

Академия наук  
СССР



И. Д. Зхус, В. В. Бахтин

ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИЕ  
ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ГЛИН  
В ЗОНАХ АНОМАЛЬНО  
ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ  
ДАВЛЕНИЙ



Издательство • Наука •



Академия наук СССР  
Министерство нефтяной  
промышленности  
Институт геологии и разработки  
горючих ископаемых

И. Д. Зхус, В. В. Бахтин

ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИЕ  
ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ГЛИН  
В ЗОНАХ АНОМАЛЬНО  
ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ  
ДАВЛЕНИЙ

2893



Издательство  
"Наука"  
Москва  
1979



И.Д. З х у с, В.В. Б а х т и н. Литогенетические преобразования глин в зонах аномально высоких пластовых давлений. М.: Наука, 1979.

Рассмотрены вопросы, связанные со свойствами глин как покрышек над залежами нефти и газа с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), с изменениями глин, характерными для зон АВПД, с катагенетическими трансформациями глинистых минералов и с наложенным их катагенезом под влиянием флюидов в ореолах внедрения. Выявлены возможности практического использования изучения литогенетических преобразований глин для прогноза зон АВПД и оценки пластовых давлений, для оперативной разработки оптимального режима бурения глубоких скважин. Впервые показано распределение градиентов АВПД по разрезу глинистых покрышек и приуроченность максимальных значений этих градиентов к выделяемому авторами "гидродинамическому порогу". Доказано универсальное значение эффекта разуплотнения пород в зонах АВПД и его значимость для прогноза залежей с АВПД и безаварийной проводки скважин, благодаря своевременному выявлению зон АВПД. Выполнены впервые расчеты по влиянию мощности покрышек на время прорыва флюидов. Монография содержит много новых разработок, характеризующих залежи с АВПД и поведение в них глинистых пород-покрышек.

Ответственный редактор  
академик АН АзССР М.М. АЛИЕВ

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефтегазовые месторождения с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) отличаются значительными запасами нефти и газа, а при разработке залежей — высокими дебитами.

Большинство этих месторождений экранируются глинистыми покрышками. К их числу относятся многие месторождения альпийского геосинклинального пояса СССР (месторождения Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, Предкавказья, Азербайджана, юго-западной Туркмении, Ферганской впадины и т.д.). Для верхнемеловых месторождений Восточного Предкавказья (Чечено-Ингушетия) покрышкой служат глинистые отложения майкопа, на месторождениях Азербайджана — глинистые отложения акчагыла, апшерона и продуктивной толщи (ПТ), в пределах юго-западной Туркмении — глинистые отложения меловой красноцветной толщи, а на месторождениях Внутренней зоны Предкарпатского прогиба — глинистые отложения воротыщенской и поляницкой свит (палеоген и неоген).

За рубежом также для месторождений-гигантов с АВПД характерно наличие глинистых покрышек (Хасси-Мессауд и Хасси Р'Мейль в Алжире, Ага-Джари, Нафт-Хель, Гечсаран и другие в Иране, Вентура, Гомец, Кайноза, Колхуан и другие в США).

Проведенная авторами статистическая обработка данных по 80 крупным нефтегазовым месторождениям с АВПД показала, что не менее 70% их экранируется глинистыми покрышками. Изучены свойства покрышек в четырех крупных нефтегазоносных районах — в Чечено-Ингушской АССР, Азербайджане, Ферганской и Днепровско-Донецкой впадинах, т.е. в отложениях, возраст которых меняется от неогена-палеогена до раннего карбона.

Общее количество отобранных и проанализированных проб керна и шлама превышает 3500, а количество анализов глин составляет более 9000. Кроме того, собраны и проанализированы все имеющиеся в местных организациях сведения о литологии и минералогии покрышек, их физических и физико-химических свойствах.

В работе рассматриваются свойства глин над залежами АВПД. Аномалии физических свойств глинистых покрышек имеют большое

значение при прогнозе залежей нефти и газа со сверхвысоким давлением. Комплекс изменений свойств глин позволяет с помощью различных методов каротажа заранее определить величину АВПД.

Бурение глинистых покрышек над залежами АВПД связано с рядом осложнений, особенно в нижней части покрышек, в "ореоле внедрения" [8, 9, 16], для которого характерны затяжки, прихваты, выбросы из-за разуплотнения, разбухания глинистых пород, а также в сводовых частях структур. Это обуславливает особенности расположения поисковых и разведочных скважин: первые скважины располагаются не в своде, а на крыльях структур.

Свойства глинистых покрышек изучались по керну в следующих основных направлениях: выявление литолого-петрографических особенностей, определение минерального состава глин (термический, рентгеновский, электронно-микроскопический анализы); выяснение геохимической характеристики глинистых покрышек (пористость, плотность, проницаемость, карбонатность, растворимость в воде и пр.); оценка физико-химических свойств покрышек (комплекс поглощения глин); определение битумонасыщенности по данным люминесцентно-битуминологического анализа; изучение микротрещиноватости в шлифах по методике Е.М. Смехова [116]; оценка изолирующих свойств покрышек в связи с микротрещиноватостью; выявление изменений в глинистых породах под воздействием внедряющихся флюидов и их влияния на изолирующие свойства глин, изучение литогенетических преобразований глин в зонах АВПД.

По шламу определялись следующие свойства глинистых покрышек: плотность (с помощью прибора СПВ-2 и усовершенствованного денситометра Д-3), пористость (с помощью прибора СПВ-2), минеральный состав (рентгеновский, термический и электронно-микроскопический анализы), битумонасыщенность глин с помощью люминесцентно-битуминологического анализа, литолого-петрографические особенности глин в специально изготовленных шлифах.

Проведенные исследования позволили детально изучить литолого-петрографические и люминесцентно-битуминологические особенности глинистых покрышек, их трещиноватость, минеральный состав, литогенетические преобразования глин в зонах АВПД. Кроме того, рассмотрена герметичность глинистых покрышек и факторы, влияющие на нее, а также распределение физических свойств глин по разрезу, были выделены аномалии, характеризующиеся "эффектом разуплотнения" в зонах АВПД, "ореолы внедрения" на месторождениях Азербайджана и Чечено-Ингушетии. При этом был использован комплекс методов, включающий способы выделения ореолов внедрения и зон АВПД по физическим свойствам глин, измеренным в образцах пород и определенным по геолого-промысловым и геолого-геофизическим материалам, а также по технологическим данным бурения скважин.

Выявленные в физических свойствах аномалии сопоставлялись с нефтепромысловыми данными, с данными каротажа, проведенного различными методами, с материалами опробования скважин и измерениями начальных пластовых давлений по месторождениям.

В монографии показано значение аномалий в свойствах глин по разрезу в связи с прогнозом и оценкой АВПД и выявлением ореолов над нефтегазовыми залежами с АВПД, показано значение палеогеографических построений в районах развития сверхвысоких пластовых давлений.

Подготовка образцов к анализам и их определения производились в лабораториях ВНИГРИ, ИГиРГИ, НИИГА, АзНИИ ДН, ВНИИГеофизика, ВНИИЯГГ. В этих работах, помимо авторов, участвовали: Н.П. Сиявская, Н.И. Мартынова, О.А. Мартирсова, Б.В. Владимиров (определение абсолютной газопроницаемости глинистых пород, определение открытой пористости, карбонатности, объемного веса и плотности пород); Р.Н. Стайсон, Т.Н. Оводова (выделение фракций меньше 0,001 мм); М.Ф. Воскресенская, Г.Д. Махтин (термический анализ); Н.И. Мартынова (выделение фракции менее 0,001 мм методом центрифугирования); Л.П. Гмид, Ш.С. Леви (изучение и описание шлифов), Л.С. Гудкова, Р.А. Кобышева (электронно-микроскопические исследования); Г.И. Крутова, Ю.М. Королев, Г.В. Лебедева, Л.С. Скубелина (рентгенографический анализ); В.М. Тумина (силикатный анализ глин); Н.С. Спиро, О.Н. Сошальская (определение емкости поглощения и состава поглощенного комплекса глин); А.Н. Качонис, сотрудники лаборатории И.С. Старобинца (определение гранулометрического состава глинистых пород с разделением на 19 фракций, определение коэффициента сортировки ( $S_0$ ), коэффициента асимметрии ( $S_k$ ), медианного диаметра зерен в глинах); А.Р. Великова (определение битумонасыщенности глинистых пород под люминесцентным микроскопом); сотрудники лаборатории С.М. Катченкова: С.С. Савкевич (содержание микроэлементов), Н.С. Соловьева, Т.П. Максеева (люминесцентно-битуминологические исследования глин по керну и шламу).

Большую помощь при подготовке монографии авторы получили со стороны доктора геолого-минералогических наук, профессора С.Н. Симакова.

Всем перечисленным лицам авторы выражают глубокую признательность.

В своей работе авторы попытались показать, как аномально высокие пластовые давления влияют на различные свойства пород, перекрывающих и подстилающих продуктивные пласты, содержащие скопления углеводородов.

Наиболее подробно рассмотрены литогенетические преобразования глин, причем выяснилось, что в зонах с аномально высокими пластовыми давлениями эти изменения зачастую происходят с иной интенсивностью и иногда даже в иных направлениях, чем в зонах с нормальными давлениями. Впервые удалось показать,

что глинистые толщи, находящиеся на поздних стадиях катагенеза, в меньшей степени подвержены наложенному (вторичному) катагенезу в ореолах внедрения и в зонах аномально высоких пластовых давлений, чем также сложенные глинами толщи, которые на испытали интенсивных катагенетических преобразований.

На наш взгляд, этот вывод, как и некоторые другие, к которым мы пришли, могут способствовать разработке общей теории покрышек залежей нефти и газа, в том числе, в зонах развития аномально высоких пластовых давлений.

## ГЛИНИСТЫЕ МИНЕРАЛЫ

## ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ДИАГНОСТИКА

Под глинистыми понимаются специфические минералы, в большинстве своем относящиеся к слоистым силикатам; исключения составляют палыгорскит и сепиолит, принадлежащие к псевдослоистым образованиям цепочечного строения, а также аморфный аллюфан. Среди множества глинистых минералов лишь относительно небольшое количество широко развито в осадочных породах. Из них следует в первую очередь назвать каолинит, монтмориллонит, смешанослойные неупорядоченные образования гидрослюдисто-монтмориллонитового состава, гидрослюда, хлорит и палыгорскит. Правда, каждый из этих минералов необходимо рассматривать как совокупность, группу. Так, группа каолинита включает собственно каолинит (9 политипных модификаций [60]), а также накрит, диккит, галлуазит и метагаллуазит. Все минералы этой группы характеризуются двухэтажным строением каждого слоя, состоящего из одной тетраэдрической и одной октаэдрической сетки (1:1).

Еще разнообразнее группа монтмориллонита, в кристаллической решетке которого каждый слой состоит из двух тетраэдрических сеток и расположенной между ними октаэдрической (2:1). В группе монтмориллонита в качестве ведущей, определяющей название, подразумевается алюминиевая разность, для которой характерны алюмоокислородные тетраэдры и кремнеалюмоокислородные октаэдры. Кроме основного члена монтмориллонитовой группы, выделяются минералы того же строения (2:1), в которых центральные позиции октаэдров заняты не алюминием, а хромом (волконскоит), железом (нонtronит), магнием (сапонит), цинком (соконит) и другими металлами. Своеобразный член группы монтмориллонита — бейделлит — высокоалюминиевая разность, отличающаяся от всех остальных повышенным содержанием алюминия, за счет замещения им части кремния в тетраэдрических позициях. В отличие от группы каолинита монтмориллониты относятся к набухающим глинистым минералам — между их слоями, которые связаны не валентными, а вандерваальсовыми связями, легко проникают молекулы воды или других соединений, что приводит к раздвижению слоев, увеличению межслоевых промежутков.

Решетка гидрослюды также имеет трехэтажное строение (2:1), но в отличие от монтмориллонита она относится к ненабухающим минералам. Отсутствие способности к набуханию объясняется тем, что часть кремния в тетраэдрических позициях гидрослюды замещена алюминием, а возникающий вследствие этого избыточный отрицательный заряд слоя компенсируется ионами калия, которые внедряются в межслоевые промежутки и жестко, валентными связями скрепляют слои минерала.

Наиболее многочисленную группу среди глинистых минералов, несомненно, образуют неупорядоченные смешанослойные компоненты ряда монтмориллонит — гидрослюда. Множество разновидностей этих компонентов определяется различными количественными соотношениями между набухающими (монтмориллонитовыми) и ненабухающими (гидрослюдистыми) фрагментами, вследствие чего возникает практически неограниченное число промежуточных фаз, более или менее приближающихся по свойствам к гидрослуде или монтмориллониту.

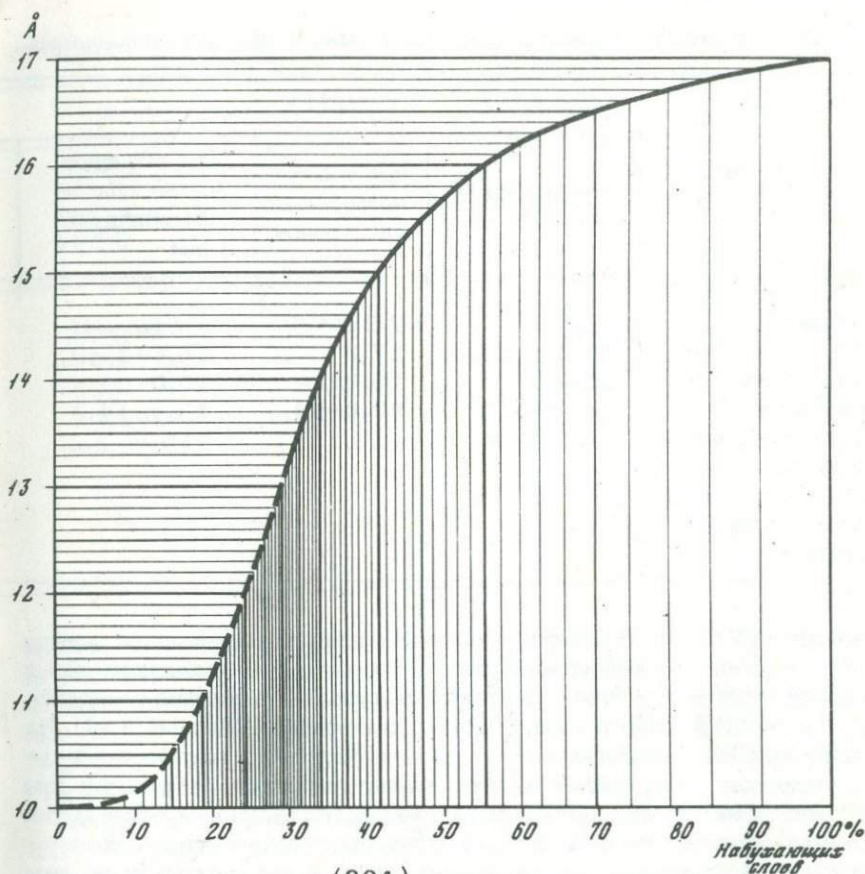
Хлориты, которые сейчас большинством исследователей тоже относятся к глинистым минералам, в отличие от рассмотренных выше, состоят из более сложно построенных слоев. В строении хлоритового слоя, помимо двух тетраэдрических и одной октаэдрической сеток, участвует еще и псевдобруситовая сетка состава  $Mg(OH)_2$ .

Пальгорскит и сепиолит, как уже отмечалось, принадлежат к псевдослоистым минералам цепочечного строения, причем первый из них относится к магнезиальным алюмосиликатам, а второй — к магнезиальным силикатам.

Для диагностики глинистых минералов используется весьма широкий комплекс разнообразных методов. Однако в большинстве случаев для однозначного определения достаточны данные рентгенографического (дифрактометрического) и электронно-микроскопического анализов.

Каолинит в препаратах, ориентированных по 001, дает серию базальных рефлексов; кратных  $7,15 \text{ \AA}$ , которые не перемещаются при насыщении полярными молекулами, но исчезают после прокаливания. На электронно-микроскопических снимках частицы каолинита представлены псевдогексагональными пластинками и их обломками, причем плотность каждой частицы по всей ее площади одинакова и контуры четкие.

Весьма пестрой картиной отличаются дифрактограммы монтмориллонита, ориентированного по 001. Его первое базальное отражение (001) колеблется в пределах от  $12,4 \text{ \AA}$  для натриевых разностей до  $15,4 \text{ \AA}$  для кальциевых. В осадочных породах, как правило, содержится монтмориллонит, в обменном комплексе которого присутствуют как щелочные, так и щелочноземельные элементы, поэтому рефлексы (001) имеют промежуточные между двумя названными значения. Однако после насыщения полярными молекулами рефлекс (001) резко смещается вправо — в сторону малых углов и составляет  $17,8 \text{ \AA}$  для препаратов, насыщенных глицерином, и  $16,8 -$



Р и с. 1. Положение пика  $\frac{(001)}{(001)}$  при беспорядочном переслаивании 10-Å и 17-Å слоев

17,0 Å для препаратов, насыщенных этиленгликолем. После прокаливания рефлекс (001) монтмориллонита вновь смещается влево (в сторону больших углов), и их значения снижаются, составляя около 10 Å, объединяясь с соответствующими отражениями гидрослоды. Морфологически монтмориллонит выражен чрезвычайно мелкими частицами и их скоплениями, с нечеткими, размазанными контурами.

Наибольшим непостоянством отличаются дифрактограммы неупорядоченных смешанослойных образований ряда монтмориллонит - гидрослода, так как набухающие (монтмориллонитовые) и ненабухающие (гидрослодистые) фрагменты в них находятся в самых разнообразных количественных соотношениях. Во всех без исключения случаях, даже при минимальных содержаниях набухающей фазы, рефлекс на дифрактограммах оказываются больше 10 Å (величины, характерной для гидрослоды), а после насыщения глицерином - меньше 17,8 Å и соответственно после насыщения этиленгликолем -

Таблица 1

Средние значения характерных отражений (001) для глинистых

Минерал	(001)		
	для исходных образцов	для образцов, насыщенных глицерином	для образцов, насыщенных этиленгликолем
Каолинит	7,15	7,15	7,15
Монтмориллонит	12,4-15,4	17,8	16,8-17,0
Гидрослюда	10,0	10,0	10,0
Хлорит	13,8-14,3	13,8-14,3	13,8-14,3
Смешанослойные неупорядоченные ряда монтмориллонит - гидро- слуда	> 10 < 15,4	< 17,8	< 16,8

меньше 17,0 Å. Примерные количественные соотношения между набухающими и ненабухающими компонентами в смешанослойных образованиях могут быть определены с помощью несколько переработанной К.И. Крутовой и нами (рис. 1) диаграммы Ч. Уивера [124]. На электронно-микроскопических снимках суспензий, описываемые смешанослойные образования всегда характеризуются в большей или меньшей степени размытыми очертаниями. При этом чем менее четки их контуры, тем, очевидно, больше в них монтмориллонитовой составляющей. И, напротив, чем меньше размыты линии ограничения, тем больше смешанослойные образования приближаются по составу к гидрослуде. Более подробно морфологические особенности смешанослойных образований рассмотрены в работе, посвященной палеогеографическому значению глинистых минералов [62], а их детальная рентгеноструктурная характеристика приведена в монографии В.А. Дрица и В.А. Сахарова [49].

Для группы гидрослуд ориентированные по (001) препараты выявляют серию рефлексов, кратных 10 Å, не меняющих положения ни после насыщения полярными молекулами, ни после прокаливания. Морфологические особенности гидрослуды, выявляемые с помощью электронного микроскопа, весьма разнообразны. Прежде всего, они четко подразделяются на две группы - изометричные и близкие к ним, и резко удлиненные. Первые обычно отвечают аллотигенной высокотемпературной полигиной модификации 2M<sub>1</sub>, а вторые - аутигенной низкотемпературной - 1M. Удлиненные частицы обычно имеют одинаковую плотность по всей площади, тогда как на изометричных, как правило, выделяются участки различной плотности,

минералов из группы слоистых силикатов, Å

(001)	(002)	(003)	(004)
для образцов, прогретых до 600°C	для исходных образцов		
Исчезает ≈ 9,8	3,55-3,57		
10,0	5,00	3,33	2,50
13,8-14,3 ≈ 9,8	7,15	4,75	3,52-3,54

причем ближе к центру плотность ступенчатообразно возрастает. В большинстве случаев гидрослудистые пластинки ограничены четкими контурами, и лишь изредка встречаются индивиды, лишённые резких линий ограничения; такие частицы, очевидно, принадлежат гидрослуде, образованной по монтмориллониту, причем процесс гидрослудизации последнего не вполне завершен.

Хлорит на дифрактограммах различается по базальным рефлексам, кратным 13,8-14,3 Å; на электронно-микроскопических снимках его идиоморфные частицы неотличимы от каолинита (тоже имеют шестигонную форму), а их обломки весьма сходны с зёрнами каолинита и гидрослуды.

Из числа псевдослоистых (цепочечного строения) глинистых минералов рассмотрим только палыгорскит, так как селиолит в наших исследованиях не был встречен. Для рентгеновской диагностики палыгорскита используются отражения (hk0), получаемые по методике, разработанной Ю.М. Королевым. Наиболее характерны при этом рефлексы (110), (200), (130) и (400). На электронно-микроскопических снимках суспензий палыгорскит легко диагностируется по резко удлиненной волоконной форме его индивидов, у которых отношение ширины к длине нередко составляет 1:100 - 1:200. На репликах, а также на снимках, полученных с помощью растрового (сканирующего) электронного микроскопа (РЭМ), палыгорскит тоже хорошо различается, но в этих случаях видно, что его волокна образуют пучки, нередко ветвятся.

Основные, используемые при диагностике глинистых минералов, рефлексы показаны в табл. 1 и 2.

Т а б л и ц а 2

Средние значения характерных отражений ( $hkl$ ) палыгорскита

Средние значения отражений, Å			
(110)	(200)	(130)	(400)
10,3-10,5	6,45	5,44	3,20

Для оценки количественных (полуколичественных) соотношений между глинистыми минералами применялась методика, разработанная в свое время Бискайя, затем несколько усовершенствованная В.А. Франк-Каменецким и другими исследователями, согласно которой отражения (001) гидрослюда увеличиваются (по площади) примерно в 4 раза медленнее, чем те же отражения монтмориллонита и вдвое медленнее отражений каолинита. В одной из предыдущих работ [67] были рассмотрены конкретные примеры полуколичественных определений и выведена общая формула для таких расчетов.

$$100\% = I_m + 4I_z + 2I_k,$$

где  $I$  — интенсивность дифрактометрического пика (в см<sup>2</sup>),  $m$  — монтмориллонит,  $z$  — гидрослюда,  $k$  — каолинит.

Довольно много затруднений при оценке полуколичественных соотношений возникает при одновременном присутствии в исследуемой ассоциации каолинита и хлорита. В этих случаях для решения вопроса о присутствии и соотношениях между этими двумя минералами можно воспользоваться тремя способами. Во-первых, отражение (003) хлорита, отвечающее примерно 4,75 Å, не совпадает с рефлексами каолинита, а (002) хлорита равно (001) каолинита (около 7,15 Å) и (004) хлорита почти совпадает с (002) каолинита (около 3,52-3,57 Å). Двухвершинная конфигурация пика около 3,5 Å свидетельствует о наличии обоих названных минералов, а пик около 4,75 Å служит дополнительным указанием на присутствие хлорита. Во-вторых, после прокаливания до 600°C каолинит разрушается, и его рефлексы на дифрактограммах исчезают, что позволяет точно диагностировать хлорит. Кроме того, можно дополнительно обработать отдельную пробу глинистого вещества (фракцию менее 0,001 мм) горячей соляной кислотой, в которой растворяется хлорит, и на дифрактограмме, полученной после отмывки пробы от хлора, будут видны рефлексы каолинита (если он содержится в изучаемой смеси). Для полуколичественных расчетов по приведенной формуле определяется суммарное содержание каолинита и хлорита, ибо используемые при расчетах отражения около 7,15 Å обязаны суммарному воздействию обоих минералов. Оценка примерного количества каждого из этих двух компонентов выполняется после проведения дополнительных опытов — с прокаливанием препаратов и обработкой проб соляной кислотой.

Для выяснения содержания неупорядоченных смешанослойных компонентов ряда монтмориллонит - гидрослюда предварительно по упоминавшейся диаграмме Ч. Уивера (см. рис. 1) рассчитываются соотношения между набухающими и ненабухающими фрагментами, а затем определяется примерная доля каждого из них в формировании соответствующих пиков на дифрактограммах.

Все расчеты по приведенной формуле выполняются для проб, насыщенных глицерином или этиленгликолем. Необходимо вновь подчеркнуть, что все эти расчеты носят сугубо полуквантитативный характер. Поэтому, если согласно формуле получаются, например, значения 18,6, 24,3% и т.п., то эти величины обязательно следует округлять (около 20%, около 25% и т.д.).

## ГЛИНИСТЫЕ МИНЕРАЛЫ В ИСТОРИИ ЗЕМЛИ

Большой фактический, в том числе и экспериментальный, материал о глинах и глинистых минералах, накопленный к настоящему времени, включая и результаты наших исследований, служит достаточным основанием для оценки влияния всех стадий литогенеза на формирование и преобразование глинистой составляющей осадочных пород.

Многочисленными работами, среди которых прежде всего должны быть названы труды И. И. Гинзбурга [38 и др.], выявлено, что большинство глинистых минералов образуется в гипергенезе, при выветривании как древних осадочных, так и магматических, и метаморфических пород. При этом оказывается, что общая направленность процессов выветривания во всех климатических зонах в основном одинакова, но их интенсивность, а следовательно, и конечные стадии резко отличаются в зависимости от обстановки. Наиболее полный профиль коры выветривания (латеритный) насчитывает пять основных зон: 1) дресва, 2) гидрослюдистая, 3) монтмориллонитовая, 4) каолининовая, 5) свободные окислы, преимущественно гидроокислы алюминия (бокситовая зона). Разумеется, начавшийся размыв и удаление продуктов выветривания могут прервать этот процесс на любой стадии, в том числе и на промежуточной. Поэтому в конечных водоемах стока накапливаются самые разные глинистые комплексы, независимо от климата области мобилизации материала. Это обстоятельство, между прочим, служит немаловажным аргументом в пользу развиваемых нами представлений о способности глинистых минералов к трансформации на всех стадиях литогенеза.

Итак, выветривание сопровождается интенсивным образованием глинистых минералов. Однако недостаток влаги при аридном климате определяет существенные различия конечных продуктов, при условии, что само выветривание не прерывается на какой-то промежуточной стадии. И.И. Гинзбург [38], а также В.Н. Разумова [108] указывают, что на аридном континенте в отличие от гумидного может идти не кислый, а щелочной процесс, при котором, во-первых, выветривание достигает только монтмориллонитовой стадии и, во-

вторых, продукты более поздних стадий латеритного выветривания трансформируются в обратном направлении — тоже к монтмориллониту, который поэтому должен рассматриваться в качестве наиболее характерного глинистого минерала аридных континентальных образований.

