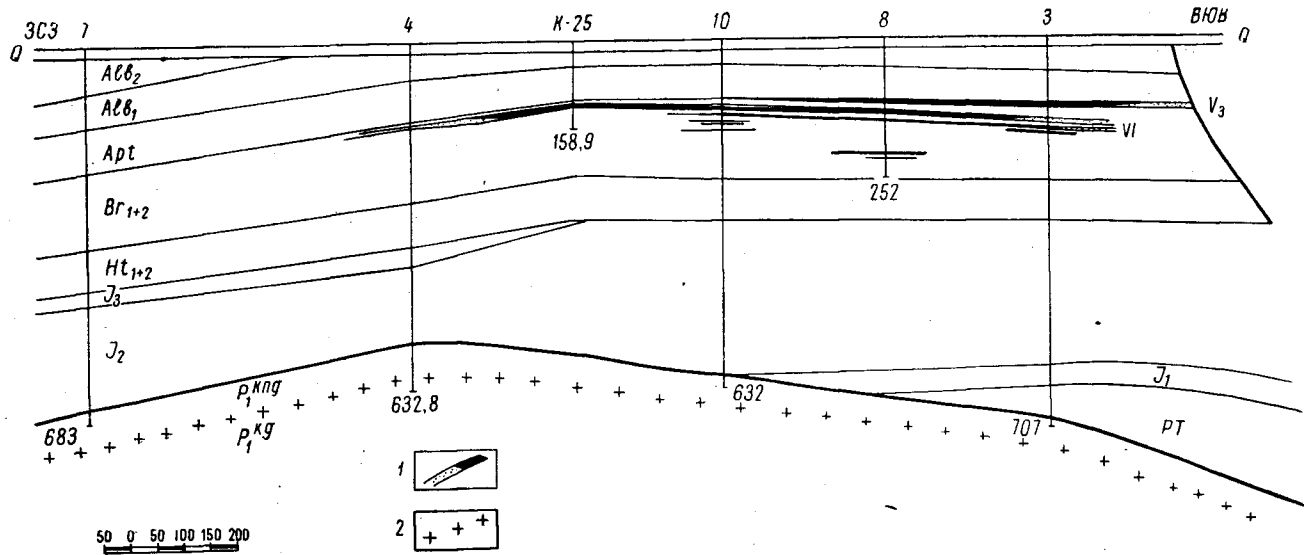


Рис. 77. Тюлегень, южное крыло. Профиль VI. Составил Г. Е.-А. Айзенштадт, 1954 г.

1 — нефть  
вода ; 2 — соленый комплекс.

перешеек (седловину) на сравнительно небольшой глубине (в пределах до 2000 м); глубокая мульда находится к северу от купола Тюлегень и отделяет его от Доссора — это часть так называемой Дангарской мульды.

### ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КУПОЛА ТЮЛЕГЕНЬ

На Тюлегене, как и на всех других куполах исследуемой области, разрез надсолевых пород начинается с пермотриаса. Путем анализа мощностей этих отложений можно было бы прежде всего решить вопрос о наличии или отсутствии поднятия в этом районе в пермское и триасовое время и с какой-то степенью точности определить амплитуду и характер движений. К сожалению, на южном крыле Тюлегеня пермотриас вскрыт очень небольшим числом скважин. В скв. 3 пермотриаса вскрыто всего 61 м, в скв. 5—168 м, в скв. 17—39,6 м и в скв. 20—195 м. Кроме того, по данным И. Н. Пушкарева, пермотриас вскрыт еще в скв. 1 и 2. На северном крыле в скв. К-40 по пермотриасу пройдено 163 м и в скв. К-47 около 120 м. Другие скважины дали еще меньше данных по пермотриасу. Однако эти отрывочные данные, при их сопоставлении с данными по соседним мульдам, в частности с Дангарской, которая находится непосредственно к северо-западу от Тюлегеня, приводят к заключению, что и здесь, как и на всех остальных изученных структурах, в пермотриасе, по всей вероятности на границе перми и триаса, проявилась исключительно большая по амплитуде подъема фаза роста купола. Общая амплитуда роста купола для этого времени очевидно превышала 1200 м, если считать, что сохранившаяся после размыва купола мощность пермотриаса на куполе равна примерно 500 м (мощность пермотриаса, наблюдаемая в настоящее время сокращена еще за счет размыва в нижнеюрское время). При такой амплитуде подъема структуры, сосредоточенной к тому же на сравнительно небольшой площади, неизбежно должны были возникнуть и сбросовые нарушения, которые и выявлены на Доссоре, Тентяксоре и других куполах, в форме древних погребенных крутых склонов соли. Выявить контуры этого верхнепермского поднятия из-за недостаточного числа скважин в настоящее время не представляется возможным.

Следующий период усиленного роста купола отмечается на границе верхнего триаса и юры. Об этом, в частности, можно судить по следующим данным: верхняя пестроцветная свита верхнего триаса в скв. 20 имеет мощность 52 м, а в скв. 5—143 м. Таким образом, для этого времени удастся подметить дифференциацию структуры на приподнятые (северо-восточная часть южного крыла) и опущенные участки (центральное поле южного крыла), которые, кстати, и сейчас занимают такое же положение. Материалы по северному крылу не позволяют провести подобных наблюдений. Перед отложением пород средней юры район Тюлегеня, так же как и Байчунас и Тентяксор, был несколько приподнят; мощность нижней юры здесь сокращена по сравнению с нормальной для района на одну треть или на половину. Наибольшее сокращение наблюдается в центральной части южного крыла в районе скв. 3 и 5, где нижняя юра имеет мощность 40—50 м. К востоку и западу мощности несколько возрастают. Примерно те же соотношения мощностей наблюдаются и на северном крыле.

После этих сравнительно небольших по значению движений происходит накопление осадков средней и верхней юры мощностью соответственно 350 и 100 м (по данным скв. 17 и 12). Во всех других скважинах мощность юры значительно меньше из-за позднейших размывов. Дисло-



кации, приуроченные по времени своего проявления к границе средней и верхней юры, наблюдаемые на других куполах, на Тюлегене не могли быть выявлены, поскольку следы их уничтожены преднеокомским размытием. На значительной части купола неокм залегает на размытых слоях средней юры. Там, где верхняя юра сохранилась по профилю, идущему через скв. 12 и 17, видно, что в преднеокомское время на южном крыле купола имелось антиклинальное поднятие, ось которого проходила примерно в районе скв. 17, где мощность верхней юры сокращена по сравнению со скв. 12 на 14 м. Это поднятие прослеживается и по мощности средней юры, минимальные значения которых приурочены к району скв. 7; к западу-северо-западу и востоку-юго-востоку, в направлении погружения оси складки, мощности возрастают до нормальных для этого района (340—350 м). Подобная картина распределения мощностей юры создалась в результате преднеокомских движений. По центральному и северо-восточному полям южного крыла, судя по значительному сокращению мощности средней юры в скв. 20, видно, что в этой части крыла могло быть еще одно обособленное поднятие. Таким образом, выясняется, что амплитуда поднятия в преднеокомское время в своде южного крыла равна 250 м (150 м средней юры плюс 100 м верхней юры). Возможно, что на северном приподнятом крыле эта амплитуда была больше.

На схематической карте мощностей средней юры северо-западного поля южного крыла (см. рис. 72) выявляются важные в теоретическом и практическом отношении особенности этой древней структуры.

1. Неравномерный размыт средней и верхней юры и характер размыва доказывают, что брахиантиклинальное поднятие на южном крыле сформировалось и существовало уже в преднеокомское время.

2. При сопоставлении этой карты со структурной картой по подошве апта заметно смещение к востоку-северо-востоку свода в более молодых породах по отношению к древнему своду по юре. Смещение происходит в направлении вверх по восстанию основного сброса.

3. Выясняется, что древний юрский свод остался неразведанным, так как единственная скважина, пробуренная в этом районе (скв. 2, 1937 г.), находится на периферии свода. Остальные глубокие скважины пройдены в пределах мелового свода. Скв. 12 и 17 находятся на далекой периферии юрского свода.

Контуры юрского поднятия из-за недостатка фактического материала обрисованы очень схематично; конфигурация его может несколько измениться, однако наличие этого поднятия не вызывает сомнений. Разведочные скважины могли бы быть здесь рекомендованы южнее скв. 7 и западнее скв. 2, 4. Не исключена возможность, что в районе скв. 2, 16 и К-3 имеется сброс, который не нашел отражения на структурных картах и профилях. Недостаток фактического материала не позволяет окончательно решить этот вопрос. Значение данного участка как объекта для разведки в случае наличия сброса не снижается, поскольку у сброса, как экрана, могла сформироваться залежь.

Осадки валанжина установлены только в двух скв. К-32 и К-33, где мощность этих отложений равна всего 20 м. Сохранились они здесь во впадине древнего рельефа в опущенной, периферийной части северного крыла. На остальной разбуренной площади купола они не сохранились и на юре (верхней и средней) залегает пеллециподовая свита готерива. В базальном горизонте готерива мощностью 1—1,5 м могут находиться слои с перемытой валанжинской фауной и минералогическим составом пород близким к валанжинским. Таким образом, основной подъем по

времени приурочен здесь к границе валанжина и пелециподовой свиты готерива.

После этих движений и наступившей вслед за ними трансгрессии в готеривское время происходит накопление осадков пелециподовой свиты и песчано-глинистой свиты, мощностью, соответственно, 50—60 и 15—20 м. Наблюдаемые здесь колебания мощностей в песчано-глинистой свите и горизонте песков (в пределах до 10 м) объясняются либо влиянием древнего рельефа, либо недостаточной точностью стратиграфических отбивок, проведенных в этой части разреза в основном по каротажу.

В выпележающей пестроцветной свите баррема на разбуренной площади южного крыла купола установлены мощности от 100 м в своде до 172 м на периферии крыла. Как видно из схематической карты мощностей, здесь на южном крыле в предаптское время сформировалось антиклинальное поднятие запад-северо-западного простирания, с амплитудой свыше 100 м; северо-восточная часть поднятия срезана сбросом грабена. Смятию подвергались не только породы неокома, но и более древние. Из сопоставления карты мощностей пестроцветной свиты баррема и структурной карты по подошве апта видно, что залежь нефти в апте и барреме находится на северо-восточном погружении поднятия и подчиняется она более молодой аптской структуре, возникшей значительно позже.

На северном крыле купола верхний неоком вскрыт тремя скважинами в восточной части крыла. По этим данным нельзя восстановить полностью историю развития структуры поля в неокомское время. Однако то, что в скв. К-32 сохранилось от предаптского размыва всего 24 м мощности пестроцветной свиты, а в скв. К-33, расположенной на неокомском поле, породы эти полностью отсутствуют, указывает, что амплитуда поднятия северного крыла была значительно большей, чем южного, и что в своде северного крыла эти отложения могли быть полностью размыты еще в предаптское время и амплитуда поднятия северного крыла в предаптское время была, очевидно, не менее 200—250 м. Различия в амплитудах подъема северного и южного крыльев Тюлегена и значительная величина самого подъема указывают на наличие сброса, отделяющего эти две основные части структуры купола.

На размытой и выровненной поверхности неокомских отложений трансгрессивно залегают осадки апта мощностью обычно 70—80 м. Небольшие колебания мощностей возможно объясняются размывами на границе с альбом и внутри апта, между верхним и нижним аптом. Без заметных резких несогласий на апте залегают альб: нижний альб мощностью 50—60 м, средний альб — 65—75 м и свыше 200 м верхний альб, возможно, вместе с сеноманом, который на этой площади за недостатком материалов не выделяется, но несомненно имеется на периферии купола.

Отложения турона и сенона полностью отсутствуют в сводовой части крыла, но выполняют грабен и окаймляют купол по периферии. Полностью они на исследуемой площади не пройдены и непосредственный нормальный контакт турона с нижележащими породами не наблюдался. Это лишает нас возможности определить амплитуды подъемов отдельных частей структуры в предтуронское время в связи с региональным подъемом, установленным на всех куполах, в пределах всей области их распространения. С движениями предтуронского времени, по-видимому, связано образование куполовидного поднятия в аптских и альбских отложениях (см. рис. 70). Апт и альб дислоцированы согласно. Эта структура контролирует распределение нефти в нижнемеловых породах. Движения по сбросу грабена,

который экранирует эту залежь с севера, происходили в еще более молодое время.

В северо-восточной части того же южного крыла выявлена часть свода еще одного куполовидного поднятия, обрезанного сбросом грабена.

Известно, что на крыльях многих эмбенских соляных куполов имеется не один, а два или больше самостоятельных сводов, разделенных или неразделенных сбросами (В. Сагиз, В. Кулсары). Тюлегень относится к этой же группе куполов. Ранее было выяснено, что формирование так называемых дополнительных структур связано со сбросом, приуроченным к крутому склону соли. Данный случай не составляет исключения и подчиняется той же закономерности. Можно высказать предположение, что все крылья куполов, разбитые поперечными сбросами на ряд относительно приподнятых и опущенных полей, на первых этапах своего формирования также были нарушены только пологими пликативными формами и сбросами очень небольшой амплитуды, как например на Каратоне, и лишь впоследствии, в связи с более молодыми интенсивными движениями, они были разобцены сбросами значительной амплитуды, и куполовидные поднятия в молодых породах были уничтожены размывами. Все стадии развития процесса формирования структуры крыльев куполов на Эмбе можно наблюдать и проследить в историческом разрезе при сопоставлении куполов разных типов (Суешбекского, Каратонского, Кулсаринского).

В настоящее время под четвертичными отложениями на северном крыле купола обнажаются нижняя юра и в своде южного крыла апт и альб. Значительная часть исчезнувших из разреза осадков была смыта в четвертичное и третичное время, но часть разреза нижнего мела, а возможно и юры на северном крыле, была снесена, как это имело место на всех соседних куполах в предтуронское время.

Сбросы грабена и поперечные сбросы на крыльях секут породы сенон-турона, следовательно, наиболее молодые подвижки по ним имели место, как показывают наблюдения на соседних куполах, на границе палеогена и неогена и в посленеогеновое время. Суммарная амплитуда этих движений складывается из мощностей смытых осадков и для северного крыла они равны примерно 1500 м (мощность третичных отложений, верхнего мела и частично нижнего мела), а для южного крыла — не менее 1000 м (мощность третичных и меловых отложений).

Основные выводы из анализа рассмотренной выше истории формирования куполов Южный Кошкар, Сагиз, Байчунас, Тюлегень, Тентяксор сводятся к следующему.

1. Поднятия в надсолевых породах (купола) начали формироваться еще в конце пермского времени, до отложения осадков триаса. Незнученность стратиграфии верхней перми в межкупольных пространствах не позволяет установить более точно время начала движений соли, хотя несомненно, что еще в период накопления мощной толщи верхнепермских отложений эти движения могли иметь место и уже имелись положительные и отрицательные структурные формы. Дальнейший рост куполов происходил в большинстве случаев за счет поднятия тех же соляных куполов, в процессе их подъема, выталкивания, в связи с ростом их объема, благодаря подтоку соли из межкупольных зон, откуда она выжималась на последующих этапах отчасти под весом вышележащих пород, а главным образом в силу периодически резко возрастающего всестороннего давления.

2. Как это было давно подмечено и как это видно на исследованных нами структурах, процесс развития соляных куполов Эмбы делится на

две основные стадии или фазы, чередующиеся во времени. Характер, содержание этих фаз определяется в платформенных условиях Прикаспийской впадины направлением и характером движений фундамента. В первую стадию или фазу на фоне погружения фундамента происходит накопление осадочных толщ. В это время относительно спокойного тектонического развития накапливаются напряжения в соли, и резких, заметных подвигжек, подъемов соляных ядер значительной амплитуды не происходит (по мнению некоторых исследователей, в это время все же происходит медленный рост соляных куполов, однако заключение это требует детальной проверки). В следующую стадию или фазу, по времени совпадающую с периодом подъема фундамента, происходит разрядка напряжений в соли, достигающих к этому времени наиболее высокого уровня. Продолжительность этой фазы значительно меньше, чем предыдущей. Связано это с тем, что сами по себе периоды опускания окраинных частей платформы более продолжительны, чем периоды подъемов, в отличие от центральных частей платформ, примыкающих к районам с обнаженным фундаментом, где, наоборот, преобладают во времени восходящие движения. Однако у нас нет данных для заключения о том, что подъем соляных ядер и покрывающих их надсолевых пород происходит катастрофически быстро. Следует учесть, что в период господства восходящих движений протекают не только процессы воздымания куполов, но и их денудация с выносом обломочного материала за пределы исследованного района. Эти две основные фазы развития солянокупольных структур повторялись здесь в разных формах и вариациях (как в периоды осадконакопления, так и в периоды формирования структур) несколько раз, отражая сложный ритмический характер региональных движений. Различия между древними и более молодыми циклами заключаются в особенностях литологии осадочных толщ, формировавшихся в тот или иной период и формах (типах) структур, возникавших и продолжавших развиваться в связи с теми или иными движениями и преобладавшими в той или иной части района, в зависимости от характера структур II порядка и поведения фундамента. Структурный план от одного этапа к другому все более усложнялся.

В наиболее наглядной форме это положение может быть проиллюстрировано на примерах последовательного развития и перехода одних типов соляных куполов в другие. Таких этапов в развитии соляных куполов исследуемого района насчитывается несколько.

I фаза (условно первая, так как могли быть движения и внутри перми), охватывающая верхнепермский период накопления осадков и подъем области на границе перми и триаса;

II фаза, в которую входит триасовый этап осадконакопления и подъем на границе триаса и юры;

III фаза обнимает весь юрский период накопления осадков и движения на границе юры и мела, включая региональный перерыв в верхнее волжское время;

IV фаза — неокомская; она отвечает погружению области в течение неокома и подъемам в предготеривское и в предаптское время;

V фаза, охватывающая аптское, альбское и сеноманское время погружения области и резкий подъем перед тураном;

VI фаза включает в себя все верхнемеловое (без сеномана) и палеогеновое время погружения области и интенсивные движения на границе палеогена и неогена;

VII фаза начинается с опускания области в неогене, которое сменилось поднятиями совсем недавнего времени.

Намеченные здесь фазы (этапы, стадии) развития области в известной мере отвечают представлениям некоторых исследователей о геологических формациях. При этом здесь, как и в других районах, границы отдельных формаций не всегда совпадают с общепринятыми стратиграфическими границами. Примером может служить отнесение сеномана к верхней, заключительной части апт-альбского регрессивного цикла, который по петрографическому составу пород резко отличается от карбонатных осадков турона и сенона, залегающих в основании другого цикла. Граница между этими этапами (формациями) исключительно резко фиксируется в любом разрезе также и по структурным признакам.

3. Ритмичность нескольких порядков в осадочных толщах отчетливо выступает как в юре, так и в мелу. Иногда отдельные элементы ритмов, по-видимому, выпадают, а внутри более крупных ритмов выделяются ритмы более низких порядков. Юра, в целом, составляет крупный ритм с грубыми осадками в основании, песчано-глинистыми в средней части и известняками в кровле. Неоком также начинается с грубых осадков валанжина, которые сменяются кверху песчано-глинистыми осадками готерива и баррема. Следующий апт-альб-сеноманский ритм носит регрессивный характер и начинается с глинистых осадков апта, нижнего альба и сеномана, которые сменяются более грубыми осадками верхнего альба и сеномана. Такой же характер носит и следующий турон-сенонский и палеогеновый ритм, в основании которого залегают карбонатные породы, а в верхней части — глинистые. Наконец, последний, самый молодой ритм, отмечен глинистыми породами неогена в основании и грубыми осадками четвертичного времени в верхней его части. Близкие по своему характеру соотношения наблюдаются и между отдельными свитами пермотриаса. Эти особенности разреза лишней раз указывают, что мы здесь имеем дело не с простым повторением какой-то схемы, а со сложным комплексом явлений, обусловленных движениями фундамента.

Из рассмотрения вещественного состава и мощностей осадков видно, что темп и продолжительность погружения фундамента или воздымания не оставались постоянными, а менялись от одного этапа к другому. Однако внутри той или иной системы, яруса, свиты движения по своему направлению и характеру сохраняли определенные индивидуальные признаки, которые и запечатлены в осадках. Из анализа этого же материала следует, что на Эмбе продуктивные свиты связаны либо со средней частью крупного трансгрессивного ритма (средняя юра), либо с верхней частью крупного регрессивного ритма (баррема). Для того и другого случая характерно чередование глинистых и песчаных пачек, отлагавшихся в мелководных, прибрежных фациях.

4. Как это неоднократно подчеркивалось выше, ведущим контролирующим фактором при формировании залежей на Эмбе являются структурные условия. Поэтому наиболее целесообразным было бы проведение сопоставления всех структур по отдельным намеченным выше этапам в исторической последовательности. Этому, однако, мешает слабая изученность межкупольных зон и отдельных полей и блоков на куполах. Поэтому здесь можно указать на общие закономерности, существенные с точки зрения рассматриваемой проблемы формирования залежей.

Во-первых, на появление сбросовых нарушений уже в связи с первым, наиболее древним этапом формирования куполов. Этот вывод основывается на значениях амплитуд подъемов и охваченной ими площади.

Впоследствии эти сбросы могли оказаться погребенными под несогласно налегающими осадками, либо, наоборот, движения по некоторым из них могли повториться и в более молодое время.

Вторым, чрезвычайно важным обстоятельством является, как это видно из приведенного анализа истории формирования структур и известных данных по всем другим куполам района, одновременный рост большого числа куполов или даже всех расположенных в данной тектонической зоне. Конечно, амплитуды подъема разных куполов различны, так же как и амплитуды подъема отдельных крыльев, полей и блоков в пределах любого купола. При этом, однако, сохраняется приобретенное на одном из первых этапов развития купола деление его на приподнятые и опущенные крылья, с характерной для них степенью полноты разреза, а следовательно, и возможностью сохранения возникающих залежей нефти. Другая сторона этого явления (одновременного роста значительного числа куполов) имеет исключительно важное значение при решении вопросов миграции нефти и перемещения подземных вод, определения размеров и границ областей питания для формирования залежей и т. д.

Третий вывод касается межкупольных зон, которые возникли еще в пермское время, как прогнутые участки между куполами, и сохранили это основное свое качество вплоть до наших дней. Известно, однако, что движения, в наиболее активной форме проявившиеся на куполах, захватывали и прогибы между куполами. Это выразилось в том, что некоторые основные сбросы, переходя с одного купола на другой, соседний, пересекают и пространство между куполами. Вдоль этих сбросов, на их опущенных и приподнятых крыльях возникают часто пологие, расплывчатые, локальные поднятия в породах мезо-кайнозоя. Известны здесь и погребенные под несогласно налегающим мезо-кайнозоем древние перм-триасовые поднятия. В то же время соляные ядра почти всех куполов связаны между собой соляными перешейками, ограничивающими межкупольные пространства под покровом надсолевых пород.

Таким образом, при рассмотрении общей тектонической схемы района, межкупольные пространства нельзя рассматривать как совершенно пассивные элементы, не участвовавшие в тектонической жизни района. Среди межкупольных пространств, как и среди куполов, может быть выделен целый ряд генетических и морфологических типов.

Остается в силе в то же время и деление межкупольных прогибов (по Э. Э. Фотиади) на две группы — интерминимальные зоны (мелкие межкупольные прогибы), по которым проходят соляные перешейки, и зоны относительных максимумов (глубокие прогибы); последние как раз и отличаются большим разнообразием. В дальнейшем этим глубоким межкупольным прогибам необходимо уделить больше внимания; разрезы перми в них еще не изучены, так же как и строение участков, прилегающих к соляным ядрам, где имеются ловушки.

Четвертый вывод касается особой роли размывов на куполах Эмбы и возникновения антиклинальных ловушек на крыльях куполов. Для нефтяных залежей на соляных куполах Эмбы характерно разнообразие структурных ловушек, которые подробнее будут рассмотрены в следующей главе, где дается классификация залежей. Здесь, в связи с историей формирования куполов, можно только отметить особое значение периодических размывов и несогласий и так называемых вторичных (дополнительных) антиклинальных поднятий на крыльях куполов. Размывы и возникающие при этом несогласия стратиграфические и угловые в усло-

виях Эмбы имеют особое значение, поскольку промышленная нефтеносность связана здесь со строго определенными частями разреза. Полное выпадение их из разреза в своде купола исключает возможность образования нефтяных залежей. Если под плоскостью углового несогласия в абрадированном комплексе сохранилась часть продуктивной свиты, то в ней может сформироваться залежь, соответственно со значительными запасами нефти. Так как периодические глубокие размывы характерны для приподнятых крыльев куполов, то и залежи стратиграфически экранированные встречаются преимущественно на них. Но на приподнятых крыльях встречаются крупные нефтяные залежи, экранированные сбросами (например Доссор), поэтому нельзя считать эти крылья менее перспективными, чем опущенные. Кроме того, вопрос об их нефтеносности решается без больших затрат крелиусным бурением.

О закономерностях, связанных с условиями образования антиклинальных поднятий на крыльях куполов речь шла выше. Можно еще добавить, что эти поднятия широко распространены и могут быть обнаружены на очень многих соляных куполах, за исключением тех случаев, когда они уничтожены при размыве или срезаны сбросами. Контуры нефтяных залежей при наличии таких поднятий всегда строго следуют горизонталям структурных карт, только литологические особенности коллекторов иногда нарушают это правило. В пределах одного крыла купола возникает несколько таких поднятий. При этом создаются наилучшие структурные условия для накопления и сохранения нефти. Возникали эти дополнительные куполовидные поднятия на крыльях купола в связи со всеми крупными подвижками крыльев вдоль основных сбросов, захватывая каждый раз соответственно более молодые породы.

## НЕФТЕНОСНОСТЬ И ВОДОНОСНОСТЬ

Прежде чем перейти к изложению вопросов нефтеносности месторождений, необходимо дать несколько пояснений по поводу номенклатуры нефтяных горизонтов. Единого принципа, положенного в основу нумерации нефтяных горизонтов на промыслах Южной Эмбы, до 1943 г. не было. Если на одних месторождениях нумерация нефтяных горизонтов ведется сверху вниз по разрезу, то на других они нумеруются самостоятельными порядковыми номерами для каждой стратиграфической единицы отдельно. В последнем случае к порядковому номеру горизонта прибавляется название стратиграфического подразделения, к которому относятся вмещающие нефтяной горизонт породы (1-й юрский, 1-й неокомский и т. д.). Очевидно, что при пользовании промысловыми номерами смешанной номенклатуры горизонтов, мы сталкиваемся с затруднением в сопоставлении их по площади. Поэтому в 1943 г. Г. Е.-А. Айзенштадт предложил общерайонную номенклатуру нефтяных горизонтов Южной Эмбы. Согласно этой номенклатуре римскими цифрами обозначены нефтеносные свиты, отвечающие крупным стратиграфическим подразделениям разреза, а арабскими — нефтяные горизонты, причем счет последних ведется сверху вниз (II<sub>1</sub>, III<sub>2</sub> или X<sub>1</sub>, X<sub>2</sub> и т. д.) для каждой нефтеносной свиты самостоятельно.

На всех рисунках, помещенных в данной работе, нумерация нефтяных горизонтов дается по общерайонной номенклатуре. Сопоставление нумерации промысловой с общерайонной для изучаемых месторождений можно видеть на рис. 37.

### ЮЖНЫЙ КОШКАР

На Южном Кошкаре имеются два промысловых участка (северо-западный и юго-западный) и один разведочный (восточное крыло), на котором не оказалось нефти в промышленных количествах. Основные сведения по нефтеносности Кошкара приводятся в табл. 9. К тем сведениям, которые приведены в табл. 9, можно добавить еще следующие данные. Наиболее молодыми слоями, содержащими нефть на Южном Кошкаре, являются туронские на северо-западном крыле купола. Здесь в подошве турона на площади, превышающей 50 га, во многих скважинах установлен нефтяной горизонт, мощностью в 8—10 м. Испытан он только в скв. 138, где получен небольшой приток тяжелой смолистой нефти; этот горизонт в настоящее время промышленного значения, по-видимому, не имеет.

Ниже по разрезу, в альб-сеномане, имеются 4 нефтяных горизонта, которые объединяют 7—8 пластов. Альб-сеноманские горизонты занимают площадь около 50 га. Режим горизонтов водонапорный с быстро восстанавливающимся уровнем. В подошве апта на северо-западном



участке отмечен нефтяной горизонт только в скв. 1; горизонт не испытан. В пестроцветной свите неокома также отмечено присутствие 2—3 нефтяных горизонтов; один из них был опробован в скв. 12. Нефть оказалась тяжелой и размеры залежи ограниченными. Другой горизонт верхнего неокома был испытан в скв. 15. В горизонте песков неокома (в 7 скважинах) в сводовой части структуры северо-западного участка по каротажу устанавливается нефтяной горизонт, который был испытан в скв. 15 в интервале 700—704 м.

Основные нефтяные богатства северо-западного участка связаны со средней юрой. Основным горизонтом является 1-й юрский ( $X_1$ ), залегающий в кровле лингуловой свиты. Горизонт распространен на площади в 25 га; мощность его 8—20 м. Состоит из 1 или 2 пластов. В первом среднеюрском горизонте и в нижележащих содержится довольно много газа, который частью используется на хозяйственные нужды, частью сжигается в факелах. Режим всех среднеюрских горизонтов северо-западного крыла водонапорный с быстро восстанавливающимся уровнем и с первоначальной газовой фазой. Ниже располагается 2-й юрский горизонт ( $X_2$ ), занимающий меньшую площадь, чем первый; мощность его равна 10—12 м. К 3-му среднеюрскому горизонту ( $X_3$ ) отнесены три нижележащих пласта, мощностью от 3 до 10 м. В нескольких скважинах имеются ниже по разрезу 1—2 пласта, которые можно выделить в 4-й юрский ( $X_4$ ). Структурные условия залегания нефти на северо-западном участке с необходимой детальностью показаны на продольных и поперечных профилях через этот участок и структурных картах по разным горизонтам (см. рис. 10, 11 и 12 и 2 и 3). На профилях и картах видно, что имеющиеся здесь залежи нефти в основном строго следуют и подчиняются структурным формам.

Некоторые небольшие отклонения обусловлены либо изменениями петрографического состава нефтеносных пород, либо имеют совершенно случайный характер и связаны с неточностями в нанесении отдельных скважин на карту и данными об их альтитудах. Юрские горизонты подчиняются антиклинальному перегибу северо-западного крыла и в то же время экранируются склоном соляного ядра; вышележащие горизонты также подчиняются антиклинальной структуре. Так как своды структур в более молодых породах смещены по отношению к сводам в более древних, то соответствующие нефтяные залежи, например юрские, не совпадают по своему местоположению с залежами в альб-сеномане; юрские залежи сдвинуты на северо-запад по отношению к альб-сеноманским, следуя за сводами поднятий. Залежи в неокоме занимают промежуточное положение. Таким образом, залежи северо-западного участка (опущенного крыла) могут быть отнесены к группе осложненных антиклинальным перегибом (полного контура) и одновременно экранированных сбросами. Такими залежами являются альб-сеноманские и туронская. К группе экранированных склоном соляного ядра относятся юрские.

На юго-западном крыле (участке), приподнятом и сильно размытом, ближе всего к дневной поверхности залегает нижнеаптский ( $V_3$ ) горизонт (нефтеносность в подошве альба установлена только в скв. 61). Нижнеаптский горизонт оказался не промышленным, как преимущественно газовый и с ограниченными запасами. Ниже по разрезу, в отдельных скважинах, отмечаются нефтяные пропластки в песчано-глинистой свите нижнего неокома; располагаются они в наиболее приподнятой части структуры, не спускаясь нигде далеко на крыло. Промышленного значения они также не имеют.

## Основные данные о нефтяных горизонтах месторождения Южный Кошкар

Возраст пород	Номер горизонта по общеранговой номенклатуре	Название горизонта по промысловой номенклатуре	Глубина залегания, м	Скважины	Год вступления в эксплуатацию	Начальный дебит, т/сутки
Юго-западный участок						
Нижний апт . . . . .	V <sub>3</sub>	Нижнеаптский	125—140	K-11, K-14, K-16, K-20, K-30, K-31, 8, 11, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 32, 46, 56, и др.	—	Газовый
Нижний неоком . . . . .	VII <sub>2</sub>	—	130—160	8, 21, 22, 25, 28, 45, 56, 61, 80	Не эксплуатируется	—
То же . . . . .	VII <sub>4</sub>	—	175—200	8, 25, 26, 29, 32, 33, 39, 56, 57, 64	Совмещен в отдельных скважинах с VII <sub>5</sub>	—
» . . . . .	VII <sub>5</sub>	1-й юрский	200—240	K-4, K-7, K-16, 7, 8, 10, 11, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 28, 29, 32, 34, 25, 33, 36, 39, 45, 48, 56, 57, 64, 82 и др.	1944 г.	От 0,5 до 15
Средняя юра						
Лингуловая свита . . . . .	X <sub>3</sub>	2-й юрский	{ 219—229 252—255	47, 11	—	От 7 до 20
То же . . . . .	X <sub>5</sub>	То же	{ 207—210 234—238	53, 17	—	То же
» . . . . .	X <sub>6</sub>	»	207—211	8, 55	—	»
Нижняя угленосная свита	XI <sub>3</sub>	3-й юрский	215—240	8, 39, 56, 57, 63	—	15

Восточное крыло

Средний альб . . . . .	IV <sub>1</sub>	—	82—86	3	Не эксплуатируется	
Нижний альб . . . . .	IV <sub>2</sub>	—	140—174	K-3, 3	То же	

Северо-западный участок

Турон . . . . .	II <sub>1</sub>	Туронский	175—185	12, 15, 30, 31, 89, 105, 106, 138, 151, 158, 168, 175, 180	Не эксплуатируется	—
Альб-сеноман . . . . .	III <sub>1</sub> , III <sub>2</sub> , III <sub>3</sub> , III <sub>4</sub>	Альб-сеноман- ский (с 1-го по 4-й)	180—424	1, 15, 20, 30, 31, 87, 89, 90, 91, 105, 106, 151, 158, 160, 168, 175	III <sub>3</sub> в 1946 г.; III <sub>4</sub> в 1948 г.	От 1,5 до 5
Нижний апт . . . . .	V <sub>3</sub>	—	610—620	1	Не эксплуатируется	Не испытан
Верхний неоком . . . . .	VI <sub>2</sub>	—	625—630	20, 106	То же	То же
То же . . . . .	VI <sub>5</sub>	—	670—680	15	»	8
Нижний неоком . . . . .	VII <sub>1</sub>	—	700—715	15, 20, 30, 90, 95, 106, 112	»	5,5
Средняя юра, лингуловая свита . . . . .	X <sub>1</sub>	1-й юрский	835—890	4, 13, 14, 20, 30, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 99, 100, 102, 104, 105, 106, 111, 112, 115, 116, 117, 121	1946 г.	От 10 до 100
То же . . . . .	X <sub>2</sub>	2-й юрский	875—890	20, 30, 87, 88, 90, 91, 92, 105, 106, 112	1947 г.	От 10 до 30
» . . . . .	X <sub>3</sub>	3-й юрский	890—950	20, 30, 87, 91, 92, 95, 96, 97, 99, 100, 102, 104, 105, 112, 115, 117, 121	1948 г.	От 4 до 35
» . . . . .	X <sub>4</sub>	То же	920—935	91, 92, 100, 105, 112	1948 г.	—

В пеллециподовой свите нижнего неокома, в ее нижней части, в отдельных песчаных пластах, которые не выдерживаются на площади всей структуры, а имеют скорее линзоидный характер, также отмечается нефтеносность. Располагаются эти линзы как в своде, так и на крыле поднятия. В отдельных скважинах эти нефтеносные пески эксплуатируются совместно с нижележащим основным горизонтом этой площади. В подошве пеллециподовой свиты находится трансгрессивный песчаный горизонт, который на промысле называется первым юрским; правильнее было бы называть его нижне-неокомским (VII<sub>5</sub>). Площадь нефтеносности этого горизонта равна 60 га. Интересной особенностью этого горизонта является установленное для него исчезновение песков в восточной части структуры, прилегающей к горсту, в районе скв. К-31, К-20, К-11, К-14. В районе скв. К-32 и 40 также отмечается смена песков глинами. По-видимому, в связи с изменением петрографического состава горизонта наиболее малодобитные скважины располагаются в своде. При эксплуатации обычно совмещаются подошвенный горизонт (VII<sub>5</sub>) с вышележащими песчаными прослоями (VII<sub>4</sub>) и горизонтами из подстилающей средней юры. Поэтому в разных скважинах эксплуатируются от 1 до 4 пропластков, мощностью от 2 до 5 м каждый. Современное пластовое давление в этом горизонте в своде поднятия значительно меньше, чем на крыле, что также, по-видимому, связано с преобладанием глин в своде. Таким образом, на юго-западе границей распространения горизонта служат контурные воды, а на северо-востоке переход в глины.

Так как перед отложением неокома произошло поднятие купола значительной амплитуды, за которым последовал размыв, то неоком ложится с угловым несогласием на юру и головы юрских нефтяных пластов контактируют непосредственно с трансгрессивным горизонтом неокома. Размеры юрских залежей очень небольшие; по падению они быстро переходят на воду, и один и тот же горизонт встречается всего в 2—3 скважинах. Скважины углубляются в юру ненамного, поэтому трудно дать точную номенклатуру юрских горизонтов. По промысловым данным здесь выделяется, кроме 1-го горизонта, о котором говорилось выше, еще два юрских горизонта. По нашим данным их может быть выделено больше. Горизонты, относимые на промысле ко 2-му юрскому, имеют режим водонапорный с быстровосстанавливающимся уровнем. Среди юрских горизонтов выделяется самый нижний (XI<sub>3</sub>), залегающий в нижней угленосной свите, в северо-западной части структуры. Этот горизонт не затронут неокомским размывом, но на очень коротком расстоянии (100 м) отмечается переход песков в глины.

Из приведенных данных видно, что условия залегания нефти на юго-западном крыле являются более сложными и разнообразными, чем на северо-западном. Антиклинальное поднятие юго-западного крыла вытянуто в северо-западном направлении (см. рис. 5 и 6) и срезано с севера и востока сбросами. Юго-западное и северо-восточное крылья относительно крутые, а свод уплощенный. Контур нефтеносности нижнеаптского горизонта полностью подчиняется структуре по подошве апта, что свидетельствует также о хорошей выдержанности горизонта. Горизонты нижнего неокома частью подчиняются структуре, частью контролируются литологическим фактором. Юрские горизонты также тяготеют к наиболее приподнятой части структуры, но в связи с размывом, которому они подвергались в преднеокомское время, они экранируются плоскостью стратиграфического несогласия. Юрский горизонт из нижней угленосной свиты приурочен почти к самому своду антиклинали, но с востока залежь

ограничивается выклиниванием песков. Таким образом, среди залежей юго-западного крыла могут быть выделены следующие типы: 1) залежи, экранированные сбросами у свода купола, осложненные антиклинальным перегибом, например нижнеаитская; 2) залежи литологические, подчиненные той же структуре — нижнеокомский (VII<sub>5</sub>) и среднеюрский (XI<sub>2</sub>); 3) залежи, экранированные плоскостью стратиграфического несогласия — среднеюрские из лингуловой свиты.

На восточном крыле Южного Кошкара установлена нефтеносность непромышленного характера в среднем альбе в скв. 3 и в подошве альба в скв. 3 и К-3. При испытании этого горизонта был получен приток нефти  $0,4 \text{ м}^3/\text{сутки}$  и воды  $0,6 \text{ м}^3/\text{сутки}$ , размеры залежи очень небольшие. В структурном отношении и эта залежь подчиняется небольшому антиклинальному поднятию в своде крыла.

Все описанные выше различия в стратиграфии и тектонике отдельных частей купола очень ярко отразились на свойствах нефтей, залегающих на разных полях купола. Представление об этом дает табл. 10. К сожалению не все горизонты, встреченные на куполе, оказались опробованными, так как некоторые совмещены с выше- и нижележащими, а часть не эксплуатируется в настоящее время.

При ознакомлении с общей характеристикой нефтей Кошкара можно заметить, что по проведенным анализам выделяются три группы нефтей: 1) тяжелых высокосмолистых нефтей, к которым относятся альб-сеноманская и нижнеокомская нефти северо-западного участка и альбская нефть восточного крыла; 2) юрских бензиновых нефтей со средним содержанием смол с северо-западного поля и 3) малосмолистых масляных нефтей юрских и нижнеокомских юго-западного поля. Различия между двумя последними группами прослеживаются почти по всем компонентам анализов, приведенным в табл. 10, а также по характеристике остаточных масел (табл. 11).

Все эти особенности безусловно генетически связаны с условиями залегания нефтей и историей формирования структур. В связи с этим следует отметить близость характеристики нефтей нижнеокомского горизонта юго-западного поля (VII<sub>5</sub>) и нефтей из скважин, где этот горизонт совмещен с нижележащими юрскими горизонтами из лингуловой свиты (X). Сходство это является вполне закономерным, так как нижнеокомский горизонт сформировался за счет подтока нефти из подстилающих юрских горизонтов, головы которых срезаются нижнеокомским трансгрессивным горизонтом. В то же время нефть из небольших линзовидных прослоев, залегающих несколько выше подошвы пелелиподовой свиты нижнего неокома, т. е. из VII<sub>4</sub> горизонта, по данным двух анализов из скв. 43 и 74, обладает более высоким удельным весом (0,8941—0,9018), имеет повышенную точку начала кипения (225—225°), дает меньший выход легких фракций (15,5—10,5% до 300°) и содержит в среднем больше смол (8—10%), чем нефть из нижнеокомского трансгрессивного горизонта (VII<sub>5</sub>), хотя как тот, так и другой являются вторичными и образовались за счет притока нефти из юры.

Объяснение этим различиям следует искать в размерах залежей, в количестве мигрировавшей нефти. В общем случае можно ожидать, что нефть после перемещения из одного коллектора в другой, в особенности при резких различиях в их литологии и гидрогеологической обстановке, оказавшись в новых условиях, в среде с может быть неиспользованными каталитическими возможностями, должна претерпеть те или иные изменения в составе и свойствах. Глубина и направление этих изме-

## Общая характеристика неф

Наименование поля	Возраст пород	Название горизонта по промысловой номенклатуре	Номер горизонта по общерайонной номенклатуре	Номера скважин	Интервал простре-ла, м	Удельный вес $d_{4}^{20}$	Вязкость кинемати-ческая при 50° С, сст
Юго-западное	Нижнеэокомский (пелециподовая свита)	1-й юрский	VII <sub>5</sub>	17	214—218	0,8816	17,83
	То же	То же	VII <sub>5</sub>	10	222—224	0,8761	16,36
	Среднеюрский, нижняя угленосная свита	3-й юрский	XI <sub>3</sub>	63	213—218	0,8840	20,93
	Нижнеэокомский и среднеюрский (лингуловая свита)	—	VII <sub>5</sub> +X <sub>2</sub>	37	219—236	0,8800	17,87
	То же	—	VII <sub>5</sub> +X <sub>4</sub>	52	193—209	0,8869	22,63
Северо-западное	Альб-сеноманский	Альб-сеноманский	III <sub>3</sub>	31	343—350	0,9209	78,89
	То же	То же	III <sub>4</sub>	168	385—401	0,9118	57,52
	Нижнеэокомский	»	VII <sub>1</sub>	15	700—704	0,9339	—
	Среднеюрский	1-й среднеюрский	X <sub>1</sub>	20	832—838	0,8571	8,36
	То же	То же	X <sub>1</sub>	111	839—858	0,8553	7,9
	Лингуловая свита	2-й среднеюрский	X <sub>2</sub>	106	861—866	0,8670	11,11
	То же	То же	X <sub>2</sub>	121	863—865	0,8664	10,98
	»	3-й среднеюрский	X <sub>3</sub>	107	891—893	0,8645	11,17
	»	То же	X <sub>3</sub>	92	902—910	0,8373	4,96
	Восточное крыло	Нижнеальбский	—	IV <sub>3</sub>	3	170—174	0,9134

\* По данным нефтяной и битумной лаборатории ВНИГРИ и ЦНИЛа Казнефти.

\*\* Приведенные данные получены на основании пересчета процентного содержания.

нений зависят от целого ряда обстоятельств и, в частности, от количества перемещенной нефти; чем больше это количество, тем менее заметны будут вторичные изменения. Данные геологического порядка полностью подтверждают это; залежь значительных размеров в подошве неокома содержит нефть, почти неотличимую по свойствам от юрской; небольшие залежи в той же пелециподовой свите, несколько выше по разрезу, содержат нефть резко измененную. По-видимому, к этой же последней группе следует отнести залежи в неокоме северо-западного и нижнем альбе восточного крыла.

О причинах, которые привели к появлению в слоях одного возраста на юго-западном крыле масляных нефтей, а на северо-западном крыле бензиновых, как и вообще об условиях формирования залежей Южного Кошкара, подробнее будет сказано ниже.

Гидрогеологическая обстановка в районе, по данным В. Б. Торговой, представляется в следующем виде: по химическому составу воды

Таблица 10

тей месторождения Кошкар \*

Содержание парафина, %	Акцизные смолы, %		Силикагелевые смолы, %	Асфальтены, %	Азот, %	Сера, %	Кислотность, мг КОН на 1 г	Число омыления, мг КОН на 1 г	Фракционный состав по Энглеру, об. %				
	на нефть	на мазут							Начало кипения, °С	До 150°С	До 200°С	До 250°С	До 300°С
2,6	3,5	4,4 **	3,2	0,14	0,06	0,07	0,27	1,4	200	—	—	4,5	21,0
1,2	3,5	4,4	1,78	0,05	0,06	0,04	0,28	1,0	180	—	1,8	6,0	20,5
1,2	13,5	18,2	7,68	0,25	0,06	0,17	1,13	1,7	146	—	3,0	9,0	21,5
1,7	3,0	3,9	2,77	0,13	0,04	0,07	0,21	1,2	215	—	—	3,5	23,5
1,8	6,0	7,5	3,54	0,17	0,05	0,08	0,71	2,5	230	—	—	1,0	19,5
1,1	9,5	12,0	5,60	0,17	0,05	0,10	0,10	4,9	230	—	—	3,0	21,0
0,5	33,0	38,0	17,44	0,30	0,08	0,43	6,6	10,5	250	—	—	—	13,0
1,5	20,0	27,8	13,03	0,46	0,06	0,29	4,2	5,9	230	—	—	1,0	18,0
—	45,5	—	—	—	—	—	—	—	278	—	—	—	9,1
2,9	13,0	21,7	7,20	0,56	0,07	0,19	0,8	1,3	100	4,5	14,0	26,0	40,0
3,2	15,0	26,3	8,51	0,52	0,06	0,18	0,9	1,6	100	5,0	13,0	25,0	43,0
3,8	14,0	20,9	9,41	0,71	0,07	0,22	1,0	3,5	140	1,0	5,0	16,0	33,0
3,7	15,0	22,8	8,99	0,70	0,05	0,26	0,85	2,0	120	2,0	9,0	20,5	34,0
3,2	17,0	27,0	10,60	0,57	0,08	0,26	1,0	1,9	98	4,5	13,5	24,0	37,0
2,8	11,5	22,8	5,44	0,28	0,05	0,14	1,35	2,6	98	8,5	22,0	33,5	49,5
—	26,5	—	—	—	—	—	—	—	249	—	—	—	17,5

ния акцизных смол в нефти на мазут с учетом легких фракций.

нефтяных горизонтов, за исключением альб-сеноманских, относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S<sub>1</sub> и натровой подгруппе (по классификации Сулина В. А.). Степень минерализации вод возрастает вниз по разрезу и с приближением к соляному ядру купола. Указанный состав вод характеризует высокую степень ее метаморфизма и их благоприятный характер для сохранения нефтяных залежей. Отсутствие в водах сульфатов также является косвенным положительным показателем перспектив района в отношении нефтеносности. Для альб-сеноманских вод установлено снижение степени минерализации в восточном и юго-восточном направлениях и из хлоркальциевого типа эти воды переходят в гидрокарбонатнатриевый. Режим нефтяных горизонтов, по данным Н. У. Имашева (1949), характеризуется следующим образом: из 110 горизонтов на 11 месторождениях 88 имеют режим водонапорный с медленно восстанавливаемым уровнем, 16 горизонтов имеют режим водонапорный с быстро восстанавливаемым уровнем и только 6 имели

Таблица 11

## Остаточные масла нефтей месторождения Кошкар

Название поля	Возраст пород, номера скважин и горизонтов	Выход масла, %	Вязкость кинематическая, в сст при		Отношение кинематической вязкости при 50° С к кинематической при 100° С	Температура вставивания, °С	Удельный вес $d_4^{20}$
			100° С	50° С			
Юго-западное	Нижнеэокомский; скв. 10, гор. VII <sub>5</sub> . . . . .	30	16,45	102,38	6,2	-4	0,8832
	Нижнеэокомский и среднеюрский; скв. 52, гор. VII <sub>5</sub> + X <sub>4</sub> . . . . .	33,0	16,19	117,1	7,2	-22	0,8923
	То же; скв. 8, гор. VII <sub>5</sub> + X <sub>6</sub> . . . . .	26	21,6	177,66	8,2	-11	0,8962
Северо-западное	Среднеюрский; скв. 20, гор. X <sub>1</sub> . . . . .	17,7	19,81	130,9	6,6	+18	0,8944
	То же; скв. 92, гор. X <sub>3</sub> . . . . .	17,8	17,5	104,48	6,0	+19	0,8910

в начальный период эксплуатации режим растворенного газа, который в настоящее время перешел в гравитационную фазу.

Относительно горизонтов с быстросовстнавливающимися уровнями, которые, по-видимому, не являются для Эмбы типичными, В. Б. Торгованова высказывает предположение, что в одних случаях приток воды здесь может быть связан со сбросами, а в других, возможно, имеет место подток воды из альб-сеномана или нижней юры. Из наблюдений В. Б. Торговановой, касающихся Южного Кошкара, для нас имеют значение установленные ею особенности вод зоны предэокомского размыва на юго-западном крыле купола, которые характеризуются понижением минерализации, преобладанием гMg над гСа и присутствием SO<sub>4</sub> в пределах десятых долей миллиграмм-эквивалента. При удалении от свода на запад, к контуру нефтеносности залежи, минерализация вод возрастает, отношение гСа к гMg становится больше 1, а содержание SO<sub>4</sub> уменьшается, т. е. воды приближаются по своему химизму к составу пластовых вод.

Аналогичные наблюдения были сделаны В. Б. Торговановой на Сагизе, для которого она указывает, что: «изменение содержания гСа носит скачкообразный характер. В горизонтах, расположенных у грании размыва отложений наблюдается повышение содержания Са, что, по-видимому, обусловлено разбавлением вод нефтяных горизонтов поверхностными водами в момент выхода этих горизонтов на дневную поверхность. Об этом свидетельствуют также данные по изменению минерализации вод в XI горизонте средней юры (по промышленной номенклатуре), залегающего в кровле средней юры и выведенного на дневную поверхность перед отложением верхней юры».

В целом изученный район характеризуется наличием бассейнов с крайне затрудненным водообменом. Естественные источники воды или нефти в районе Кошкара отсутствуют, и разгрузка происходит только через буровые скважины. Замкнутость бассейнов, которые включают в себя межкупольные пространства и прилегающие крылья куполов, и застойный характер вод обусловлены главным образом наличием высоко



приподнятых соляных ядер у куполов, перешейками идущими на сравнительно небольшой глубине от одного купола к другому, грабенами и отдельными сбросами, идущими вдоль куполов и соляных перешейков с купола на купол, и, как это видно по изученным межкупольным пространствам, часто пересекающих и эти депрессионные участки. Однако в отдельных случаях, как это установлено гидрогеологическими исследованиями, замечается продвижение вод по сбросам в верхней части куполов, при усиленной откачке воды в скважинах на куполе вблизи сбросов. Установлено это по соответствующему резкому изменению в химизме вод.

## САГИЗ

### Нефтеносность

Скопления нефти в промышленных количествах, известные в настоящее время на куполе Сагиз, приурочены к восточному крылу Северного и обоим крыльям Центрального Сагиза. Эксплуатируемые горизонты, а также горизонты, из которых нефть получена в промышленных количествах при опробовании, связаны с породами среднего альба, апта, верхнего и нижнего неокома, верхней и средней юры и триаса. Выходы нефти на поверхность обнаружены только на Северном Сагизе по простиранию продольных сбросов его восточного крыла. Кроме того, отдельными картировочными скважинами нефтепроявления установлены в верхнемеловых отложениях южного поля западного крыла Северного Сагиза (скв. В-41, В-42), в среднеюрских отложениях сводовой части западного крыла Центрального Сагиза (скв. В-58, В-67) и в нижнемеловых и среднеюрских отложениях Южного Сагиза (скв. В-89, В-90, В-117). На участках, где имеются промышленные скопления нефти, нефтегазопроявления встречаются по всему разрезу, начиная от верхнего альба до триаса, а в пределах грабена Центрального Сагиза нефтепроявления появляются в туроне и сантоне (скв. К-19, К-24 и др.). В дальнейшем описание нефтеносности Сагизской структуры дается для каждой ее части в отдельности, в соответствии с принятым делением ее на Северный, Центральный и Южный Сагиз.

При описании нефтяных горизонтов нами приводится нумерация их по промысловой и общерайонной номенклатурам.

В табл. 12 дано сопоставление нефтяных горизонтов по общерайонной и промысловой номенклатурам для месторождения Сагиз, и приведены основные данные по их нефтеносности. На всех профилях и структурных картах нефтяные горизонты нумеруются по общерайонной номенклатуре. В тексте при упоминании того или другого нефтяного горизонта нумерация дается в виде дроби, числителем которой является промысловый номер, а знаменателем общерайонный. В тех случаях, когда выделенный нами горизонт по общерайонной номенклатуре еще не имеет промыслового номера, в числителе дроби делается прочерк. Наконец, если номер пласта дается только по одной какой-либо номенклатуре, то это здесь же в тексте указывается.

### Северный Сагиз

Западное крыло и северное поле восточного крыла Северного Сагиза в нефтеносном отношении остаются недостаточно изученными, так как вся эта площадь покрыта только картировочным бурением. Кроме отмеченных выше двух картировочных скв. В-41 и В-42, в пределах рассматри-

## Общая характеристика нефтяных горизонтов месторождения Сагиз

Возраст пород	Номер горизонта по общерайонной номенклатуре	Название горизонта по промышленной номенклатуре	Глубина залегания кровли от поверхности, м	Мощность, м	Год вступления в эксплуатацию	Начальный дебит, т/сутки
---------------	--	---	--	-------------	-------------------------------	--------------------------

## Северный Сагиз

По данным разведочного бурения 1930—1935 гг., по Н. И. Буялову

Пестроцветная свита баррема Горизонт песков баррема, песчано-глинистая и пеллециподовая свиты готерива . . . . .	VI <sub>5</sub> до VI <sub>6</sub>	Верхнеэокомский	60—180	4—12	Не эксплуатируется	—
Лингуловая свита средней юры От подошвы лингуловой до подошвы нижнеугленосной свиты Песчано-глинистая свита средней юры . . . . .	VII <sub>1</sub> —VII <sub>3</sub> X <sub>2</sub> —X <sub>3</sub> —X <sub>4</sub> X <sub>5</sub> —XI <sub>1-2-3</sub> XII	Нижнеэокомский 1-й юрский 2-й юрский 3-й юрский	240—320 300—390 340—440	6—10 20—25 до 20 10—15	То же » » »	— — — 6—9

По данным бурения 1938—1939 гг.

Подошва апта . . . . .	V <sub>3</sub>	Не выделен	45—80	3—5	»	—
Пестроцветная свита баррема Подошва пеллециподовая свиты готерива . . . . .	VI <sub>5</sub> VII <sub>5</sub>	То же »	85—90 143—186	4—5 5—7	» »	— —
Кровля лингуловой свиты средней юры . . . . .	X <sub>1</sub>	»	165—168	4—5	»	—
Песчано-глинистая свита средней юры . . . . .	XII <sub>2</sub>	3-й юрский	380—398	до 7	»	0,5
Свита зеленовато-серых глин и песчаников верхнего триаса	XIII <sub>1</sub>	—	559—563	До 3	Не эксплуатируется	При опробовании получено 0,5

## Северный Сагиз, южное поле

По данным разведочного бурения 1930—1935 гг.

Верхняя юра . . . . .	VIII <sub>2</sub>	1-й юрский	368—372	До 20	То же	Небольшое количество нефти Получено небольшое количество нефти, неудачное испытание связано с техническими причинами
Подшва лингуловой свиты	X <sub>5</sub>	3-й юрский	479—494	10—15	»	

По данным разведочного бурения 1954—1956 гг.

Кровля пестроцветной свиты баррема . . . . .	VI <sub>2</sub> <sup>a</sup> , VI <sub>2</sub> <sup>b</sup>	Аптский	200—210	До 5—7	—	Газовый фонтан 1
Лингуловая свита средней юры	X <sub>3</sub>	Юрский	543	5	1955 г.	

## Центральный Сагиз

## 1-й участок

Свита зеленовато-серых глин и песчаников верхнего триаса	XIII <sub>1</sub>	—	160—167	4	Не эксплуатируется	—
Песчано-галечниковая свита верхнего триаса . . . . .	XIII <sub>2</sub>	Р. Т (I—II)	184—240	4—15	С 1939 г.	1,0—14

## 2-й участок

Верхний альб . . . . .	III <sub>4</sub>	—	46—43	3—4	Не эксплуатируется	—
Средний альб . . . . .	IV <sub>1</sub>	I	45,0—97,0	1,5—7,0	С 1943 г.	5,0
Нижний альб . . . . .	IV <sub>3</sub>	—	136—164	1—5	Не эксплуатируется	—
Верхний апт . . . . .	V <sub>1</sub>	II	162—179	1—4	Эксплуатируется с 1949 г.	5—6
Верхний апт . . . . .	V <sub>2</sub>	—	210—226	2—3	Не эксплуатируется	—
Нижний апт . . . . .	V <sub>3</sub>	III	219—256	1,5—7	1940 г.	0,5—14,0
Пестроцветная свита баррема	VI <sub>1</sub>	IV	231—270	1—4	1942 г.	0,9

Возраст пород	Номер горизонта по общерайонной номенклатуре	Название горизонта по промышленной номенклатуре	Глубина залегания кровли от поверхности, м	Мощность, м	Год вступления в эксплуатацию	Начальный дебит, т/сутки
Пестроцветная свита баррема	VI <sub>2</sub>	VII	250—282	1—5	Не эксплуатируется 1943 г.	—
То же	VI <sub>3</sub>		270—300	2—5		0,5—15,0
»	VI <sub>4</sub>		316—328	1—5	Не эксплуатируется 1952 г.	—
»	VI <sub>5</sub>		341—373	2,5—8		1,1
Верхняя юра	VIII <sub>1</sub>		474—521	2—4		1942 г.
То же	VIII <sub>2</sub>	X	510—535	1—5	1941 г.	—
Верхняя угленосная свита средней юры	IX <sub>2-3</sub>		517—564	5—12	1941 г.	1,5—7,5
Лингуловая свита средней юры	X <sub>1</sub>	X	530—548	до 10	1945 г.	до 25
То же	X <sub>2</sub>		555—597	1—7	1944 г.	1—8,0
»	X <sub>3</sub>		561—618	3—5	1943 г.	до 15
»	X <sub>4</sub>		584—595	1—5	1945 г.	—
»	X <sub>5</sub>		589—605	2—7	1944 г.	18
Нижняя угленосная свита средней юры	{ XI <sub>1</sub> XI <sub>2</sub> XI <sub>3</sub>	XIII—XIV	654—695	3—6,5	1941 г.	1,4
Триас верхний	XIII <sub>1</sub>					
То же	XIII <sub>2</sub> <sup>3+6</sup>	—	1148—1167	до 15,0		
Триас нижний	XIV	—	1235—1243	до 8,0		
3-й участок						
Верхний альб	III <sub>3</sub>	—	55—60	1—3	Не эксплуатируется То же	—
То же	III <sub>4</sub>	—	85—96	2—5		—
Средний альб	IV <sub>1</sub>	—	102—132	1—4	»	—
Верхний апт	VI <sub>1</sub>	III	241—254	2—3	»	—
Нижний апт	V <sub>3</sub>		270—315	1—9	1942 г.	2,0—50,0

Пестроцветная свита баррема	VI <sub>1</sub>	IV	292—322	1—7	Эксплуатируется скв. 250 с 1945 г. совместно с горизонтом VI <sub>2</sub>	5,0
То же	VI <sub>2</sub>	IV—V	302—350	1—8	1942 г.	2—25
»	VI <sub>3</sub>	VI	334—386	1—10	1943 г.	0,2—2,0
»	VI <sub>4</sub>	VI	365—404	1—7	1943 г.	1,3—5,0
»	VI <sub>5</sub>	VIII	399—436	2—3	Эксплуатируется с 1944 г.	—
Горизонт песков баррема	VII <sub>1</sub>	VIII	422—452	1—9		—
Песчано-глинистая свита готерива	VII <sub>2</sub>	—	454—465	1—2	Не эксплуатируется	—
Пелециподовая свита готерива	VII <sub>3</sub>	—	470—485	1—2	»	—
Верхняя юра	VIII <sub>1</sub>	X	588—604	1—7	С 1949 г. эксплуатируются совместно с нефтяными горизонтами верхней угленосной свиты средней юры	—
То же	VIII <sub>2</sub>		586—630	1—8		—
Верхняя угленосная свита средней юры	IX <sub>2-3</sub>	X	599—641	6—15	1942 г.	2,0—5,0
Лингуловая свита средней юры	X <sub>1</sub>	XI	613—650	2—20	1942 г.	до 30
То же	X <sub>2</sub>	XII	647—685	1—6	Эксплуатируется совместно с XIII горизонтом	—
»	X <sub>3</sub>	XII	660—708	1—5	Не эксплуатируется	—
»	X <sub>4</sub>	XIII	672—730	1—6	Эксплуатируется с 1942 г. совместно с XIV промысловым горизонтом	—
Нижняя угленосная свита средней юры	XI <sub>1</sub>	—	741—743	1—2	Не эксплуатируется	} до 35
То же	XI <sub>2</sub>	—	754—776	2—10	1941 г.	
»	XI <sub>3</sub>	XIV	748—795	1—8	1941 г.	
Песчано-глинистая свита средней юры	XII <sub>1</sub>	—	789—818	2—5	Не эксплуатируется	—
То же	XII <sub>2</sub>	XV	824—843	3—19	1951 г.	3,0—4,5
»	XII <sub>3</sub>	—	829—854	2—3	Эксплуатируется с 1954 г.	—
Известняково-глинистая свита нижнего триаса	XIV	—	1050—1052 1071—1079 1082—1087	4—7	Не эксплуатируется	При опробовании получают газ давлением 45 атм

ваемой части площади Северного Сагиза нигде нефтепроявлений не встречено. Иную картину представляют центральное и южное поля восточного крыла Северного Сагиза. Пробуренными здесь картировочными, структурно-поисковыми и разведочными скважинами установлены нефтепроявления по всему разрезу от альба до триаса включительно. Наряду с этим в отдельных горизонтах неокома и юры здесь установлены промышленные скопления нефти.