Последующий перенос глинистого вещества из области мобилизации материала в конечные водоемы стока вряд ли может существенно изменить состав этого материала. Очевидно, при переносе происходит главным образом механическое разрушение, измельчение глинистых частиц. Что же касается трансформационных преобразований, то они при транспортировке мало вероятны уже потому, что мотогенез в сравнении с другими стадиями литогенеза чрезвычайно кратковремен. Как бы ни были частицы тех или иных глинистых минералов "противопоказаны" перемещающим их потокам, время переноса настолько мало, что на его протяжении они не успевают преобразоваться.

То же самое, по-видимому, относится и к стадии седиментогенеза — осадждению глинистых частиц в бассейнах. При этом дополнительно надо учитывать, что дискретные глинистые частицы размером менее 0,001 мм подвержены броуновскому движению, вследствие чего не могут в отдельности осаждаться на дне водоема. Осаждаются глинистые агрегаты, образующиеся вследствие коагуляции, причем, чем больше различия между глинистыми частицами (если не по знаку, то по величине электрического заряда, по форме, размеру и другим признакам), тем больше у них склонность к коагуляции, объединению. Поэтому образующиеся при коагуляции агрегаты вовсе не мономинеральны. Напротив, они в наибольшей для каждого конкретного случая степени полиминеральны. Отсюда следует, что наблюдаемая в осадочных породах зональность распределения глинистых минералов обязана своим происхождением не механической дифференциации частиц в седиментогенезе, а иным факторам, причем она не всегда вторична. В результате, как это следует из многочисленных исследований глинистых ассоциаций на путях переноса и в современных донных осадках, эти ассоциации тождественны или очень близки между собой. Рассматривая седиментогенез, необходимо упомянуть и о том, что на этой стадии вместе с обломочным материалом, поступающим в бассейн из областей питания, в осадок попадают и новообразования, появляющиеся в связи с резкой сменой обстановки (например, кислой среды рек и озер на щелочную среду моря).

Качественно иной этап существования глинистой составляющей начинается на диагенетической стадии литогенеза. Именно здесь, во время преобразования осадка в породу, могут происходить наиболее значительные трансформационные изменения глинистых минералов в связи с их приспособлением к физико-химическим параметрам среды нахождения, прежде всего к рН. Основной вопрос, который при этом должен быть решен, — интенсивность диагенетической переработки глинистого вещества. Как известно, по этому поводу

среди исследователей имеются наибольшие разногласия. Одни авторы (их, как и следовало ожидать, становится все меньше) утверждают, что на диагенетической стадии вовсе не происходит преобразований глинистых минералов, другие столь же упорно настаивают на обязательной коренной переработке поступающего в осадок материала и аутигенном минералообразовании в диагенезе. Согласно первой точке зрения, состав глинистых минералов в осадочных породах отражает только стадию выветривания в области питания, и поэтому все возможности палеогеографических построений по этим минералам сводятся лишь к выявлению климатической принадлежности зоны мобилизации материала. Напротив, согласно второй точке зрения, глинистые минералы обязательно подвергаются в диагенезе коренным преобразованиям и по ним можно судить о гидрохимических особенностях седиментационных водоемов, что весьма расширяет возможности палеогеографических реконструкций. Детальный анализ многочисленных материалов последних лет приводит к выводу о том, что обе эти гипотезы несостоятельны. В первом случае ошибка связана с путаницей понятий "осадок" и "порода", а во втором — с уравниванием степени соответствия глинистых комплексов в среде седиментации и степени преобразования глинистых минералов. На самом же деле, несомненно наблюдаемое (правда, в разной мере выраженное), соответствие набора глинистых минералов гидрохимической обстановке времени седиментации вовсе не обязательно представляет собой следствие коренной переработки этих минералов в диагенезе. Интенсивность диагенетического преобразования глинистого вещества прямо зависит от различия параметров среды при выветривании и в конечных водоемах стока. Если, например, в пресноводный озерный водоем поступают из зоны выветривания каолининовые частицы, то нет оснований полагать, что они существенно изменятся в диагенезе, ибо в озере среда кислая, pH — низкие, т.е. такие же, как в области выветривания. Поэтому аутигенный каолинит здесь окажется устойчивым, но тем не менее, несомненно, будет отражать условия седиментации. Если в тот же озерный водоем поступает монтмориллонитовый материал, свойственный щелочной среде, то в новой обстановке он окажется весьма неустойчивым, что и предопределяет его значительную переработку, в частности каолинизацию. В данном случае каолинит тоже представляет собой индикатор среды седиментации, но здесь он является аутигенным компонентом, новообразованием. Как видно, дело действительно не в степени переработки глинистого материала, а в оценке его соответствий гидрохимическому режиму седиментационного водоема. Такое соответствие обычно наблюдается в действительности, но оно далеко не всегда связано с трансформацией глинистых минералов. С учетом всего сказанного можно объективно оценить возможность палеогеографических построений по глинистым минералам, в то же время не связывая эти возможности только со степенью переработки вещества на диагенетической стадии. Сходных взглядов придерживаются А.Г. Коссовская, Ж. Милло и ряд других исследователей.

Следовательно, по завершении диагенетической стадии литогенеза всегда достигается максимальное соответствие глинистых ассоциаций условиям накопления осадков, которое, однако, не обязательно сопровождается интенсивной переработкой первичных глинистых минералов. Этот вывод в наибольшей степени характерен для областей, где осадки накапливаются медленно, т.е. для районов с пассивным тектоническим режимом. Активизация последнего приводит к ускорению осадконакопления, сокращению времени контакта глинистых частиц с несвойственной им средой, поэтому ассоциации глинистых минералов оказываются менее выразительными. Некоторые авторы интенсивность диагенетического минералообразования, в частности в морских водоемах, объясняют климатом прилегающей суши. В водоемах, примыкающих к гумидному континенту, аутигенное минералообразование и трансформацию глинистых минералов в диагенезе они практически исключают, тогда как для бассейнов аридной зоны эти процессы считают очень интенсивными. Такое решение, весьма сомнительное уже из-за своей половинчатости, конечно, неверно и по существу. Если уж сравнивать возможности диагенетической переработки глинистого материала, поступающего в морской бассейн с аридной и гумидной суши, то в первом случае эти возможности оказываются гораздо скромнее, чем во втором. В самом деле, ведь аридная суша дает гораздо больше возможностей для поступления устойчивого в морских условиях (при диагенезе) монтмориллонита, чем гумидный континент, где выветривание может достигнуть каолинитовой стадии.

Таким образом, мы приходим к единственно возможному заключению, что в результате диагенеза, независимо от степени переработки глинистого вещества, оно отвечает тем гидрохимическим условиям, которые были характерны для седиментационного водоема при накоплении осадков.

В дальнейшем, в катагенезе, состав глинистых минералов существенно трансформируется. Причем изменения глинистых минералов в катагенезе обязательны (а не просто возможны, как в диагенезе), что связано с ростом термобарических параметров по мере погружения осадка. Общая направленность этих изменений такова, что она неизбежно приводит на поздних стадиях катагенеза к упрощению и выравниванию состава глинистых ассоциаций. Преобразования глинистых минералов при повышенных давлениях и температурах установлены многими авторами как на природных объектах, так и экспериментально. Наиболее интересны работы Г.И. Крутовой [72, 73], которой удалось на примере палеогеновых отложений Ферганской межгорной впадины установить, что по мере погружения разновозрастных и однофациальных пород в них постепенно изменяется состав глинистых комплексов. Из работ Г.И. Крутовой, а также наших наблюдений следует, что на ранней стадии катагенеза (в условиях Ферганы при погружении на глубины до 1500-2000 м) происходит в основном сокращение роли набухающих глинистых минералов (монтмориллонита и смешанослойных) и палыгорскита,

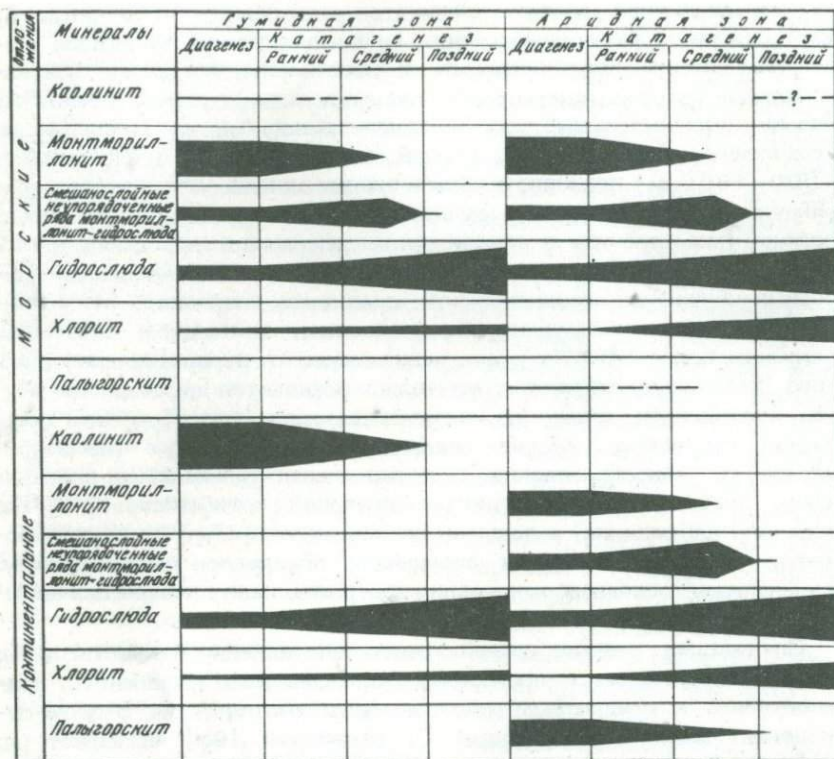
сопровождающееся ростом количества гидрослюды и хлорита. На этой стадии палеогеографические реконструкции по глинистым минералам по-прежнему возможны и достоверны, поскольку все изначальные (постдиагенетические) минералы, сохраняются, а меняются только количественные соотношения между ними. Последующее прохождение более поздних стадий катагенеза (при погружении до 4000-4500 м) приводит к исчезновению монтмориллонита при сохранении разных количеств смешаннослойных образований, отдельных волокон палыгорскита и резком росте содержания гидрослюды и хлорита. Такие ассоциации все еще пригодны для восстановления природных обстановок геологического прошлого, хотя часто эти реконструкции очень затруднительны. Наконец, в позднем катагенезе (глубины более 5000 м), вне зависимости от первоначального состава, ассоциации глинистых минералов становятся двухкомпонентными, состоящими только из гидрослюды и хлорита. При этом среди частиц гидрослюды обычно различаются аллотигенные (изометрические) и новообразования, представленные удлиненными пластинками, принадлежащими низкотемпературной модификации 1 М. Как показали наблюдения, а также и эксперименты [67, 72], двухкомпонентный состав конечных ассоциаций обусловлен закономерными изменениями основных изначально содержащихся в глинистых комплексах минералов.

Следующим этапом должно стать составление принципиальных схем распределения и преобразования глинистых комплексов, применительно к конкретным геологическим обстановкам. В этом отношении схема, предложенная Г. Мюллером [92], вызывает ряд возражений.

Во-первых, неверно отнесение стадий литогенеза к строго определенным интервалам глубин и отрезкам времени. Во-вторых, в схеме Г. Мюллера породы рассматриваются без разделения по климатической принадлежности и учета гидрохимической обстановки. Морские и континентальные, гумидные и аридные образования в этой схеме объединены.

Нельзя согласиться также и со многими показателями схемы Мюллера, касающимися распределения и количеств отдельных минералов на тех или иных стадиях. Все это вызывает необходимость составления иной схемы, вернее нескольких схем, учитывающих распределение и преобразование глинистых минералов применительно к различным климатическим и гидрохимическим условиям.

Находящийся в нашем распоряжении фактический материал позволяет составить такие схемы (рис. 2). На этом рисунке наглядно показано, что на диагенетической, ранне- и среднекатагенетической стадиях четко различаются глинистые комплексы аридной и гумидной зон, а внутри их - ассоциации, свойственные морским и континентальным отложениям. В позднем катагенезе глинистые ассоциации утрачивают свойственные им первоначально индивидуальные черты и во всех рассматриваемых случаях действительно оказы-



Р и с. 2. Распределение основных глинистых минералов в отложениях различных климатических и гидрохимических зон на разных стадиях литогенеза

ваются совершенно сходными, состоящими только из гидрослюды и хлорита. Единственное отличие, пожалуй, заключается в том, что двухкомпонентные системы гумидной зоны в позднем катагенезе обычно содержат меньше хлорита, чем соответствующие комплексы аридного пояса. Однако этот признак необязателен и не всегда четко выражен, возможно даже, что отличие кажущееся и вызвано недостаточно представительным фактическим материалом, ибо и в гумидной зоне могут быть случаи, когда ассоциация исходно содержит много хлорита, например, при обильном поступлении этого или других обогащенных магнием минералов из области мобилизации материала.

Следовательно, при столь упрощенном и независимом от первичного состава комплексе глинистых минералов, находящихся на позднекатагенетической стадии, палеогеографические реконструкции по ним оказываются практически невозможными.

Нами рассмотрено поведение глинистых минералов на разных стадиях литогенеза в общей форме, допускающей отклонения, связанные как со спецификой накопления и исходного вещества, так

и с особенностями последующей истории развития данного участка земной коры. К числу таких отклонений относится, например, обнаружение неизмененного монтмориллонита (бентонита, образованного по пепловому материалу) в разрезах площадей Гумхана и Капчагай (Ферганская впадина) на глубинах соответственно около 5500 и 4000 м. В этом случае сохранность монтмориллонита обусловлена отсутствием органических соединений (см. ниже). Отклонения другого типа связаны, например, с выявлением шестиугольных пластинок, возможно, принадлежащих каолиниту, на глубине около 5800 м в разрезе площади Чуст-Пап, также в Ферганской впадине. Видимо, каолинит здесь мог появиться в качестве побочного продукта взаимодействия глубинных вод и пород, ибо отложения палеогена, в которых он выявлен, формировались в аридном климате, исключающем возможность участия каолинита в сложении ассоциаций. Эти и другие отклонения не снижают значения основных закономерностей изменений глинистых минералов, свидетельствующих о том, что в истории Земли эти минералы не остаются неизменными, а преобразуются в соответствии с изменениями параметров среды их нахождения, вне зависимости от того, на каком этапе (стадии) литогенеза изменяются эти параметры.

## ЗНАЧЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Роль глинистых минералов в преобразовании рассеянного органического вещества (РОВ), миграции и аккумуляции углеводородов, в формировании свойств коллекторов и покрышек, а также при разведке и разработке месторождений исключительно велика.

Начиная с А.В. Фроста многие исследователи рассматривали глинистое вещество в качестве катализатора нефтеобразования, остающегося до завершения реакции неизменным. Появление и распространение таких взглядов связано прежде всего с тем, что как А.В. Фрост, так и другие исследователи изучали только органические соединения, а о глинистом веществе высказывали лишь предположения, не подкрепленные какими-либо фактическими данными. Впервые нами [61] была предложена гипотеза о более активной роли глинистой составляющей в гидрогенизации РОВ. Выполненные в последние годы эксперименты подтвердили наши представления, и сейчас можно с полной уверенностью утверждать, что глинистые минералы не только способствуют битумообразованию, но и сами под влиянием этого процесса изменяются. В частности, на природных объектах экспериментально установлено, что гидрогенизация РОВ вызывает преобразование монтмориллонита в гидростуду через ряд промежуточных смешанослойных фаз. Обоснование этого процесса сводится к следующему. Гидрогенизация ОВ происходит как за счет диспропорционирования, так и за счет водорода, заимствуемого из окружающей среды, в результате чего в ней

снижается концентрация водородных ионов — возрастает pH. В возникающей вследствие этого щелочной среде становится растворимым глинозем и возрастает подвижность кремнезема. Такие изменения обуславливают возможность удаления ионов кремния из тетраэдрических позиций монтмориллонита и замещения их менее подвижными ионами алюминия. Замена четырехвалентного катиона трехвалентным определяет появление ненасыщенной отрицательной связи, которая компенсируется ионами калия, жестко связывающими слои решетки, которая поэтому становится ненабухающей. Это и есть процесс гидрослюдизации монтмориллонита, конечным продуктом которого является гидрослюда. Описанный процесс имеет и энергетическое обоснование с позиций теории Н.В. Белова [23] и В.И. Лебедева [77], согласно которой выветривание сопровождается накоплением энергии, а диагенетические и последующие процессы — ее выделением. Что касается возможности компенсации ненасыщенных отрицательных зарядов решетки калием, то это явление объясняется принципом Ле-Шателье. Ионы калия, для которых разница в подвижности по сравнению с водой ( $\Delta E$ ) составляет +0,25, концентрируются преимущественно в нижних придонных слоях водоема и в осадке, где он (калий) и может занимать межслоевые промежутки бывшего монтмориллонита, тетраэдры которого обеднены кремнием и обогащены алюминием. Таким образом, по мере гидрогенизации ОВ глинистое вещество постепенно обедняется набухающими (монтмориллонитовыми) слоями и обогащается ненабухающими (гидрослюдистыми). Так как сорбционная емкость монтмориллонита (до 160 м/экв. на 100 г) гораздо выше сорбционной емкости гидрослуды (10 — 40 мг/экв. на 100 г), то по мере преобразования ОВ все менее прочно связано с глинистым субстратом. А это в свою очередь облегчает удаление преобразованного ОВ из сферы реакции, что интенсифицирует последнюю и способствует перемещению возникающих углеводородов.

Сопряженность процессов гидрослюдизации монтмориллонита и гидрогенизации РОВ фактически установлена в палеогеновых отложениях Ферганской впадины, в юрских накоплениях Восточного Предкавказья, Мангышлака и ряда других районов Средней Азии. Но одновременное проявление обоих этих процессов во времени и пространстве еще не означает их генетическую сопряженность. Это, вероятно, объясняется тем, что глинистое и ОВ совместно подвергались воздействию повышенных температур и давлений. Однако в настоящее время мы располагаем фактами, которые с несомненностью подтверждают взаимозависимость гидрослюдизации и гидрогенизации. В скв. 15 площади Капчагай и в скв. 2 площади Гумхана (Ферганская впадина, туркестанские слои палеогена) соответственно на глубинах 3985—3995 и 5541—5549 м был обнаружен совершенно не измененный монтмориллонит [65], притом в больших количествах (около 60% фракции менее 0,001 мм). Появление монтмориллонита на столь значительных глубинах, казалось бы, сводит на нет все изложенные представления о стадийных преобра-

зованиях глинистых минералов. Но такое заключение было бы поспешным и неверным. Дело в том, что глинистые прослои, содержащие монтмориллонит, представляют собой не нормальные осадочные, а вулканогенно-осадочные породы — бентониты. Будучи образованы за счет пирокластического материала, накопившегося в геологических масштабах мгновенно, они, естественно, не содержат органического вещества. Именно отсутствие последнего и обусловило консервацию монтмориллонита, тогда как вмещающие породы (неразмокающие аргиллиты) лишены этого минерала, но зато обогащены преобразованным ОВ. Стало быть, можно считать установленным с достаточной степенью достоверности, что процессы гидрослюдизации монтмориллонита и гидрогенизации РОВ генетически сопряжены и взаимно интенсифицируют друг друга.

Таким образом, выявление гидрослюдизированного монтмориллонита следует рассматривать в качестве одного из диагностических признаков битумообразования. Необходимо только иметь в виду, во-первых, что этот признак не может считаться единственным или исчерпывающим для диагностики преобразования ОВ и, во-вторых, что энергия, выделяющаяся при гидрослюдизации, может не иметь существенного значения в общем энергетическом балансе системы. Вместе с тем эта энергия служит индикатором энергетической направленности процесса, т.е. весьма важна в принципиальном отношении.

Второй вывод, вытекающий из подтверждения взаимозависимости между преобразованием РОВ и гидрослюдизацией монтмориллонита, заключается в том, что возникающие углеводороды получают возможность удаляться из тех слоев (пластов), где они появились. Следовательно гидрослюдизация способствует первичной миграции углеводородов — перемещению в области аккумуляции. Поэтому немаловажен состав глинистого вещества пород по путям миграции углеводородов; чем выше его сорбционная емкость, тем менее эффективным будет перемещение углеводородов. Из этого следует, что набухающие глинистые минералы, в первую очередь монтмориллонит, а также смешанослойные образования отрицательно влияют на миграцию и тем сильнее, чем больше их в глинистом веществе. Для осуществления процесса миграции, помимо снижения сорбционной емкости глинистой составляющей, необходимы и другие условия: перепад давлений, близость трещиноватых или пористых пород, могущих послужить проводниками углеводородов, а затем коллекторами для их скопления.

В предыдущем разделе этой главы было показано, что в истории Земли состав глинистого вещества осадочных пород не остается постоянным, а трансформируется по мере прохождения породами разных стадий литогенеза. Применительно к рассматриваемому вопросу можно заключить, что на поздних стадиях литогенеза, когда породы лишаются набухающих глинистых минералов, миграция углеводородов облегчается. Не исключено, что наряду с другими именно этим обстоятельством отчасти объясняется порой очень

значительная разница между возрастом вмещающих пород и временем поступления в них углеводородов. На наш взгляд, необходимо с этих позиций рассмотреть и сопоставить уже выявленные месторождения с площадями, оцениваемыми в качестве перспективных на нефть и газ. Результаты такого анализа, который должен составить предмет специального исследования, по-видимому, в дальнейшем могут быть с успехом использованы при разработке общих критериев нефтегазоносности новых территорий.

Влияние, которое глинистое вещество оказывает на коллекторские и экранизирующие свойства пород, было в общей форме рассмотрено в ряде наших предыдущих публикаций [63, 67 и др.]. Как показали наши исследования, если судить о влиянии только глинистой составляющей на фильтрационно-емкостные параметры пород, то при прочих равных условиях можно отметить следующее:

1) качество пород-коллекторов находится в обратной зависимости от количества находящегося в них глинистого материала и от сорбционной емкости слагающих глинистую ассоциацию компонентов;

2) наоборот, качество пород-флюидоупоров (покрышек), экранизирующих скопления углеводородов в коллекторах, прямо зависит от количества глинистого вещества и его емкости поглощения.

При этом было подчеркнуто, что общая оценка коллекторов и покрышек определяется не только глинистой составляющей, но и рядом других показателей: отношением мощностей покрышки и коллектора, формой и условиями их залегания, типом и количеством флюида, степенью тектонической активности региона и иными параметрами, функцией которых служат фильтрационно-емкостные свойства пород, поскольку для оценки последних результаты исследования необходимо изучить, сопоставить и обобщить все материалы по перечисленным параметрам, что потребует ряда лет работы крупного коллектива. Однако поскольку глинистые минералы оказывают существенное и порой решающее значение на фильтрационно-емкостные свойства пород, постольку для оценки последних результаты исследования глинистой компоненты представляют значительную ценность. Уместно здесь же рассмотреть вопросы, связывающие влияние глинистого вещества на качество коллекторов и покрышек со стадийными преобразованиями глинистых минералов, о которых мы говорили выше. Изменение состава ассоциаций сказывается на сорбционной емкости глинистого вещества, существенно влияющей на фильтрационно-емкостные свойства и другие признаки глинистой составляющей. Постепенное уменьшение содержаний и, в конце концов, исчезновение набухающих глинистых минералов определяет возможность возникновения в глинистых толщах систем незалечивающихся трещин и пор. Появление вторичной пористости (трещиноватости) более вероятно в тектонически активных районах, где породы подвергаются неоднократным разнонаправленным напряжениям. Отсюда следует очень важный вывод — трещиноватые глинистые породы, которые на ранних стадиях литогенеза служили

надежными экранами для скоплений углеводородов, в конце катагенеза не только становятся плохими покрывками, но, более того, приобретают коллекторские свойства. Таким образом, функции этих пород становятся противоположными первоначальному, в них возможна аккумуляция нефти и (или) газа за счет миграции, например из подстиляющих отложений. Если параллельно с процессами преобразования вещества глинистых толщ (бывших покрывок) изменится и вещество коллектора, например в результате окварцевания или карбонатизации, то этот бывший коллектор приобретет флюидоупорные свойства — превратится в покрывку. Последнее относится как к вышележащим (над бывшей покрывкой), так и к нижележащим (подстиляющим бывшую покрывку) породам. Описанный ход превращений минерального состава пород и изменения их функциональных возможностей, фактически установленный, например в палеогене Ферганской впадины, следует все же рассматривать как схему, отражающую общую тенденцию, а не в качестве универсального приема оценки фильтрационно-емкостных параметров тех или иных отложений.

Как видно, начиная с накопления и преобразования РОВ до аккумуляции углеводородов в залежах, глинистому веществу принадлежит очень большая роль в формировании и преобразовании фильтрационно-емкостных свойств пород, причем трансформация глинистых минералов оказывается генетически сопряженной с изменениями органических соединений. В дальнейшем, в ходе поисково-разведочных и эксплуатационных работ, глинистые минералы также имеют большое значение, например при использовании буровых растворов, а также при внутриконтурном и законтурном обводнении и т.д.

## ЛИТОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЛИНИСТЫХ ПОКРЫШЕК В ИССЛЕДОВАННЫХ РАЙОНАХ

### КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ РАЙОНОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Все нефтегазовые месторождения Чечено-Ингушской АССР приурочены к Терско-Сунженской области. Последняя характеризуется развитием линейно-вытянутых антиклинальных зон, среди которых выделяются Терская, Сунженская, Черногорская, Притеречная, Затеречная. Наиболее крупные - Терский и Сунженский антиклинории - отделяются друг от друга Алханчуртским прогибом.

В геологическом строении Терского и Сунженского антиклинориев участвует комплекс пород от мезозойских до четвертичных, причем одновозрастные отложения обоих антиклинориев характеризуются сходным литологическим составом.

Основная часть складок, входящих в состав Терского и Сунженского антиклинориев, имеет простые, сравнительно спокойные формы по мезозойским отложениям. Углы падения пород на крыльях пологие (не более  $30-40^\circ$ ), количество тектонических нарушений невелико, и они имеют небольшую амплитуду.

По третичным отложениям почти все складки характеризуются очень сложным геологическим строением - крутыми углами падения (местами отложения поставлены на голову), часто веерообразной формы, развитием многочисленных продольных разрывов, имеющих характер надвига-взбросов, диапиризмом, наличием "внедрений" пород палеоцен-эоценового и поздне мелового возраста в нижнемайкопских отложениях (рис. 3, см. вкладку).

Глинистыми покрывками для верхнемеловых залежей рассматриваемых месторождений ЧИАССР служит толща глин раннечокракского и майкопского возраста, причем мощность ее увеличивается с запада на восток (от 700 - 800 м на месторождении Карабулак-Ачалуки до 2000 - 2500 м на Брагунах). Глубины залегания покрывок увеличиваются в том же направлении. Так, если на Карабулак-Ачалуках кровля покрывки находится на глубине 800 - 1400 м, то на месторождении Брагуны - на глубинах 1900 - 2350 м. Еще глубже залегает покрывка на месторождении Минеральное, находящемся в предгорном прогибе - 2500-4700 м.

Таблица 3

Пластовые давления и температуры пород на месторождении Брагуны

№ скважины	Глубина замера, м	Возраст пород	Замеренное пластовое давление, ат	Градиент давления, ат/м	Пластовая температура на глубине замера, °С
35	4170	Нижний майкоп	865	0,207	-
35	4600	То же	720	0,156	-
35	3000	Верхний майкоп	562	0,187	130
35	3500	То же	612	0,175	139
35	4000	Нижний майкоп	662	0,165	147
35	4350	То же	704	0,162	152
38	4445	Верхний мел	621	0,140	-
39	3000	Верхний майкоп	560	0,187	141
39	4200	Фораминиферовые слои	650	0,154	-
39	4550	Верхний мел	706	0,155	164
39	3470	Верхний майкоп	622	0,179	160
40	4150	Нижний майкоп	629	0,151	-
40	4238	Фораминиферовые слои	610	0,144	-
40	4250	То же	637	0,150	160
43	4300	Верхний мел	627	0,146	-
44	3325	Верхний майкоп	710	0,214	-
46	3000	То же	554	0,185	-
46	3600	"	587	0,163	-
46	4000	Нижний майкоп	610	0,152	155
47	3700	То же	900	0,243	-
49	4130	"	646	0,156	-
49	4900	Верхний мел	842	0,172	-
52	4200	Фораминиферовые слои	629	0,150	-
178	3000	Верхний майкоп	563	0,187	-
178	3870	То же	655	0,169	-
178	4000	Нижний майкоп	654	0,163	-
178	4450	То же	694	0,156	-
178	4600	Фораминиферовые слои	710	0,154	179

Для этих покрышек характерны АВПД, причем аномальность давления ( $P_{пл.}/P_{гидр.}$ ) достигает 1,6-2,2 (табл. 3).

Рассматриваемые структуры в целом характеризуются общими чертами: линейная вытянутость по кровле верхнего мела (до 2-4 км в ширину и до 37 км в длину), асимметричность крыльев, осложненность многочисленными тектоническими нарушениями (продольными, поперечными, диагональными) с амплитудой до 1000 м, при-

Т а б л и ц а 4

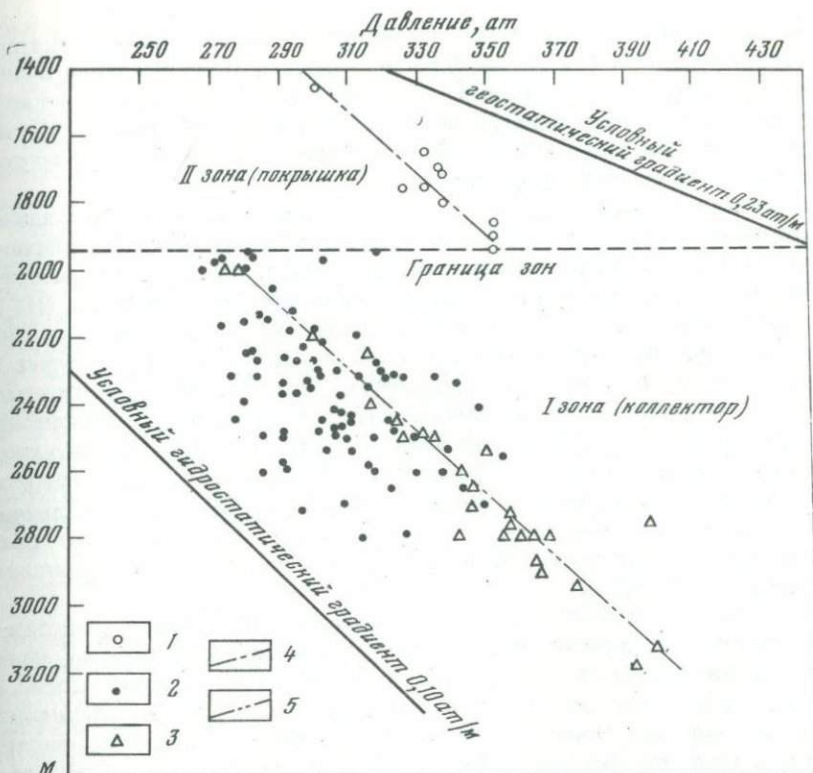
Пластовые давления в верхнемеловых горизонтах на месторождении Хаян-Корт

№ скважины	Глубина замера, м	Замеренное пластовое давление, ат	Градиент давления, ат/м	Пластовая температура на глубине замера, °С
3	3500	550	0,157	-
4	3500	552	0,157	131,8
6	3100	429	0,138	135,4
7	3700	488	0,131	130
8	2500	421	0,168	129
10	2000	369,4	0,184	86
12	3500	524	0,150	148,6
17	3700	513	0,138	138,2
20	3500	378,7	0,108	128
22	3200	370,8	0,115	124
28	3400	370	0,109	125
34	2500	399,4	0,160	111
35	3250	380	0,117	134,5
37	2800	400	0,143	109
38	3600	501	0,140	148,8
39	3200	384,5	0,120	130
40	3400	390	0,114	131
44	3400	471	0,140	136
45	3460	474,2	0,137	144
50	3300	424	0,128	136
52	2500	332,5	0,133	116
55	3225	375,5	0,116	128

уроченность нефтяных залежей главным образом к трещиноватым верхнемеловым известнякам, массивно-пластовый тип залежей (с высотой от 520 до 1050 м). Аномальность пластовых давлений в верхнемеловых залежах — 1,4 — 1,8 (табл. 3, 4, рис. 4), пластовые температуры высокие (на месторождении Брагуны — до 179°C). Бурение в майкопской глинистой покрышке весьма осложнено.

Основные различия меторождений ЧИАССР заключаются в глубине залегания нефтенасыщенных горизонтов и покрышек. Свойства глинистых покрышек при прочих равных условиях ухудшаются с возрастанием глубины залегания, вследствие развития трещиноватости. Поэтому, исходя из общих положений об ухудшении изолирующих свойств покрышек с глубиной, наилучшие покрышки должны быть на месторождении Карабулак-Ачалуки, а худшие — на месторождении Минеральное.

Прикуринская впадина Азербайджанской ССР представляет собой крупный мегасинклиорий, расположенный между мегаантиклинориями Большого и Малого Кавказа, образует юго-восточное окончание



Р и с. 4. Изменение АВПД с глубиной по месторождению Карабулак-Ачалуки. Замеры пластовых давлений: 1 - в нижнем майкопе; 2 - в верхнем мелу; 3 - в нижнем мелу; 4 - линия усредненной зависимости изменения пластовых давлений с глубиной в нижнем майкопе; 5 - линия усредненной зависимости изменения пластовых давлений с глубиной в нижнем мелу

Куринской межгорной впадины и отличается крутым северо-восточным и пологим юго-западным бортом.

Большинство нефтяных месторождений здесь приурочено к двум основным тектоническим зонам. В первой зоне расположены складки Каламадын, Большой Харамы, Мишовдаг, Калмас, Хадырлы, Бяндован, Кюрсангя; во второй - Падар, Кюровдаг, Карабаглы, Бабазанан, Дуровдаг, Хиллы и Нефтечала.

Нефтегазовые месторождения Прикуринской области также характеризуются АВПД. Складки этой области являются типичными брахиантиклинориями и простираются с северо-запада на юго-восток. Крылья их обычно асимметричны - пологие ( $15 - 20^\circ$ ) северо-восточные и крутые ( $30 - 45^\circ$ ) юго-западные (за исключением месторождения Калмас, где картина обратная). По оси структуры ослож-

нены продольными разрывами, амплитуда которых обычно составляет 200–400 м (редко до 1500–1700 м), и множеством поперечных нарушений с амплитудой 50–100 м. Складки разбиты тектоническими нарушениями на мелкие блоки. В присводовых частях структур вдоль продольных тектонических нарушений отмечаются поверхностные нефтегазопроявления.

В геологическом строении месторождений Прикуринской впадины принимают участие отложения мезозойского и кайнозойского возраста. Основным объектом поисков и разведки промышленных залежей нефти и газа служит продуктивная толща среднего плиоцена (ПТ), мощность которой предположительно составляет 3500–4000 м. Она сложена неравномерно чередующимися мощными пластами бурых и серых глин с песчаниками, алевролитами, алевролитами. Горизонты-коллекторы представлены полимиктовыми песчаниками и алевролитами мощностью от 5 до 25 м, местами до 100–150 м. Характерной особенностью отложений ПТ Прикуринской впадины служит пестрота литофациального состава и непостоянство мощности свит и горизонтов по площади и разрезу, а также полимиктовый состав песчаных коллекторов. Глинистые разделы между песчаными горизонтами составляют 25–50 м.

Перекрывающие ПТ отложения акчагыльского яруса представлены преимущественно темно-серыми глинами с прослоями мелкозернистых песков и песчаников в середине и верхней части, а также с характерными прослоями вулканического пепла. Мощность яруса в пределах Прикуринской низменности возрастает в северо-западном направлении от 60–80 м на площадях Бабазанан, Нефтечала до 400–450 м на площади Падар; в том же направлении увеличивается мощность песчаных прослоев.

Вышележащий апшеронский ярус сложен серыми, бурыми слабо песчанистыми глинами с прослоями песков и известковистых песчаников. По литологическим особенностям он делится на три подъяруса. Общая мощность яруса изменяется от 1100–1200 м в сводовых частях антиклиналей до 1600–1800 м в синклиналиях и наиболее погруженных структурах (Карабаглы, Кюрсангя).

Нефтегазоносность Прикуринской впадины приурочена к отложениям продуктивной толщи, акчагыльского и апшеронского ярусов. Покрышками служат в основном глинистые отложения акчагыльского, апшеронского и бакинского ярусов, частью глины верхов ПТ (Кюрвдаг). Мощность покрышек колеблется от 1100 м (Калмас) до 2000 м (Кюрсангя, Кюрвдаг).

Для месторождений Прикуринской низменности характерно наличие АВПД как в залежах, так и в глинистых покрышках. Некоторые данные о начальных пластовых давлениях и особенностях геологического строения месторождений низменности приведены в табл. 5.

Апшеронская нефтегазоносная область Азербайджана занимает Апшеронский полуостров и примыкающую к нему акваторию Каспийского моря. Она известна как зона нефтегазоаккумуляции на юго-восточном погружении Большого Кавказа. В пределах области ши-

роко развиты терригенно-карбонатные неогеновые отложения общей мощностью 8,5-9 км. На юго-западе Апшеронского полуострова в основном развиты миоценовые отложения, ПТ, представленная всеми свитами, акчагыльский и апшеронский ярусы.

Одним из важнейших является крупное газоконденсатное месторождение Карадаг, находящееся в крайней юго-западной приморской части полуострова.

Карадагское поднятие имеет довольно сложное строение. Большая часть складки - широтного простирания, меньшая - меридионального. Широтную часть образует крупное поднятие с крутым ( $35-60^{\circ}$ ) южным и более пологим ( $30-35^{\circ}$ ) северным крыльями. Вдоль оси проходит крупное тектоническое нарушение с амплитудой смещения 200-300 м. Выявлен также ряд поперечных нарушений, осложняющих строение складки на участке, где меридиональное направление ее оси сменяется широтным. В меридиональной части складки углы падения на западном крыле не превышают  $55^{\circ}$ , а на восточном достигают  $70^{\circ}$ , причем от сводовой части к крыльям углы падения постепенно увеличиваются.

В геологическом строении месторождения участвуют отложения чокракского горизонта, а также диатомовой свиты (караган-сармат), ПТ, апшеронского и акчагыльского ярусов. В сводовой части складки имеется довольно мощный (200-300 м) покров сопочной брекчии грязевых вулканов Ахтарма, Торпаглы-Ахтарма и Пильпияя. Под брекчией вскрыты отложения верхней части сабучинской свиты, окаймленные глинисто-песчаными отложениями сураханской свиты. На крыльях и периклинальных окончаниях складки обнажена мощная толща глин акчагыльского и апшеронского ярусов. Первый выражен чередующимися темно-серыми и светло-серыми глинами общей мощностью до 100 м, а второй - серыми, темно-серыми глинами, детритусовыми известняками и желтовато-бурыми известковистыми глинами. Мощность яруса до 800 м.

ПТ сложена неравномерно чередующимися бурыми, серовато-бурыми, серыми, зеленовато-серыми глинами, известковистыми, сильно песчанистыми, и слабо уплотненными песчаниками и алевролитами. Мощность ПТ на северном крыле и северной периклинали достигает 2300 м, а на южном крыле - 2800-3000 м.

Интенсивные нефтегазопроявления на территории Карадагского месторождения приурочены к отдельным сопкам, грифонам и сальзам грязевых вулканов. Нефтегазонасность связана с ПТ (V, VII, VIII горизонты) и миоценом. Покрышкой для залежей в ПТ служат глины верхов ПТ акчагыльского и апшеронского ярусов. Мощность покрышки в различных частях месторождения составляет 1000-2000 м.

Для карадагского месторождения характерны АВПД в залежах и покрышках (см. табл. 5).

Месторождения Прикуринской низменности и Юго-Западного Апшерона имеют ряд общих черт. Для месторождения обеих областей характерны тектоническая раздробленность, блоковое строение,

Т а б л и ц а 5. Начальные пластовые давления по месторождениям Западного Алшера и Прикуринской низменности

Месторождения	№ скважины	Глубина замера, м	Возраст	Величина пластового давления, ат	Градиент давления, ат/м
Карадаг	70	3090	VII гор. ПТ	374	0,121
	78	3819	То же	393	0,103
	155	2654	"	363	0,137
	115	3455	"	383	0,111
	125	2497	"	361	0,144
	150	3328	"	381	0,114
	150	2910	"	370	0,127
	Свод.	2100	"	355	0,169
	130	3656	VIII гор. ПТ	410	0,122
Кюровдаг		1300	I гор. ПТ	150	0,116
	2059,3*	2059,3*	I + II гор. ПТ	273,2**	0,133
		2618,2*	III гор. ПТ	324,2**	0,124
		3000	III гор. ПТ	345	0,115
		3339,6*	IV гор. ПТ	386,9**	0,116
Калмас		1315	Ar <sub>1</sub>	168	0,130
	49	1355	То же	168	0,125
	49	1500	"	198	0,132
	49	1700	I гор. ПТ	210	0,123
	49	1730	То же	195	0,115
	5	1700	II гор. ПТ	211	0,125
	3	1710	То же	212	0,125
	3	1500	"	198	0,130
	105	1770	III гор. ПТ	235	0,132
	105	2150	То же	245	0,120
	40	1810	II гор. ПТ	208	0,115
	22	1690	То же	197	0,116
	101				
Кюрсангя		380	Древнекаспийские отл. (антропоген)	141	0,371
		380	Тюрканский гор. (антропоген)	212	0,241
		1200	Ar <sub>3</sub>	328	0,274
		1800	Ar <sub>2</sub>	307	0,171
		2300	Ar <sub>1</sub>	360	0,156
		2800*	I гор. ПТ	350**	0,125
		2975*	II гор. ПТ	380**	0,123
		3125*	III гор. ПТ	420**	0,134
		3250*	IV гор. ПТ	435**	0,134
		3400*	V гор. ПТ	480**	0,141
		3550*	VI гор. ПТ	540**	0,152

\* Средняя глубина залегания горизонта, м.

\*\* Среднее значение начального пластового давления, ат/м.

гидродинамическая изолированность отдельных блоков. Складки представляют собой брахиантиклинали размером до 13×4–5 км, осевая часть структур осложнена продольными разрывами и множественностью поперечных нарушений. Для всех месторождений в различной степени характерна аномальность давлений, которая в ПТ составляет 1,2 – 1,8. Покрышками служат глинистые отложения бакинско-го, апшеронского и акчагыльского ярусов (иногда верхи ПТ), их мощность колеблется от 1000 м (Карадаг) до 2200 м (Кюровдаг). Нефтегазовые залежи, как правило, имеют большой интервал нефтегазоносности (например, высота залежи I горизонта ПТ месторождения Кюровдаг и VII горизонта ПТ месторождения Карадаг – 1850 м). Дебиты нефти и газа колеблются в широких пределах, пластовые температуры в ПТ составляют до 78 – 89°C. Осложнения при бурении встречаются в апшеронских отложениях и ПТ. Для рассмотренных месторождений характерны проявления грязевого вулканизма. Залежи, как правило, многопластовые, причем верхние, особенно в акчагыле и апшероне, могут рассматриваться как вторичные, образования путем перетока из нижележащих залежей с АВПД.

Ферганская впадина, также относящаяся к числу старейших нефтегазоносных районов СССР, представляет собой авлакоген, со всех сторон окруженный горными сооружениями Северного Тянь-Шаня. Здесь развиты палео-, мезо- и кайнозойские отложения. Впадина имеет сложное тектоническое строение. По мнению многих исследователей, заложение впадины как крупной отрицательной геоструктурной единицы произошло еще в палеозое. В последующее время (мезозой – кайнозой) были сформированы основные ее черты, а в качестве межгорной впадины она фиксируется со среднего олигоцена. Современный структурный план Ферганы возник в результате суммарного развития ее от конца герцинского орогенеза до настоящего времени. Отчетливо выделяется центрально-ферганский грабен, в пределах которого мощность только послепалеогеновых накоплений, по данным геофизических исследований, очевидно превышает 10 000 м. Бортовые зоны впадины осложнены многочисленными пликативными и дизъюнктивными нарушениями, причем до сих пор нет их общепринятого тектонического районирования.

В пределах впадины нефтегазоносность выявлена в весьма широком стратиграфическом интервале – от юрских (возможно, и триасовых) до неогеновых отложений включительно. Здесь насчитывается до тридцати продуктивных пластов; из них пласты XXX–XXIII связаны с юрскими отложениями (по устному сообщению Е.Н. Дубровской, самые нижние из этих пластов, возможно, относятся к триасу), XXII–XI – с меловыми, X–III – с палеогеновыми и II–I – неогеновыми [2]. Продуктивные пласты мезозоя преимущественно газоносные, а кайнозой – нефтеносные.

Для нефтяных и газовых месторождений Ферганской впадины характерны аномально высокие пластовые давления. При этом в

Т а б л и ц а 6

Пластовые давления пород в пласте XXV месторождений Северо-Восточной Ферганы (по Плотникову [100] с дополнениями авторов)

Площадь	№ сква- жины	Интервал пер- форации, м	Пластовые давления, ат	Градиент давления, ат/м	Примечание
Майлису IV	233	2407-2418	277	0,115	Вода с раство- ренным газом
	233	2380-2387	297	0,125	То же
	118	2313-2330	368	1,158	"
	228	1978-1990	361	0,182	"
	304	2173-2183	340	0,156	"
	231	2382-2398	304	0,127	Фонтан газа
Майлису III	10	1940-1950	265	0,136	Вода с раство- ренным газом
	13	1969-1976	270	0,137	То же
	16	1854-1878	257	0,137	"
	15	2128-2140	268	0,125	"
	8	1887-1897	242	0,128	Вода
	9	1870-1890	255	0,136	Фонтан газа
Кызыл-алма	5	2943-2949	320	0,109	Вода с раство- ренным газом
	8	2568-2685	311	0,116	То же
	10	2501-2513	307	0,122	"
Параметри- ческая	11	3378-3405	480	0,141	"
Избаскент	145	3967-3992	600	0,150	"
	146	4093-4112	591	0,144	"
	148	4195-4260	613	0,145	"
Восточный Избаскент	200	3162-3841	508	0,145	"
Майлису II	125	1453-1483	167	0,114	"
	105	1584-1606	196	0,123	"

юрских отложениях АВПД установлены начиная с 1900 м; на глущинах более 3000 м аномальность пластовых давлений достигает 1,6 (табл. 6).

В нижнемеловых отложениях АВПД наблюдаются с глубины 1500 м, причем аномальность не превышает 1,45. В отложениях верхнего отдела системы эти значения тоже не более 1,45 и приурочены к глубинам 1200-1800 м, а также более 2500 м.

В палеогеновых отложениях распределение АВПД отличается своеобразием. На южном борту впадины сверхвысокие пластовые

давления выявлены только на глубинах больше 2700 м, а на меньших они, как правило, отсутствуют [58]. Северный борт, напротив, отличается широким развитием АВПД, уже начиная с глубины 800 м; с глубиной аномальность пластовых давлений возрастает, превышая иногда 2,2 (VIII пласт Наманганского месторождения).

В целом для Ферганской впадины АВПД постоянно отмечаются при глубинах залегания более 3000 м (за исключением палеогеновых отложений). По мнению В.Л. Егорова [58], причиной роста пластовых давлений служит затрудненный отток флюидов из уплотняющихся пород.

В Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ) исследовано Солоховское газовое месторождение, приуроченное к центральной наиболее погруженной части впадины — Солоховско-Диканьскому валу, имеющему протяженность около 60 км при ширине 10–15 км. В его пределах выделяются Солоховское, Опошнянское и Матвеевское поднятия, по периферии вала — соляные купола (Жоржевский, Велико-Будищанский, Руновщинский) с предверхнепермским уровнем прорыва девонской соли.

Солоховско-Диканьский вал — один из наиболее крупных тектонических узлов центральных районов региона. Приуроченность вала к зоне поперечного Ворсклянского разлома, по одну сторону которого собственно Солоховское, а по другую — Опошнянское и Матвеевское поднятия, наложила отпечаток на всю историю его развития и, что особенно важно, на формирование залежей нефти и газа.

Солоховское поднятие представляет собой открыто-диапировую структуру с глубоким (4500 – 4700 м) залеганием соли. Восточная периклиналь поднятия короткая и крутая, западная — протяженная и пологая. Как и другие соляно-купольные структуры центральной части впадины, поднятие имеет сложное блоковое строение. Для сводовой части характерна широкая разветвленная сеть нарушений и наличие грабена проседания в среднекаменноугольных отложениях. Все нарушения, амплитуда которых колеблется от 20 до 150 м, имеют восточные падения; на глубине они затухают, и по глубоким горизонтам прослеживается редкая сеть нарушений небольшой (до 50 м) амплитуды. Для западной периклинали характерна высокая степень нарушенности палеозойского структурного плана. Здесь прослеживается густая сеть разломов, амплитуда которых достигает 300 м. По мезозойским отложениям наблюдается постепенное смещение свода поднятия к юго-востоку. Углы наклона мезозойских пород на крыльях составляют 2–3°.

Осадочная толща в районе Солоховского месторождения сложена девонскими, каменноугольными, пермскими, триасовыми, юрскими, меловыми, третичными и четвертичными отложениями, общей мощностью около 11 км, но бурением они вскрыты до визейского горизонта. Отложения девона скважинами не вскрыты, но по аналогии с соседними площадями есть основания предполагать на глубине около 6000 м наличие пород франского и фаменского ярусов, суммарная

Таблица 7

Пластовые давления в визейских продуктивных горизонтах Солоховской площади

№ сква- жины	Глубина заме- ра, м	Значения плас- товых давлений ат., замерен- ные с помощью манометра МГН-2	Градиент плас- товых давлений, ат/м
32	3020	396	0,131
32	3100	398	0,121
32	4000	421	0,105
36	3300	375	0,113
36	3400	378	0,111
36	3485	380	0,109
36	3550	400	0,113
38	3500	400	0,114
38	3600	401	0,111
40	3550	380	0,107
40	3600	398	0,111
40	3700	401	0,108
40	3775	424	0,112
40	3900	418	0,107
41	3300	381	0,115
41	3698	382	0,103
41	4055	444	0,109
43	4520	503	0,111
43	4530	503,5	0,111
47	4774	681	0,142
55	4160	602	0,144
55	4175	675	0,161
55	4250	620	0,146
55	4672	691	0,147

мощность которых, вероятно, составляет около 5000 м. Предполагаемая мощность турнейских отложений Солоховского месторождения 200-300 м, при глубине залегания 5300-5500 м. Отложения визейского яруса, мощностью 1600-1960 м, несогласно залегающие на турнейских, и представленные нижним и верхним подъярусами, разделяются на горизонты по микрофауне. Наморские отложения мощностью 490 м несогласно залегают на верхневизейских. Здесь по микрофауне выделены четыре горизонта, а литологически выделяются две толщи: нижняя - глинисто-карбонатная и верхняя - песчано-глинистая.

По аналогии с соседними районами можно полагать, что не вскрытые еще отложения турнейского яруса и девона также окажутся нефтегазоносными.

Солоховское месторождение многопластовое, с различными положениями газо-водяного контакта.

В изученной продуктивной части разреза залежи нефти и газа приурочены к песчаным коллекторам, перекрытым непроницаемыми глинистыми породами. Там, где надежные глинистые покрышки отсутствуют, залежей нет.

В качестве региональной покрышки продуктивных визейских горизонтов рассматривается нижняя глинисто-карбонатная часть намюрского яруса, представленная толщей аргиллитов и известковистых алевролитов с прослоями глинистых известняков. Мощность ее - 175-215 м.

Нижняя часть башкирских и верхняя часть намюрских отложений, сложенные преимущественно уплотненными глинистыми породами мощностью 500-600 м, очевидно, представляют сейчас региональную покрышку для намюрских продуктивных горизонтов.

Большую роль в сохранении залежей играют и локальные глинистые (преимущественно аргиллитовые) раздели, расположенные между продуктивными горизонтами.

Глубокие горизонты Солоховского месторождения, как уже упоминалось, характеризуются АВПД, вследствие чего многие скважины не дошли до проектной глубины из-за осложнений при бурении. Данные по пластовым давлениям глубоких горизонтов Солоховского месторождения представлены в табл. 7. Аномальность пластовых давлений достигает 1,6.

## ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОКРЫШЕК

### Чечено-Ингушская АССР

Региональной глинистой покрышкой нефти в верхнемеловых коллекторах ЧИАССР служат майкопские и низы чокракских отложений. Нами изучены глинистые разности майкопских и чокракских отложений на месторождениях Карабулак-Ачалуки, Старогрозненское, Хаян-Корт, Брагуны, Минеральное.

Нижняя часть чокракских отложений (средний миоцен) сложена исключительно глинами, известковистыми, темно-серыми, слоистыми, песчанистыми, с прослоями мергелей. Общая мощность - 280 м.

Майкопские отложения (олигоцен) подразделяются на две отличающиеся друг от друга части. Нижний майкоп представлен песчано-глинистой толщей, а верхний - в основном глинами.

Нижнемайкопские отложения сложены аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитами и глинами. По данным глубокого бурения,

Таблица 8

Содержание глин и аргиллитов в глинистой покрывке месторождений

Месторождение	Возраст глин	Глины	
		содержание, %	глубина залегания, м
Старогрозненское	Чокрак	100	2310-2731
	Мкр <sub>2</sub>	63	2509-3436
	Мкр <sub>1</sub>	19	3610-3944
Хаян-Корт	Мкр <sub>2</sub>	63	1260-3450
	Мкр <sub>1</sub>	8	2500-3380

в низах нижнего майкопа встречаются внедрения пород палеоценового и немелового возраста (преимущественно мергели и известняки). Эти "внедрения" связаны с подводно-оползневыми процессами и охватывают в основном восточные районы ЧИАССР (Брагунская, Гудермеская, Октябрьская и частично Старогрозненская площади). Мощность толщ с внедрениями достигает 80-290 м.