Буяловым Н. И. (1935) на площади центрального поля восточного крыла Северного Сагиза были выделены четыре горизонта: один в неокоме и три в юре.

В составе четырех горизонтов Буялова Н. И. на Северном Сагизе предположительно можно выделить не менее двенадцати нефтяных горизонтов, являющихся стратиграфическими аналогами промысловых горизонтов Центрального Сагиза. Горизонты эти (общерайонной номенклатуры) будут распределяться по разрезу (сверху вниз), примерно, в нижеследующем порядке: два в нижней части пестроцветной свиты ( $VI_5, VI_6$ ), один в горизонте песков баррема (VII), один в песчано-глинистой ( $VII_2$ ) и один в пеллециподовой ( $VII_3$ ) свитах готерива, четыре в разрезе лингуловой свиты ( $X_2—X_5$ ), один — два в нижней угленосной ( $XI_{1-2}$ ) и один в песчано-глинистой свитах (XII) средней юры. После проходки на центральном поле Северного Сагиза двух структурно-поисковых скважин (В-237 и К-25) и глубокой разведочной (скв. 31), в последних по электрокаротажу дополнительно выделяются по одному горизонту в подошве апта ( $V_3$ ), в подошве пеллециподовой свиты готерива ( $VII_5$ ) и в кровле лингуловой свиты средней юры ( $X_1$ ). Кроме того, в скв. 31 был вскрыт и опробован новый нефтяной горизонт в свите зеленоватосерых глин и песчаников верхнего триаса (XIII).

Что касается южного поля, то здесь в разрезе скв. 3 Н. И. Буяловым предположительно выделяются два нефтяных горизонта (промысловой номенклатуры): один, по-видимому, в верхней юре (I юрский) и второй (III юрский) в низах лингуловой свиты средней юры.

Все сказанное выше, а также новые данные сейсмических работ о структуре купола, послужили основанием для проведения здесь с 1954 по 1956 г. глубокого разведочного бурения. Было пробурено три глубоких скважины: две (скв. 156 и 190) — в районе скв. 3 с целью разведки меловых и юрских отложений и одна (скв. 157) — в районе скв. 11, с задачей разведки нефтеносности триаса в крыльевой части структуры. При опробовании этих скважин нефть в промышленном количестве была получена в скв. 156 из среднеюрского горизонта (глуб. 543—548 м, дебит — 0,7 м) и в скв. 157 из нижней триаса (дебит 0,2 м). Тот и другой горизонт экранируется поверхностью соли. Кроме того, в скв. 156 из пластов, залегающих в кровле баррема (глуб. 200—217 м) был получен газ. При опробовании скв. 190 были обнаружены только нефтепроявления в средней юре и барреме. Таким образом, результаты испытания скв. 156 и 190, с учетом данных ранее пробуренных здесь скважин (3, 4, 5, 7, 8, 15) показали, что наиболее приподнятая часть площади южного поля восточного крыла Северного Сагиза большого интереса в нефтеносном отношении не представляет. Что касается крыльевой части этого поля, на площади которой в скв. 157 установлена малодебитная стратиграфическая (?) залежь в известняково-глинистой свите нижнего триаса, то перспективы ее остаются неясными, вследствие неразведанности здесь триасовой части разреза.

Представление о структурных условиях залегания нефтяных горизонтов на южном и центральном полях восточного крыла Северного Сагиза можно составить по профилям (см. рис. 36, 37), структурным (см. рис. 17, 18) и геологической картам. Нефтяные горизонты приурочены к присводовому участку опущенной части крыла и экранируются восточным сбросом горста, падающим согласно с нефтяными горизонтами. Из просмотра геологической карты видно, что нефтяные залежи на центральном поле приурочены к выступу соли, хорошо выраженному на структурной карте, построенной по ее кровле. К такому же выступу соли приурочен участок южного поля в районе разведочной скв. 3, в которой обнаружены наиболее интенсивные нефтепроявления. Пласты и связанные с ними нефтяные горизонты в древних породах имеют более крутые падения, чем в молодых.

Судя по единичным анализам нефтей (скв. 3, 10, 14, 21) третьего юрского горизонта, последние характеризуются малосмолистыми разностями с удельными весами от 0,8924 до 8393. Удельный вес неокомской нефти, полученной при испытании скв. 19, определяется в 0,9228.

Намечается четкая тенденция уменьшения величины удельного веса нефти с возрастанием глубины ее залегания. Обращает на себя внимание резкое возрастание удельного веса неокомской нефти при приближении нефтяного горизонта к поверхности земли. Неокомская нефть скв. 19 Северного Сагиза, залегающая на наименьшей глубине (105 м) из всех одно-возрастных нефтей Сагиза, является среди них наиболее тяжелой.

Для общей характеристики вод отдельных горизонтов Северного Сагиза ниже приводятся данные Н. И. Буялова (табл. 13).

Таблица 13

Общая химическая характеристика пластовых вод Северного Сагиза  
(по данным Н. И. Буялова)

Стратиграфическое положение горизонта	Скважины	Глубина, м	Соленость, °Ве	Удельный вес	Общая минерализация, мг/100 г
Верхний пласт неокомского горизонта . . . . .	19	105,0	9,7	1,0717	339,42
Нижний пласт неокомского горизонта . . . . .	20	137,0	11,5	1,0869	407,4
У подошвы II горизонта . . . . .	21	314,0	17,5	1,1383	632,6
В подошве III юрского горизонта	6	433,0	19,2	1,1530	699,8
Нижняя юра . . . . .	2	325,0	18,2	1,1442	654,0
Предположительно вода триаса, притекающая к забою скважины по сбросу . . . . .	10	409,0	20,0	1,1612	716,8

Из приведенных данных видно, что удельный вес, соленость и минерализация вод в разрезе восточного крыла Северного Сагиза возрастают сверху вниз по мере углубления. На западном крыле Северного Сагиза нефтепроявления были встречены только в двух картировочных скважинах (В-41 и В-42) южного поля. Севернее по простиранию сброса грабена, отделяющего западное крыло от горстовой части восточного, нефтепроявлений не обнаружено. Последние появляются восточнее грабена в горстовых и опущенных частях центрального и южного полей восточного крыла. Отмечается, что наибольшая интенсивность нефтепроявлений приурочена к восточным сбросам горстовых частей. Все приведенное

выше говорит в пользу перспективности южного и центрального полей восточного крыла, разведкой которых занимались в первую очередь. На основании тех же данных площади северного поля восточного крыла и обоих полей западного крыла должны оцениваться как малоперспективные. Однако необходимо отметить некоторые обстоятельства, удерживающие от окончательной неблагоприятной оценки перспектив обоих полей западного крыла.

Нефтяные горизонты восточного крыла по сбросу контактируют с более древними породами надсолевой толщи (триас, юра, неоком). Что же касается северного поля западного крыла, то начиная с неокома и ниже по разрезу, все его породы по сбросу приведены в контакт с солью. Очевидно, что в условиях экранирования нефтяных горизонтов поверхностью соли изоляции их от вышележащих пород надежнее. Поэтому последним обстоятельством может также объясняться отсутствие нефтепроявлений, вблизи сбросов в вышележащих породах западного крыла и наличие их в аналогичных условиях на восточном крыле. На южном поле западного крыла, где надсолевые породы у сброса приведены в контакт с сенон-туронскими породами грабена, картировочными скважинами нефтепроявления установлены в нижнемеловых породах грабена на приподнятой части этого крыла. Что касается восточного крыла, то наличие небольших триасовых залежей в сводовой его части не исключается.

### *Южный Сагиз*

Промышленных скоплений нефти на Южном Сагизе не установлено. Сравнительно слабые нефтепроявления были обнаружены в неоконских и юрских отложениях западного крыла (скв. К-14, В-90) и в альб-сеноманских отложениях (скв. В-102, В-117) сводовой части восточного крыла. Из просмотра материала крелиусных и картировочных скважин видно, что наличие нефтяных залежей на западном крыле Южного Сагиза маловероятно.

### *Центральный Сагиз*

Промышленные залежи нефти, разведанные и эксплуатируемые в настоящее время, располагаются на Центральном Сагизе. Залежи приурочены к трем промысловым участкам. На первом участке, расположенном на западном крыле Центрального Сагиза, эксплуатируется триасовая залежь; на втором участке восточного крыла Центрального Сагиза эксплуатируются триасовая, юрские и нижнемеловые залежи и на третьем участке того же крыла — юрские и нижнемеловые. По общему количеству добываемой нефти на первом месте стоят юрские горизонты, затем аптские, дальше верхне-неоконские (барремские) и, наконец, триасовые. Наибольшей продуктивностью выделяются отдельные горизонты лингуловой свиты (XI/X<sub>1</sub>), баррема (VI/V<sub>3</sub>), среднее место по продуктивности принадлежит нижнеаптскому (III/V<sub>3</sub>) и верхнетриасовому (I—II/XIII<sub>2</sub>) горизонтам и, наконец, самыми малодебитными являются первые альбский и аптский горизонты (V/IV, II/V<sub>1</sub>).

**I промысловый участок.** В южной части западного крыла Центрального Сагиза расположен первый промысловый участок, на котором эксплуатируются нефтяные пласты, приуроченные к верхнему триасу. Значительные нефтепроявления, в виде нефтенасыщения пористых и трещиноватых пород нижнего мела, обнаружены крелиусными скважинами, пробуренными на площади грабена (скв. К-34, К-31 и др.). Аналогичные нефтепроявления встречены в разрезах юрских отложений отдельных



скважин, пройденных в сводовой части западного крыла. Все перечисленные выше нефтепроявления обусловлены вертикальной миграцией нефти из верхнетриасовых горизонтов в более верхние.

Нефтяные горизонты верхнего триаса подсечены западным сбросом грабена и запечатаны нижнемеловыми породами, залегающими в грабене (см. рис. 29, 34). Вследствие пористости альб-сеноманских и трещиноватости турон-сеноманских пород, присбросовая полоса, видимо, остается в ряде случаев открытой для миграции нефти из пермотриасовых горизонтов вверх по сбросу и трещинам в вышележащие породы.

В верхнетриасовых отложениях западного крыла установлено два нефтяных горизонта. Один горизонт ( $-/XIII_1$ ) приурочен к верхней части пачки песчано-галечных пород, расположенной в подошве третьей свиты верхнего триаса ( $T_3^3$ ). Вскрыт этот горизонт скв. К-20. При опробовании скважина переливала нефтью. По техническим причинам опробование до конца не было доведено и скважина ликвидирована. Бурившиеся вблизи другие скважины (К-15, К-24) не решили вопрос о промышленной ценности залежи вскрытой скв. К-20, поэтому характеристика ее осталась невыясненной. Другой нефтяной горизонт залегает в верхней части разреза песчано-галечниковой свиты верхнего триаса ( $T_3^3$ ). Залежь располагается в своде брахиантиклинальной складки меридионального простирания, оборванной сбросом (см. рис. 19), занимая площадь около 20 га. Общая мощность нефтяных песков горизонта достигает 20 м. Нефтяной горизонт делится 5—6-метровым глинистым прослоем на два, которые на промысле занумерованы (сверху вниз): первым ( $I/XIII_2^a$ ) и вторым ( $II/XIII_2^b$ ) пермотриасовыми горизонтами. В некоторых скважинах, вследствие изменения литологического состава, основной триасовый горизонт делится на три-четыре пропластка (скв. 50). Нефтяные пласты имеют западное падение с углами до  $5^\circ$ . На востоке они обрезаны сбросом грабена восточного падения и экранированы его плоскостью. Таким образом, верхнетриасовая залежь первого участка является залежью, экранированной сбросом грабена в свода купола. Режим верхнетриасовых нефтяных горизонтов водонапорный. Начальное пластовое давление в первом пласте 21—22 атм, во втором 18—15 атм. Газ почти отсутствует с самого начала разработки залежи. Статические уровни восстанавливаются медленно в скважинах с небольшим дебитом воды. Скважины с большим дебитом имеют быстро восстанавливающиеся уровни. Все эксплуатируемые скважины на этом участке обводнены. Обводнение неравномерное и возрастает в направлении сброса грабена.

**II промысловый участок.** Промысловая площадь второго участка расположена на северной, несколько приподнятой части дополнительной антиклинали восточного крыла (см. рис. 23). Нефтяные горизонты здесь выделяются в альбе, апте, неоме, в верхней и средней юре и верхнем и нижнем триасе. Всего намечается 24 горизонта. Из указанного числа горизонтов 16 эксплуатируются, из 2 горизонтов при опробовании получен газ, и 6 горизонтов не опробовались вовсе или опробование прошло неудачно по техническим причинам.

В альбских отложениях нефтяные горизонты выделяются в подошвах верхнего и нижнего альба и в середине среднего. В подошве верхнего альба по электрокаротажу выделяется горизонт ( $-/III_4$ ), приуроченный к линзе песчаника, пропитанного загустевшей нефтью. По-видимому, этот горизонт здесь не имеет промышленного значения. В среднем альбе выделяется нефтяной горизонт, приуроченный к пачке мелкозернистых

песков с прослоями серых глин, залегающих в середине альбского разреза. На промысле горизонту присвоен первый номер (I/IV<sub>1</sub>). Примерная площадь нефтеносности около 13 га. Пластовое давление не установлено.

Следующий вниз по разрезу нефтяной горизонт выделяется по электрокаротажу в подошве нижнего альба (—/IV<sub>3</sub>). Мощность его от 1,0 до 5,0 м. Горизонт опробован в 1941 г. только в одной скв. 152. При опробовании горизонта в этой скважине была получена нефть, быстро сменяющаяся водой. В дальнейшем скважина давала только воду, а поэтому была ликвидирована. Площадь, на которой отмечается нижеальбский горизонт в разрезах скважин определяется в 12—14 га.

Первый аптский горизонт (II/V<sub>1</sub>) связан с нижним песчаным пластом нижней части разреза верхнего апта. Площадь нефтеносности горизонта 3,0—3,5 га, мощность от 1,0 до 4,0 м. Начальное пластовое давление не установлено. После вступления в эксплуатацию пластовое давление примерно определяется в 10,0 атм. Режим водонапорный, снижение уровня с эксплуатацией горизонта не наблюдается. Второй аптский горизонт (—/V<sub>2</sub>) отмечается по электрокаротажу в верхах нижнего апта скв. 153. Третий аптский горизонт (III/V<sub>3</sub>) является одним из основных горизонтов II промышленного участка. Залегаем в основании нижнего апта, являясь трансгрессивным его горизонтом. Представлен серыми мелкозернистыми песками, переслаиваемыми с серой и зеленовато-серой глиной. Пористость песков горизонта определяется в 20%. Мощность нефтеносных песков горизонта колеблется от 1,5 до 7,0 м. К востоку (скв. 151—155) и северу (скв. 39, 65, 76, 84 и др.) от основной залежи пески сменяются глинами, а дальше на север (скв. 93, 153, 72) песчаность снова возрастает. Площадь нефтяной залежи этого горизонта ориентировочно определяется в 70—75 га. Горизонт обладает газовым фактором (от 40 до 250 м<sup>3</sup>/т), который проявляется в скважинах, заданных в своде структуры в первый период разбуривания горизонта. Начальное пластовое давление 25—26 атм (скв. 27). Режим горизонта в начальный период эксплуатации определяется как газоконденсатный; в процессе эксплуатации залежь имела гравитационный и частью водонапорный режим при сравнительно слабой активности контурных вод.

Все неокомские горизонты второго участка приурочены к пестроцветной свите баррема. В разрезе этой свиты здесь выделяются пять нефтяных горизонтов, общей площадью около 42 га. Все нефтяные горизонты пестроцветной свиты баррема отличаются невыдержанностью по мощности, выклиниваются и образуют линзы. Из общего числа нефтяных горизонтов пестроцветной свиты баррема на втором участке разрабатывается только: первый (IV/VI<sub>1</sub>), третий (VI/VI<sub>3</sub>) и пятый (VII/VI<sub>5</sub>). Для третьего пласта начальное пластовое давление определяется в 30 атм (скв. 101) с медленно восстанавливаемым уровнем.

Ниже по разрезу залегают юрские нефтяные горизонты. Во всех скважинах, пробуренных на втором участке до 1952 г., юрские нефтяные горизонты выделены под общим промышленным номером X. В скв. 140, 141, 145, 146, 147, бурившихся после 1952 г., в юрской толще выделяются по промышленной номенклатуре X (скв. 146), XI (скв. 140, 141), XIII (скв. 47) и XIV (скв. 145), соответственно отвечающие общерайонным: IX<sub>3</sub>, X<sub>3+4</sub>, XI<sub>1-3</sub>, и XI<sub>3</sub>.

В разрезе верхней юры выделяются два горизонта: первый (X/VIII<sub>1</sub>) залегаем в средней части разреза зоны *Dorsoplanites panderi* нижнего волжского яруса и второй (X/VIII<sub>2</sub>) — в основании этого яруса. Оба

верхнеюрских горизонтов эксплуатируются совместно с нижележащими горизонтами верхней угленосной свиты.

Второй горизонт приурочен к поверхности несогласия верхне- и среднеюрских отложений. Литологически и по мощности недостаточно выдержан. Представлен песками серыми и серо-бурыми, мелко- и среднезернистыми с прослоями песчаника и серо-бурой глины. На втором участке к этому горизонту относятся две разобщенные нефтяные залежи, общей площадью 14—15 га. Начальное пластовое давление осталось незамеченным.

Среднеюрские нефтяные горизонты на втором участке выделяются в верхней угленосной, лингуловой и нижней угленосной свитах. В разрезе верхней угленосной свиты выделяются два горизонта ( $X/IX_{2-3}$ ), имеющих суммарную мощность до 12,0 м. По литологическому составу и мощности горизонты не строго выдержаны и иногда выклиниваются, замещаясь глинами. Общая площадь нефтеносности верхней угленосной свиты определяется в 35—37 га.

Ниже по разрезу залегают нефтяные горизонты лингуловой свиты, являющейся одной из основных нефтеносных свит средней юры. В разрезе лингуловой свиты сверху вниз выделяется пять нефтяных горизонтов. Первый горизонт ( $X/X_1$ ) лингуловой свиты, залегающий в ее кровле, является наиболее выдержанным и имеет мощность нефтеносных песков до 10,0 м. Общая мощность песков горизонта в некоторых скважинах достигает 30,0 м. Площадь нефтеносности около 8 га.

Второй, третий и четвертый ( $X/X_{2,3,4}$ ) горизонты лингуловой свиты располагаются в средней части разреза ее. Мощность нефтяных песков каждого из этих горизонтов колеблется от 1,0 до 7,0 м,

Пятый горизонт лингуловой свиты ( $X/X_5$ ) залегают в кровле пачки песчаных пород подошвы лингуловой свиты. Общая площадь нефтеносности четырех нижних горизонтов лингуловой свиты ( $X/X_{2-5}$ ) примерно такая же как и первого горизонта ( $X/X_1$ ).

В нижней угленосной свите залегают три нефтяных горизонта, (общерайонный —  $XI_{1-2-3}$ ). Средний горизонт (скв. 72) вскоре после ввода в эксплуатацию обводнился. В нижнем горизонте этой же свиты (скв. 145) мощность нефтеносных песков до 5 м.

Ниже по разрезу в крыльевой части второго участка в интервале от 1087 до 1243 м скв. 159 в триасе были вскрыты три нефтяных горизонта. Один горизонт ( $-/XIV$ ) залегают в подошве известняково-глинистой свиты нижнего триаса, другой ( $-/XIII_2$ ) — в песчано-галечниковой свите верхнего триаса и третий ( $-/XIII_1$ ) — в свите зеленовато-серых глин и песчаников нижнего триаса (см. рис. 28). При опробовании этих горизонтов были получены газо-водонефтяные фонтаны. В двух нижних горизонтах по техническим причинам довести до конца испытание не удалось, поэтому в эксплуатацию был введен в 1956 г. верхний ( $-/XIII_1$ ) горизонт.

По данным В. Б. Торговановой пластовое давление в X промышленном горизонте в 1947—1948 гг. определялось в различных скважинах от 7 до 46 атм. Очевидно, что пластовое давление здесь приводится для различных юрских горизонтов, обозначенных на втором участке промышленным номером десять. Режим горизонтов определяется как водонапорный с медленно восстанавливающимся уровнем и в ряде случаев с начальным газовым фактором.

Перейдем теперь к характеристике структурных условий залегания нефтяных горизонтов на II промышленном участке. В основном все нефтя-

ные залежи второго участка, за исключением триасовой, приурочены к современному своду дополнительной складки восточного крыла Центрального Сагиза (см. рис. 29, 33). Определенная связь в расположении нефтяных горизонтов намечается также с древней структурой верхней юры и верхнего неокома (см. рис. 25). Наряду с отмеченной общей закономерностью в распределении, каждая залежь имеет свои особые характерные признаки, которыми она выделяется среди других. Альбские залежи наиболее четко подчиняются современной структуре по подошве нижеальбского репера. Исключением являются небольшие литологические залежи, появляющиеся в районе южного погружения альбской структуры (см. рис. 32). Также четко согласуется с западным полуобособленным поднятием современной структуры по подошве апта (см. рис. 23) контур первого аптского горизонта (II/V<sub>1</sub>).

Нижнеаптская нефтяная залежь обладает более сложным строением, вследствие невыдержанности литологического состава пород и приуроченности этой залежи к трансгрессивному аптскому горизонту, залегающему на размытой поверхности неокома. При просмотре структурной карты по подошве апта (рис. 23) видно, что нефтеносность нижеаптского горизонта (III/V<sub>3</sub>) приурочена к южной, менее приподнятой, части структуры. В наиболее приподнятых участках структуры, где в составе трансгрессивного аптского горизонта развиты глины, нефть отсутствует. На профиле XIII (см. рис. 34) видно, как пески нижеаптского горизонта выклиниваются при подъеме на свод структуры. Здесь же можно наблюдать, что питание нижеаптского горизонта нефтью происходит за счет неокомских горизонтов, вскрытых на границе стратиграфического несогласия между аптом и пестроцветной свитой баррема. Вторичный характер залегания нефти в нижеаптском горизонте подтверждается также приуроченностью основной нижеаптской залежи к площадному распространению на этом участке нефтяных горизонтов пестроцветной свиты баррема.

Площадь нефтеносности пестроцветной свиты баррема в целом приурочена к сводам древней (см. рис. 25) и современной (см. рис. 22) барремской структур в той части их, где они погружаются к югу в направлении третьего промышленного участка. Из профилей видно, что на площади южной, погруженной части структуры, где барремские отложения затронуты размывом менее значительно, первый нефтяной горизонт пестроцветной свиты сохраняется. Выше по простиранию свода структуры в направлении восстания пород величина размыва возрастает, вследствие этого постепенно исчезают из разреза в начале первый (см. скв. 43), а затем и второй (см. скв. 65) горизонты. На этой части структуры сохраняются только третий (VI/V<sub>3</sub>), четвертый (—/VI<sub>4</sub>) и пятый (—/VI<sub>5</sub>) неокомские горизонты, представленные здесь водоносными песчаными линзами, отделенными глинами от нефтегазоносных их стратиграфических аналогов, залегающих ниже по падению.

Таким образом, неокомская нефтяная залежь размещается на сводовой части структуры, менее загруженной предаптским размывом. Из приведенного видно, что неокомские залежи, будучи приурочены к своду антиклинали, контролируются как литологическим фактором, так и фактором экранирования плоскостью стратиграфического несогласия между пестроцветной свитой баррема и аптом. На карте мощностей пестроцветной свиты баррема видно, что к северо-востоку от основной антиклинали в ряде скважин появляется (скв. 84, 153 и др.) новое сокращение мощности. Складывается представление, что сокращение здесь мощности пестроцветной

свиты баррема обусловлено предагитским размывом поднятой по сбросу северо-восточной части структуры. К своду поднятой части современной структуры приурочен четвертый неокомский горизонт, экранированный здесь сбросом.

Наряду с общей тенденцией распределения нефтяных залежей в сводовых частях, имеются небольшие отклонения, вызываемые другими факторами. Так, верхнеюрские залежи распределяются на склонах свода современной структуры. Из профилей видно, что первый и второй верхнеюрские горизонты, наряду со структурными условиями, контролируются также литологическим фактором. Песчаные слои этих горизонтов нередко выклиниваются, сменяясь глинами. Более распространенным по площади является второй (X/VIII<sub>2</sub>) верхнеюрский нефтяной горизонт, приуроченный к подошве верхней юры, залегающей на размытой поверхности среднеюрских осадков. Очевидно, что литологическая нефтяная залежь верхнеюрского трансгрессивного горизонта образовалась за счет миграции нефти сюда из нижележащих нефтяных горизонтов верхней угленосной свиты средней юры. Последнее подтверждается приуроченностью распространения верхнеюрской залежи по площади структуры к площади, занимаемой залежами верхней угленосной свиты (см. рис. 20, 21).

Среднеюрские нефтяные горизонты отмеченных выше трех свит на втором участке приурочены к сводам опущенной и поднятой частей структуры, судя по карте, построенной по кровле лингуловой свиты. Из последней видно, что первый горизонт лингуловой свиты (X/X<sub>1</sub>) располагается в своде опущенной части структуры. Небольшое отклонение его к югу от видимого свода структуры объясняется возможными неточностями в построении карты, имея в виду, что величина альтитуд устья скважины на промысле не определялась. Так же сводовые части структуры занимают контуры нефтеносности верхней угленосной свиты и средней юры в целом.

Как видно из профилей (см. рис. 29, 32), нефтяные горизонты верхней угленосной свиты экранированы плоскостью стратиграфического несогласия между верхней и средней юрой. Первый (X/IX<sub>1</sub>) горизонт верхней угленосной свиты обычно уничтожен размывом; по этой же причине иногда отсутствует и второй (X/IX<sub>2</sub>) горизонт этой свиты. Наряду со структурным фактором в распределении нефтяных залежей на этом участке сказывается фактор литологический. Последним, видимо, объясняется появление среднеюрского промышленного нефтяного горизонта в скв. 83, расположенной в погруженной части структуры.

Триасовая залежь крыльевой части второго участка оказалась локализованной на весьма ограниченной площади у скв. 159. Разведочные скважины, пробуренные в 100—150 м с северо-запада, юго-запада и юго-востока от нее (210, 211, 212), с учетом ранее пробуренных скважин (192, 193, 195, 196), триасовой залежи не встретили. Условия залегания триасовой залежи недостаточно ясны. Предположительно эта залежь с запада экранируется погребенным сбросом (см. рис. 29), будучи приурочена к наиболее приподнятой части крыла в районе скв. 159. Вероятнее всего прослеживание ее возможно на небольшой площади в северо-восточном и восточном направлениях.

**III промысловый участок.** Свод антиклинальной складки восточного крыла Центрального Сагиза наиболее приподнят на площади второго участка. Двигаясь же по простиранию на юго-юго-восток, она постепенно погружается, образуя в районе южного окончания складки снова небольшое поднятие, к которому приурочен третий промысловый участок. Поднятие это с юго-западной стороны оборвано сбросом. Сброс имеет

юго-восточное простирание с падением на северо-восток под  $\angle$  от 40 до 75°. Нефтяные горизонты третьего промыслового участка залегают на 50—100 м глубже, чем соответствующие им по стратиграфическому положению нефтяные горизонты второго участка. В разрезе третьего промыслового участка может быть выделено до 28 нефтяных горизонтов. Из указанного числа эксплуатируется 16 горизонтов, остальные или не опробованы (9 горизонтов) в достаточном количестве скважин, или не представляют интереса (3 горизонта) в промышленном отношении. Так же как и на втором участке здесь наиболее молодыми породами, содержащими нефть, являются верхнеальбские.

По электрокаротажу в нижней части верхнеальбского разреза выделяются повышенными сопротивлениями два линзовидных пропластка, отвечающих по стратиграфическому положению третьему (—/III<sub>3</sub>) и четвертому (—/III<sub>4</sub>) верхнеальбским горизонтам общерайонной номенклатуры. Верхнеальбские линзовидные пропластки нефтяных песков имеют весьма ограниченное площадное распространение, залегают на небольшой глубине от поверхности и, хотя опробованию не подвергались, по-видимому, не будут иметь практического значения. В среднем альбе здесь выделяется первый (I/IV<sub>1</sub>) среднеальбский нефтяной горизонт. Горизонт выделен по электрокаротажу в разрезе двух скважин (скв. 158, 75). В подошве нижнего альба нефтепроявления отмечаются, но на электрокаротажных диаграммах не дают достаточно высоких сопротивлений.

В аптских отложениях выделяется два горизонта: первый (II/V<sub>1</sub>) и третий (III/V<sub>3</sub>) аптские. Первый аптский горизонт, залегающий в средней части верхнего апта, выделяется по электрокаротажу только в разрезе двух скважин (скв. 38, 166) и не опробован. Третий аптский (нижнеаптский — (III/V<sub>3</sub>) горизонт вскрыт значительным числом скважин. Скважины, расположенные в сводовой части структуры, в первый период эксплуатации имели большое количество газа. Скопления нефти приурочены к песчаному трансгрессивному горизонту апта, залегающему с угловым несогласием на размытой поверхности баррема. Площадь нефтеносности нижнеаптского горизонта около 25 га. В северном направлении, примерно начиная от скв. 158, 91, 95, пески нижнеаптского горизонта выклиниваются, замещаясь глинами. Замещение песков глинами отмечается иногда пятнами и внутри площади нефтеносности горизонта (см. рис. 23). Начальное пластовое давление осталось незамеренным. По замерам в 1948 г. оно равнялось 9 атм. Режим горизонта определяется как водонапорный с первоначальной газовой фазой.

В неокомском разрезе третьего участка выделяется восемь нефтяных горизонтов. Первые пять неокомских горизонтов приурочены к пестроцветной свите баррема. Первый (IV/VI) горизонт пестроцветной свиты баррема имел пластовое давление (данные 1948 г.) пониженное, что создавало трудности при эксплуатации. Горизонт является единственным неокомским горизонтом, который затрагивается на третьем участке предаптским размывом. При наличии в основании апта песков он является источником питания нижнеаптского горизонта; в тех случаях, когда пески в подошве апта замещаются глинами, он ими запечатывается. Второй горизонт пестроцветной свиты баррема (V/VI<sub>2</sub>) имел начальный дебит от 2,0 до 25,0 т/сутки, текущий дебит от 0,5 до 8,5 т/сутки. В пределах контура нефтеносности площадь до 18 га. Начальное пластовое давление не замерено, но отмечают понижение его в ходе эксплуатации. В начале эксплуатации — нефть фонтанная с выделением газа. Кроме основной залежи (основная площадь III участка), второй неокомский

горизонт установлен в форме небольшой литологической залежи на западном склоне северного локализованного поднятия структуры. Третий и четвертый (VI/VI<sub>3-4</sub>) горизонты пестроцветной свиты баррема объединяются на промысле в один шестой горизонт.

Из третьего горизонта скв. 197 был получен газовый фонтан, перешедший на нефть. Режим горизонтов водонапорный с медленно восстанавливаемым уровнем. Пятый горизонт (VII/VI<sub>5</sub>) залегает в песчано-глинистой пачке пород подошвы пестроцветной свиты баррема, имеющей несколько песчаных пластов. Мощность этой пачки до 30 м. Текущий дебит 2,3 т/сутки нефти и 8,8 т/сутки воды. В начале эксплуатации добыча фонтанная (скв. 142). Общая площадь нефтеносности пестроцветной свиты баррема, выявленная бурением, достигает 30 га. Следующий барремский горизонт приурочен на третьем участке к горизонту песков (VIII<sup>a+6</sup>/VII<sup>a+6</sup>). Состоит из двух пластов: первый пласт, мощностью от 1,0 до 3,0 м, расположен в кровле горизонта песков; второй, до 6,0 м мощностью, в кровле нижней половины горизонта, отделенной от верхней подошвы ее пластом глин. В начале эксплуатации отмечается фонтанирование нефти с выделением газа. В скв. 185 из этого горизонта получен газовый фонтан давлением 50 атм, перешедший в водонефтяной. Площадь нефтеносности горизонта песков баррема около 9 га. Кроме того, может быть выделена вероятно нефтеносная площадь этого горизонта в 1,5 га около скв. 137 и 161, в электрокаротажных разрезах которых отмечается этот горизонт.

Последних два неокотских горизонта на третьем участке выделяются по электрокаротажу в разрезе готерива. Один горизонт (—/VII<sub>2</sub>) залегает в средней части песчано-глинистой свиты, а другой (—/VII<sub>3</sub>) — в кровле пеллециподовой. Оба горизонта в скважинах не опробованы. Площадное распространение весьма ограничено.

Юрские нефтяные горизонты установлены по всему разрезу III промыслового участка, начиная от верхней юры до песчано-глинистой свиты средней юры включительно. Эти горизонты являются основными объектами, дающими наибольшее количество нефти на третьем участке. Залежи юрских нефтяных горизонтов сбросом делятся на две части: поднятой и опущенной частей структуры восточного крыла. В разрезе верхней юры выделяются два нефтяных горизонта, являющихся стратиграфическими аналогами одновозрастных горизонтов II участка. Контур нефтеносности второго верхнеюрского горизонта занимает площадь до 42 га, из которых 38 га падает на опущенную часть структуры и 4 га на приподнятую. Площадь нефтеносности первого верхнеюрского горизонта значительно меньше. Второй верхнеюрский горизонт приурочен к пескам зоны размыва на границе верхней и средней юры.

В разрезе верхней угленосной свиты выделяется три нефтяных горизонта (X/IX<sub>1, 2, 3</sub>), расположенных в кровле, в средней и нижней частях свиты. Первый горизонт почти повсеместно размыт в период пред-верхнеюрского подъема купола. По электрокаротажу отмечается только в единичных скважинах (133, 163, 183); горизонт не опробовался. Второй и третий нефтяные горизонты верхней угленосной свиты разрабатываются. Предположительный контур нефтеносности верхней угленосной свиты поднятой части структуры крыла около 12 га, опущенной части больше 30 га.

В разрезе лингуловой свиты выделяются четыре горизонта. Первый горизонт (XI/X<sub>1</sub>), залегающий в кровле лингуловой свиты, является наиболее продуктивным. Иногда горизонт делится глинистым прослоем на две примерно равные половины, в кровле каждой из которых отмечаются

промышленные скопления нефти. Контур нефтеносности опущенной части структуры крыла определяется в 22 га. Залегающие ниже второй (XII/X<sub>2</sub>) и третий (—/X<sub>3</sub>) горизонты лингуловой свиты выделены по электрокаротажу и были опробованы только в двух скважинах: второй горизонт в скв. 133 и третий в скв. 143. Испытание того и другого горизонта дало отрицательные результаты. Четвертый горизонт (XIII/X<sub>4</sub>) лингуловой свиты эксплуатируется с 1942 г. совмещенно с нижними горизонтами (XIV/XI<sub>2-3</sub>) нижней угленосной свиты.

В разрезе нижней угленосной свиты выделяются три нефтяных горизонта соответственно в верхней, средней и нижней ее частях. Первый горизонт (—/XI<sub>1</sub>) выделен по электрокаротажу. Вторым (—/XI<sub>2</sub>) и третий (XIV/XI<sub>3</sub>) нефтяные горизонты разрабатываются совместно (скв. 163). Начальное пластовое давление составляло 90 атм, однако надо учесть, что в начальной стадии эксплуатации горизонта выделяется много газа, за счет которого давление поддерживалось. С 1942 г. к этим горизонтам для совместной эксплуатации подключен четвертый (XII/X<sub>4</sub>) горизонт лингуловой свиты. По замерам в 1948—1949 гг. пластовое давление совмещенных горизонтов XIII/X<sub>4</sub>—XIV/XI<sub>3</sub> составляло 45 атм. В скв. 188 при опробовании в 1944 г. второго горизонта (—/XI<sub>2</sub>) нижней угленосной свиты был получен газовойодяной фонтан.

В песчано-глинистой свите сверху вниз выделяются три горизонта, состоящих из ряда песчаных прослоев, мощностью в 2,0—3,0 м, разделенных глинами. Обычно эти горизонты эксплуатируются совмещенно (скв. 139, 164 и др.). Первый горизонт (—/XII<sub>1</sub>) выделяется по электрокаротажу, опробование его произведено в 1945 г. совместно со вторым (XV/XII<sub>2</sub>) в скв. 133 в интервале 801,0—916,0 м. Опробованием установлен суточный дебит нефти 22 т/сутки. Вторым (XV/XII<sub>2</sub>) нефтяной горизонт песчано-глинистой свиты начал эксплуатироваться скв. 183. При опробовании был получен фонтан нефти и воды из интервала 801,0—830,0 м. Третий нефтяной горизонт (XV/XII<sub>3</sub>) песчано-глинистой свиты эксплуатируется совмещенно со вторым (скв. 139 и 164).

Перейдем теперь к характеристике структурных условий залегания нефтяных горизонтов на третьем промышленном участке. При просмотре структурных карт (см. рис. 20, 22, 24), профилей (см. рис. 32, 35) и карты мощностей (см. рис. 25) рассматриваемого участка видно, что все выделяемые нефтяные горизонты располагаются в наиболее приподнятых частях свода соответственных им структур. Причем антиклинальный тип нефтяных залежей на третьем участке выражен более четко, чем на втором участке. Второй характерной особенностью третьего участка является наличие сброса юго-восточного простирания, разделяющего структуру и приуроченные к ней юрские и нефтяные залежи на две части: западную — приподнятую и восточную — опущенную.

Перейдем теперь к характеристике структурных условий отдельных нефтяных залежей. Альбская нефтяная залежь, возможно, промышленного значения, представлена четвертым (I/IV<sub>1</sub>) среднеальбским горизонтом (скв. 158), приурочена к сводовой части структуры по подошве нижнеальбского репера. Верхнеальбская промышленная залежь также располагается в сводовой части этой структуры. Нижнеаптская нефтяная залежь, по-видимому, не затрагивается сбросом, секущим структуру. Она размещается в своде опущенной части структуры по подошве апта. На севере и частично на юге нефтеносные пески выклиниваются, замещаясь глинами, что свидетельствует о подчинении залежи также литологическому фактору. Взаимоотношение нижнеаптского нефтяного гори-



зонта со слоями пестроцветной свиты баррема такое же, как и на втором участке. В результате предаптского размыва слои этой свиты упираются головами в подошву трансгрессивного аптского горизонта, к которому приурочена нефтяная залежь.

Как уже отмечено выше, на площади распространения нижеаптской нефтяной залежи, размыв баррема достигает только первого его горизонта ( $IV/VI_1$ ). К северу по восстанию свода глубина размыва неокома возрастает, и на участке между скв. 158 и 37 она достигает второго ( $IV/VI_2$ ) барремского горизонта. Неокомские нефтяные горизонты приурочены к своду структуры по подошве горизонта песков. Также отмечается связь в расположении этих горизонтов с древней барремской структурой (см. рис. 25). Неокомская структура делится сбросом на две части: северо-восточную опущенную и юго-западную приподнятую. С опущенной частью структуры в основном связаны все неокомские нефтяные горизонты этого участка. Что касается наличия неокомских залежей за сбросом, на площади приподнятой части структуры крыла, то убедительных данных для положительного ответа на этот вопрос у нас не имеется. Крутые углы падения неокомских слоев у сброса, на площади опущенной части структуры, скорее говорят за малую вероятность нахождения неокомских нефтяных залежей в приподнятой части структуры.

Для нефтяных горизонтов пестроцветной свиты баррема характерна невыдержанность литологического состава. Поэтому наряду с выклиниванием песчаных горизонтов по их простиранию наблюдается также колебание положения нефтяных горизонтов в разрезе по вертикали до 20 м. Кроме литологических залежей здесь также выделяется тип залежей стратиграфических. К последнему типу могут быть отнесены залежи первого и частично второго горизонтов пестроцветной свиты в тех случаях, когда они экранируются плоскостью стратиграфического несогласия между аптом и неокомом.

Из карты мощностей пестроцветной свиты баррема (см. рис. 25) видно, что на площади южной части третьего участка в пределах древней барремской структуры намечаются два антиклинальных (куполовидных) поднятия. Первое поднятие, расположенное в центральной части участка в основном совпадает со сводом структуры по подошве горизонта песков и имеет здесь почти меридиональное простирание. Второе древнее дополнительное поднятие намечается на крыле современной неокомской структуры в присводовой части ее (скв. 106, 115 и 119), где глубина верхне-неокомского размыва почти достигает второго ( $IV/VI_2$ ) верхне-неокомского горизонта. В скв. 106 по данным электрокаротажа второй ( $V/VI_2$ ) и третьей ( $VI/VI_3$ ) горизонты пестроцветной свиты нефтеносны, в скв. 115 и 119 на электрокаротаже нефтеносность этих горизонтов выражена слабо. Однако нет достаточных оснований считать, что верхне-неокомская нефтяная залежь с востока оконтуривается скв. 115 и 119. К склонам намечающегося древнего неокомского поднятия могут быть приурочены стратиграфические и литологические залежи в верхнем неокоме. В аналогичных условиях находится восточное крыло древней неокомской структуры в районе скв. 181.

Самый нижний барремский горизонт ( $VIII/VII$ ) и первый ( $-/VII_2$ ) и второй ( $-/VII_3$ ) готеривские нефтяные горизонты, встреченные на третьем участке, приурочены к своду структуры по подошве горизонта песков. Литологический фактор значительно сильнее проявляется на первом готеривском горизонте и в ограниченном числе случаев на третьем готеривском и нижнем барремском.

Юрские нефтяные горизонты в своем распределении подчиняются современной структуре в разновозрастных с ними породах. Последнее хорошо видно на структурных картах по подошве верхнеюрского репера (см. рис. 21) и подошве верхней угленосной свиты (см. рис. 20), а также на профилях (см. рис. 32, 35). Также выявляется связь, но менее четкая, между распределением нефтяных юрских горизонтов и древней юрской структурой. Юрские нефтяные горизонты скважинами установлены как на опущенной, так и поднятой частях структуры третьего участка.

Результаты изучения геологических условий залегания нефтяных горизонтов и общие характеристики их могут быть сведены к нижеследующим кратким выводам.

1. Основные нефтяные горизонты на промысловой площади приурочены к триасу, средней юре, баррему и нижнему апту. Второстепенное значение имеют верхнеюрские, готеривские и альбские горизонты. На старой разведочной площади Северного Сагиза нефтяные горизонты выделяются в триасе, средней и верхней юре, неокоме и нижнем апте.

2. Как правило, все нефтяные залежи независимо от их типа, будучи приурочены к приподнятым частям современной структуры, также испытывают на себе влияние древней структуры.

3. Наряду с подчинением нефтяных горизонтов структурному фактору, последние, в большом числе случаев, дополнительно контролируются фактором литологическим.

4. На месторождении Сагиз, на его опущенных и приподнятых крыльях, можно выделить следующие типы залежей:

а) антиклинальные полного контура (II участок — верхнеаптская); б) антиклинальные полного контура с наложением литологического фактора (II участок — ниже- и среднеальбская); в) приуроченные к подошве трансгрессивного горизонта с наложением литологического фактора (Северный Сагиз — в подошве готерива; II и III участки — в подошвах нижнего апта и верхней юры); г) экранированные сбросами или солью у свода современного купола и осложненные антиклинальным перегибом (Северный Сагиз — в нижнем мелу и юре; I участок — в верхнем триасе; III участок — в верхней юре и верхней угленосной и лингуловой свитах средней юры); д) экранированные погребенными сбросами в крыльевых частях купола вблизи палеозойского крутого склона соли (II участок — в верхнем и нижнем триасе); е) стратиграфические, экранированные плоскостью несогласия (Северный Сагиз, II и III участки — в барреме, в верхней угленосной свите средней юры); ж) литологические (II участок — верхняя юра и баррем; III участок — баррем).

Все перечисленные выше типы залежей подчиняются структурному фактору.

8. Исследованием установлено, что на опущенном крыле Центрального Сагиза в барремских породах третьего участка намечается второе древнее поднятие, расположенное восточнее первого на погружении крыла. Имея в виду зависимость расположения нефтяной залежи от современной и древней структур, намечающееся второе древненеокомское поднятие на этом участке увеличивает перспективы нефтеносности неокома.

Рассмотрим теперь гидрогеологические условия залегания нефтяных горизонтов на различных промысловых участках.

## Гидрогеологическая характеристика нефтяных горизонтов

Изучение гидрогеологического строения месторождения Сагиз производилось Г. В. Ереминым и В. В. Скибиневским в 1941 г. и В. Б. Торговановой в 1948 г. В работах указанных исследователей освещены гидрогеологические условия залегания эксплуатируемых нефтяных горизонтов на западном и восточном крыльях Центрального Сагиза. Вследствие ограниченности или полного отсутствия данных о характере водоносности разрезов Северного и Южного Сагиза, гидрогеологическое строение этих участков ими не описывается. Согласно этим исследованиям в пределах разреза надсолевых отложений Центрального Сагиза водоносные горизонты встречаются во всех отложениях от альб-сеномана до триаса включительно. Как правило, все нефтяные горизонты разобщены между собой, будучи отделены друг от друга глинами. Исключение составляют горизонты, приуроченные к границам стратиграфических несогласий между аптом и неокомом, с одной стороны, и между верхней и средней юрой, с другой, где наблюдается совмещение горизонтов на границе размыва. Совмещение отдельных нефтяных горизонтов по сбросам предполагается на третьем промышленном участке, но эти явления гидрогеологическими исследованиями не отмечаются, по-видимому, вследствие недостаточного материала.

Самыми водообильными горизонтами на Центральном Сагизе являются альб-сеноманские и нижнеюрские, но вследствие недостаточности данных об этих горизонтах, они остались неизученными.

Переходя к характеристике гидрогеологических условий на Центральном Сагизе, необходимо указать, что на западном и восточном крыльях эти условия различные. Нефтяные залежи восточного крыла обводняются только контурными водами. По данным исследований 1941 г., обводнение аптского горизонта восточного крыла производится нижними и верхними водами. В обводнении триасовых нефтяных горизонтов западного крыла, кроме контурных вод, участвуют альб-сеноманские и сенонтуронские воды, поступающие в эти горизонты по сбросу грабена. Контурные воды всех нефтяных горизонтов того и другого крыла обладают напором. Замеры уровней вод в скважинах после начала эксплуатации залежей восточного крыла показывают, что в процессе эксплуатации происходит постепенное снижение статического уровня. Отмечается, что в сводовой части залежей этого крыла снижение статического уровня (а значит и пластового давления) более интенсивно, чем в приконтурных зонах. Последнее явление В. Б. Торгованова объясняет низкими фильтрационными свойствами водовмещающих отложений, вследствие чего «скорость отбора жидкости из скважин превышает скорость подтока контурных вод».

Из всех исследованных нефтяных горизонтов восточного крыла, как исключение отмечается первый аптский нефтяной горизонт (II/V<sub>1</sub>), где снижение статического уровня в процессе эксплуатации не наблюдалось. В триасовых горизонтах западного крыла начальный статический уровень устанавливается у устья скважин или несколько выше его и в процессе эксплуатации скважин не снижается. В части распределения содержания воды в общей среднесуточной добыче жидкости по годам наблюдается следующая закономерность. Наибольшая величина относительного содержания воды в эксплуатационных скважинах восточного крыла падает на приконтурную зону залежей, и наименьшая — на площадь залежей, расположенных в своде антиклинальной складки. На западном крыле

максимальное количество воды в общей добыче жидкости приходится на скважины, расположенные у сброса грабена, при удалении от него к западу количество ее убывает. Таким образом, из числа исследованных нефтяных горизонтов восточного крыла все они обладают водонапорным режимом с сравнительно медленно восстанавливаемым уровнем. Горизонты западного крыла, характеризуются также водонапорным режимом, обладают быстро восстанавливаемым уровнем, который обусловлен здесь притоком вод через сброс грабена.

Воды нефтяных горизонтов восточного крыла являются жесткими, солеными и характеризуются хлоридно-натриевым составом, отсутствием сульфатных солей, преобладанием  $\text{гСа}$  над  $\text{гMg}$ ,  $\text{гCl}$  над  $\text{гNa}$  и коэффициентом  $\frac{\text{гCl} - \text{гNa}}{\text{гMg}} > 1$ . По классификации В. А. Сулина они относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу  $S_1$ , натровой подгруппе. Воды различных горизонтов этого крыла отличаются только степенью и характером минерализации. Степень общей минерализации возрастает по разрезу сверху вниз и в направлении к соляному штоку купола. Для примера приведем нижеследующие данные. Степень минерализации воды в верхнеаптском нефтяном горизонте (II/V<sub>1</sub>), залегающем на глубине 162,0—179,0 м, определяется величиной 356,0—366,0 мг-экв на 100 г воды (10° Ве), а вода верхнеюрского горизонта (IX/VIII), залегающего в 523,0—566,0 м от поверхности, имеет общую минерализацию 720,0—730,0 мг-экв на 100 г воды (20° Ве).

По данным В. Б. Торговановой, в водах зон размывов, приуроченных к границам разновозрастных толщ, отмечается пониженная минерализация, меняющееся содержание  $\text{гСа}$  и появление небольших количеств  $\text{SO}_4$ .

При движении от свода к контуру нефтяной залежи минерализация возрастает, приближаясь к составу пластовой воды. Последнее В. Б. Торговановой объясняется остаточным влиянием разбавления пластовых вод зоны размыва водами позже трансгрессировавшего моря (Ю. Копкар) или поверхностными водами (Сагиз). В частности, меняющийся характер минерализации отмечается на III участке Центрального Сагиза, в водах зоны размыва, на границе верхней и средней юры (скв. 180, 184, 274). Указанное наблюдение В. Б. Торговановой предположительно объясняется разбавлением пластовых вод поверхностными, при выходе среднеюрских отложений на дневную поверхность в период предверхнеюрского размыва. Необходимо указать, что вследствие ограниченного материала, В. Б. Торговановой не удалось проверить эти наблюдения на большом количестве анализов вод в зоне размыва. Возможно, что понижение минерализации вод на границе между средней и верхней юрой, на третьем участке Центрального Сагиза (скв. 180, 184, 274), связано с подтоком вод из альб-сеноманских горизонтов по сбросу, секущему структуру этого участка.

Воды триасовых горизонтов западного крыла, по классификации В. А. Сулина, также относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натровой подгруппе. От вод восточного крыла их отличает пониженная минерализация, изменяющаяся от 372,0 до 410 мг-экв на 100 г воды, преобладание  $\text{гMg}$  над  $\text{гСа}$  и присутствие  $\text{SO}_4$ . Отмечается, что количество  $\text{SO}_4$  и  $\text{гMg}$  при приближении к сбросу грабена увеличивается. Все это подтверждает наличие связи по сбросу грабена триасовых пластовых вод с водами верхнемеловых горизонтов. Из приведенных выше данных видно, что хлоркальциевый тип вод является единственным типом вод

исследованных нефтяных горизонтов Центрального Сагиза. Этот тип служит указателем на высокую степень их метаморфизма, обусловленную весьма затрудненным водообменом. Такая гидрогеологическая обстановка в целом, видимо, является благоприятной как для формирования, так и для сохранения нефтяных залежей. Однако как мы видели выше, гидрогеологическая обстановка на восточном крыле имеет существенные различия по сравнению с западным крылом. Если на восточном крыле мы не имеем достаточно убедительных данных о связях между пластовыми водами разных горизонтов, то на западном крыле установлена связь вод триасовых нефтяных горизонтов с альб-сеноманскими и сенонтуронскими по сбросу грабена. Раскрытость пластовых вод триасовых нефтяных горизонтов отразилась на химическом их составе и, как увидим ниже, также сказывается на качественной характеристике приуроченных к ним нефтей.

Из описания предыдущих разделов нефтеносности видно, что характер нефтеносности и условия залегания нефтяных горизонтов на каждом из участков имеют свои особенности. Посмотрим теперь, как меняется физико-химический состав нефтей в зависимости от изменения их условий залегания на каждом из рассмотренных выше промысловых участков.

#### **Физико-химическая характеристика нефтей и закономерности в изменении ее состава с изменением глубины залегания**

Геохимические исследования нефтей выполнялись нефтяной и битумной лабораториями ВНИГРИ. В нефтяной лаборатории изучался групповой, углеводородный состав нефтей (Ф. Б. Инденбом), в битумной лаборатории — состав асфальтово-смолистых компонентов их (А. П. Шипкова). Здесь нами приводятся в кратком изложении их данные о химическом составе и свойствах нефтей и их изменениях в зависимости от изменения геолого-тектонических и гидрогеологических условий залегания. Достаточным количеством анализов охарактеризованы триасовые, среднеюрские и нижнеаптские нефти. Неокомские нефти охарактеризованы в достаточной степени анализами только на третьем участке. Подробная физико-химическая характеристика нефтей Центрального Сагиза по участкам приведена в табл. 14 и 15. Для всех нефтей Центрального Сагиза отмечается невысокое содержание от 4,0 до 26,0% акцизных смол на мазут и почти полное (до 0,33%) отсутствие асфальтенов. В групповом составе асфальтово-смолистой части нефтей преобладают нейтральные смолы (петролейно-эфирные и бензолные), что является, по мнению химиков, характерным для нефтей, не претерпевших сильных окислительных изменений.

По химическому составу на Центральном Сагизе выделяются две группы нефтей: нефти западного поднятого и восточного опущенного крыльев. Триасовые нефти западного крыла относятся к высококачественным масляным нефтям. Они отличаются от нефтей восточного крыла повышенным удельным весом (от 0,8844 до 0,9110), смолистостью (акцизных смол на мазут до 26,5%), вязкостью, кислотностью и значительным содержанием твердых углеводов. Нефти имеют высокие начальные температуры кипения и характеризуются обедненностью легких фракций.

Твердые углеводороды приурочены к высококипящим фракциям и относятся к группе церезинов. Для асфальтово-смолистой части этих нефтей характерно усиление роли кислых компонентов и неуглеродных элементов и повышение молекулярных весов смол и асфальтенов. По группо-

Физико-химическая характеристика нефтей месторождения Сагиз по

Промысловая площадь	Промысловый участок	Возраст пород	Номер горизонта по промысловой номенклатуре	Номер горизонта по общерайонной номенклатуре	Скважины	Пределы колебаний интервалов прострела, м	Удельный вес * $d_{20}^4$
Центральный Сагиз	I	Верхний триас	I+II	XIII <sub>2</sub> <sup>a+b</sup>	18, 23, 26, 35, 45, 48, 49, 50, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 59, 62	184—224	0,8844—0,9110 26 0,8965
	II		—	XIII <sub>2</sub> <sup>a+b</sup>	159	1151—1167	— 1 0,7988
Северный Сагиз	Центральное поле	Песчано-глинистая свита средней юры	III	XII <sub>2</sub>	10/с, 14/с	359—409	0,8493—0,8924 5 0,8651
			II	XI <sub>3</sub>	21/с	338	— 1 0,8802
Центральный Сагиз	III	Нижняя угленосная свита средней юры	XIV	XI <sub>3</sub>	163	779—781	— 1 0,8640
Северный Сагиз	Южное поле	Лингуловская свита средней юры	III	X <sub>5</sub>	3/с	492	— 1 0,8393
Центральный Сагиз	II		X	X <sub>1-5</sub>	40, 42, 69	546—601	0,8630—0,8784 3 0,8704
	III		XI	X <sub>1</sub>	167, 184	613—644,5	0,8676—0,8714 3 0,8700

\* В данной графе и во всех последующих в первой строке приведены пределы из средние величины.

Таблица 14

усредненным данным анализов ЦНИЛа Казахстаннефть (с 1928 по 1949 гг.)

Анлизные смолы, %	Парафин, по Гольде, с с деструкцией		Фракционный состав по Энглеру, об. %					
	Содержание, %	Температура плавления, °С	Начало кипения, °С	До 150° С	До 200° С	До 250° С	До 270° С	До 300° С
11,6—26,5 26 19,1	0,25—0,56 4 0,3816	49,5—57,0 4 53,5	220—252 25 241	— — —	— — —	0,5—2,5 11 1,9	0—7,0 24 4,8	15,0—19,5 24 17,4
— 1 3,0	— 1 1,12	— 1 52,4	— — —	— 1 22,0	— 1 39,0	— 1 52,5	— — —	— 1 69
3,0—12,0 5 7,1	2,42 1 2,42	49,0 1 49,0	93—206 5 130	— — —	0,7—8,8 4 6,4	1,3—18,8 4 10,9	24,0 1 24,0	21,1—39,8 5 31,2
— 1 0,8	— — —	— — —	— 1 186	— — —	— — —	— 1 4,3	— — —	— 1 24,5
— 1 4,0	— — —	— — —	— 1 100	— — —	— 1 22,0	— 1 41,0	— — —	— 1 59,0
— — —	— — —	— — —	— 1 70	— — —	— 1 30	— 1 43,8	— — —	— 1 66,0
6,5—13,0 3 10,6	1,23 1 1,23	50,5—55,0 2 52,7	182—210 3 198	— — —	0 1 0	9,0—10,0 3 7,5	14,0—16,0 2 15,0	27,0—30,0 3 28
7,0—8,0 3 1,6	— — —	— — —	207—230 3 215	— — —	— — —	5,5—9,0 3 7,2	13,0 1 13,0	29,0—30,0 3 28,0

менения величин; во второй — число анализов, включенных в подсчет; в третьей —

Промысловая площадь	Промысловый участок	Возраст пород	Номер горизонта по промышленной номенклатуре	Номер горизонта по общерайонной номенклатуре	Скважины	Пределы колебаний интервалов прострела, м	Удельный вес * $d_{20}^4$
Центральный Сагиз	II	Верхняя угленосная свита сред- ней юры	X	IX <sub>1-2</sub>	43, 47, 65, 73, 150	517—562	0,8732—0,8820 6 0,8772
	III		X	IX <sub>1-3</sub>	38, 75	592—628	0,8586—0,8870 5 0,8776
	II	Верхняя юра	X	VIII <sub>1-2</sub>	40, 71	498—540	0,8517—0,8757 3 0,8607
	III		X XI	VIII <sub>1-2</sub>	272—274	609—620	0,8686—0,8737 2 0,8711
	II	Пестро- цветная свита баррема	VI	VI <sub>3</sub>	63, 101	274,5—289,6	0,8618—0,8946 2 0,8782
	III		IV V VI	VI <sub>2</sub> VI <sub>4</sub>	135, 136, 158, 166, 183, 197	305—373	0,8585—0,9029 6 0,8805
	II	Нижний апт	III	V <sub>3</sub>	27, 32, 41, 44, 70, 74, 78, 79, 80, 82, 85, 88, 92, 94, 99, 102, 104, 105, 121, 122, 124, 125, 126, 127, 128, 152	222—254	0,8665—0,8976 28 0,8869
	III		III	V <sub>3</sub>	130, 132, 134, 254, 255, 256	277—302	0,8578—0,8679 10 0,8632
	II	Нижний альб	II	IV <sub>3</sub>	152	142—146	— 1 0,8640
	I	Средний альб	I	IV <sub>1</sub>	63	57—65	0,8888—0,8880 2 0,8884

\* В данной графе и во всех последующих в первой строке приведены пределы из средние величины.