Аргиллиты в нижнем майкопе составляют от 62 до 72% (соответственно для месторождений Старогрозненское и Хаян-Корт) (табл. 8). Они темно-серого, буровато-серого цвета, иногда голубовато-серые, черные, очень плотные, тонкослоистые, оскольчатые. В нижней части толщ развиты песчаные пачки, чередующиеся с глинами и алевролитами. Встречаются линзовидные мергельно-доломитовые образования. Аргиллиты обычно тонколинзовидно-слоистые, чешуйчатые с субпараллельной микротекстурой, алевроитистые (от 5 до 25%), известковистые (местами до 20%), пиритизированные (до 10%). Глинистый материал тонкочешуйчатый, одинаково оптически ориентированный. Карбонатный материал обычно представлен тонкозернистым кальцитом в виде линзовидных скоплений или микроконкреций, в линзовидных скоплениях встречается также аутигенный сидерит.

Слоистость аргиллитов обусловлена прослоями мелкоалевритового материала и послойным обогащением короткими нитевидными образованиями органического вещества, в более мелких формах рассеянного и по всей породе. Алевроитовый материал, включающий кварц (90%), полевые шпаты (ортоклаз и кислый плагиоклаз 5%), слюду (мусковит - 3%), обломки глинисто-кремнистых пород - 2%, распределен неравномерно (3 - 30%), иногда образует линзы.

Геохимические условия образования отложений, в которых присутствуют аутигенный глауконит, сидерит, пирит, характеризо-

ЧИАССР

Аргиллитоподобные глины		Аргиллиты	
содержание, %	глубина залегания, м	содержание, %	глубина залегания, м
-	-	-	-
31	2972-3506	6	2560-3563
19	3406-4271	62	3487-4407
27	2147-3242	10	2401-3003
20	2833-3248	72	3008-4118

вались сначала слабокислой средой, затем слабо восстановительной и, наконец, резко восстановительной.

Структура глин нижнего майкопа тонкочешуйчатая неориентированная и ориентированная, текстура - обычно линзовидно-слоистая, тонкослоистая, обусловленная неравномерным распределением алевроитового материала (до 15%); пирита (до 10%) и тонкодисперсно рассеянного органического вещества. Алевроитовый материал в основном кварцевый с незначительной примесью аутигенного глауконита. Глины слабо известковистые (до 3 - 5%), местами встречаются линзовидные прослои тонкозернистого сидерита (до 10%) и равномерно рассеянный точечный и мелкоточечный ориентированный растительный детрит (до 3 - 5%), иногда пиритизированный.

Верхнемайкопские отложения внизу сложены глинами голубовато-серыми, слоистыми, песчано-слюдистыми, как правило, неизвестковистыми, с прослоями мелкозернистых полимиктовых песчаников и редкими прослоями сидерита (до 10 см). Вверх по разрезу количество сидеритовых прослоев возрастает, а песчаных становится меньше. В середине разреза песчаные и алевролитовые прослои исчезают, а мощность сидеритовых увеличивается до 0,5 м. Глины в средней части разреза черные, листоватые. К кровле количество прослоев и линз сидерита уменьшается. Верхнемайкопские отложения фаунистически охарактеризованы слабо.

В присводовых частях структур верхнемайкопские отложения сильно дислоцированы, нередко образуют глинистые диапиры (см. рис. 3). Породы залегают круто, почти вертикально, глины переметы, в них наблюдаются зеркала скольжения. Как показали петрографические исследования, глины обычно слабо алевроитистые (3 - 5, реже до 7 - 12%), слабо известковистые (~3%). Местами в них рассеян тонкозернистый кальцит, присутствуют линзовидные скопления сидерита и редкие зерна глауконита. Сидерит встречается

также в рассеянном состоянии, причем его содержание, судя по шлифам, достигает 30%.

Структура глинистых пород - пелитовая, алевропелитовая, структура основной глинистой массы - чешуйчатая неориентированная, тонкочешуйчато-ориентированная, тонкодисперсная. Текстура глин - неясно-слоистая, тонкослоистая, линзовидно-слоистая, иногда пятнистая и массивная. Слоистость глин обусловлена неравномерным распределением обломочного материала, пирита и пигментирующего породу органического вещества. Слоистую текстуру подчеркивает мелкий (черточный и коротконитевидный) углефицированный растительный материал (5-7%), часто пиритизированный. Пирит (3-5 до 10%) равномерно рассеян по всей глинистой массе, иногда образует редкие скопления различной формы и величины.

Алевритовые частицы в основном кварцевые, реже встречаются полевые шпаты, чешуйки слюды, хлорит. Алевритовый материал распределен равномерно, но местами образует прослои, составляя от 3-5 до 30%.

Как видно из табл. 8, в отложениях верхнего майкопа преобладают глины и аргиллитоподобные глины (от 90% на Хаян-Корте до 94% на Старогрозненском), а в нижнемайкопских - аргиллиты (от 62% на Старогрозненском до 72% - на Хаян-Корте). Следует отметить, что преобладание аргиллитов над глинами в нижнем майкопе изученных месторождений выявлено впервые.

В майкопских глинах, служащих покрывкой для верхнемеловой залежи с АВПД, иногда встречаются песчаные линзы, содержащие газонефтяные или водяные скопления также с АВПД. С этими залежами "малого объема - большого давления" связаны очень часто встречающиеся газопроявления, а также выбросы и другие осложнения, особенно в верхней части глинистой толщи. Характерную особенность верхнемайкопских глин составляет горизонт, сложенный мергелем (около 0,5 м). Этот горизонт, например на месторождении Брагуны, встречается повсеместно, причем глубины залегания его кровли колеблются от 3126 до 4200 м. Горизонт очень высоконапорен, поэтому бурение в нем проводится при высоком удельном весе глинистого раствора (от 2,05 до 2,10 г/см<sup>3</sup>).

### Азербайджанская ССР

На месторождении Карадаг изучались глинистые отложения диатомовой и кирмакинской свит, VIII, VII горизонтов и раздела VI - VII горизонтов ПТ (2273-4732 м); на Калдасе - покрывки II горизонта ПТ (1506-1807 м); на Кюровдаге - покрывки I-X горизонтов ПТ, а также отложения акчагыла, нижнего и среднего апшерона (1930-3780 м) и, наконец, на месторождении Кюрсанга - глинистые перекрытия I-VI горизонтов ПТ и акчагыльские отложения (1080-3617 м).

Глинистые перекрытия на месторождениях Азербайджанской ССР сложены известковыми глинами с прослоями алевролитов и аргилли-

Т а б л и ц а 9

Соотношения между глинами и аргиллитами на месторождениях АзССР

Месторождение	Содержание в разрезе ПТ, %		
	глины	аргиллитоподобные глины	аргиллиты
Карадаг	66	18	16
Калмас	83	17	-
Кюровадг	90	10	-

тов. Глинистые породы ПТ представлены бурыми, буровато-серыми, серыми разностями, реже с желтоватым и зеленоватым оттенком. Известковые глины, как правило, плотные, редко слоистые, алевритовые, иногда с раковистым и оскольчатым изломом. Алевритовый материал распределен довольно равномерно, имеет полевошпат-кварцевый и слюдисто-полевошпат-кварцевый состав. Из аутигенных минералов встречаются мелкорассеянный пирит, единичные зерна глауконита. Присутствует дисперсно-рассеянное ограниченное вещество, неравномерно пигментирующее глину.

Известковистые глины обычно слабо алевритистые, линзовидно слоистые в результате неравномерного распределения глинистого вещества, пирита и тонкорассеянного органического вещества. Алевритовый материал (3 - 8%) обычно мелкозернистый, полевошпат-кварцевого состава, распределен неравномерно.

В легкой фракции глин содержатся в основном обломки пород (до 100%), среди них преобладают глинистые и карбонатные, значительно реже встречаются кремнистые и эффузивные. Среднее содержание кварца в глинах ПТ разрезов Прикуринской низменности обычно не превышает 10%, а восточнее увеличивается. В прилегающих к Прикуринской низменности морских площадях и Южном Кобыстане оно составляет до 14,08% (Персиянин), 24,2% (Утальги) и на Западном Апшероне достигает 29,4% (Карадаг). В Сарыджаляре и Калмасы содержание кварца возрастает соответственно до 13,0 и 14,2%. Количество полевых шпатов в глинах ПТ невысокое, обычно не более 23,5%. В тяжелой фракции обнаружены пироксены (авгит, диопсид), амфиболы (обыкновенная и базальтическая роговая обманка), гидроокислы железа, эпидот, цоизит и др.

По размокаемости различаются пластичные глины, аргиллитоподобные глины и аргиллиты. Глины в воде распадаются или на мельчайшие частицы, или на скорлуповатые пластичные чешуйки, которые хорошо растираются в руках. Аргиллитоподобные глины под действием воды распадаются на скорлуповатые чешуйки, округлые кусочки типа конкреций или удлиненные пластинки листоватой

Таблица 10

Гранулометрический состав глинистых пород месторождений АзССР

Место- рождение	Воз- раст	Фракции, в мм				Фракции, в мм				Число анали- зов
		> 0,25		0,25 - 0,1		0,1 - 0,01		< 0,01		
		пределы со- держания, %	среднее значе- ние, %	пределы содер- жания, %	среднее значение, %	пределы содер- жания, %	среднее значение, %	пределы содер- жания, %	среднее значение, %	
Карадаг	Ак	0-0,20	0,20	0-14,80	1,65	1,90-18,38	7,77	78,80-97,60	90,38	18
"	ПТ	0-2,41	0,63	6,97-27,57	18,59	6,10-29,57	18,88	53,14-69,95	61,90	15
Кюроваг	Ар <sub>3</sub>	0-0,39	0,02	0-4,56	0,94	1,94-29,67	14,92	65,77-98,06	84,12	14
"	Ар <sub>2</sub>	-	-	0-6,66	0,23	1,11-45,21	18,92	53,78-98,89	80,85	44
"	Ак	0-2,28	0,47	0-17,89	1,34	7,19-49,62	24,51	50,38-94,71	73,68	30
"	ПТ	0-1,51	0,06	0-20,88	2,88	8,89-46,21	28,26	51,62-91,80	68,40	28
Кюрсангя	ПТ	0-1,90	0,20	2-21,3	3,8	5,10-38,2	26,3	51,0-89,30	69,7	31
Калмас	Ак	0-0,05	0,1	0-4,47	0,58	3,95-25,62	16,7	69,91-96,65	82,72	10
"	ПТ	0-0,13	0,01	0-11,62	1,72	4,33-45,37	31,33	54,63-95,67	66,94	18

формы различной толщины, плохо растираемые в руках. Аргиллиты в воде не размокают. Соотношения между глинами и аргиллитами в глинистых толщах показано в табл. 9.

Наличие аргиллитов в разрезе ПТ месторождения Карадаг связано со значительными глубинами залегания - до 4732 м.

Изучение гранулометрического состава глинистых пород (табл. 10) свидетельствует о довольно близких средних содержаниях фракции < 0,01 мм в глинах ПТ Прикуринской низменности (67-69,7%) и пониженном на Карадаге (61,9%). Из таблицы следует, что по всем месторождениям алевритистость глин с глубиной возрастает.

#### Ферганская впадина

В пределах Ферганской впадины основным объектом исследования были палеогеновые отложения, с которыми связано большинство разрабатываемых месторождений. Кроме того, изучались юрские отложения.

Палеогеновые отложения Ферганы подразделяются (снизу вверх) на бухарские, сузакские, алайские, туркестанские, риштанские, исфаринские, ханабадские и сумсарские слои. Они вскрыты на различных глубинах - от естественных выходов до 5800 м. Ниже в основном рассмотрены материалы по керну скважин, глинистое вещество которых изучено нами в последние годы с помощью современных методов [67]. Это площади, расположенные по бортам

впадины: на северо-востоке - Сузак; на северо-западе - Кассансай; Чуст-Пап; на юго-западе - Варык, Рават, Канибадам, Айритан; на юго-востоке - Западный Палванташ, Гумхана. Минимальная глубина вскрытия палеогена скважинами (60 м) приурочена к северо-востоку впадины (Сузак), средние глубины (порядка 1200-3000 м) - к юго-западу (Айритан, Рават, Канибадам) и максимальные (5200-5600 м) - к северо-западу (Чуст-Пап, Кассансай) и юго-востоку (Гумхана). Палеогеновые отложения не всегда вскрыты скважинами полностью, их обычная мощность 320-420 м, максимальная - на юго-востоке; на Западном Палванташе вскрытая мощность 570 м, а на площади Гумхана только до низов алайских слоев пройдено 442 м.

Вещественный состав, фациальная принадлежность и расчленение палеогеновых отложений достаточно полно освещены в трудах многих исследователей [3, 4, 34, 37, 114 и др.].

Нижняя часть бухарских слоев во всех исследованных нами южных разрезах Ферганы сложена свитой гипсов гонзау (20-30 м). На северо-востоке впадины (Сузак) на глубине 400 - 500 м эти слои практически полностью карбонатные. В верхней половине разреза развиты известняки с большим количеством микрофауны, иногда органогенно-детритовые. Основная масса породы (до 25-30%) кальцитовая, тонко- и мелкокристаллическая. Раковины фораминифер и других организмов выполнены криптокристаллическим кальцитом, в полости раковин кальцит обычно более крупнокристалли-

ческий, идиоморфный. Нижняя гипсово-известняковая и верхняя известняковая пачки разделяются буровато-зелеными глинами (15-17 м). Глины слабо алевритистые, в них много рассеянного глобулярного пирита; глинистые частицы и органический материал ориентированы по напластованию. В юго-западных районах Ферганы мощность гипсов гонзау достигает 20-40 м, а вышележащая часть бухарских слоев (60-80 м) сложена внизу глинистыми и алеврито-глинистыми, а сверху - карбонатными алеврито-глинистыми породами. Во всех изученных разрезах в верхней части бухарских слоев залегают прослои мергелей, иногда алевритистых, с гипсом.

На максимальных глубинах верхняя часть бухарских слоев вскрыта на площади Чуст-Пап, где их кровля (пласт VIII) представлена карбонатными породами, а ниже на забое (5800 м) вскрыты черные, плотные, крепкие, плитчатые аргиллиты. Их глинистая масса бурая, почти изотропная, обогащена органическим веществом и глобулярным пиритом. Мелкоалевритовая примесь (5-8%) распределена довольно равномерно, представлена корродированным кварцем, полевыми шпатами, редкими обломками кремнистых пород. Наблюдается отчетливая однонаправленная ориентировка глинистых частиц.

Полный разрез сузакских слоев (30-40 м) вскрыт на площадях Сузак, Айритан, Рават, Канибадам, Чуст-Пап, но керном они представлены только в скв. 1 Сузакской и скв. 8 Айританской площадей. Это преимущественно карбонатные мелко-, реже крупнозернистые алевролиты и карбонатные глины на малых глубинах (Сузак) и алевритовые известняки и карбонатные алевродиты на больших глубинах (Айритан).

Алайские слои полностью вскрыты на площадях Сузак, Айритан, Канибадам, Рават и Чуст-Пап, причем на последней они объединены с сузакскими. На площадях Сузак и Гумхана они достигают мощности 65-70 м.

Нижняя часть разреза более глинистая, на небольших глубинах представлена темно-зелеными, неравномерно алевритистыми, внизу иногда песчанистыми глинами беспорядочной текстуры, местами переходящими в мелкозернистые, глинистые, слабо карбонатные алевролиты с прослоями известняков и мергелей. На глубине около 1500 м (Айритан) встречаются участки с однонаправленной ориентировкой глинистых частиц. Известняки в прослоях разнообразны: пелитоморфные, почти без алевритовой примеси, иногда с большим количеством рассеянного глобулярного пирита; мелкокристаллические с ромбоздрами доломита, со значительным количеством (10-15%) корродированной крупноалевритовой и мелкопесчаной, неравномерно распределенной примеси кварца, полевых шпатов, обломков измененных метаморфических пород, с единичными зернами акцессориев, мелко-, реже крупнокристаллические, без алевритовой примеси. В основании алайских слоев на глубине 1460 м (Айритан) в известняках много спикул губок и остатков микрофауны; характерны прослои гипса.

На больших глубинах (Кассансай, 5380 - 5395 м) алайские отложения представлены аргиллитами с прослоями гипса. Наибольшая глубина залегания алайских и сузакских слоев в исследованном районе - 5730-5770 м (Чуст-Пап). Они здесь не разделяются и в нижней части сложены аргиллитами и сульфатно-карбонатными породами, в верхней - известняками и карбонатными песчаниками и алевролитами. Аргиллиты черные, плотные, крепкие, плитчатые. В шлифах породы бурые, почти изотропные, обогащены органикой и глобулярным пиритом. Мелкоалевритовая примесь (до 10%) корродирована, сложена преимущественно кварцем, а также измененными полевыми шпатами и слодами. Глинистые частицы ориентированы в одном направлении. Известняки мелкозернистые, алевролитистые. Алевролитовый материал в них представлен корродированным кварцем, меньше измененными полевыми шпатами, слодами, обломками кремнистых пород. Присутствует рассеянный глобулярный пирит. Встречаются прослои известняков со скоплениями спикул губок, выполненных халцедоном, раковинами радиолярий и других микроорганизмов. Основная масса породы сложена кальцитом с небольшим количеством глинистого вещества. Значительную часть разреза составляют миноминеральные, белые, сахаровидные, крепкие, плотные, массивные ангидриты (размер кристаллов 0,02-0,17 мм) с темными волосовидными глинистыми прожилками.

Туркестанские слои включают отложения от кровли пласта VII до подошвы пласта IV, завершает разрез покрывка продуктивного горизонта V. Нижняя часть слоев почти во всех исследованных разрезах (Сузак, Айритан, Канибадам, Рават, Гумхана) сложена преимущественно глинистыми породами и только в глубоких скважинах на северо-западе впадины (Кассансай, Чуст-Пап) - карбонатными разностями.

Глины на небольших глубинах карбонатные, без алевроитовой примеси, слабо поляризуют свет, беспорядочной текстуры (Сузак, 275 м). На глубинах 1410-1425 м (Айритан) они более плотные, с неравномерно распределенным мелко- и крупноалевритовым материалом в виде единичных зерен и гнездовидных скоплений угловатых зерен кварца, полевых шпатов, редких обломков кремнистых пород. Встречаются единичные мелкопесчаные зерна (0,1-0,17 мм), а также округлые зерна глауконита, идиоморфные - анатаза, обломки циркона, граната. Глинистая масса бурая, буровато-зеленая, интерферирует в серо-желтых тонах, содержит рассеянный глобулярный пирит. Глинистые частицы ориентированы в одном направлении, нередко вся масса карбонатизирована. Встречаются остатки микрофауны со скоплениями пирита. Участками глины переходят в глинистые алевролиты. На юго-востоке впадины (Рават, Канибадам) на глубинах порядка 3000 м рассматриваемая часть разреза обогащена карбонатными прослоями. Глины также становятся более карбонатными, с единичными мелкоалевритовыми зернами. Распространены мелкокристаллические, участками крупнокристаллические известняки, а также пелитоморфные, алевролитистые, с остатками

микрофауны, и единичные прослои мергеля с мелкоалевритовой примесью (7-8%), тоже с остатками микрофауны.

На больших глубинах (Гумхана, 5431-5434 м) глины аргиллитоподобные, интерферируют в серо-желтых тонах, частицы ориентированы одинаково. Мелкоалевритовая примесь кварца (не более 5%) корродирована слабо карбонатной глинистой массой. Присутствует рассеянный глобулярный пирит. В отдельных прослоях мелкозернистых известняков наблюдается микрослоистость.

По северо-западному борту впадины (Кассансай, 5340 - 5370 м; Чуст-Пап, 5710 - 5730 м) нижняя часть туркестанских слоев (до V пласта) сложена карбонатными породами, преимущественно темно-серыми, плотными, очень крепкими, мелкокристаллическими и пелитоморфными с небольшой примесью корродированного алевритового материала и рассеянного глобулярного пирита. Встречаются отдельные участки раскристаллизованного кремнезема с "рваными" краями. Обломки кварца и полевых шпатов часто оконтурены более крупнозернистым кальцитом. Прослои аргиллитов также карбонатизированы.

Верхняя часть туркестанских слоев представлена в районах Сузак, Айритан, Равата, Гумханы песчано-алевритовыми пластами V-VI, вместе с разделяющими и перекрывающими их глинами; в районах Канибадам, Кассанса, Чуст-Пап, где пласт VI отсутствует, - пластом V.

Пласт V палеогена - основной объект промышленной разработки в Фергане. Мощность его покрывки изменяется от 5 - 6 м в Чуст-Папе до 30-35 м в Гумхане и Западном Палванташе, составляя на остальных площадях 15-18 м.

На небольших глубинах туркестанские глины зеленые, с очень незначительной алевритовой примесью, состоящей из корродированных зерен кварца. Глинистое вещество беспорядочной текстуры, интерферирует в желто-серых тонах. Из новообразований в небольших количествах развиты рассеянный глобулярный пирит и местами - кальцит. Встречаются прослои мелкокристаллических известняков с единичными корродированными зернами кварца и полевых шпатов.

На глубине 5700 м (Чуст-Пап, скв. 10) аргиллиты верхней части туркестанских слоев очень сходны с лежащими выше риштанскими, исфаринскими и ханабадскими. Это черные, плотные, крепкие породы с большим количеством органического вещества, окислов железа и пирита. Характерна незначительная карбонатизация пород и однонаправленная ориентировка глинистых частиц.

Риштанские, исфаринские и ханабадские слои в большинстве скважин не расчленены, поэтому рассматриваются вместе. В их основании залегает пласт IV (риштанские слои), сложенный песчаными, песчано-алевритовыми и песчано-алеврито-глинистыми, часто карбонатными породами. Песчаники зеленовато-охристые, рыхлые, мелкозернистые, местами обогащенные гравийным материалом, известковистые, переходящие в известняки.

Крупнозернистые алевролиты глинистые, в них преобладают частицы 0,06–0,08 мм, содержится мелкопесчаная примесь (0,1–0,12 мм). Обломочный материал распределен неравномерно, зерна угловатые, часто остроугольные. Среди обломков преобладает кварц, волнисто-угасающий, нередко с пылевидными включениями и трещинами, часто корродированный. Значительно меньше полевых шпатов (плагиоклазы, ортоклаз) неправильной формы, сильно пелитизированных; встречены отдельные неизмененные зерна микроклина, выветрелые пластинки биотита и мусковита. Обнаружены единичные обломки идиоморфных, слабо окатанных кристаллов циркона и окатанные бурые зерна сфена. Присутствуют немногочисленные обломки метаморфических пород. Цемент глинистый, распределен неравномерно (от порового до базального). Широко развит глобулярный пирит, рассеянный и в виде агрегатов (до 0,025–0,042 мм). На глубине 1375–1380 м (Айритан) участками глинистое вещество цемента обладает однонаправленной оптической ориентировкой. Встречаются единичные раковины фораминифер размером до 0,3 мм, выполненные скрытокристаллическим кальцитом. В мелкозернистых алевролитах, сходных по составу и структурным особенностям с крупнозернистыми, на площади Айритан (1360–1365 м) встречены тонкочешуйчатые агрегаты глауконита изумрудно-зеленого цвета.

Песчано-алевритовые отложения пласта IV в скважинах, вскрывающих палеоген на небольшой глубине (Сузак), перекрываются толщей алеврито-глинистых пород мощностью около 100 м. Непосредственно над пластом залегают маломощные, алевритистые, сильно карбонатные глины с остатками микрофауны, выполненными кальцитом, и переходящие в тонкодисперсные глины с единичными мелкоалевритовыми зернами и равномерно рассеянным глобулярным пиритом.

В верхней части толщи (ханабадские слои) увеличивается песчаность разреза. В больших количествах встречаются прослои мелко- и крупнозернистых алевролитов и мелкозернистых песчаников, нередко карбонатных. В глинах со спутанно-волокнистой и беспорядочной текстурой наряду с неравномерно распределенной алевритовой примесью наблюдаются угловатые и корродированные мелкопесчаные зерна кварца. Среди обломков песчано-алевритовых пород ведущая роль принадлежит кварцу, в меньших количествах присутствуют полевые шпаты, обнаружены отдельные зерна микроклина и обломки кремнистых пород.

На площади Айритан риштанско-исфаринско-ханабадские слои изучены на глубине 1283–1377 м. Они представлены преимущественно глинами с прослоями алевролитов. Глины бурые, слабо алевритистые, участками изотропные. Глинистая масса беспорядочной текстуры, равномерно карбонатизированная. Прослои алевритовых пород, как правило, глинистые. Обломочный материал в мелкозернистых алевролитах составляет 60–80%, распределен весьма неравномерно. Размеры обломков изменяются от 0,017 до 0,17 мм, преимущественно 0,068–0,085 мм. Обломки угловатые, угловато-

окатанные, иногда остроугольные и палочковидные; среди них преобладает кварц, наблюдаются полевые шпаты, редкие обломки пород. Местами глинистые частицы одинаково ориентированы, чаще расположены беспорядочно в виде волокнистых агрегатов. Наблюдаются редкие раковины фораминифер хорошей сохранности, выполненные карбонатным материалом, размером до 0,25 мм. Более отчетливая однонаправленная оптическая ориентировка глинистых частиц в рифтанских отложениях обнаружена на площади Рават (3210-3218 м) в зеленых алевритистых глинах, слабо карбонатных, с глобулярным пиритом.

На глубинах свыше 5000 м (Кассансай, Гумхана, Чуст-Пап) в нижней части нерасчлененной толщи, отвечающей рифтанским слоям (5300, 5350 и 5680 м), породы представлены черными, плотными, крепкими, с неровным изломом аргиллитами. Алевритовая примесь (5-7%) распределена довольно равномерно; это угловатые, часто корродированные зерна кварца, меньше - измененных полевых шпатов. Встречаются обломки зерен циркона. Алевритовый материал нередко ориентирован одинаково с оптически ориентированными глинистыми частицами. Глинистая масса бурая, интерферирует в желто-серых тонах, местами почти изотропная, с большим количеством пирита, чаще рассеянного, реже в виде скоплений, и единичными остатками фораминифер, выполненными кремнеземом, иногда кальцитом и глобулярным пиритом. Породы слабо карбонатизированы.

На всей территории Ферганской впадины сумсарские слои имеют двучленное строение. Нижняя часть сложена мощной толщей малиновых глин, верхняя - песчано-алевритовыми и песчано-алевритоглинистыми породами пласта III, венчающего разрез палеогена. В естественных обнажениях (Исфаринский, Нарынский разрезы) глины малиновые, мягкие, плотные, алевритистые и алевритовые, известковистые, с остатками макро- и микрофауны (устрицы, фораминиферы и др.). По мере погружения до 3000 м (Рават, Канибадам) глины становятся более крепкими, плотными. Глинистая масса бурая, нередко плохо поляризует свет, в нижней части разреза равномерно карбонатизированная, с большим количеством глобулярного пирита. Алевритовая примесь незначительная.