Алкизные смолы, %	Парафин. по Гольде, с деструкцией		Франционный состав по Энглеру, об. %					
	Содержание, %	Температура плавления, °С	Начало кипения, °С	До 150° С	До 200° С	До 250° С	До 270° С	До 300° С
12,5—20,0 6 17,0	0,56—0,77 4 0,64	50,0—55,0 4 53,0	154—215 5 198	— — —	1,5 1 1,5	5,5—8,0 6 7,2	8,0—14,0 5 12,5	23,0—27,0 6 25,0
6,0—18,0 5 12,4	0,69—1,15 2 0,91	51,4—51,5 2 51,4	70—215 5 161	— — —	1,5—8,5 3 4	6,0—18,0 4 10,5	11,5 1 11,5	23,0—29,0 5 26,0
9,0—15,0 3 8,0	0,86—2,46 3 1,60	46,0—55,0 3 51,0	105—202 3 166	— — —	7 1 7	0,5—24,0 3 11,2	12,0—16,5 2 14,0	22,0—40,0 3 31,6
5,0—13,0 2 9,0	0,29 1 0,29	57,0 1 57,0	185—197 2 191	— — —	1,5 1 1,5	9,0—11,0 2 10,0	16,0 1 16,0	28,0—36,5 2 32,2
8,6—12,0 2 10,3	0,61 1 0,61	50,0 1 50,0	240 1 240	— — —	— — —	1,5 1 1,5	5,5 1 5,5	18,0 1 18,0
10,0—30,5 6 17,0	0,31—1,62 6 0,67	49,0—56,0 6 52,1	135—224 6 184	— — —	— — —	3,5—19,0 6 9,7	7,5—26,5 6 14,0	19,0—35,0 6 27,2
5,0—16,5 28 11,5	0,21—0,78 12 0,37	49,5—57,0 11 53,0	92—288 28 215	— — —	1,5—3,5 2 2,5	0,5—9,5 18 4,1	0,5—12,5 21 7,1	4,0—27,0 27 18,8
4,0—10,5 10 7,0	0,51—0,78 3 0,69	52,5—54,0 3 53,1	84,0—254,0 10 148	— — —	4,0—6,0 5 4,6	8,0—16,0 9 12,7	1,0—20,5 5 14,0	23,5—36,0 10 31,5
— 1 4,0	— 1 0,58	— — —	— 1 78	— — —	— 1 6,5	— 1 13,0	— — —	— 1 31,5
16,5—17,0 2 16,7	1,90 1 1,90	47,0 1 47,0	150—165 2 157,5	— — —	2,5 1 2,5	11,0—11,5 2 11,2	15,5 1 15,5	26,5—27,5 2 27,0

менения величин; во второй—число анализов, включенных в подсчет; в третьей—

Физико-химическая характеристика нефтей месторождения Сагиз

Участок месторождения	Возраст пород	Промысловый горизонт	Общерайонный горизонт	Скважины	Интервал и глубина перфорации, м	Удельный вес $d_4^{20}$
I	Верхний триас . . . . То же . . . . .	II II	XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup> XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup>	57 18	202—215	0,901 0,911
II	Средний альб . . . . . Верхний апт . . . . . Нижний апт . . . . . То же . . . . . » Пестроцветная свита баррема . . . . . Верхняя юра . . . . . Верхняя угленосная свита средней юры Лингуловая свита средней юры . . . .	I II III III III VI X X X	IV <sub>1</sub> V <sub>1</sub> V <sub>3</sub> V <sub>3</sub> V <sub>3</sub> VI <sub>3</sub> VIII <sub>1-2</sub> IX <sub>2</sub> X <sub>3</sub> + X <sub>4</sub> + X <sub>5</sub>	63 76 105 78 74 101 40 43 69	57—65 162—166 238—244 236—241 238—244 274,5—275,5 498—535 534—539 571,5—607	0,888 0,861 0,893 0,885 0,874 0,850 0,855 0,879 0,855
III	Нижний апт . . . . . То же . . . . . » Пестроцветная свита баррема . . . . . То же . . . . . » Горизонт песков баррема . . . . . То же . . . . . » Верхняя юра . . . . . Верхняя угленосная свита средней юры Лингуловая свита средней юры . . . . Лингуловая свита и нижнеугленосная свита средней юры	III III III IV IV V VIII VIII VIII XI X XI XIII—XIV	V <sub>3</sub> V <sub>3</sub> V <sub>3</sub> VI <sub>2</sub> VI <sub>2</sub> VI <sub>3</sub> VII <sub>1</sub> <sup>b</sup> VII <sub>1</sub> <sup>a+b</sup> VII <sub>1</sub> <sup>a</sup> VIII <sub>1+2</sub> IX <sub>1-3</sub> X <sub>1</sub> X <sub>4</sub> —XI <sub>3</sub>	91 99 254 135 183 107 185 272 108 274 38 184 163	271—275 272—276 277—280 318—323 325—332 341—352 436 418—437 449—451,5 612—620 592—619 613—617 703—782	0,873 0,866 0,860 0,908 0,865 0,861 0,802 0,860 0,853 0,877 0,880 0,879 0,838

Вязкость кинематическая, см <sup>2</sup>	при 20° С	при 50° С	Смоли, %		Силикагелевые	Асфальтены, %	Содержание, %	Твердые углеводороды	Температура плавления, °С	Сера, %	Азот, %	Кислотность мг КОН на 1 г	Число омыления мг КОН на 1 г	Фракционный состав по Энглеру, об. %			
			на нефть	на мазут										До 150° С	До 200° С	До 250° С	До 300° С
233,3	42,2	19,5	23,6	7,80	0,05	0,8	47,0	0,46	0,08	3,57	4,71	230	236	—	—	2,5	17,5
—	—	—	—	9,11	—	—	—	0,82	—	—	2,1	—	—	—	—	—	17,0
90,1	21,5	16,5	22,4	6,60	0,06	1,9	47,0	0,22	0,06	1,81	3,10	150	150	—	2,5	11,0	26,5
28,0	9,2	5,5	8,2	2,76	0,07	1,6	47,0	0,13	0,04	0,68	1,25	110	110	2,0	5,5	15,0	33,5
143,9	29,4	14,0	13,2	6,41	0,29	0,8	46,0	0,12	—	1,57	2,29	245	245	—	—	0,5	16,5
81,0	19,8	9,5	12,2	—	—	—	—	0,13	0,05	—	—	145	145	—	1,5	7,0	25,0
53,4	14,5	6,0	8,2	3,44	0,08	1,4	45,5	0,18	0,05	0,59	1,06	120	120	1,0	2,0	7,0	26,5
17,4	6,5	4,0	6,5	2,18	0,09	2,3	48,0	0,06	0,04	0,40	0,71	125	125	2,0	8,5	22,5	38,0
26,5	10,3	5,0	8,2	2,88	Нет	4,5	45,0	0,10	—	—	—	145	145	—	3,0	11,0	38,5
80,3	20,4	11,5	15,4	5,31	0,04	1,3	43,0	0,12	0,05	0,30	1,30	200	200	—	—	7,5	25,5
29,0	9,5	6,0	9,1	2,80	0,02	3,2	45,5	0,11	0,05	0,18	0,63	175	175	—	1,0	10,0	34,0
51,9	15,6	9,0	12,1	5,15	0,14	1,5	44,5	0,11	—	—	—	125	125	1,5	3,0	8,5	25,5
31,5	10,3	5,0	7,4	3,10	0,07	2,7	44,5	—	—	—	—	75	75	3,0	3,5	13,0	32,0
28,1	9,2	5,0	7,7	2,88	0,07	3,0	46,0	0,05	0,04	0,44	1,00	140	140	2,0	5,0	15,0	35,0
317,3	49,7	24,0	30,0	12,65	0,33	1,1	44,5	0,19	—	2,27	2,96	230	230	—	—	2,0	18,0
39,3	11,8	9,0	13,0	3,11	0,08	2,6	45,5	Средн	0,05	0,45	1,48	195	195	—	—	9,5	30,5
25,4	8,2	6,0	9,8	3,33	0,04	2,8	46,5	0,07	—	—	—	95	95	2,0	8,0	17,5	38,5
17,5	6,5	3,0	5,5	—	—	—	—	0,04	0,04	—	—	130	130	1,0	5,0	20,0	43,0
25,9	10,2	6,0	9,5	3,67	0,08	2,9	47,0	0,09	—	0,46	1,60	154	154	—	5,0	16,5	38,0
19,3	—	4,5	7,0	2,38	Нет	2,8	45,5	—	—	—	—	102	102	1,5	7,0	16,5	36,0
—	—	7,5	10,5	4,11	0,02	2,1	42,5	0,08	0,06	0,49	1,00	200	200	—	—	8,0	28,5
97,8	23,44	13,5	17,5	6,18	0,05	2,8	46,5	0,12	0,05	0,83	1,58	215	215	—	—	6,0	24,0
62,1	16,8	7,0	9,4	—	—	—	—	0,07	0,04	—	—	200	200	—	—	8,0	25,5
10,2	4,50	2,0	4,0	1,19	Нет	2,9	48,0	Средн	0,04	0,15	0,56	115	115	3,0	12,0	27,5	49,5

вому углеводородному составу триасовые нефти относятся к нафтенново-метановому типу, причем эти нефти, сравнительно с нефтями того же типа (нижнеаптскими) восточного крыла, содержат больше ароматических и нафтеновых и меньше метановых углеводородов (табл. 16).

Из сопоставления геохимических и геологических данных авторы приходят к выводам, что триасовые нефти западного крыла подверглись вторичным изменениям в условиях анаэробного окисления при воздействии сульфатовосстанавливающих бактерий. Последние обнаружены при анализах вод, отобранных из триасовых горизонтов. Эти выводы согласуются с геолого-тектоническими условиями залегания нефтяных горизонтов на первом промысловом участке. Кроме того, заключение о вторичном изменении (окислении) триасовых нефтей Сагиза подтверждается сравнением их с одновозрастными нефтями второго промыслового участка восточного крыла Сагиза и некоторых соседних куполов. Так, на втором промысловом участке Центрального Сагиза, в крыльевой части его, полученная скв. 159 с большой глубины (1151—1167 м; 1235—1243 м) верхнетриасовая нефть (—/XIII<sub>2</sub>— —/XIV) характеризуется как малосернистая, малосмолистая, парафинистая, бензиновая, с удельным весом от 0,7876 до 0,7988 (табл. 17). В условиях больших глубин и хорошей изоляции нефтяных горизонтов от поверхности, триасовые нефти месторождения Макат (V/XIII<sub>2</sub>) и Доссор (V промысловый горизонт, скв. 370) также являются более легкими (удельный вес 0,8240—0,8981), парафинистыми, малосмолистыми и бессернистыми. Наоборот, в условиях аналогичных западному крылу Центрального Сагиза, на месторождении Косчагыл триасовые нефти близки по химическому составу с сагизскими.

Авторы указывают, что на восточном, более погруженном крыле и в условиях лучшей изоляции нефтяных горизонтов, резкого проявления процессов окисления нефтей, как правило, не отмечается. Меловые и юрские нефти этих полей в целом являются малосмолистыми, малосернистыми, обладающими низкой кислотностью и содержащими более или менее значительное количество легких фракций. Нефти эти почти не содержат асфальтенов. Асфальтово-смолистые компоненты их обладают невысокими молекулярными весами. Исключением являются нижнеаптская нефть и охарактеризованные единичными анализами нижнемеловые (средний альб, верхний апт) нефти второго участка, о которых будет сказано ниже. По групповому углеводородному составу на восточном крыле преобладают нефти метаново-нафтеновые; нафтенново-метановые нефти занимают подчиненное положение, характеризуя почти исключительно нижнеаптские и среднеальбские нефти второго участка. Верхне- и среднеюрские нефти второго и третьего промысловых участков целиком относятся к метаново-нафтеновому типу. Отмечается, что в нижних свитах средней юры (низы лингуловой и нижняя угленосная свита скв. 163) нефти более легкие (удельный вес 0,8380), выше же по разрезу становятся более тяжелыми (уд. вес до 0,8800).

При сравнении нефтей верхней и средней юры указывается, что при общей близости их углеводородного состава и состава асфальтово-смолистых компонентов, нефти верхней угленосной свиты обоих участков выделяются среди нефтей верхней и средней юры (лингуловой свиты) несколько повышенным содержанием смол и пониженным выходом легких фракций (до 300° С). Авторы полагают, что утяжеление нефтей верхней угленосной свиты средней юры (скв. 43) связано с размывом последней в предверхнеюрское время. Несколько пониженный удельный вес нефтей верхней юры (скв. 40 и 274), при повышенном содержании легких

Групповой углеводородный состав нефти месторождения Сагиз  
(по данным Ф. Б. Инденбом и А. П. Шипковой, 1951 г.)

Промысловый участок	Возраст пород	Промысловый горизонт	Общерайонный горизонт	Скважины	Интервал перфорации, м	Классификация по углеводородному составу	Удельный вес $d_{4}^{20}$	Групповой углеводородный состав, %						Содержание углеводородов в процентах от суммы метановых и нафтеновых	
								На нефть			На дистиллятную часть			Нафтеновые	Метановые
								Ароматические	Нафтеновые	Метановые	Ароматические	Нафтеновые	Метановые		
I	Верхний триас . . . . .	IPt	XIII <sup>a</sup> <sub>2</sub>	57	202—215	Нафтеново-метановые	0,901	13,73	36,52	22,05	19,0	50,6	30,4	62,5	37,5
	Средний альб . . . . .	I	IV <sub>1</sub>	63	57—65	То же . . . . .	0,888	10,89	37,11	23,40	14,3	48,6	37,1	56,7	43,3
	Верхний апт . . . . .	II	V <sub>1</sub>	76	163—166	Метаново-нафтеновые	0,861	8,89	33,25	44,26	10,3	38,5	51,2	42,9	57,1
	Нижний апт . . . . .	III	V <sub>3</sub>	105	238—244	Нафтеново-метановые	0,893	11,03	35,27	27,20	15,0	48,0	37,0	56,5	43,5
II	Нижний апт . . . . .	III	V <sub>3</sub>	74	238—244	Метаново-нафтеновые	0,874	10,51	30,85	43,94	12,3	36,2	51,5	41,2	58,8
	Пестроцветная свита баррема . . . . .	VI	VI <sub>3</sub>	101	274,5—275,5	То же . . . . .	0,850	8,78	28,34	51,98	9,9	31,8	58,3	35,3	64,7
	Верхняя угленосная свита средней юры . . . . .	X	IX <sub>2</sub>	43	534—539	»	0,879	10,80	28,12	36,48	14,3	37,3	48,4	43,5	56,5
	Лингуловая свита средней юры . . . . .	X	X <sub>3</sub> +X <sub>4</sub> +X <sub>5</sub>	69	571,5—601,0	»	0,855	8,67	32,48	42,55	10,4	38,8	50,8	43,3	56,7
III	Нижний апт . . . . .	III	V <sub>3</sub>	254	277—280	Метаново-нафтеновые	0,860	10,59	28,61	48,90	12,0	32,5	55,5	36,9	63,1
	Пестроцветная свита баррема . . . . .	IV	VI <sub>2</sub>	135	318—323	Нафтеново-метановые	0,908	13,00	32,02	23,58	19,0	46,7	34,3	57,7	42,8
	То же . . . . .	IV	VI <sub>2</sub>	183	325—382	Метаново-нафтеновые	0,865	10,65	24,01	52,44	12,2	27,5	60,3	31,4	68,6
	Верхняя угленосная свита средней юры . . . . .	X	IX <sub>2-3</sub>	38	592—619	То же . . . . .	0,880	10,18	29,40	34,92	13,7	39,5	46,8	45,8	54,2
	Лингуловая и нижняя угленосная свиты . . . . .	XIII+XIV	X <sub>4</sub> +X <sub>13</sub>	163	702—705	»	0,838	8,00	31,34	51,56	8,8	34,5	56,7	37,8	62,2

## Физико-химическая характеристика триасовых нефтей

(по данным лаборатории)

Возраст пород	Общерайонный горизонт	Скважины	Интервал перфорации, м	Удельный вес $d_{4}^{20}$	Вязкость кинематическая, сст	
					при 20° С	при 40° С
Нижний триас . . . . .	XIV	159	1235—1243	0,7876	—	—
Верхний триас . . . . .	XIII <sub>2</sub>	159	1151—1167	0,7988	3,65	2,59

фракций (до 300° С), парафинов и более низком содержании смол, авторы объясняют фильтрационной природой ее, вероятно, в результате миграции из нижележащих среднеюрских горизонтов. Геологическими условиями залегания действительно подтверждается миграция нефти из верхней угленосной свиты средней юры в верхнюю юру. Однако следует указать, что сделанный выше авторами вывод относительно состава нефтей из горизонтов верхней угленосной свиты и верхней юры не является достаточно обоснованным. Верхнеюрская нефть представлена только 2 анализами на оба участка, а анализы нефтей, отобранных из различных свит и пластов средней юры, строго говоря, могут характеризовать среднеюрскую нефть только в целом, а не по свитам.

Неокомские нефти обоих участков восточного крыла относятся к типу метаново-нафтеновых нефтей. По составу это малосмолистые нефти, с повышенным содержанием легких фракций (до 300° С) и наибольшим содержанием метановых углеводородов в отношении остальных нижнеметановых нефтей. Исключением является только нефть первого горизонта пестроцветной свиты баррема третьего участка скв. 135, отнесенная к нафтеново-метановым нефтям. Нефть эта тяжелая с большим содержанием смол и пониженным содержанием твердых углеводородов и легких фракций до 300° С. Отличительные особенности состава барремской нефти из скв. 135 скорее всего объясняются специфическими условиями ее залегания в приконтурной зоне. Приведенная выше химическая характеристика неокомских нефтей из пестроцветной свиты баррема химиками рассматривается как указатель на вторичное залегание их и миграцию из нижележащих горизонтов. Данная аргументация в пользу вертикальной миграции неокомской нефти, нам кажется, недостаточно убедительной. Сохранение легких нефтей в барремском разрезе Сагиза находит себе объяснение в геологических условиях залегания здесь нефтяных горизонтов. Нефтяные горизонты пестроцветной свиты баррема имеют хорошую изоляцию и лизовидное залегание пластов, вследствие чего они меньше подвержены возможности изменения контурными водами. Конечно, ни первое, ни второе объяснения не решают окончательно вопроса о формировании барремских залежей.

Готеривская нефть горизонта песков отличается от барремской и верхнеюрской нефтей незначительным понижением удельного веса и повышением содержания легкой фракции (до 300° С). Четко выраженное скачкообразное понижение удельного веса нефти готеривских горизонтов, с учетом приуроченности этой залежи (третий участок) к площадному

Таблица 17

## восточного крыла (участок II) Центрального Сагиза

ЦНИЛа Казахстаннефть, 1955 г.)

Смолы акцизные, %		Парафин, по Гольде, с деструкцией		Сера по ВТИ	Кислотность, мг КОН на 1 г	Фракционный состав по Энглеру, об. %					
на нефть	на мазут	Содержа- ние, %	Темпера- тура плавле- ния, °С			Нача- ло ки- пения, °С	До 100° С	До 150° С	До 200° С	До 250° С	До 300° С
4,0 3,0	8,0 6,5	0,85 1,12	51,8 52,4	0,1 —	0,03 —	56 70	9,0 5,0	29,0 22,0	44,0 39,0	57,0 52,5	70,0 69,0

распространению нефтеносности верхней и средней юры, могло бы рассматриваться, как указатель на миграцию нефти в горизонт песков из нижележащих юрских нефтяных горизонтов.

Как мы видели выше, нижнеаптская залежь на обоих участках формируется за счет нефти барремских горизонтов, мигрирующей в пески трансгрессивного горизонта апта, залегающего на размытой поверхности неокома. Нижнеаптская нефть третьего промышленного участка относится к метаново-нафтеновому типу. Удельный вес, содержание смол, твердых углеводородов и легких фракций (до 300° С) примерно изменяются в тех же пределах, как и в составе нефтей барремских горизонтов того же участка, но с тенденцией к незначительному уменьшению веса нефти. Вверх по восстанию пород в направлении второго участка удельный вес нижнеаптской нефти медленно возрастает от 0,8578 до 0,8727.

На южной оконечности второго промышленного участка величина удельного веса колеблется (0,8665—0,8761) у крайнего предела для метаново-нафтеновых нефтей Сагиза. Это наиболее легкие нижнеаптские нефти на этом участке. Дальше по подъему свода на север удельный вес нижнеаптской нефти еще продолжает постепенно возрастать (от 0,8764 до 0,8976) по мере уменьшения глубины ее залегания, а в групповом углеводородном составе этих нефтей преобладание переходит к нафтеновым углеводородам. В том же направлении, наряду с ростом удельного веса, растет содержание смол и падает содержание твердых углеводородов в легких фракциях (до 300° С). Таким образом, нижнеаптская нефть второго участка, за исключением южной оконечности его, представлена нафтеново-метановым типом нефтей. Все нижнеаптские нефти второго участка являются масляными нефтями. К нафтеново-метановому типу нефтей также относится среднеальбская нефть скв. 63, отличающаяся от нижнеаптской повышенной смолистостью и количественным распределением легких фракций (до 300° С), при сохранении удельного веса в тех же границах.

Исходя из геологических условий залегания, а также специфики химического состава готеривских, нижнеаптских и вышележащих (верхний апт, средний альб) по разрезу нефтей, авторы считают эти нефти мигрировавшими из нижележащих основных продуктивных свит, являющихся первично-нефтеносными. Опираясь на литературные данные, к последним они относят пестроцветную свиту баррема, среднюю юру и перм-триас. Причем, как мы уже видели выше, отнесение пестроцветной свиты баррема к первично-нефтеносным свитам ими ставится под сомнение.

**Химический состав газов**  
(по данным Ф. Б. Инденбом)

Промысловый участок	Возраст пород	Промысловый горизонт	Общерайонный горизонт	Связанные	Интервал перфорации, м
II	Пестроцветная свита баррема . . .	VI	VI <sub>3</sub>	101	274,5—275,5
	То же . . . . .	VI	VI <sub>3</sub>	101	274,5—275,5
	Верхняя угленосная свита средней юры . . . . .	X	IX <sub>2</sub>	43	534—539
	Лингуловая свита средней юры . . .	X	X <sub>1</sub>	298	530—532
	Верхняя угленосная свита средней юры . . . . .	X	IX <sub>2</sub>	150	546—554
III	Нижний апт и пестроцветная свита баррема . . . . .	III	V <sub>3</sub> + VI <sub>2</sub> (?)	90	{ 276—287 281—290
	Пестроцветная свита баррема . . .	IV	VI <sub>2</sub>	183	325—332
	Нижний апт и пестроцветная свита баррема . . . . .	III + IV	V <sub>3</sub> + VI <sub>2</sub>	158	274—312
	Пестроцветная свита баррема . . .	V	VI <sub>2</sub>	166	324,6—340,0
	То же . . . . .	V	• VI <sub>2</sub>	107	341—352
	Горизонт песков баррема . . . . .	VIII <sup>a</sup>	VII <sub>1</sub> <sup>a</sup>	108	449—451,5
	То же . . . . .	VIII	VII <sub>1</sub> <sup>a+б</sup>	272	418—437,0
	Верхняя юра . . . . .	XI	VIII	274	612—620
	Верхняя угленосная свита средней юры . . . . .	X	IX <sub>2-3</sub>	38	592—619
	То же . . . . .	X	IX <sub>2</sub>	65	517—520
	Лингуловая свита средней юры . . .	XI	X <sub>1</sub>	184	613—617
	Лингуловая и нижняя угленосная свита средней юры . . . . .	XIII—XIV	X <sub>4</sub> + XI <sub>3</sub>	163	702—782

\* Величина  $a$  представляет отношение  $\frac{Ar}{N_2}$  в исследуемом газе к  $\frac{Ar}{N_2}$  в воздухе и азота биогенного происхождения.

Кроме нефтей химиками были исследованы газы из юрских и неокомских горизонтов второго и третьего промысловых участков Центрального Сагиза. Этими исследователями установлено, что газы юрских и неокомских горизонтов того и другого участка характеризуются углеводородным составом с преобладанием в нем метана. Неуглеводородные газы (азот, редкие, сероводород и углекислый газ) встречены в весьма ограниченных количествах. Наличие кислорода в анализе некоторых проб газа авторы склонны относить за счет неточности их отбора. При просмотре таблицы химического состава газов (табл. 18) можно подметить некоторую закономерность в распределении свободных углеводородных газов в нефтяных горизонтах обоих участков, по мере удаления этих горизонтов от поверхности. Так, на том и другом участке обнаруживается, что нефтяные горизонты верхнего неокома и нижнего апта, в целом, содержат меньше свободных метановых углеводородов и больше тяжелых, по сравнению с нижележащими нижне-неокомскими и юрскими



Таблица 19

месторождения Сагиз

и А. П. Шишковой, 1951 г.)

Условия отбора газа	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub> + редкие газы	Ar, Kr, Xe	Ne + He	с*
Свободный газ	0,4	0,8	88,4	5,6	0,7	0,2	0,2	3,7	0,021	0,009	0,48
Растворенный газ	7,3	0,8	75,2	11,4	—	—	—	5,3	0,045	0,002	0,72
Свободный газ	6,7	—	93,3	2,4	—	—	—	3,6	0,030	0,017	0,70
То же	—	—	88,4	6,4	—	—	—	5,2	0,056	0,001	0,91
»	0,5	0,7	93,5	2,4	—	—	—	2,9	0,035	0,001	1,02
»	0,5	0,5	81,5	12,0	1,6	0,6	0,1	3,2	0,013	0,003	0,35
»	0,8	—	79,9	11,3	1,4	1,5	2,0	3,1	0,031	0,008	0,85
»	0,6	0,5	80,7	15,2	—	—	—	3,0	0,063	0,001	1,78
»	0,5	0,7	62,3	33,8	—	—	—	2,7	0,033	0,001	1,03
»	—	—	75,0	24,3	—	—	—	0,7	0,011	0,001	1,33
»	0,5	0,2	87,1	8,6	—	—	—	3,6	0,024	0,001	0,57
»	0,1	0,5	89,2	5,7	0,3	0,3	0,3	3,6	0,027	0,007	0,64
Свободный газ	0,8	0,4	88,9	5,5	0,2	0,2	0,2	3,8	0,015	0,001	0,33
То же	0,2	0,5	92,4	2,9	—	—	—	4,0	0,026	0,005	0,55
»	0,5	0,2	90,5	5,1	—	—	—	3,9	0,051	0,004	1,11
»	0,5	0,2	84,3	12,9	—	—	—	2,1	0,014	0,001	0,57
»	0,5	0,6	78,4	15,3	0,6	0,5	0,3	8,8	0,019	0,005	0,72

является указателем на присутствие (или отсутствие) в составе исследуемого газа

горизонтами. Отмеченная закономерность в распределении свободных метановых и тяжелых углеводородов в нефтяных горизонтах разреза второго и третьего участков еще раз подтверждает общую направленность утяжеления углеводородов нефтей по мере уменьшения глубины их залегания. Что касается сопоставления химического состава газов в одних и тех же горизонтах на разных глубинах (участках), то последнее затруднительно, вследствие ограниченного числа наблюдений.

Обобщая все данные геохимического исследования нефтей по месторождению Сагиз, Ф. Б. Инденбом и А. П. Шишкова отмечают нижеследующие закономерности в изменении их состава. Между нефтями устанавливается связь, выражающаяся в том, что изменение одного свойства нефти влечет за собой изменение других в направлении вполне определенном. Так, увеличение удельного веса нефти связано с ростом содержания смолисто-асфальтовых веществ, уменьшением содержания легких фракций, относительным уменьшением метановых и увеличением ароматических

углеводородов. Для большинства нефтей увеличение роли кислых компонентов идет параллельно с уменьшением количества метановых углеводородов и ростом общей смолистости их.

Отмечая значительные различия химических свойств нефтей Сагиза, даже в пределах одного и того же стратиграфического горизонта, авторами приводится ряд закономерностей:

а) приуроченность залегания нефтеново-метановых нефтей к меньшим, а метаново-нафтеновых к большим глубинам от поверхности; б) уменьшение величины удельного веса нижнеаптских нефтей совпадает с направлением погружения антиклинальной структуры восточного крыла купола с северо-северо-запада на юго-юго-восток; в) метаново-нафтеновые нефти третьего участка (более погруженные), по сравнению с нефтями того же типа второго участка (менее погруженные), являются несколько более метанизированными; г) в части распределения содержания твердых углеводородов по участкам отмечается нижеследующее: триасовые нефти поднятого западного крыла содержат небольшое количество твердых углеводородов; нефти восточного опущенного крыла, в целом, содержат больше твердых углеводородов по сравнению с нефтями западного крыла; наконец, в нефтях второго промышленного участка восточного крыла, залегающих на меньших глубинах, в содержании твердых углеводородов намечается тенденция к убыванию, по сравнению с содержанием их в нефтях третьего промышленного участка, залегающих глубже.

Как уже указано выше, в 1955 г. на восточном крыле Центрального Сагиза на большой глубине были встречены триасовые нефтяные горизонты. Согласно исследованиями В. И. Кабанкиной (1955) нефть из этих горизонтов характеризуется низким удельным весом (0,7876—0,7988), незначительным содержанием смол (до 4%), наличием парафина (до 1,12%), низкой кислотностью и высоким содержанием легких фракций (70% в фракции до 300°). Потенциал бензиновой фракции, выкипающей до 160° С, — 27,3%. Бензин авиационного типа и не содержит активных сернистых соединений (см. табл. 17). В групповом составе фракций, выкипающих до 300° С, содержание ароматических углеводородов от 3,24 до 6,4%. Наибольшее содержание ароматических углеводородов приходится на фракцию от 150 до 200° С. Содержание нафтеновых углеводородов колеблется от 27,8 до 40,6%. Во всех фракциях преобладают метановые углеводороды в количестве от 53,94 до 68,96%.

Таким образом, наиболее глубоко залегающие триасовые нефти второго промышленного участка Сагиза являются и наиболее легкими и менее окисленными нефтями метаново-нафтенового типа. Все изложенное выше, по-видимому, свидетельствует о том, что в некоторых случаях мы устанавливаем наличие закономерностей в изменении химического состава нефтей с изменением глубины их залегания; в других случаях эти закономерности завуалированы влиянием дополнительных факторов. Кроме того, при изучении данных анализов нефтей одного и того же горизонта на небольшом участке структуры, мы наблюдаем колебания в величинах компонентов анализа, но не улавливаем закономерностей в этих колебаниях. Последние раскрываются при изучении большого количества материала на значительной площади структуры. Отсюда следует, что наиболее благоприятными условиями для выявления закономерностей в изменении состава нефтей в связи с изменением геолого-тектонической обстановки, нужно считать наличие массового или значительного количества анализов нефтей, взятых по всему разрезу и со всей площади структуры.

Для указанной цели нами был применен статистический метод изучения самой простейшей прямолинейной связи между величинами отдельных компонентов анализа нефтей, в распределениях их по разрезу и площади. Известно, что исследования закономерностей качественного и количественного характера в массовых явлениях выполняются методами математической статистики. Общие вопросы методики и техники статистических вычислений изложены в ряде специальных работ (Романовский В. И., 1938, 1947). Применение же их в геологии детально разработано Вистелиусом (1948). В нашем случае мы воспользовались методом исследования прямолинейной корреляционной связи между компонентами анализа нефтей, с изменением глубины ее залегания. Решение этой задачи сводилось к вычислению коэффициентов корреляции между компонентами по отдельным нефтяным горизонтам, и по горизонтам всего разреза в целом. Для вычисления коэффициента корреляции мы пользовались формулой общего вида:

$$r = \frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x - \bar{x})^2 \sum (y - \bar{y})^2}},$$

где  $r$  — коэффициент корреляции;

$x, y$  — величины соответствующих компонентов анализа;

$\bar{x}, \bar{y}$  — их средние арифметические значения.

Из сравнения коэффициентов корреляции для одних и тех же пар компонентов, вычисленных для распределений в отдельных нефтяных горизонтах и по всему разрезу в целом, выявлялись закономерности в изменении содержания компонентов в изучаемом направлении.

Величине коэффициента корреляции придается плюс или минус в зависимости от характера корреляционной связи между компонентами. Для подтверждения реальности прямолинейной связи мы пользовались отношением абсолютной величины коэффициента корреляции  $r$  к величине его стандарта  $\sigma_r$ , которая вычислялась по формуле:

$$\sigma_r \approx \frac{1 - r^2}{\sqrt{n}},$$

где  $n$  — число анализов;

$r$  — величина коэффициента корреляции.

Если величина коэффициента корреляции в три или больше раз превышала величину его стандарта, прямолинейная связь считалась реальной.

При малом числе анализов (меньше 30) вопрос реальности прямолинейной связи уточнялся путем сличения абсолютной величины коэффициента корреляции  $r$  с табличной его величиной  $r_1$  для случая, когда вероятность равенства их или превышения  $r$  над  $r_1$  равняется 0,01 (Романовский, 1938). Если величина коэффициента корреляции  $r$  в рассматриваемом случае была равна или больше табличной величины его  $r_1$ , прямолинейная связь считалась реальной.

Основным аналитическим материалом для наших исследований являлись 63 технических анализа нефтей, производившихся в ЦНИЛе объединения Казахстаннефть в 1949 г., и 28 анализов, произведенных в лаборатории ВНИГРИ в 1951 г. Эти анализы характеризуют состав нефтей различных горизонтов Сагиза и являются наиболее однородными. Исключением являются триасовые горизонты второго участка восточного

крыла Центрального Сагиза (см. табл. 17), которые в период статистической обработки материалов (1953 г.) открыты еще не были, а поэтому анализы их нефтей не нашли своего отражения в результатах статистических подсчетов.

Как мы видели выше, геохимическими исследованиями было установлено наличие связи между качественными и количественными признаками нефтей, в данном случае представленными в виде некоторых характерных свойств нефтей или компонентов их химического анализа. Наряду с этим остался неясным вопрос о наличии закономерностей в изменении состава нефтей (свойств и величин отдельных компонентов) с возрастом вмещающих пород и глубиной их залегания. Для упрощения вопроса вначале рассмотрим изменение состава нефтей только с изменением глубины залегания. Для решения нашей задачи необходимо было выбрать по одному качественному признаку нефти и глубины ее залегания, которые имели бы связь с остальными компонентами анализа. Одним из качественных признаков нефти является удельный вес. Как мы видели выше, качественная сторона этого признака (свойства) нефти зависит от величин ряда других компонентов и таким образом имеет с последними корреляционную связь. Качественной характеристикой глубины залегания нефти от поверхности в исследуемом районе является удельный вес пластовой воды, величина которого возрастает, по мере роста глубины ее залегания (табл. 19). Таким образом, составив таблицу распределения удельных весов нефти и пластовой воды в нефтяных горизонтах по всему разрезу, мы можем для них вычислить коэффициенты корреляции. Величина и знак коэффициента корреляции раскроют нам закономерность в изменении удельного веса нефти и глубины ее залегания. Зная эту закономерность, нам не трудно установить ее в изменениях величин других компонентов анализов нефтей через зависимую от них величину удельного веса.

Нами выше отмечалось, что исследование характера линейной связи между компонентами анализов производилось как по отдельным горизонтам, в пределах каждого промыслового участка, так и по всем горизонтам разреза двух, а иногда и трех участков. С этой целью между величинами удельного веса нефти, с одной стороны, и содержанием акцизных смол и легких фракций с другой, а также между величинами содержаний последних компонентов, были вычислены коэффициенты корреляции. В данном случае коэффициенты корреляции вычислены для распределений указанных компонентов в нефтях триасового горизонта первого участка и нижнеаптского горизонта второго участка. Указанное ограничение для остальных горизонтов и для третьего промыслового участка в целом было вызвано наличием малого числа анализов, характеризующих нефть в каждом из этих горизонтов в отдельности. Кроме того, для каждой из пар этой группы компонентов были вычислены коэффициенты корреляции для объединенного распределения второго и третьего участка по горизонтам всего разреза. Так как аналитического материала в последних трех распределениях было достаточно, то анализы нефтей триасовых горизонтов первого участка, залегающих в иных геологических условиях поднятого крыла, в распределения не включались.

Распределения удельных весов нефти и пластовой воды исследовались раздельно для триасового горизонта первого участка и нижнеаптского горизонта второго и третьего участков. Кроме того, было изучено распределение этой же пары компонентов по всему разрезу объединенных анализов трех участков. Последнее распределение исследовалось в двух вариан-

Таблица 19

Величины удельного веса ( $d_4^{20}$ ) пластовой воды в различных горизонтах месторождения Сагыз \*  
(по данным В. Б. Торговановой, 1948 г.)

Скважины	Промысловый участок	Интервал перфорации, м	Год отбора пробы воды	Возраст пород	Номер горизонта	Удельный вес воды $d_4^{20}$
26	I	194—202	1940	Верхний триас	I/XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup>	1,0830
52		210—220	1940	То же	II/XIII <sub>2</sub> <sup>b</sup>	1,0832
54		203—211	1940	»	I/XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup>	1,0815
55		208—217	1942	»	I/XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup>	1,0834
56		213—218	1941	»	I/XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup>	1,0844
59		199—212	1940	»	I/XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup>	1,0788
49		202—211	1941	»	II/XIII <sub>2</sub> <sup>b</sup>	1,0803
23		198—221	{ 1942 1944	»	I + II/XIII <sub>2</sub> <sup>a+b</sup>	1,0835
50		214—218	1944	»	II/XIII <sub>2</sub> <sup>b</sup>	1,0837
48		213—218	1944	»	I/XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup>	1,0859
56		213—219	1947	»	I/XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup>	1,0851
57		202—215	1947	»	I/XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup>	1,0854
59		199—212	1947	»	I/XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup>	1,0874
62		204,4—208,0	1947	»	I/XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup>	1,0894
49		187—215	{ 1943 1944	»	I + II/XIII <sub>2</sub> <sup>a+b</sup>	1,0860
50		{ 192—198 214—218	{ 1944 1947	»	I + II/XIII <sub>2</sub> <sup>a+b</sup>	1,0880
54	203—205,5	1943	»	I/XIII <sub>2</sub> <sup>a</sup>	1,0818	
124	II	241—245	1947	Нижний апт	III/V <sub>3</sub>	1,1195
121		224—228	1947	То же	III/V <sub>3</sub>	1,1185
125		233—236	1945	»	III/V <sub>3</sub>	1,1155
126		247—250	1947	»	III/V <sub>3</sub>	1,1188
127		238—242	1945	»	III/V <sub>3</sub>	1,1152
128		224—227	1947	»	III/V <sub>3</sub>	1,1218
105		238—244	1947	»	III/V <sub>3</sub>	1,1195
85		232—235	1942	»	III/V <sub>3</sub>	1,1211
88		238—242	1944	»	III/V <sub>3</sub>	1,1166
152		313—315,5	1941	Верхний неокон	VI/V <sub>3</sub>	1,1290
73		550,5—554,5	1942	Верхняя угленосная свита средней юры	X/IX	1,1613
73		550,5—556,5	1945	То же	X/IX <sub>1</sub>	1,1628
42		576—578	1947	Лингуловая свита средней юры	X/X <sub>3</sub>	1,1632
134	III	285,5—288	1944	Нижний апт	III/V <sub>3</sub>	1,1212
254		277—280	1945	То же	III/V <sub>3</sub>	1,1189
255		283—287	1945	»	III/V <sub>3</sub>	1,1216
254		277—280	1947	»	III/V <sub>3</sub>	1,1207
255		285—287	1947	»	III/V <sub>3</sub>	1,1216
256		281—284	1945	»	III/V <sub>3</sub>	1,1265

\* В числителе показан номер горизонта по промысловой номенклатуре; в знаменателе — по общерайонной.

Продолжение табл. 19

Скважи- ны	Промы- словый участок	Интервал перфорации, м	Год отбо- ра пробы воды	Возраст пород	Номер горизонта *	Удель- ный вес воды $d_{20}^4$
272	III	{ 434—437 427—430	1945	Нижний неоком, го- ризонт песков	VIII/VII <sup>a+b</sup> <sub>1</sub>	1,1240
272		{ 434—437 427—430	1947	То же	VIII/VII <sup>a+b</sup> <sub>1</sub>	1,1373
274		612—620	1945	Верхняя юра	XI/VIII <sub>2</sub>	1,1595
38		592—619	1945	Верхняя угленосная свита	X/IX <sub>1-3</sub>	1,1589
176		613—620	1944— 1945	Верхняя юра и верх- няя угленосная свита	X/VIII + IX <sub>1</sub>	1,1585
180		605—609; 614—625	1945	Верхняя угленосная и лингуловая свиты средней юры	X/IX <sub>1</sub> + X <sup>a+b</sup> <sub>1</sub>	1,1602
180		605—609; 614—625	1947	То же	X/IX <sub>1</sub> + X <sup>a+b</sup> <sub>1</sub>	1,1601
184		613—617	1947	Лингуловая свита средней юры	XI/X <sub>1</sub>	1,1606
163		702,5—704,75	1947	Лингуловая и нижне- угленосная свиты средней юры	XIII—XIV/X <sub>4</sub> + XI <sub>3</sub>	1,1631

\* В числителе показан номер горизонта по промышленной номенклатуре; в знаменателе — по общерайонной.

тах: по первому варианту в это распределение включалась сумма триасовых и нижнеаптских анализов, исследовавшихся ранее отдельно по трем участкам; по второму варианту число анализов предыдущего распределения дополнялось единичными анализами из различных нефтяных горизонтов первого и второго участка, которые, вследствие ограниченности анализов, не изучались отдельно по горизонтам.

Наконец, был исследован характер линейной связи по всему разрезу между содержанием акцизных смол, с одной стороны, и твердых углеводородов и величин числа кислотности, с другой. Для последних двух распределений были взяты наиболее полные анализы нефтей трех промышленных участков, производившиеся в 1951 г. химиками ВНИГРИ. Составленные таким путем корреляционные таблицы с распределениями величины рассматриваемых компонентов подвергались математической обработке, а получаемые при вычислениях величины средних значений компонентов и коэффициентов корреляции сводились в таблицы.

Из табл. 20 видно, что для всех распределений, изучаемых в пределах только одного горизонта и участка, величины стандартов и дисперсий содержаний компонентов равны нулю.<sup>1</sup> Это показывает, что отклонение

<sup>1</sup> Дисперсия ( $\sigma_x^2$  и  $\sigma_y^2$ ) и стандарт ( $\sigma_x$  и  $\sigma_y$ ) представляют собой величины (меры) рассеяния случайной переменной (содержания компонентов  $x$  и  $y$  около ее среднего значения  $\bar{x}$  и  $\bar{y}$ ). Дисперсия измеряется средним квадратом отклонений наблюдаемых значений величины ( $x$  или  $y$ ) от ее средней ( $\bar{x}$  или  $\bar{y}$ ). Величина стандарта ( $\sigma_x$  и  $\sigma_y$ ) измеряется корнем квадратным из дисперсии, берется со знаком плюс и имеет размерность величины ( $x$  или  $y$ ), для которой вычислена.

величин удельных весов нефти и воды от их средних значений, в пределах небольшой площади только одного горизонта, весьма невелико и в среднем находится за пределами точности вычислений ( $< 0,0001$ ). Одновременно отсюда же мы приходим к выводу, что в распределениях этих двух величин, линейная корреляционная связь отсутствует, что подтверждается нулевыми величинами коэффициентов их корреляции.

Таблица 20

Статистические характеристики распределений величин удельного веса ( $d_4^{20}$ ) нефти и пластовой воды в нефтяных горизонтах месторождения Сагиз

Промысловый участок	Возраст пород	Интервал перфорации	Число анализов $n$	Статистические характеристики						
				$\bar{x}$	$\sigma_x$	$\bar{y}$	$\sigma_y$	$r$	$\sigma_r$	для $r_1$ $p^* = 0,01$
I	Верхний триас	187—221	17	0,8967	0	1,0842	0	0	—	—
II	Нижний апт	224—250	9	0,8915	0	1,1185	0	0	—	—
III	Нижний апт	277—288	7	0,8636	0	1,1221	0	0	—	—
I, II, III	Верхний триас — апт	187—288	33	0,8880	0,0131	1,1173	0,0178	-0,66	0,10	—
I, II, III	То же	187—288	45	0,8834	0,0141	1,1157	0,283	-0,68	0,08	—

\*  $p$  — вероятность события.

Иначе обстоит дело с распределением удельных весов нефти и пластовой воды по всем горизонтам разреза. С увеличением глубины залегания горизонта удельные веса пластовой воды растут, а удельные веса нефти падают, независимо от возраста вмещающих пород. Так, триасовые нефтяные горизонты первого участка, залегающие среди наиболее древних пород надсолевого комплекса сводовой части купола, но расположенные ближе всего к поверхности (187—221 м) имеют наибольшую среднюю величину удельного веса нефти ( $\bar{x} = 0,8967$ ) и наименьшую ( $\bar{y} = 1,0842$ ) — удельного веса пластовой воды. В более молодых нижнеаптских горизонтах, залегающих на втором промышленном участке на большой глубине (224—250 м), средняя величина удельного веса нефти несколько меньше ( $\bar{x} = 0,8915$ ), а средний удельный вес воды больше ( $\bar{y} = 1,1185$ ) по сравнению с триасовым горизонтом. Наконец, в нижнеаптских слоях третьего промышленного участка, залегающих еще глубже (277—288 м) средняя величина удельного веса нефти меньше ( $\bar{x} = 0,8636$ ), а воды больше ( $\bar{y} = 1,1221$ ) сравнительно с одновозрастным горизонтом второго участка.

Таким образом, просмотр средних величин удельных весов нефти и пластовой воды в различных горизонтах разреза показывает, что с ростом глубины залегания горизонта удельный вес нефти падает, а удельный вес пластовой воды возрастает. Этот же вывод подтверждается вычисленными коэффициентами корреляции. Для общего распределения нефти и пластовой воды в трех нефтяных горизонтах, расположенных на различных глубинах (от 187 до 288 м), корреляция отрицательная с величиной коэффициента, удовлетворяющей условию реальности ( $r = 0,66$ ,  $\sigma_r = 0,10$ ). Еще более четко последнее подтверждается распределением

удельных весов нефти и воды в нефтяных горизонтах, взятых по всему разрезу (глубина 187—782 м), где коэффициент корреляции равен  $-0,68$  с величиной стандарта  $0,08$ .

Перейдем теперь к обсуждению статистических данных, приведенных в табл. 21. Из последней видно, что коэффициенты корреляции для пар компонентов анализа нефти в распределениях одного какого-либо горизонта, как правило, не удовлетворяют условиям реальности, т. е. не подтверждают наличия линейной связи. Действительно, распределения величин удельного веса нефти и содержания акцизных смол отдельно в триасовом и нижнеаптском горизонтах соответственно характеризуются коэффициентами корреляции, имеющими меньшие величины ( $r$  равно  $0,05$  и  $0,42$ ) по сравнению с величинами табличными ( $r_1$  равно  $0,68$  и  $0,53$ ). Остаются также некоррелированными ( $r = 0,43$ ;  $r_1 = 0,63$ ) распределения акцизных смол и легких фракций до  $300^\circ$  в нефти триасового горизонта. Исключением является только нижнеаптский горизонт второго участка, где акцизные смолы и легкая фракция до  $300^\circ$  имеют

Таблица 21

Статистические характеристики распределений некоторых физико-химических свойств и компонентов химического анализа нефтей в различных нефтяных горизонтах месторождения Сагиз

Промысловый участок	Возраст пород	Интервал перфорации, м	Число анализов n	Статистические характеристики						
				$\bar{x}$	$\sigma_x$	$\bar{y}$	$\sigma_y$	r	$\sigma_r$	Для $r_1$ $p=0,01$
I II II и III	Верхний триас Нижний апт	184—224	13	Удельный вес нефти	Акцизные смолы	Удельный вес нефти — акцизные смолы				
		222—250	23	0,8945   0,0100	23,88   1,07	1,07   2,21	-0,05   0,28	0,68		
	Средняя юра — средний альб	57—782	56	0,8784   0,0130	12,26   2,21	2,21   2,21	0,42   0,17	0,53		
II и III	Средняя юра — средний альб	57—782	56	Удельный вес нефти	Легкая фракция до $300^\circ$ С	Удельный вес нефти — легкая фракция до $300^\circ$ С				
				0,8784   0,0130	12,24   3,89	3,89   3,89	0,51   0,10	—		
I II II и III	Верхний триас Нижний апт	184—224	13	Акцизные смолы	Легкая фракция до $300^\circ$ С	Акцизные смолы — легкая фракция до $300^\circ$ С				
		222—250	23	23,88   1,07	18,16   1,45	1,45   7,02	0,43   0,23	0,68		
II и III	Средняя юра — средний альб	57—782	56	12,26   3,89	17,91   7,02	7,02   7,02	-0,60   0,13	0,53		
				12,24   3,89	23,58   7,64	7,64   7,64	-0,54   0,10	—		
I, II и III	Верхний триас — средний альб	57—782	20	Акцизные смолы	Твердые углеводороды	Акцизные смолы — твердые углеводороды				
				8,82   5,54	2,25   0,92	0,92   0,92	-0,59   0,14	—		
I, II и III	Верхний триас — средний альб	57—782	15	Акцизные смолы	Число кислотности	Акцизные смолы — число кислотности				
				9,80   6,02	0,95   0,92	0,92   0,92	0,83   0,08	—		



линейную корреляционную связь отрицательного характера ( $r = -0,60$ ;  $r_1 = 0,53$ ). Последнее, по-видимому, объясняется большой чувствительностью величины содержания легких фракций к изменению глубины залегания, что проявляется в обнаружении корреляционной связи между этими величинами (через посредство величины содержания акцизных смол) даже на небольшой площади одного горизонта.

Распределение тех же пар компонентов, но в нефтяных горизонтах по всему разрезу, во всех случаях охарактеризованы коэффициентами корреляции, имеющими реальную значимость. Так, в нефтяных горизонтах по всему разрезу распределения таких компонентов как удельный вес нефти, содержание акцизных смол и величина кислотности связаны между собою положительной корреляционной связью, а с величиной глубины залегания нефти (через удельный вес пластовой воды) — отрицательной связью. Для тех же условий распределения содержаний легких фракций до  $300^\circ$  и твердых углеводородов характеризуются положительной корреляционной связью. Учитывая, что каждый из этих компонентов с величиной удельного веса нефти имеет отрицательную линейную связь, мы приходим к выводу о наличии положительной линейной связи между величинами рассматриваемых двух компонентов — анализа нефти и глубиной ее залегания.

Исходя из результатов геохимического исследования нефтей и изучения характера линейной связи между компонентами их химического состава, при учете геолого-тектонических условий залегания, представляется возможность сделать следующее обобщение:

1. В условиях солянокупольных структур, где площади нефтяных горизонтов имеют небольшие размеры, вскрыть некоторые общие закономерности в изменениях химического состава и свойств нефтей легче всего методом статистической обработки большого числа анализов.

2. В пределах небольшой площади одного и того же горизонта, в близких геолого-тектонических условиях, определенных закономерностей в изменении состава нефтей не улавливается. Также не обнаруживается в распределениях содержаний основных компонентов состава ее линейная корреляционная связь. Для данных условий отклонения величин содержания основных компонентов состава нефтей от их средних значений (для всего пласта) весьма невелики и в среднем находятся за пределами точности вычисления ( $< 0,0001$ ).

3. Степень минерализации, а вместе с ней и удельный вес пластовой (точнее подошвенной) воды, увеличиваются по мере роста глубины ее залегания. Данное соотношение в изменении этих величин характеризуется положительной линейной связью. Наличие положительной линейной связи между удельным весом пластовой воды и глубиной ее залегания позволяет при производстве исследований пользоваться величиной первой как критерием глубины залегания пласта.

4. Распределение удельных весов нефти и воды в нефтяных горизонтах по вертикальному разрезу характеризуется отрицательной корреляцией. Из этого вытекает, что характер линейной корреляционной связи величин удельного веса нефти с глубиной ее залегания имеет отрицательную корреляцию, а удельный вес воды с тем же параметром коррелирован положительно. Указанная выше закономерность в изменении удельных весов нефти и воды по разрезу Сагиза может быть охарактеризована следующим правилом: чем тяжелее пластовая вода, тем легче нефть этого пласта.

5. Основным критерием химического состава нефтей является глубина залегания ее от поверхности, независимо от возраста вмещающих пород. Глубина залегания здесь выступает как обобщенный фактор-активного воздействия на нефть, включающий в себя комплекс геолого-тектонических, гидрогеологических, физико-химических и биологических факторов. Поэтому физико-химическая характеристика нефтей Сагиза имеет прямую связь с современными геолого-тектоническими условиями их залегания.

6. По химическому составу нефтей и характеру корреляционных связей не выявляются какие-либо характерные признаки, по которым можно было бы относить нефти к тому или другому геологическому возрасту.

7. В изменении нефтей с глубиной их залегания устанавливается определенная направленность. Эта направленность свидетельствует о том, что в пределах доступной для изучения части разреза (надсолевой комплекс), процесс изменения вещества нефти от больших глубин к меньшим развивается в направлении всего большого их утяжеления по мере приближения к поверхности.

8. Процесс утяжеления нефтей с приближением нефтяного горизонта к поверхности характеризуется разнозначными линейными связями между величинами глубины залегания нефтей, с одной стороны, и соответственных содержаний каждого из основных компонентов анализа, с другой. Последние выражаются в определенных соотношениях роста содержания одних и уменьшения содержания других основных компонентов анализа.

Так, с уменьшением глубины залегания нефти удельный вес ее, кислотность и содержание акцизных смол растут, а содержание твердых углеводородов и легких фракций до 300° С падает. В групповом углеводородном составе нефтей происходит относительное уменьшение количества метановых и увеличение ароматических углеводородов. С ростом глубины залегания нефти наблюдается обратная направленность в изменении состава ее, характеризующаяся уменьшением тяжелых и ростом легких компонентов, а также общим повышением метанизации нефти.

9. Выделенные на Сагизе химиками два типа нефтей распределяются в разрезе в соответствии с отмеченной выше закономерностью. Нафтеново-метановые нефти триасовых горизонтов первого участка и нижнеаптского горизонта второго участка в основном являются нефтями наиболее близко залегающими к поверхности. Метаново-нафтеновые нефти горизонтов юры и пестроцветной свиты баррема второго и третьего участков и нижнеаптского горизонта третьего участка залегают на больших глубинах по сравнению с нефтями нафтеново-метановыми.

Таким образом, геохимические исследования и изучение характера корреляционных связей между компонентами анализа нефтей четко подтверждают наличие определенных закономерностей в изменении состава их с глубиной залегания. Показательным примером зависимости состава нефтей от глубины их залегания являются триасовая и нижнеаптская нефти Центрального Сагиза. Триасовые горизонты первого участка, залегающие вблизи от поверхности (см. табл. 17), характеризуются нефтями с повышенными удельным весом, смолистостью, вязкостью и кислотностью. По углеводородному составу эти нефти относятся к нафтеново-метановому типу, по товарной классификации — к масляным нефтям. Триасовые горизонты второго промышленного участка, залегающие глубже, хотя имеют то же стратиграфическое положение, что и горизонты первого участка, содержат легкую, малосмолистую,

бензиновую нефть. По углеводородному составу нефть относится к метаново-нафтеновому типу.

Такая же картина наблюдается и в изменении состава нижеаптской нефти на восточном крыле Центрального Сагиза. Нижеаптский горизонт второго участка, расположенный в более приподнятой части структуры, содержит масляную нефть, по углеводородному составу относящуюся к нафтеново-метановому типу. Тот же горизонт, но в условиях погруженной части структуры на третьем участке, содержит бензиновую нефть, относящуюся к типу метаново-нафтеновой. Аналогичные явления в изменении состава нефтей с изменением глубины залегания наблюдаются и на других куполах. Так, на промысловой площади Доссор в среднеюрских горизонтах, расположенных ближе к поверхности, залегают высококачественные масляные нефти. Нефтяная же залежь (185 участок), расположенная на погружении крыла, в условиях большей удаленности от поверхности и лучшей изоляции, хотя и является стратиграфическим аналогом нижних горизонтов масляных нефтей, но содержит нефти иного химического состава.

### БАЙЧУНАС

#### Нефтеносность

Разработка нефтяных залежей на месторождении Байчунас ведется на четырех промысловых участках: Северо-Западном, Южном, Восточном и Северо-Восточном Байчунасе.

#### *Северо-Западный Байчунас*

Промышленные скопления нефти на Северо-Западном Байчунасе приурочены к структуре, представленной куполовидным поднятием меридионального простирания, обрезанной с востока основным сбросом (см. рис. 39, 40). В своде структуры, вдоль основного сброса, под четвертичными отложениями залегают породы апта, которые с удалением от свода покрываются более молодыми осадками. По данным промысла, на Северо-Западном Байчунасе выделяются семь промышленных нефтяных горизонтов, из которых четыре считаются неокомскими и три среднеюрскими.

Выделяемые на промысле четыре неокомских горизонта размещаются в разрезе следующим образом (см. рис. 55). Первый горизонт относится к нижнему апту, залегая в его подошве на размытой поверхности неокома. Имеет непосредственную связь с отдельными неокомскими горизонтами, на размытых головах которых он залегают. Мощность нефтяных песков горизонта от 4 до 9 м. В отдельных скважинах аптский горизонт состоит из двух прослоев, разделенных пластом глин, в три-четыре метра мощностью (см. скв. 37, 56). В последнем случае суммарная мощность нефтяных песков горизонта достигает 18 м. Глубина залегания кровли нижеаптского нефтяного горизонта колеблется от 60 (скв. 37) до 130 м (скв. 33). Это и будет являться кровлей нефтеносной пачки пород, выделяемых в апте и неокоме.

Следующие вниз по разрезу три неокомских горизонта соответственно располагаются: первый в горизонте песков баррема, второй в середине песчано-глинистой свиты готерива и третий в кровле пеллециподовой свиты готерива. Мощность нефтяных песков первого горизонта колеблется от 4 до 9 м, второго и третьего — от 2 до 4 м. Кроме того, на электрокаротажных диаграммах скв. 57, 68, 69а и 69 в подошве пеллециподовой свиты готерива, залегающего на размытой поверхности средней юры, выделяется

еще один горизонт, который в этих скважинах по промышленной номенклатуре считается первым юрским. Мощность нефтяных песков в этом горизонте колеблется от 4 до 8 м. Общая мощность нефтеносной пачки пород апта, баррема и готерива изменяется, примерно, в пределах от 80 до 105 м.

Горизонт в подошве нижнего апта и три верхних горизонта готерив-барремской толщи (по промышленной номенклатуре — четыре неокомских горизонта) эксплуатируются совмещенно с 1934 г. Начальные дебиты скважин, эксплуатирующих совмещенно эти горизонты, изменяются от 0,3 (скв. 38) до 19,5 *м/сутки* (скв. 12), а текущие дебиты — от 0,1 (скв. 38) до 1,6 *м/сутки* (скв. 8). Максимальный дебит имеют скважины, расположенные в приподнятой части структуры вблизи основного сброса. Скважины, эксплуатировавшие один нижнеаптский горизонт, имели такой же дебит, как и скважины, эксплуатирующие два-три баррем-готеривских горизонта, находящихся в одинаковых структурных условиях с нижнеаптским. Последним, по-видимому, подтверждается наличие связи между нижнеаптским и баррем-готеривскими горизонтами.

С востока залежь ограничена основным сбросом, в западном направлении нефтяные горизонты переходят на воду. В сводовой части структуры барремский горизонт экранируется плоскостью стратиграфического несогласия между аптом и барремом. Выявленная площадь нефтеносности в этих отложениях достигает 30 га.

Среднеюрские нефтяные горизонты на Северо-Западном Байчунасе приурочены к верхней половине лингуловой свиты. Здесь выделяется три нефтяных горизонта (I, II, III), нумеруемых сверху вниз в порядке их залегания в разрезе (см. рис. 55, 57). По литологическому составу породы нефтяных горизонтов представлены мелкозернистым глинистым песком. Глубина залегания кровли первого горизонта от 155 до 180 м, второго горизонта — от 175 до 195 м и третьего — от 185 до 200 м. Мощность нефтяных песков в первом горизонте от 5 до 11 м, во втором — от 7 до 11 м и в третьем — от 4 до 18 м. Начальный дебит нефти второго горизонта колебался в пределах от 1,0 до 1,5 *м/сутки*, а третьего — от 3,0 до 12,0 *м/сутки*. Начальный дебит первого горизонта остался неизвестным.

В среднеюрских нефтяных горизонтах отмечается наличие газа, но достоверных данных о дебите его не имеется. Юрская нефтяная залежь занимает наиболее приподнятую часть структуры у основного сброса. В предготеривское время среднеюрские отложения подвергались значительному размыву, в результате чего в сводовой части структуры нефтяные горизонты экранируются плоскостью стратиграфического несогласия между средней юрой и готеривом (см. рис. 57). В этих же условиях в подошве пелециподовой свиты готерива отдельными скважинами (скв. 68, 69, 69а) установлен нефтяной горизонт, который на промысле относят к первому юрскому. Этот горизонт, залегая на размытых головах среднеюрских нефтяных горизонтов связан с последними; мощность нефтеносных песков горизонта, залегающего в подошве готерива, колеблется от 5 до 9 м. С востока среднеюрские горизонты экранируются плоскостью основного сброса, в северном, западном и южном направлениях они переходят на воду.

#### Южный Байчунас

Южный Байчунас является первым участком, на котором приступили к эксплуатации нефтяных залежей на промысле Байчунас в 1931 г. На этом участке выделяется четыре промышленных нефтяных горизонта, из которых один залегает в подошве пелециподовой свиты готерива и три

в песчано-глинистой свите средней юры. Кроме того, при бурении скв. 1 в интервале 385—386,6 м, возможно отвечающей песчано-галечниковой свите верхнего триаса ( $T_3^1$ ), был встречен нефтяной песок (В. П. Скворцов, 1933 г.). Менее интенсивные нефтепроявления в этой же части триасового разреза были обнаружены позже при бурении скв. 3 (глуб. 408 м), 4 и 5 (глуб. 333 м), но опробование их не производилось.

Промышленное значение триасового нефтяного горизонта на Южном Байчунасе осталось невыясненным. В скв. 189, пробуренной на Южном Байчунасе, были встречены два нефтяных горизонта: один в песчано-глинистой свите нижнего триаса (402—414 м) и другой, по-видимому, в нижних слоях готерива (154—164 м), залегающего на размытой поверхности юры и триаса; триасовый горизонт оказался непромышленным. При опробовании готеривского горизонта был получен фонтанный приток нефти дебитом в 40 т/сутки через 10 мм штуцер. Условия залегания готеривского горизонта в этой части структуры неясны. Возможно, здесь мы имеем дело с литологической залежью, приуроченной к трансгрессивному горизонту готерива. Этот горизонт выделяется в ряде скважин (скв. 105, 121, 127 и др.) под названием «неокомский». Как и в предыдущем случае (Северо-Западный Байчунас), вследствие несогласного залегания нижнемеловых отложений на среднеюрских, готеривский нефтяной горизонт залегают на размытых головах среднеюрских горизонтов. Мощность нефтяных песков горизонта изменяется от 4 до 8 м. Начальные дебиты скважин, эксплуатирующих этот горизонт, колеблются от 1,5 до 7,0 т/сутки, а текущие дебиты — от 0,2 до 1,8 т/сутки.

Среднеюрская нефтяная залежь здесь приурочена к структуре, представленной куполовидным поднятием. С восточной стороны структура обрвана основным сбросом (см. рис. 53). Простираение структуры юго-восточное. В своде структуры, вдоль основного сброса, под четвертичными отложениями залегают осадки апта, которые в западном, южном и северном направлениях погружаются под более молодые породы. В разрезе песчано-глинистой свиты средней юры залегают три нефтяных горизонта (I, II и III), нумеруемые в порядке следования сверху вниз по разрезу. Вмещающими породами здесь являются мелкозернистые глинистые пески и реже песчаники. Отмечается значительная изменчивость литологического состава вмещающих пород.

Первый и второй юрские горизонты в сводовой части структуры Южного Байчунаса размыты и появляются только в крыльевых частях ее. Третий юрский горизонт сохраняется и в наиболее приподнятой части структуры. Глубина залегания кровли первого юрского горизонта изменяется от 260 до 360 м, мощность нефтяных песков его колеблется от 6 до 8 м, площадь нефтеносности достигает 30 га. Глубина залегания кровли второго юрского горизонта изменяется от 210 до 320 м, мощность нефтеносных песков его от 4 до 8 м, а площадь нефтеносности достигает 25 га. Кровля третьего юрского горизонта залегают на глубине от 180 до 240 м, мощность нефтеносных песков колеблется от 3 до 15 м, площадь нефтеносности около 12 га. Начальные дебиты первого горизонта изменяются от 1,5 до 11,0, второго — от 1,1 до 4,0 и третьего от 1,2 до 7,6 т/сутки.

### Восточный Байчунас

Восточный Байчунас является основным участком промысла, как по размерам площади и числу нефтяных горизонтов, так и по количеству добываемой нефти. Нефтяные горизонты на этом участке выделяются

в средней юре, готериве, барреме, нижнем апте и альб-сеномане. Здесь выделяется 15 промышленных горизонтов, из которых 11 эксплуатируются. Указанные нефтяные горизонты на площади участка неравномерно распределены. На основной южной части промыслового участка сосредоточено тринадцать нефтяных горизонтов, распределяющихся по разрезу в следующем порядке (снизу вверх): в пестроцветной свите баррема пять горизонтов (Ia, II (IIв и IIс), IIIд, III, IV), в подошве апта один горизонт (I) и в альб-сеномане семь горизонтов (I—VII alb<sub>3</sub> + см).

В практике промысловых геологов обычно горизонт Ia относится не к баррему, а к апту. Кроме того, все альб-сеноманские горизонты, залегающие в его кровле и перекрытые туроном (скв. 162, 217, 230, 273 и др.), относятся ими также к сенон-туруну. На северной оконечности промыслового участка имеется только пять нефтяных горизонтов: в песчано-глинистой свите средней юры, в подошве пелециподовой свиты готерива, в пестроцветной свите баррема, в подошве апта и в сеномане (см. рис. 47а, 53). Залежи нефти на этом промысловом участке приурочены к своду антиклинальной структуры, протягивающейся с юго-юго-востока на северо-северо-запад параллельно основному сбросу.

В пределах южной половины Восточного Байчунаса, являющейся основной промысловой площадью участка, антиклинальная структура расчленена двумя сбросами северо-северо-западного простирания. В северо-западном направлении до простиранию сбросов величины амплитуд их постепенно убывают, а сами сбросы выходят за пределы разбуренной площади, не затрагивая площадь северной оконечности структуры Восточного Байчунаса. В юго-восточном направлении западный сброс протягивается через всю структуру, изменяя свое простирание на близкое к широтному в районе южной оконечности структуры. Что же касается восточного сброса, то продолжаясь на юго-восток, он теряется в районе скв. 331—368, возможно, сливаясь в районе скв. 217—287 с западным сбросом. Западным сбросом (предтуронским) структура участка расчленена на две части: западное крыло структуры опущенное и восточное — приподнятое. Опущенное западное крыло структуры расчленено сбросом широтного простирания, ответвляющимся от западного сброса, в результате чего от этого крыла структуры отделилась и еще больше погрузилась по сбросу вся южная оконечность Восточного Байчунаса (см. рис. 47). На площади опущенной южной оконечности структуры промышленных нефтяных горизонтов не выявлено. В пределах западного опущенного крыла структуры выделяется семь нефтяных горизонтов в альб-сеномане — I, II, III, IV, V, VI и VII (скв. 259, 260, 300).

К восточному поднятому крылу структуры приурочены девять нефтяных горизонтов, выявленных на площади южной половины Восточного Байчунаса (см. рис. 50). Это крыло структуры в пределах развития восточного сброса расчленено последним на два поля: западное — опущенное и восточное — приподнятое.

Как видно из геологической и структурной карт (см. рис. 38, 45), западное поле занимает ограниченную площадь и не распространяется южнее скв. 287 и 368. Что касается восточного поля, то оно занимает всю остальную площадь приподнятого восточного крыла структуры. В разрезе опущенного поля залегают: три нефтяные горизонта в альб-сеномане (IV, VI, VII), один в подошве апта (I) и четыре в пестроцветной свите баррема (Ia, II (IIд + IIс), IIIв, III) (см. рис. 47). В разрезе поднятого поля залегают те же горизонты, что и на опущенном поле, но в подошве пестроцветной свиты баррема (или в кровле горизонта песков)

здесь появляется еще один нижний горизонт — IV неокомский, а в альбе — V альб-сеноманский, которых нет на опущенном поле (см. рис. 50).

В табл. 22 приводятся данные для характеристики нефтяных горизонтов основной промысловой площади Восточного Байчунаса, залегающих в барреме и апте (байчунасской свите). Наиболее важным промышленным объектом на этом участке является пачка нефтеносных пород пестроцветной свиты баррема, достигающая 80 м мощности. В пределах восточного поля глубина залегания кровли нефтеносных пород баррема изменяется от 295 до 375 м, а на площади западного поля — от 320 до 380 м. Соответственно и глубина залегания подошвы нефтеносных пород баррема примерно изменяется на восточном поле от 375 до 390 м, а на западном от 375 до 380 м. В составе барремской пачки нефтеносных пород на промысле выделяют четыре горизонта: II (IIв + IIс), IIIд, III и IV. Мы относим также к барремской пачке горизонт Ia, который на промысле отнесен к подошве апта. Горизонт II, разделившись глинистым прослоем севернее скв. 375, 358, 231 и 238, прослеживается в виде двух прослоев примерно до скв. 382, после чего переходит на воду, как это показано на профиле II и структурной карте по подошве пестроцветной свиты баррема (см. рис. 45, 47).

Таблица 22

Краткие сведения о нефтяных горизонтах байчунасской свиты Восточного Байчунаса

Номер горизонта по промысловой номенклатуре	Возраст пород	Мощность нефтяных горизонтов, м	Площадь нефтеносности горизонта, га		Начальный дебит скважин, т/сутки		Наличие газа
			поднятое поле	опущенное поле	поднятое поле	опущенное поле	
I	Нижний апт . . . . .	8—12	125	25	10—60	10—20	Содержится
Ia	Пестроцветная свита баррема . . . . .	3—7	20	30	10—28		То же
II (IIв)	То же . . . . .	6—18	75	25	6—40		Небольшое количество
IIс	» . . . . .	8	20	—	6—75		То же
IIIд	» . . . . .	0—9	28	12	3—10		—
III	» . . . . .	3—10	32	8	3—30		Содержится
IV	Кровля горизонта песков	6—14	15	—	6—67		»

По литологическому составу вмещающие нефть породы барремских горизонтов представлены среднезернистыми и мелкозернистыми песками, нередко с прослоями красных и зеленых глин. Мощность нефтяных песков барремских горизонтов колеблется от 3 до 18 м. Смена песков глинами в некоторых горизонтах (Ia, IIIд, III) отмечается в северном и западном направлениях от основной залежи. С востока большинство горизонтов ограничено контуром водоносности, а с юга и юга-запада — плоскостью западного сброса. Кроме того, верхние горизонты баррема экранируются плоскостью стратиграфического несогласия с аптом (см. рис. 45, 51).

Нефтяные горизонты баррема приурочены к куполообразному своду антиклинали, осложненному сбросами. Общая площадь, на которую распространяется нефтеносность баррема, достигает 95 га, из них

на опущенное поле приходится примерно около 20 га. В различных горизонтах и на различных участках их площади величина газового фактора изменялась в интервале от 2 до 960 м<sup>3</sup> на 1 т добытой нефти, причем свыше 150 м<sup>3</sup> она отмечена только в ряде скважин основного II и III горизонтов. В ходе эксплуатации величина газового фактора резко снижается. Пластовое давление в горизонтах, вычисленное по замерам статических уровней в скважинах в начальный период эксплуатации пластов, колеблется от 2 до 42 атм, причем оно изменяется также и в пределах одного пласта.

Следующий нижнеаптский нефтяной горизонт приурочен к подошве апта, залегающего на размытой поверхности пестроцветной свиты баррема. В этих условиях аптский горизонт видимо связан с нефтяными горизонтами баррема (см. рис. 47а, 51). На промысле он нумеруется первым горизонтом байчунасской свиты Восточного Байчунаса. В пределах восточного крыла структуры первый горизонт установлен на западном и восточном полях ее, откуда он протягивается к северу, распространяясь по площади свода структуры почти до северной оконечности Восточного Байчунаса. С юга и юго-запада горизонт экранируется сбросом, со всех остальных сторон он оконтуривается водой. По литологическому составу он представлен мелко- и среднезернистыми песками, чередующимися с тонкими прослоями черных глин.

Глубина залегания кровли горизонта на поднятом поле изменяется от 275 до 355 м, а на опущенном поле — от 323 до 340 м. Мощность нефтяных песков горизонта колеблется от 8 до 12 м. Выше по разрезу, на высоте от 6 до 10 м, над кровлей первого горизонта, по электрокаротажу, намечается второй небольшой горизонт в подошве апта, мощностью от 3 до 5 м.

Общая площадь, на которую распространяется нефтеносность нижнеаптского горизонта, достигает 150 га, из них около 25 га приходится на опущенное поле.

Газопроявления отмечаются в горизонте как на опущенном, так и на поднятом полях. Величина газового фактора, замеренная в 1941 г. в различных скважинах обоих полей, колеблется от 0,8 до 840 м<sup>3</sup> на 1 т нефти. Максимальное выделение газа наблюдалось в скважинах, пройденных в сводовой части обоих полей.

Максимальное пластовое давление, подсчитанное в период эксплуатации, по приконтурной скв. 330 для 1939 г. равнялась 35,3 атм. Производившиеся в последующие годы подсчеты пластового давления показывают, что средняя величина ежегодного понижения пластового давления за период времени с 1946 по 1951 г. не превышает 1,7 атм. На 1951 г. пластовое давление горизонта определялось в 2,9 атм.

Следующая пачка нефтеносных пород залегает в альб-сеномане, достигая мощности в 125 м. В пределах восточного крыла структуры на площади обоих ее полей (поднятого и опущенного) глубина залегания кровли альб-сеноманских нефтеносных пород колеблется от 10 до 60 м, а подошвы — от 105 до 125 м (см. рис. 47, 50, 52). На площади опущенного крыла структуры глубина залегания кровли этих же пород колеблется от 50 до 65 м, а подошвы — от 175 до 195 м (скв. 259, 300).

Имея в виду, что между туроном и альб-сеноманом имеется значительный размыв, нефтяные горизонты, залегающие в кровле альб-сеномана, на различных участках структуры имеют неодинаковое стратиграфическое положение. В разрезе альб-сеномана (скв. 162, 229, 257, 300 и др.) выделяется семь нефтяных горизонтов, которые нами занумерованы с пер-



вого по седьмой, в порядке следования сверху вниз по разрезу. Все эти горизонты установлены на западном крыле структуры. На обоих полях восточного крыла структуры установлены только четыре альб-сеноманских горизонта (IV, V, VI и VII).

Ниже в табл. 23 приводятся данные о положении в разрезе и мощностях альб-сеноманских горизонтов.

Таблица 23

Краткие данные об альб-сеноманских нефтяных горизонтах Восточного Байчунаса

Номер горизонтов	Расстояние кровли горизонта от подошвы верхнего альба, м	Мощность нефтеносных песков горизонта, м	Возраст вмещающих пород
I	145—155	2—4	Сеноман
II	135—140	5—6	»
III	120—125	7	»
IV	90—114	Три пропластка по 5—7 м	Верхний альб
V	72—80	Два пропластка по 5—8 м	То же
VI	53—55	5 м	»
VII	18—30	Три пропластка по 6 м	»

Литологически альб-сеноманские нефтяные горизонты представлены зеленовато-серыми, серыми и темно-серыми песками и песчаниками, заключенными среди темно-серых глин, нередко в виде линзовидных прослоев. Наиболее выдержанными горизонтами являются IV, V и VII. На восточном крыле структуры четвертый горизонт подвергся предтуронскому размыву, поэтому нефть залегает в нем в условиях экранирования плоскостью стратиграфического несогласия альб-сеномана с туроном (см. рис. 50). Первый, второй и третий горизонты, залегающие в самой верхней части разреза, сохранились от размыва только на опущенном западном крыле структуры (скв. 259—260).

Нефтяные горизонты восточного крыла на восточном поле с юга, юго-запада и запада ограничены сбросом, а с севера и востока контуром водоносности или выклиниванием песков. На западном поле нефтяные горизонты с запада и востока экранированы сбросами, в северном же направлении они выклиниваются или переходят на воду. На опущенном крыле структуры в северном, западном и южном направлениях альб-сеноманские нефтяные горизонты переходят на воду или выклиниваются, а с востока экранируются сбросом.

Общая площадь распространения нефтеносности альб-сеномана на восточном крыле структуры достигает 60 га, а на западном — 14 га. Нефть из альб-сеноманских горизонтов тяжелая, что обусловлено близостью ее к поверхности. Нефтепроявления в виде закированных пород и капельножидкой нефти весьма часто встречаются также в сенон-туронских отложениях Восточного Байчунаса. В отдельных случаях в этой части разреза отмечаются скопления густой нефти, которую эксплуатировать затруднительно.

В пределах северной оконечности Восточного Байчунаса в сводовой части структуры установлено пять нефтяных горизонтов: в песчано-глинистой свите средней юры, в подошве пелелиподовой свиты готерива, в пестроцветной свите баррема, в подошве апта и в сеномане (см. рис. 47а, 53). Тектонических нарушений в сводовой части структуры не устано-

влено. Среднеюрские отложения, сохранившиеся здесь от предготеривского размыва, не превышают 40 м мощности и относятся к нижней половине песчано-глинистой свиты средней юры. В разрезе этой пачки среднеюрских пород залегает нефтяной горизонт, состоящий из трех пропластков. Мощность первого пропластка от 5 до 7 м. Мощности второго и третьего пропластков колеблются от 2 до 5 м. Расстояние между пропластками от 5 до 10 м. Кровля горизонта залегает на глубине от 557 до 570 м, подошва — от 560 до 575 м. Выявленная площадь нефтеносности среднеюрских пород на этом участке около 18 га. С юга залежь ограничена линией выклинивания среднеюрских пород.

Нефть юрского горизонта содержит газ. Дебит газа, замеренный по двум скважинам (82,416), измеряется от 13,4 до 24,6 м<sup>3</sup> на 1 т добытой нефти.

На размытой поверхности средней юры залегает пеллециподовая свита готерива, к трансгрессивному горизонту которой приурочен нефтяной горизонт. Нефтяная залежь готерива через голову размытого пласта средней юры имеет непосредственную связь с среднеюрским нефтяным горизонтом. Мощность готеривского горизонта колеблется от 4 до 9 м. Глубина залегания кровли горизонта от 535 до 555 м (см. рис. 53). Выявленная площадь нефтеносности готеривского горизонта около 20 га.

Следующий горизонт этого участка залегает в верхней части пестроцветной свиты баррема. Представлен литологической залежью, приуроченной к линзе песков среди глин. Глубина залегания кровли горизонта изменяется от 393 до 400 м. Мощность нефтяных песков горизонта от 5 до 9 м (рис. 53). Площадь нефтеносности горизонта около 3,5 га.

Выше по разрезу здесь установлен нефтяной горизонт (I) в подошве апта, который представляет продолжение к северу нижнеаптской залежи основной промысловой площади Восточного Байчунаса, распространяющейся только частично на участке северной его оконечности. Глубина залегания кровли нижнеаптского горизонта на этом участке достигает 385 м (см. рис. 47а).

Самым верхним горизонтом в разрезе северной оконечности Восточного Байчунаса по электрокаротажу является первый альб-сеноманский горизонт, экранированный плоскостью стратиграфического несогласия между альб-сеноманом и туроном. Глубина залегания кровли этого горизонта изменяется от 55 до 45 м. Мощность нефтяных песков горизонта от 3 до 7 м. Площадь нефтеносности первого альб-сеноманского горизонта около 9 га.

### Северо-Восточный Байчунас

На площади Северо-Восточного Байчунаса промышленные нефтяные горизонты выделяются только в средней юре. Среди возможных нефтяных горизонтов, выделяющихся повышенными сопротивлениями на электрокаротажных диаграммах, был испытан в скв. 95 пермотриас в интервале 892—900 м. При испытании был получен приток нефти около одной тонны в сутки и 16 т воды. В дальнейшем горизонт обводнился. Кроме того, выделяются повышенными сопротивлениями возможные нефтяные горизонты в нижней угленосной свите средней юры (скв. 94, глуб. 895—900 м), в песчано-глинистой свите готерива и горизонте песков баррема (скв. 95, глуб. 635—638 и 614—619 м), в апте (скв. 93, глуб. 516—521 м) и сенонтуроне (скв. 93, глуб. 90—100 м).

Промышленные горизонты залегают в верхней половине лингуловой свиты средней юры. Общая мощность среднеюрской нефтеносной пачки достигает 40 м; кровля ее залегают на высоте 35—40 м над подошвой лингуловой свиты. Всего здесь выделяется три горизонта (I, II, III), занумерованные на промысле в порядке залегания в разрезе сверху вниз. Глубина залегания кровли первого горизонта 750—775, второго — 765—785 и третьего — 780—805 м. Мощность нефтеносных песков каждого из горизонтов изменяется от 3—4 м до 10 м. По литологическому составу вмещающие породы представлены мелкозернистыми, глинистыми песками. Нефтяная залежь приурочена к опущенной по сбросам сводовой части антиклинальной складки. Сбросами антиклиналь сечется с запада и востока. Достоверность наличия западного сброса подтверждается рядом скважин, в которых он установлен (см. рис. 56). Восточный сброс предполагается по сокращению нижней части разреза готерива и верхней части разреза средней юры в скв. 40. В других скважинах он не установлен (см. рис. 55). С запада залежь ограничена сбросом; в южном, северном и восточном направлениях нефтяные горизонты переходят на воду (см. рис. 54, 56).

Залежь занимает незначительную площадь, вытянутую в меридиональном направлении. Ширина залежи не превышает 300 м, протяженность с юга на север около 800 м. Первый горизонт вступил в эксплуатацию в 1941 г. с начальным суточным дебитом нефти в 54 т. Второй и третий горизонты были введены в эксплуатацию в 1942 г. Максимальный суточный дебит второго горизонта достигал 65 т, а третьего — 80 т. Большие дебиты нефти были получены только в скв. 39, 99 и 299, в центре залежи. Скважины, бурившиеся на периферии залежи, вступали в эксплуатацию с дебитом нефти от 0,5 до 12 т/сутки. Дебит газа, замеренный по небольшому числу скважин (от двух до трех), определяется для первого горизонта от 25 до 100 м<sup>3</sup> на 1 т нефти, а для II и III (совместная эксплуатация) от 25 до 350 м<sup>3</sup> на 1 т нефти.

### Гидрогеологическая характеристика нефтяных горизонтов

Изучением гидрогеологии Байчунаса занималась В. Б. Торгованова; основным объектом исследований являлся Восточный Байчунас как основной эксплуатационный участок. Как известно, на этом участке нефтяные горизонты залегают в альб-сеномане, в подошве апта, в пестроцветной свите баррема и в низах средней юры. На изученных полях кровля нижнеаптского горизонта залегают на глубинах 275—355 м, кровли барремских горизонтов на —295—380 м и юрского на —538—570 м. Нефтяные залежи с запада ограничены сбросом, а по периферии — с севера, востока и юга — пластовыми (контурными) водами. Некоторые горизонты экранируются плоскостями стратиграфических несогласий — между средней юрой и неокомом, барремом и аптом, верхним альбом, сеноманом и туроном. Проведенное В. Б. Торговановой изучение условий обводнения нефтяных горизонтов показало, что сбросы в настоящее время являются закрытыми; в процессе эксплуатации обводнение скважин происходит за счет продвижения краевых (контурных) вод. Пластовые воды обладают напором, но начальные статические уровни в большинстве скважин, по наблюдениям В. Б. Торговановой, были ниже поверхности Земли. Во всех нефтяных горизонтах кроме нефти содержится еще и газ, который при замерах статических уровней не учитывается, поэтому выразить уровни столбом пресной воды не

представляется возможным. В процессе эксплуатации уровни все время понижаются в основном, по-видимому, за счет низких фильтрационных свойств коллектора, когда количество отбираемой жидкости превышает количество поступающей. Сказывается еще взаимное влияние скважин: на один гектар здесь приходится от 1 до 2 скважин. В силу этого, в настоящее время вокруг Восточного Байчунаса возникла депрессионная воронка и уровни, замеряемые в период эксплуатации в простаивающих скважинах, являются динамическими, а не статическими.

Анализ материалов по химизму вод нефтяных горизонтов выявляет их однотипность. Все воды являются здесь хлоркальциевыми;  $r_{Ca}$  преобладает над  $r_{Mg}$ , сульфаты отсутствуют и коэффициент  $\frac{r_{Cl} - r_{Na}}{Mg} > 1$ .

Воды наиболее близкие к составу контурных вод отличаются друг от друга только по степени минерализации. Вода нижнеаптского горизонта имеет минерализацию в 618—619 мг-экв, третьего верхнеэокомского — 660—665 мг-экв, первого нижнеэокомского — около 670 мг-экв на 100 г воды; в юрском горизонте минерализация равна 700—711 мг-экв на 100 г воды; в воде некоторых скважин этого горизонта обнаружено небольшое количество сульфатов. Как и на других месторождениях, степень минерализации возрастает с возрастом и глубиной залегания.

На Восточном Байчунасе, как и на некоторых других изученных В. Б. Торговановой структурах, ею выявлены зоны пониженной минерализации в зонах древних размывов. Так, в эокомских горизонтах в своде древнего, предаптического, поднятия минерализация колеблется в пределах 630—645 мг-экв на 100 г воды, причем 630—645 мг-экв имеют скважины, расположенные в своде древнего размыва, а 640—645 мг-экв — пробуренные в некотором удалении от свода.

Минерализация воды аптского горизонта отличается от эокомских вод только в начальный период эксплуатации. В процессе эксплуатации, по наблюдениям В. Б. Торговановой, к водам апта начинают примешиваться воды баррема, поступающие через головы размытых пластов, и степень минерализации аптского горизонта достигает предела минерализации вод эокома. Сопоставление степени минерализации вод апта и эокома доказывает, что сбросы на этом участке уже в течение длительного геологического времени не являлись путями, по которым могло бы происходить смешение вод различных горизонтов.

На Северо-Западном Байчунасе нефтяные горизонты, приуроченные к подошве апта и готериву, с востока экранируются плоскостью сброса, а с севера, запада и юга — контурными водами; залегают они в своде поднятия на глубине 75—115 м. Характер обводнения скважин указывает на закрытость сброса. Пластовые воды обладают напором, но начальные статические уровни остались незамеренными. Химический состав вод аналогичен другим полям Байчунаса, но степень минерализации ниже и колеблется в пределах 507—583 мг-экв на 100 г воды. Горизонты здесь совмещены в процессе эксплуатации, и состав вод отдельных горизонтов не изучен.

На Северо-Восточном Байчунасе проведены наблюдения по двум горизонтам, залегающим в низах средней юры на глубинах 760—800 м. Пластовые воды обладают напором и начальные статические уровни были выше поверхности Земли. В горизонтах имеется газ, количество которого не замерено, поэтому истинное положение уровней не установлено. В процессе эксплуатации уровни снижаются. Химизм вод тот же, что и в юрском горизонте Восточного Байчунаса, но с более высокой

степенью минерализации — 735—756 мг-экв на 100 г воды и содержанием в небольшом количестве сульфатов.

На Южном Байчунасе три нефтяных горизонта также приурочены к низам средней юры и находятся на глубинах 210—360 м. И в этом случае сброс является закрытым. Начальные статические уровни остались незамеренными; в процессе эксплуатации уровни снижаются. По химизму воды Южного Байчунаса не выделяются среди других вод этого купола, но минерализация их несколько выше — 772—778 мг-экв на 100 г воды. Сульфаты в водах этих горизонтов не были обнаружены.

В. Б. Торгованова обращает внимание на следующие особенности гидрогеологии Байчунаса, которые выявляются при сопоставлении данных по разным участкам: по юрским горизонтам наибольшую минерализацию имеют воды Южного Байчунаса, хотя они залегают, по сравнению с другими, ближе к поверхности; на Восточном Байчунасе минерализация вод юрских горизонтов самая низкая; воды юры Северо-Восточного Байчунаса занимают в этом отношении промежуточное положение, хотя залегают глубже других. Представляет интерес и характер распределения сульфатов: на Южном Байчунасе они отсутствуют, а на Севере-Восточном и Восточном содержатся в сотых и десятых долях миллиграмм-эквивалента. В. Б. Торгованова объясняет эти явления влиянием древних размывов. Как известно, Восточный Байчунас в преднеокомское время занимал более высокое положение, чем Южный. В преднеокомское время в южной части Восточного Байчунаса была полностью размыта вся юра и верхняя часть пермотриаса. К северу интенсивность размыва уменьшается и в северной части Восточного Байчунаса сохранилась значительная часть средней юры. На Южном Байчунасе в это время средняя юра также была размыта, но на меньшую глубину, чем на Восточном Байчунасе. В ходе размывов в водоносных горизонтах возникали зоны пониженной минерализации и появлялись сульфаты, которые и сохранились в небольших количествах до наших дней в тех частях структур, где первоначально мощность зоны проникновения поверхностных вод была наибольшей, и где впоследствии не имел места активный водообмен, в частности, с подстилающими горизонтами.

В неокомских горизонтах наблюдается, по заключению В. Б. Торговановой, аналогичная картина. На Северо-Западном Байчунасе, занимавшем в преадапское время более высокое положение, чем Восточный Байчунас, был размыт баррем и минерализация вод в готериве была понижена. Но продолжительность и глубина размыва здесь были меньше, чем в юре, поэтому сульфаты в настоящее время здесь отсутствуют и минерализация колеблется в пределах 507—583 мг-экв на 100 г воды. На Восточном Байчунасе была размыта только верхняя часть баррема и снижение минерализации меньше, чем на Северо-Западном Байчунасе и равно 630—645 мг-экв на 100 г воды; сульфаты тоже отсутствуют.

Установление В. Б. Торговановой в юрских и неокомских горизонтах зон с пониженной минерализацией и в отдельных случаях с присутствием сульфатов указывает, что нефтяные залежи сформировались после отложения осадков неокома — для юры и после накопления осадков апта — для баррема. При этом нефть, оказываясь в зоне с водой пониженной минерализации, должна была претерпевать какие-то изменения.

### Физико-химическая характеристика нефтей

Из табл. 24 и 25 видно, что нефти различных промысловых участков имеют различную физико-химическую характеристику, причем так же как и на Сагизе, намечается определенная связь этой характеристики с глубиной их залегания. Так, юрские нефтяные горизонты Восточного Байчунаса, хотя и являются по стратиграфическому положению аналогами юрских горизонтов Северо-Западного Байчунаса, но по физико-химической характеристике — резко различны. Нефть среднеюрских горизонтов Восточного Байчунаса относится к бензиновой, слабосмолистой и высокопарафиновой. Это наиболее легкая нефть (ср. уд. вес — 0,8140) из всех нефтей этого промысла, содержащая наибольшее количество легких фракций (до 300° — 55,8%). Юрская нефть Северо-Западного Байчунаса является смолистой парафиновой нефтью, не содержащей бензиново-лигроиновых фракций, выкипающих до 200° С. Среди юрских нефтей Байчунаса эта нефть выделяется наибольшим удельным весом (ср. уд. вес — 0,8934), повышенным содержанием акцизных смол (ср. сод. 16%) и наиболее низким содержанием легких фракций (до 300° — средн. 18,5%). Наряду с различной физико-химической характеристикой этих нефтей, также различны и условия их залегания. Среднеюрские горизонты Северо-Восточного Байчунаса залегают на глубине от 750 до 805 м, Северо-Западного — от 155 до 200 м.

В предготеривское время среднеюрские отложения Северо-Западного Байчунаса, располагающегося на месте свода среднеюрского купола, подвергались более глубокому размыву по сравнению с среднеюрскими Северо-Восточного Байчунаса. Все отложения, залегающие выше средней юры, сильнее размывы на Северо-Западном Байчунасе по сравнению с Северо-Восточным. Нефть из горизонтов песчано-глинистой свиты средней юры Восточного Байчунаса по физико-химической характеристике ближе стоит к бензиновым малосмолистым высокопарафиновым нефтям Северо-Восточного Байчунаса и отличается от нефтей из одновозрастных горизонтов Южного Байчунаса несколько меньшим удельным весом и более высоким содержанием легких фракций и парафина.

Различие в составе и свойствах рассматриваемых нефтей объясняется тем, что нефтяные горизонты песчано-глинистой свиты на Восточном Байчунасе залегают на большей глубине от поверхности (538—565 м) по сравнению с одновозрастными горизонтами Южного Байчунаса (180—360 м), а поэтому они находятся и в лучших условиях изоляции. Большое сходство отмечается между нефтями песчано-глинистой свиты средней юры Южного Байчунаса и аптского и барремских горизонтов Восточного Байчунаса. Те и другие относятся к масляным малосмолистым парафиновым нефтям. Близки они также по удельному весу, содержанию акцизных смол и легких фракций. Среднеюрские отложения Южного Байчунаса и барремские отложения Восточного Байчунаса в период развития купола подвергались значительным размывам. Глубина залегания рассматриваемых горизонтов на Восточном Байчунасе от 295 до 380 м, а на Южном от 180 до 360 м.

Совершенно иная картина получается при сопоставлении нефтей аптских и барремских горизонтов Северо-Западного и Восточного Байчунаса. Нефти этих горизонтов на Северо-Западном Байчунасе являются смолистыми и слабопарафиновыми. Залегая значительно ближе к поверхности (72—193 м), по сравнению с нефтями таких же горизонтов Восточного Байчунаса, отличаются от них высоким удельным весом (ср. уд.

**Физико-химическая характеристика нефтей юрских горизонтов месторождения Байчунас по усредненным данным**

Промысловый участок	Возраст пород	Номер горизонта по промышленной номенклатуре	Номер горизонта по общерайонной номенклатуре	Скважины	Пределы колебаний интервалов прострела, м	Удельный вес * $\frac{20}{4}$	Температура вспышки по М.—П., °С	Вязкость по Энглеру, °Э <sub>t</sub>			Анцизные смолы, %	Кокс, по Конрадсону, %	Парафин, по Голдсуорте с деструкцией	
								Э <sub>20</sub>	Э <sub>30</sub>	Э <sub>50</sub>			Содержание, %	Температура плавления, °С
Северо-Восточный Байчунас	Лингуловая свита средней юры	I, II, III юрские	X <sub>1</sub> —X <sub>5</sub>	39, 43, 96, 97, 98, 99, 299	731—810	0,7999—0,8324 7 0,8140	0—21 2 14,5	1,33—3,02 2 2,175	1,18—1,79 7 1,36	1,11 1,41 5 1,20	4,0—10,0 7 5,91	0,38—0,76 7 0,51	— — —	— — —
		I, II, III юрские	VII <sub>5</sub> + (X <sub>1</sub> —X <sub>4</sub> )	45, 51, 55, 56, 57	161—203	0,8879—0,8997 5 0,8934	108 1 108	20,64 1 20,64	11,18 1 11,18	— — —	14,0—19,0 5 16,2	0,953—2,09 2 1,522	— — —	— — —
Южный Байчунас		I юрский	XII <sub>1</sub>	137, 138, 156, 163, 169, 170, 175, 184	273—359	0,8761—0,8891 13 0,8802	62—106 4 86	10,48—15,14 3 12,03	6,29—8,77 3 7,12	2,76—5,14 7 3,66	3,0—14,0 13 6,65	0,738—0,962 5 0,853	0,640—1,556 4 1,015	52,0—54,4 4 52,5
		II юрский		109, 112, 116, 120, 123, 126, 135, 160	216—294,5	0,8471—0,8924 13 0,8702	43—66 4 55,5	2,61—4,93 2 3,77	2,15—3,33 2 2,74	1,53—5,21 12 2,77	2,2—7,0 11 4,0	0,673 1 0,673	1,27 1 1,27	48,5 1 48,5
		III юрский	XII <sub>2</sub>	1, 101, 103, 106, 118	180—227	0,8690—0,8826 12 0,8727	50—103 7 69	6,45—7,46 6 6,91	3,93—4,84 6 4,42	2,11—2,98 7 2,32	3,0—9,6 12 5,6	0,830—0,867 3 0,850	0,690—1,112 4 0,935	49,5—51,4 4 51,0
Восточный Байчунас	Песчано-глинистая свита средней юры	Юрские	VII <sub>5</sub> + (XII <sub>2</sub> —XII <sub>3</sub> )	307, 308	538—565	0,8515—0,8986 4 0,8649	50—104 4 69,0	3,31—6,1 3 4,27	2,25—2,47 2 2,36	1,55—2,1 2 1,82	4,0—6,0 3 4,6	1,08—0,690 2 0,885	2,549 1 2,549	51,5 1 51,5

\* В данной графе и во всех последующих в первой строке приведены пределы изменения величин; во второй—число анализов, включенных в подсчет; в третьей—средние величины.

## нефтей юрских горизонтов месторождения Байчунас по усредненным данным анализов ЦНИЛа Казахстаннефть

Вязкость по Энглеру, °Э <sub>t</sub>			Ацидные смолы, %	Кокс. по Конрадсону, %	Парафин. по Гольде, с деструкцией		Сера, %	Температура застывания нефти, °С	Кислотность, % SO <sub>3</sub>	Фракционный состав, по Энглеру, об. %						
Э <sub>30</sub>	Э <sub>50</sub>	Содержание, %			Температура плавления, °С	Начало кипения, °С				До 150° С	До 200° С	До 250° С	До 270° С	До 275° С	До 300° С	
3,02	1,18—1,79	1,11 1,41	4,0—10,0	0,38—0,76	—	—	—	—	0,020—0,100	60—105	—	15,0—37,0	—	54,0	—	45,0—62
1,75	7 1,36	5 1,20	7 5,91	7 0,51	—	—	—	—	3 0,059	7 80,3	—	7 26,8	—	1 54,0	—	7 55,8
34	11,18	—	14,0—19,0	0,953—2,09	—	—	—	Ниже 20	0,330—0,600	224—233	—	—	1,25	7,0	7,45	16,0—20,0
34	1 11,18	—	5 16,2	2 1,522	—	—	—	1 —	2 0,405	5 227,6	—	—	1 1,25	1 7,0	1 7,45	5 18,5
15,14	6,29—8,77	2,76—5,14	3,0—14,0	0,738—0,962	0,640—1,556	52,0—53,0	0,130—0,293	Ниже 20	0,010—0,087	164—223	—	0,1—0,4	2,5—5,9	8,0—14,2	9,3—15,3	20,5—30,2
13	3 7,12	7 3,66	13 6,65	5 0,853	4 1,015	4 52,5	3 0,189	3 —	5 0,034	12 193	—	4 0,25	8 3,8	4 11,1	7 11,86	12 23,5
4,93	2,15—3,33	1,53—5,21	2,2—7,0	0,673	1,27	48,5	0,181	10—20	0,009—0,070	47—190	0,2—3,8	0,4—7,9	0,5—19,1	19,0	3,7—30,2	14,7—38,8
7	2 2,74	12 2,77	11 4,0	1 0,673	1 1,27	1 48,5	1 0,181	4 —	3 0,033	13 135	2 2,0	9 3,1	10 9,4	1 19,0	12 17,9	13 30,02
7,46	3,93—4,84	2,11—2,98	3,0—9,6	0,830—0,867	0,690—1,112	49,5—53,0	1,189—1,186	Ниже 20 подвижна	0,007—0,020	125—182	0,2	1,0—2,0	7,5—11,6	14,0—17,0	12,6—18,6	22,2—31,7
1	6 4,42	7 2,32	12 5,6	3 0,850	4 0,935	4 51,0	4 0,454	4 —	5 0,011	12 15,93	1 0,2	7 1,5	8 8,9	4 15,6	8 16,0	12 28,1
6,1	2,25—2,47	1,55—2,1	4,0—6,0	1,08—0,690	2,549	51,5	0,53	Ниже 20 подвижна	0,014—0,039	112—145	0,7	0,5—7,3	6,5—18,8	—	15,0—26,3	29—37,5
7	2 2,36	2 1,82	3 4,6	2 0,885	1 2,549	1 51,5	1 0,53	1 —	2 0,026	4 122	1 0,7	3 3,3	2 12,7	—	3 19,3	4 33,1

Число анализов, включенных в подсчет; в третьей — средние величины.



## септского и барремских горизонтов месторождения Байчунаса по усредненным данным анализов ЦНИИа Казахстаннефть

Вязкость по Энглеру, °Э <sub>t</sub>			Акцизные смолы, %	Кокс, по Копрадсону, %	Парафин, по Гольде, с деструкцией		Сера, %	Температура застывания нефти, °С	Кислотность, % SO <sub>3</sub>	Фракционный состав, по Энглеру, об. %						
Э <sub>20</sub>	Э <sub>30</sub>	Э <sub>50</sub>			Содержание, %	Температура плавления, °С				Начало кипения, °С	До 150° С	До 200° С	До 250° С	До 270° С	До 275° С	До 300° С
5,81—57,40 5 39,96	3,7—28,23 5 20,31	2,15—10,07 9 5,72	6,20—27,5 12 15,37	0,90—2,85 7 1,889	0,322—0,539 4 0,407	53,0—56,5 4 54,5	0,213—1,112 7 0,385	38—20 8 —	0,088—2,158 7 0,405	178—254 13 209	— — —	0,5 1 0,5	0,9—8,0 6 3,25	4,5—7,0 5 5,4	3,5—23,5 9 9,40	14,7—28,7 14 18,6
7,03 12,77 8 11,46	6,42 7,37 5 7,06	2,23 3,90 5 3,04	6,0—13,4 10 10,9	0,960—1,190 9 1,052	0,980—1,570 5 1,368	52,0—58,0 5 54,8	0,250—0,284 5 0,273	Ниже 20 подвижна 3 —	0,017—0,040 9 0,031	185—225 10 210	— — —	0,5 1 0,5	— — —	8,0—9,8 7 8,7	7,5—12,5 3 9,7	18,8—23,0 10 20,4
9,94 10,81 2 10,38	6,03—6,22 2 6,13	2,81 1 2,81	8,0—12,0 3 10,0	0,960—1,289 3 1,116	1,648 1 1,648	52,5 1 52,5	— — —	Ниже 20 подвижна 1 —	0,041—0,056 3 0,047	205—214 3 211	— — —	— — —	— — —	9,9—113,5 3 45,1	21,0—24,5 3 22,8	
11,0—13,09 9 12,44	6,70—7,71 8 7,48	2,70—3,04 3 2,91	6,2—13 10 10,67	0,907—1,190 11 1,000	0,940—1,660 9 1,249	49,5—54,5 9 52,2	0,169 0,267 12 0,218	Ниже 20 подвижна 2 —	0,022—0,072 11 0,037	194—225 11 216	— — —	— — —	8,0—9,5 6 8,8	10,5—13,0 5 11,1	18,0—25,0 11 21,2	
10,18 11,69 4 10,69	6,25—6,91 4 6,46	— — —	10,0 11,0 4 10,9	0,904—1,008 4 0,953	1,024—1,543 4 1,247	53,0—54,0 4 53,4	0,163 1 0,163	Ниже 20 подвижна 1 —	0,016—0,290 4 0,089	223—240 4 229	— — —	— — —	10,0 1 10,0	10,0—13,0 3 11,5	21,0—24,0 4 22,25	
10,62—11,81 3 11,05	6,43 6,59 3 6,49	— — —	12,0 3 12,0	0,910—0,960 3 0,932	1,470—2,270 3 1,930	52,0—54,0 3 52,70	0,167 0,325 3 0,252	Ниже 20 подвижна 1 —	0,31 3 0,31	222—228 3 226	— — —	— — —	— — —	9,0—10,0 3 9,66	21,0—22,0 3 21,66	

число анализов, включенных в подсчет; в третьей — средние величины.

**Физико-химическая характеристика нефтей нижнеаптского и барремских горизонтов месторождения Байчунаса по усреднен**

Промысловый участок	Возраст вмещающих пород	Номер горизонта по промышленной номенклатуре	Номер горизонта по общерайонной номенклатуре	Скважины	Пределы колебаний интервалов прострела, м	Удельный вес * $d_4^{20}$	Температура вспышки по М.-П., °С	Вязкость по Энглеру, °Э <sub>t</sub>			Акцизные смолы, %	Кокс, по Конрадсону, %	Парафин, по с деструкт	
								Э <sub>20</sub>	Э <sub>30</sub>	Э <sub>50</sub>			Содержание, %	Т <sub>п</sub>
Северо-Западный Байчунас	Нижний апт + баррем	Неокомские	V <sub>3</sub> + (VII <sub>1</sub> - VII <sub>4</sub> )	7, 8, 12, 14, 15, 25, 36	72—193	0,8596—0,9140	75—136	5,81—57,40	3,7—28,23	2,15—10,07	6,20—27,5	0,90—2,85	0,322—0,539	
						14 0,9008	8 109	5 39,96	5 20,31	9 5,72	12 15,37	7 1,889	4 0,407	
Восточный Байчунас	Нижний апт	I неокомский	V <sub>3</sub>	205, 222, 223, 311, 319, 321, 322, 324, 325	312—376	0,8686—0,8820	82—92	7,03	6,42	2,23	6,0—13,4	0,960—1,190	0,980—1,570	
						10 0,8780	7 87	12,77 8	7,37 5	3,90 5	10 10,9	9 1,052	5 1,368	
	Пестроцветная свита баррема	Ia неокомский	VI <sub>4</sub>	330, 378, 379	354—371	0,8746—0,8775	50—69	9,94	6,03—6,22	2,81	8,0—12,0	0,960—1,289	1,648	
						3 0,8762	3 59	10,81 2	2 6,13	1 2,81	3 10,0	3 1,116	1 1,648	
						11 0,8796	10 73,1	9 12,44	8 7,48	3 2,91	10 10,67	11 1,000	9 1,249	
III (III и IIId) неокомский	VI <sub>6</sub> + VI <sub>7</sub>	290, 291, 345, 357	351—375	0,8735—0,8760	78—82	10,18	6,25—6,91	—	10,0	0,904—1,008	1,024—1,543	5:		
				4 0,8747	2 80	11,69 4	4 6,46	—	11,0 4	4 0,953	4 1,247			
Горизонт песков баррема	IV неокомский	VII <sub>1</sub> + VII <sub>2</sub>	208, 209, 211	364—374	0,8757—0,8762	81—93	10,62—11,81	6,43	—	12,0	0,910—0,960	1,470—2,270	5:	
					3 0,8760	3 35,66	3 11,05	6,59 3	—	3 12,0	3 0,932	3 1,930		

\* В данной графе и во всех последующих в первой строке приведены пределы изменения величин; во второй—число анализов, включенных в подсчет; в третьей— средние величины.

вес — 0,9008), повышенным содержанием акцизных смол (ср. сод. 15,37%) и пониженным содержанием легких фракций. Из приведенных выше данных следует, что на Байчунасе также подтверждается вывод о том, что физико-химические свойства нефти обусловлены геологическими условиями ее залегания, причем основным критерием свойств и состава нефти здесь также является глубина залегания ее от поверхности.

### ТЕНТЯКСОР

Промышленная нефтеносность Тентяксора ограничена одним только участком на северо-западном поле. Нефтяные горизонты были встречены в двух скважинах и на других участках купола, в скв. 1 в пределах горста и скв. 9 в своде южного поля, но промышленного значения, в связи с ограниченностью запасов, они не имеют. Распределение признаков нефтеносности в крелиусных скважинах на куполе показывает, что они все приурочены к наиболее приподнятым частям отдельных полей и блоков и располагаются пространственно в узкой полосе, шириною всего в 300—400 м, примыкающей к сбросам грабена.

Стратиграфически они связаны в основном со средней юрой, неокомом и аптом, поднимаясь иногда в альб, альб-сеноман и выше. Концентрируются признаки на тех участках Тентяксора, где на глубине имеются либо промышленные залежи, либо горизонты с жидкой нефтью, хотя бы и в непромышленных количествах. Такими участками являются как раз южная часть северо-западного поля, район горста и свод южного поля. Кроме того, признаки нефти были еще встречены в грабене, в частности, в скв. К-3, К-4, К-17, в отложениях кампана.

Проникновение нефти в кампан объясняется тем, что породы в грабене падают в сторону нефтеносных участков северо-западного поля и горста, и кампан контактирует по сбросу грабена с нефтесодержащими породами неокома и апта. В других скважинах — К-29 и К-65, пробуренных в 200—250 м от сброса грабена на юго-западном поле, также отмечались признаки в альб-сеномане и альбе. Таким образом, данные крелиусных скважин указывают на исключительную приуроченность признаков нефти к благоприятным структурным формам — сводовым участкам отдельных полей и на явления миграции вертикальной и боковой при подходящих условиях.

Интенсивные признаки нефти в глубоких разведочных скважинах, пробуренных за пределами участков с нефтяными горизонтами или вдали от них, не установлены. Так, на восточном крыле в скв. 3 из горизонта песков нижнего неокома в одном образце получена слабая вытяжка; в скв. 20 в образце из верхнего неокома отмечался запах нефти; в скв. 62 (у сброса, отделяющего южное поле) в породе из апта также запах нефти и в пеллециподовой свите песок, пропитанный нефтью. Признаки нефти, встреченные в периферийных скважинах северо-западного поля (скв. 12, 13, 50, 60) могут до некоторой степени указывать на путь, по которому происходила миграция нефти к своду поднятия.

Залежь на северо-западном поле была открыта скв. 11 в сентябре 1944 г., когда после прострела в ней интервала 409—413 м был получен фонтан. Размеры и строение залежи удалось выяснить значительно позже. Структурные условия залегания нефти на этом участке показаны с достаточной полнотой на прилагаемых геологических профилях (с VIII по X) и структурных картах (см. рис. 60, 62, 66, 68, 72). Площадь промыслового участка в пределах контура нефтеносности равна примерно 36 га.

Нефтяные горизонты имеются здесь не только в средней юре, но и выше по разрезу, в неокоме и апте.

При описании общего строения северо-западного поля указывалось, что благодаря периодическим подъемам купола и несовпадению центров подъема соли в преднеокомское и более молодое время здесь отмечается не только угловое, но и азимутальное несогласие между юрой и неокомом. Это отчетливо видно при сопоставлении карты мощностей средней юры и структурной карты по подошве неокома промыслового участка. Поэтому головы всех водоносных и нефтеносных горизонтов в средней юре при движении с северо-запада на юго-восток срезаются неокомом и экранируются подошвой неокома. С юго-запада, со стороны грабена, они смыкают к сбросу грабена. С севера нефтяная залежь ограничена контуром водоносности, который подчиняется неокомской структуре и идет в общем параллельно горизонталям по подошве неокома. Стратиграфические все юрские нефтяные горизонты Тентяксора связаны с самой нижней свитой средней юры — песчано-глинистой.

В наиболее полных разрезах, например в скв. 46, где мощность средней юры равна 106 м, почти все коллекторы заполнены нефтью и здесь насчитывается до 9 нефтяных горизонтов. Минимальная мощность отдельных горизонтов равна 2—3 м; наибольшую мощность имеет XII<sub>4</sub> горизонт, который достигает 10 м при сопротивлении до 20 *омм*; последний является основным эксплуатационным объектом на данной площади. В нескольких скважинах этот горизонт расклинивается глинистым прослоем на два пласта. Ниже XII<sub>4</sub> горизонта мощных нефтяных горизонтов нет; здесь встречаются 1—2 пласта, мощностью в 2—3 м, которые можно объединить под индексом XII<sub>5</sub>. Выше XII<sub>4</sub> горизонта залегают XII<sub>3</sub> и XII<sub>2</sub> горизонты, которые достигают мощности в 5—6 м и сопротивления до 10 *омм*. Каждый из этих горизонтов также состоит из 1—2 пластов. Стратиграфически выше, в наиболее полных разрезах имеется еще несколько нефтяных пластов и пропластков мощностью в 2—3 м каждый и сопротивлением до 5 *омм*, которые срезаются благодаря несогласию.

Простреливают обычно XII<sub>4</sub>, XII<sub>3</sub> и реже XII<sub>2</sub> горизонты. При этом дебиты отдельных скважин варьируют в значительных пределах в зависимости от их положения на структуре и петрографического состава песков. Например, в скв. 25 при вскрытии XII<sub>4</sub> горизонта на глубине 350—355 м был получен фонтан до 100 *т/сутки*; в скв. 26, ниже по падению, из того же горизонта получен приток в 15 *т/сутки*, а в скв. 28 всего 7,5 *т/сутки*. Продуктивность скважин довольно быстро снижается; так, в той же скв. 28 за два с половиной года дебит упал с 7,5 до 1,6 *т/сутки*; после дополнительного прострела в том же горизонте дебит поднялся только до 2,1 *т/сутки*, при наличии воды 0,4—0,5 *т/сутки*. Режим юрских горизонтов на этой площади водонапорный с медленно восстанавливающимся уровнем. На профилях видно, что в большинстве случаев все нефтяные горизонты четко отделяются друг от друга глинистыми разделами. В нижней части разреза имеются и линзовидные пропластки.

Выше по разрезу, над залежью в юре, находится залежь в горизонте песков неокома (VII<sub>1</sub>); нефтью насыщена в большинстве разрезов нижняя часть этого горизонта, которая отделяется от верхней глинистым пластом. Полностью заполняется горизонт песков всего в 2—3 скважинах. Горизонт не испытывался, мощность его небольшая (2—3 м), сопротивление 1,5—3 *омм*. Контур водоносности этого горизонта немного уже, чем в юрской залежи; контролируется нижнеокомский горизонт структурой

ло подошве неокома. Еще меньшую площадь на структуре занимает нижнеаптский горизонт (Vз), встреченный в ряде скважин. Приурочен этот горизонт к регионально выдержанным пескам в подошве апта; имеет мощность в 4—8 м и сопротивление от 3 до 10 *омм*; горизонт опробован, получен приток до 10 *м/сутки*. Стратиграфически выше значительных скоплений нефти не заметно.

На других участках купола, как указывалось, нефтяной горизонт был выявлен в горсте, где он занимает крайне ограниченную площадь в районе скв. 1 и К-2; ширина горста здесь равна всего 250 м. В скв. 1 нефтяной горизонт залегает в подошве апта на глубине 133—140 м и имеет сопротивление в 3,8 *омм*; после прострела интервала 133—139 м был получен приток нефти в 1,5 *м/сутки*. В расположенных на расстоянии в 250 м от скв. 1 К-19 и К-20 этот нефтяной горизонт отсутствует, но признаки нефти в них имеются.

На южном поле, в скв. 9, также в аптских отложениях, на глубине всего в 83—90 м имеется нефтяной горизонт с сопротивлением до 9—10 *ом.м*. В крелиусных скв. К-47, К-48 и К-49, пробуренных в непосредственной близости от скв. 9, явно выраженного нефтяного горизонта нет, но признаки нефти имеются. В скв. К-24, расположенной несколько выше по восстанию, имеются только отдельные маломощные пики на каротажной диаграмме, соответствующие песчаникам, пропитанным нефтью. Из скв. 9 имеется анализ нефти (табл. 26).

Юрские нефти Тентяксора, как видно из таблицы, имеют удельные веса от 0,8423 до 0,8506, но большая часть анализов укладывается в пределах 0,8443—0,8459 (13 из 19), а нефть удельного веса 0,8423 была встречена только в одном случае (скв. 11, интервал 409—413 м). Скв. 25, 17 и 11, в которых отмечались нефти удельного веса 0,8502—0,8505, находятся на одном профиле и при простреле здесь вскрывались сразу 2—3 пропластка, один из которых и дает нефть с несколько повышенным удельным весом. Так как при эксплуатации все пропластки совмещены, то трудно определить, который из них дает утяжеление.

По содержанию смол юрские нефти Тентяксора относятся к малосмолистым; в них содержится смол всего около 3%, а в мазуте около 4%. Парафина в них очень много — 5,5% и в этом отношении они не имеют себе никаких аналогов среди эмбенских нефтей центрального промыслового района, приближаясь к некоторым бакинским нефтям. Температура застывания нефти колеблется около 0° и только в скв. 18 опускается до —8°. Температура начала кипения в большинстве случаев равна 158—168°; по выходу фракций до 300° все юрские нефти очень близки (38—36%), выделяется только скв. 18, где эта цифра поднимается до 39%. Объясняется это тем, что в данном случае вскрыт один из стратиграфически наиболее низких горизонтов залежи; в вышележащих горизонтах отмечается меньший выход легких фракций.

Следовательно, здесь выдерживается общая для всей Эмбы закономерность, согласно которой с глубиной возрастает содержание легких фракций, падает удельный вес нефти и содержание смол. Высокое содержание парафина в юрской нефти Тентяксора можно объяснить только следующим образом: если верно, что парафины поедаются бактериями, то высокое содержание парафина в тентяксорской нефти, при сравнительно небольшой глубине ее залегания, может свидетельствовать в пользу предположения о недавнем времени формирования залежи и хорошей ее изоляции. Как указывает В. Б. Торгованова (1950), сбросы здесь являются закрытыми, и возможно, что среда в залежи является стерильной

Физико-химическая характеристика нефтей месторождения Тентяксор  
(по данным анализов ЦНИЛа Казахстаннефть)

Скважины	Возраст пород	Номер горизонта по общерайонной номенклатуре	Интервал прострела, м	Удельный вес $d_{4}^{20}$	Вязкость				Температура застывания нефти, °С	Фракционный состав по Энглеру, об. %					
					кинематическая, сст		по Энглеру, °Э <sub>t</sub>			Начало кипения, °С	До 150° С	До 200° С	До 250° С	До 270° С	До 300° С
					при 20° С	при 50° С	при 20° С	при 50° С							
11	J <sub>2</sub> <sup>1</sup>	XII <sub>4</sub>	409—413	0,8502	19,72	7,47	2,84	1,60	+1	162	—	3,5	13,5	—	35,0
11	»	XII <sub>4</sub>	400—409	0,8423	—	—	2,54	1,46	+3	140	—	4,0	—	20,0	34,0
11	»	XII <sub>4</sub>	400—413	0,8450	—	—	2,84	1,60	+1	162	—	3,6	—	29,7	35,2
14	»	XII <sub>4</sub>	{ 406—410 414—419	0,8446	—	—	2,75	1,60	0	140	—	4,5	—	21,0	36,0
14	»	XII <sub>4</sub>	400—419	0,8446	19,10	7,46	2,76	1,60	0	160	—	4,5	15	—	36,0
17	»	XII <sub>4+5</sub>	389—367	0,8504	22,80	1,37	3,21	1,69	0	162	—	4,0	14,0	—	33,0
17	»	XII <sub>3+4+5</sub>	{ 389—384 349—373	0,8505	—	—	3,20	1,69	0	162	—	3,7	—	20,2	33,0
18	»	XII <sub>4</sub>	414—424	0,8443	16,57	6,60	2,50	1,53	-6	124	2,5	9,0	20,5	—	39,0
18	»	XII <sub>4</sub>	{ 414—417 420—424	0,8445	—	—	2,50	1,53	-8	124	—	9,0	—	27,5	39,0
24	»	XII <sub>4</sub>	{ 383—393 384—403	0,8459	—	—	2,74	1,59	+1	162	—	4,0	—	22,0	34,7
24	»	XII <sub>4</sub>	383—403	0,8459	18,83	7,44	2,74	1,60	+1	162	—	4,0	14,5	—	35,0
25	»	XII <sub>4</sub>	350—355	0,8506	22,47	8,25	3,17	1,68	-2	169	—	5,0	13,5	—	33,5
26	»	XII <sub>4</sub>	350—355	0,8506	—	—	3,17	1,68	-2	167,5	—	5,0	—	17,0	33,8
26	»	XII <sub>4</sub>	426—438	0,8451	—	—	2,76	1,59	0	158	—	5,7	—	22,0	33,5
27	»	XII <sub>4</sub>	426—438	0,8452	19,03	7,33	2,71	1,59	0	159	—	6,0	15,0	—	33,5
27	»	XII <sub>4</sub>	320—330	0,8450	22,30	8,23	3,15	1,68	0	165	—	5,0	13,0	—	33,5
27	»	XII <sub>4</sub>	320—330	0,8451	—	—	3,15	1,68	0	165,5	—	4,7	—	19,7	33,5
29	»	XII <sub>4+5</sub>	{ 347—349 354—359 362,5—366	0,8452	—	—	2,75	1,60	0	159	—	5,0	14,5	21,0	35,0
29	»	XII <sub>4+5</sub>	344—366	0,8453	19,0	7,39	2,75	1,60	0	158	—	5,5	14,5	—	35,5
9	Сr <sub>1</sub> apt	V <sub>3</sub>	83—90	0,913	475,5	74	66,3	10,21	Ниже -20	247	—	—	1,0	—	18,0

Примечание. В юрских горизонтах (J<sub>3</sub><sup>1</sup>) содержится около 4% акцизных смол в мазуте и до 5,5% парафина.

в отношении данного вида бактерий. Очевидно, что объяснение этому явлению следует искать в геологической обстановке залегания нефти и особенностях формирования структуры и залежи, которые не повторялись на других куполах Эмбы.

Единственный анализ, который имеется по нижнеаптскому горизонту южного поля, из скв. 9, где горизонт находится на глубине всего в 83—90 м, показал, что нефть здесь тяжелая (удельный вес 0,913), вязкая, с низким выходом легких фракций. В то же время температура застывания у нее равна —20°. Эта нефть вполне укладывается в широко распространяющую на Эмбе группу нефтей тяжелых, высокосмолистых, залегающих на небольшой глубине, в тектонически сильно нарушенных блоках, к которым относятся нефти с Северных Кулсаров, Восточного Кошкара, Испулая, частью Женгельды. Во всех этих случаях и размеры залежи крайне ограничены. В силу всех этих обстоятельств и нефть оказывается здесь сильнее выветрелой и измененной.

Одновременно с нашими работами В. Б. Торгованова проводила изучение гидрогеологической обстановки на Тентяксоре. Ее задачи осложнились тем, что ни в одном горизонте не были замерены статические уровни и что при большем числе водоносных горизонтов опробована была лишь часть тех, с которыми связана промышленная нефтеносность. Характеристика по отдельным горизонтам кратко сводится к следующему.