На глубинах 5000-5200 м (Кассансай) наблюдается однонаправленная оптическая ориентировка глинистого и карбонатного вещества. Песчано-алевритовые породы на таких глубинах представлены в основном чередующимися мелко- и крупнозернистыми алевролитами. В крупнозернистых разностях преобладают частицы размером 0,06-0,07 мм, отдельные обломки пород достигают 0,3 мм. В мелкозернистых алевролитах обломочный материал составляет 75-80%; обломки угловатые до остроугольных, распределены равномерно, участками корродированы. Преобладающий размер частиц 0,034-0,042 мм. В составе обломков присутствуют кварц, в меньшем количестве - измененные полевые шпаты, немногочисленные листочки мусковита и измененного биотита. Среди редких обломков пород встречены слюдисто-кварцевые породы и сланцы. На боль-

ших глубинах (Кассансай, 5212–5216 м) иногда наблюдается однонаправленная ориентировка обломочного материала. Цемент алевролитов сидеритовый, местами кальцитовый, поровый, пленочно-поровый, иногда базальный. Кроме того, на глубине 5150 м (Гумхана) в сумсарских слоях обнаружен прослой бурого, плотного, крепкого, оскольчатого мергеля с мелкоалевритовой примесью (0,025–0,034 мм), сложенной корродированным кварцем. В кристолитической пелитовой массе, состоящей из карбонатных и глинистых частиц, встречаются отдельные кристаллы кальцита и небольшое количество глобулярного пирита.

Юрские отложения Ферганской впадины представлены всеми тремя отделами. Нижнеюрские накопления более развиты на юго-западе впадины, где подразделяются на нижне-, средне- и верхне-лейасовые. Нижний лейас сложен ритмичной толщей брекчий, конгломератов, песчаников, алевролитов и глин, нередко с углем. Мощность этих пород изменяется от 60 – 115 м в районе Сулокты до 390 м в Кокянгаке. Породы среднего и верхнего лейаса распространены шире нижнелейасовых. Они тоже сложены конгломератами, гравелитами, алевролитами и глинами. В прибортовых зонах здесь часты прослой угля, в направлении к центру авлакогена породы менее крупнозернисты, среди них больше глинистых и алевролитовых разностей; к этим отложениям приурочены нефтеносные пласты. Мощность средне- и верхнелейасовых отложений колеблется от 100 до 400 м.

Среднеюрские отложения развиты гораздо шире лейасовых. Помимо терригенных пород, здесь встречаются редкие прослой карбонатных образований. В большинстве случаев отложения доггера представлены песчаниками, алевролитами, глинами (часто аргиллитоподобными и аргиллитами). С ними связано большинство нефтеносных пластов, приуроченных в Фергане к юрским накоплениям. Поярусное расчленение юрских отложений, особенно по керну скважин, весьма затруднительно. По устному сообщению Р.З. Генкиной, в результате детального изучения флористических комплексов в естественных выходах и сопоставления с разрезами скважин, граница между ааленскими байосскими отложениями условно может быть проведена по подошве пласта XXVI. Столь же условны границы между байосом и батом и еще менее достоверны между доггером и мальмом. Средняя мощность среднеюрских отложений превышает 100–120 м.

Верхнеюрские отложения отличаются от подстилающих прежде всего макроскопически. Это, как правило, красноцветные породы, обычно грубозернистые, нередко с прослоями гипса. Признаки эти обусловлены их формированием в аридной зоне, тогда как подстилающие образования принадлежат гумидному поясу. По данным Р.З. Генкиной (устное сообщение), отложения верхней юры Ферганы, очевидно, относятся к келловейскому ярусу, более высокие горизонты мальма здесь, по-видимому, отсутствуют. Мощность верхнеюрских образований колеблется от нескольких метров до 50–120 м в естественных выходах.

## Днепроовско-Донецкая впадина

На Солоховском месторождении изучено 15 локальных глинистых покрывок и разделов между продуктивными горизонтами визе. Покрывки залегают на глубинах от 2956 - 3420 м (кровля раздела горизонтов В-6 и В-7) до 4194 - 4473 м (то же для В-24 и В-25). Мощность отдельных покрывок колеблется от 4 - 5 до 40 - 60 м. Они сложены преимущественно аргиллитами, иногда с прослоями мергелей, реже алевролитов. Была исследована размокаемость глинистых пород в дистиллированной воде. Длительность опытов составляла от 5 до 15-17 суток, они выполнялись по керну скв. 43 и по шламу скв. 46. В результате ни глин, ни аргиллитоподобных глин в разрезе покрывок не выявлено.

Аргиллиты глинистых покрывок и разделов Солоховского месторождения буроватые и красновато-бурые, как правило, алевритистые, известковистые (5-10%), с высоким двупреломлением, гидрослюдистого состава, с тонкозернистой и беспорядочно чешуйчатой структурой и субпараллельно слоистой текстурой, пигментированы органическим веществом с редкими углефицированными растительными остатками (до 5%). Карбонатный материал представлен тонкозернистым кальцитом, сидеритом и анкеритом. Алевритовая примесь преимущественно кварцевая. Встречаются единичные раковинки фораминифер, скопления точечных стяжений пирита (5-10%). Отмечаются редкие вторичные поры выщелачивания диаметром до 0,3 мм, составляющие 1,5 - 3,0% площади шлифа. Местами аргиллит переходит в сильно пиритизированную карбонатно-глинистую породу, с рассеянной примесью мелкого растительного детрита (мергель и глинистый известняк). Мергели обычно алевритистые (до 15-20%), неясно линзовидно-слоистые, сгустково-комковатой текстуры, с крупным углефицированным и пиритизированным растительным детритом (до 20%) и мелкозернистым рассеянным пиритом (5%). Нередко породы имеют темно-бурый цвет (сидеритовый мергель), с бурыми и черными включениями органического вещества и концентрически слоисты. Основная масса пород (55-60%) сложена глинистым (гидрослюдистым) и тонкозернистым сидеритовым, реже кальцитовым веществом, сгусткового и комковатого строения. В промежутках между сгустками и комками (размером до 0,3 мм) расположен мелкоалевритовый материал, в основном, кварцевого состава, и каолинит. Кроме того, терригенный материал - от мелкозернистого до крупнозернистого алевритового - образует неправильной формы пятна и концентрически изогнутые прослои, составляющие 25-30% площади шлифа. В мергелях встречаются поры выщелачивания, к которым приурочены наиболее крупные (до 2,5 мм) включения органического вещества черного и ярко-бурого цвета. Кроме того, черные и бурые включения органического вещества разного размера (от точечных до 1-2 мм) и разной формы (чаще неправильные, иногда палочковидные) рассеяны по всей породе. Поры выщелачивания расположены на местах растворенных сгустков и комков.

## МИНЕРАЛЬНЫЙ СОСТАВ ГЛИН

Минеральный состав глин в глинистых покрывках месторождений ЧИАССР, АзССР, Ферганы и УССР изучался в шлифах, а также с помощью рентгенографического, термического и электронно-микроскопического методов.

При рентгенографическом анализе определение минерального состава производилось на дифрактометре УРС-50 ИМ с железным антикатодом и ДРОН-1,5, с медным излучением. Был проведен полуколичественный расчет содержания глинистых минералов (см. гл. I).

Для Чечено-Ингушской АССР распределение глинистых минералов изучено по месторождениям Хаян-Корт и Старогрозненское. Прежде всего, следует отметить полное отсутствие монтмориллонита в майкопской покрывке этих месторождений. Преобладают гидрослюда и смешанослойные образования с содержанием набухающей фазы 25-45%. При этом, если на месторождении Хаян-Корт гидрослюда больше, чем смешанослойных (рис. 5), то на Старогрозненском соотношения обратные - количество смешанослойных (40-90%) превышает содержание гидрослюда. В качестве примесей встречаются каолинит и хлорит.

В верхней части верхнего майкопа на Старогрозненском месторождении на глубине, соответствующей зоне максимальных градиен-

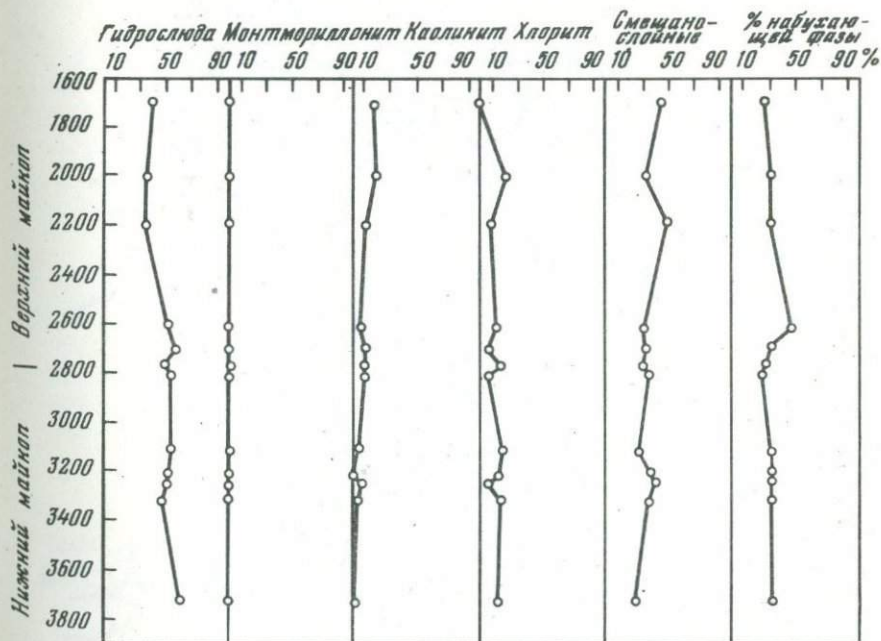
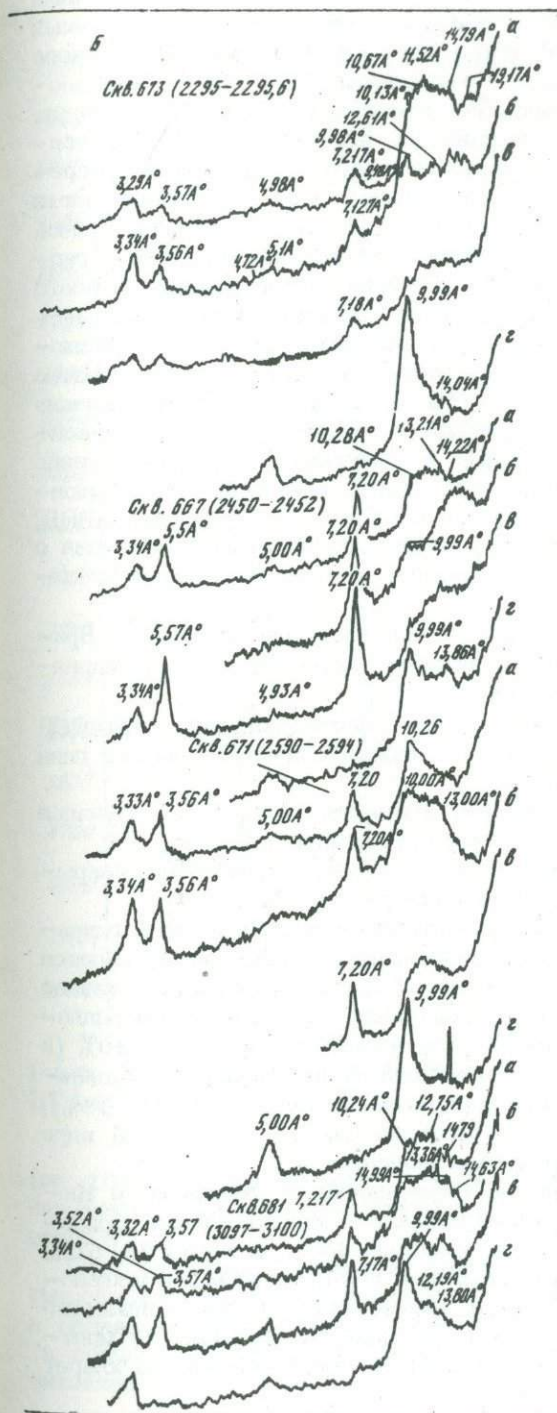
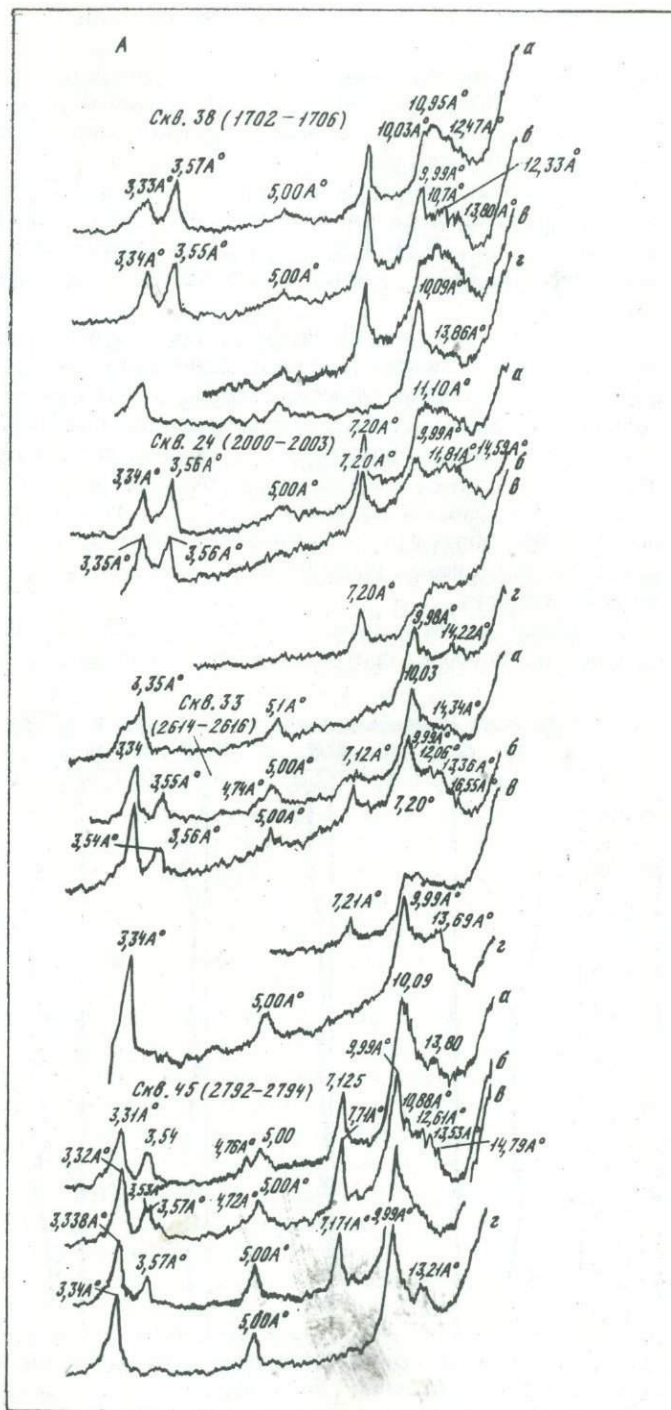


Рис. 5. Распределение глинистых минералов по разрезу майкопской глинистой покрывки (Хаян-Корт)



Р и с. 6. Дифрактограммы фракций менее 0,001 мм

А - месторождение Хаян-Корт; Б - Старогрозненское месторождение; а - исходных фракций; б - фракций, насыщенных этиленгликолем; в - фракций, обработанных HCl; г - фракций, прогретых до 600°С.

тов АВПД (2590-3100 м), глинистая покрывка за исключением примеси каолинита (9-12%) состоит только из смешанослойных компонентов. На месторождении Хаян-Корт в верхнем майкопе основные глинистые минералы - гидрослюда (35-55%) и смешанослойные (30-50%), а из примесей встречаются каолинит и хлорит. Однако детальный анализ выявил на этом месторождении тенденцию, характерную для Старогрозненского в отношении распределения гидрослуды и смешанослойных. Так, в средней части верхнего майкопа (интервал 2190-2195 м) обнаружено самое высокое содержание смешанослойных (50%) и самое низкое - гидрослуды (35%). Более того, эти значения экстремальны для всего разреза майкопской покрывки. Начиная с глубины 2190 м на месторождении Хаян-Корт постепенно возрастает содержание гидрослуды (с 30 до 60%) и столь же постепенно снижается количество смешанослойных образований (с 50 до 25%). Как будет показано ниже, именно к средней части верхнего майкопа приурочена максимальная величина градиента АВПД в майкопской покрывке, именно здесь находится "гидродинамический порог" глинистой толщи флюидоупора. Таким образом, максимальное значение градиента АВПД, точка перегиба кривой изменения градиента пластового давления с глубиной служат и границей изменения содержания глинистых минералов (Г и СМ) покрывки.

Исследование минерального состава глин месторождения Брагуны выявило преобладание в разрезе гидрослуды и монтмориллонита; встречена примесь каолинита.

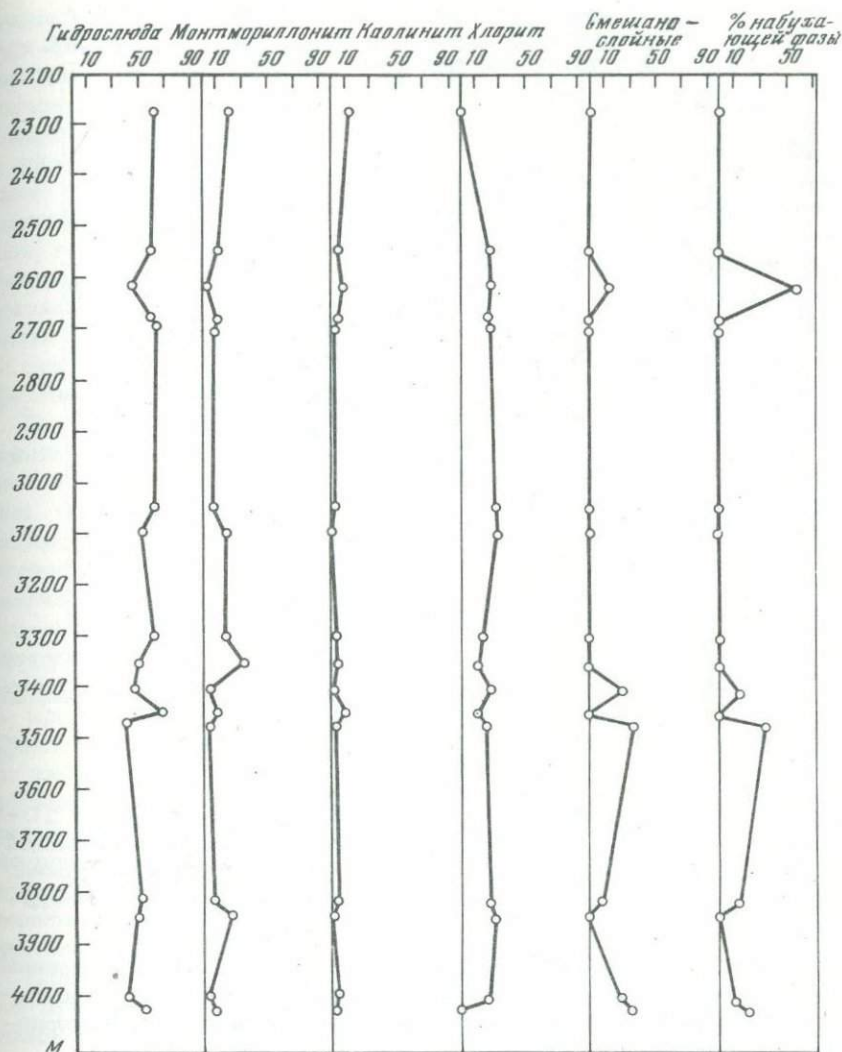
Характерные дифрактограммы по месторождениям ЧИАССР приведены на рис. 6, а электронно-микроскопические снимки глин майкопа на рис. 7 (см. вкладку).

В АзССР минеральный состав глинистых покрывок изучался по месторождениям Карадаг, Кюровдаг, Кюрсангя и Калмас.

Распределение глинистых минералов по разрезу локальных покрывок месторождений АзССР приведено на рис. 8 и 9.

Для месторождения Карадаг характерны в основном глины гидрослюдисто-хлоритового состава. Содержание гидрослуды колеблется от 40 до 65%, составляя в среднем 55%; хлорита соответственно от 15 до 30%, в среднем 20%. Здесь обнаружен также монтмориллонит, количество которого по разрезу колеблется от 5 до 20% (в одном образце - 30%). Следует отметить также появление смешанослойных компонентов в низах продуктивной толщи (до 25-35%), в которых набухающая фаза составляет от 15 до 35%. В виде примеси встречен каолинит (единицы процентов).

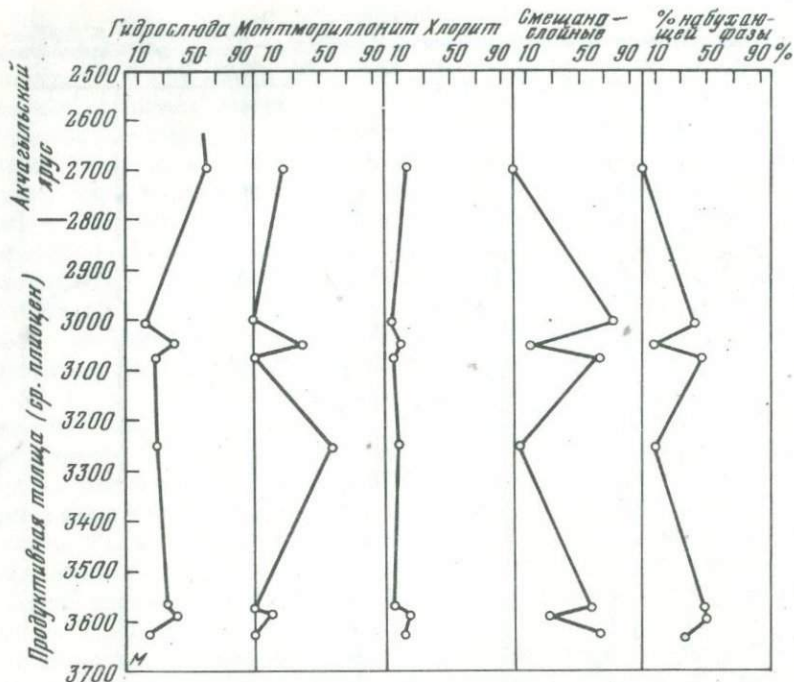
Месторождения Прикуринской низменности - Кюрсангя и Кюровдаг отличаются высоким содержанием смешанослойных образований (30-80%), в которых набухающая фаза достигает 35-50%, и гидрослуды (около 40%). Содержания смешанослойных и монтмориллонита находятся в обратной зависимости. Когда количество смешанослойных превышает 50-60% глинистой фракции, то монтмориллонит исчезает (см. рис. 9). Из примесей встречены хлорит



Р и с. 8. Распределение глинистых минералов по разрезу покрывки ПТ месторождения Карадаг

(до 10–15%) и галлуазит, при полном отсутствии каолинита, обнаруженного лишь в двух образцах ПТ Кюровадаг, где он составляет всего 5%.

Для глинистой покрывки месторождения Калмас характерен гидрослюдисто-монтмориллонитовый состав. Количество гидрослюда в исследованном интервале разреза ПТ колеблется от 25 до 50% (в среднем 35%), а монтмориллонита – от 25 до 75% (среднее значение 40%). Последнее, вероятно, объясняется минимальной



Р и с. 9. Распределение глинистых минералов по разрезу покрывки акчагыла и ПТ на месторождении Кюрсангя

глубиной залегания покрывки. Содержание хлорита составляет 10–30%. Кроме того, встречено небольшое количество каолинита (до 10%). Смешанослойные компоненты были обнаружены только в двух случаях (15 и 20%), причем набухающая фаза в них составляет всего до 10%.

Примеры рентгенограмм фракций  $< 0,001$  мм по месторождениям АзССР приведены на рис. 10 (см. вкладку), типичные электронно-микроскопические снимки по Карадагу и месторождениям Прикуринской низменности – на рис. 11.

Для палеогеновых отложений мелких скважин и естественных разрезов Ферганы характерны сложные, состоящие обычно из четырех–пяти компонентов ассоциации глинистых минералов. Наиболее развита гидрослюда, повсеместно присутствуют в разных количествах монтмориллонит и смешанослойные образования ряда монтмориллонит – гидрослюда. Еще более неустойчивы содержания хлорита и палыгорскита.

По количественным соотношениям между глинистыми минералами выделяются четыре части разреза палеогена.

В нижней части разреза (бухарские, сузакские и низы алайских слоев) выявлена ассоциация глинистых минералов, характерным при-

знаком которой служит высокое содержание палыгорскита, который, судя по дифрактограммам и электронно-микроскопическим снимкам, нередко составляет до 40 - 60% фракции менее 0,001 мм. Во всех изученных образцах встречены монтмориллонит (10-25%) и смешанослойные образования (10-20%), а также гидрослюда (15-50%) и незначительная примесь хлорита, которую невозможно оценить даже полуколичественно. Эта часть разреза четко обособляется, главным образом из-за высокого содержания палыгорскита. Большое количество палыгорскита указывает на аридный климат суши, окружавший замкнутый водоем (лагуну), а присутствие набухающих компонентов - на щелочную среду бассейна ( $pH > 7$ ). Все эти признаки глинистого комплекса вполне согласуются с представлениями о существовании в начале палеогена на территории современной Ферганской впадины осолоненной лагуны.

Вторая часть разреза палеогена (верхи алайских, туркестанские и рихтанские слои) содержит такой же набор глинистых минералов, как и нижняя. Однако здесь существенно изменяются количественные соотношения между слагающими глинистые комплексы компонентами. Значительно уменьшается содержание палыгорскита, составляющего до 5% и только в отдельных образцах до 10% глинистой фракции. Набухающие компоненты в сумме составляют 30-40%, причем монтмориллонит и смешанослойные образования присутствуют в равных количествах. Содержание гидрослюда здесь нередко достигает 60-70%; хлорит по-прежнему присутствует в крайне небольших количествах, образуя незначительную примесь. Описанная ассоциация в целом вполне соответствует представлениям о накоплении содержащих ее пород в морском бассейне, причем вблизи от береговой линии. Несколько отличается набор глинистых минералов туркестанских слоев, для которых характерны минимальные содержания палыгорскита. Это отражает расширение бассейна в туркестанское время - в более отдаленных от берега участках залива тончайшие индивиды палыгорскита, даже при незначительном увеличении путей переноса, гораздо легче разрушаются.