1. Горизонт XII<sub>3</sub> эксплуатируется с мая 1946 г., воды этого горизонта по химическому составу являются солеными, жесткими, содержат большое количество сульфатов и относятся к третьему классу Пальмера. Общая минерализация равна 697,82 мг-экв на 100 г воды. По классификации Сулина, она относится к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S<sub>1</sub> и натриевой подгруппе. Ионы Са преобладают над ионами Mg. Йода содержится 2,57 мг/л, брома 194 мг/л. По заключению В. Б. Торговановой, этот анализ не характеризует пластовую воду, а соответствует контурной воде, имеющей пониженную минерализацию.

2. Горизонт XII<sub>4</sub> — основной объект эксплуатации; в разработке с июня 1945 г. В начальный период эксплуатации скважины фонтанировали. Обводнение скважин происходит за счет продвижения контурных вод и к настоящему времени они заняли место подошвенных вод. По химическому составу вода этого горизонта не отличается от вод вышележащего горизонта; общая минерализация ее колеблется в пределах 695—749 мг-экв на 100 г воды. Более близка к пластовой воде минерализация в 749 мг-экв, а минерализация в 692 мг-экв характеризует зону контурной воды. При удалении от свода на крыле минерализация воды возрастает, а содержание сульфатов падает. Йода здесь 2,72—3,08 мг/л, брома 192—198 мг/л.

3. Горизонт XII<sub>5</sub> эксплуатируется с августа 1945 г. Обводнение здесь также происходит за счет контурных вод. По составу воды не отличаются от вышележащих. В 1947 г. общая минерализация колебалась около 736 мг-экв на 100 г воды, а в 1949 г. возросла до 748 мг-экв на 100 г воды. Йода здесь 2,61—2,79 мг/л, брома 198 мг/л.

Нижнеаптский (V<sub>3</sub>) горизонт горста эксплуатируется скв. 1 с июня 1947 г.; по составу воды аналогичны вышеописанным, но общая минерализация их здесь равна 512 мг-экв на 100 г воды. Магния здесь больше, чем кальция. Характеристика по Пальмеру и Сулину аналогична предыдущим. Присутствие в воде сульфатов и преобладание rMg над rCa указывает на смешение вод аптского горизонта с водами верхненеоконских отложений, подвергавшихся размыву в преаптское время.

Просмотренные материалы по всем горизонтам позволили В. Б. Торговановой прийти к выводу, что воды всех горизонтов обладают напором, и контурная вода в процессе разработки заняла место подошвенной. Сброс грабена закрыт, что доказывается падением процентного содержания воды в среднесуточном дебите скважин с приближением к сбросу. На химическом составе вод нефтяных горизонтов средней юры отразился размыв структуры в преднеокомское время, когда головы пластов были выведены на дневную поверхность или оказались на дне морского бассейна и через них поступали опресненные воды; по этой причине и образовалась зона пониженной минерализации в верхней части структуры. В связи с хорошей изоляцией структуры на дальнейших этапах ее формирования и условиями крайне затрудненного водообмена эти различия сохранились до настоящего времени в виде зоны пониженной минерализации контурных вод. Доказательством существования такой зоны является и присутствие небольшого количества сульфатов, которые исчезают в дальнейшем при эксплуатации с появлением пластовых вод. В горизонте XII<sub>4</sub> минерализация воды близка к минерализации пластовой и колеблется около 750 мг-экв на 100 г воды; сульфатов здесь уже нет. Пониженная минерализация контурной воды в юрских горизонтах указывает, что образование нефтяной залежи произошло после отложения неокома.

Нижнеаптский горизонт горста имеет минерализацию в 512 мг-экв на 100 г воды, содержит немного сульфатов и магния здесь больше, чем кальция. Объясняется это, возможно, тем, что горизонт залегает на небольшой глубине (133—140 м), по времени образования он значительно моложе, чем юрские горизонты, и процессы метаморфизации вод еще не достигли того уровня, при котором кальций начинает преобладать над магнием. На составе вод нижнеаптского горизонта, залегающего с несогласием на неоме и непосредственно контактирующего с водоносными горизонтами последнего, сказался размыв неокома в предаптское время и связанное с этим некоторое опреснение вод. Все эти выводы увязаны у В. Б. Торговановой с данными по другим куполам Южной Эмбы (Сагиз, Коткар и другие), изучавшимся ею ранее.

### ТЮЛЕГЕНЬ

В своде северного крыла купола Тюлегень на юрском поле, в сору, западнее пункта Тюлегень, были известны естественные выходы нефти в виде небольших холмиков песка, пропитанного нефтью. В 1938 г. в этом районе выделялся газ. В ручной скв. 444 1927 г., пробуренной около выходов, на глубине 3,85 м наблюдалось периодическое выделение газа. В скв. К-15, пробуренной около выходов в 1936 г., в юре и пермотриасе признаки нефти не были встречены. В другой скважине, пробуренной здесь же (К-22), признаки нефти в средней юре, в виде песка, пропитанного нефтью, отмечены в трех интервалах на глубинах 10—23 м. На северном крыле пропитанность отдельных прослоев песчаника и песка отмечена в средней юре в скв. К-22, в пеллециподовой свите готерива в скв. К-33 и барреме в скв. К-38. Этим исчерпываются данные по нефтеносности северного крыла Тюлегеня.

На южном крыле нефть в промышленных количествах была открыта скв. К-10 в 1936 г. Скважина эта пробурена на нижнеальбском поле в своде западной части крыла, вблизи центральной части купола, где находится дополнительное куполовидное поднятие в нижнемеловых поро-



дах. Рядом других крелиусных и глубоких скважин была околтурена и разведана нефтяная залежь в нижнем апте и пестроцветной свите баррема. Залежь имеет овальную форму; контур водоносности по нижеаптскому горизонту почти совпадает с изогипсами по подошве апта. С северо-северо-востока залежь экранируется сбросом приграбеновой ступени, падающим на север. Контур нефтеносности нижеаптского горизонта вытянут в северо-западном направлении, примерно, на 1200 м и в северо-восточном на 800 м. Залежь состоит из нефтяного горизонта в подошве апта (V<sub>3</sub>) и одного, а местами двух горизонтов в пестроцветной свите баррема (VI). Выше и ниже по разрезу отмечаются отдельные маломощные линзовидные прослой песков, пропитанных нефтью.

Залежь относится к группе сводовых экранированных сбросов на опущенном крыле купола. Площадь она занимает, примерно, в 50—60 га. Мощность нижеаптского горизонта колеблется в пределах от 3 до 15 м, а верхнеэокомских от 3 до 8 м. Нижеаптский горизонт залегает на глубинах 105—130 м, а верхнеэокомский на —130—165 м. Дебит отдельных скважин менялся в пределах от 0,5 до 6 м<sup>3</sup>/сутки. Представление о качестве нефтей Тюлегеня дают табл. 27 и 28. Нефти эти относятся к группе высокосмолистых, тяжелых, беспарафиновых, лишенных бензиновых фракций. Для фракций 250—350° характерно преобладание нафтено-ароматических углеводородов; содержание ароматических углеводородов постепенно возрастает от 12 до 33% с повышением температурных пределов. Эти свойства нефтей Тюлегеня хорошо увязываются с геологической обстановкой их залегания на глубинах всего в 100—150 м и сравнительно небольшим количеством нефти в залежи, что должно было облегчить ее выветривание, в частности, потерю легких фракций и парафина.

На разбуренном участке нефтяные горизонты выдерживаются сравнительно хорошо и по периферии окружены контурной водой. За контуром разведанной залежи признаки нефти в виде хорошей пропитанности отдельных прослоев наблюдаются в ряде глубоких и крелиусных скважин. В частности, в скв. 17 в альбе, апте, барреме, готериве, юре и пермтриасе; в скв. 20 в барреме и пермтриасе. В крелиусных скважинах, пробуренных на южном крыле в 1936 г. (9 скважин), интенсивные признаки отмечены в верхнем, среднем и нижнем альбе, апте, барреме, готериве, верхней юре; в некоторых скважинах по всему разрезу. В крелиусных скважинах 1939 г. (15 скважин) также отмечается хорошая пропитанность нефтью песков. Распределение признаков нефти в залежи подчиняется структурному фактору. Интенсивность их повышается с приближением к своду структуры.

В скв. К-29 отмечается пропитанность нефтью пород кампана грабена. Следовательно, миграция происходила здесь после проявления сбросовых дислокаций третичного времени из залежи в нижнем апте и эокоме, которая существовала ранее в своде восточного поля южного крыла (район скв. 20). Отложения кампана в грабене непосредственно соприкасаются по сбросу с породами эокома южного крыла. Такие явления отмечались нами и на других куполах, например, на Тентяксоре; они, по-видимому, могут служить указанием на длительность процессов миграции и аккумуляции нефти как в начальный период формирования залежей, так и при их разрушении.

Водоносность Тюлегеня в процессе геологической съемки, структурно-поискового бурения и глубокой разведки не изучалась и судить о химизме вод в надсолевых отложениях этого купола можно только по аналогии

## Физико-химическая характеристика

Возраст пород	Номер горизонта по общерайонной номенклатуре	Интервал прострела, м	Скважины	Удельный вес $d_4^{20}$	Температура вспышки, °С
Нижнеальбский . . . . .	V <sub>3</sub>	110—126	11	0,9208	М.—П. 131
Барремский . . . . .	VI <sub>3</sub>	153—157	9	0,9808	Бр. 140

Таблица 28

## Физико-химическая характеристика нефтей неокомского горизонта купола Тюлегень

Удельный вес $D_4^{20}$	Вязкость, Е <sub>30</sub>	Температура вспышки по Бреннену, °С	Температура застывания, °С	Парафин, по Гольде, с деэструкцией, %	Кислотность, мг КОН на 1 г	Нафтеновые кислоты, %	Сера (бомба), %	Асфальтены, %	Анициные смолы, %	Конс. по Конрад-сону, %
0,928	14,1	124	-37	Следы	0,854	0,06	2,26	Следы	38	3,22

## Групповой химический состав \*

Температурные пределы отбора фракции от нефти, °С	Выход фракций на нефть, %	Содержание нафтеновых кислот, %	Содержание углеводородов во фракциях, %		
			ароматических	нафтеновых	метановых
до 250	1,32	—	12	80	8
250—300	14,34	—	15	68	17
300—400	3,88	0,368	24	76	—
400—450	8,69	0,949	24	76	—
450—500	10,79	0,840	30	66	4
500—550	9,95	0,820	33	54	13

\* Данные П. С. Гофман.

с другими соседними куполами. В данном случае это вполне допустимо, так как специальными гидрогеологическими исследованиями В. Б. Торговановой была установлена хорошая выдержанность солевого состава и степени минерализации пластовых вод в зависимости от их стратиграфического положения и глубины залегания для всех изученных промышленных площадей. Степень минерализации вод возрастает по разрезу сверху вниз от более молодых пород к более древним; в нижнемеловых водах минерализация колеблется от 82 до 7683, в юрских — от 6069 до 8736, в триасе — от 4460 до 9752 мг-экв на 100 г воды. По составу все воды, кроме

Таблица 27

## нефтей купола Тюлегень

Вязкость по Энглеру, °Э <sub>t</sub>		Анициновые смолы, %	Конс. по Конрад-сону, %	Парафин, по Гольдсе, с деструкцией, %	Температура застывания нефти, °С	Кислотность, % SO <sub>3</sub>	Фракционный состав по онглеру, об. %		
Э <sub>30</sub>	Э <sub>50</sub>						Начало кипения, °С	До 270° С	До 300° С
	12,16	37,5	2,40	Серы 0,28	—	0,10	230	—	17,0
52,0	15,6	35,0	0,208	0,25	—16	0,018	262	5,8	13,8

четвертичных и местами верхнеальбских, хлоркальциевые, бессульфатные. Появление в пластовых водах сульфатов свидетельствует в данных условиях о проникновении сверху посторонних вод, либо о наличии здесь древней зоны размыва. Положение уровней в тех или иных скважинах зависит от их положения на структуре и меняется в широких пределах.

## К ВОПРОСУ ОБ ОСНОВНЫХ ПРОДУКТИВНЫХ СВИТАХ РАЙОНА

Изложенные выше наблюдения по нефтеносности отдельных месторождений, при учете данных по распределению нефти в разрезах других известных месторождений в пределах всей исследуемой области, подтверждают представление о приуроченности и связи в Прикаспийской солянокупольной области промышленной нефтеносности с тремя продуктивными свитами — пермотриасовой, среднеюрской и нижнемеловой.

Вполне автономный и независимый характер пермотриасовой продуктивной свиты не вызывает сомнений, поскольку она залегает в основании разреза надсолевых отложений. Миграция нефти сверху вниз если и имеет место в природе, то очень редко; для этого требуется исключительно благоприятное сочетание пластовых давлений в выше- и нижележащих пластах и наличие открытых трещин. Перемещение нефти путем боковой миграции в условиях эмбенской солянокупольной тектоники из средней юры или нижнего мела в пермотриас, в случае если бы они оказались на одном гипсометрическом уровне, в условиях непосредственного тектонического контакта также исключается; такого рода контакты нигде не наблюдались.

В условиях опущенных крыльев породы пермотриаса экранируются склоном соляного ядра, а на приподнятых крыльях, например, на куполах кулсаринского типа, они контактируют часто с верхнемеловыми породами грабенов, где промышленная нефтеносность вообще отсутствует. Еще большие трудности возникли бы при попытках объяснить появление нефти в надсолевых породах, в том числе и в пермотриасе, путем миграции из подсолевых отложений. В этом случае мигрирующей нефти пришлось бы преодолеть мощную толщу соли, которая в соляных ядрах куполов достигает мощности в несколько километров и надо полагать сохранилась в значительной мощности также и в межкупольных зонах.

Стратиграфически выше пермотриаса находятся регионально водоносные слои нижней юры, которые кверху сменяются второй, среднеюрской продуктивной толщей. Существовавшее ранее мнение о том, что эта

толща является континентальной по условиям своего образования, в результате детальных исследований не подтвердилось. Углеродные слои чередуются здесь со слоями мелководными морскими, которые и составляют большую часть мощности средней юры, и как раз с ними и могут быть связаны нефтепроизводящие свойства этой толщи.

Хотя на соляных куполах Эмбы имеется много ярких примеров вертикальной миграции нефти, обосновать миграцию нефти в среднюю юру из пермотриаса трудно, так как в разделяющих их пористых и хорошо проницаемых коллекторах нижней юры нефть в промышленных количествах, нигде, несмотря на несколько десятков разбуренных куполов, не найдена. Характерно, что нефть отсутствует не только в нижней или средней части нижнеюрской толщи, но и в самой кровле, где казалось бы имеется и хорошая крышка из глин средней юры. Зато в самой средней юре промышленная нефтеносность появляется буквально в нескольких метрах выше подошвы. Подобно пермотриасу, средняя юра обладает региональной нефтеносностью и содержит как промышленные нефтяные и газовые горизонты, так и всякого рода нефте- и газопроявления в пределах очень большой территории, на площади почти всей Прикаспийской впадины и далеко за ее пределами на Мангышлаке, Северном Кавказе и в других районах. Установлено также, что в самой средней юре, на ряде промыслов, имеются песчаные коллектора, которые остаются регионально водоносными.

За счет миграции нефти из средней юры, в вышележащих слоях часто появляются признаки нефти и промышленные залежи в верхней юре, готериве или апте; это доказывается взаимоотношениями выше- и нижележащих горизонтов и составом нефтей. При отсутствии признаков нефти в средней юре не появляются нефтяные горизонты и в верхней юре и готериве.

Выше по разрезу, в барреме, находится еще одна постоянно нефтеносная свита — верхненеокомская, с которой также связано значительное число промышленных залежей и обилие нефтепроявлений. По пестроцветной свите неокома (баррем) выявленная площадь нефтеносности несколько меньше, чем для средней юры, в связи с сокращением области накопления ее осадков и их мощности и переходом от прибрежных мелководных дельтовых фаций к преимущественно континентальным в восточном и северо-восточном направлениях и морским к западу, в области междуречья Волги и Урала. За счет миграции нефти из этой свиты возникают обычно нефтяные горизонты в подошве апта и выше по разрезу нижнего и верхнего мела. В отдельных случаях в этих горизонтах (от апта и выше) появляется нефть за счет миграции из средней юры, что видно по структурным признакам (например, Южное Искине и др.). Нефтеносность остальных частей разреза Южноэмбаенского района носит характер, явно зависимый от нефтеносности этих трех основных перечисленных выше свит. При их выпадении из разреза или при отсутствии в них нефтеносности не появляются нефтяные горизонты и в других частях разреза.

Самостоятельное значение трех основных нефтеносных свит подтверждается еще составом и свойствами связанных с ними нефтей. Так, в целом для среднеюрской толщи северной и центральной зоны большей частью характерны нефти как бензиновые, так и масляные, малосмолистые, с высоким и средним содержанием легких фракций. Парафина, как правило, больше, чем в неокоме. Для нефтей верхнего неокома характерно среднее и высокое содержание смол, легкие фракции отсутствуют, либо их очень мало. Парафина меньше чем в юре, либо его здесь очень мало. По группо-

вому составу юрские нефти преимущественно метаново-нафтеновые, меловые — нафтеново-метановые.

Нефти пермотриаса в условиях солянокупольной тектоники оказываются часто в самой разнообразной геологической обстановке, и в силу этого под воздействием вторичных процессов резко меняют свои свойства. Поэтому здесь могут быть встречены нефти самого разнообразного состава.

#### СХЕМА КЛАССИФИКАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА СОЛЯНЫХ КУПОЛАХ ЭМБЫ

Изложенные материалы и наблюдения по нефтеносности позволили разработать, при учете известных нам данных по всем месторождениям района, схему классификации залежей нефти. Излагаемый ниже принцип классификации впервые был использован в нашей работе по масляным нефтям в 1950 г., когда выяснилось, что месторождения масляных нефтей связаны с приподнятыми крыльями куполов, а месторождения бензиновых нефтей — с опущенными крыльями куполов. Позже, при исследованиях, связанных с разработкой рационального комплекса геолого-поисковых и разведочных работ, в 1953 г. эта схема окончательно оформилась и была опубликована в 1956 г. В несколько уточненном и дополненном виде она представлена ниже.

Рассмотрение существующих классификаций залежей нефти показывает, что в них не нашли достаточного отражения специфические формы нефтяных залежей Эмбенского солянокупольного района. Если обратиться к имеющим наибольшее распространение в литературе классификациям залежей нефти (М. В. Абрамович, И. О. Брод, Г. А. Хельквист и др.), то оказывается, что все типы залежей, выявленные на соляных куполах, укладываются в 2—3 группы, которые, конечно, ни в какой мере не охватывают всего разнообразия имеющихся в районе залежей. Так, в известном курсе проф. М. В. Абрамовича (1948), со ссылкой на И. О. Брода, все залежи на соляных куполах отнесены к пластовому типу залежей и ловушкам структурного и стратиграфического типа; среди главных видов этих ловушек соляные купола упоминаются лишь как осложнение на своде антиклинали.

В классификации И. О. Брода (1950) по типам природных резервуаров и ловушек на солянокупольных структурах выделены пластовые сводовые и пластовые тектонически и стратиграфически экранированные залежи и приведено несколько примеров подобных залежей, которые также не исчерпывают всех известных форм.

Если обратиться к попыткам классификации залежей нефти, касающихся непосредственно Южноэмбенского района (И. В. Высоцкий, 1940), то с того времени накопился новый обширный фактический материал, который позволяет существенно по иному подойти к решению этого вопроса и положить в основу классификации принципы, вытекающие из последних данных по тектонике куполов.

В более поздней работе проф. В. В. Вебера (1946) на Южной Эмбе им выделены следующие основные четыре типа нефтяных залежей: залежи полного контура, запечатанные несогласием, экранированные сбросами или поверхностью соляного тела и литологические. В настоящее время и эта классификация может быть значительно дополнена и расширена. Недостаточно освещены эти вопросы (применительно к Южной Эмбе) и в работе А. Я. Кремса (1954).

Отчасти в обоснование излагаемой ниже классификации следует указать, что основная масса песчаных коллекторов, с которыми связаны

промышленные залежи нефти на Эмбе, как это было установлено раньше, при стратиграфических исследованиях пермотриаса, средней юры и нижней мела, протягиваются на значительные расстояния по району, отражая фациальную устойчивость разреза, единообразие условий осадконакопления на больших площадях. (Это доказывается еще и большей редкостью на Эмбе чисто литологических залежей.) В силу этого, а также исходя из анализа морфологии всех обнаруженных к настоящему времени залежей, совершенно бесспорной выявляется ведущая роль структурного фактора в формировании эмбенских нефтяных залежей. Значение этого фактора проявляется в равной мере в строении ловушек, определяющих морфологию залежей и в свойствах нефтей. Поэтому именно эти структурные признаки, наряду с некоторыми другими, и должны быть положены в основу классификации.

Как известно, для эмбенских соляных куполов характерна асимметрия строения крыльев, деление их на приподнятые и опущенные. Асимметрия в данном случае является следствием специфических условий подъема разных крыльев (опущенных, приподнятых), возникновение и взаимное расположение которых обусловлено морфологией растущего соляного ядра, в основном местоположением крутого склона соли. Для опущенных крыльев характерна полнота стратиграфического разреза, для приподнятых крыльев, наоборот, выпадение из разреза отдельных горизонтов, ярусов, отделов, образование на своде участков со стратиграфическими и угловыми несогласиями и появление ловушек соответствующего типа. Эти различия в характере и амплитуде подъема (опущенные крылья также испытывают подъемы, но меньшие по величине), определяют основные условия, контролирующие формирование залежей того или иного типа. При этом создаются различия не только в глубинах залегания разновозрастных частей разреза и связанных с ними нефтяных горизонтов, что само по себе очень важно для практических целей, но и в генетических особенностях. На опущенных крыльях встречаются такие типы залежей, которых нет на приподнятых и наоборот. Исключительно ярко и глубоко это отражается на свойствах нефтей.

Другое предварительное замечание касается тех новых данных по тектонике и нефтеносности соляных куполов Эмбы, без учета которых нельзя приступать к построению классификации залежей. Имеется в виду наличие на них двух структурных этажей — мезо-кайнозойского и пермотриасового (точнее, верхнепермского). Поэтому приходится различать залежи на мезо-кайнозойских куполах и залежи, связанные с погребенными под поверхность несогласия структурными элементами древних пермотриасовых (верхнепермских) соляных куполов. Конечно, степень изученности тех и других различна. Среди этих двух основных групп залежей по структурным и генетическим признакам выделяются отдельные типы залежей (см. схему). Необходимый иллюстративный материал опубликован в Геологическом сборнике ВНИГРИ, № 2, за 1956 г. Кроме того, особенности большей части выделенных в классификации и наиболее распространенных типов залежей видны на геологических профилях, имеющихся в данной работе.

Представленную схему необходимо сопроводить только некоторыми краткими пояснительными замечаниями.

Так, среди залежей экранированных сбросами у свода купола на опущенных и приподнятых крыльях, выделена подгруппа залежей полного контура. Их образование связано с так называемыми вторичными или дополнительными антиклинальными поднятиями, возникающими

## Схема классификации залежей нефти на соляных куполах Прикаспийской впадины

### I. Залежи на мезо-кайнозойских соляных куполах

#### A. Залежи сводовые полного контура (антиклинального типа)

Залежи на опущенных крыльях

Залежи на приподнятых крыльях

#### B. Экранированные

1. Склоном соляного ядра

2. Сбросами у свода купола:

а) осложненные антиклинальным перегибом (полного контура)

3. Сбросами на периферии крыла

#### Д. Экранированные

1. Сбросами у свода купола:

а) осложненные антиклинальными перегибами (полного контура)

2. Сбросами на периферии крыла

#### Е. Стратиграфические (экранированные плоскостью несогласия):

а) нижнего неокома

#### Ж. В подошве трансгрессивного комплекса:

а) нижнего неокома

б) апта

#### B. Стратиграфические (экранированные плоскостью несогласия):

а) верхней юры

б) нижнего неокома

в) апта

#### Г. В подошве трансгрессивного комплекса:

а) верхней юры

б) апта

в) третичных

#### З. Залежи типа Южного Искине

#### И. Литологические, подчиненные структуре

#### К. Литологические

### II. Залежи на погребенных структурных элементах пермотриасовых (верхнепермских?) соляных куполов

1. Залежи, экранированные крутым погребенным склоном соли на периферии приподнятого крыла мезо-кайнозойского купола, в том числе под соляными карнизами

2. Залежи, экранированные крутым склоном соли на периферии опущенного крыла мезо-кайнозойского купола, в том числе под соляными карнизами.

3. Залежи, экранированные погребенными сбросами у древних крутых склонов соли

4. Залежи полного контура на погребенных в современных межкупольных пространствах пермотриасовых куполах

5. Залежи, экранированные плоскостями несогласия в толще верхней перми

Могут быть встречены на опущенных и приподнятых крыльях

в присводовой части крыльев купола при периодических резких подъемах соляного ядра. Со стороны свода коллектора здесь ограничены плоскостью сброса (обычно один из сбросов грабена), но так как ловушка не вся заполнена нефтью, то залежь со всех сторон окружена водой. Расстояние от контура нефтеносности до сброса небольшое — несколько сот метров.

Среди другой группы залежей, экранированных плоскостью несогласия, ловушки формировались за счет перекрытия глинами верхней юры или нижнего неокома смятых и эродированных слоев средней юры и перекрытия глинами апта дислоцированных и размытых слоев верхнего неокома (реже средней юры). Здесь также отражается различная полнота разрезов на опущенных и приподнятых крыльях. С этой группой генетически тесно связана другая, выделенная в классификации, группа залежей в подошве трансгрессивного комплекса. В структурном отношении эти нефтяные горизонты могут быть также отнесены к экранированным плоскостью сброса или полного контура (на Эмбе трудно найти стратиграфический горизонт, который не экранировался бы сбросом). Но по условиям и времени формирования коллекторов они выделяются в ряду других. И здесь, на опущенных крыльях это будут стратиграфически одни горизонты, а на приподнятых — другие. На одних структурах эти нефтяные горизонты перекрывают нефтяные горизонты в более древнем абрадированном комплексе, на других — при меньшей степени нефтенасыщения, под плоскостью несогласия оказываются лишь признаки нефти или ограниченные по размерам залежи.

Характер залежи во многом зависит от типа соляного купола, к которому она приурочена. На куполах типа Суешбек (Буранкуль, Прорва), для которых характерны очень пологие, спокойные структурные условия, в юрских отложениях сформировались залежи полного контура (антиклинального типа). К этой же категории относятся залежи в юрских отложениях на куполе Кенкияк. На куполах каратонского типа в мезо-кайнозое могут быть встречены в основном залежи, экранированные сбросами у свода купола или на периферии. На куполах кулсаринского типа наряду с указанными выше типами залежей, основное значение имеют залежи, экранированные склоном соляного ядра на опущенных крыльях. Для куполов байчунасского типа характерны залежи стратиграфические. На куполах доссорского типа решающее значение имеют залежи, экранированные сбросом у свода купола на приподнятых крыльях. На приподнятых крыльях куполов, в зависимости от глубины размыва, залежи могут оказываться в пермтриасе, средней юре или нижнем мелу.

Залежи типа Ю. Искине выделены в особую группу преимущественно потому, что они связаны с особым типом куполов — иекинским. Залежь приурочена здесь к мощному песчаному трансгрессивному горизонту в подошве апта, несогласно налегающему на круто поставленные и размытые головы пластов средней юры. Кроме того, в своде, благодаря высокому положению соли, залежь экранируется частично соляным ядром. Литологические залежи подчиненные структуре изучены в основном по нижнеаптскому горизонту (встречаются они и в других частях разреза). Пески этого горизонта местами переходят в глины, и залежь приобретает неправильные формы; в целом залежь приурочена к сводовой, наиболее приподнятой части крыла.

На погребенных структурных элементах древних пермтриасовых (верхнепермских?) куполов найдена пока только одна залежь, а изучение структурных особенностей этих ловушек геологическими методами



только начато, поэтому в настоящее время можно дать лишь предварительную наметку возможных в этих условиях типов залежей, которые и представлены в схеме классификации. Кроме того, на основании результатов бурения опорной скважины в Макате можно предполагать, что будут обнаружены залежи под соляными карнизами в толще верхней перми.

### К ВОПРОСУ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ КАЧЕСТВА НЕФТЕЙ В СВЯЗИ С ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКОЙ ИХ ЗАЛЕГАНИЯ

В процессе промышленного освоения и изучения месторождений Южноэмбенского нефтеносного района был установлен ряд закономерностей в распределении по разрезу и площади некоторых основных свойств нефтей. Было также выяснено, что направление, характер и глубина изменения нефтей контролируется во всех случаях особенностями геологической обстановки. В наиболее отчетливой форме проявляется влияние глубин залегания нефтей; с изменением глубин залегания нефтяных горизонтов закономерно изменяются удельные веса нефтей, содержание смол и парафина, температура начала кипения и содержания легких фракций, углеводородный состав и все другие свойства нефтей. Одним из наиболее ярких примеров подобного рода являются Восточные Кулсары, где в одном разрезе залегают нефти в триасе, юре и мелу (см. табл. 34). Удельные веса нефти при изменении глубин их залегания от 164 м до 1278 м, падают от 0,8887 в нижнем альбе до 0,7840 м в триасе; это общее падение значений удельных весов для отдельных горизонтов средней юры носит скачкообразный характер; местами удельные веса несколько повышаются, а затем, ниже по разрезу снова понижаются, подчиняясь той же общей тенденции.

Содержание акцизных смол сверху вниз от альба до юры падает от 9,0 до 1,5%. В триасе смол несколько больше; имеются данные об их содержании в мазуте (5—11%). Кислотность (в мг КОН) также снижается от 0,2 в мелу до 0,03 в триасе. Температура начала кипения заметно снижается по разрезу сверху вниз примерно на одну треть, но в средней части разреза в некоторых юрских горизонтах она несколько повышается. Соответственно меняется и выход легких фракций до 300°, которых в триасе в три раза больше, чем в мелу. По содержанию парафина в данном разрезе трудно уловить какие-либо закономерности; нефти почти всех горизонтов содержат довольно высокий процент парафина. Резко меняется по разрезу углеводородный состав нефтей. Так, общее содержание ароматических углеводородов над истиллятную часть возрастает от пермтриаса к мелу примерно в два раза. Содержание метановых в этом направлении, наоборот, сокращается резко, а в температурных пределах 200—300° в меловых нефтях они почти совсем исчезают (рис. 78).

На том же куполе Кулсары имеется другое поле — Северные Кулсары, с нефтями совершенно иного характера, чем на восточном крыле. В верхнем альбе и средней юре удельные веса нефти достигают 0,9035—0,919 с содержанием акцизных смол в 18—32% и началом кипения 179—220°. Геологическое строение этого поля резко отличается от Восточных Кулсаров. Здесь отмечаются в разрезе несогласия и глубокие размывы, древние породы залегают ближе к дневной поверхности, и запасы нефти в залежах этого поля намного меньше, чем на Восточном крыле. Все это вызвало потерю легких фракций и осмоление нефтей Северных Кулсаров.

В то же время заслуживает внимания сходство нефтей глубоких горизонтов средней юры и пермтриаса Восточных Кулсаров с нефтями Южного Искине и Новобогатинска, несмотря на различия в типах залежей и времени их формирования. Как известно, на Южном Искине и Но-

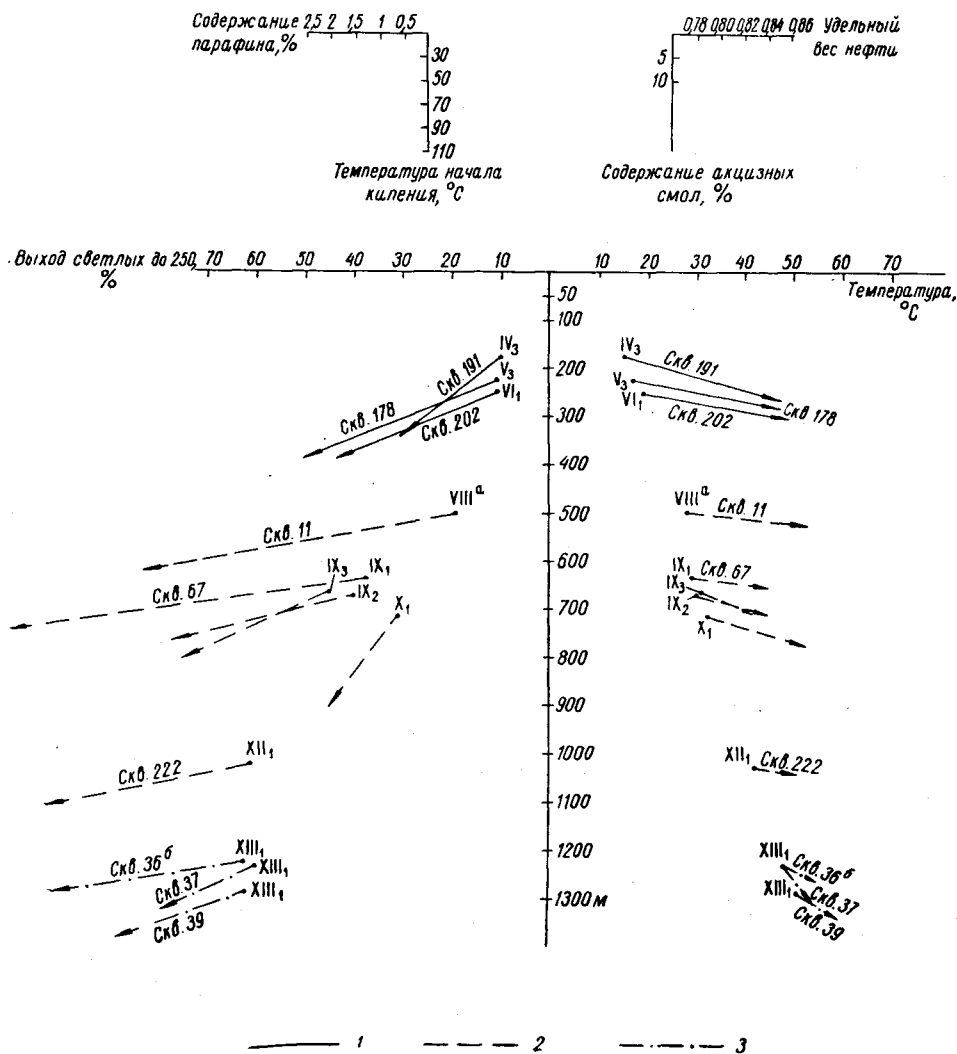


Рис. 78. Кулсары. Зависимость физико-химических свойств нефтей от глубины залегания и температуры. Составили: Г. Е.-А. Айзенштадт и М. П. Короткова, 1954 г.

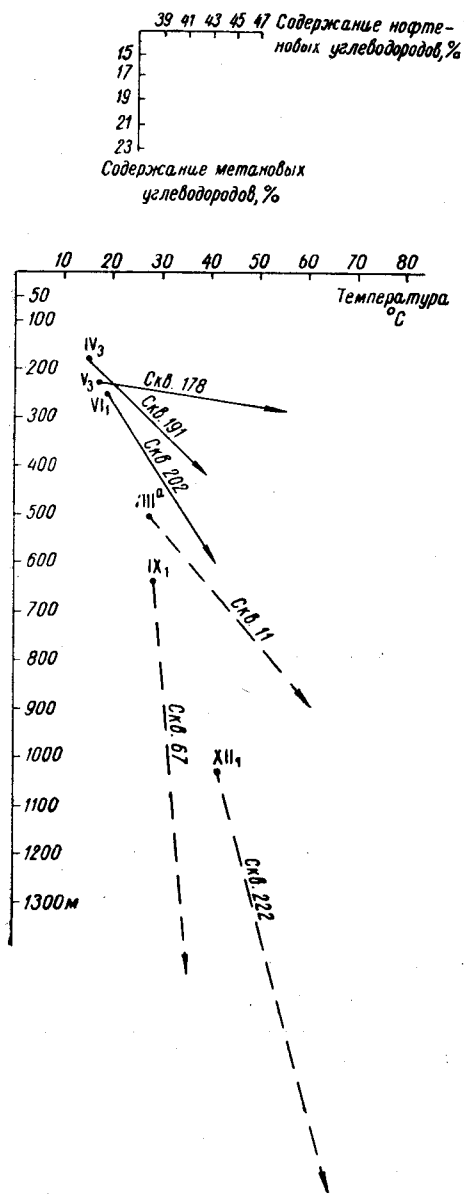
1 — мел; 2 — юра средняя; 3 — пермтриас.

вобогатинские формирования залежей происходило после глубоких размывов, в коллекторах, залегающих в основании более молодого трансгрессивного комплекса. В том и другом случае питание залежей могло происходить за счет поступления нефти из круто поставленных слоев пермтриаса и низов средней юры, в пределах распространения которых как раз и располагаются здесь залежи в вышележащих слоях.

В столь же наглядной форме зависимость свойств нефтей от геологической обстановки наблюдается на Южном Кошкаре, при сопоставлении нефтей по разрезу в пределах отдельных участков (например, северо-западного поля) и разных участков. На северо-западном крыле Кошкара в пределах глубин от 340 до 900 м удельные веса нефтей уменьшаются от 0,9209 в альбе до 0,8373 в средней юре (см. табл. 10 и рис. 79). Для этих же горизонтов содержание смол снижается от 33 до 11,5%, начало кипения от 250 до 98°, а выход фракций до 300° возрастает от 13 до 49,5%. Содержание парафина в меловых нефтях Кошкара также значительно ниже, чем в юрских.

На другом поле — юго-западном крыле Кошкара, в иной геологической обстановке, нефти приобретают совершенно иные свойства. Залегают они здесь на очень небольшой глубине, всего около 200 м, имеют близкие удельные веса — 0,8616—0,8942, смол содержат мало — от 3 до 6%, и только в двух анализах их содержание повышается от 9,5—13,5%. Начало кипения высокое — от 146 до 230°; бензиновые фракции почти отсутствуют, а до 300° С выкипает всего около 20%. Парафина в этих нефтях содержится значительно меньше, чем на северо-западном поле. Все эти различия проявляются также в групповом составе дистиллятной части нефтей; юрские нефти северо-западного поля содержат около 30% нафтеновых и около 50% метановых углеводородов, в то время как в верхнеальбских горизонтах метановых всего 18,7%, а нафтеновых 58,3%; здесь же отмечается довольно высокое содержание ароматики — 23%. Нефти юго-западного поля обладают несколько иным составом, на котором отразились имевшие здесь место неоднократные подъемы и размывы на границах продуктивных свит, которые описаны выше.

Нефти средней юры промышленной залежи на северо-западном поле Тентяксора составляют очень близкую по своим свойствам группу. Связано это с тем, что все они залегают в пределах узкого стратиграфического интервала, в нижней части песчано-глинистой свиты, и вся нефтеносная пачка имеет мощность около 25 м. Нефти имеют удельные веса от 0,8423 до 0,8506, но большая часть анализов показывает удельные веса 0,8443—0,8459. Смол в этих нефтях очень мало — всего около 3% (в мазуте



Тентяксора составляют очень близкую по своим свойствам группу. Связано это с тем, что все они залегают в пределах узкого стратиграфического интервала, в нижней части песчано-глинистой свиты, и вся нефтеносная пачка имеет мощность около 25 м. Нефти имеют удельные веса от 0,8423 до 0,8506, но большая часть анализов показывает удельные веса 0,8443—0,8459. Смол в этих нефтях очень мало — всего около 3% (в мазуте

около 4%), но парафина много — до 5,5%. По температуре начала кипения они также очень близки (158—168°); выход фракций до 300° обычно равен 33—36% и только в одной из скважин, где был вскрыт стратиграфически наиболее низкий пласт, эта величина несколько возрастает, до 39%.

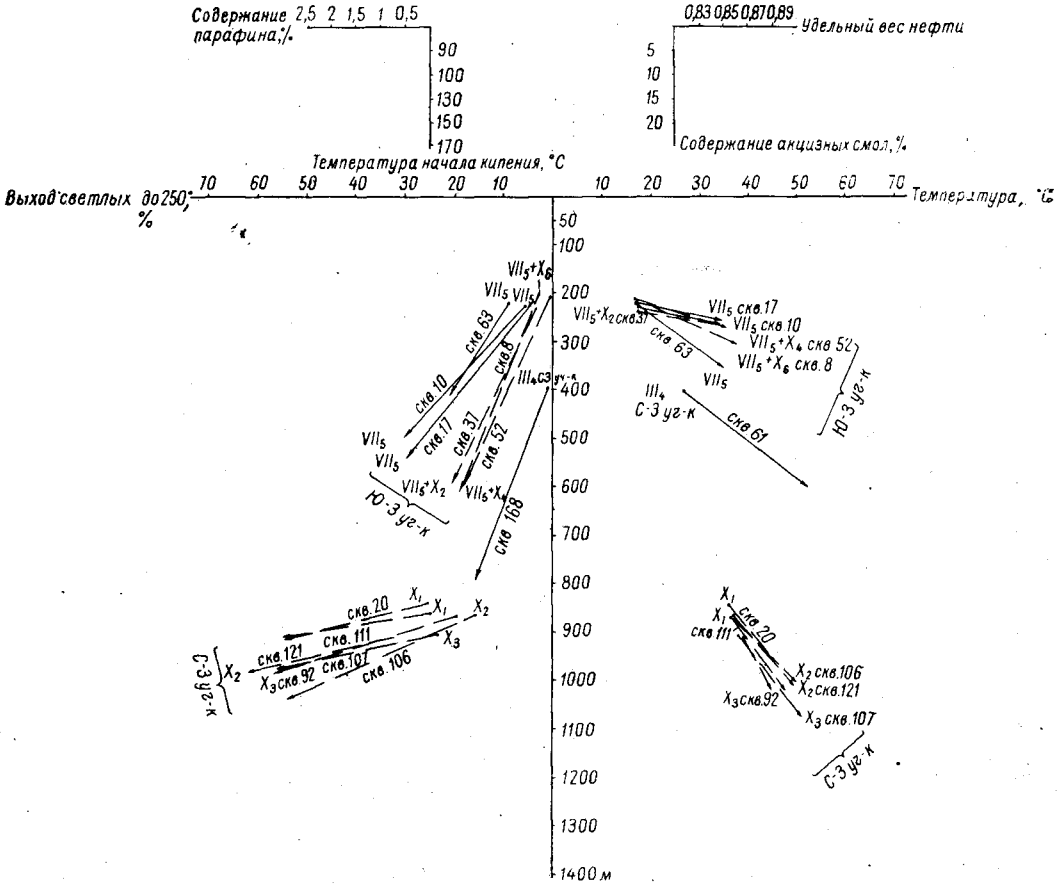
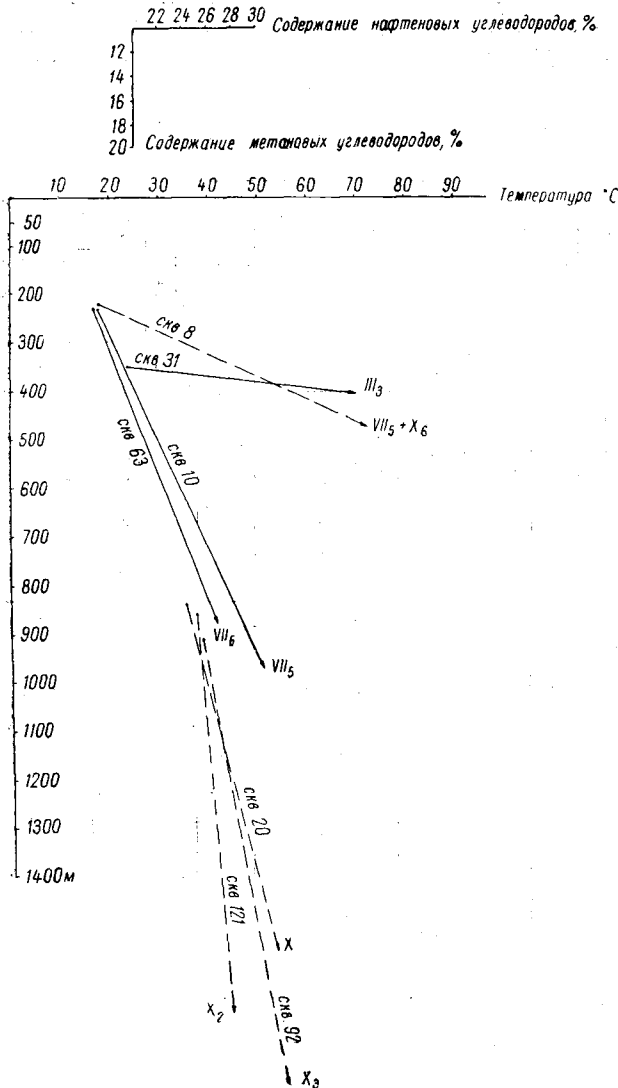


Рис. 79. Южный Кошкар. Зависимость физико-химических свойств нефтей от глубины залегания и температуры. Составили: Г. Е.-А. Айзенштадт и М. П. Короткова, 1954 г. Условные обозначения см. на рис. 78.

Нефть другого тектонического блока Тентяксора (нижнеаптский горизонт южного поля), с глубины всего в 83—90 м, тяжелая (удельный вес равен 0,913), вязкая, с низким выходом легких фракций; количество нефти в залежи очень небольшое. Такого рода нефти встречаются на многих куполах Эмбы (Сев. Кулсары, Тюлегень, Вост. Кошкар, Испулай, частично Женгельды и другие купола), и везде они залегают на небольших глубинах, вблизи дневной поверхности, на присводовых участках подвергавшихся глубоким размывам и в ряде случаев разбитых сериями

сбросов; кроме того, все эти залежи заключают незначительное количество нефти.

Таким образом, зависимость физико-химических свойств нефтей от геологических условий их залегания и на этом примере выявляется исключительно четко. Значение худших условий изоляции от влияний дневной



поверхности сказалось в виде утяжеления нефтей, потери легких фракций, осмоления и депарафинизации. Этот же фактор — степень изоляции, не менее четко проявился на Доссоре, где основная залежь Восточного Доссора, экранированная сбросом, содержит масляные нефти, в которых мало легких фракций (содержание фракций, выкипающих до 200° — 8,5%), в то время как литологическая залежь 185 участка (стратиграфический аналог III горизонта основной площади) содержит этих фракций вдвое больше (16,5%). Соответствующие различия отмечаются по удельным

весам. — нефти III горизонта основной площади имеют удельный вес 0,8730, а 185 участка — 0,8435. Содержание смол соответственно 5,9 и 4,9%; парафина 0,25 и 1,93%; кислотность (в % SO<sub>3</sub>) на основной площади — 0,685, на 185 участке — 0,009. Все эти особенности нефтей 185 участка обусловлены надежной изоляцией коллекторов; глубина залегания здесь также несколько больше, чем на основной площади.

Сравнение косчагыльских нефтей с нефтями других месторождений, для стратиграфически одновозрастных горизонтов, показывает, что нефти Косчагыла, почти всех горизонтов, оказываются более тяжелыми по

## Физико-химическая характеристика

Участок	Возраст пород	Номер горизонта по промысловой номенклатуре	Номер горизонта по общерайонной номенклатуре	Связаны	Глубина перфораций, м	Удельный вес D <sub>4</sub> <sup>20</sup>	Вязкость, Э <sub>50</sub>	Анилина смолы, % на нефть	Асфальтены, % на нефть	Парафин по Гольде, с де-струкцией	
										Содержание, %	Температура плавления, °С
Северное крыло, вторая ступень	Нижнеаптский . . . . .	H-I	V <sub>3</sub>	382	205	0,9242	10,34	38,0	0,93	0,22	43,0
	Верхнеэокомский . . . . .	I	VI <sub>1-4</sub>	252	318	0,9273	10,74	40,0	1,08	0,27	43,0
	»	I	VI <sub>1</sub>	343	295	0,9244	10,94	40,0	—	—	—
	Нижнеэокомский . . . . .	II	VII <sub>1</sub>	218	240	0,91152	6,37	38,0	1,08	0,76	46,5
	»	II	VII <sub>1</sub>	426	280	0,9140	7,08	34,0	—	—	—
	»	II	VII <sub>1</sub>	430	344	0,9167	8,86	34,0	0,70	0,28	43,8
»	»	IV	VII <sub>3</sub>	95	255	0,9150	7,21	38,0	—	—	—
Северное крыло, третья ступень	Среднеюрский (литер- ный), лингуловая свита	II	X <sub>2</sub>	363	330	0,9112	6,31	37,5	1,09	0,47	45,0
	То же . . . . .	II	X <sub>2</sub>	210	288	0,9044	5,09	30,0	1,10	0,88	41,5
	»	IV	X <sub>5-6</sub>	325	308	0,8966	3,58	26,5	0,61	1,43	43,2
	Среднеюрский, нижняя угленосная свита . . . . .	II	XI <sub>4</sub>	234	405	0,8533	1,75	13,5	0,36	1,75	46,5
	Среднеюрский, песчано- глинистая свита . . . . .	VI	XII <sub>4</sub>	164	447	0,8462	1,42	7,0	нет	1,39	47,5
Южное крыло	Триасовый . . . . .	II	XIII <sub>2</sub>	85	130	0,8904	2,29	24,0	0,51	0,59	44,5
	»	IV	XIII <sub>2</sub>	63	168	0,8753	2,19	17,0	0,75	2,25	45,5

удельным весам, с большим содержанием смол и с менее богатым содержанием легких фракций (табл. 29). Такое явление, поскольку оно касается всего месторождения, всех его нефтяных горизонтов, должно вызываться причинами общими также для всего данного купола. Такой причиной могут оказаться в данном случае только тектонические условия, а именно, сильная перебитость сбросами и наличие в разрезе глубоких размывов и несогласий, что и наложило свой отпечаток на свойства нефтей. Это явление отмечалось и на многих других куполах, но в пределах отдельных тектонических блоков. На Косчагыле сбросовых нарушений столько, и местами они расположены таким образом, что не исключена возможность, в каком-то промежутке времени, питания одних горизонтов за счет других.

Ряд закономерностей, отмеченных выше, наблюдается и здесь. Так, прежде всего, в связи с различиями в условиях залегания, выделяется

пять групп нефтей: 1) нефти байчунасской свиты (баррем + апт); 2) нефти нижнего неокома; 3) нефти средней юры из лингуловой свиты (так называемые литерные горизонты); 4) нефти из нижних свит средней юры; 5) пермтриасовые нефти.

Нефти из горизонтов байчунасской свиты Косчагыла имеют удельные веса 0,9242—0,9273, смол содержат 38—40% (в нефти), парафина здесь мало — 0,22—0,27%, число кислотности (в мг КОН) — 3,5—3,9%. Нефти из горизонтов нижнего неокома обладают несколько иной характеристикой: удельные веса 0,9140—0,9167, смол — 34—38%, парафина

Таблица 29

нефтей купола Косчагыла

Азот, %	Сера, %	Кислотность, мг КОН на 1 г	Эфирные числа, мг КОН на 1 г	начало кипения, °С	Фракционный состав по Энглеру, об. %										Остаток выше 550° + потери	
					60—85° С	95—122° С	122—150° С	150—200° С	200—250° С	250—300° С	300—350° С	350—400° С	400—450° С	450—500° С		500—550° С
0,13	0,42	3,9	5,6	152	—	—	—	0,3	4,7	13,9	12,6	10,7	7,8	7,6	7,1	35,3
0,16	0,46	3,7	5,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,15	0,44	3,5	5,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,14	0,42	2,9	4,2	205	—	—	—	—	6,1	14,8	11,4	10,7	9,6	7,0	5,8	34,6
0,13	0,46	1,7	3,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,13	0,46	1,0	3,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,15	0,42	3,2	7,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,13	0,41	1,9	4,1	152	—	—	—	0,9	5,4	13,0	10,3	12,0	8,9	8,8	5,5	35,2
0,12	0,42	1,3	3,4	100	—	—	0,3	0,6	5,0	15,7	13,0	10,7	9,7	7,8	5,7	31,5
0,11	0,35	1,1	3,1	132	—	—	—	0,6	7,7	13,6	14,3	11,6	8,7	6,7	6,1	30,7
0,07	0,20	0,47	1,9	70	1,9	4,0	5,3	7,4	9,5	13,4	10,6	8,3	7,6	5,9	5,2	20,9
0,05	0,12	0,15	0,80	68	0,9	6,6	7,4	9,3	9,9	12,9	11,4	8,4	6,8	5,9	4,9	15,7
0,08	0,46	4,4	6,2	60	0,2	0,9	1,7	6,1	9,3	13,8	9,8	9,0	8,4	6,6	5,7	29,1
0,10	0,61	1,4	4,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

здесь несколько больше — 0,28—0,76%, число кислотности — 1,7—3,2%. Стратиграфически ниже, в горизонтах лингуловой свиты, удельные веса нефтей равны 0,8966—0,9112, смол 26,5—37,5%, парафина 0,47—1,43 и кислотность 1,1—1,9%. Содержание фракций кипящих до 200° во всех перечисленных выше нефтях равно 0—0,9%. Нижележащие юрские горизонты имеют наиболее низкие для Косчагыла удельные веса — 0,8462—0,8533, содержат мало смол — 7—13,5% и парафин в количестве 1,39—1,75%; число кислотности здесь минимальное — 0,15—0,47%. Легких фракций здесь 18,6—24,2%.

Последняя группа — нефти пермтриаса, залегают на глубинах 130—180 м, имеют повышенные удельные веса, по сравнению с описанными среднеюрскими — 0,8753—0,8904, содержат много смол — 17,24%; содержание парафина в разных горизонтах различно — в верхнем — 0,59, а в нижнем до 2,25%; соответственно и число кислотности здесь колеблется

от 4,4 до 1,4%. Верхний из исследованных горизонтов содержит 8,3% легких фракций, кипящих до 200° и 17,6%, выкипающих до 250°. Нефти пермотриаса Косчагыла хотя и залегают гипсометрически выше меловых нефтей и нефтей из лингуловой свиты (литерные горизонты), все же сохранили некоторые черты своего первоначального облика, когда их гипсометрическая глубина залегания соответствовала стратиграфической. Это, в частности, видно по их удельным весам, содержанию парафина в глубоких горизонтах и т. д. Это явление в какой-то мере может служить указанием на то, что формирование залежей происходило в сравнительно недавнее время, и процессы выветривания еще не зашли очень далеко.

В настоящее время, по данным гидрогеологических исследований В. Б. Торговановой, сбросы экранирующие пермотриасовую залежь являются открытыми и в нефтяные горизонты поступают воды, несущие сульфаты и понижающие, кроме того, минерализацию пластовых вод. По данным микробиолога Э. А. Колесник, пермотриасовые нефти Косчагыла сопровождаются водами, содержащими анаэробные сульфаторедуцирующие бактерии, под воздействием которых, по-видимому, и меняются в данном случае свойства нефтей. Аналогичная обстановка, как известно, установлена и для пермотриасовой залежи на западном крыле Центрального Сагиза (I промышленный участок). Если рассмотреть юрские и меловые нефти Косчагыла, то, несмотря на его нарушенность, и здесь можно будет проследить по разрезу сверху вниз падение удельных весов и содержание смол в нефтях, повышение содержания парафина и легких фракций.

Изучением углеводородного состава нефтей Косчагыла охвачены далеко не все горизонты, поэтому остался невыясненным ряд существенных закономерностей. По имеющимся анализам все нефти являются здесь нафтеново-метановыми, но по количественным соотношениям отдельных компонентов в дистиллятной части выделяются пермотриасовая нефть скв. 85 (верхний горизонт), меловые и среднеюрские нефти из лингуловой свиты (верхний из литерных горизонтов). В нефтях этой группы обычно содержится несколько больше 50% нафтеновых и примерно равное количество метановых и ароматических углеводородов. В остальных более глубокозалегающих горизонтах средней юры содержание метановых возрастает за счет уменьшения содержания как нафтеновых, так и ароматических. По разрезу в целом, сверху вниз (при условии совпадения стратиграфической глубины с гипсометрической), заметно увеличение процентного содержания метановых углеводородов и падение содержания ароматических и нафтеновых. Между отдельными нефтями имеются более тонкие различия в процентном содержании различных углеводородов в той или иной температурной фракции.

Интересные наблюдения сделаны К. В. Антоновым при изучении вопросов нефтеносности на Сагизе. Им совместно с Ф. Б. Инденбом и А. П. Шипковой установлено, что для всех нефтей Центрального Сагиза характерно невысокое содержание смол (от 4 до 26% акцизных смол на мазут) и почти полное отсутствие асфальтенов (до 0,33%). В групповом составе асфальтово-смолистой части нефтей преобладают нейтральные смолы, что является по мнению химиков характерным для нефтей не претерпевших сильных окислительных изменений; последнее особенно для нефтей восточного крыла и в меньшей мере для пермотриасовой нефти западного крыла. По групповому углеводородному составу на восточном крыле преобладают нефти метаново-нафтеновые; нафтеново-метановые нефти занимают подчиненное положение, характеризую нижнеаптский и



среднеальбский горизонты второго участка. Верхне- и среднеюрские нефти исключительно метаново-нафтеновые. Неокомские нефти восточного крыла также метаново-нафтеновые. Для нижнеаптского горизонта II и III участков подмечено, что уменьшение удельного веса нижнеаптских нефтей совпадает с направлением погружения структуры. На более приподнятом II участке удельный вес изменяется от 0,873 до 0,898, а на погружении третьего участка — от 0,873 до 0,860, причем нефти здесь являются более метанизированными.

Показательным примером зависимости состава нефтей от глубины залегания являются нижнеаптский и пермотриасовый горизонты (рис. 80). Пермотриасовая нефть западного крыла и нижнеаптская нефть второго участка восточного крыла залегают примерно на одной глубине и, несмотря на различия в стратиграфическом положении, по химическому составу они близки. Обе нефти по товарной классификации относятся к масляным.

При изучении газов Сагиза выяснилось, что нефтяные горизонты верхнего неокома и нижнего апта содержат меньше свободных метановых углеводородов и больше тяжелых по сравнению с нижележащими нижне-неокомскими и юрскими горизонтами. Это подтверждает общую направленность утяжеления углеводородов нефтей по мере уменьшения глубины их залегания. Общее соотношение между пластовыми водами и нефтями в наиболее простой форме, которую можно проследить по изменениям их удельных весов, выражается правилом: чем тяжелее пластовая вода, тем легче нефть этого пласта. Как известно, это правило действительно и для многих других нефтеносных областей.

На Макате имеются залежи нефти полного контура, связанные с поднятием Северного Маката, и залежи, экранированные сбросом на приподнятом крыле — Юго-Восточный и Южный Макат. И здесь нефтяные горизонты залегают во всех трех продуктивных свитах (пермотриас, средняя юра, нижний мел). По разрезу сверху вниз наблюдается падение удельных весов, вязкости, содержания смол и кокса; подчиняется этой закономерности по отдельным константам и пермотриас. Так, удельные веса падают от 0,8982 до 0,8691, содержание смол от 18,1 до 2,7% (в средней юре). Нефти из нижне-неокомского горизонта (VII<sub>4</sub>) по своим свойствам почти не отличаются от залегающего непосредственно под ним среднеюрского горизонта (X<sub>1</sub>); различия отмечаются только в температуре начала кипения — 110° в неокоме, против 231° в средней юре. Обогащение нефти вышележащего неокомского горизонта легкими фракциями, при полной аналогии во всех остальных свойствах с нижележащим среднеюрским, является следствием миграции нефти, и особенно легких фракций, из юры в неоком. Другой пример такого рода можно наблюдать на Сагизе при сопоставлении нефтей аптского и альбского горизонтов, мигрировавших в эти коллекторы из верхне-неокомской продуктивной толщи, где залегают более тяжелые нефти.