Третья часть разреза (исфаринские и ханабадские слои) тоже не отличается от предыдущих по набору глинистых минералов. Однако изменение соотношений компонентов глинистого комплекса позволяет сделать достаточно уверенный вывод о новом, хотя и не столь значительном изменении условий седиментации. Здесь уже до 70-80% фракции < 0,001 мм составляет гидрослюда. Одновременно вырастает до 20-25% количество смешанослойных (гидрослюдисто-монтмориллонитовых) образований, тогда как монтмориллонит присутствует лишь в виде небольшой примеси, а палыгорскит почти исчезает (встречаются только единичные индивиды). Из всех глинистых минералов, слагающих ассоциацию в исфаринских и ханабадских слоях, только хлорит содержится в таких же количествах, что и в подстилающих отложениях, - в виде незначительной примеси. Описанный состав глинистой ассоциации весьма характерен для нормальных морских образований, накапливавшихся на участках

бассейна, более удаленных от берега, чем алайско-риштанские отложения. Особенно показательно почти полное исчезновение палыгорскита — типичного минерала аридной климатической зоны. Как выше отмечалось, распределение морей нормальной солености не контролируется климатической зональностью, и лишь единичные частицы каолинита могут указывать на гумидный климат континента, а палыгорскита — на аридную сушу, примыкавшую к морскому бассейну. В рассматриваемом случае глинистый комплекс, в целом присущий морскому бассейну нормальной солености, содержит единичные игольчатые образования палыгорскита, уцелевшие при переносе с жаркого, засушливого континента в относительно удаленные участки водоема. По этому признаку исфаринские и ханабадские слои палеогена сближаются с туркестанскими.

Верхняя часть палеогенового разреза (сумсарские слои) охарактеризована глинистым комплексом, довольно резко отличающимся от всех остальных палеогеновых отложений. Основное различие заключается в значительном росте содержания хлорита (от 20–25 до 40–50% глинистой фракции). Кроме того, в сумсарских слоях практически полностью исчезает палыгорскит (только в нескольких образцах встречены его единичные относительно короткие иголки). Ведущая роль в сумсарской ассоциации принадлежит гидрослюде (до 70%), в заметных количествах (до 10%) присутствуют набухающие компоненты, причем соотношения между смешанослойными гидрослюдисто-монтмориллонитовыми образованиями и монтмориллонитом очень непостоянны. Отложения сумсарского возраста накапливались в опресненной лагуне, причем не исключено, что климат прилегавшей суши приближался к гумидному. По-видимому, именно этим вызвано исчезновение палыгорскита. Высокие содержания хлорита, вероятно, указывают на усиленный привнос магния с континента, который в специфических условиях сумсарской лагуны был склонен к образованию псевдобруситовых сеток.

Таким образом, состав глинистого вещества палеогеновых отложений Ферганы, не затронутых глубокими катагенетическими превращениями, вполне соответствует имеющимся представлениям об условиях накопления этих отложений. Это, однако, не означает, что глинистые комплексы целиком или в преобладающей степени состоят из аутигенных компонентов. Напомним, что степень преобразования глинистых минералов в диагенезе прямо пропорциональна степени контраста условий формирования отложений в областях мобилизации и аккумуляции материала.

Осадконакопление в палеогеновом море Ферганы происходило при аридном климате суши, примыкавшей к бассейну, т.е. в щелочной среде с высокими значениями водородного показателя (pH). Для морских водоемов и для аридной суши в равной мере характерны низкие концентрации водородных ионов. Следовательно, кардинальных различий между гидрохимическим режимом области питания и морского бассейна не было. Поэтому мы вправе ожидать, что аутигенное минералообразование и трансформации глинистых

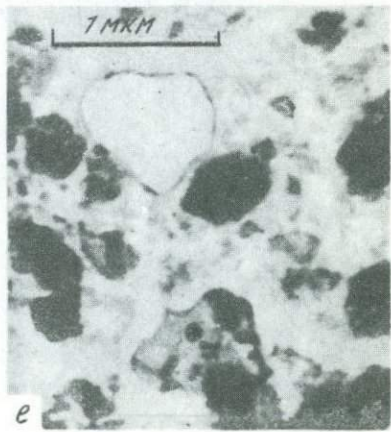
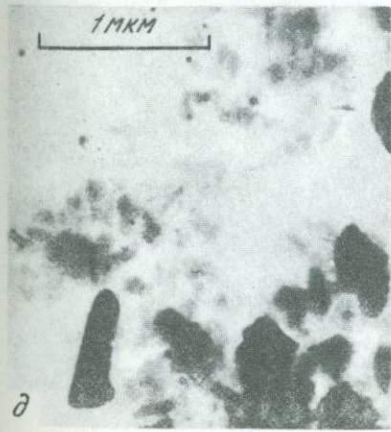
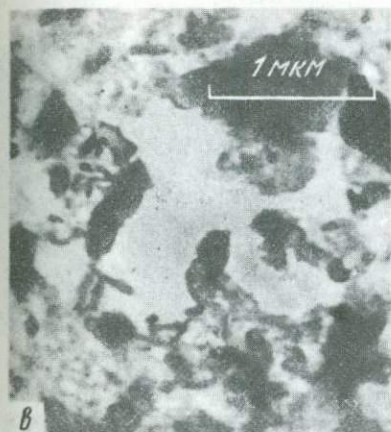
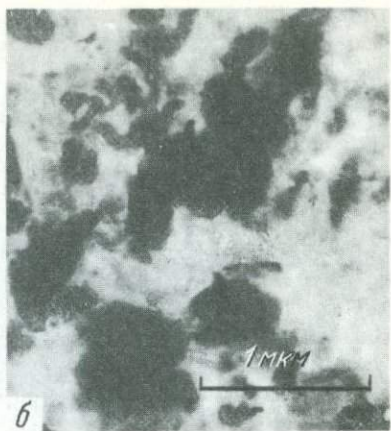
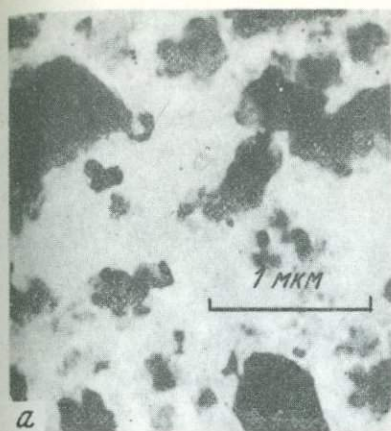


Рис. 7

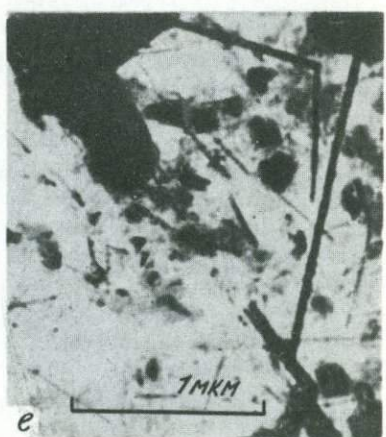
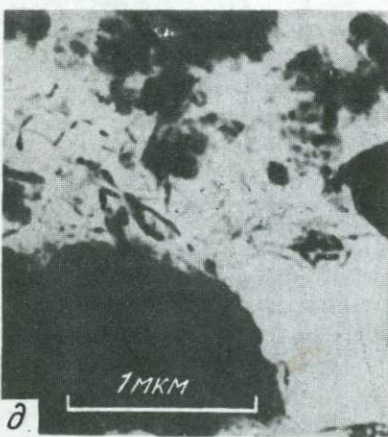
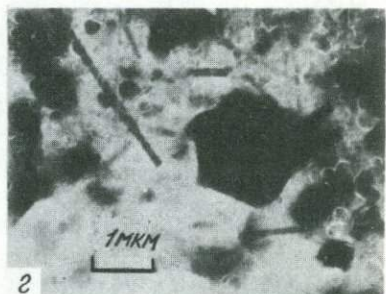
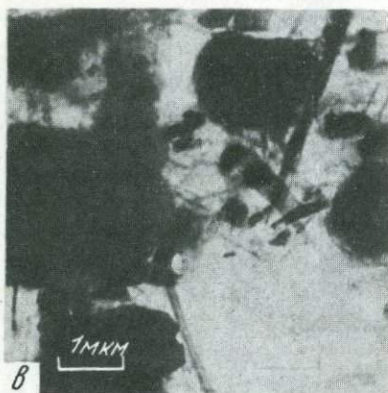
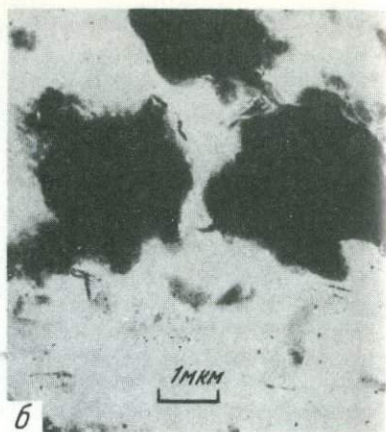


Рис. 11

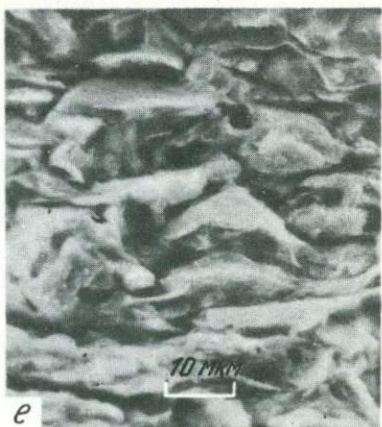
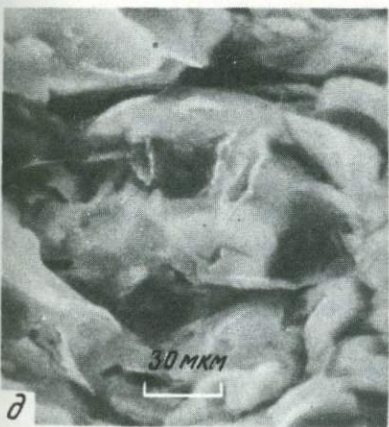
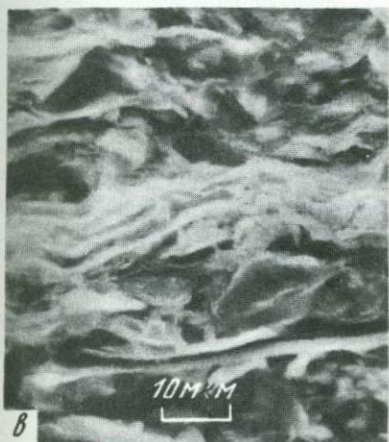


Рис. 12

Р и с. 7. Электронно-микроскопические снимки глин нижнечекра-ско-майкопской покрывки месторождений ЧИАССР

*a* - Старогрозненское, скв. 667, 2450-2452 м, нижний чокрак, каолинит, гидрослюда; *б* - то же, скв. 648, 3406-3409 м, нижний майкоп, гидрослюда, смешанослойные; *в* - Хаян-Корт, скв. 33, 2190-2195 м, верхний майкоп, смешанослойные, гидрослюда; *г* - то же, скв. 24, 3724-3725 м, нижний майкоп, гидрослюда (изометрическая и удлиненная); *д* - Брагуны, скв. 48, 3772 м, майкоп, каолинит, гидрослюда; *е* - то же, скв. 55, 4137 м, майкоп, гидрослюда, каолинит, монтмориллонит

Р и с. 11. Электронно-микроскопические снимки глин продуктивной толщи месторождений АзССР

*a* - Карадаг, скв. 216, 3814-3818 м, ПТ, гидрослюда; *б* - то же, скв. 147, 3971-3975 м, ПТ, монтмориллонит; *в* - Кюровдаг, скв. 427, 2600-2610 м, ПТ, монтмориллонит, гидрослюда, галлуазит; *г* - то же, скв. 420, 3064-3074 м, ПТ, монтмориллонит, галлуазит (каолинит); *д* - Кюрсангя, скв. 27, 2697-2700 м, ПТ, гидрослюда, монтмориллонит; *е* - Кюрсангя, скв. 20, 3617-3620 м, ПТ, галлуазит, гидрослюда, монтмориллонит

Р и с. 12. Электронно-микроскопические снимки аргиллитов виле Солоховского месторождения ДДВ (*a-b*) - скв. 43, 4022-4034 м, аргиллит по напластованию породы; *в* - скв. 43, 4022-4034 м, аргиллит, перпендикулярно напластованию; *г* - скв. 43, 3258-3270 м, обр. 6, глинистый алевролит, по напластованию, (*д-е*) - скв. 43, 3258-3270 м, обр. 6, глинистый алевролит, перпендикулярно напластованию

минералов здесь не были очень значительными. Однако некоторые изменения состава глинистых комплексов происходили. Так, например, для отложений моложе среднеалайских (до ханабадских включительно) вполне вероятно предположение об исчезновении большей части палыгорскита, увеличения содержания гидрослюды за счет монтмориллонита и смешанослойных гидрослюдисто-монтмориллонитовых компонентов. Возможно также, что частично гидрослюды и хлорит появились здесь в результате преобразования палыгорскита, проходившего промежуточные стадии, отвечающие ди- и триоктаэдрическому монтмориллониту.

В более глубоких скважинах, где отложения палеогена вскрыты примерно до 4000 м, исследование выявляет довольно существенные изменения глинистого вещества по сравнению с комплексами, обнаруженными на меньших глубинах. Общую отличительную особенность глинистых компонентов, изученных по керну таких скважин, составляет сокращение суммарного количества набухающих глинистых компонентов. При этом в большинстве случаев содержание смешанослойных образований гидрослюдисто-монтмориллонитового состава нередко в несколько раз выше, чем монтмориллонита. Одновременно значительно возрастает содержание гидрослюды, которая почти всегда служит ведущим компонентом ассоциации. Весьма показательным также, что на электронно-микроскопических снимках этих ассоциаций чаще, чем на снимках глинистого вещества малых глубин, встречаются удлиненные пластинки гидрослюды, которые, вероятно, представляют собой аутигенные образования и относятся к политипной модификации 1M. Наряду с уменьшением числа набухающих компонентов сокращается роль палыгорскита в палеогеновых отложениях и несколько возрастает значение хлорита.

Несмотря на перечисленные различия, в глубоких скважинах, так же, как и в мелких скважинах и естественных обнажениях, выделяются, хотя не столь отчетливо, по соотношениям глинистых минералов четыре части палеогенового разреза.

В нижней части разреза палеогена здесь по сравнению с лежащими выше отложениями, гораздо больше палыгорскита, но его содержание не превышает 10-15%, тогда как на малых глубинах оно достигает 40-60%. Пики на дифрактограммах, отвечающие гидрослюде (10 Å), отличаются острыми вершинами. Рефлексы хлорита при 7,15; 4,76; 3,52 и особенно при 13,8-14,3 Å несколько более интенсивны, что позволяет полуколичественно оценить содержание этого минерала (около 5, реже до 10% глинистой фракции).

Вторая часть разреза, отвечающая верхам алайских, туркестанским и, по-видимому, риштанским слоям (в изученных скважинах риштанские слои объединены с исфаринскими и ханабадскими), отличается от нижней более низким содержанием палыгорскита (единицы процентов), тогда как количества других глинистых минералов примерно такие же. Здесь по сравнению с естественными выходами и мелкими скважинами так же, как и в нижней части разреза, наблюдается тенденция к росту содержания гидрослюды за счет на-

бухающих компонентов, в первую очередь монтмориллонита и, возможно, палыгорскита.

Исфаринско-ханабадские слои (верхняя часть упоминавшейся выше нерасчлененной толщи) глубоких скважин представлены комплексами глинистых минералов, очень сходными с обнаруженными в ленаших ниже отложениях алайско-риштанского возраста. Их своеобразие сводится к еще меньшей роли набухающих образований, причем монтмориллонит почти отсутствует, а также к почти полному отсутствию палыгорскита. Последний встречается только в виде единичных образований. Как и в обеих нижних частях разреза, возрастает содержание хлорита.

Сумсарские слои, отвечающие верхней части разреза палеогена, содержат ассоциации глинистых минералов с высоким содержанием хлорита. Поскольку определения количественных соотношений весьма приближены, трудно судить о том, возрастает ли количество хлорита в сумсарских отложениях глубоководных пород. Отличие от мелких скважин заключается прежде всего в дальнейшем сокращении содержания набухающих компонентов, среди которых, как и в подстилающих отложениях, монтмориллонит образует только незначительную примесь.

В отложениях, вскрытых на глубинах примерно до 4000 м, накопления палеогена, несомненно, подвергнуты более интенсивному воздействию катагенетических процессов, чем на меньших глубинах. Это отразилось на составе глинистых комплексов; увеличилось содержание гидрослюды и хлорита при одновременном сокращении значения набухающих компонентов (особенно монтмориллонита) и палыгорскита. В целом качественный состав ассоциаций остался прежним, и по количественным соотношениям глинистых минералов выделяются примерно те же четыре части разреза палеогена, которые выявлены общегеологическими и палеозоологическими исследованиями и подтверждены результатами изучения глинистых минералов из естественных выходов и по керну неглубоких скважин.

Дальнейшее погружение, судя по глинистым минералам из скважин, вскрывших палеоген на глубинах более 5000 м (Чуст-Пап, Гумхана, Кассансай), приводит к полному или почти к полному исчезновению не только монтмориллонита, но и смешанослойных образований гидрослюдисто-монтмориллонитового состава, а также палыгорскита. В результате (см. рис. 2) глинистые ассоциации оказываются практически двухкомпонентными — состоящими только из гидрослюды и хлорита. Конфигурация правых ветвей  $10 \text{ \AA}$  пиков некоторых образцов указывает на возможное присутствие крайне незначительной примеси смешанослойных компонентов, в которых набухающие фрагменты составляют не более 10–15%. По таким ассоциациям глинистых минералов судить о генетических особенностях вмещающих отложений практически невозможно. По-видимому, на последних стадиях катагенетического преобразования состав глинистого вещества настолько выравнивается, что становится очень близким или даже одинаковым в породах различного происхождения. Рассмат-

риваемый пример в этом отношении весьма характерен: палеогеновые отложения Ферганской впадины формировались в широком спектре природных условий — в нормальном морском бассейне, в осолоненной и опресненной лагунах, между тем на глубинах более 5000 м все эти отложения содержат совершенно сходные глинистые комплексы.

Особенно интересны данные, полученные по скв. 10 на площади Цуст-Пап, достигшей глубины 5800 м. Это самая глубокая скважина в Средней Азии почти полностью прошла палеогеновые отложения — она остановлена в низах бухарских слоев. Вскрытая мощность палеогена здесь составляет 190 м (в интервале 5610–5800 м). Детальное изучение глинистого вещества по керну скв. 10 показало, что оно, как и в других скважинах сходной глубины, состоит только из двух минералов — гидрослюда и хлорита, возможно, с ничтожной примесью смешанослойных образований, почти нацело состоящих из гидрослюдистых фрагментов. Однако в образце из забоя не исключено присутствие каолинита. В пользу такого предположения свидетельствует разрешение дифракционных пиков, отвечающих межплоскостным расстояниям 3,52 и 3,56 Å, — (004) хлорита и (002) каолинита (?). Повторение опыта показало воспроизводимость результатов — пик в области 3,50 Å неизменно раздваивался. На снимке, полученном с помощью сканирующего микроскопа, видно, что в этом образце присутствуют мелкие шестиугольные пластинки с нечеткими линиями ограничения, расположенные по поверхности более крупного зерна; именно такие шестиугольные образования представляют каолинит, но сходную форму нередко имеют аутигенные выделения хлорита.

Отложения раннеюрского возраста Ферганы содержат ассоциации глинистых минералов, в которых ведущими компонентами глинистого комплекса служат два минерала — каолинит и гидрослюда. При этом соотношения этих минералов очень непостоянны: в одних случаях резко преобладает каолинит, в других — гидрослюда, в третьих — оба они присутствуют в сопоставимых и часто почти равных количествах. Помимо каолинита и гидрослюда, почти постоянным членом таких ассоциаций является хлорит, обычно образующий более или менее значительную примесь. Самую характерную особенность описываемого комплекса составляет практически полное отсутствие в нем набухающих компонентов. Подобные ассоциации свойственны континентальным накоплениям гумидной климатической зоны, что полностью подтверждается литологическими особенностями пород, широким развитием в них углистых включений и примазок и другими признаками, в том числе текстурными, свидетельствующими о принадлежности отложений к озерным, болотным и аллювиальным фациям.

Ааленские отложения выделяются предположительно в немногих скважинах на юго-востоке. Судя по составу глинистого вещества, ааленский век здесь не отличался по условиям седиментации от раннеюрской эпохи.

Очень интересны и показательны во многих отношениях, в том числе и для оценки значения глинистых минералов при палеогеографических построениях, результаты изучения высокодисперсных фракций байоса. Несколько лет назад высказывалось предположение о влиянии щелочной среды на формирование среднеюрских отложений в Фергане [35, 62]. Тогда эти представления не получили поддержки, было общепринято представление о континентальном режиме седиментации на протяжении всей среднеюрской (как, впрочем, и раннеюрской) эпохи на территории впадины. В то время в нашем распоряжении были образцы байосских и вообще юрских пород Ферганы только из естественных разрезов и небольшого числа скважин. В настоящее время на ряде площадей пройдено множество скважин, вскрывших частично и полностью юрские отложения. Детальное исследование глинистого вещества юрских, в частности, байосских, отложений на месторождениях Южный Аламышик, Ходжабад и других убедительно показало, что представления о непрерывном континентальном режиме не подтверждаются. В байосских образованиях довольно широко развиты набухающие глинистые минералы, представленные смешанослойными компонентами, и — гораздо реже — монтмориллонитом. Многочисленные находки минералов, не свойственных накоплениям на континенте с гумидным климатом, свидетельствуют о том, что на территории Ферганы в среднеюрскую эпоху временами возникал сравнительно крупный внутриконтинентальный водоем, а может быть, несколько водоемов с гидрохимическими параметрами, отличными от характерных для пресноводных бассейнов гумидной зоны. В таких водоемах, химизм вод которых, возможно, был сходен с существующим в современном Каспийском море, могли сохраняться или формироваться смешанослойные компоненты гидрослюдисто-монтмориллонитового состава, а также монтмориллонит — набухающие минералы, свойственные щелочной среде, и в гумидной климатической зоне встречающиеся в морских отложениях.

Напомним, что в соответствии с энергетической теорией Н.В. Белова и В.И. Лебедева мы рассматриваем присутствие в составе ассоциаций глинистых минералов продуктов преобразования монтмориллонита (смешанослойных компонентов гидрослюдисто-монтмориллонитового состава и аутигенной гидрослюды, возникшей за счет монтмориллонита) в качестве одного из диагностических признаков нефтепроизводящих отложений. Наличие таких компонентов в глинистом веществе байоса Ферганской впадины позволяет отнести байосские накопления к перспективным на сингенетичные залежи нефти. Как известно, в настоящее время из этих и сопредельных отложений добывают, притом в относительно больших (в масштабе Ферганы) количествах нефть и газ. Ранее появление нефти и газа в юрских отложениях Ферганской впадины некоторые исследователи были склонны связывать с перетоком флюидов из более молодых, например палеогеновых, отложений по плоскостям сбросов и другим нарушениям. Однако в месторождениях юго-востока впадины

пластовое давление в юрских отложениях существенно выше, чем в палеогеновых, что определяет несостоятельность прежних представлений.

Отложения батского яруса по составу ассоциаций глинистых минералов весьма сходны с подстилающими их байосскими.

Конец среднеюрской эпохи и начало позднеюрской были ознаменованы коренным изменением условий седиментации, прежде всего, в связи с резкой перестройкой климатической зональности. В результате этой перестройки Ферганская впадина оказалась в аридном поясе.

Столь существенное изменение седиментационной обстановки сказалось на особенностях состава ассоциаций глинистых минералов. Общую характерную черту глинистых комплексов верхней юры составляет практически постоянное присутствие и часто высокие содержания набухающих минералов — обычно смешанослойных образований ряда монтмориллонит-гидрослюда, реже монтмориллонита. Кроме того, наряду с обычно преобладающей гидрослюдой здесь встречаются высокие содержания палыгорскита. Все это свидетельствует о накоплении в условиях аридного климата. Монтмориллонит представляет собой обычный продукт выветривания на аридной суше, где гипергенные процессы стадийных преобразований глинистых минералов, как правило, достигают только монтмориллонитовой стадии [118]. Не менее показательно и высокое содержание палыгорскита. Образование этого специфического минерала тоже связано преимущественно с континентальными накоплениями аридной зоны, тогда как в морских отложениях он обычно представляет собой реликты, сохранившиеся при переносе.

В пределах Солоховского месторождения Днепровско-Донецкой впадины изучение минерального состава глинистых покрывок визейского яруса свидетельствует об их преимущественно гидрослюдистом составе. Кроме того, обнаружены смешанослойные гидрослюдисто-монтмориллонитовые компоненты, каолинит и хлорит. Почти повсеместно по разрезу встречены органические остатки, гидроокислы железа, кальцит, местами пирит.

Структурно-текстурные особенности глинистых отложений видны на снимках, полученных с помощью сканирующего электронного микроскопа (рис. 12).

Соотношения между глинистыми минералами в скв. 43 показаны на рис. 13. Прежде всего намечается общая тенденция к уменьшению содержания гидрослюды с глубиной. При этом количество гидрослюды снижается вдвое — с 50% на глубине 3214 м до 25% на глубине 4633 м, причем уменьшение имеет скачкообразный характер. Так, в интервале 3214-3270 м количество гидрослюды уменьшается с 50 до 35%, затем в интервале 3270-3282 м оно повышается почти до 60%. С глубины 3644 м до 3731 м оно вновь уменьшается вдвое, примерно до 30%. В интервале 3731-3780 м содержание гидрослюды снова скачкообразно увеличивается почти до 60%. С глубины 3780 м до 3793 м оно снижается до 35% и к глубине

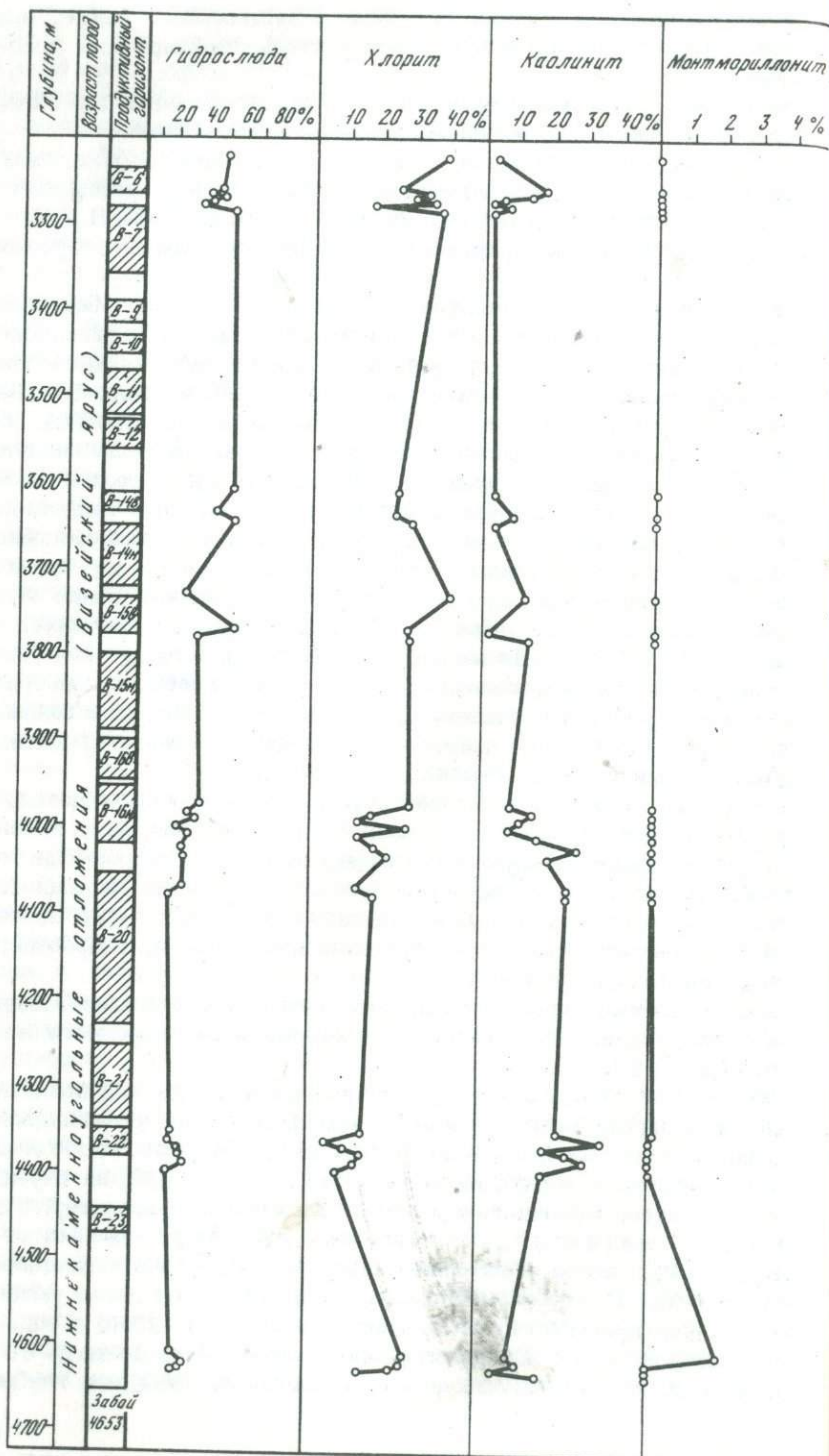
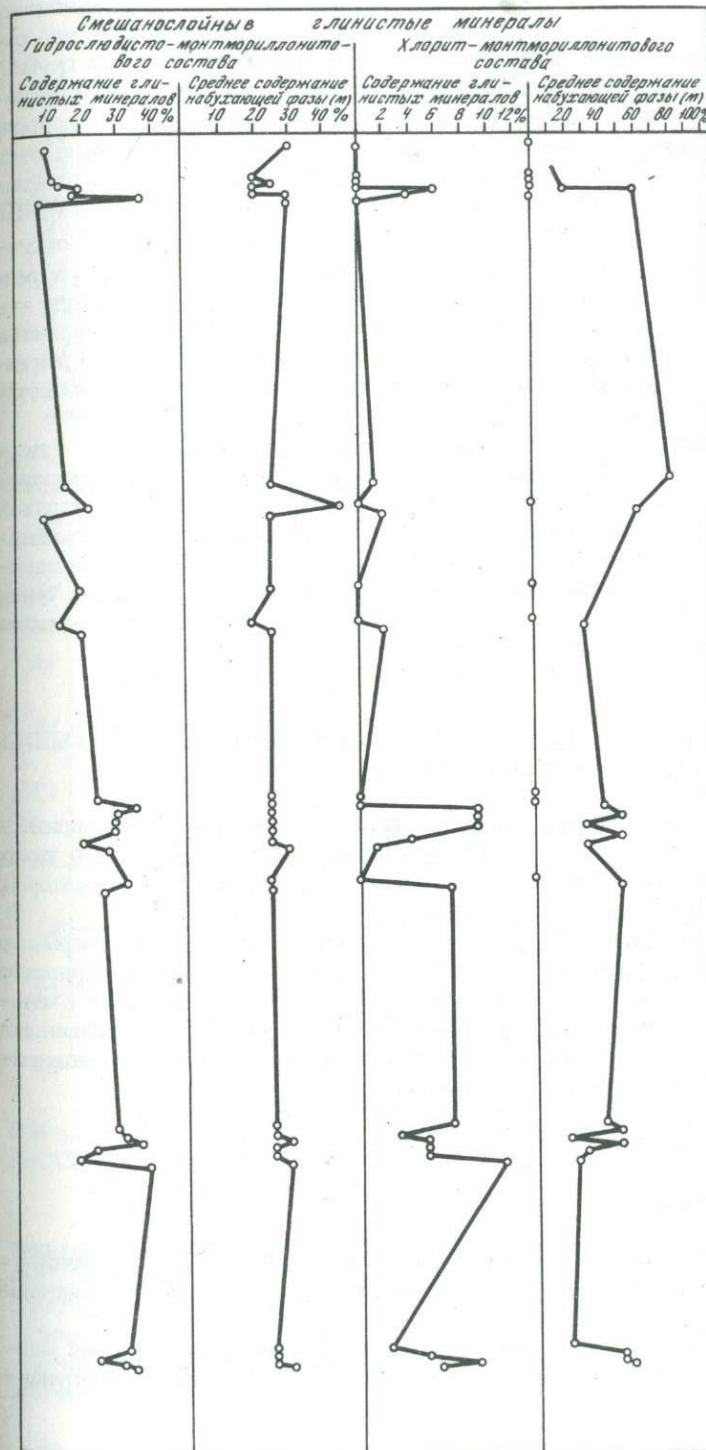


Рис. 13. Распределение глинистых минералов в аргиллитах



зейского яруса в скв. 43 Солоховского месторождения

4633 м - до 25% (см. рис. 13). Примерно так же распределяется в разрезе скв. 43 хлорит. В целом наблюдается уменьшение его содержания примерно с 40% (на глубине 3214 м) до 15% (на глубине 4633 м). Здесь также можно выделить несколько ступеней изменения содержания хлорита. В распределении каолинита по разрезу скв. 43 по всему изученному интервалу (более 1400 м) наблюдается рост его содержания с глубиной (от 3-5%) до 25-30% в нижних частях разреза (с 4000 м), характеризующихся наличием зон АВПД.

В разрезе скв. 43, как и всей Солоховской площади, отсутствует монтмориллонит, причем это характерно как для разреза без АВПД, так и в зонах развития АВПД (см. рис. 13). Между тем в работах некоторых американских ученых отмечается увеличение содержания монтмориллонита в глинистых толщах с АВПД. Фактические данные исследования минерального состава глин Солоховской площади этого не подтверждают.

С увеличением глубины наблюдается постепенный рост содержания смешанослойных образований гидрослюдисто-монтмориллонитового состава (от 10% на глубине 3214 м и до 30% на глубине 4627 м). При этом среднее содержание набухающей фазы в смешанослойных компонентах составляет 20-30%. Примесь смешанослойных компонентов хлорит-монтмориллонитового состава очень невелика (5-10%) по всему разрезу, при среднем содержании набухающей фазы от 30 до 60%.

## ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЛИНИСТЫХ ПОКРЫШЕК В РАЙОНАХ РАЗВИТИЯ АВПД

Определение физических свойств глин и аргиллитов проводилось по керну и шламму; всего было проанализировано более 2500 проб. Кроме того, привлечены данные анализов физических свойств пород, полученные в местных лабораториях.

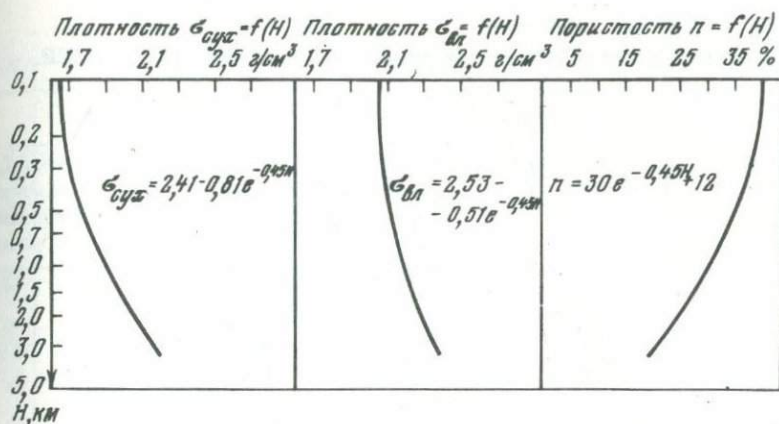
На основе изучения физических свойств глинистых покрышек составлены графики и аналитические выражения закономерностей изменения плотности [ $\sigma = f(H)$ ] и пористости [ $n = F(H)$ ] глин с глубиной ( $H$ ); применялся графоаналитический метод, предложенный М.Л. Озерской [94]. Аналитические выражения построенных зависимостей аппроксимируются формулами:

$$\sigma = f(H) = a + be^{-0,45H},$$

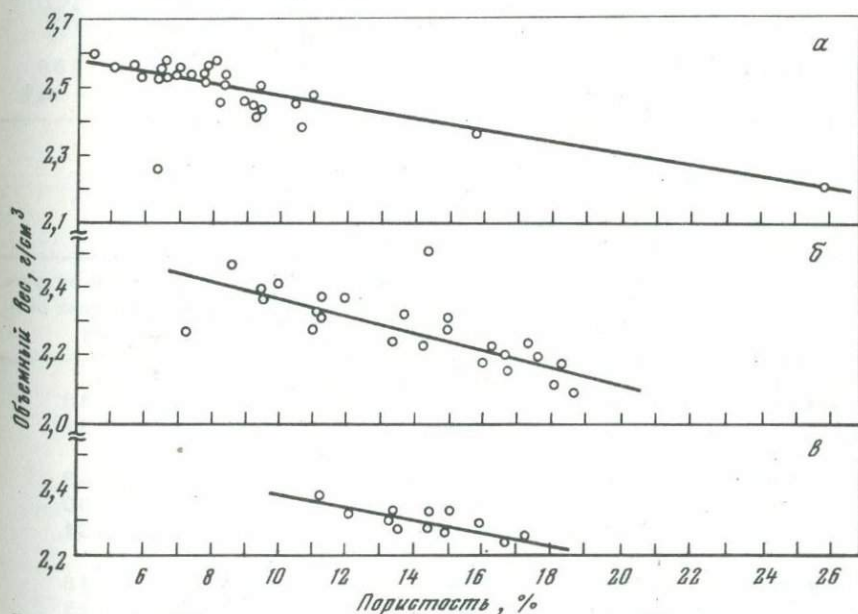
$$n = F(H) = ce^{-0,45H} + d,$$

где:  $\sigma$  - плотность, г/см<sup>3</sup>;  $n$  - пористость, %;  $a, b, c, d$  - эмпирические коэффициенты для каждого из рассмотренных месторождений (для Азербайджана и ЧИАССР).

В Чечено-Ингушской АССР изучались физические свойства майкопских глин до глубины 4400 м на месторождениях Карабулак-



Р и с. 14. Закономерности уплотнения глин майкопской толщи месторождений ЧИАССР с глубиной



Р и с. 15. Объемный вес и пористость глин ПТ месторождений АзССР: а - Карадаг, б - Кюровдаг, в - Калмас

Ачалуки, Заманкул, Старогрозненское, Хаян-Корт; пределы изменения плотности глин составили 1,62–2,08 (Карабулак-Ачалуки), 1,92–2,17 (Заманкул), 1,84–2,42 (Хаян-Корт) и 2,0–2,41 г/см<sup>3</sup> (Старогрозненское). Пористость глин по тем же месторождениям соответственно равна 8–28; 14–20; 5–27; 7–22%. Глины этих месторождений практически некарбонатны.

Т а б л и ц а 11

Физические свойства глин продуктивной толщи месторождений АзССР

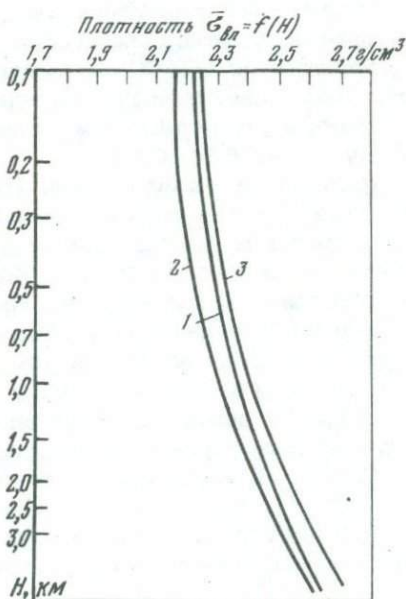
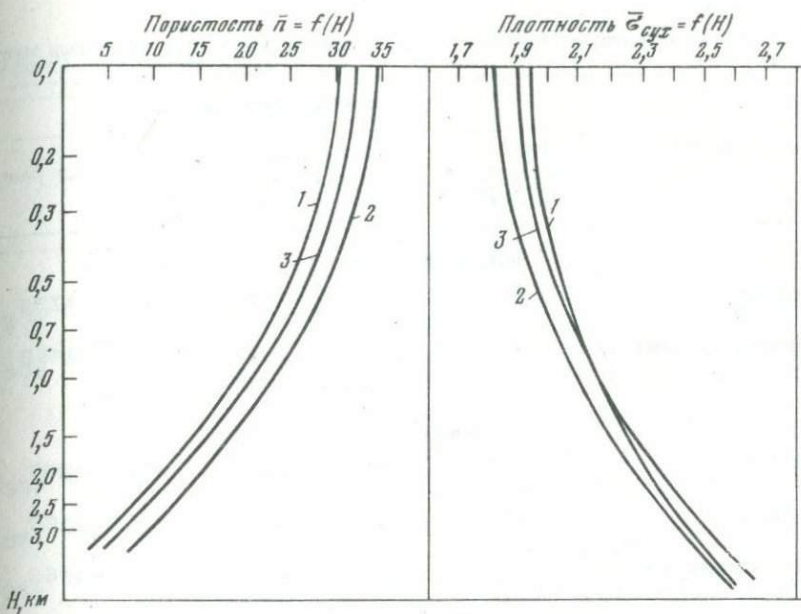
Месторождение	Плотность, г/см <sup>3</sup>			Пористость, %		
	пределы колебаний	средняя	колич. исследованных образцов	пределы колебаний	средняя	колич. исследованных образцов
Апшеронская область						
Карадаг	2,22- 2,60	2,50	164	4,40- 25,81	8,8	129
Прикуринская область						
Калмас	2,10- 2,38	2,32	142	11,2- 17,3	14,4	142
Кюровдаг	1,74- 2,42	2,25	147	8,3- 20,9	13,6	147
Кюрсангы	2,06- 2,30	2,11	189	10,0- 16,9	12,4	189

Т а б л и ц а 12

Карбонатность глинистых покрывок месторождений АзССР

Месторождение	Возраст пород	Пределы колебаний карбонатности, %	Средняя* карбонатность, %	Колич. исследованных образцов
Карадаг	Ак	3,2-36,8	15,9	18
	ПТ	12,4-31,2	19,8	35
Кюровдаг	Ар	8-35,6	21,2	23
	Ак	12,8-29,6	20,6	30
	ПТ	10-41,2	18,9	121
Кюрсангы	Ар	6-28,0	17,4	18
	Ак	6,0-31,2	19,8	15
	ПТ	11,2-26,4	18,1	64
Калмас	Ак	17,2-44,4	28,7	10
	ПТ	12,6-27,2	18,6	31

\* Среднее значение подсчитывалось как среднее арифметическое.



Р и с. 16. Закономерности уплотнения глин ПТ месторождений АзССР в зависимости от глубины залегания

Площади: 1 - Карадаг; 2 - Калма; 3 - Кюровдаг

Изменение плотности и пористости глин продуктивной толщи некоторых месторождений Азербайджана с глубиной

Площадь	Фактические данные			
	число скважин образцов	начальные		интервал глубин, м
		$\sigma_{\text{сух}}$	$\sigma_{\text{вл}}$	
Апшеронская область				
Карадаг	$\frac{11}{64}$	1,90	2,20	2273-4732
Апшеронская область	$\frac{10}{1500}$	1,92	2,22	100-4450
Прикуринская область				
Калмас	$\frac{2}{12}$	1,86	2,20	1506-1807
Кюровдаг	$\frac{13}{27}$	1,76	2,12	1070-4175
Прикуринская область	$\frac{7}{750}$	1,69	2,07	100-3953

Для этих месторождений в интервале 265-4407 м изучались закономерности уплотнения глин майкопской свиты с глубиной. По графоаналитическому методу М.Л. Озерской составлены графики и аналитические выражения закономерностей изменения плотности и пористости глин с глубиной по 188 образцам скв. 68 (рис. 14). Зависимость между плотностью и пористостью майкопских глин для месторождений ЧИАССР изучена по керну и шламу. Эта зависимость оказалась прямолинейной обратной. Коэффициент корреляции между плотностью и пористостью глин по шламу  $r = -0,610 \pm 0,30$ , по керну  $r = -0,650 \pm 0,043$ .

Физические свойства глин ПТ изученных месторождений АзССР показаны в табл. 11. Плотность глин продуктивной толщи колеблется по отдельным месторождениям от 1,74 до 2,60 г/см<sup>3</sup>, пористость — от 4,4 до 25,8%. Карбонатность глин изучалась путем воздействия 5% раствора HCl на холоду. Среднее содержание CaCO<sub>3</sub> в глинах ПТ не превышает 20%, изменяясь от 10 до 41% (табл. 12). Средняя карбонатность глин по лежащим выше отложениям колеблется: по ачкагылу — от 15,9 до 28,7%, по апшерону — от 17,4 до 21,2. В целом надо отметить высокую карбонатность покровных изученных месторождений Азербайджана.

Глины ПТ изучались до глубины 4732 м. Измерения плотности ( $\sigma$ , г/см<sup>3</sup>), пористости ( $n$ , %) и карбонатности (CaCO<sub>3</sub>, %) проводились согласно методическому руководству по определению физических свойств горных пород и соответствующим инструкциям [88]. Как

рождений Азербайджана с глубиной

$n = f(H)$	$\sigma_{\text{сух}} = f(H)$	$\sigma_{\text{вл}} = f(H)$
Апшеронская область		
$30e^{-0,45H}$	$2,71-0,81e^{-0,45H}$	$2,71-0,51e^{-0,45H}$
$30e^{-0,45H}$	$2,73-0,81e^{-0,45H}$	$2,73-0,51e^{-0,45H}$
Прикуринская область		
$35e^{-0,45H} + 1$	$2,8-0,95e^{-0,45H}$	$2,36-0,60e^{-0,45H}$
$35e^{-0,45H} - 2$	$2,70-0,95e^{-0,45H}$	$2,71-0,60e^{-0,45H}$
$35e^{-0,45H} + 3$	$2,63-0,95e^{-0,45H}$	$2,66-0,60e^{-0,45H}$

видно из табл. 11, глины ПТ Апшеронской области отличаются большей плотностью и меньшей пористостью по сравнению с глинами ПТ Прикуринской области.

График сопоставления объемного веса глин ПТ с их пористостью (рис. 15) по отдельным месторождениям АзССР указывает на обратную прямолинейную зависимость между плотностью глин и их пористостью. Коэффициент корреляции  $r$  для месторождения Карадаг составляет  $-0,719 \pm 0,083$ ; для Кюровдага  $-0,632 \pm 0,12$  и для Калмаса  $-0,735 \pm 0,133$ .

Зависимость плотности и пористости глин продуктивной толщи некоторых месторождений Азербайджана от глубины показана на рис. 16, а аналитические выражения этих закономерностей — в табл. 13.

На примере месторождений Карадаг, Кюровдаг и Калмас изучена зависимость плотности глин от их карбонатности, однако никакой закономерности установить не удалось. Следует отметить, что и по результатам исследований, проведенных в АзНИПИнефть [83], зависимость плотности глин ПТ от содержания CaCO<sub>3</sub> также не удалось установить. Это подтверждает тот факт, что одним из основных факторов уплотнения глин ПТ служит глубина залегающих. В разрезах большинства площадей наблюдается равномерное увеличение плотности глин ПТ с глубиной, позволившее установить градиент их уплотнения, равный 0,02 г/см<sup>3</sup> на 100 м (подсчитано по разрезу площади Карадаг до глубины 4000 м).

Физические свойства аргиллитов локальных глинистых покрыв-шек на Солоховской площади ДДВ изучены в 15 разделах между продуктивными горизонтами (табл. 14). Установлены следующие параметры: карбонатность, общая и открытая пористость, плотность, газопроницаемость и подсчитаны их средние значения по каждой покрывшке. Пределы средних значений карбонатности по локальным покрывшкам составляют 3,0–26,6%, средняя общая пористость аргиллитов невелика и колеблется от 2,68 до 7,57%, что объясняется большой глубиной – до 4700 м. Открытая пористость по отдельным разделам составляет от 1,63 до 4,31%, плотность колеблется от 2,34 до 2,97 г/см<sup>3</sup>, а средние ее значения – от 2,55 до 2,74 г/см<sup>3</sup>. Газопроницаемость аргиллитов пласта измеряется главным образом тысячными и сотыми долями, однако в некоторых разделах она достигает гораздо больших значений – до 4,5 и 7,4 мД, что связано, вероятно, с трещиноватостью.

Таблица 14

Физические свойства аргиллитов локальных пород-покрышек виле ДДВ

Покрышки (раз- делы) между горизонтами	Карбонатность, %		Пористость общая, %	
	предел колебаний средняя	число образцов	предел колебаний средняя	число образцов
В-6	0,4-44,3	7	5,07+9,43	9
В-7	8,186		6,84	
В-13	5,3-25,1	11	1,96-6,11	13
В-14в	13,65		3,36	
В-14в	1,7-11,05	16	2,69-9,03	10
В-14н	5,24		5,62	
В-14н	1,7-8,0	13	4,35-6,89	15
В-15в	4,83		6,09	
В-15в	0,9-9,1	14	1,68-13,22	16
В-15н	4,88		6,45	
В-15н	2,5-8,7	21	5,10-5,70	21
В-16в	4,2		5,40	
В-16в	1,5-9,3	19	1,69-4,85	16
В-16н	4,31		2,89	
В-16н	0,8-11,3	16	5,09-12,70	19
В-17	6,93		7,57	
В-17	3,0-55,1	15	3,87-8,27	15
В-18	26,64		4,91	
В-18	2,2-9,8	14	3,20-9,5	11
В-19	3,0		4,20	
В-19	3,0-8,3	25	1,82-13,97	12
В-20	4,64		5,62	
В-20	4,0-17,2	12	3,54-7,79	12
В-21	7,43		5,78	
В-21	3,5-7,6	13	4,08-9,04	19
В-22	5,7		6,9	
В-23	2,9-5,25	12	2,35-2,98	13
В-24	4,0		2,97	
В-24	3,6-10,1	11	1,5-5,6	14
В-25	7,6		2,68	

Пористость открытая, %		Плотность, г/см <sup>3</sup>		Газопроницаемость, мД	
предел колеба- ний средняя	число образ- цов	предел колеба- ний средняя	число образ- цов	предел колебаний средняя	число образ- цов
2,67-5,63	9	2,56-2,63	9	0,0001-0,38	7
4,31		2,597		0,0616	
0,97-5,22	13	2,34-2,71	13	0,002-0,03	12
2,54		1,55		0,016	
1,18-3,57	10	2,52-2,77	10	0,0001-1,13	18
2,2		2,64		0,2036	
0,85-4,82	15	2,59-2,64	15	0,007-0,261	15
2,79		2,61		0,134	
0,66-3,85	16	2,55-2,75	16	0,0001-0,8	15
1,85		2,63		0,1796	
1,59-3,83	21	2,63-2,64	21	0,002-0,04	21
2,71		2,635		0,014	
0,93-2,9	16	2,61-2,70	18	0,0463-2,70	16
1,84		2,64		1,2144	
0,89-8,26	21	2,49-2,68	19	0,0001-0,0171	14
3,01		2,59		0,0094	
1,05-6,3	15	2,51-2,97	15	0,0001-0,01	12
2,3		2,74		0,009	
1,40-2,09	13	2,60-2,62	13	-	
1,82		2,61			
0,23-10,57	10	2,42-2,70	13	0,007-0,021	21
3,3		2,60		0,014	
1,66-4,40	12	2,52-2,63	12	0,10+7,44	12
3,08		2,57		4,52	
1,35-4,50	16	2,54-2,70	10	4,25-9,04	14
2,9		2,62		7,43	
1,91-2,25	13	2,59-2,61	23	0,0005-2,36	12
2,13		2,6		1,0803	
0,8-3,6	14	2,55-2,60	14	-	
1,63		2,57			

## ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ГЛИН В ЗОНАХ АВПД

### ОБЩИЕ ЗАМЕЧАНИЯ

Исследование свойств глин в зонах АВПД свидетельствует о том, что их литогенетические преобразования в этих зонах складываются из изменений при катагенетической трансформации глинистых минералов по мере погружения (катагенез глинистых пород) и изменений в ореолах внедрения углеводородов (наложенный катагенез).

Катагенетические преобразования глин с глубиной залегания проявляются в их уплотнении, уменьшении пористости, увеличении трещиноватости, а также в минеральных преобразованиях (гидро-слодизация монтмориллонита через смешанослойные фазы, исчезновение каолинита, палыгорскита, параллельно с ростом содержаний гидрослюды и хлорита).

Преобразования глин в ореолах внедрения под воздействием АВПД заключаются в разуплотнении, увеличении пористости (или сохранении пористости с глубиной на одном уровне), в изменении структурно-текстурных особенностей. Кроме того, изменяется минеральный состав глин, происходят метасоматические изменения под воздействием агрессивных флюидов залежи, повышается битумонасыщенность над залежью и газонасыщенность в ореолах, понижается  $\gamma$ -активность и содержание малых элементов над залежью. Наблюдаются температурные аномалии в своде структур, появляются различные геофизические аномалии (уменьшение электросопротивления, увеличение времени пробега упругой волны, рост электропроводимости и т.д.), изменяется минерализация пластовых (поровых) вод в глинах ореолов и др.

Преобладание того или иного процесса в конкретных геологических условиях зависит от стадии катагенетических преобразований глин с глубиной и от интенсивности наложенного катагенеза глин в ореолах внедрения под воздействием АВПД.

Ниже приводятся сведения об основных свойствах глинистых покрышек, характеризующих как локальные, так и региональные катагенетические изменения глин в зонах АВПД.

## ОСОБЕННОСТИ БИТУМОНАСЫЩЕННОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОКРЫШЕК НАД ЗАЛЕЖАМИ С АВПД

Как показали проведенные исследования, нижняя часть региональной глинистой покрышки, в ореоле внедрения, характеризуется повышенным содержанием битума.