Нефти юрских горизонтов Маката друг от друга мало отличаются, за исключением XII<sub>4</sub> горизонта Южного Маката, который несколько выделяется среди других, судя по имеющимся отрывочным данным. Различия между юрскими нефтями и пермотриасовыми заключаются здесь только в небольшом падении удельных весов и росте содержания парафина в пермотриасе. По месторождению в целом содержание парафина кнuzu возрастает от 0,406% в неокоме, до 0,938% в пермотриасе. Нефти XII<sub>4</sub> горизонта Южного Маката отличаются от других макатских нефтей малой смолистостью (всего 2,7%), низкой температурой начала кипения (116°)

и выходом до 300° — 42,5% погонов и очень близки по своим свойствам к нефтям одновозрастного горизонта Доссора. Нефти этого горизонта попадают в характерную для низов песчано-глинистой свиты средней юры группу легких нефтей, куда относится также XII<sub>4</sub> горизонт Доссора,

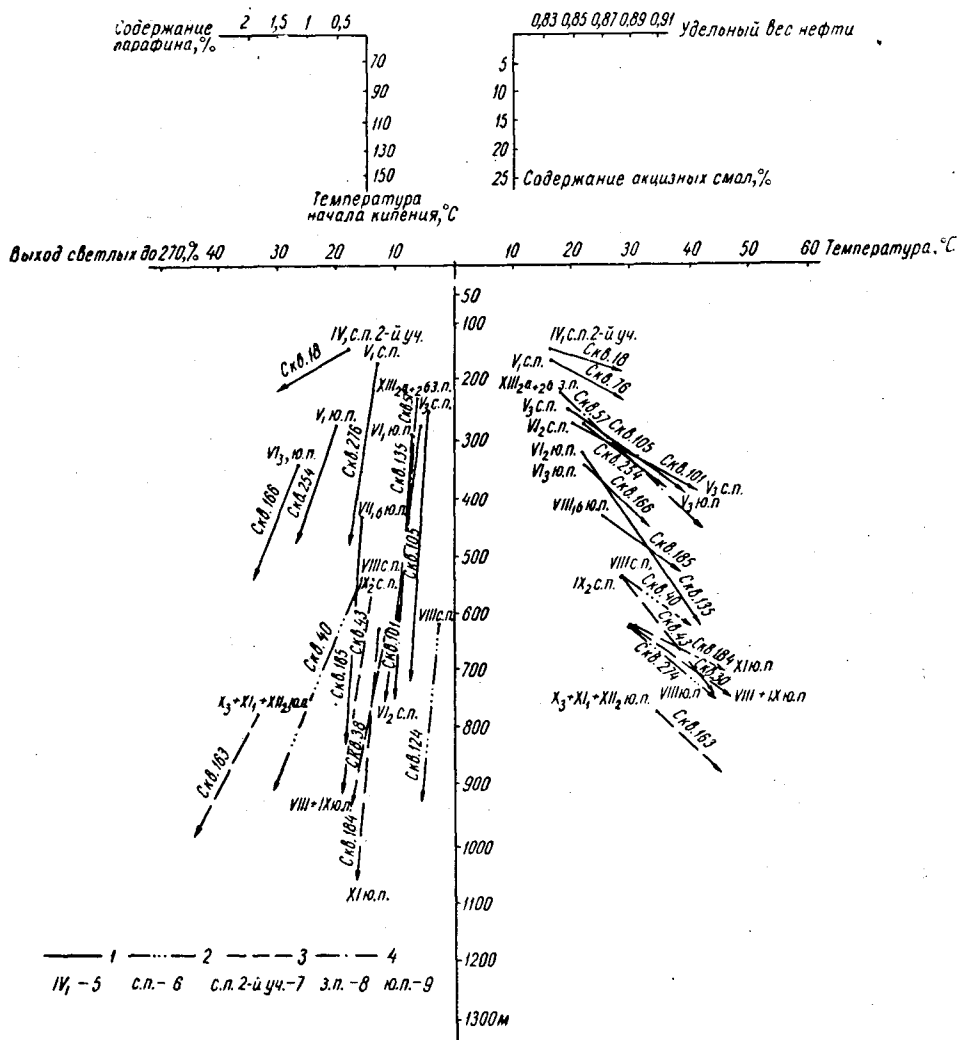


Рис. 80. Сагиз. Зависимость физико-химических свойств нефтей от глубины залегания и температуры. Составили Г. Е.-А. Айзенштадт и М. П. Короткова, 1954 г.

1 — мел; 2 — верхняя юра; 3 — средняя юра; 4 — пермотриас;  
 5 — индексы горизонта; 6 — северное поле; 7 — северное поле 2-й уч.;  
 8 — западное поле; 9 — южное поле.

нефти основного поля Тентяксора, XII<sub>3</sub> горизонт Косчагыла и некоторые другие; все они отличаются низкими удельными весами, малой смолистостью и низкой или невысокой температурой начала кипения.

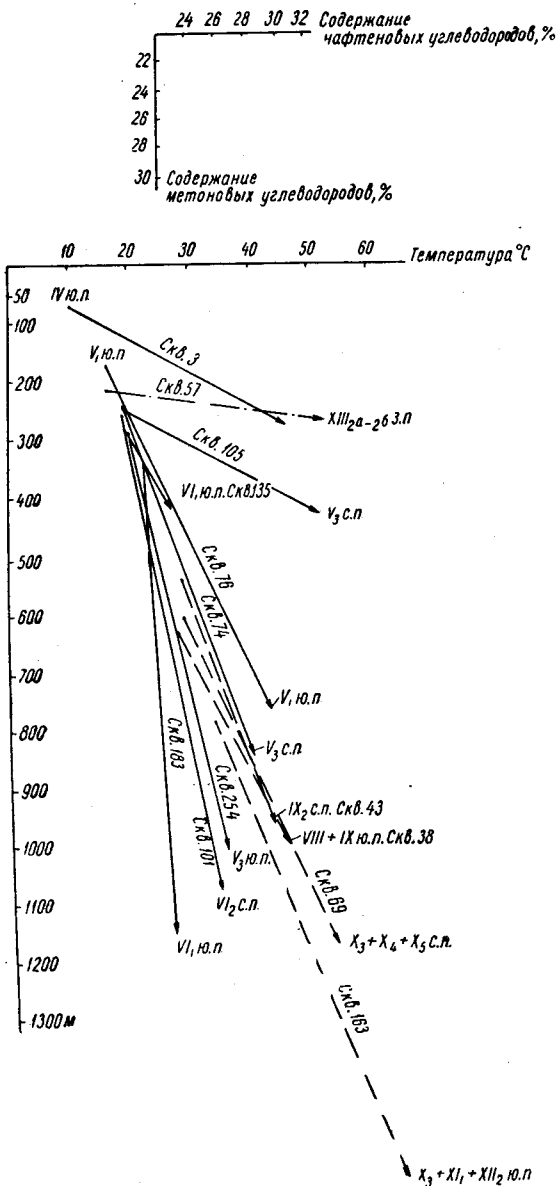
Для всех нефтей Макада весьма характерно полное отсутствие бензина с выкипанием 40% при 100°. Исключение может составить только

ХII<sub>4</sub> горизонт Южного Макада, по которому, однако, соответствующие анализы отсутствуют. Все нефти здесь масляные.

Нефтеносность Южного Искине (западного и восточного участков) связана с залегающей в подошве апта мощной песчаной пачкой (до 50—

60 м), строение которой еще не изучено во всех деталях. Апт налегает последовательно на размытых, круто поставленных слоях пермотриаса, юры и неокома. Питание нижнеаптской залежи происходило, по-видимому, за счет низов средней юры или пермотриаса. Признаки нефти имеются в ряде скважин, вскрывавших среднюю юру, а в двух скважинах наблюдался и небольшой приток нефти. Нефти Южного Искине носят типичный юрский облик и, как отмечалось выше, они очень близки по своим свойствам к нефтям из нижней части песчано-глинистой свиты средней юры Южного Макада, Доссора, Тентяксора, Новобогатинска, Косчагыла и пермотриаса Кулсаров.

Нефти пермотриаса Северного Искине, но только некоторых горизонтов, также очень близки к нефтям Южного Искине. Мало отличаются они и от нефтей пермотриаса Кулсаров. Поэтому не исключена возможность, что на Южном Искине нефти мигрировали в коллекторы нижнего апта из пермотриаса. Анализы углеводородного состава легких нефтей пермотриасовых горизонтов указывают на их преимущественно метаново-нафтенный характер; на Южном Искине несколько большее метановых углеводоро-



дов. Различия эти обусловлены историей формирования залежей. На Северном Искине пермотриасовая продуктивная свита залегает ближе к дневной поверхности, в то время как на Южном Искине среднеюрская или та же пермотриасовая продуктивная свита, откуда могло происходить питание нижнеаптской залежи, залегает на значительных

глубинах. Для глубокозалегающих среднеюрских и пермотриасовых нефтей как раз и характерно преобладание метановых углеводородов.

Приведенные выше наблюдения над изменением свойств нефтей по отдельным месторождениям и известные нам материалы по другим промышленным и разведочным площадям района позволяют сделать несколько выводов общего, регионального характера. Прежде всего в наиболее простой и отчетливой форме выступают закономерности изменения физико-химических свойств нефтей в стратиграфическом разрезе. Подобных примеров было приведено выше много и вкратце выводы могут быть сформулированы следующим образом: в тех месторождениях, где имеется возможность сопоставлять нефти из нескольких нефтяных горизонтов, залегающих в стратиграфическом разрезе последовательно один над другим, с нарастанием глубины падают удельные веса нефтей, содержание смол, и возрастает количество легких фракций и парафина. Соответственно меняются и все другие свойства нефтей.

В основе этих явлений лежат изменения химического состава нефтей, переход от метаново-нафтеновых нефтей, приуроченных к глубокозалегающим слоям пермотриаса и средней юры, к нафтеново-метановым нефтям в верхней части разреза. Эти глубокие изменения состава нефтей, очевидно, связаны и обусловлены изменениями геохимической обстановки вмещающих пород. Это можно проследить, в частности, по изменению степени минерализации пластовых вод, которая закономерно возрастает по разрезу сверху вниз. В этом же направлении несколько меняется и химический состав вод. Если в верхней части разреза отмечается присутствие сульфатов и установлена бактериальная жизнь, то ниже их нет. В этом же направлении закономерно меняются температура и давление в недрах.

Однако из этого общего правила отмечено несколько исключений, которые проявляются, правда, не по всем константам. Так, иногда, в связи с миграцией нефти снизу вверх, в отдельных вышележащих горизонтах концентрируются легкие фракции. Благодаря этому удельный вес нефти из вышележащего горизонта оказывается ниже, чем у подстилающего. Это наблюдается на Северном Макате при сопоставлении нефтей неокотского и первого юрского горизонтов, на Сагизе при сопоставлении нефтей нижнеаптского горизонта с нефтями верхнеаптского и альбского горизонтов. Во всех этих случаях расстояние по вертикали между «первичным» и «вторичным» горизонтами очень небольшое — несколько десятков метров (20—30 или 30—40), и верхний горизонт можно рассматривать как своеобразную газовую шапку по отношению к нижележащему. Кроме указанных довольно редких исключений, иногда нарушающих общее правило, следует указать на то, что изменения свойств по разрезу не всегда происходят плавно, а местами носят ступенчатый, скачкообразный характер. Это особенно хорошо видно на Восточных Кулсарах, где в одном блоке залегают нефти в пермотриасе, юре и мелу. Эти скачки в изменении свойств отмечены здесь между нефтями верхней угленосной и лингуловой свит средней юры; в последних несколько возрастает удельный вес и содержание смол. Ниже по разрезу восстанавливается общая господствующая тенденция в изменении свойств нефтей. В данном случае объяснение этого явления следует искать либо в процессах миграции легких фракций, либо в изменениях гранулометрического состава вмещающих пород.

Приведенные выше данные по отдельным месторождениям позволяют уточнить вопрос о «первичных» и «вторичных» нефтях и горизонтах, возникающих за счет миграции нефти из подстилающих горизонтов. Если

сравнить качества нефтей, заполняющих песчаные коллекторы в подошве готерива, в тех случаях, когда они залегают с размывом на средней юре, то окажется, что они меняются в довольно широких пределах. В то же время нефти каждого из этих горизонтов обнаруживают поразительное сходство с нефтями среднеюрских горизонтов, непосредственно подстилающих его. Это хорошо видно на примере Маката и Кошкара. Тем самым доказывается вторичный по генезису характер нижнеэокомского горизонта по отношению к первичному среднеюрскому. Сказанное относится к нижнеаптскому нефтяному горизонту, который самостоятельно на Эмбе нигде не развит, появляясь только там, где нефтеносен баррем или средняя юра.

По свойствам нефтей, которые заключены в нижнеаптском горизонте Южного Искине, имеющих типичный юрский облик, и по геологическим условиям, характеризующим это месторождение, также доказывается вторичный характер залежи нефти в этом горизонте. Тот же нижнеаптский горизонт, находясь в сочетании с горизонтами верхнего неокома (байчунасская свита), содержит совершенно иные по сравнению с Южным Искине нефти, типичные для пестроцветной свиты неокома.

Нижнеаптский и нижнеэокомский трансгрессивные горизонты не могут быть отнесены к категории нефтематеринских толщ, в силу того, что слагающие их осадки формировались в условиях среды сильно обогащенной кислородом. Это доказывается присутствием в породах в большом количестве таких минералов, как глауконит, фосфорит, по ряду признаков несомненно сингенетичных породам. Механический состав пород — прослой обычных и гравийных конгломератов, всегда сопутствующие этим горизонтам, также свидетельствуют об условиях, исключающих возможность нефтеобразования. Грубозернистый характер этих осадков представляет наилучшие условия для аккумуляции нефти, мигрирующей из других горизонтов. В силу этого трудно согласиться с проф. В. В. Вебером, который включал нижний апт наравне с верхним неокомом и средней юрой в категорию нефтематеринских толщ.

Другая весьма интересная закономерность выявляется при анализе распределения нефтей по их свойствам на площади исследуемого района в региональном плане. Если по всем изученным месторождениям выбрать нефти наиболее характерные для данного месторождения и, кроме того, имеющие здесь по своим запасам наибольшее значение, и эти данные нанести на карту, то окажется, что близкие по своим свойствам нефти тяготеют к определенным частям района. Так, месторождения с преобладанием масляных нефтей, к которым относятся, как известно, такие как Доссор, Макат, Сагиз, юго-западное поле Кошкара, основные горизонты Восточного Байчунаса, Теняксор, Жолдыбай, Алимбай, Бек-Беке, Нармунданак, Алтыкуль, Испулай, располагаются в основном к северу и северо-западу от р. Эмбы. Месторождения (Кулсары, Косчагыл), основные запасы которых представлены бензиновыми нефтями, находятся в основном к югу от р. Эмбы. В эту же группу попадает и Южное Искине и некоторые горизонты второстепенного значения из северной зоны, например залежь 185 участка Доссора, Таскудук, некоторые горизонты Сагиза и Северный Байчунас, не играющие существенной роли в добыче района.

Еще южнее находится зона, для которой характерны нефти высокосмолистые и высокопарафиновые. Такие нефти встречены на Каратоне, Теренъюзюке, Мунайли, Ушкане, Карачунгуле, Тюлюсе; в отдельных горизонтах и на этих куполах, в зависимости от геологических условий, встречаются в небольших количествах нефти и другого состава, например

бензиновые. Наконец, на крайнем юге исследованного района, на площадях Прорва и Буранкуль, где нефтяные горизонты залегают на глубинах свыше 2000 м, нефти относятся к группе сернистых, высокосмолистых и смолистых, высокопарафиновых и малопарафиновых. Удельные веса нефтей варьируют в пределах от 0,8353 до 0,8869. Эта географическая зональность не является случайной. Причины, вызвавшие подобное распределение свойств нефтей, коренятся в геологической истории области, различной в ее северной и южной частях. Известно, что в том же направлении, с севера на юг, происходит рост мощностей юры и мела, и в продуктивных свитах отмечаются фациальные изменения; меняются также и структурные особенности района, типы вмещающих нефть структур. При изучении вопросов, связанных с закономерностями распределения масляных нефтей на Эмбе, было установлено, что месторождения масляных нефтей приурочены к тем частям отдельных структур, которые в геологическом прошлом испытали неоднократные подъемы, подверглись глубоким размывам и где в настоящее время нефтяные горизонты залегают на небольших глубинах.

Месторождения бензиновых нефтей, наоборот, связаны с теми частями структур, которые постоянно, на всех этапах их развития находились на больших глубинах, не приближались к дневной поверхности, испытывали подъемы меньшей амплитуды и в итоге и сейчас залегают на значительной глубине. Эта закономерность, установленная для отдельных структур, повторяется и в региональном плане. Месторождения масляных нефтей, как указывалось, приурочены к северной части нефтеносной области, т. е. к зоне развития сокращенных мощностей мезо-кайнозой. В южной части района, наоборот, отмечены максимальные мощности для большинства ярусов юры и мела и масляные нефти здесь отсутствуют.

Различия в геологической обстановке в присводовых частях разных куполов обусловили дифференциацию в глубинах и степени воздействия тех или иных факторов, изменявших нефть в процессе и после их концентрации в залежах. Под воздействием разного рода факторов менялась не только нефть в коллекторе, но и вмещающие породы и пластовые воды; менялась вся геохимическая среда в залежи. К такого рода переменным факторам относятся температура, давление, наличие и характер бактериальной жизни, каталитические особенности пород, химизм вод, характер и продолжительность связи с дневной поверхностью, динамика вод на том или ином этапе развития структуры.

Естественно, что в разных районах и на структурах различных типов под воздействием всех этих разнообразных факторов возникали и нефти, отличающиеся по своим свойствам. В одинаковой геологической обстановке формировались близкие по составу и свойствам нефти. В наиболее резкой форме все эти изменения, отразившиеся на свойствах нефтей, проявлялись в присводовых частях куполов, подвергавшихся в процессе куполообразования наиболее активному тектоническому воздействию со стороны поднимавшихся соляных ядер и оказывавшихся вследствие этого в зоне выветривания или вблизи нее. Но один и тот же фактор, например глубина залегания, в различных частях района и на структурах разных типов проявляет себя не одинаково. На одной и той же глубине на опущенном крыле Восточных Кулсаров и на Каратоне залегают разные нефти. Но в пределах одной тектонической зоны, на близких глубинах, в сходной тектонической обстановке формируются нефти с близкими физико-химическими свойствами. Это особенно наглядно видно на примере масляных нефтей, приуроченных к определенной зоне и связанных с зале-

## Физико-химическая характеристика масляных нефтей

Возраст пород	Номер горизонта по общерайонной номенклатуре	Участок	Скважины	Число анализов	Интервал перфорации, м	Удельный вес $d_{4}^{20}$	Ацидные смолы на нефть, %	Аницидные смолы на мазут, %	Парафин, по Гольде, с деградацией		Кислотность, % $SO_3$	Фракционный состав по Энглеру, об. %						
									Содержание, %	Температура плавления, °C		Начало кипения, °C	До 150° C	До 200° C	До 250° C	До 270° C	До 300° C	
<b>Сагиз</b>																		
Пермотриас . . . . .	XIII	1	—	28	192—224	0,8974	14,7	23,8	0,4652	52,2	—	232	—	—	2,00	5,09	17,4	
Нижний апт . . . . .	V <sub>3</sub>	2	—	31	222—250	0,8898	8,8	12,1	0,547	51,7	—	213	—	—	4,1	7,1	19,2	
<b>Юго-Западный Кошкар</b>																		
Пелециподовая свита нижнего неокома . . . . .	VII <sub>5</sub>	—	—	3	213—224,5	0,8805	6,8	9,0	1,6	42,6	—	175	—	2,0	6,5	—	21,0	
Пелециподовая свита нижнего неокома — лингуловая свита средней юры	VII <sub>5</sub> + X	—	—	37	219—236	0,8800	3,0	3,9	1,7	43,5	—	215	—	—	3,5	—	23,5	
—				52	193—209	0,8869	6,0	7,5	1,8	39,5	—	230	—	—	—	1,0	—	19,5
—				8	200—212	0,8942	9,5	12,0	1,1	41,0	—	230	—	—	—	3,0	—	21,0
<b>Доссор</b>																		
Среднеюрский																		
Лингуловая свита . . . . .	X <sub>5</sub>	Основная площадь	—	13	70—105	0,8735	6,0	—	0,208	—	0,130	129	—	4,01	—	—	39,5	
Нижняя угленосная свита	XI <sub>4+5</sub>	То же	—	9	85—145	0,8877	7,6	—	0,179	—	0,904	147	—	1,7	—	—	40,5	
Песчано-глинистая свита	XII <sub>3</sub>	»	—	13	135—230	0,8730	5,91	—	0,25	—	6,685	113,8	—	3,5	—	—	41,0	
То же . . . . .	XII <sub>4</sub>	»	—	2	195—235	0,8684	6,65	—	0,15	—	0,784	157	—	4,3	—	—	43,0	
<b>Макад</b>																		
Нижний неомом . . . . .	VII <sub>4</sub>	Северный	—	4	60—80	0,8926	18,6	—	0,460	—	0,23	110	—	—	—	—	14,25	26,0
Среднеюрский:																		
Лингуловая свита . . . . .	X <sub>1</sub>	»	—	10	100—170	0,8982	18,1	—	0,501	—	0,39	231	—	—	—	—	5,5	18,25
То же . . . . .	X <sub>5</sub>	Юго-восточный	—	2	180—200	0,8809	7,6	—	—	—	0,016	226,5	—	—	—	—	16,5	27,5
Нижняя угленосная свита	XI <sub>5</sub>	Северный	—	5	325—340	0,8861	11,3	—	0,540	—	0,010	233	—	—	—	—	7,3	21,6
Песчано-глинистая свита	XII <sub>4</sub>	Юго-восточный и северный	—	5	385—400	0,8772	4,1	—	0,657	—	0,011	211,4	—	—	—	—	13,6	29,1

## Физико-химическая характеристика бензиновых нефтей

Возраст пород	Связанны	Интервал и глубина прорстена, м	Номер горизонта по общепринятой номенклатуре	Удельный вес $d_{4}^{20}$	Ацидные смолы, %	Парафин по Гольде, %	Температура плавления парафина, °С	Сера, %	Кислотность, мг КОН на 1 г	Фракционный состав по Энглеру, об. %										
										Начало кипения, °С	До 100° С	До 150° С	До 200° С	До 250° С	До 300° С	До 360° С	До 550° С			
Восточные Кулсары																				
Нижний альб	191	164—176	IV <sub>3</sub>	0,8887	9,0	2,1	32,5	0,36	0,20	77	—	—	4,5	10,0	26,5	56,0	82,0			
Нижний апт	178	223—227	V <sub>3</sub>	0,8818	6,0	4,0	47,0	0,35	0,20	76	—	—	2,0	11,0	28,0	55,5	79,6			
Верхний неоком	202	245—248	VI <sub>1</sub>	0,8788	5,5	3,3	40,0	0,27	0,20	76	—	—	2,0	11,0	26,0	56,0	84,5			
Верхняя юра	11	494—498	VIII <sup>a</sup>	0,8620	2,3	6,4	46,5	0,12	0,07	60	2,0	5,0	10,0	19,0	36,0	58,5	87,8			
Средняя юра J <sub>2</sub> <sup>4</sup>	67	627—633	IX <sub>1</sub>	0,8230	1,8	7,3	42,3	0,09	Следы	56	5,0	15,0	25,5	37,5	56,0	74,0	92,4			
То же	Группа скв. (ср. из 14 анализов)	638—668	IX <sub>2</sub>	0,8169	4,3	3,73	—	—	В % SO <sub>3</sub> 0,004	70	—	—	30,7	До 270° С 47,4	62,2	—	—			
»		То же (ср. из 4 анализов)	643—666	IX <sub>3</sub>	0,8133	4,1	2,932	—	—	В % SO <sub>3</sub> 0,005	66	—	—	31,9	До 270° С 51,7	63,6	—	—		
» J <sub>2</sub> <sup>3</sup>	»	715	X <sub>1</sub>	0,8411	6,2	1,39	—	—	В % SO <sub>3</sub> 0,033	84	—	—	16,7	До 270° С 37,7	50,0	—	—			
» J <sub>2</sub> <sup>3</sup>	177		X <sub>4</sub>	0,8222	5,0	—	—	—	—	85	—	—	23,0	—	58,5	—	—			
» J <sub>2</sub> <sup>2</sup>	153	904—908	XI <sub>4</sub>	0,8193	5,0	—	—	—	—	91	—	—	26,6	До 270° С 48,8	59,6	—	—			
Средняя юра J <sub>2</sub> <sup>2</sup>	94	981—986	XI <sub>5</sub>	0,7925	1,5	—	—	0,09	Следы	50	8,0	30,5	47,0	57,0	69,0	79,5	—			
» J <sub>2</sub> <sup>1</sup>	222	1024—1027	XII <sub>1</sub>	0,7932	1,5	4,1	48,5	0,09	Следы	45	12,0	35,5	48,0	61,0	71,0	81,5	94,3			
Триас	366	1210—1225	XIII <sub>1</sub>	0,7865	5 (в ма-зуте)	3,86	50,8	0,045	0,08	36	14,0	35,0	49,0	62,5	75,0	—	—			
»	37	1212—1228	XIII <sub>1</sub>	0,7840	11,0 (в ма-зуте)	1,78	51,5	0,43	0,03	51	11,0	34,0	48,0	60,0	73,0	—	—			
»	39	1273—1286	XIII <sub>1</sub>	0,7886	8,0 (в ма-зуте)	2,6	51,8	0,07	0,05	50	9,5	33,0	48,0	62,0	73,0	—	—			
Косчагыл																				
Нижняя угленосная свита J <sub>2</sub> <sup>2</sup>	234	402—405	—	0,853	13,5	1,75	46,5	0,13	0,47	—	2,0	11,3	18,7	28,2	41,6	52,2	79,2			
Песчано-глинистая свита J <sub>2</sub> <sup>1</sup>	164	419—447	—	0,846	7,0	1,39	47,5	0,03	0,15	68	1,0	15,0	24,3	34,2	47,0	58,4	84,4			



жами на приподнятых крыльях куполов. Этот тип залежей способствовал потере легких фракций и понижению содержания в них парафина (табл. 30). В то же время здесь действовали еще и какие-то другие благоприятные факторы, предотвратившие эту нефть от чрезмерного осмоления.

При формировании бензиновых нефтей геологическая обстановка складывалась иначе; они связаны преимущественно с опущенными крыльями куполов и большими глубинами, чем у масляных нефтей. Поэтому концентрация легких фракций здесь выше и содержание парафина больше. Обычно фиксируются еще и резкие различия в степени минерализации и отчасти химизме пластовых вод. Степень минерализации, как известно, возрастает по разрезу сверху вниз и с приближением к соляному ядру, а в самых верхних горизонтах иногда появляются сульфаты (табл. 31 и 32).

Таблица 32

## Физико-химическая характеристика бензиновых нефтей купола Искине

Возраст пород	Участок	Номер горизонта по общепринятой номенклатуре	Число анализов	Удельный вес $D_4^{20}$	Ацидные смолы, %	Конс. по Конрад-сону, %	Парафин, по Гольдс, %	Сера, %	Фракционный состав по Энглеру, об. %		
									Начало кипения, °С	До 200°С	До 300°С
Нижний апт	Западный	V <sub>3</sub>	10	0,7897	4,84	0,1	2,09	0,175	61,5	41,4	66,1
То же	Восточный	V <sub>3</sub>	7	0,815	4,9	0,18	1,0	—	68,0	30,0	58,0
Триас	Северный	XIII <sub>3</sub>	1	0,7970	—	—	—	—	61,0	27,0	68,4

Крайняя южная зона с высокосмолистыми и высокопарафиновыми нефтями (табл. 33), кроме возрастания мощности в некоторых свитах и, следовательно, погружения на большие глубины всех продуктивных свит, характеризуется еще и несколько пониженной минерализацией пластовых вод в меловых горизонтах, и, возможно, что и в более древних. Гранулометрический состав пород в этом южном районе, судя по данным опорных скважин, также меняется в сторону огрубения; здесь уменьшается содержание пелитовых фракций и ухудшается сортировка материала. Роль этого фактора в других районах подчеркивалась, в частности, Г. Н. Тамразяном (ДАН СССР, т. 99, № 3, 1954).

На Эмбе, для среднеюрской продуктивной толщи, которая является, как известно, и промышленно угленосной, можно заметить преимущественное преобладание углей в континентальных фациях, смолистых нефтей в осадках со значительным содержанием грубого материала, нефтей малосмолистых в осадках с большим содержанием глинистого материала, отлагавшихся в условиях заметного влияния мелководной морской среды в центральной части района.

В районах, где преобладают осадки морские, относительно более глубоководные, не установлено пока и промышленной нефтеносности; здесь имеется много газопроявлений, но их генезис, в смысле приуроченности (связи) к определенным стратиграфическим комплексам, неясен.

Немаловажное значение при анализе изменений свойств нефтей имеет количество нефти в залежи. Практика показывает, что чем меньше нефти в залежи, тем более она подвержена всякого рода вторичным изменениям. И, наоборот, при значительных запасах нефти в залежи, несмотря,

## Физико-химическая характеристика нефтей месторождений южной группы

Возраст пород	Скважины	Число анализов	Интервал перфораций, м	Удельный вес $d_{4}^{20}$	Ацидные смолы на нефть, %	Ацидные смолы на мазут, %	Процент кокса в мазуте	Парафин по Гольде, с деэструкцией		Сера, %	Кислотность, мг КОН на 1 г	Температура вспышки по М.П., °С	Температура застывания, °С	Фракционный состав по Энглеру, об. %					
								Содержание, %	Температура плавления, °С					Начало кипения, °С	До 100° С	До 150° С	До 200° С	До 250° С	До 300° С
<b>Каратон</b>																			
Альб . . . . .	—	14	635—658	0,8956	12,3	—	—	1,37	55,07	1,17	0,12	72	—	134	—	—	2,5	8,7	29,7
Апт . . . . .	—	3	647—740	0,8842	10,5	—	—	1,62	51,6	0,65	0,16	46	—	149	—	1,62	6,1	18,5	40,1
Неоком . . . . .	—	10	700—733	0,8901	11,1	—	—	3,22	52,1	0,99	0,12	85	—	204,9	—	—	2,1	7,3	26,8
<b>Ушкан</b>																			
Апт . . . . .	1	1	345—392	0,9125	—	44,0	4,53	1,03	48,5	0,42	0,14	163	Ниже —19	200	—	—	—	—	2,5
Пермтриас . . . . .	2	1	1053—1069	0,8610	—	40,0	—	2,8	55	0,16	0,115	—4	То же	78	2,0	13,0	23,0	31,0	43,0
Неоком . . . . .	9	1	527—535	0,9043	—	38,0	4,01	2,7	48,2	0,26	0,1	65	—	191	—	—	1,0	5,5	21,0
<b>Мануйли</b>																			
Средняя юра . . . . .	24	1	902—1364	0,8449	—	46	4,98	1,61	55	0,35	0,15	Ниже —10	Ниже —20	49	6,5	18,5	28,0	37,0	47,5
То же . . . . .	31	1		0,8582	—	55	6,06	1,31	54,4	0,35	0,15			То же	То же	70	6,5	18,0	26,0
» . . . . .	34	1		0,8662	—	55	8,0	1,5	54,0	0,36	0,27	»	»	86	—	14,0	25,0	30,5	46,0
» . . . . .	37	1		0,8525	—	67	5,7	1,8	53,0	0,29	0,19	»	»	90	—	17,0	27,0	36,5	47,5
» . . . . .	26	1		0,8571	—	68	5,8	1,9	52,4	0,34	0,13	Ниже —5	Ниже —18	73	4,5	15,0	23,0	34,0	44,5
» . . . . .	38	1		0,8515	—	55	5,01	2,3	53,2	0,35	0,12			То же	Ниже —20	53	7,5	20,0	30,0
» . . . . .	33	1		0,8581	—	56	5,8	2,4	52,8	0,36	0,08	»	»	76	4,0	16,0	25,0	34,0	45,0
» . . . . .	51	1		0,8362	—	33	4,3	2,1	51,8	0,23	0,08	»	»	55	6,0	20,0	30,0	39,0	49,5
<b>Тюлюс</b>																			
» . . . . .	15	1	630—632	0,8475	—	26,0	—	2,49	52	0,3	0,04	—	Ниже —20	80	—	10,5	19,5	29,5	44,0
» . . . . .	19	1	588—590	0,856	—	8,0	—	0,8	55	0,03	0,085	—	То же	105	—	6,1	13,5	23,5	45,5
» . . . . .	23	1	254—261	0,9071	—	58	3,7	0,65	54,4	0,3	0,07	92	Ниже —19	222	—	—	—	3,5	17,0

на казалось бы, неблагоприятную геологическую обстановку, например, незначительную глубину залегания, нефть мало меняет свои свойства.

Примером такого рода может служить Доссор; нефтяные горизонты основной площади находятся на незначительной глубине, однако качество нефти, в смысле содержания смол, не оставляет желать ничего лучшего. Но такие залежи, как на Тюлегене, восточном крыле Кошкара, южном крыле Тентяксора, Северных Кулсарах и на многих других разведочных площадях, где в залежи скопилось сравнительно немного нефти, содержат высокосмолистые, тяжелые нефти. Эти примеры служат подтверждением активной роли вмещающих пород и окружающих пластовых вод и указывают в то же время на масштабы происходящих явлений и пределы влияния этого фактора, по-видимому, в какой-то мере ограниченного каталитическими способностями пород при данной температуре и давлении. Эта активная роль пород, находящихся в непосредственном контакте с нефтью, как катализаторов, не является безграничной. По прошествии какого-то времени они как катализаторы стареют, но до этого они содействуют переработке какого-то количества нефти, и затем в пластовых условиях создается более или менее равновесная система, которая может быть нарушена в результате активных тектонических подвижек, например, при погружении области.

---

## УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА СОЛЯНЫХ КУПОЛАХ

После изложенных выше результатов исследований геологического строения и истории формирования куполов Южный Копкар, Сагиз, Байчунас, Тентяксор, Тюлегень и распределения на них нефтеносности, можно перейти к освещению отдельных сторон проблемы формирования имеющихся на этих куполах залежей нефти. Естественно, что поскольку до настоящего времени остаются неясными многие существенные разделы проблемы происхождения нефти, то и неразрывно связанные с ними вопросы формирования залежей также не могут быть освещены с необходимой полнотой. Однако при изучении и сопоставлении результатов наблюдений по нескольким соседним месторождениям можно выявить общие для них в этом отношении закономерности, которые могут оказаться действительными и для всего района.

Характер распределения и условия залегания нефти на изученных нами куполах и сведения, приведенные выше при описании стратиграфии, тектоники и истории формирования их дают некоторые, хотя и далеко неполные данные для суждения об условиях формирования нефтяных залежей. Прежде чем приступить к выяснению этих условий, следует указать на некоторые основные исходные положения, связанные с проблемой формирования нефтяных залежей на соляных куполах Прикаспийской впадины. К числу положений, имеющих отношение к этой проблеме, относительно которых нет разногласий среди большинства исследователей Южной Эмбы, относится установленное наличие в этом районе трех независимых друг от друга постоянно нефтеносных продуктивных свит, — пермотриасовой, среднеюрской и нижнемеловой (с последними связаны основные промышленно нефтеносные горизонты). Наряду с ними встречаются нефтяные горизонты и в других частях разреза. Всеми исследователями признается также неравномерный во времени рост куполов.

Со своей стороны, автору (Г. Е.-А. Айзенштадту) хотелось бы подчеркнуть: 1) значение гидрогеологической изоляции межкупольных депрессий, которая с течением времени в процессе их развития возрастает; 2) явление наследования на куполах древнего структурного плана; 3) то чрезвычайно важное обстоятельство, что региональные подъемы области в прошлом всегда сопровождались местными подъемами на куполах. Поэтому вместо предполагаемой некоторыми исследователями миграции нефти на большие расстояния, из регионально опущенных участков района к регионально поднятым, в связи с хорошей выдержанностью коллекторов, происходит расчленение всей области на отдельные купола и разделяющие их депрессионные участки, сочетание которых крайне затрудняет миграцию нефти на далекие расстояния. По этой причине и юрские и меловые залежи находятся как в регионально относительно поднятых участках, так и регионально относительно опущенных, например в Байчунас-Тентяксорской депрессии, Каратонской и т. д.

Вся проблема формирования нефтяных залежей в целом является исключительно сложной и всякие попытки ее решения на материале одного купола можно считать заранее обреченными на провал. Поэтому нами привлекается фактический материал, полученный в результате изучения ряда куполов. Однако и этот материал, пока на первом этапе исследования, может помочь только в решении некоторых вопросов, к которым относится определение, хотя бы в грубых пределах, времени образования нефтяных залежей, размеров и положения нефтесборной площади, выделение свит первично-нефтеносных и таких, в которых нефть оказалась благодаря ее перемещению из нижележащих пластов. Необходимо также осветить роль и значение движений отдельных куполов и их крыльев и некоторые другие вопросы.

### ЮЖНЫЙ КОШКАР

Как указывалось, Южный Кошкар может быть разделен на две резко отличающиеся друг от друга части: северо-западную и юго-восточную. Различия заключаются в характере движений, проявившихся в этих частях купола, отразившихся на мощностях осадков, структурных особенностях крыльев, формах нефтяных залежей, условиях их образования и качествах нефтей.

На юго-западном крыле Кошкара часть залежей экранируется сбросом, часть относится к группе стратиграфических, экранированных плоскостью несогласия. Последняя группа, к которой относятся юрские горизонты, дает многое для определения времени и условий формирования залежей, тем более, что аналогичные условия наблюдаются на Тентякоре, Искине, в юрских залежах Байчунаса, Новобогатинске.

Некоторые исследователи настаивают на раннем приходе нефти в свод структуры. Так, например, В. Я. Авров (1949 г.) пишет, что «процесс нефтеобразования в геологическом времени, видимо, является относительно быстрым, развивающимся вслед за захоронением нефтеобразующей органики». Близкой точки зрения придерживается Н. А. Швембергер, который в 1947 г. писал: «В связи с неоднократным в течение мезо-кайнозой образованием поднятий, неоднократно создавались и условия для аккумуляции нефти, для образования нефтяных залежей». Однако с позиций В. Я. Аврова совершенно необъяснимо происхождение залежей, экранированных плоскостью несогласия. На промысловой площади Тентякора от среднеюрской продуктивной свиты сохранилось, как известно, всего 80 м. И вот в этой сохранившейся от размыва нижней части средней юры залегает нефтяной горизонт, экранированный плоскостью стратиграфического несогласия, которое здесь отмечается между средней юрой и нижним неокомом. На юго-западном поле Кошкара наблюдается та же картина, с той лишь разницей, что здесь средняя юра размыва не в такой степени, как на Тентякоре.

Залежи этого типа не представляют собой какое-нибудь исключение на Южной Эмбе; они встречены на разных участках Байчунаса, на Косчагыле, на Искине, в Новобогатинске. Очевидно, что подобные залежи могли сформироваться не раньше, чем отложился экран, — изолирующая покрывка из неокомских глин на Тентякоре, Байчунасе, Южном Кошкаре, аптских глин на Искине, третичных отложений в Новобогатинске, где залежь занимает песчаную линзу в подошве третичных осадков, покрывающих круто поставленные и размывные слои юры и пермотриаса. Пока не было ловушки, не могло быть и залежи. Качества нефтей этих залежей,

преимущественно легких или средних по значениям удельного веса, с очень низким содержанием смол, также могут указывать на сравнительно молодой возраст залежей. Следовательно, в первые фазы подъема купола, нефть из области питания, либо вовсе не поступала, либо двигалась настолько медленно, что процесс роста купола, разрушение его свода и накопление трансгрессивного комплекса значительно опережали приход нефти к своду поднятия, что и создавало условия для сохранения залежей. Подобная точка зрения раньше высказывалась Н. А. Калининым.

Обращает на себя внимание еще один интересный факт, а именно, отсутствие промышленных залежей в широких грабенах некоторых куполов, где сохранились полные разрезы неокома, а иногда и юры. Так как до образования грабена эти породы составляли часть свода купола, то при раннем приходе нефти в свод структуры здесь должны были бы образоваться наиболее богатые залежи нефти. Грабены обычно выполнены в верхней части третичными отложениями или сенон-туроном, следовательно, их формирование закончилось после отложения этих осадков, т. е. в сравнительно молодое время. Залежи обычно встречаются на крыльях куполов, где они экранированы сбросом грабена. Таким образом, крыльевые залежи на отдельных куполах могут оказаться более молодыми, чем грабены.

В ряде случаев наблюдаются более сложные соотношения, которые приводят к заключению о формировании залежей не в одну фазу, а в несколько. К таким выводам, например, приводят данные об условиях залегания нефти на Северном Макате и Юго-Восточном Макате. Достаточно сложными являются также условия формирования нефтяных залежей Косчагыла. Исключительно трудно определить время формирования залежей в опущенных крыльях куполов, где последовательно нефтеносны пермтриас, юра и мел, как например на Восточных Кулсарах. Если учесть наблюдения над стратиграфическими залежами и грабенами, то можно предположить, что и в этом случае залежи формировались сравнительно недавно.

Возвращаясь к объекту наших исследований — Кошкару, можно до получения более надежных данных считать, что формирование основных залежей в юре произошло на юго-западном крыле в посленеокомское время. Дювушка на северо-западном крыле — основной сброс, приуроченный к крутому склону соли, образовался в послееюрское — преднеокомское время, движения по этому направлению повторялись и в более молодое время; точно датировать время формирования залежей как и на юго-западном крыле, здесь пока невозможно. Верхний предел в данном случае может быть очень высоким, вплоть до конца третичного времени, когда залежь приобрела свой современный облик.

Вопрос о времени формирования нефтяных залежей тесно переплетается с вопросом о положении и размерах нефтесборной площади. Анализ геологической карты исследуемого района и данных, полученных при изучении истории формирования купола, показывает, что скопления нефти на северо-западном крыле Кошкара могли образоваться только за счет притока с запада и северо-запада. С юга и востока пути были закрыты приподнятой частью купола Кошкара. Точно также подток нефти к юго-западному крылу Кошкара мог происходить только с запада и юго-запада, так как свод в районе горста Кошкара возник еще в предверхнеюрское время, и нефть с востока не могла попасть на юго-западное крыло купола.

Формирование залежей восточного крыла Сагиза могло происходить только при миграции нефти с востока, поскольку западное крыло Сагиза было приподнято, возможно, еще до отложения верхней юры, а в преднеокомское время оно уже отделилось от восточного крыла по сбросу. С юга и севера от II и III участков восточного крыла Сагиза расположены относительно более приподнятые участки крыла, которые могли и на предыдущих этапах развития купола выступать как приподнятые.

Купол Бисбулюк, который находится к югу от Сагиза и к юго-западу от Кошкара, по имеющимся данным, отличается сильной нарушенностью и неглубоким залеганием соли. В своде купола обнажаются древние породы вплоть до средней юры. Для этого купола характерны глубокие размывы и несогласия между неокомом и юрой, аптом и неокомом, т. е. развитие купола шло в основном по тому же плану, что и в соседних куполах Сагиза и Кошкара. Следовательно, площадь, занимаемая куполом Бисбулюк, не могла служить областью питания для Кошкара или Сагиза, точно так же, как площадь, занятая Сагизом, не могла служить нефтесборной площадью для Кошкара и наоборот.

В отдельные моменты геологической истории исследуемые купола могли испытывать подъемы разной амплитуды, но это все-таки не могло привести к их полному преобразованию, хотя бы на время, в межкупольное пространство. Купола Кошкар, Сагиз, Бисбулюк все время сохраняли тенденцию к подъему, а разделяющая их межкупольная депрессия должна была соответственно выступать все время как относительно опущенный участок, который только и мог служить нефтесборной площадью для формирования залежей на куполах. Тем самым выявляется роль и значение межкупольного прогиба при формировании нефтяных залежей в условиях Южной Эмбы, как порога или своеобразного водораздела, который сохранял свое значение в течение длительных промежутков времени на разных этапах формирования прилегающих куполов. Этот прогиб допускал перемещение нефти со склонов межкупольного пространства одновременно в сторону Сагиза и Кошкара или Кошкара и Бисбулюка. Несмотря на различия в амплитудах подъемов куполов и их крыльев, нефть не могла перемещаться из одной половины межкупольного пространства в другую, с одного борта на другой.

Условия формирования нефтяных залежей на Южной Эмбе весьма разнообразны, так же как и формы куполов и межкупольных пространств, поэтому в отдельных случаях вполне допустимы такие явления, как перехват нефти каким-либо куполом не только с площади ближайшего склона межкупольного пространства, но и с площади, занятой соседним куполом, который в данную фазу не испытывал подъемов (если будет доказано, что межкупольного прогиба между этими куполами в то время не было). Н. В. Неволин и А. П. Чопоров указывали на Байчунас и Тюлегень, как на пример подобного рода; нашими данными это не подтверждается. Здесь не приходится говорить о каких-то обширных нефтесборных площадях и миграции нефти на очень далекие расстояния. Областью питания для Сагиза и Кошкара служило межкупольное пространство, которое находится между куполами Сагиз, Кошкар, Бисбулюк. Явления перехвата предполагаемые для Байчунаса и Тюлегеня, если они даже подтвердятся при дальнейших исследованиях, не могут иметь на Южной Эмбе широкого распространения, так как здесь в большинстве случаев должны иметь преобладающее значение тенденции к наследованию куполами древнего структурного плана.

Из рассмотренных материалов видно, что амплитуды подъемов крыльев куполов, расположенных по сторонам одного межкупольного пространства, не оказывают решающего влияния на самую возможность появления нефти на том или ином крыле. Амплитуды подъемов крыльев куполов с формирующимися или сформировавшимися залежами нефти приобретают большое значение в дальнейшем, когда залежь приближается к дневной поверхности и когда из-за чрезмерного подъема она целиком разрушается, что как раз и имело место на очень многих соляных куполах Южной Эмбы.

Условия залегания нефти на северо-западном крыле Кошкара иллюстрируются рис. 2, 3, 10, 11, 12, а для Сагиза рис. 20, 21, 23, 34, 35, 36; стратиграфическое положение нефтяных горизонтов Сагиза и Кошкара показано на рис. 37. При ознакомлении со всеми этими материалами выявляется сходство в структурных условиях залегания нефти по обе стороны межкупольного пространства, в формах нефтяных залежей и устанавливается также приуроченность основных нефтяных горизонтов к одним и тем же частям разреза. Это особенно хорошо видно по юрским нефтяным горизонтам лингуловой свиты, которые имеются на II и III участках Сагиза и северо-западном крыле Кошкара. На III участке Сагиза имеются нефтяные горизонты и ниже по разрезу средней юры, но на II участке Сагиза их нет, как и на Кошкаре. Верхняя угленосная свита и верхняя юра на Кошкаре в своде купола размыты, поэтому в отличие от Сагиза в них нет нефтяных горизонтов. Верхний альб, наоборот, размыт в значительной степени на Сагизе и представлен почти в полной мощности на Кошкаре, где с ним связаны промышленные нефтяные горизонты. Хотя развитие сопоставляемых участков Сагиза и Кошкара не всегда шло по одной линии, перед верхней юрой и перед неокомом Северо-Западный Кошкар был поднят на большую высоту, чем восточное крыло Сагиза (II и III участки), а перед тураном и в более молодое время, наоборот, Восточный Сагиз оказался более приподнятым, тем не менее отмечается много общего в характере распределения нефтяных горизонтов на обоих крыльях, что как раз и подтверждает ряд высказанных выше положений.

Имея в виду данные региональных исследований, можно установить и для Кошкара горизонты, связанные с постоянно-или первично-нефтеносными свитами, и горизонты, в которых нефть находится явно во вторичном залегании. К первым следует отнести нефтяные горизонты средней юры; в пермтриасе Кошкара нефть пока не найдена; баррем на юго-западном крыле полностью смыт, а на северо-западном крыле, в своде поднятия он также отчасти размыт.

Соотношения между постоянно-нефтеносной свитой (средней юрой) и вторичными нефтяными горизонтами легче выявляются на юго-западном крыле Кошкара. По исключительному сходству в качествах нефтей и по условиям залегания нижне-неокомского трансгрессивного горизонта на головах размытых среднеюрских нефтяных горизонтов видно, что нефть в основании неокома оказалась благодаря притоку из средней юры, точно так же и все вышележащие, очень ограниченные по размерам, горизонты в пелециподовой свите, песчано-глинистой свите и затем газовый горизонт в подошве апта образовались за счет миграции нефти из средней юры. Самый нижний из среднеюрских нефтяных горизонтов, залегающий в нижней угленосной свите (III юрский по промысловой номенклатуре), который изолирован от нижнего неокома, содержит нефть, отличающуюся по своим качествам от нефтей вышележащих горизонтов юры, питавших нижний неоком.



В нефти из этого горизонта (см. табл. 10) содержится значительно больше смол и несколько больше легких фракций, которые из вышележащих горизонтов мигрировали в нижний апт, где залегают преимущественно газовый горизонт. По имеющемуся анализу из скв. 72, здесь скопился главным образом метан с очень небольшой примесью тяжелых углеводородов. В связи с уходом легких фракций в нижеаптский горизонт, на этом крыле замечается повышение удельных весов нефтей книзу от более молодых горизонтов к более древним в противоположность тому, что наблюдается на многих других месторождениях Южной Эмбы, например, на Кулсарах, Сагизе и др.

На северо-западном крыле Кошкара основные запасы связаны также со средней юрой (лингуловой свитой). Из вышележащих отложений эксплуатируется только часть горизонтов верхнего альба. При формировании залежей этого крыла приходится допускать в значительных масштабах вертикальную миграцию нефти, что доказывается появлением залежи в подошве турона. Турон, как известно, слагается белыми меловыми мергелями, т. е. в фации явно непродуктивной. Залежи в подошве турона встречаются на Южной Эмбе только в тех месторождениях, где на глубине имеются богатые залежи в средней юре, барреме или альбе, как например, на Каратоне, Восточном Байчунасе. Поэтому можно считать, что если нефть смогла пройти по вертикали путь от средней юры до турона, то, очевидно, что и все остальные горизонты, занимающие промежуточное положение в разрезе, в том числе и верхнеальбские, образовались за счет миграции юрской нефти. Тем более, что все эти вторичные горизонты, за исключением верхнеальбских, содержат очень мало нефти; качество нефтей этих горизонтов низкое — тяжелые по удельным весам и высокосмолистые. Миграция могла происходить в какие-то моменты, при благоприятных условиях, по плоскости сброса или по ослабленным, нарушенным зонам в своде структуры.

Благодаря присутствию в разрезах двух или трех продуктивных свит и широкому распространению явлений вертикальной миграции, для ряда месторождений Южной Эмбы характерно многоярусное строение нефтяных залежей, появление в разрезе большого числа нефтяных горизонтов (Кулсары, Косчагыл, Сагиз; к этой же категории относится северо-западный Кошкар). На примере Кошкара также видно, что в процессе миграции нефтей происходит их изменение по двум основным направлениям: 1) в вышележащих вторичных горизонтах отмечается концентрация легких фракций и падение содержания смол, как это видно на примере юго-западного Кошкара; 2) нефти вышележащих горизонтов, благодаря ряду вторичных изменений, утяжеляются, теряют легкие фракции и обогащаются смолами; этот вариант встречается на Эмбе довольно часто (северо-западный Кошкар, Кулсары, Косчагыл и др.).

Поскольку наметившаяся связь между геологическими условиями залегания нефти и ее физико-химическими особенностями подтверждается данными других месторождений Южной Эмбы, а также и по другим нефтеносным районам, то следует выявить причины геологического порядка, повлиявшие на процесс преобразования захороненного в породах органического вещества или на направление метаморфизма нефтей, которые привели в конце концов к появлению тех или иных специфических свойств нефтей.

Одним из возможных факторов, оказавших существенное влияние на характер и направление преобразования исходной органики или изменение ранее образовавшейся нефти, могли оказаться температурные условия. Чтобы проследить их изменения во времени, был построен гра-

фик (см. рис. 15), на котором показаны в историческом разрезе изменения глубин залегания и температуры пород отдельных опорных горизонтов на разных участках Южного Кошкара (северо-западном и юго-западном), содержащих нефти разные по своим свойствам. За опорный горизонт для юго-западного участка взята кровля нижней угленосной свиты, непосредственно выше и ниже которой имеются нефтяные горизонты, а для северо-западного Кошкара, соответственно, кровля лингуловой свиты, ниже которой залегают основные на этом участке юрские нефтяные горизонты.

Глубина погружения горизонта определялась по накопившейся мощности вышележащих отложений, а величина подъема участка — по денудированной мощности. В настоящее время третичные отложения отсутствуют на Кошкаре, но в дочетвертичное время они покрывали весь этот район, о чем может свидетельствовать присутствие третичных на Алимбае, где их мощность по данным сейсмоки достигает 700—800 м. При вычислении температур для разных глубин были приняты во внимание средняя годовая температура для района Эмбы в  $7,5^{\circ}\text{C}$ , предполагаемая глубина залегания нейтрального слоя в 20 м и сведения о величине средней геотермической ступени для разных глубин, вычисленных для Южной Эмбы М. Ф. Беляковым (1949). Полученные данные сведены в табл. 24 и по ним построены температурные кривые.

Таблица 24

Данные о глубинных температурных условиях на куполе  
Южный Кошкар

Глубина, м	Средняя геотермическая ступень по району, $\text{м}/^{\circ}\text{C}$	Температура, $^{\circ}\text{C}$
100	11,5	14,8
200	17,5	17,0
300	20,4	21,5
400	21,8	25,2
500	24,7	17,8
600	26,7	28,7
700	27,0	33,0
800	28,4	35,2
900	28,6	38,5
1000	28,7	41,9
1100	29,4	44,3
1200	30,0	47,1
1300	30,6	49,3
1400	—	52,3
1500	34,0	55,5
1600	—	58,8

При анализе этих данных следует учесть, что они отвечают современному периоду, а в геологическом прошлом величина геотермической ступени могла быть и несколько иной. Менялась она, в частности, в зависимости от глубины залегания того или иного горизонта, от его положения на структуре. По данным М. Ф. Белякова, на Косчагыле в своде купола на глубинах от 80 до 445 м величина геотермической ступени меняется от 19 до 29 м, а на крыле того же купола на глубинах от 125 до 525 м она выдерживается в пределах 26—27 м. Подобные скачки могли иметь место и в прошлом. Учесть эти колебания очень трудно. Точно также здесь не может быть учтено ни влияние региональных несогласий,

связанных с подъемами всей области, поскольку неизвестна их продолжительность во времени (ни абсолютная, ни относительная), ни мощность накопившихся осадков, полностью уничтоженных затем при трансгрессии, если в это время происходило накопление осадков. Примером может служить перерыв, фиксируемый по отсутствию верхнего волжского яруса; неясен вопрос о барреме, о сеномане и некоторых других менее крупных региональных несогласиях. Очевидно, что с каждой такой эпохой связан общий подъем области и соответствующие более или менее резкие скачки в температурах пород надсолевого комплекса. Следовательно, колебания температур в пределах взятых нами участков могли быть значительно большими по своему значению, чем это показано на нашем графике (см. рис. 15). Из представленных на графике данных можно сделать несколько выводов.

1. Максимальная температура, которую могли достигнуть породы в связи с их погружением, не превышала  $60^{\circ}\text{C}$ . Величина эта может возрасти при условии, что в геологическом прошлом вековые колебания температуры имели общую тенденцию к повышению и температура в недрах в связи с этим могла иметь более высокое значение.

2. На графике можно увидеть, что максимальные различия в температурах вмещающих пород на разных участках купола установились в четвертичное время, в связи с последним наиболее молодым подъемом соли. Разница составляет  $20^{\circ}\text{C}$ . До этого подъема особых различий не замечалось и температура на обоих участках медленно возрастала до конца третичного времени. В отдельные моменты наблюдались только переходы от менее высоких температур к более высоким (амплитуды колебания до  $13^{\circ}$ ) в юре и в мелу; в более резкой форме эти колебания проявились на юго-западном участке.

3. Из анализа всего геологического материала по Кошкару, а также изображенных на графике изменений в глубинах залегания горизонтов, видно, что юрские породы юго-западного участка, содержащие в настоящее время залежи масляной нефти, несколько раз поднимались до уровня дневной поверхности, оказываясь при этом в совершенно иных гидрогеологических, температурных и биохимических условиях, чем породы северо-западного участка. Скачки эти происходили в юрское и меловое время, по крайней мере, три раза. Северо-западный участок принимал участие в общем подъеме купола, но не в такой резкой форме, как юго-западный, и нефтеносные здесь породы лингуловой свиты были изолированы от влияния дневной поверхности в первую фазу подъема купола (предверхнеюрскую) глинами верхней угленосной свиты, а во вторую (преднеокомскую) — глинами верхней юры.

Выше при описании условий формирования нефтяных залежей на Юго-Западном Кошкаре указывалось, что в преднеокомское время еще не существовало нефтяных залежей, так как ловушка сформировалась после отложения неокома. Следовательно, изменениям под влиянием поверхностных агентов в преднеокомское время могли подвергаться только юрские породы, которые значительно позже послужили коллекторами для нефти. Измениться могло также в какой-то мере органическое вещество, находившееся в породах в той зоне, которая подвергалась выветриванию. Но, так как нефтесборная площадь была значительно большей, чем эта зона в своде купола, то последнее обстоятельство не могло существенным образом сказаться на конечном результате, т. е. на формировании нефтей разного качества. Поэтому приходится считать, что основную роль здесь сыграли именно процессы изменения каталитических свойств пород в присводовой зоне юго-западного крыла, где впоследствии разме-

стились залежи нефти. На северо-западном крыле это явление либо вовсе не имело места, либо проявилось в ослабленной форме, в связи с лучшей изоляцией юрских пород.

Наряду с этим, серьезное, а возможно и решающее значение, должен иметь и последний этап в геологической истории формирования залежей и типов нефтей, приуроченный к концу третичного и четвертичному времени, когда эти участки были приподняты на разную высоту и примерно в течение 1—2 млн. лет находились в разных температурных условиях (разница в 20° С). Известно, что при повышении температуры скорость реакций значительно возрастает, а направление их может измениться.

Затронутые выше вопросы относятся к тем разделам химии и геохимии, которые пока еще не изучены в достаточной мере. Решение их может идти только по линии глубокого изучения геохимии вмещающих пород, которое затрудняется многими обстоятельствами и, в частности, отсутствием специально отобранного кернового материала. Изучение геологической обстановки и условий формирования Кошкара и связанных с ним нефтяных залежей выявляет целый ряд факторов, сложное взаимодействие которых в природных условиях и приводит к появлению разнообразных типов нефтей. Независимо от того, какой именно из этих факторов является решающим при образовании масляных нефтей, совершенно отчетливо выступает связь с глубиной залегания нефти, их приуроченность к поверхностным зонам отдельных месторождений и менее глубоко опущенным районам нефтеносных областей.

В природных условиях, в отдельных случаях, возможно образование масляных нефтей, по-видимому, и вне прямой связи с поверхностными влияниями. Как известно, к масляным нефтям первого сорта, по техническим условиям 1948 г., относятся нефти с содержанием акцизных смол в мазуте не более 12%, при содержании парафина не более 0,6%, и содержании воды, солей и механических примесей не более 2%. Следовательно, если из высокосмолистых и высокопарафиновых нефтей удалить часть смол и парафинов, что и проводится при переработке нефтей, (деасфальтизация и депарафинизация), то остаток в ряде случаев будет удовлетворять требованиям, предъявляемым к масляным нефтям. В производственных условиях применяется и другой метод получения нефтей, удовлетворяющих этим требованиям, а именно, на Эмбе применяется, в частности, смешение нефтей юрских 1-го сорта (масляных) с нефтями низкосортными-неокомскими, смолистыми (например, нефти нармунданакской с нефтями сагизской и южнокошкарской).

На Эмбе, как упоминалось, мы часто сталкиваемся с несомненными доказательствами происходившей здесь вертикальной миграции нефти. В процессе миграции при прохождении нефти через толщу пород могла иметь место потеря части смол и парафинов (как правило, содержание парафина в нефтях эмбенских месторождений при движении по разрезу кверху всегда падает). В мигрировавшей нефти в ряде случаев могли появиться вторичные смолы; на многих куполах, в том числе и на северо-западном крыле Кошкара, в верхних горизонтах содержание смол возрастает, например в верхнем альбе. Отличать первичные смолы от вторичных мы пока не умеем; таким образом, необходимо особенно удачное стечение обстоятельств, которое предохранило бы мигрировавшую нефть от появления вторичных смол. Парафины, же, по-видимому, не появляются в результате вторичных процессов.

Присутствие в разрезах эмбенских месторождений нескольких продуктивных свит, например, среднеюрской и верхне-неокомской, содержа-

щих разные по своим качествам нефти, может привести при миграции нефти к образованию вторичных горизонтов с нефтями, свойства которых будут близки масляным. По-видимому, таким путем можно объяснить появление на II участке Сагиза на опущенном крыле в нижнеаптском горизонте нефти очень близкой по свойствам к масляной, относимой к I-му сорту. Нижнеаптский горизонт на всех месторождениях, где он нефтеносен, содержит нефть мигрировавшую из нижележащих горизонтов. В этом горизонте появляется нефть только в случае нефтеносности средней юры или баррема. Это правило выдерживается по всем месторождениям Южной Эмбы. В тех случаях, когда нет нефти в нижележащих горизонтах, не бывает нефти и в нижнем апте. На Восточном Сагизе нефтеносна и средняя юра и баррем, однако масляная нефть имеется только в нижнеаптском горизонте II участка; тот же горизонт на III участке того же восточного крыла содержит бензиновую нефть. При сравнении характера нефтеносности разрезов II и III участков устанавливаются существенные различия в степени нефтенасыщения юры и неокома на сравниваемых участках. На III участке значительно больше нефти в средней юре и меньше в неокоме, а на втором участке, наоборот, несколько больше нефти в неокоме и меньше в юре. По-видимому, здесь имело значение количество мигрировавшей нефти и пропорции, в которых происходило смешение разных нефтей при миграции.

### САГИЗ

Учитывая изложенное выше, следует признать, что при формировании нефтяных залежей на куполе Сагиз горизонтальная миграция нефти по пластам в основном ограничивалась прилегающими межкупольными пространствами, являющимися для них нефтесборными площадями. Следует отметить еще роль вертикальной миграции в формировании нефтяных залежей, которая на Сагизе и других куполах (Ю. Копкар) обнаруживает себя скоплениями нефти, иногда в промышленных количествах, во вторичном залегании в низах неокома (готерив, низы баррема), в верхнем апте и альбе. Судя по наблюдениям за появлением нефти во вторичном залегании в трещиноватых верхнемеловых породах в грабене Центрального Сагиза, можно заключить, что миграция нефти с успехом здесь осуществляется по сбросовым и капиллярным трещинам из продуктивных горизонтов в вышележащие пласты. Последним подтверждается, что при формировании залежей, наряду с горизонтальной миграцией по пластам, известную роль также играет миграция вертикальная по сбросам и трещинам. Из приведенных ранее материалов видно, что в настоящее время наибольшее количество промышленных нефтяных залежей приурочено к опущенному восточному крылу Центрального Сагиза (нижнемеловые, юрские и триасовые), и значительно меньшее число их (триасовая залежь) на западном поднятом крыле. На Северном Сагизе, где промышленное значение старой разведочной площади окончательно не выяснено, выявленные там нефтяные горизонты приурочены к пригорстовой опущенной части восточного крыла.

По-видимому, частая приуроченность нефтяных залежей к опущенным блокам и крыльям структуры Сагиза объясняется лучшей изоляцией залежей от поверхности, что обеспечивает их сохранность. При таком объяснении очень возможно, что нефтяные залежи имелись в отдельных толщах и на поднятых крыльях и блоках купола, но вследствие последующего глубокого размыва в периоды подъемов они были целиком разрушены.

Перейдем теперь к рассмотрению отдельных залежей. Верхнетриасовая залежь первого участка Центрального Сагиза запечатана нижнемеловыми породами грабена по плоскости сброса (см. рис. 29), появившегося в преднеокомское время. Исходя из указанного, время формирования этой залежи должно быть не древнее преднеокомского. Закончилось ли формирование этой залежи в преднеокомское время или продолжалось и позже, остается неясным, так как преднеокомский сброс обновлялся до послетриасового времени включительно.

На восточном крыле Центрального Сагиза (II участок), при переходе с террасовидной ступени на крутой палеозойский склон соли, в скв. 159 нефть встречена в тех же верхнетриасовых горизонтах, что и на первом участке. Верхнетриасовые нефтяные горизонты в скв. 159 экранируются сбросом преднижнеюрского возраста, которым и определяется нижняя граница формирования этих залежей.

Рассмотрим теперь вопрос о путях притока нефти к этой залежи и о нефтесборной площади. Исходя из изложенных выше и принятых нами представлений по вопросу миграции нефти, последняя могла осуществляться при формировании верхнетриасовых нефтяных горизонтов западного крыла из межкупольного пространства между куполами Доссор, Макат и Сагиз, а при формировании стратиграфических аналогов этих же горизонтов на восточном крыле — из межкупольного пространства, заключенного между куполами Кошкар, Сагиз и Макат. Все названные выше купола, а также купола Тюлегень и Бисбулюк, ограничивающие Доссор-Сагизскую мульду с юга, были сформированы в верхнепермское время. В пользу отнесения рассматриваемых выше двух межкупольных пространств к нефтесборной площади говорит факт наличия триасовых нефтяных горизонтов на крыльях куполов Доссор, Макат и Сагиз, прилегающих к этим межкупольным пространствам. Исключением является только Южный Кошкар, где триасовые нефтяные горизонты пока не установлены.

Среднеюрские залежи нефти на восточном крыле Центрального Сагиза образовались после отложения верхней юры. Подтверждением этому является экранирование здесь нефтяных горизонтов верхней угленосной и лингуловой свит плоскостью стратиграфического несогласия между верхней и средней юрой. Очевидно, что если бы в предсреднеюрскую фазу подъема соли нефть была аккумулирована в своде среднеюрской структуры, то залежи, по крайней мере верхних горизонтов, были бы разрушены. Однако они уцелели, что свидетельствует о их формировании после того, как на размытой поверхности средней юры отложились среднеюрские осадки.

На Центральном поле восточного крыла Северного Сагиза на размытой поверхности верхней угленосной свиты залегают нижний неом. К трансгрессивному горизонту нижнего неокома приурочена нефтяная залежь. Залегающая ниже средняя юра имеет нефтяные горизонты. Очевидно, что нефтяная залежь в подошве неокома образовалась за счет миграции нефти из раскрытых среднеюрских пластов, причем, в этих условиях она могла сформироваться только после отложения неокома. Если же в средней юре и были сформированы нефтяные залежи до преднеокомского размыва, то сохраниться могли лишь те, которые им не затрагивались. Таким образом, верхние среднеюрские нефтяные горизонты Северного Сагиза, залегающие в головах пластов срезанных преднеокомским размывом, формировались не раньше отложения неокома (скв. К-25).

По соседству с Северным Сагизом на Южном Макате установлены среднеюрские залежи, приуроченные к песчано-глинистой свите. Здесь залежи запечатаны породами грабена по плоскости сброса мелового возраста, которым примерно может определяться время формирования этих залежей. На северо-западном поле Южного Кошкара среднеюрские нефтяные горизонты приурочены к лингуловой свите и экранированы сбросом, приуроченным к крутому склону соли, что определяет возраст нефтяных залежей как послееюрское — преднеокомское время. На юго-западном поле Южного Кошкара среднеюрские нефтяные горизонты установлены в лингуловой и нижней угленосной свитах. На размытой поверхности средней юры здесь залегает неоком, к трансгрессивному горизонту которого, как и на Северном Сагизе, приурочен нефтяной горизонт, сформированный за счет миграции нефти из раскрытых нижележащих среднеюрских горизонтов. Очевидно, что формирование среднеюрских горизонтов, экранированных плоскостью стратиграфического несогласия средней юры с неокомом, могло произойти не раньше неокома. Определяя время формирования среднеюрских нефтяных залежей возрастом экрана их в зоне стратиграфического несогласия, мы получаем большую амплитуду колебания нижней возрастной границы.

Так, среднеюрские залежи восточного крыла Центрального Сагиза, северо-западного поля Южного Кошкара, Кулсаров и возможно промысловой площади Доссора формировались не раньше отложения верхней юры; среднеюрские залежи Северного Сагиза, юго-западного поля Южного Кошкара, Косчагыла и Тентяксора формировались не раньше отложений неокома; наконец, среднеюрские залежи купола Искине, экранированные поверхностью стратиграфического несогласия с аптом, образовались не раньше отложения апта. Известно также, что в Новобогатинске небольшая вторичная залежь нефти приурочена к подошве отложений ачкагыла, залегающих на головах крутопадающих пермотриасовых, юрских и другого возраста пород до палеогена включительно. Возникает вопрос, как объяснить такое большое колебание нижней возрастной границы формирования среднеюрских стратиграфических залежей.

Согласно современным представлениям отдача нефти материнскими породами в коллекторы происходит в условиях повышенных давлений, которые появляются при погружении этих толщ на глубину. По подсчетам Н. Б. Вассоевича (1955) переход нефти из материнских пород в коллекторы может осуществляться на глубинах от 1200 до 2600 м от поверхности. Этот интервал глубины Н. Б. Вассоевич ориентировочно сужает до интервала от 1500 до 2000 м. Кроме того, Н. Б. Вассоевичем указывается, что в условиях формирования нефтяных залежей Северо-Восточного Кавказа нефть из материнских пород в коллекторы поступала в несколько этапов.

Н. А. Калинин (1957), изучая зависимость между глубиной размыва на границах несогласий и продуктивностью приуроченных к ним стратиграфических залежей, пришел к следующим выводам.

1. Стратиграфическая залежь тем беднее нефтью, чем больше перерыв в несогласии между двумя стратиграфическими единицами, к которым она приурочена.

2. Процесс нефтеобразования и миграции нефти к ловушкам для триасовой и среднеюрской нефтеносных свит Южной Эмбы длился ориентировочно не менее 30 млн. лет, причем, максимальный приток нефти к ловушкам происходил, по-видимому, в первые 10 млн. лет.

Н. А. Калинин отмечает, что в залежах, приуроченных к несогласию между средней юрой и акчагылом, промышленных скоплений нефти нет. В условиях несогласия юры с аптом и неокомом нефтяные залежи являются промышленными.

Приведенные выше данные позволяют объяснять колебание нижней возрастной границы среднеюрских стратиграфических залежей одновременной отдачи нефти материнскими породами в коллекторы, что растягивает период формирования залежей от преднеокомского до послееакчагыльского времени. Исходя из такого представления, наиболее низкая (древняя) возрастная граница формирования среднеюрских стратиграфических залежей будет являться ориентировочным указателем на начало формирования залежей в среднеюрской нефтеносной свите, а наиболее высокая (молодая) граница — на конец их формирования. Как происходила в деталях нефтеотдача материнскими породами и формирование залежей в этой период остается недостаточно ясным; возможно этот процесс проходил в несколько фаз. Во всяком случае можно предполагать, что в периоды скачкообразного роста купола приток нефти к сводам их усиливался в связи с обновлением путей миграции.

Приведенные выше соображения о характере процессов отдачи нефти материнскими породами в коллекторы и миграции ее к ловушкам в общем виде, вероятно, могут быть применимы при рассмотрении каждой из трех первично-нефтеносных свит. Исходя из этих соображений, можно считать, что верхнетриасовые залежи начали формироваться не раньше преднижнеюрского подъема купола Сагиз и возможно закончились в преднеокомское время. Формирование среднеюрских нефтяных залежей на Сагизе началось примерно после отложений верхней юры и закончилось не раньше отложения неокома. Надо полагать, что среднеюрские нефтяные залежи восточного крыла Центрального Сагиза в промежуток времени между верхней и нижней границей их формирования постоянно или периодически пополнялись нефтью. Преднеокомским размывом эти залежи не затрагивались и поэтому потери нефти из залежей могли иметь место только вследствие дизъюнктивных нарушений, связанных с периодическим ростом купола. Среднеюрская залежь восточного крыла Северного Сагиза, начав формироваться после отложения верхней юры, в связи с ростом купола в преднеокомское время, была рассечена сбросом и подвергнута частичному размыву, что повлекло за собой несколько большие потери нефти по сравнению с залежами Центрального Сагиза. Время формирования залежей пестроцветной свиты баррема на восточных крыльях Центрального и Северного Сагиза определяется не ранее отложения апта по наличию здесь барремских горизонтов, экранируемых плоскостью стратиграфического несогласия между барремом и аптом.

Что касается нефтесборной площади и путей миграции нефти при формировании залежей на восточных крыльях Северного и Центрального Сагиза, то приток ее происходил из межкупольного пространства, расположенного между Кошкаром, Макатом и Сагизом. На крыльях трех перечисленных куполов, прилегающих к этому межкупольному пространству, имеются среднеюрские нефтяные залежи, а на последних двух и неокомские (см. рис. 4). Отсутствие неокомских залежей на Южном Макате может объясняться глубоким размывом здесь купола до нижней угленосной свиты средней юры. Миграция нефти к среднеюрским и верхнеокомским залежам восточного крыла Сагиза, со стороны его западного крыла, в значительных количествах осуществляться не могла, вследствие того, что уже в предверхнеюрскую фазу подъема соли была сформирована



среднеюрская структура, свод которой затруднял сообщение между этими двумя крыльями, а начиная с преднеокомского времени они были разъединены сбросом. В это время центральное поле восточного крыла Северного Сагиза отделяется с юго-востока от Сагиз-Кошкарского межкупольного пространства и в дальнейшем, до предаптской фазы подъема, имеет сообщение с участком межкупольного пространства между Южным Макатом, Доссором и Северным Сагизом.

В предаптское время, после появления системы меридиональных сбросов на Северном Сагизе, нефтесборная площадь для залежей центрального поля восточного крыла купола значительно сокращается, что не могло не отразиться здесь на богатстве среднеюрских и в последующее время верхнеэокомских залежей. Есть основание предполагать наличие в прошлом среднеюрских нефтяных залежей на западном крыле Сагиза, но они, видимо, были разрушены, в связи с интенсивным подъемом этого крыла, обусловившим глубокий размыв здесь среднеюрских отложений. Однако это не исключает возможности нахождения юрских залежей в новых структурных условиях периферической части западных крыльев Северного и Центрального Сагиза, которые выявлены сейсмикой отраженных волн. В последнем случае нефтесборной площадью для них являлось бы Сагиз-Доссор-Макатское межкупольное пространство, на восточном борту которого расположены богатые среднеюрские нефтяные залежи промысловой площади Доссора.

До сих пор мы рассматривали вопросы формирования нефтяных залежей, условно отнесенных к первично-нефтеносным свитам. Рассмотрим теперь вторичные нефтяные залежи, т. е. такие залежи, формирование которых происходило путем вертикальной (и, по-видимому, горизонтальной) миграции нефти из нижележащих нефтеносных пластов основных продуктивных свит. К вторичным залежам на Сагизе относятся верхнеюрские, нижнебарремские (горизонт песков) и готеривские, аптские и альбские. Нами отмечалось еще ранее в главе «Нефтеносность», что вторичный характер верхнеюрской и нижнеаптской залежей определяется их условиями залегания по отношению к нижележащим нефтеносным пластам, соответственно, верхней угленосной свиты средней юры и пестроцветной свиты баррема, головы которых ими срезаются. В таких условиях залегания вторичный характер этих залежей является бесспорным. Не менее характерным является приуроченность нижнеаптских залежей по площади распространения к залежам пестроцветной свиты баррема, а верхнеюрских — к среднеюрским (верхней угленосной свите, см. рис. 20—23). Последний признак является характерным для всех вторичных залежей Сагиза, которые располагаются в пределах площади распространения нефтяных горизонтов, из которых, путем вертикальной миграции, поступала к ним нефть. Так, первый верхнеаптский горизонт (II/V<sub>1</sub>) и первый и третий альбские (I/IV. — IV<sub>3</sub>), располагаются на сводах современных структур вмещающих их пород, будучи приурочены к площади нефтеносности нижнеаптского (III/V<sub>3</sub>) и верхнебарремского (—/VI) нефтяных горизонтов. Нижнебарремские (горизонт песков) и готеривские нефтяные горизонты (—/VII<sub>1-5</sub>) приурочены, как на третьем промысловом участке Центрального Сагиза, так и на старой разведочной площади Северного Сагиза, к площади нефтеносности средней юры.

Из профилей видно, что миграция нефти из нижних горизонтов в верхние могла происходить как по пластам в зоне их размыва (стратиграфическое несогласие), так и по сбросам и трещинам. В отдельных случаях (III участок), по-видимому, имело место смешение различных нефтей через

сбросы. Необходимо иметь в виду, что в условиях солянокупольной тектоники, наряду с легкофиксируемыми сбросами значительных амплитуд, имеется очень много сбросов малых амплитуд, которые, пользуясь каротажем, не всегда удается выявить, а они очень часто и являются путями для вертикальной миграции нефти.

Если структурные признаки позволяют более или менее надежно выделить вторичные залежи нефти, то это нельзя сказать относительно химического состава их нефтей. Нередко связи в химическом составе между нефтями из вторичных залежей и залежей основных нефтяных свит настолько завуалированы, что сделать какой-либо вывод о родстве вещества нефти этих залежей крайне затруднительно. Это и понятно, так как изменение химического состава нефтей, в зависимости от условий их залегания, весьма разнообразно. На третьем промысловом участке Центрального Сагиза нефти нижнеаптской вторичной залежи, сформированной за счет миграции ее из неокомских горизонтов, весьма близки между собой по химическому составу. Однако в периферических частях неокомской залежи, где вблизи контурных вод идет быстрое изменение состава нефтей, последние значительно отличаются от нижнеаптских повышенным удельным весом, содержанием акцизных смол, начальной температурой кипения и более низким содержанием легких фракций. Нефти неокомских залежей (горизонт песков) этого же участка по составу близки к верхнеюрским и отличаются от среднеюрских меньшим удельным весом и содержанием акцизных смол и более высоким содержанием легких фракций (см. табл. 15).

Примерный характер соотношений в химическом составе этих нефтей намечается и на втором участке, но вследствие ограниченного числа анализов неокомских и верхнеюрских нефтей, произвести эти сопоставления затруднительно. По этой же причине затруднительно сопоставить данные химических анализов нефтей Северного Сагиза. По данным единичных анализов нефтей верхнеаптской и альбской вторичных залежей II участка, последние имеют меньший удельный вес и несколько повышенное содержание легких фракций по сравнению с нижнеаптской и верхне-неокомской нефтью.

Таким образом, в составе нефтей, находящихся во вторичном залегании, намечается тенденция в сторону уменьшения удельного веса и содержания акцизных смол, понижения начала температуры кипения и роста легких фракций по сравнению с составом нефтей тех горизонтов, за счет которых образовалась залежь путем вертикальной миграции. Это заключение позволяет сделать вывод, что при вертикальной миграции нефти от массы ее отделяется более легкая часть, которая и образует вторичную залежь. Наряду с этим необходимо отметить, что в силу перемещения нефти в новые вмещающие породы, приближения к поверхности земли, а также в зависимости от количества перемещенной нефти и других условий начинают быстро проявляться процессы вторичного изменения ее. Последнее хорошо видно на составе нефти первого (I/IV<sub>1</sub>) альбского горизонта второго промыслового участка, взятой из скв. 63. Эта нефть мигрировала из нижнеаптской или барремской залежи и находится во вторичном залегании. Несмотря на то, что в ее составе сохраняется содержание легких фракций такое же как и в наиболее легких нижнеаптских нефтях, кислотность и содержание акцизных смол значительно повышаются, а удельный вес приближается к весу наиболее тяжелых нижнеаптских нефтей.

Перейдем теперь к изложению некоторых соображений по вопросу

определения времени формирования вторичных залежей. Время появления нижнеэокомских (горизонт песков баррема и готерив) и нижнеаптских залежей очевидно определяется соответственно временем формирования среднеюрских залежей и залежей пестроцветной свиты баррема, за счет которых они образованы. Вторичные залежи готерива и горизонта песков баррема на Центральном Сагизе могли появиться в преаптскую фазу подъема купола, если считать, что среднеюрская залежь начала формироваться после отложения верхней юры. Нижнеэокомская залежь Северного Сагиза, приуроченная к трансгрессивному горизонту готерива, залегающему на размытой поверхности средней юры, образовалась одновременно с питающей ее среднеюрской залежью после отложения эокома. Формирование верхнеаптских и альбских вторичных залежей нефти, по-видимому, связано с послептскими фазами подъема купола.

Наконец, необходимо коротко остановиться на вопросе качественного изменения нефтей, в связи с формированием их залежей. Поступив из источников питания (нефтематеринских пород) в коллекторы, вещество нефти претерпевает дальнейшие изменения, связанные с рядом факторов, обусловленных теми или другими условиями ее залегания. К последним будет относиться температура, давление, воздействие минерализованных пластовых вод, каталитическое воздействие вмещающих пород (в том числе и радиоактивное), бактериальные процессы, воздействие поверхностных вод и многие другие. В литературе многократно отмечались наблюдения, в которых связывалось изменение состава нефтей с воздействием некоторых из перечисленных выше факторов. Какой из этих факторов наиболее сильно себя проявляет судить трудно, все это зависит от конкретных условий залегания нефти. Также будет различно проявляться и совокупность воздействия этих факторов, в зависимости от той или другой глубинной зоны, с которой связана залежь нефти.

Последнее подтверждается результатами геохимических и статистических исследований, показывающих, что изменение состава нефтей, в связи с уменьшением глубины их залегания имеет общую направленность в сторону утяжеления их и ароматизации. Возрастание глубины залегания сопровождается понижением удельного веса и метанизацией нефтей. Это понятно, если учесть, что глубина залегания определяет собой те физико-химические условия, в которых протекает процесс изменения состава нефтей под воздействием всевозможных в данных условиях факторов. Очевидно, что глубина залегания нефти в недрах земли является тем главным и ведущим фактором, которым определяются процессы и их характер в изменении нефтей.

В связи с изложенным необходимо указать, что несмотря на то, что связь химического состава нефтей с глубиной их залегания четко устанавливается, мы еще не можем химическую характеристику нефтей использовать как критерий для отнесения их к той или другой нефтеносной свите. Последнее объясняется тем обстоятельством, что в настоящее время еще не установлены ни характер связи между химическим составом нефтей и вмещающих их пород, ни качественные признаки их состава, по которым можно было бы обнаруживать эти связи.

Действительно, разновозрастные нефтяные горизонты в разрезах различных частей структуры залегают на различных глубинах и имеют различный химический состав нефтей. В конкретном случае месторождения Сагиз наиболее показательно изменение триасовых и нижнеаптских нефтей. Триасовые нефтяные горизонты первого участка на поднятом крыле Сагиза, по сравнению с разновозрастными горизонтами второго участка

на опущенном крыле, залегают на 900—980 м выше и в настоящее время находятся на глубине от 184 до 340 м от поверхности. Триасовые нефти первого участка относятся к масляным нефтям. Они имеют повышенные удельный вес, смолистость, вязкость и кислотность; содержат значительное количество твердых углеводородов. По групповому углеводородному составу относятся к типу нафтеново-метановых нефтей. Триасовые нефти второго участка относятся к бензиновым, малосмолистым, парафиновым нефтям. Они характеризуются пониженным удельным весом, содержанием смол и кислотностью и значительным содержанием парафина. По групповому углеводородному составу относятся к типу метаново-нафтеновых нефтей.

Нижнеаптские нефти второго участка Сагиза, залегающие ближе к поверхности, отличаются от нефтей одновозрастного нефтяного горизонта третьего участка, залегающего на большей глубине, более высоким удельным весом, меньшим содержанием легких фракций и незначительным содержанием парафина при среднем содержании смол. Надо полагать, что породы одного и того же литологического состава, находясь на различных глубинах, оказывают на состав нефти различное воздействие, которое в значительной степени завуалировано влиянием дополнительных факторов. Только вследствие этого не улавливается качественная сторона влияния вмещающих пород на состав нефти, как возрастного их фактора.

Из изложенного выше материала о качественных изменениях нефтей видно, что процесс формирования нефтяных залежей тесно и неразрывно связан с процессом изменения состава нефтей. Тот и другой начинаются с момента начала перемещения вещества нефти из нефтепроизводящих пород в коллекторы. С этого момента процесс изменения вещества нефти приобретает качественно иную направленность, по сравнению с той, которая имелаась на протяжении всей предшествующей истории его превращений.

Подведем итоги изучения вопроса условий формирования нефтяных залежей на куполе Сагиз.

1. Изучение этого вопроса показывает, что в ходе многократного подъема купола на его отдельных участках формировались структуры в виде дополнительных поднятий, стратиграфических и литологических ловушек и сбросов, экранирующих срезы пластов, которые при формировании залежей оказались благоприятными для скопления и сохранения нефти.

2. Начавшийся в верхнепермское время рост куполов в районе Сагиза обуславливал с каждым новым их подъемом все возрастающую изоляцию этого района, приведшую уже в первые фазы к ограничению широкой горизонтальной миграции нефти площадями ближайших межкупольных пространств. Наряду с горизонтальной миграцией по пластам имела место миграция вертикальная, путем которой были образованы нижне-неокомские, верхнеаптские и альбские вторичные залежи нефти.

3. Проведенные исследования с учетом сопоставления с данными окружающих куполов показывают, что нефтесборной площадью для нефтяных горизонтов восточного крыла Сагиза являлось межкупольное пространство между Сагизом, Южным Макатом и Южным Кошкараром; нефтяные горизонты западного крыла Сагиза могли формироваться за счет нефти, миграция которой происходила из межкупольного пространства Сагиз, Южный Макат и Доссор.

4. Отдача нефти материнскими породами в песчаные коллекторы, в условиях района Южной Эмбы, происходила неодновременно, а вероят-

но в несколько фаз, что растягивало на длительный период времени формирование залежей каждой первично-нефтеносной свиты.

5. Время формирования залежей ориентировочно может определяться возрастом их тектонических экранов и возрастом пород, срезающих залежи в зоне стратиграфического несогласия. Пользуясь этим методом определения, мы получаем нижеследующее представление о времени формирования нефтяных залежей на куполе Сагиз:

а) начало формирования верхнетриасовых залежей определяется не раньше преднижнеюрского подъема купола Сагиз. Верхняя граница формирования этих залежей возможно определяется преднеокомскими поднятиями;

б) формирование среднеюрских нефтяных залежей на Сагизе началось примерно после отложения верхней юры и закончилось не раньше отложения неокома;

в) формирование залежей пестроцветной свиты баррема на восточных крыльях Центрального и Северного Сагиза определяется не ранее отложения апта;

г) время формирования вторичных нефтяных залежей — верхнеюрской, нижне-неокомской (готерив и горизонт песков баррема), аптской и альбской, определяется условиями их залегания по отношению к нижележащим нефтяным пластам средней юры и пестроцветной свиты баррема. Так, верхнеюрские залежи, поступление нефти в которые происходило из раскрытых нефтяных пластов верхней угленосной свиты средней юры (см. рис. 32), формировались одновременно с последними, но не раньше времени преднеокомского поднятия купола, когда была сформирована верхнеюрская структура. Нижнеаптская залежь, приуроченная к подошвенному трансгрессивному горизонту апта, залегающему на размытых головах верхнебарремских нефтяных пластов (см. рис. 34 и 36), формировалась одновременно с последними, но не раньше предальбского (?) подъема купола, когда начала формироваться аптская структура. Готеривские и нижнебарремские вторичные залежи нефти (горизонт песков), с одной стороны, и альбские, с другой, приуроченные по площади распространения соответственно к среднеюрским и нижне-неокомским залежам, формировались за счет поступления нефти из нижележащих залежей по разрывам, начиная с преаптских поднятий.

б. Процесс формирования нефтяных залежей сопровождается изменением состава и обусловленных им физико-химических свойств нефтей. основным критерием которых является глубина залегания.

## БАЙЧУНАС

Изучение купола Сагиз с привлечением материалов близлежащих куполов показывает, что несмотря на различия в структурных формах этих куполов и разнообразие типов имеющих на них залежей нефти, все же многие основные черты истории и условий их формирования повторяются. И это вполне закономерно, поскольку формирование залежей протекало за счет одних и тех же постоянно-нефтеносных свит, в связи и под воздействием региональных тектонических движений, проявившихся одновременно или почти одновременно в пределах всей Прикаспийской впадины, на фоне господствующей здесь солянокупольной тектоники и в сходной гидрогеологической обстановке.

Различия в условиях формирования залежей на разных куполах возникают главным образом в связи с различиями в их строении; среди

разбуренных куполов нет даже двух совершенно одинаковых. Поэтому, если, в целом, при рассмотрении итогов исследований по условиям формирования залежей на Байчунасе выявляется ведущая роль все тех же основных факторов, то своеобразии тектонической обстановки на этом куполе, приуроченном к региональному прогибу с повышенными мощностями юры и мела, с резкими проявлениями в разрезе размывов и несогласий, более глубоких, чем на рассмотренных ранее куполах, не могло не отразиться на условиях формирования залежей. Приступая к анализу условий формирования залежей Байчунаса, нам следует, так же как и при изучении месторождения Сагиз, попытаться выяснить вопросы: о времени формирования залежей, о путях и направлениях миграции нефти, о роли сбросовых нарушений, о формировании свойств нефтей и некоторые другие. Рассмотрение всех этих вопросов следует вести по отдельным нефтеносным полям, обособившимся в структурном отношении, как ловушки, до накопления в них нефти в промышленных количествах. Такими участками являются Северо-Западный Байчунас, Южный Байчунас, Северо-Восточный Байчунас, Восточный Байчунас. Хотя для удобства рассмотрения, (да и по существу, поскольку мы имеем дело с отдельными залежами) анализ проводится по отдельным полям, постоянно учитываются возможные связи между этими частями общей Байчунасской структуры.

### Северо-Западный Байчунас<sup>1</sup>

На Северо-Западном Байчунасе, как видно из приведенного описания и графических приложений, вопрос о нефтесборной площади и времени формирования залежи, исходя из выявленных структурных особенностей и при учете всего того, что было сказано выше относительно других месторождений, решается довольно просто. Географическое положение Северо-Западного Байчунаса относительно Тюлегеня и Искине подсказывает, что приток нефти к сводовой части ловушки, экранированной с востока сбросом, происходил с запада и северо-запада, из межкупольной депрессии, по другую сторону которой находятся Искине и Тюлегень. На южном крыле Тюлегеня имеется залежь в том же нижнеаптском горизонте, что на Северо-Западном Байчунасе, и в предаптское время оба сопоставляемых участка испытали подъем и подверглись глубокому размыванию. В сторону межкупольного пространства глубина размыва быстро уменьшается, что подчеркивает местный характер подъемов на куполах, с одной стороны, и наличие в предаптское время прогиба между этими куполами, с другой стороны, что особенно важно для наших построений. Известно также, что сброс, отделяющий Северо-Западный Байчунас от Северо-Восточного, возник в предаптское время; об этом можно судить по различиям в мощностях неокома по сторонам сброса.

К западу от Байчунаса на куполе Искине, как видно на геологической карте купола и по данным бурения, в предаптское время произошел подъем соляного ядра значительной амплитуды, большей, чем на Байчунасе. Залежь в нижнем апте здесь сформировалась на Южном Искине. На восточном крыле Северного Искине в апте благоприятных ловушек не оказалось; на отдельных полях здесь вскрываются под четвертичными отложениями триас и юра, и если и были в свое время залежи, то впоследствии они были разрушены. Опять-таки и в отношении Искине для нас важен

<sup>1</sup> Раздел написан Г. Е.-А. Айзенштадтом.

факт имевшего здесь место значительного подъема купола и относительного опускания межкупольного пространства в предаптское время. Следовательно, размеры нефтесборной площади ограничиваются в данном случае размерами склонов межкупольного прогиба, прилегающих к Северо-Западному Байчунасу с запада и севера. С противоположных склонов нефть передвигалась в сторону Искине и Тюлегеня.

Ловушка в виде замкнутой куполовидной структуры, обрезанной с востока сбросом, возникла на Северо-Западном Байчунасе в породах неокома еще в предаптское время, но баррем в своде почти весь размыт и поэтому формироваться залежи могли только в самых нижних слоях его.

Нижнеаптский трансгрессивный горизонт отложился на предварительно выровненной поверхности и был затем перекрыт вышележащими породами апта и альба. Очевидно, что концентрация нефти в виде залежи в подошве апта могла здесь произойти только после того, как и эти слои были смяты в виде куполообразного поднятия. Наблюдениями над структурой слоев апта и альба обнаружено, что их смятие произошло одновременно в послееальбское время и, как показало изучение проведенное на остальной площади Байчунаса и на соседних куполах, дислокации эти связаны с подъемом соли на границе сеномана и турона, поскольку турон ложится с несогласием на нижележащие породы. Но по сбросу, экранирующему залежь, произошли подвижки в третичное время (сброс сечет породы сенон-турона), следовательно, процесс формирования существующей залежи мог охватить значительный промежуток времени от конца сеномана до неогена.

На этом же Северо-Западном Байчунасе имеется очень ограниченная по размерам залежь в средней юре, также экранированная сбросом. Эта залежь могла сформироваться еще в предаптское время, так как необходимые структурные условия имелись. Нефть в нижнеаптский горизонт могла притекать с далекой периферии крыла, где сохранились породы баррема, перемещаясь по плоскости несогласия и из средней юры, где имеются нефтяные горизонты, по ослабленным, нарушенным зонам в своде купола. Неясен вопрос о фазовом состоянии мигрирующей нефти.

Преимущественно экранирующая роль сброса, отделяющего Северо-Западный Байчунас от Северо-Восточного, явствует из самого факта сохранения здесь промышленной залежи, и положение это не требует особых доказательств. Это свойство подавляющего большинства сбросов на эмбенских соляных куполах имеет большое практическое значение, но оно, к сожалению, остается пока совершенно неизученным по своей физической природе. Наблюдения в обнажениях, например на Тогускенъушаке, где контактируют по сбросу лингуловая свита средней юры с готеривом, показывают, что нарушенная зона, заполненная брекчией, имеет мощность всего 30—40 см, несмотря на значительную амплитуду сброса, измеряемую сотнями метров. Брекчия на Тогускенъушаке закирована. Возможно, что и в других случаях процесс цементации трещин происходит быстро, особенно у нефтяных горизонтов и интенсивная циркуляция по сбросу вскоре прекращается. Предполагать, что нефть пришла в ловушку много времени спустя после того, как она была окончательно запечатана по сбросу, например в неогене, а до этого времени она не поднималась из прогибов, у нас нет никаких оснований. И в донеогенное время неоднократно создавались благоприятные условия для миграции нефти; имелись хорошо оформленные положительные структуры, рядом с которыми находились глубокие прогибы; налицо были и пути для мигра-

ции по пластам. В этих условиях более близким к действительности может оказаться предположение о периодической миграции нефти и о формировании залежей в несколько этапов.

### Южный Байчунас

На Южном Байчунасе три нефтяные горизонта выделяются в песчано-глинистой свите средней юры и один горизонт в подошве пелециподовой свиты готерива. Юрские нефтяные горизонты экранируются как плоскостью стратиграфического несогласия между средней юрой и готеривом, так и плоскостью основного сброса, появившегося в предаптское время (см. рис. 49, 53). Очевидно, что залежи, экранированные плоскостью несогласия между средней юрой и готеривом (первый и второй юрские горизонты), могли сформироваться не раньше отложения готерива; залежи, экранированные основным сбросом (третий юрский горизонт) могли сформироваться только после появления этого сброса, т. е. не раньше как в эпоху предаптского подъема. Нефтяная залежь, приуроченная к трансгрессивному горизонту в подошве готерива, могла сформироваться только после образования готеривской структуры, т. е. также не раньше предаптского подъема купола.

Формирование среднеюрской залежи Южного Байчунаса происходило за счет притока нефти с северо-запада, запада и юго-запада по пластам среднеюрских пород из межкупольного пространства, расположенного между куполами Байчунас и Искине.

Это межкупольное пространство, образовавшееся в верхней перми одновременно с зарождением куполов Байчунас и Искине, сохранялось и развивалось на протяжении всей истории развития этих куполов. Последнее подтверждается их геологическими разрезами. На Северном Искине, по-видимому, вследствие глубоких размывов, нефтяные залежи в юре и нижнем мелу не сохранились, но имеются залежи в триасе. На Южном Искине промышленные залежи найдены в среднеюрских, аптских и альб-сеноманских отложениях. По-видимому, нефтесборной площадью, при формировании залежей для восточных полей купола Искине, являлся западный борт межкупольного пространства, а для западного крыла купола Байчунас — восточный. В создавшихся условиях других нефтесборных площадей для формирования этих залежей здесь не было: В послетуронское время с момента окончательного отделения сбросом Южного Байчунаса от центральной части западного крыла подток нефти из северо-западного сектора межкупольного пространства прекращается.

Нефтяной горизонт в подошве готерива относится к вторичным нефтяным залежам, что очевидно из условий его залегания. Формирование его происходило путем подтока к нему нефти из среднеюрских горизонтов в зоне их размыва. Приуроченность среднеюрских и готеривского горизонтов к зоне глубокого размыва средней юры и к сбросам, находит свое отражение в физико-химических свойствах нефтей. Среднеюрская и готеривская нефти Южного Байчунаса характеризуется несколько повышенными удельным весом и содержанием акцизных смол, а также пониженным содержанием легких фракций по сравнению с нефтью из одновозрастных горизонтов Восточного Байчунаса.

### Восточный Байчунас

На промысловом участке Восточный Байчунас нефтяные залежи установлены в песчано-глинистой свите средней юры, в подошве готерива, в отложениях баррема, в нижнем апте и в альб-сеномане. Среднеюрская



нефтяная залежь экранируется плоскостью стратиграфического несогласия между средней юрой и готеривом, т. е. является типичной стратиграфической залежью (см. рис. 53). Скопление нефти в этих условиях могло произойти не раньше отложения осадков готерива на размытой поверхности средней юры, в результате чего образовалась ловушка для нефти. Нефтяная залежь в подошве готерива является вторичной залежью, приуроченной к трансгрессивному его горизонту. Вторичный характер готеривской залежи определяется залеганием ее на размытых головах среднеюрских горизонтов, за счет притока нефти из которых она и сформирована (см. рис. 49). Но нефть, мигрирующая из среднеюрской залежи в пески трансгрессивного горизонта готерива, могла сохраниться в них, в пределах границ распространения среднеюрской залежи, только в том случае, если пески трансгрессивного горизонта представляли по своей структуре ловушку для нефти.

Образование ловушки в песках трансгрессивного горизонта готерива относится к предаптскому времени, когда после появления основного сброса в готеривских и барремских породах Восточного Байчунаса формируется дополнительная антиклинальная складка, к своду которой и приурочены нефтяные залежи. Таким образом, нижней границей формирования нефтяной залежи в подошве готерива надо считать эпоху предаптского подъема, происходившего на границе баррема и апта. Следовательно, ловушка в песках трансгрессивного горизонта готерива обусловила сохранение нефти и в среднеюрской залежи. Последнее позволяет повысить нижнюю границу формирования среднеюрской залежи, отнеся ее также к послеготеривскому (предаптскому) времени.

Барремская нефтяная залежь Восточного Байчунаса (горизонты Ia—IV) приурочена к восточному, поднятому крылу структуры этого участка (см. рис. 47). Несмотря на то, что верхние горизонты барремской нефтяной залежи здесь экранируются плоскостью стратиграфического несогласия между аптом и барремом, последнее не может служить указанием на нижнюю возрастную границу формирования этих залежей потому, что здесь имеются другие указатели на более позднее время формирования этой залежи. Время ее формирования примерно определяется в границах эпохи между предтуронскими и предакчагыльскими поднятиями. Нижняя граница формирования определяется фактом экранирования залежи предтуронским сбросом с юга, юго-запада. На западном опущенном крыле структуры нефть в барремских отложениях отсутствует (см. рис. 50). Верхняя граница формирования барремской залежи определяется по времени появления послетуронского (предположительно предакчагыльского) сброса, рассекающего восточное крыло структуры вместе с залежью на два поля: западное и восточное. В том и другом поле нефть сохранилась (см. рис. 52).

Нижнеаптская нефтяная залежь приурочена к трансгрессивному горизонту в подошве апта. Она залегает на размытых головах верхних нефтяных горизонтов баррема. Поэтому формирование этой залежи должно было происходить одновременно с нефтяной залежью баррема, т. е. не раньше предтуронского подъема. Приток нефти в нижнеаптскую залежь происходил из барремских нефтяных горизонтов через размытые их головы, что подтверждается полным сходством состава нижнеаптской и барремских нефтей.

Как уже отмечалось выше, несмотря на различное стратиграфическое положение в разрезе барремской залежи Восточного Байчунаса и среднеюрской залежи Южного Байчунаса, физико-химические характе-

ристики нефтей в этих залежах сходны между собой. Последнее объясняется большим сходством геологических условий залегания нефтей в этих залежах на том и другом участках.

Альб-сеноманская нефтяная залежь является вторичной залежью. Нефть в этих отложениях Южной Эмбы появляется только в тех случаях, когда в разрезе имеются нефтяные горизонты в одной из первично-нефтеносных свит. В данном случае альб-сеноманская залежь связана с первичной залежью баррема.

Альб-сеноманские нефтяные горизонты Восточного Байчунаса экранируются предтуронским и послетуронским сбросами (см. рис. 50, 52), что позволяет считать формирование этих залежей одновременным или несколько более поздним по сравнению с формированием залежей баррема. По-видимому, после появления предтуронского сброса, в барремских горизонтах начинает формироваться нефтяная залежь. Нефть, перемещаясь по восстанию барремских пластов, достигала предтуронского сброса и частично по сбросовой трещине поднималась и насыщала альб-сеноманские пески.

Позднее в предакчагыльскую эпоху подъема, в связи с обновлением предтуронского и появлением нового предакчагыльского сбросов, происходило некоторое рассеивание нефти из альб-сеноманских залежей и пополнение их за счет поступления нефти по сбросовым трещинам из барремских горизонтов. Предакчагыльским сбросом альб-сеноманские залежи восточного крыла, так же как и барремские, были рассечены. Необходимо отметить, что к моменту формирования вторичных альб-сеноманских залежей в альб-сеномане уже имелась структура, сформированная еще в эпоху предтуронского подъема.

### Северо-Восточный Байчунас

На Северо-Восточном Байчунасе нефтяная залежь приурочена к лингуловой свите средней юры. С запада нефтяные горизонты этой залежи одним из предаптских сбросов экранируются (основной сброс), а другим — пересекаются (см. рис. 56), что указывает на предаптское время формирования этой залежи. По-видимому, в предаптское время, после появления основного сброса и образования в среднеюрских слоях связанной с ним нефтяной ловушки, в последней начинает формироваться залежь. В связи с продолжившимся подъемом купола, вскоре после этого, появляется второй предаптский сброс, секущий структуру Северо-Восточного Байчунаса с запада.

Несформированная еще нефтяная залежь рассекается этим сбросом на две части: западную и восточную. Вследствие изолированности сбросами, дальнейший подток нефти в залежь западного блока был затруднен, и поэтому здесь не образовалось промышленных скоплений нефти (скв. 43 и 87). Что касается восточной части залежи, то с запада она оказалась запечатанной сбросом, с юго-востока была отделена сбросом от межкупольного пространства, а с севера и северо-востока оставалась открытой в сторону последнего, откуда мог происходить подток нефти. Так сформировалась промышленная залежь нефти в восточном блоке. В связи с последующими подъемами купола в послетуронское время сбросы Северо-Восточного Байчунаса обновлялись, что повлекло за собой значительную потерю нефти залежью восточного блока и сокращение ее размеров. В таком виде она сохранилась до настоящего времени.

Таким образом, подводя итоги всему сказанному о времени формирования нефтяных залежей на куполе Байчунас, следует заключить, что-

формирование среднеюрских и связанных с ними готеривских нефтяных залежей происходило не раньше предаптского подъема купола; формирование барремских и связанных с ними нижнеаптских и альб-сеноманских залежей происходило в пределах возрастных границ от предтуронского до нижнеэоценовых поднятий.

Перейдем теперь к характеристике нефтесборной площади и путей миграции нефти при формировании юрских и меловых залежей на промысловых участках (Восточный и Северо-Восточный Байчунас) восточного крыла Байчунаса.

Из обзорной геолого-геофизической карты (см. рис. 1) видно, что восточное крыло Восточного Байчунаса прилегает к межкупольному пространству, ограниченному на севере куполом Тюлегень, на востоке и на юго-востоке куполами Тентяксор и Сатепалды. Судя по геологическим разрезам этих куполов, можно заключить, что появившиеся еще в верхнепермское время они на протяжении всей последующей истории неоднократно подвергались подъемам и размывам, причем эти подтемы по времени совпадают с подъемами купола Байчунас, отличаясь лишь, по-видимому, величиной их амплитуды. Последнее подтверждается значительным сокращением мощности или полным выпадением в разрезе этих куполов тех же стратиграфических единиц (нижняя, средняя и верхняя юра, валанжин, баррем, сеноман и др.), которые сокращаются по мощности или выпадают в разрезе купола Байчунас.

Все это показывает, что рассматриваемое межкупольное пространство, появившись еще в верхнепермское время, на протяжении всей последующей геологической истории продолжало существовать как депрессия с затрудненными или ограниченными связями с соседними межкупольными пространствами. С каждым новым подъемом куполов изоляция заключенного между ними межкупольного пространства возрастала. Очевидно, что при таком положении единственной нефтесборной площадью для восточного крыла купола Байчунас являлся прилегающий к нему западный борт рассмотренного нами межкупольного пространства, откуда нефть по восстанию пластов двигалась к наиболее поднятым частям купола. Естественно, что нефть не могла поступить на восточное крыло из межкупольного пространства, прилегающего к западному крылу купола, потому что до предаптского подъема купола здесь на пути ее располагался свод купола, а после появился сброс.

На прилегающих к этому межкупольному пространству крыльях других куполов промышленные нефтяные залежи установлены только на одном Тюлегене (в барреме и апте). На юго-западном крыле Тентяксора, вследствие интенсивных размывов в предготеривское и предаптское время, залежи в средней юре и барреме могли быть разрушены. Что же касается Южного Тюлегеня, то разведка на нем еще не закончена, а на куполе Сатепалды структуры не разбуривались.

Все изложенное выше по вопросу формирования нефтяных залежей на соляных куполах Сагиз и Байчунас позволяет нам сделать следующие выводы.

1. На протяжении времени от верхней перми до конца неогена в ходе многократного подъема куполов Сагиз и Байчунас на их отдельных участках формировались различные структуры, которые в дальнейшем служили вместилищами для скоплений нефти. Вместе с этим с каждым новым подъемом происходило усложнение структурного плана района куполов, приводившее к ограничению горизонтальной миграции нефти площадями ближайших к ним межкупольных пространств.

2. Вертикальные колебательные движения, происходившие на фоне общего погружения Прикаспийской впадины, являлись теми необходимыми условиями, в силу которых осуществлялся процесс перемещения нефти из материнских пород в коллекторы и миграция ее по пластам к структурам. Вследствие чередования восходящих колебательных движений с нисходящими, поступление нефти из материнских пород в коллекторы в условиях Южной Эмбы, по-видимому, происходило неодновременно, а периодически и было приурочено к периодам погружения области. В результате этого формирование залежей каждой первично-нефтеносной свиты затягивалось на длительный период времени.

Что касается миграции нефти к структурам и формирования ее залежей, то здесь надо выделять два случая: отложения, в которых были ранее сформированы структуры в периоды предшествующих подъемов, с одной стороны, и осадки с ненарушенным залеганием, с другой. В первом случае миграция нефти и последующее формирование ее залежей могли начинаться сразу после поступления нефти в коллекторы, во втором — миграция и аккумуляция нефти начинались только с началом новой фазы подъема области и роста соляных куполов.

3. Изучение материала показывает, что в периоды подъема куполов наряду с формированием залежей происходило частичное или полное их разрушение. Последнее имело место в тех случаях, когда размывом захватывалась нефтяная залежь. В этом случае вскрытая размывом ловушка после ее закрытия может быть снова пополнена нефтью как за счет поступления ее из материнских пород, так и за счет высвобождения нефти из попутных ловушек, в связи с обновлением путей миграции ее. Указанные явления размыва и последующего пополнения нефтью залежей проявляют себя в резких колебаниях нижней возрастной границы формирования стратиграфических залежей. Таким образом, колебания нижней возрастной границы формирования стратиграфических залежей одной и той же свиты отмечают собой отдельные этапы в формировании залежей этой свиты в целом и подтверждают периодичность или многофазность их формирования.

4. Наряду с этим, колебание нижней возрастной границы стратиграфических залежей позволяет условно и весьма ориентировочно определять начало и продолжительность формирования последних. Оставаясь на позициях многократного поступления нефти из материнских пород одной и той же первично-нефтеносной свиты в коллекторы, необходимо признать, что начало и продолжительность формирования нефтяных залежей в стратиграфически идентичных свитах на различных куполах могут быть различными в зависимости от истории развития того или другого купола и прилегающих к нему межкупольных пространств. Так, из сопоставления данных о нефтяных залежах куполов Сагиз и Байчунас установлено, что среднеюрские нефтяные залежи Сагиза начали формироваться не раньше отложения верхней юры и возможно закончились не раньше отложения неокома; среднеюрские залежи Байчунаса начали формироваться не раньше отложения готерива и закончились не раньше начала предаптских поднятий. Таким образом, из имеющихся залежей на этих куполах среднеюрские залежи Байчунаса начали формироваться позже аналогичных по стратиграфическому положению залежей на Сагизе. Последнее может быть принято как указатель на то, что для среднеюрских нефтеносных свит на Сагизе наступили раньше благоприятные условия для отдачи нефти материнскими породами в коллекторы по сравнению с одновозрастными свитами Байчунаса. Однако с этим вопросом

дело обстоит сложнее. Среднеюрские залежи Байчунаса, в целом, могли начать формироваться одновременно или даже раньше среднеюрских залежей Сагиза, но вследствие больших амплитуд подъема этого купола и последующего размыва в промежуток времени между средней юрой и готеривом сформированные доготеривские залежи могли быть уничтожены, а освободившиеся ловушки были вновь заполнены нефтью в послеготеривское время.

Что касается верхних возрастных границ формирования среднеюрских залежей на этих куполах, то, как мы видели выше, они близки между собой. Однако не исключена возможность, что на одном из рассматриваемых куполов, возможно на Байчунасе, пополнение среднеюрских стратиграфических залежей нефтью, за счет новых поступлений из нефтематеринских пород в коллекторы, могло иметь место (как и на Искине) в послеаптское время. В этом случае последующие пополнения залежей нефтью не проявляются в колебании возрастной границы стратиграфических залежей вследствие того, что начиная с готерива нефтяная ловушка оставалась постоянно закрытой.

Примерно такая же картина наблюдается при сопоставлении материалов по барремским нефтяным залежам рассматриваемых куполов, но в этом случае нижние возрастные границы барремских стратиграфических залежей обоих куполов близки между собой, верхние же расходятся за счет барремских залежей Байчунаса, где продолжительность формирования последних предположительно затягивается до акчагыла. Как видно из изложенного, вопрос определения времени начала и продолжительности формирования залежей является весьма сложным, неясным и пока что не имеет однозначных решений.

5. Изучение сбросов, в связи с формированием залежей на соляных куполах, показывает, что в этих условиях они выполняют двойственную роль: в одних условиях они выступают как экраны залежей, в других, — как пути вертикальной миграции нефти. Из наблюдений над сбросами, секущими залежи (см. рис. 52), следует, что после их появления в начальный период они выполняют роль проводников нефти; в более поздний период, когда, по-видимому, происходит цементация раздробленных пород в зоне сброса окисленной нефтью, они превращаются в экраны нефтяных залежей.

6. Изучение состава и свойств нефтей на куполах Сагиз и Байчунас показывает, что их изменение связано с изменениями геологических условий залегания, среди которых глубина залегания является ведущим фактором.

## ТЕНТЯКСОР

Из анализа условий формирования купола Тентяксор можно было сделать следующие выводы о возможных условиях формирования нефтяных залежей на этом поднятии.

1. Относительно возможных условий формирования нефтяных залежей, в связи с преднеокомской фазой подъема купола, необходимо отметить, что если бы залежи существовали в юрских отложениях в это время, то они, конечно, были бы полностью уничтожены при столь глубоком размыве, охватившем к тому же такую большую площадь, когда один только контур полного размыва средней юры вытянут примерно на 4 км при ширине до 1,5 км. Чтобы убедиться в этом, достаточно сопоставить данную площадь с размерами выявленных на Эмбе нефтяных залежей, ширина которых редко выходит за пределы нескольких сот метров и лишь

иногда достигает 1000 м. В пределах этого древнего свода могли аккумуляроваться и затем быть уничтоженными все потенциальные запасы с окружающей площади. К счастью, этого не случилось, так как формирование залежи происходило на более позднем этапе, как и на многих других куполах.

2. Во всяком случае, после отложения валанжина толща юры оказалась запечатанной, и плоскость стратиграфического несогласия между юрой и неокомом послужила экраном, у которого могла скопиться нефть. Наиболее благоприятными структурными особенностями обладал в данном случае именно промысловый участок, который оказался наиболее приподнятым. Залежи могли образоваться и в более молодое время, но не раньше, чем отложился валанжин.

3. Пестроцветная свита нефтеносна на многих куполах Южной Эмбы, но всегда в присводовой части купола. На Тентяксоре эта свита в пределах свода и особенно ее верхняя часть, богатая коллекторами, размыта, поэтому залежи здесь не могли сформироваться. Некоторым доказательством того, что в пестроцветной свите нефть была, могут служить небольшие скопления нефти в подошве апта в горсте и на южном поле. Миграция из юры в этих случаях едва ли происходила, поскольку в горсте средняя юра смыта полностью, а на южном поле ее мало осталось после преднеокомского размыва. Образование залежи в подошве апта на промысловом участке следует связывать с миграцией из средней юры, в которой имеются существенные запасы нефти и где она находилась в момент вскрытия залежи под значительным давлением.

4. Примерно на границе палеогена и неогена произошло образование грабена на Тентяксоре; в опущенной части грабена сохранились от размыва осадки палеогена небольшой мощности. Один из сбросов грабена существовал раньше; движения по нему произошли еще в предтуронское время; второй сброс появился только теперь. Этим сбросом была ограничена с юго-запада залежь на промысловом участке. Формирование залежи, как указывалось выше, могло начаться после отложения неокома на размытой поверхности юры; благодаря сбросу часть сформировавшейся залежи, очень небольшая по размерам, так как к юго-востоку от промыслового участка юра смыта полностью, могла оказаться опущенной в грабене. Если в дальнейшем бурение покажет, что юра в грабене Тентяксора не нефтеносна, то время формирования залежи можно будет определить как третичное. К близким выводам, но другим путем, на основании анализа данных по гидрогеологии Тентяксора, пришла В. Б. Торгованова. Ею выявлена на Тентяксоре, как и на некоторых других куполах, зона пониженной минерализации контурных вод, возникновение которой связано с опресняющим влиянием древних размывов.

Вопрос относительно местоположения нефтесборной площади и направления миграции нефти можно попытаться решить даже сейчас при беглом знакомстве с Бисбулюком и Байчунасом. Обе эти структуры в преднеокомское время были сильно приподняты; известно, что средняя юра на Байчунасе и Бисбулюке сильно размыта. Следовательно, они, как и Тентяксор, существовали как купола перед отложением неокома, и миграция нефти в породах средней юры могла происходить только в направлении этих поднятий из окружающих относительно опущенных межкупольных пространств.

Северо-западное поле Тентяксора с промысловым участком и западное крыло Бисбулюка разделены одним межкупольным прогибом. На

том и на другом куполах произошли подвижки перед неокомом, что доказывается отсутствием верхней юры и сокращенной мощностью средней юры в обоих случаях. На Бисбулюке в средней юре также имеются обильные признаки нефти, а на юго-восточном крыле и нефтяные горизонты.<sup>1</sup> Но на западном крыле Бисбулюка средняя юра не перекрыта неокомом и обнажается под четвертичными осадками, поэтому условия для сохранения нефти здесь малоблагоприятны. Примерно в таких же соотношениях находятся восточное крыло Байчунаса и юго-западное поле Тентяксора, с той лишь разницей, что промышленная нефтеносность сосредоточена в средней юре Восточного Байчунаса, а не Юго-Западного Тентяксора. И в этом случае межкупольный прогиб мог образоваться еще в доюрское время и затем продолжал существовать, оказывая влияние на распределение нефти и на более молодых этапах формирования купола (преднеокомский, предаптекский и др.). Ни на одном из этапов своего развития эти купола не переставали быть куполами, они не преобразовывались в межкупольные пространства; это хорошо видно из анализа мощностей, хотя на площади, занятой куполами, и происходила миграция центров подъема соли, и купола меняли с течением времени свою форму, очертания и размеры.

На геологической карте района видно, что Тентяксор на юге связан непосредственным переходом с куполом Сатепалды, в своде которого соль залегает на небольшой глубине (около 200 м) и где поэтому под четвертичными осадками широкие поля заняты пермотриасом и юрой. Это поднятие полностью не изучено, но имеющиеся данные о мощностях отдельных свит указывают на сходство в условиях образования Сатепалды и окружающих куполов и развитие их по одному плану.

Таким образом, в итоге работ по изучению Тентяксора, как и по ранее изученному куполу Кошкар, устанавливается, что питание залежей могло происходить за счет миграции нефти, в подавляющем большинстве случаев, из ближайших, прилегающих к данному куполу межкупольных пространств. Боковая миграция нефти на далекие расстояния в условиях такого сложного подземного рельефа вряд ли возможна.

Выше, на примере Кошкара и Сагиза указывалось, что амплитуда подъема куполов по сторонам одного и того же межкупольного прогиба не оказывает решающего влияния на самую возможность появления на них нефти, так как при наличии между куполами прогиба нефть не может перейти из одной половины межкупольного пространства в другую. Это видно и на примере северо-западного поля Тентяксора и западного крыла Бисбулюка; последнее в настоящее время приподнято на большую высоту, чем первое, однако нефть с промыслового участка Тентяксор нигде не ушла, да и не могла уйти, так как прогиб между куполами не позволяет этого сделать.

Точно так же юрская нефть с восточного крыла Байчунаса не может перейти на юго-западное поле Тентяксора. Эти закономерности действовали в прошлом, на более древних этапах формирования купола, так же как и сейчас.

<sup>1</sup> В настоящее время на центральном поле восточного крыла структуры оконтурен нефтяной горизонт в триасовых отложениях, площадью 16 га (эффективная мощность 7—15 м). В скв. К-36 с глубины 146—153 м получен приток нефти до 6 т/сутки. На западном крыле Бисбулюка в отложениях средней юры частично оконтурена залежь площадью около 40 га при эффективной мощности в 10 м. В скв. К-8 приток достигал 14 т/сутки; нефть смолистая, малосернистая, малопарафинистая, удельный вес 0,900.

## ТЮЛЕГЕНЬ

Как это было установлено ранее для других солянокупольных структур, основным фактором, контролирующим формирование нефтяных залежей, являются в условиях Прикаспийской впадины структурные особенности месторождений. Наряду с этим основным фактором не меньшее значение имеет и другой, который можно назвать стратиграфическим. Заключается он в том, что залежи в сводах структур формируются только в строго определенных частях разреза. Выпадение их из разреза, частичное или полное, является одной из обычных причин отсутствия или значительного сокращения числа нефтяных горизонтов и общих запасов в залежи. Залежи могут сформироваться и далеко на периферии крыла, у сбросового экрана, там, где сохранилась от размыва соответствующая продуктивная свита, но этот тип залежей еще не разведан в достаточной мере и обнаружено их очень мало.

Такие особенности нефтяных месторождений Эмбы связаны с выдержанностью строения и состава основных продуктивных свит, сохранением положения в разрезе песчаных коллекторов и глинистых толщ. Этим, конечно, далеко не исчерпываются все факторы, обуславливающие появление и сохранение на той или иной части купола залежей нефти. Безусловно, одним из определяющих моментов является еще время формирования ловушки и степень ее надежности, в смысле возможности сохранения в ней нефти в условиях изоляции от влияний и связи с дневной поверхностью на всех этапах развития купола. Однако этот фактор, как и роль динамики и химизма вод, особенно в геологическом прошлом, еще почти не изучен. Нет полной ясности и в вопросе о формах и скорости миграции и накопления нефти в ловушке.

Учитывая эти предварительные замечания, можно перейти к изложению имеющихся у нас данных по условиям формирования залежей на Тюлегене. Эти данные вполне согласуются с теми, которые имеются у нас по другим куполам (некоторые выводы и закономерности, установленные ранее на других куполах и изложенные выше, подтвердились при анализе материалов по Тюлегею; здесь они повторно не излагаются). Месторождение Тюлегень находится в самой богатой центральной части района и окружено другими куполами с промышленными запасами нефти. Непосредственно к югу находится Байчунас, к юго-востоку — Тентяксор, к северу — Доссор, на юго-западе — Искине, на северо-востоке — Сагиз. Только к западу на куполе Станция Искине промышленные залежи еще не обнаружены, но имеется много признаков нефти, свидетельствующих либо о наличии еще не открытых залежей на глубине, либо об имевшихся здесь в прошлом богатых залежах нефти.

На самом Тюлегене промышленная нефтеносность выявлена пока на южном крыле в апте и барреме, но средняя юра и пермтриас здесь еще почти не разведаны, и с ними могут быть связаны промышленные залежи. Недостаточно разведан пермтриас и на северном крыле Тюлегеня. Залежи, которые здесь могли быть в мелу и юре, были разрушены вместе с вмещающими породами на предыдущих этапах развития купола. На южном крыле, менее приподнятом, создались относительно лучшие условия для сохранения нефти, хотя качественно нефти здесь оказались сильно измененными под влиянием условий их залегания.

Как указывалось ранее, на южном крыле Тюлегеня распределение нефти полностью определяется структурным фактором; в нижнеаптском горизонте контур нефтеносности располагается параллельно горизонталям



структурной карты по подошве апта. Поскольку не установлено резкого (заметного) несогласия между аптом и альбом, то очевидно, что куполообразное поднятие в апт-альбских породах сформировалось в связи с региональной фазой интенсивного подъема куполов, приуроченной к послесенноманскому — предтуронскому времени. Следовательно, и залежь, по-видимому, сформировалась здесь в это или еще более молодое время, поскольку между более древними движениями на границе апта и неокома и предтуронскими движениями происходило преимущественно погружение всей области и накопление осадков апта, альба, сеномана. Замкнутых структур или других подходящих ловушек не было в породах апта и альба.

Подъемы и опускания небольшой амплитуды, фиксируемые для этого времени на некоторых куполах по разрезам апта и альба в виде сокращения мощностей нижнего или верхнего апта или отдельных частей разреза альба, охватывали значительные площади (структуры II порядка) и, по-видимому, не создавали локальных структур в неокоме и апте, где обычно формируются залежи. Это устанавливается и на Тюлегене. Залежь оказалась сформированной и приобрела свой современный облик в еще более близкое к нам время. Это следует из того, что с севера залежь экранируется сбросом предграбеновой ступени, которая по существу составляет часть грабена. Сбросы грабена секут породы сенон-турона, следовательно, подвижки здесь происходили в третичное время, на границе палеогена и неогена. Этим, конечно, не закончился процесс формирования залежи, поскольку биогеохимические изменения нефти в недрах, уход легких фракций происходят и сейчас.

Подток нефти к ловушке в своде южного крыла мог иметь место только с юга, со стороны межкупольного пространства, отделяющего Тюлегень от Байчунаса. С севера этому движению мешал сброс, отделяющий северное крыло от южного, появление которого относится, по-видимому, еще к предаптскому времени. Кроме того, само северное крыло постоянно занимало более высокое гипсометрическое положение, чем южное крыло. На южной стороне межкупольного пространства на Северо-Западном Байчунасе также имеется залежь в подошве апта, следовательно, нефть из прогиба перемещалась как в сторону Тюлегеня, так и в сторону Байчунаса. Время формирования структуры в апте на Байчунасе то же, что и на Тюлегене; амплитуды подъемов были различны.

### КРИТИКА ВЗГЛЯДОВ ПРЕДЫДУЩИХ ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ

В нескольких статьях В. Я. Аврова (1948, 1950, 1951) указывается, что лучшими приемниками нефти являются ранее других зародившиеся либо интенсивнее развивающиеся купола (1951). Именно они могли иметь наибольшие площади питания. Происходит это, как указывает В. Я. Авров (1951) потому, что «...преобразование органики в нефть в разрезе геологического времени не заставляло себя долго ждать». Однако принцип, предлагаемый В. Я. Авровым для оценки куполов, является недостаточно обоснованным. Это можно пояснить на следующем примере. На куполах Сагиз и Кошкар, в частности, на восточном крыле Сагиза и северо-западном крыле Кошкара нефтеносны одни и те же горизонты. Разделяет эти купола межкупольная депрессия.

Как выяснилось путем детальных исследований, амплитуда подъема этих куполов на разных этапах их роста была различной. Несмотря на это они оба нефтеносны, и нефть занимает здесь одинаковое положение

в стратиграфическом разрезе. Следовательно, в данном случае нельзя говорить о том, что один купол обогащался нефтью за счет другого. Здесь не приходится говорить и о каких-то больших нефтесборных площадях и миграции нефти на очень большие расстояния. Областью питания в данном случае служило межкупольное пространство, разделяющее эти два купола.

Возьмем другой пример: купола Доссор, Макат, Сагиз, Кошкар находятся рядом друг с другом, все они содержат промышленные залежи нефти; между ними нет куполов, лишенных нефти и таких, которые можно было бы считать позднее зародившимися. И здесь, опять-таки, не приходится говорить об очень далекой миграции нефти. Очевидно, что распределение нефти контролируется каким-то другим фактором, и вся эта проблема в целом является более сложной. По представлениям В. Я. Аврора, все промышленные месторождения должны были бы располагаться на регионально приподнятых участках, а в депрессиях их не должно быть. В действительности, как известно, они открыты и в тех и в других частях района. Например, в пределах такого регионально прогнутого участка как Байчунас-Тентяксорский прогиб находятся промышленные месторождения Байчунас и Тентяксор. В южной регионально опущенной части района находятся такие крупные месторождения как Кулсары, Косчагыл, Каратон, Мунайли и другие. Наряду с ними имеются месторождения и на регионально приподнятых участках — Доссор, Макат, Сагиз и другие.

Предлагая свою формулу относительно ранее зародившихся куполов, В. Я. Авров исходил из предположения, что в связи с данной тектонической фазой происходит рост только одного купола, все рядом расположенные купола не растут, не поднимаются. Следовательно, берется крайний случай, который едва ли имеет место в действительности, а если что-нибудь подобное и происходит, то в виде исключения. Практически происходит рост не одного отдельного взятого купола, а целой группы куполов на значительной площади, а поскольку растут купола, то образуются и межкупольные пространства, появляются сбросы, создаются тем самым препятствия для беспредельной миграции нефти и создается обстановка, в которой нефть может мигрировать не на сотни километров, а на значительно меньшие расстояния, определяемые в наших конкретных условиях размерами куполов и межкупольных пространств на том или ином отрезке времени в соответствующий период формирования залежей.

То обстоятельство, чрезвычайно важное в данном случае, что происходит одновременный рост большого числа куполов, легко доказывается изучением мощностей отдельных ярусов, свит и горизонтов на разных куполах. Конечно, рост этот происходит неравномерно, с разной скоростью на разных куполах, амплитуда подъема которых оказывается различной, но это уже не имеет особого значения; как только появились межкупольные пространства, нефть, оказавшаяся в их пределах, получает возможность перемещаться только в сторону одного купола или другого, прилегающего с другой стороны к данному межкупольному пространству, хотя бы амплитуда подъема крыльев этих куполов и была различной. Если мы возьмем крайний случай, когда растет только один купол, а соседние вовсе не участвуют в подъеме, тогда действительно могут и будут отмечаться явления перехвата нефти. Но этот крайний случай, к тому же нигде не наблюдавшийся в природе, нельзя возводить в правило. В своих построениях мы должны исходить из явлений, наблюдаемых на большинстве куполов.

Приступая к решению вопроса о возможных пределах миграции нефти в конкретных условиях нашего района, необходимо прежде всего выяснить, что происходит раньше — рост куполов или подъем всей области в целом (либо ее отдельных крупных частей, так называемых структур второго порядка). Очевидно, что решение этого вопроса предопределяет в известной мере и решение некоторых вопросов, связанных с пластовой и вертикальной миграцией нефти в пределах исследуемой области. Имеющиеся данные позволяют решить этот вопрос вполне однозначно. Для этого необходимо провести сравнение разрезов приподнятых крыльев куполов, подвергавшихся неоднократным размывам, с разрезами в межкупольных пространствах или с разрезами опущенных крыльев куполов, для которых характерна полнота разреза. При этом устанавливается, что недостающие части разрезов с приподнятых крыльев куполов мы всегда находим ниже по падению этих же крыльев, при движении в сторону межкупольного пространства, либо на соседнем опущенном крыле купола. В межкупольном пространстве, по данным бурения и сейсмоки отраженных волн, не появляется никаких новых частей стратиграфического разреза, по крайней мере, начиная с юры, таких, которые не встречались бы в пределах опущенных крыльев купола или на далекой периферии приподнятого крыла.

Как известно, для всей Прикаспийской депрессии характерна и значительная полнота стратиграфического разреза юры, мела и, вероятно, третичных отложений (последние еще недостаточно изучены, как и пермотриас). Здесь установлены осадки нижней, средней и верхней юры (для последней отмечается только выпадение верхнего волжского яруса), в мелу установлены валанжин, готерив, баррем, апт, альб, сеноман, турон, сантон, кампан, маастрихт и датский ярус. В течение этого времени неоднократно проявились фазы подъема куполов и происходили региональные подъемы всей области, без которых не могли бы происходить размывы на куполах. (Все более молодые осадки отлагались здесь на предварительно пенепленизированной поверхности). Если бы региональный подъем области намного опережал рост отдельных куполов, мы не наблюдали бы такой полноты разреза юры и мела, которая здесь имеется. В этом случае значительные части разреза не смогли бы сохраниться ни в межкупольных пространствах, ни на опущенных крыльях куполов. Фактически, в результате проявления одной из последних интенсивных фаз подъема куполов в неогеновое время, в межкупольных пространствах сохранились мощные толщи третичных отложений, что не могло бы произойти в случае наступления общего регионального подъема всей области задолго до начала роста отдельных куполов.

Полная аналогия в ходе этого процесса для более древних фаз подъема куполов доказывается сохранением в межкупольных пространствах верхней юры, при ее частом отсутствии на приподнятых крыльях куполов. Те же соотношения наблюдаются и на границе пестроцветной свиты неокома с аптом, сеномана и турона и т. д. Вероятнее всего, что эти два процесса происходили одновременно, но при этом рост куполов и образование на них сбросовых нарушений происходил значительно быстрее, чем медленно развивавшиеся эпейрогенические движения всего этого региона. Следовательно, представление о том, что нефть может уйти из регионально опущенных участков к регионально приподнятым и что купола, якобы, не могут этому помешать, не соответствует действительности, поскольку рост куполов и формирование структур второго порядка происходят одновременно.

Условия залегания нефти на куполах Южной Эмбы настолько разнообразны, что залежи здесь встречаются как в опущенных, так и в приподнятых крыльях, на участках, испытывавших интенсивные подъемы и, наоборот, отставших в подъеме, на древних куполах и на молодых.

Предположение некоторых исследователей о как будто бы недостаточных размерах синклинальных (межкупольных) зон как областей питания не было ничем обосновано. Нами предпринята попытка подсчета, применительно к конкретным геологическим условиям Южной Эмбы, возможных нефтепроизводящих способностей пород, заключенных в пределах межкупольных пространств, и сопоставления этих данных с количеством нефти в существующих залежах. В качестве исходных нами были взяты данные по трем куполам (Доссор, Макат, Сагиз), разделенных межкупольным пространством площадью в 400 км<sup>2</sup>. За нефтематеринские были приняты три постоянно нефтеносные в региональном плане свиты (нижний мел, средняя юра, триас). Суммарная мощность этих свит для центральной части района превышает 1200 м.

При дальнейших расчетах автор исходил из предположения, что нефтематеринскими способностями обладала только часть пород в разрезах этих толщ, в нижнем мелу — 100 м, в средней юре — 200 м, в триасе — 100 м. Таким образом, общая полезная мощность была принята в 400 м. Если считать, что первоначальное содержание органического вещества в породах составляло всего 1% от объема породы (что меньше фактически наблюдаемых величин) и что из этого количества только 1% мог быть преобразован в нефть, то окажется, что на исследуемой площади могли в соответствующих структурных условиях сформироваться залежи с запасами около 16 млн. м<sup>3</sup> нефти; это примерно соответствует выявленным геологическим запасам нефти на исследованных куполах. Если же еще принять во внимание, что, как это было недавно установлено геофизическими исследованиями и подтверждено бурением, мощность пермотриасовой толщи превышает 2000 м и, следовательно, в ее разрезе могут оказаться породы с нефтематеринскими способностями, то, соответственно, намного возрастет и значение исследованного пространства как генератора нефти.

Очевидно, что приведенные расчеты являются крайне приближенными. Однако они опровергают предположение, что размеры синклинальных или межкупольных пространств крайне малы и что их недостаточно для обеспечения запасов нефти в залежах на куполах.

Предположение о том, что нефть мигрировала в продуктивные свиты по сбросам отсюда-то снизу, из подсольевых отложений, маловероятно. Сбросы, наоборот, в большинстве случаев играли роль экранов, что лучше всего доказывается существованием большого числа экранированных сбросами залежей. (В настоящее время только очень небольшое число сбросов, притом на небольших глубинах (150—250 м), служит проводящими путями для вод.) Об этом же говорят данные гидрогеологических исследований — выдержанность в пределах всего региона определенной химической характеристики пластовых вод, постоянство закономерностей в изменении химизма вод по разрезу, отсутствие явлений смешения вод и каких-либо существенных нарушений в их составе.

Не менее существенным является вопрос о времени образования сбросов на соляных куполах Южной Эмбы. Вопрос этот имеет для геологов-нефтяников, занимающихся вопросами поисков, разведки и условий формирования нефтяных залежей, громадное практическое и научное значение, поскольку хорошо известно, что значительная часть месторождений

на Эмбе приурочена к ловушкам сбросового характера, следовательно, точное определение времени появления сбросов приобретает для нас перво-степенное значение. В. Я. Авров считал, что все основные сбросы, связанные с третичным временем, произошли «в преадкачгыльское время» (1948, 1951, 1954).

Согласно другой точке зрения (Айзенштадт Г. Е.-А., 1948), сбросы на куполах образовались еще в пермотриасовое время, а затем движения по некоторым из них повторялись в преднеокомское время, пред-аптское, предтуронское и т. д. Этот вывод основывается на детальном изучении фактического материала по многим куполам.

Что касается представлений В. Я. Аврова об условиях зарождения, образования и распределения соляных куполов, роли гидрографической сети пермского времени в этом процессе (1948) или участков положительного рельефа кровли соли (1951), то все они не выходят за рамки предположений самого общего характера.

Известно, что в литературе имеется ряд попыток разобраться в тектонике куполов и их взаимосвязи в пространстве. Этими вопросами занимались Н. Н. Тихонович, Ю. А. Косыгин, П. Я. Авров, В. С. Чернобров, Н. А. Калинин, В. К. Василенко, А. Н. Гейслер и другие. Все они ориентировку куполов связывали с особенностями региональной тектоники. И закономерности ориентировки длинных осей куполов могут быть объяснены только с позиций тектоники, а не с точки зрения геоморфологии пермского времени. Сейчас доказано, что купола во время своих неоднократных подъемов перестраивались и меняли свою ориентировку, например Доссор, Тентяксор, и что взаимную увязку куполов в какие-то более крупные структурные единицы следует производить по этапам, в историческом разрезе, отдельно для доюрского времени, преднеокомского и т. д. Только таким путем можно будет подойти и к вопросу о причинах установленной ориентировки куполов.

В связи с рассматриваемой проблемой необходимо вкратце изложить точку зрения Ю. А. Косыгина.

По вопросу условий формирования куполов Ю. А. Косыгин (1950) считает, что они растут непрерывно; в отдельные моменты темп роста может ускоряться. Это доказывается, по его мнению, увеличением мощностей свит на крыльях, по сравнению со сводом. Он пишет: «Уменьшение мощностей на своде лишь иногда сопровождается размывом верхней части свиты, а в основном объясняется уменьшением мощности отдельных прослоев внутри свиты. Совсем не установлено случаев выжиманий нижних частей свиты. Поэтому уменьшение мощности на своде и увеличение на крыльях говорит о различных условиях отложения осадков в различных частях структуры. Это можно объяснить только тем, что в самом процессе отложения свиты происходил рост свода. Существование же несогласий указывает лишь на возникновение и уничтожение в процессе роста штока поднятий над ним, подвравившихся размыву» (Косыгин, 1950, стр. 186). Однако согласиться с этим нельзя. Уменьшение мощностей на своде всегда сопровождается размывом верхней части свиты, а уменьшение мощностей отдельных прослоев внутри свиты наблюдается не так часто. Пока такие примеры по Южноэмбенскому району приводили только Н. А. Калинин по верхней юре и верхнему мелу и С. Н. Колтыпин по верхнему мелу. Но и в этом случае сокращение мощностей могло произойти в связи с внутрiformационными размывами при периодических подъемах куполов, а не по причине их непрерывного роста в процессе осадконакопления.

Наблюдения, которые были в свое время сделаны при изучении условий накопления осадков среднеюрской продуктивной толщи нижнемеловых отложений, а в последнее время и триаса показывают, что в процессе осадконакопления либо вообще не происходит роста куполов (в платформенных условиях), либо этот рост происходит настолько медленно, что доступными методами его уловить невозможно. Этот рост, если он даже имел место, не отразился заметным образом на мощностях, петрографическом составе и выдержанности основных песчаных и глинистых горизонтов, слагающих разрез средней юры, нижнего мела, триаса.

Если примкнуть к точке зрения защитников непрерывного роста куполов, то мы неизбежно придем к давно отвергнутым представлениям проф. В. В. Вебера, от которых он и сам отказался, относительно образования особых нефтеносных фаций на сводах куполов. В этом случае миграции нефти отводится минимальная роль и по существу возрождаются взгляды проф. К. П. Калицкого. Такой же точки зрения придерживался и А. И. Егоров (1945) по вопросу формирования угольных залежей в кольцевой периферической зоне на куполах. Очевидно, что и этот исследователь находится под гипнозом перманентного роста соляных куполов. А. С. Хоментовский (1955) в докладе на Втором угольном геологическом совещании при лаборатории угля АН СССР поддержал эту точку зрения А. И. Егорова о связи углеобразования в условиях Прикаспийской впадины с особенностями роста соляных куполов.

В журнале «Нефтяное хозяйство», № 7 за 1954 г. была опубликована статья Н. М. Чукаева; автор ее пытается доказать невозможность нефтеобразования в мезозойских отложениях исследуемой области и необходимость миграции нефти из палеозоя. По поводу этой статьи могут быть высказаны следующие соображения:

1. В самом начале статьи автор пытается доказать, что байчунасская свита неокома не может являться нефтематеринской, поскольку она имеет мощность всего 20—30 м и по условиям своего образования относится к континентальным осадкам. При этом автор ссылается на А. Л. Яншина. В связи с этим необходимо указать, что не следует путать байчунасскую свиту и верхний неоком в целом. Дело в том, что за нефтематеринскую свиту эмбенские геологи принимают весь верхний неоком; байчунасская свита составляет только верхнюю часть его, обогащенную коллекторами. Что касается фациального характера верхнего неокома, то давно известно, что на востоке, по направлению к бортовым частям бассейна, осадки баррема имеют континентальный характер, а по направлению к Южноэмбенским промысловым площадям они приобретают черты относительно более глубоководных осадков; фации меняются здесь в благоприятную сторону и это подтверждается всем многолетним опытом разведки и эксплуатации района. Фациальную характеристику неокома среднего течения р. Эмбы нельзя переносить на весь район.

2. Н. М. Чукаев утверждает, что мощность пестроцветной свиты неокома (байчунасской и подбайчунасской свит) равна всего 80—110 м, причем на байчунасскую свиту им отведено всего 20—30 м. В действительности, в опорной скв. 2 пестроцветная свита неокома достигает мощности в 360 м, а на промысловых площадях она равна обычно 150—200 м. В межкупольных пространствах ее мощность возрастает за счет сохранения от размывов верхних частей разреза. Соответственно возрастает и мощность собственно байчунасской свиты. Таковы общеизвестные факты.

3. Рассуждения Н. М. Чукаева по поводу условий формирования осадков среднеюрской толщи основаны, по всей вероятности, на факти-

ческом материале и построениях двадцати-тридцатилетней давности. Детальные исследования этой толщи на новейшем и обширном фактическом материале показали, что среднюю юру Эмбы нельзя относить к категории чисто континентальных образований. В ее разрезе установлено закономерное чередование двух обстановок: мелкого прибрежного солоноватого бассейна, или обширного залива, где отлагались песчано-глинистые осадки с органикой, послужившей исходным материалом для образования нефти, и плоской прибрежной заболоченной низменности, где происходило временами формирование пластов автохтонных углей. Подсчеты показывают, что осадки этой прибрежной континентальной фации (угли, углистые сланцы, слои с корневой системой) занимают не более 10% от мощности всей среднеюрской толщи.

4. Представления Н. М. Чукуева о пермотриасовых отложениях как в сплошных пестроцветках также находятся на уровне знаний примерно 30-х годов. Благодаря успехам сейсморазведки, значительному объему буровых работ и стратиграфическим исследованиям установлено, что мощность пермотриаса в районе превышает 2000 м, в разрезе выделены свиты с морской фауной, прибрежные, мелководные образования и ряд других фациальных комплексов.

Таким образом, при сопоставлении с фактами взгляды Н. М. Чукуева оказываются совершенно несостоятельными, а его основной вывод, отрицающий наличие нефтепроизводящих фаций в толщах пермотриаса, средней юры и неокома, им ничем не обоснован. Встречаются признаки нефти в этих толщах и в обнажениях. Чтобы убедиться в этом, достаточно осмотреть обнажения на Тогускеньушаке и в других местах. Что касается поступления нефти в нижний мел и юру в каких-то количествах снизу, из пермотриаса, то такая возможность никогда не отрицалась сторонниками нефтепроизводящих способностей средней юры и нижнего мела. Новые данные о пермотриасе и тектонике куполов позволяют делать подобные предположения; многочисленные сбросы на сводах и периферии куполов в отдельных случаях могли служить путями для подобной миграции. Маловероятной представляется миграция через толщу соли. Ошибочно также мнение Н. М. Чукуева о том, что весь разрез Эмбенского района промышленно нефтеносен. Давно уже и во многих работах было показано, что промышленно нефтеносны здесь только совершенно определенные части разреза, что касается признаков нефти, то они, конечно, встречаются по всему разрезу.

5. Цитаты, приведенные Н. М. Чукуевым из работ И. М. Губкина, также оказывают ему плохую услугу, так как некоторые представления о тектонике куполов Эмбы, периода деятельности академика И. М. Губкина, за последние 10—15 лет существенно изменились и пополнились новым фактическим материалом. В том же Доссоре, например, юра вовсе не лежит на соли, а повсеместно залегает на пермотриасе, а антиклинальная теория по отношению к Ю. Искине прямого отношения не имеет, поскольку ведущее значение здесь имеют размыты и несогласия и в самом своде купола нефти нет по той простой причине, что здесь почти до основания размыты основные продуктивные толщи, а на крыльях они частично или полностью сохранялись. В Тамдыкуле нефть может поступать к своду крыла не только по сбросам, но и вверх по восстанию юрских слоев из межкупольного пространства.

В связи с некоторыми особенностями геологического строения Прикаспийской впадины и господствующей в ней солянокупольной тектоникой, а именно наличием региональных наклонов фундамента и куполов

более и менее приподнятых, можно было бы попытаться воспользоваться при анализе условий формирования залежей нефти гипотезой дифференциального улавливания нефти и газа В. К. Гуссоу (1961). Однако эта гипотеза, как видно, предусматривает отсутствие сбросовых экранов. О сбросах сказано только, что они способствуют утечке нефти и газа. В действительности, это, конечно, не так. Этому противоречит само наличие залежей, экранированных сбросами. Эта гипотеза могла бы найти себе применение в тех районах, где отсутствуют или мало развиты дизъюнктивные нарушения и где нет литологических и стратиграфических ловушек на путях миграции. Автор гипотезы в затруднительных случаях использует такой не вполне убедительный прием: если на одной структуре имеется нефтяное месторождение, а на соседней его нет, то это значит, что не хватило нефти. Такие случаи возможны, но это все же не более, чем догадка. По-видимому, гипотеза Гуссоу может объяснять отдельные аномальные случаи распределения нефти и газа в некоторых районах, но всеобъемлющего универсального значения она не может иметь.

В 1962 г. Академией наук СССР была опубликована монография В. Э. Левенсона «Геохимическая битуминология и ее проблемы», где сделана попытка обоснования подсолевого происхождения нефти. Изучалось содержание асфальтеново-смолистых компонентов в нефти и в твердых битумах. При этом были выявлены некоторые региональные закономерности, в частности увеличение асфальтизованности битума с северо-запада на юго-восток и с северо-востока на юго-запад.

Просмотр фактического материала (см. табл. 22, стр. 80—81, т. II рассматриваемой работы) показал, что выводы и «закономерности», установленные В. Э. Левенсоном, не соответствуют действительному положению вещей в районе, поскольку они основаны на неправильных представлениях о стратиграфии района, незнании стратиграфического положения нефтяных горизонтов, сопоставленных автором. Дело в том, что на каждом из эмбенских промыслов существует своя промысловая номенклатура, которая не имеет ничего общего с номенклатурой соседнего промысла. Как видно не зная этого, В. Э. Левенсон стал совершенно свободно сопоставлять нефти I горизонта Южного Искине с нефтями одноименных горизонтов Южного Байчунаса, Доссора, Косчагыла. То же самое он проделал с нефтями III горизонтов этих же площадей. Сопоставлено было еще крайне ограниченное число образцов различных пород, которые должны, по мысли автора, охарактеризовать надсолевую толщу мощностью около 5000 м на площади по меньшей мере в 150—200 тыс. км<sup>2</sup>. К тому же совершенно не учитывалась геологическая обстановка залегания нефтей и образцов пород, поступавших в анализ, типы залежей и другие необходимые условия. Не учитывались, по-видимому, и данные о свойствах нефтей пермских и триасовых отложений Кенкияка, юрских нефтей Буранкуля и Прорвы. В силу этого все построения автора монографии, в том числе его основной вывод о миграции нефти из палеозойских пород, не получили должного обоснования.



## ВЫВОДЫ

Часть выводов дана была при описании результатов исследований по отдельным месторождениям и в процессе обсуждения результатов тех или иных наблюдений. Остается только обобщить некоторые из них.

1. Установлено, что все изученные купола существовали уже в доюрское время; поднятия в надсолевых породах (купола) возникли еще в конце пермского времени, до отложения осадков триаса. Известные нам материалы по другим куполам из разных частей района позволяют распространить этот вывод на всю Урало-Эмбенскую область и Прикаспийскую впадину в целом.

2. В ходе своего дальнейшего развития купола испытывали неоднократные подъемы в связи с отчетливо выраженными региональными фазами подъемов всей области. Под воздействием этих неравномерно проявлявшихся на площади региональных колебательных движений возникли зоны крупных прогибов и обширных относительно приподнятых участков — структуры второго порядка (Прикаспийская впадина в целом рассматривается как структурный элемент первого порядка, а соляные купола как тектонические элементы третьего порядка. Кроме ранее известных фаз подъемов, на куполах удалось выявить в низах нижнего триаса еще две фазы роста куполов: одна перед отложением песчано-глинистой свиты, а другая перед отложением известняково-глинистой. В первую фазу проявился подъем купола Байчунас, во вторую — купола Сагиз. Подобные различия могут быть выявлены и на других куполах.

3. Физической (механической) стороне проблемы возникновения и роста куполов в данной работе внимание не уделялось. Однако имеющиеся наблюдения указывают, что рост куполов происходит благодаря подтоку соли из межкупольных зон, откуда она выжимается главным образом в силу периодически резко возрастающего всестороннего давления. Способствует этому процессу в какой-то мере и неравномерная нагрузка на куполах и в межкупольных зонах.

4. В процессе развития соляных куполов Эмбы выделяются две чередующиеся во времени основные стадии или фазы, определяемые в платформенных условиях Прикаспийской впадины направлением и характером движений фундамента. На фоне погружения фундамента происходит накопление осадочных толщ; это время относительно спокойного тектонического развития, когда не происходит резких, заметных подвижек, подъемов соляных ядер значительной амплитуды (некоторые исследователи полагают, что в эту эволюционную фазу происходит медленный рост соляных куполов, однако заключение это требует проверки). В периоды подъема фундамента происходит относительно быстрый рост (подъем) соляных куполов, размыв их наиболее высокоприподнятых в рельефе частей и вынос обломочного материала за пределы района.

В ходе развития солянокупольных структур эти две основные фазы периодически повторялись в разных формах, отражая сложный

ритмический характер региональных движений. Отдельные ритмы, объединяющие периоды региональных опусканий и подъемов, значительно отличаются друг от друга составом и мощностями осадочных толщ и особенно типами формировавшихся в это время структур. В частности, на куполах разных типов, в зависимости от их положения в региональном плане по отношению к вмещающим структурам II порядка, интенсивность проявления солянокупольной тектоники различна. Например, в триас-юрское время Байчунас и Тентяксор развивались интенсивнее, чем Сагиз и Тюлегень; для третичного времени наблюдается обратная картина.

5. Наряду с сохранением общей ранее установившейся тенденции к преимущественному подъему на куполах и относительному погружению межкупольных зон, детальным изучением истории развития отдельных куполов установлено, что в процессе своего подъема купола иногда меняют свою ориентировку от одного этапа к другому. Происходит не только смещение отдельных центров максимального подъема, но и смена ориентировки осей максимального подъема купола иногда на  $90^\circ$ . В разрезе возникают не только угловые, но и азимутальные несогласия, затрудняющие поиски нефти.

6. Время появления основного сброса, разделяющего купол на приподнятые и опущенные крылья, на разных куполах различно. На Сагизе этот сброс появился в преднеокомское время, на Байчунасе в предаптское, на Тентяксоре в предтуронское. С появлением основных сбросов на каждом из куполов начинают формироваться мезозойские крутые склоны соли и дополнительные поднятия на крыльях. Время появления грабенов также различно. На Байчунасе грабен находится еще в стадии формирования.

7. По характеру разрезов мезо-кайнозоя выделяется ритмичность нескольких порядков; среди наиболее крупных могут быть названы юрский ритм, неокомский, апт-альб-сеноманский, турон-сенон-палеогеновый и последний — неогеново-четвертичный. Часть из этих ритмов (циклов) носит трансгрессивный характер, часть — регрессивный. Продуктивные свиты на Эмбе связаны либо со средней частью крупного трансгрессивного ритма (средняя юра), либо с верхней частью крупного регрессивного ритма (баррем); для того и другого случая характерно чередование глинистых и песчаных пачек, отлагавшихся в мелководных прибрежных фациях.

8. При изучении условий формирования залежей нефти на Эмбе авторы исходили из условно принятого ими положения о наличии в этом районе трех основных продуктивных промышленно нефтеносных свит (пермотриасовой, среднеюрской, нижнемеловой), которые, возможно, являются и нефтепроизводящими. При этом, конечно, не исключается возможность присутствия нефти в палеозое в подсолевых отложениях (девон, карбон, артинские) и в верхнепермских отложениях в глубоких межкупольных прогибах. Точно также вовсе не исключается возможность вертикальной миграции нефти в определенные моменты из одной продуктивной свиты в другую. Основанием для выделения трех продуктивных свит в мезозое Северного Прикаспия являются выдержанность стратиграфического положения нефтяных горизонтов в разрезе, приуроченность и связь промышленной нефтеносности с определенными фациями продуктивных свит и их региональный характер, соотношения между отдельными горизонтами по разрезам месторождений, наблюдения над свойствами нефтей. Нефтеносность остальных частей разреза Южно-Эмбенского района носит характер, явно зависимый от нефтеносности этих трех основных указанных

выше свит. При их выпадении из разреза, или отсутствии в них нефтеносности, не появляются нефтяные горизонты и в других частях разреза.

9. Другим исходным положением является установленная выдержанность в региональном плане основных петрографических особенностей пород продуктивных свит — песчаных коллекторов и глинистых разделов — на десятки километров, а иногда (для средней юры) на 100—150 км. Сохраняются на значительных расстояниях основные черты строения разреза триаса, юры и нижнего мела. Отсюда становится понятной преобладающая роль структурного фактора при формировании залежей нефти на Эмбе. Местами в отдельных горизонтах сказываются изменения в петрографическом составе коллекторов, переход их в глины, но примеров подобного рода мало.

10. В связи с указанным выше постоянством петрографического состава продуктивных свит и наличием в районе положительных структур второго порядка (регионально приподнятых участков) можно было бы ожидать, что вся нефть сконцентрируется именно на них, а в регионально опущенных участках ее не останется. Однако анализ мощностей на куполах и в региональном плане показывает, что формирование структур второго порядка и рост соляных куполов происходит одновременно. При этом подъемы на куполах и образование на них сбросовых нарушений происходит быстрее, чем медленно развивающиеся эпейрогенические движения всего этого региона. Поэтому нефть встречается здесь на куполах, расположенных как в регионально опущенных, так и в регионально приподнятых зонах.

11. Не менее существенным при изучении условий формирования залежей является определение времени появления на куполах первых сбросовых нарушений, учитывая их возможную проводящую и экранирующую роль. Установлено, что значительные амплитуды подъемов соляных ядер куполов, при сравнительно небольших размерах охваченной ими площади, приводили к появлению сбросов на самых ранних этапах формирования куполов в доюрское время. Впоследствии движения по некоторым из этих основных сбросов, например отделяющих приподнятые крылья от опущенных, неоднократно повторялись, появлялись новые нарушения. В связи с этими движениями формировались ловушки для нефти, а временами открывались пути для миграции.

12. Исходя из анализа структурных форм выявленных на Эмбе залежей нефти, большинство которых относится к категории экранированных плоскостями сбросов, как на опущенных, так и на приподнятых крыльях куполов, приходится признать, что при формировании залежей сбросы выполняли в основном роль экранов. Однако на Эмбе имеется достаточно убедительных примеров вертикальной миграции, по-видимому, также связанной со сбросами. Следовательно, в какие-то определенные отрезки времени сбросы могли играть и роль проводников для газа, нефти и воды. По времени это могло совпасть с фазами резких скачков в скорости подъема соляных ядер куполов, когда происходили подвижки отдельных глыб, блоков, по сбросам. К началу следующего этапа в формировании куполов, относительно более спокойного и значительно более продолжительного, нарушенные зоны цементируются и превращаются в экраны.

13. Закрытость сбросов, застойный характер подземных вод в продуктивных свитах и общая хорошая гидрогеологическая изоляция большей части разреза для данного отрезка времени и, по-видимому, также и в геологическом прошлом, доказываются постоянством химической характеристики пластовых вод (хлоркальциевых, высокоминерализованных)

и сохранением закономерностей в изменении химизма вод по разрезу, отсутствием явлений смешения вод в присбросовых зонах, за исключением тех случаев, когда это связано с деятельностью человека и некоторыми сбросами на глубинах до 150—250 м, а также (установленным В. Б. Торговановой) фактом сохранения в разрезе в зонах древних размывов горизонтов с пониженной минерализацией вод и наличием в них небольшой примеси сульфатов.

14. Наблюдения над периодическими размывами на куполах указывают на одновременность роста всех изученных куполов в связи с региональными тектоническими фазами. Амплитуды подъемов отдельных куполов на том или ином этапе их роста были различны. Межкупольные пространства, возникшие еще в верхнепермское время, на протяжении всей последующей геологической истории продолжали существовать как депрессии с затрудненными или крайне ограниченными связями с соседними межкупольными пространствами. С каждым новым подъемом куполов степень их изоляции возрастала. Если к этому добавить то, что было сказано выше о соотношении процессов развития структур второго порядка и соляных куполов, о времени появления сбросов и то, что соляные массивы отдельных куполов на небольшой глубине под покровом мезокайнозой соединяются соляными перешейками, а сами межкупольные пространства пересекаются сбросами, идущими с одного купола на другой, то станет очевидным заключение, что области питания существующих ныне залежей и пределы миграции нефти в этих условиях определяются размерами межкупольных пространств на том или ином этапе формирования залежей.

15. Наличие на изученных месторождениях залежей нефти, экранированных плоскостью стратиграфического несогласия в средней юре или барреме, указывает на возможность задержки процесса формирования залежей во времени или формирования залежей в несколько этапов. Верхний предел времени формирования залежей поднимается до неогена, поскольку в ряде случаев залежи экранируются сбросами неогенового возраста. Известно также, что в широких грабенах некоторых куполов, где сохранился почти весь разрез мезокайнозой, в том числе юра, весь мел и палеоген, промышленная нефтеносность отсутствует, и основные залежи располагаются на крыльях купола, экранируясь сбросами грабена, секущими палеоген. Нижний предел времени формирования стратиграфических залежей определяется временем оформления ловушек — образованием изолирующей покрывки из пород трансгрессивного комплекса, а для залежей, приуроченных к дополнительным куполовидным поднятиям на опущенных и приподнятых крыльях куполов — временем возникновения этих закрытых структур, связанных по условиям своего образования с периодическими подвижками по основным сбросам на куполе.

16. Особую роль при формировании залежей на Эмбе сыграли периодические размывы, поскольку промышленная нефтеносность связана здесь со строго определенными частями разреза. Полное выпадение их из разреза в своде купола исключает возможность образования залежи нефти. Если в абрадированном комплексе сохранилась часть продуктивной свиты, то в ней может формироваться залежь, но соответственно значительно меньшим будет этаж нефтеносности. Формы же ловушек на Эмбе исключительно разнообразны, и крупные залежи встречаются здесь не только в условиях опущенных крыльев куполов кулсаринского типа с полностью сохранившимся разрезом, но и на приподнятых крыльях со средней юрой

у поверхности (Доссор) и в условиях резких стратиграфических несогласий (Восточный Байчунас).

17. Изучение состава и свойств нефтей показывает, что они меняются в связи с изменениями геологических условий их залегания и в связи с различиями в геологической истории разных частей района (в региональном плане) и разных частей отдельных солянокупольных структур. В связи с изменениями литологии и мощностей продуктивных свит отмечается географическая зональность в распределении свойств нефтей. В связи с изменениями глубин залегания нефтей закономерно меняются их углеводородный состав и соответственно все остальные свойства. Сверху вниз отмечается переход от нефтеново-метановых нефтей к метаново-нафтеновым.

18. В процессе вертикальной миграции происходит изменение свойств нефтей в двух направлениях: а) в отдельных вышележащих горизонтах концентрируются легкие фракции, снижается удельный вес нефтей и нарушается общая для района закономерность в изменении свойств нефтей по разрезу; б) более обычным для района является тот случай, когда нефти вышележащих горизонтов обогащаются смолами, теряют легкие фракции, их удельный вес повышается, а содержание парафина снижается.

19. Большое значение при формировании свойств нефтей имеет количество нефти в залежи. Чем меньше нефти в залежи, тем больше она подвержена всякого рода вторичным изменениям. При значительных запасах нефти в залежи, несмотря, казалось бы, на неблагоприятную геологическую обстановку, например незначительную глубину залегания, нефть мало меняет свои свойства, сохраняет свои наиболее ценные качества.

## ПУТИ И ЗАДАЧИ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Дальнейшие исследования по выявлению условий формирования соляных куполов Прикаспийской впадины и связанных с ними залежей нефти необходимо продолжить по следующим основным направлениям.

1. Используя ту же методику детального монографического изучения структуры отдельных разбуренных участков куполов, необходимо охватить исследованиями купола другого типа в других частях района, как на севере (купола типа Туктубай, Куттубай, Унгар), так и на юге (Каратон, Теренъюзюк), с последующим сопоставлением и анализом всех полученных материалов по всем зонам, с привлечением некоторых материалов по зарубежным солянокупольным провинциям.

2. Продолжить начатые работы по классификации соляных куполов и их отдельных элементов (соляных ядер, крыльев, полей, блоков). Необходимо, наконец, провести анализ по имеющимся геофизическим материалам строения и истории формирования межкупольных пространств, среди которых уже сейчас можно выделить несколько типов по морфологическим и генетическим признакам, такие, например, как Доссор-Макатский тип мульд, Абжель-Ракушинский, прикаратонский, прииндерский и др. Совершенно очевидно, что почти каждому или большинству из ранее выделенных нами типов куполов соответствует свой сопряженный с ним тип мульды. Значение такого анализа, практическое и научное, бесспорно, поскольку нельзя отрывать явления, исследуемые на куполах, от событий, протекавших в соседних межкупольных пространствах. При этом должен быть уточнен характер связи отдельных типов соляных куполов и межкупольных прогибов с особенностями развития вмещающих их крупных структур II порядка — областей региональных прогибов и поднятий.

3. Необходимо провести глубокий математический анализ физических (механических) условий формирования солянокупольных поднятий с критической оценкой и использованием имеющихся в советской и зарубежной литературе экспериментальных данных по моделям. Однако подобный анализ может представить ценность только в том случае, если он будет основываться на хорошем знании геологической обстановки истории развития исследуемой области.

4. В связи с проблемой формирования залежей намечается также целый ряд актуальных направлений для исследований, среди которых можно перечислить следующие:

а) динамика пластовых вод; как известно, до последнего времени мы вынуждены были уделять основное внимание химизму вод; наблюдения над условиями движения вод были затруднены по ряду технических причин; в дальнейшем эти трудности должны быть преодолены и закономерности динамики подземных вод следует осветить с той же степенью детальности, что и химизм, причем здесь особую ценность могут пред-

ставить палеогидрогеологические построения, увязанные с историей тектонического развития соседних куполов и межкупольных пространств;

б) не менее существенным, особенно с практической точки зрения, для поисково-разведочных работ является изучение закономерностей распределения растворенных газов с количественной и качественной стороны; известно, что в разрезах одних месторождений преобладают сухие чисто метановые газы, в других — обнаруживается высокое содержание тяжелых углеводородов; явление это осталось совершенно неизученным для свободных нефтяных газов, еще меньше данных имеется по растворенным газам; это направление исследований в условиях Эмбы могло бы развиваться в поисковый метод и таким путем можно было бы ускорить и облегчить выбор наиболее перспективных структур из общего громадного числа куполов;

в) должны быть проведены комплексные литологические и геохимические исследования вмещающих пород продуктивных, предположительно нефтепроизводящих, свит и тех частей разреза, где нефть находится явно во вторичном залегании, с охватом обширных площадей, по возможности в различной фациальной обстановке; таким путем можно будет уточнить и проверить существующие представления о трех продуктивных свитах исследуемого района, выявить основные диагностические признаки этих свит, что позволит лучше ориентировать поисковые и разведочные работы; в частности, должно быть уделено внимание влиянию вмещающих пород на формирование нефтей разного состава и качества, конечно, с учетом геологической обстановки.

Необходимо получить точные данные о составе органического вещества, рассеянного в породах (угольного ряда, нефтяного), количественных соотношениях органического вещества различного состава, их связи с составом вмещающих пород, распределением на площади и по разрезу. Подобные исследования можно провести лишь при условии организации специальных буровых работ с полным выносом керна. По специально разработанной программе совместно с вмещающими породами должны изучаться закированные породы, нефти и пластовые воды, с уточнением различий в характере отдельных компонентов нефтей продуктивных свит и нефтей из вторичных горизонтов;

г) в связи с возможностью миграции нефти в тех или иных количествах, в определенные благоприятные моменты, по сбросам, необходимо в технически доступных местах пересечь сбросы скважинами, получить керн и охарактеризовать прилегающие к тектоническому контакту породы по обе стороны плоскости сбрасывателя, желательно в нескольких местах, на разном стратиграфическом и гипсометрическом уровне, с выносом также и тектонической брекчии. Таким путем можно будет получить ценный материал для суждения о роли сбросов при миграции нефти.

## Л И Т Е Р А Т У Р А

- Абдуллаев З. А. Геологическое строение нефтяного месторождения Голощекино (Кзыл-Кала) Южно-Эмбенского района. Тр. НГРИ, сер. Б, вып. 52, 1936.
- Абрамович М. В. Изменение свойств нефтей в нефтеносном пласте в связи с условиями его залегания. Тр. Геол. ин-та им. И. М. Губкина, Азерб. фил. АН СССР, т. XIX Баку, 1939.
- Абрамович М. В. Поиски и разведка залежей нефти и газа. Гостоптехиздат, 1948.
- Авров В. Я. О формировании нефтяных залежей и солянокупольных структур Эмбы. Нефт. хоз-во, № 5, 1948.
- Авров В. Я. О генезисе солянокупольных структур Урало-Эмбенской области. ДАН СССР, т. 73, № 3, 1950.
- Авров В. Я. О формировании нефтяных залежей Урало-Эмбенской области. Нефт. хоз-во, № 3, 1951.
- Авров В. Я. Об условиях формирования нефтяных залежей Южной Эмбы. Нефт. хоз-во, № 7, 1954.
- Авров В. Я. и Баренбойм М. И. Некоторые новые фактические данные о глубинном строении Южной Эмбы. ДАН СССР, нов. сер., т. 77, № 6, 1951.
- Авров П. Я., Буялов Н. И., [и др.]. Геологическое строение Эмбенской области и ее нефтяные месторождения. ОНТИ, 1935.
- Авров П. Я., Космачева Л. Г. Механизм образования солянокупольных структур Северо-Прикаспийской впадины. Изв. АН Каз.ССР, сер. геол., вып. 1 (38), 1960.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Стратиграфия нефтяных горизонтов Южно-Эмбенского района. Сб. Науч.-исслед. работы ЦНИЛов нефт. пром. Гостоптехиздат, 1946.
- Айзенштадт Г. Е.-А. О некоторых закономерностях в распределении нефтей в Южно-Эмбенском районе. ДАН СССР, т. 58, № 4, 1947.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Об одной особенности сбросовых нарушений на эмбенских соляных куполах. ДАН СССР, т. 59, № 6, 1948.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Нижне- и среднеюрские отложения Южной Эмбы. Стратиграфия и фации юрских и меловых отложений Эмбы. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 55, 1951.
- Айзенштадт Г. Е.-А. К вопросу об условиях формирования нефтяных залежей Южной Эмбы. Нефт. хоз-во, № 4, 1953.
- Айзенштадт Г. Е.-А. К вопросу о нахождении соляных карнизов на эмбенских куполах. Геол. сб. ВНИГРИ, № III (VI). Гостоптехиздат, 1955а.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Некоторые новые данные по тектонике соляных куполов. Геол. сб. ВНИГРИ, № III (VI). Гостоптехиздат, 1955б.
- Айзенштадт Г. Е.-А. О нефтематеринских свитах Южно-Эмбенского района. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 83, 1955в.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Схема классификации залежей нефти на соляных куполах Эмбы. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 95, 1956.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Восточная часть Прикаспийской впадины. Очерки по геологии СССР. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 96, 1957.
- Айзенштадт Г. Е.-А. К истории тектонического развития Прикаспийской впадины. Тр. ВНИГРИ, вып. 126, 1958.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Геологическое строение и нефтеносность Южно-Эмбенского района. Тр. ВНИГРИ, вып. 132, 1959а.
- Айзенштадт Г. Е.-А. О структурной зональности солянокупольной области Северного Прикаспия. Геология нефти и газа, № 8, 1959б.
- Айзенштадт Г. Е.-А. Перспективы открытия залежей масляных нефтей в Западном Казахстане. Геология нефти и газа, № 9, 1960.
- Айзенштадт Г. Е.-А., Антонов К. В. Условия образования соляных куполов Южной Эмбы и связанных с ними залежей нефти. Автореф. науч. тр. ВНИГРИ, вып. 17. Гостоптехиздат, 1956.
- Антонов К. В. Формирование нефтяных залежей Южной Эмбы на примере месторождения Сагиз. Автореф. науч. тр. ВНИГРИ, вып. 15. Гостоптехиздат, 1956.
- Архангельский А. Д. Геологическое строение СССР. Геолразведиздат, 1932.
- Баренбойм М. И. Схема строения поверхности подсолевого ложа юго-восточной части Прикаспийской впадины. ДАН СССР, нов. сер., т. 101, № 1, 1955.
- Батурич В. П. Происхождение пород кепрока соляных куполов. Сов. геология, № 18, 1947.



- Бедер Б. А. Воды нефтяных месторождений Средней Азии (некоторые результаты изучения нефтяных вод). Тр. Ин-та геологии АНУзб.ССР, вып. 3. Ташкент, 1949.
- Беляков М. Ф. Геотермические аномалии соляных куполов Эмбы. ДАН СССР, том 68, № 6, 1949.
- Богданов А. А. Соляные купола Нижнего Заволжья. БМОИП, т. XII (3), 1934.
- Брод И. О. Об основных принципах классификации нефтяных и газовых залежей. ДАН СССР, т. XLIV, № 6, 1944.
- Брод И. О. Залежи нефти и газа. Гостоптехиздат, 1951.
- Брод И. О. и Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа. Изд. Моск. ун-та, 1953.
- Брод И. О. и Фролов Е. Ф. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1950.
- Брукс Б. Т. Роль активных катализаторов в образовании нефти. Бюлл. америк. ассоц. геологов-нефтяников, т. 33, 1949.
- Буялов Н. И. Нефтеносность отложений Эмбенской области и ее связь с тектоникой. Восточная нефть, № 4, 1940.
- Буялов Н. И. Эмбенская нефтеносная область. Тр. XVII сессии МГК, т. IV. Гостоптехиздат, 1940.
- Буялов Н. И. Поиски нефти в межкупольных зонах Эмбенской области. Разведка недр, № 6, 1941.
- Буялов Н. И., Борисов А. А. К механике образования грабенных эмбенских куполов. Нефт. хоз-во, № 1, 1938.
- Ван-Тайл Ф. М., Паркер Б. Г. и Скитерс У. У. Миграция и аккумуляция нефти и природного газа. ИЛ, 1948.
- Василенко В. К. Структура грабенных эмбенских соляных куполов. Нефт. хоз-во, № 5, 6, 1945.
- Василенко В. К. Нефтеносность пермо триасовых отложений Эмбенской области. Нефт. хоз-во, № 10, 11, 1947.
- Василенко В. К. Ориентированные дислокации Южно-Эмбенских соляных куполов. Литолог. сб., № 3, НИТО нефтяников при ВНИГРИ, 1950.
- Вассоевич Н. Б. О происхождении нефти. Геол. сб., № 1, Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 83, 1955.
- Вебер В. В. Фации и перспективы нефтеносности Эмбенской области. Нефт. хоз-во, № 2—3, 1945.
- Вебер В. В. К проблеме формирования эмбенских нефтяных залежей. Сб. Геология и нефтеносность Русской платформы и Эмбы. Гостоптехиздат, 1946.
- Вебер В. В. Нефтяные фации и их роль в образовании нефтеносных месторождений. Гостоптехиздат, 1947.
- Великовский А. С. и Павлова О. И. Нефти СССР. Гостоптехиздат, 1945.
- Вистелиус А. Б. Мера связи между членами парагенезиса и методы ее изучения. Зап. Всесоюз. минерал. о-ва, т. 77, № 2, 1948.
- Высоцкий И. В. Опыт классификации форм нефтяных залежей Южно-Эмбенского района. Тр. МНИ им. И. М. Губкина, вып. 2, 1940.
- Габрильян А. Г. О некоторых закономерностях в составе нефти Ферганской долины. Бюлл. АН Узб.ССР, № 7, 1947.
- Габрильян А. Г., Гармакова Р. С. О методике исследования закономерности распределения нефти по удельным весам в нефтеносных горизонтах. Тр. Геол. ин-т. им. И. М. Губкина. Азерб. фил. АН СССР, т. XIX, Баку, 1939.
- Гальперин Г. Д. Об изменчивости нефтей Ишимбая. ДАН СССР, т. XLI, № 4, 1943.
- Гассоу В. К. Время миграции нефти и газа. Сб. Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. Гостоптехиздат, 1961.
- Гейслер А. Н. О некоторых закономерностях образования солянокупольных структур. ДАН СССР, т. 77, № 6, 1951.
- Гейслер А. Н. Региональные закономерности и основные этапы образования солянокупольных структур Прикаспийской низменности. Мат-лы ВСЕГЕИ, нов. сер., вып. 14, 1956.
- Горин В. А. Роль тектонических нарушений при распределении нефтей в отложениях Апшеронского полуострова. Нефт. хоз-во, № 8, 1940.
- Губкин И. М. Учение о нефти. ОНТИ, 1937.
- Губкин И. М. Вторая нефтяная база и Урало-Эмбенская нефтеносная область. Сб. Большая Эмба, т. I. Изд. АН СССР, 1937.
- Гутыря В. С. Зависимость состава нефти от глубины ее залегания. Ст. 1, Азерб. нефт. хоз-во, № 5, 6, 1946; ст. 2, то же, № 7, 8, 1946.

Дзенс-Литовский А. И. Соляные купола и полосчатость каменной соли. Природа, № 8, 1937.

Днепров В. С. Нефтяные месторождения и разведочные площади Эмбенской нефтеносной области. Гостоптехиздат, 1959.

Дорохов В. Я. Озинское месторождение калийных солей. Сб. За недра Волго-Прикаспия. Нижне-Волжский геологоразв. трест. Саратов, 1940.

Егоров А. И. Изучение казахстанских месторождений каолинитов. Сб. к 25-летию Казахстана. Успехи геологического изучения Казахстана за 25 лет. Изв. Казахст. фил. АН СССР, сер. геол, вып. 6—7 (20). Алма-Ата, 1945.

Жутеев С. А. Основные черты стратиграфии и геоструктуры побережья озера Челкар и бассейна рек Чулак-Анкаты и Исенъ-Анкаты. Уч. зап. СГУ, т. I (XIV), сер. геол.-почв., вып. 2, Саратов, 1938.

Кадисов М. Б. Обобщение данных каротажа по Южной Эмбе. Восточная нефть, № 2—3, 1940.

Калабаев Х. А. Дислоцированность эмбенских соляных куполов и некоторые вопросы их разведки. Тр. Ин-та нефти АН Каз. ССР, т. IV, 1961а.

Калабаев Х. А. О роли тектонических разрывов в нефтяных месторождениях Южной Эмбы. Тр. Ин-та нефти АН Каз. ССР, т. IV, 1961б.

Калинин Н. А. К тектонике юго-востока Русской платформы. Нефтяное хозяйство, № 10, 1954.

Калинин Н. А. О продолжительности процесса образования и миграции нефти. Геология нефти, № 7, 1957.

Калинин Н. А. Основные закономерности в морфологии и нефтеносности соляных куполов Западного Казахстана. Геология нефти и газа, № 9, 1958.

Калинин Н. А. Перспективы развития нефтегазодобывающей промышленности в западных районах Средней Азии. Бюлл. науч.-техн. информ. МГиОН СССР, № 4/21, 1959.

Карцев А. А. О причинах закономерностей распределения свойств нефтей в месторождениях Апшеронского полуострова. Нефт. хоз-во, № 9, 1951.

Карцев А. А. Исследование распределения свойств нефтей в месторождениях областей кайнозойской складчатости. Вопросы геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений. Тр. МНИ им. И. М. Губкина, вып. 14, 1955.

Кассин Н. Г. Материалы по палеогеографии Казахстана. АН Казах. ССР. Алма-Ата, 1947.

Кленова И. М. Процессы осадкообразования в полярных морях. Докл. юб. сессии Арктич. науч.-исслед. ин-та ГУСМП, 1945.

Ковалев И. М. Нефти Эмбенского района. Сб. Науч.-исслед. работы ЦНИЛов нефт. пром. Гостоптехиздат, 1946.

Козлов А. Л. Проблемы геохимии природных газов. Гостоптехиздат, 1950.

Колтыпин С. Н. Верхний мел Северной Эмбы. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 55, 1951.

Колтыпин С. Н. Верхнемеловые отложения Урало-Эмбенской солянокупольной области, юго-западного Приуралья и Примугоджарья. Тр. ВНИГРИ, вып. 109, 1957.

Коновалов Ю. С. К вопросу о формировании соляных куполов Южной Эмбы. Тр. Ин-та нефти АН Казах. ССР, т. IV, 1961.

Корневский С. М. Новые данные о наличии разрывов в толще соляных пород. ДАН СССР, т. 89, № 3, 1956.

Косыгин Ю. А. Механизм образования соляных куполов. БМОИП, т. 20 (5—6), 1945.

Косыгин Ю. А. Общетектоническая классификация соляных куполов. Нефт. хоз-во, № 6—7, 1946.

Косыгин Ю. А. Соляная тектоника платформенных областей. Гостоптехиздат, 1950.

Косыгин Ю. А., Швемберггер Н. А., Никитина Ю. П. О некоторых закономерностях расположения соляных куполов Южной Эмбы. БМОИП, отд. геол, т. 23(2), 1942.

Кремс А. Я. Вопросы формирования залежей нефти и газа. Гостоптехиздат, 1954.

Купалов-Ярополк И. К. О разведке межкупольных зон Эмбенского нефтеносного района. Прикладная геофизика, вып. 2. Гостоптехиздат, 1945.

Маслов К. С. Основы генетической классификации нефтяных и газовых залежей в свете учения о нефти акад. И. М. Губкина. Сб. памяти акад. И. М. Губкина. Изд. АН СССР, 1951.

Мещеряков Ю. А. Новые данные о геоморфологии и тектонике Северного Прикаспия. Новости нефт. техн. Нефтепромысловое дело, вып. 12, 1952.

- Наливкин Д. В. К вопросу о связи Уральской и Эмбенской нефтей. Нефт. хоз-во, № 2, 1930.
- Неволин Н. В. Геологическое строение и нефтеносность соляно-купольных структур Эмбенской нефтеносной области. Нефт. хоз-во, № 4, 1947.
- Неволин Н. В. Геологические результаты геофизических работ в районе Эмбы за 20 лет. Прикладная геофизика, вып. 4. Гостоптехиздат, 1948.
- Неволин Н. В. Геологическое строение Прикаспийской впадины в свете геофизических данных. Гостоптехиздат, 1951.
- Неволин Н. В. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Западного Казахстана. Гостоптехиздат, 1961.
- Никитина Ю. П. Палеогеографические условия осадконакопления в нижне-меловое время в Эмбенской нефтеносной области. БМОИП, отд. геол., т. XXIII (2), 1948.
- Пермяков И. Г. Проблема контактовой нефти в Урало-Эмбенском районе. Сб. Нефтяные месторождения Урало-Эмбенского района, 1933.
- Пермяков И. Г. Проблема подсолевой нефти на Эмбе. Азерб. нефт. хоз-во, № 4, 1935.
- Полак Л. С. Закономерности изменения пористости и плотности осадочных пород с глубиной их залегания. Тр. Ин-та нефти АН Каз.ССР, т. I, 1956.
- Потанов И. И. Электрокаротаж в нефтяной геологии. (Апшеронский полуостров). Гостоптехиздат, 1938.
- Преображенский И. А. О подсчетах минералого-петрографического состава обломочных осадочных пород. Сб. Акад. Д. С. Белянкину. ИГН АН СССР, 1946.
- Пустановалов А. В. Петрография осадочных пород. Гостоптехиздат, 1940.
- Романовский В. И. Математическая статистика. ГОНТИ, 1938.
- Романовский В. И. Применение математической статистики в опытном деле. ОГИЗ. Гостоптехиздат, 1947.
- Сборник. Проблемы образования нефтяных залежей (по трудам американских геологов). ГОНТИ. Баку — Москва, 1938.
- Скворцов В. П. Месторождение Сагиз Урало-Эмбенского района. Нефт. хоз-во, № 8, 1939.
- Соколова Е. И. Пермские и триасовые отложения западной и южной части Прикаспийской впадины. Тр. ВНИГРИ, вып. 118, 1958.
- Страхов Н. М. Железородные фации и их аналоги в истории земли. Опыт историко-геологического анализа процесса осадкообразования. Тр. ИГН АН СССР, вып. 73, сер. геол. (№ 22), 1947.
- Тихонович Н. Н. и Мионов С. И. Уральский нефтеносный район. Месторождение Макат, Бляули, Чингильды. Тр. ГРК, нов. сер., вып. 105, 1914.
- Тихонович Н. Н. Уральский нефтеносный район: Кой-Кара, Иман-Кара, Кизил-Куль. Тр. ГРК, нов. сер., вып. 119, 1915.
- Успенский В. А. и Радченко О. А. К вопросу генезиса типов нефтей. Гостоптехиздат, 1947.
- Фотиади Э. Э. Некоторые новые данные о строении Волго-Эмбенской нефтегазоносной области. Восточная нефть, № 9, 1940.
- Фотиади Э. Э. О строении и нефтегазоносности крупных поднятий и межкупольных пространств Прикаспийской депрессии. Прикладная геофизика, вып. 4. Гостоптехиздат, 1948.
- Хельквист Г. А. К вопросу о классификации залежей нефти и газа. Сб. Вопросы геологии и геохимии нефти и газа. Тр. ВНИИгаз, 1953.
- Чукеев Н. М. Нефтеносные свиты Эмбенского района и происхождение залежей нефти. Нефт. хоз-во, № 7, 1954.
- Швембергер Н. А. О стратиграфических и литологических нефтяных залежах. Нефт. хоз-во, № 9, 10, 1946.
- Шировков А. З. Об угле накоплении в Подмосковном бассейне. Сов. геол., № 22, 1947.
- Шумилин С. В. О тектонике Эмбенского района. БМОИП, отд. геол., т. XI (1), 1933.
- Шумилин С. В. Тектоника соляных куполов. Сб. Геол. строение Эмбенской обл., ОНТИ, 1935.
- Юркевич И. А. Юрские континентальные отложения. Сб. Соляные купола Урало-Эмбенской нефтеносной области. Изд. АН СССР, 1948.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение . . . . .	3
Краткий стратиграфический очерк исследуемого района . . . . .	10
Геологическое строение и история развития соляных куполов Южный Кошкар, Сагиз, Байчунас, Тентяксор, Тюлегень . . . . .	20
Строение района купола Южный Кошкар . . . . .	—
История формирования купола Южный Кошкар . . . . .	34
Краткая характеристика геологического разреза купола Сагиз . . . . .	46
Строение района купола Сагиз . . . . .	52
История формирования купола Сагиз . . . . .	81
Краткая характеристика геологического разреза купола Байчунас . . . . .	95
Строение района купола Байчунас . . . . .	123
История формирования купола Байчунас . . . . .	130
Строение района купола Тентяксор . . . . .	138
История формирования купола Тентяксор . . . . .	147
Строение района купола Тюлегень . . . . .	156
История формирования купола Тюлегень . . . . .	164
Нефтеносность и водоносность . . . . .	172
Южный Кошкар . . . . .	—
Сагиз . . . . .	181
Байчунас . . . . .	223
Тентяксор . . . . .	235
Тюлегень . . . . .	240
К вопросу об основных продуктивных свитах района . . . . .	243
Схема классификации залежей нефти на соляных куполах Эмбы . . . . .	245
К вопросу об изменениях качеств нефтей в связи с геологической обстановкой их залегания . . . . .	249
Условия формирования нефтяных залежей на соляных куполах . . . . .	268
Южный Кошкар . . . . .	269
Сагиз . . . . .	277
Байчунас . . . . .	285
Тентяксор . . . . .	293
Тюлегень . . . . .	296
Критика взглядов предыдущих исследователей . . . . .	297
Выводы . . . . .	305
Пути и задачи дальнейших исследований . . . . .	310
Литература . . . . .	312

**ЗАМЕЧЕННЫЕ ИСПРАВЛЕНИЯ И ОПЕЧАТКИ**

Страница	Строка	Напечатано	Должно быть
59	Рис. 23	„56	„66
61	Рис. 25	„68	„66
76	14 св.	скв. 63	скв. 66
177	12 св.	(225—225°)	(220—225° С)
189	7 св.	турон-сеноманских	турон-сеноонских
210	5 св.	Готеривская нефть горизонта песков отличается от барремской	Нефть горизонта песков отличается от верхне-барремской
210	2 св.	готеривских горизонтов	горизонта песков
218	Продолжение табл. 19, 5 графа, 2 св.	Нижний	Верхний
219	Табл. 20, 3 графа, 1 св.	187—288	187—782
226	3 св.	(Ia, II (IIId + IIc), IIb, III)	(Ia, II (IIb + IIc), IIIId, III)
242	Табл. 27, 1 графа, 2 св.	Нижнеальбский	Нижнеаптский
242	1 св.	100 г	1000 г