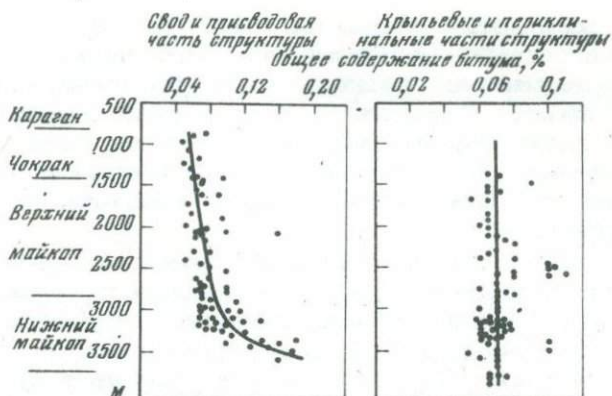
Так, на месторождении Хаян-Корт в низах глинистой покрышки майкопа общее содержание битума в породе<sup>1</sup> достигает 0,16–0,18%, а в верхнем майкопе его количество в среднем составляет 0,06–0,07% (за редкими исключениями, связанными с залежами "малого объема – высокого давления" в низах верхнего майкопа). В среднем содержание битума в породах нижнего майкопа на месторождении Хаян-Корт превышает его содержание в верхнем майкопе в два раза, что свидетельствует об интенсивном проникновении битума в более плотные и трещиноватые глины нижнего майкопа.

Для подтверждения наличия ореола внедрения проанализировано распределение битумонасыщенности по разрезу глинистой покрышки месторождения Хаян-Корт в своде и на крыльевых частях структуры. Как видно из рис. 17, в своде и присводовой части структуры в глинах нижнего майкопа содержание битума резко увеличивается по сравнению с верхним майкопом, тогда как по крыльевым и периклинальным частям структуры битумонасыщенность глин остается постоянной. Следовательно, проникновение битума в перекрывающие глины происходит только в своде и присводовой части структуры.

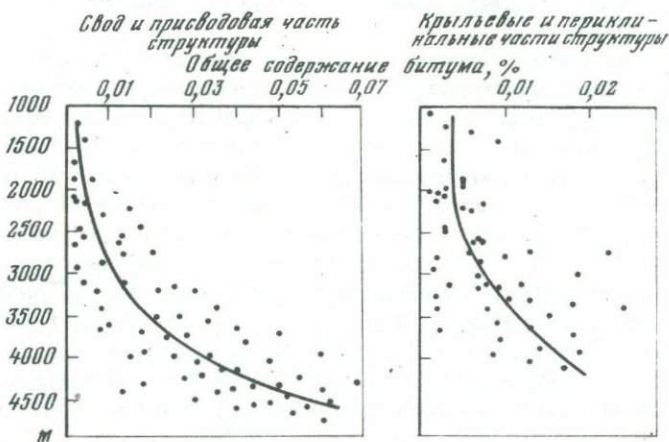
Распределение битумонасыщенности в чокракско-майкопских глинах месторождения Старогрозненское (без разделения на сводовые и крыльевые скважины) показывает, что, несмотря на разброс значений, с глубиной битумонасыщенность глин возрастает. Если для чокрака и верхнего майкопа среднее содержание битума 0,06–0,08%, то для нижнего майкопа оно увеличивается вдвое – до 0,16%.

На месторождении Брагуны содержание битума в породах майкопа выше, чем на месторождениях Хаян-Корт и Старогрозненское – от 0,09–0,13% в верхнем майкопе до 0,20–0,46% в нижнем. Большие абсолютные значения битумонасыщенности обусловлены здесь большей аномальностью пластовых давлений в залежи (на глубине 4500 м давление достигает 800–850 ат) и значительным погружением покрышки, что вызывает развитие интенсивной трещиноватости и определяет повышенную мощность так называемого "промежуточного комплекса" пород над залежью. Таким образом, и здесь нижняя часть глинистой покрышки насыщена углеводоро-

<sup>1</sup> Под общим содержанием битума понимается суммарное содержание в процентах хлороформенного и спиртобензольного битума, полученное в результате общего люминесцентно-битуминологического анализа пород по общепринятой методике.



Р и с. 17. Распределение битумонасыщенности по разрезу покрывки майкопского возраста на месторождении Хаян-Корт



Р и с. 18. Распределение битумонасыщенности в глинах ПТ на месторождении Кюровдаг

дами в два-три раза интенсивнее, чем верхняя. Битумонасыщенность в глинах продуктивной толщи месторождения Кюровдаг была изучена по ряду скважин, расположенных на разных частях структуры. Как видно на рис. 18, рост содержания битума с глубиной в сводовой и присводовой частях структуры проявляется весьма четко — от 0,002–0,004% на глубине 1200–1400 м до 0,06% на глубине 4500 м (хотя имеется разброс значений). Для крыльевой и периклинальной частей структуры увеличение содержания битума с глубиной значительно менее интенсивно.

Сходные результаты получены при анализе распределения битумонасыщенности по другим месторождениям Азербайджана.

Битумонасыщенность локальных глинистых покрышек ДДВ изучена на примере Солоховского месторождения. Как выяснилось, характер битумонасыщения локальных глинистых покрышек иной, чем региональных. Чем более насыщен углеводородами продуктивный горизонт, тем более битумонасыщена перекрывающая горизонт локальная покрышка.

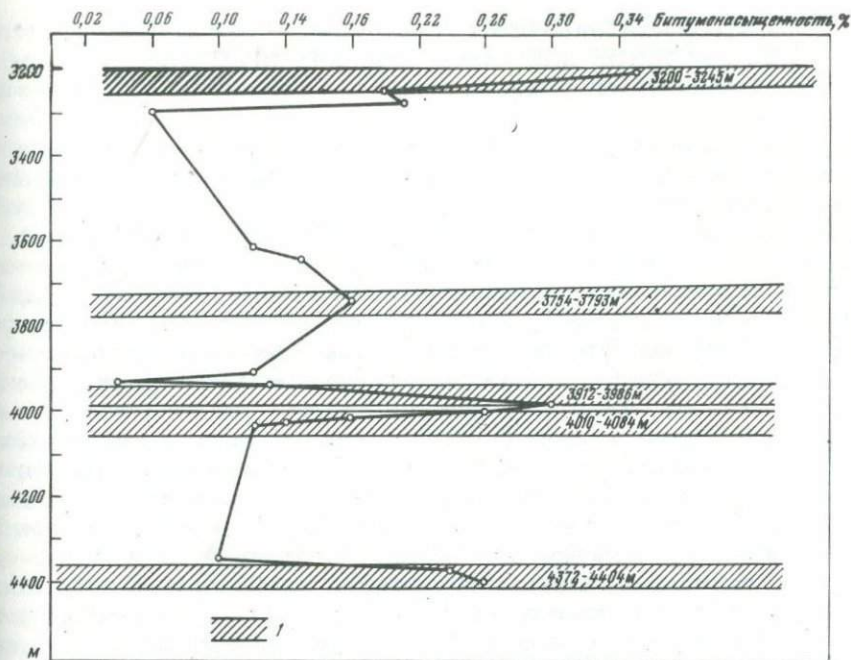
Битумонасыщенность аргиллитов в Солоховском месторождении изучена в шести глубоких скважинах в интервале глубин от 3000 до 4700 м. Как правило, пределы изменения битумонасыщенности колеблются от 0,04–0,06% до 0,20–0,23% (скв. 46, 56, 55). Реже верхний предел битумонасыщенности достигает 0,30–0,35% (скв. 43, 47) и в единичных случаях – 0,52–0,53% (скв. 52).

Характерно, что в распределении битумов в аргиллитах локальных покрышек имеет большое значение микротрещиноватость. Максимальные значения битумонасыщенности отвечают наибольшим параметрам трещинной проницаемости и объемной плотности микротрещин. Следовательно, проникновение углеводородов через локальные покрышки зависит, прежде всего, от микротрещиноватости аргиллитов (рис. 19).

Форма залегания битума (нефти) в глинах покрышек различная – битум или пропитывает породу, или заполняет пустоты (трещины, каверны, поры) и проникает по плоскостям напластования. Трещины приурочены чаще всего к карбонатным разностям глин и нацело или частично заполнены легким желтым битумом. Каверны и поры в глинистых породах сравнительно редки и имеют различные размеры и форму. Наряду с крупными кавернами (до 15 мм) встречаются поры, диаметр которых составляет доли миллиметра. Форма каверн и пор округлая, овальная и неправильная. Битум, заполняющий пустоты неправильной формы, часто имеет четкие контуры и не окружен обесцвеченным ореолом, что характерно для песчано-алевритовых и карбонатных пород. Создается впечатление, что битум в глинах менее мобилен; возможно, это связано с его окислением.

Чаще всего в глинах битум заполняет все пустоты на плоскостях напластования. Особенно четко это прослеживается в тонкослоистых глинах, где он образует тончайшие изогнутые штрихи и линзочки светло- и темно-коричневого цвета. В участках пород, интенсивно пропитанных битумом, концентрируются скопления аутигенного мелкого сфералитового пирита.

Наряду с люминесцентно-битуминологическими методами, для изучения битумонасыщенности глинистых пород (как трещиноватых, так и массивных) для 250 образцов применялась люминесцентная микроскопия, где шлифы и пришлифовки исследовались в отраженном и проходящем свете, с целью выяснения возможности и интенсивности проникновения флюида из нижележащей нефтегазовой залежи в глины. В результате проведенных исследований в глинистых по-



Р и с. 19. Битумонасыщенность локальных покрышек Солеховского месторождения (по скв. 43)

1 - участок разреза, обогащенный углеводородами по данным люминесцентной микроскопии

родах выявлены два типа битумов: 1) связанный, сорбированный на поверхности тонких частичек породы, сингенетичный, и 2) свободный, легкий, эпигенетичный, миграционноспособный. Связанный битум обуславливает равномерное тускло-коричневое свечение основной цементирующей массы. Этот битум тяжелый, преимущественно маслянисто-смолистого состава, он не извлекается органическими растворителями. Свободный битум легкий, преимущественно углеводородного состава и проявляется в виде ярко-голубых пленок вокруг минеральных зерен, заполняет поры и микротрещины. Этот битум привнесен в перекрывающие глины из залежей с АВПД, главным образом по системе микротрещин.

Помимо этого легкого эпигенетического битума, встречающиеся в основной массе аргиллитов мелкие алевритовые линзочки и слойки насыщены углеводородами с ярким голубым свечением.

Таким образом, исследования глин с помощью люминесцентного микроскопа подтвердили сведения о насыщенности микротрещин в глинах легкой нефтью (битумом). Это свидетельствует о миграции флюида из залежи с высоким давлением в покрышки, о воздействии залежи на покрышку.

## МИКРОТРЕЩИНОВАТОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ПОКРЫШЕК И ЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОРЕОЛОВ НАД ЗАЛЕЖАМИ С АВПД

Микротрещиноватость глинистых пород-покрышек нефтегазовых месторождений Азербайджана, Чечено-Ингушетии и ДДВ изучалась в шлифах по методике ВНИГРИ [116].

Исследования показали, что глинисто-карбонатные перекрывающие толщи на месторождениях Азербайджана обычно интенсивно трещиноваты. Микротрещины имеют раскрытость от 3 до 25 мкм, слабо извилистые, иногда прямолинейные, нацело или частично заполнены желтым битумом (нефтью). Они располагаются параллельно и под углом к напластованию, реже — перпендикулярно к нему.

Трещины служат проводящими каналами для миграции нефти из залежи в перекрывающие глинистые толщи. Микротрещиноватость ухудшает изолирующие свойства глинисто-мергелистых пород. Проницаемость, подсчитанная лабораторным путем в глинах и мергелях, обычно составляет всего сотые и тысячные доли миллиарда. Однако трещинная проницаемость глин, определенная по методике ВНИГРИ, колеблется от 3,0–5 мД до 45–50 мД (табл. 15). На месторождении Карадаг глины диатомовой свиты (нижний плиоцен) трещиноваты интенсивнее, чем глины вышележащей ПТ. Средняя объемная плотность трещин глин диатомовой свиты составляет 300 1/м, а глин ПТ — только 161 1/м.

Внутри глинистых горизонтов ПТ интенсивность трещиноватости и средние величины трещинной проницаемости также увеличиваются с глубиной (рис. 20, табл. 16).

Анализ результатов изучения микротрещиноватости месторождения Кюрювдаг (см. табл. 15) показывает, что наибольшей среднеарифметической объемной плотностью трещин обладают глинистые отложения акчагыла. Среднеарифметическое значение трещинной проницаемости акчагыла также выше ее величины для ПТ. Аналогичная картина наблюдается также на месторождении Кюрсангя.

Эту закономерность нельзя объяснить различной степенью карбонатности отложений, ибо она в ПТ и Акч примерно равна в обоих месторождениях (табл. 17).

Очевидно, эта закономерность отражает интенсивность тектонических напряжений при формировании и дальнейшем развитии расщепляемых структур.

В целом результаты исследования микротрещиноватости глинистых пород-покрышек АзССР показывают, что как локальные перекрытия между отдельными продуктивными горизонтами ПТ, так и отложения акчагыла и в меньшей степени апшерона характеризуются микротрещиноватостью, и следовательно, трещинной проницаемостью.

Необходимо отметить, что большинство наблюдаемых в шлифах микротрещин расположено параллельно и под углом к напластованию.

Углы залегания пород в пределах верхнего структурного этажа обычно составляют  $15-20^{\circ}$ , реже  $45^{\circ}$  (на месторождении Кюровдаг). Поэтому при наличии благоприятных структурно-тектонических условий, хорошей сообщаемости микротрещин, близости зон разломов, слабых катагенетических изменений имеющиеся в глинах микротрещины могут служить путями миграции флюидов по восстановлению пласта.

При определенных условиях, когда неотектонический режим залегания способствует максимальному открытию микротрещин на глубине, а давление залегающих ниже флюидов превышает давление прорыва покрывки, происходит внедрение флюида. Хорошо развитая трещиноватость и относительно малая мощность локальных глинистых перекрытий может привести к перетоку флюида из лежащего ниже нефтеносного горизонта в лежащий выше. Это объясняет наблюдаемые на рассматриваемых месторождениях межпластовые перетоки, импульсные повышения пластового давления в отдельных скважинах. Например, в скв. 171 месторождения Карадаг за 15 дней пластовое давление в горизонтах VII + VII<sup>a</sup> увеличилось с 207,3 до 274,9 ат. Характерно, что накануне этих исследований в соседней скв. 170 оно составляло 188,6 ат. По-видимому, повышение пластового давления связано с вертикальной миграцией пластовой воды из более глубоких горизонтов по зонам повышенной трещиноватости. Вследствие продолжающейся вертикальной миграции флюидов в рассматриваемых месторождениях появились вторичные залежи в акчагыльских и апшеронских отложениях со сверхвысокими и повышенными пластовыми давлениями, залежи "высокого давления - малого объема" в четвертичных отложениях и поверхностные нефтегазопрооявления.

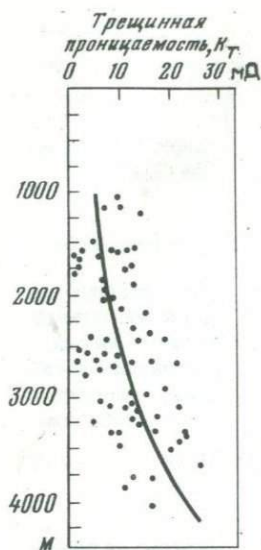
Среднеарифметические значения трещинной проницаемости глин ПТ увеличиваются от месторождения Калмас (5,3 мД) к Карадагу (9,1 мД), Кюровдагу (10,1 мД) и Кюрсангя (22,1 мД). В какой-то мере это отражает глубины рассматриваемых горизонтов: в общем случае, чем глубже находится глинистая толща, тем сильнее уменьшается пластичность, возрастает твердость и степень метаморфизации толщ, что приводит и к большей ее трещиноватости. Однако здесь влияют также и другие факторы - степень неотектонической активности развития структур, величины аномальности пластовых давлений в залежи, изменения глинистых покрывок и т.д. На месторождении Кюрсангя, где значение трещинной проницаемости глин максимальное, отмечен наибольший градиент пластовых давлений (0,125-0,156 ат/м для ПТ; 0,156-0,274 ат/м для Ар, 0,241-0,371 ат/м для антропогена) и наибольшая неотектоническая активность структуры. Как видно, градиент пластовых давлений здесь нередко превышает геостатический (0,23 ат/м) и, что особенно показательно, возрастает снизу вверх по разрезу, оказываясь максимальным над ПТ.

Для ЧИАССР трещиноватость изучена по месторождениям Старогрозненское, Хаян-Корт и Карабулак-Ачалуки; оказалось, что гли-

Микротрещиноватость глин АзССР (по методике ВНИГРИ)

Месторождение	Возраст	Число шлифов	Эффективные открытые	
			раскрытость трещин, мкм	общая длина в шлифе, мм
Карадаг	Продуктивная толща	12	$\frac{5-25}{16,9}$	$\frac{25-100}{56,0}$
То же	Диатомовая свита	8	$\frac{5-25}{13,5}$	$\frac{85-120}{102,5}$
Кюровдаг	Апшерон	17	20	$\frac{30-70}{40,7}$
То же	Акчагыл	29	$\frac{5-25}{17,3}$	$\frac{20-150}{64,4}$
"	Продуктивная толща	132	$\frac{5-25}{17,8}$	$\frac{15-180}{50,1}$
Калмас	То же	49	3-25	20-95
Кюрсангя	Акчагыл	18	$\frac{10-25}{20}$	$\frac{150-165}{155}$
То же	Продуктивная толща	116	$\frac{5-25}{18,6}$	$\frac{30-165}{62,5}$

микротрещины		Форма и расположение микротрещин	Характер нефтенасыщения
трещинная проницаемость, мД	объемная плотность трещин, 1/м		
$\frac{1,55-22,8}{9,12}$	$\frac{87,3-314}{161,5}$	Главным образом    и под $\angle$ к напластованию, реже $\perp$ напластованию, слабо извилистые, участками прямолинейные	По трещинам примазки легкого желтого битума, иногда нацело заполнены легким желтым битумом
$\frac{7,1-8,1}{7,7}$	$\frac{222-378}{300}$	, $\perp$ и под $\angle$ к напластованию, слабо извилистые, реже прямолинейные	То же
$\frac{6,8-16,0}{9,8}$	$\frac{78,5-183}{102,4}$	Главным образом    и под $\angle$ к напластованию, реже $\perp$ напластованию, слабо извилистые, реже прямолинейные, с четкими стенками	Нередко на стенках примазки легкого желтого битума
$\frac{3,3-44,5}{13,4}$	$\frac{52,3-336}{153,4}$	Чаще    и под $\angle$ , реже $\perp$ к напластованию. Встречается ступенчатое и хаотическое расположение трещин, слабо извилистой формы, стенки четкие	Примазки легкого желтого битума по трещинам
$\frac{1,6-27,3}{10,1}$	$\frac{26-314}{126,0}$	То же	Следы миграции легкого желтого битума по трещинам
0,4-13,7	39-209	Главным образом    и под $\angle$ к напластованию, реже $\perp$ напластованию	По трещинам легкий желтый битум
$\frac{21,0-55,1}{33,9}$	$\frac{294-590}{402}$	Главным образом    и под $\angle$	Примазки по трещинам легкого желтого битума
$\frac{6,2-54,7}{22,1}$	$\frac{98,5-628}{222,5}$	Слабо извилистые, реже прямолинейные. Расположены    и под $\angle$ к напластованию, реже хаотическое расположение, стенки четкие	Примазки желтого битума по трещинам



Р и с. 20. Микротрещиноватость глин ПТ Прикуринской низменности

нистые породы майкопской покрывки интенсивно трещиноваты. Средние значения трещинной проницаемости колеблются для различных меторождений от 6 до 35 мД. Трещины расположены в основном параллельно и под углом к напластованию, реже перпендикулярно к нему, иногда беспорядочно. Микротрещины имеют слабо извилистую форму, местами почти прямолинейны, с четкими стенками. По стенкам встречаются примазки легкого желтого битума. По ходу микротрещин развиты редкие вторичные щелевидные поры выщелачивания. Микротрещины служат, видимо, путями для проникновения флюидов в глины из нижележащих залежей. Изучено распределение микротрещиноватости в глинистых покрывках как по площади месторождений, так и с глубиной. Объемная плотность трещин (как для верхнего, так и для нижнего майкопа) с глубиной возрастает. Трещинная проницаемость глин и верхнего, и нижнего майкопа (рис. 21) с глубиной тоже увеличивается, достигая 30–45 мД. Однако для месторождений Старогрозненское и Хаян–Корт абсолютные значения средней проницаемости глин верхнего майкопа больше, чем у нижнего. Видимо, это связано с большей дислоцированностью верхнемайкопских отложений (нередко поставлены на голову, образуя диапиры) по сравнению с более спокойно залегающими нижнемайкопскими.

На примере месторождений Старогрозненское и Хаян–Корт изучено распределение трещинной проницаемости и объемной плотности трещин по площади. Оказалось, что для месторождения Старогрозненское максимальные значения трещинной проницаемости в

Таблица 16

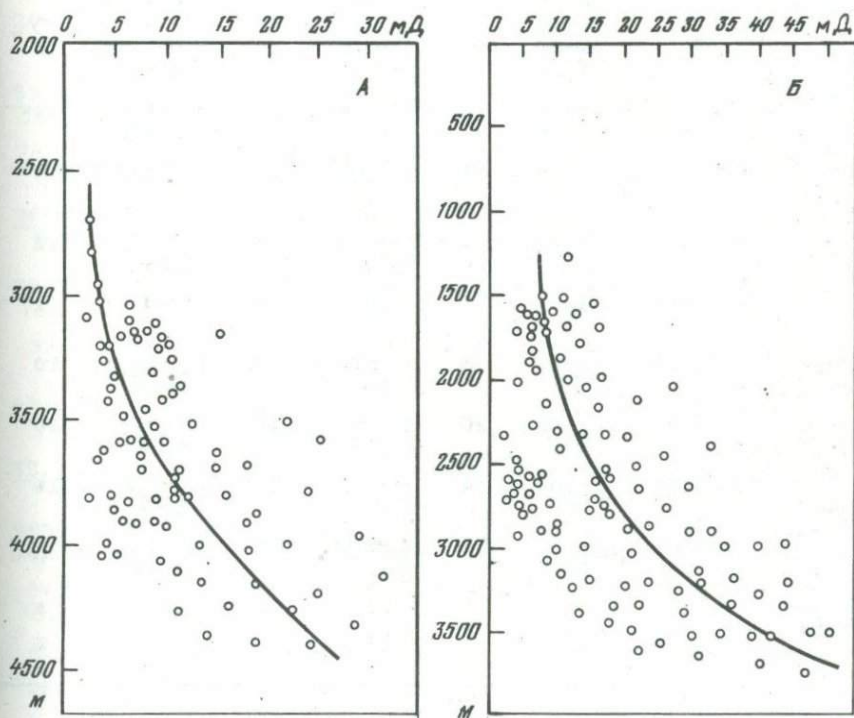
Параметры микротрещиноватости глин месторождения Карадаг

Количество шлифов	Возраст	Средняя трещинная проницаемость, мД	Средняя объемная плотность трещин, 1/м
11	Раздел VI – VII гориз. ПТ	3,2	87,3
15	VII гориз. ПТ	7,2	176
13	VIII гориз. ПТ	9,0	183,4
13	КС	16	257

Таблица 17

Карбонатность глин месторождений Кюровдаг и Кюрсангя

Месторождение	Возраст пород	Средняя карбонатность, %	Число образцов
Кюровдаг	Ар	12,9	18
	Акч	12,7	18
	ПТ	12,5	57
Кюрсангя	Ар	8	14
	Акч	11,3	13
	ПТ	11,1	30



Р и с. 21. Изменение трещинной проницаемости глинистой покрывки по месторождениям ЧИАССР

А — нижний майкоп; Б — верхний майкоп

Таблица 18

Характеристика параметров микротрещиноватости пород-покрышек визейского

Разделы между горизонтами	Порода	Общая длина трещин в шлифе, мм		Раскрытость микротрещин в шлифе (мкм)		Трещинная проницаемость, мД	
		пределы колебаний среднее	число образцов	пределы колебаний среднее	число образцов	пределы колебаний среднее	число образцов
V-12	Аргиллит	70	1	15	1	89	1
V-14 <sup>B</sup>	"						
V-14 <sup>B</sup>	"	25-45	13	18-20	13	4,8-16,0	13
V-14 <sup>H</sup>	"	35		18,67		10,93	
V-14 <sup>H</sup>	"	10-15	21	15-18	21	1,7-2,3	21
V-15 <sup>B</sup>	"	12,5		16,5		2,0	
V-15 <sup>B</sup>	"	10-50	16	15-18	16	4,4-13,3	16
V-15 <sup>H</sup>	"	33,3		17,5		8,48	
V-15 <sup>H</sup>	Мергель	20-70	16	10-20	16	3,4-28,85	16
V-16 <sup>B</sup>	Аргиллит	36,9		14,66		14,31	
V-16 <sup>H</sup>	Аргиллит	30-80	11	15-20	11	10,1-31,2	11
V-16 <sup>H</sup>	"	55		18		20,9	
V-16 <sup>H</sup>	"	25-30	12	15-18	12	4,8-6,7	12
V-17	Мергель	27,5		16,5		5,75	
V-17	Аргиллит	42,5	1	15	1	13,9	1
V-18	Аргиллит	20-35	10	15-20	10	4,1-15,0	10
V-20	"	25		18		11,1	
V-21	"	10-42	20	18-20	20	4,56-7	20
V-22	Алевролит	26		19		5,78	
V-23	Аргиллит	5-10	14	15-20	14	0,4-2,2	14
V-24	Аргиллит	8		17		1,85	
V-23	"	5-50	16	15-20	16	0,7-24,3	16
V-24	Мергель	29,17		16,83		7,48	
V-23	"	28	1	15	1	1,8	1
V-24	Мергель	35	1	20	1	1,2	1

яруса Солоховской площади

Объемная плотность трещин, 1/м		Трещинная пористость, %		Пористость по шлифу, %		Направление микротрещин по отношению к напластованию породы: параллельно (  ), под углом (∠) и перпендикулярно (⊥)
пределы колебаний среднее	число образцов	пределы колебаний среднее	число образцов	пределы колебаний среднее	число образцов	
183	1	0,17	1	0,5-1,0 0,75	2	и ∠
56-141 78	13	0,064-0,175 0,133	13	0,5-1,5 1,0	13	; ∠; ⊥
20-78 49	21	0,02-0,045 0,033	21	10-20 1,5	21	, ∠
52-188 104,3	16	0,06-0,18 0,104	15	1-2,5 1,3	15	, ⊥, ∠
78,5-433 300,5	16	0,1-0,375 0,248	16	1,0-2,5 1,4	16	∠,
90-350 246	11	0,15-0,35 0,28	11	1-1,5 2,2	11	
78-98 88	12	0,08-0,11 0,09	12	0,5-1,5 1,0	12	и ∠
379	1	0,36	1	1,5	1	суб,
80-150 130	10	0,06-0,21 0,15	10	1,5-2,5 1,9	10	, ∠
52,3-109,9 81,1	20	0,06-0,126 0,093	20	1,0-2,0 1,1	20	и ∠
9-37 24,5	14	0,008-0,035 0,026	14	1,5-2,5 2,0	12	, ∠
16-209 86,67	16	0,025-0,26 0,094	15	1,0-3,0 1,5	15	, ∠
48,8	1	0,04	1	1	1	, ∠
137	1	0,17	1	-	1	∠

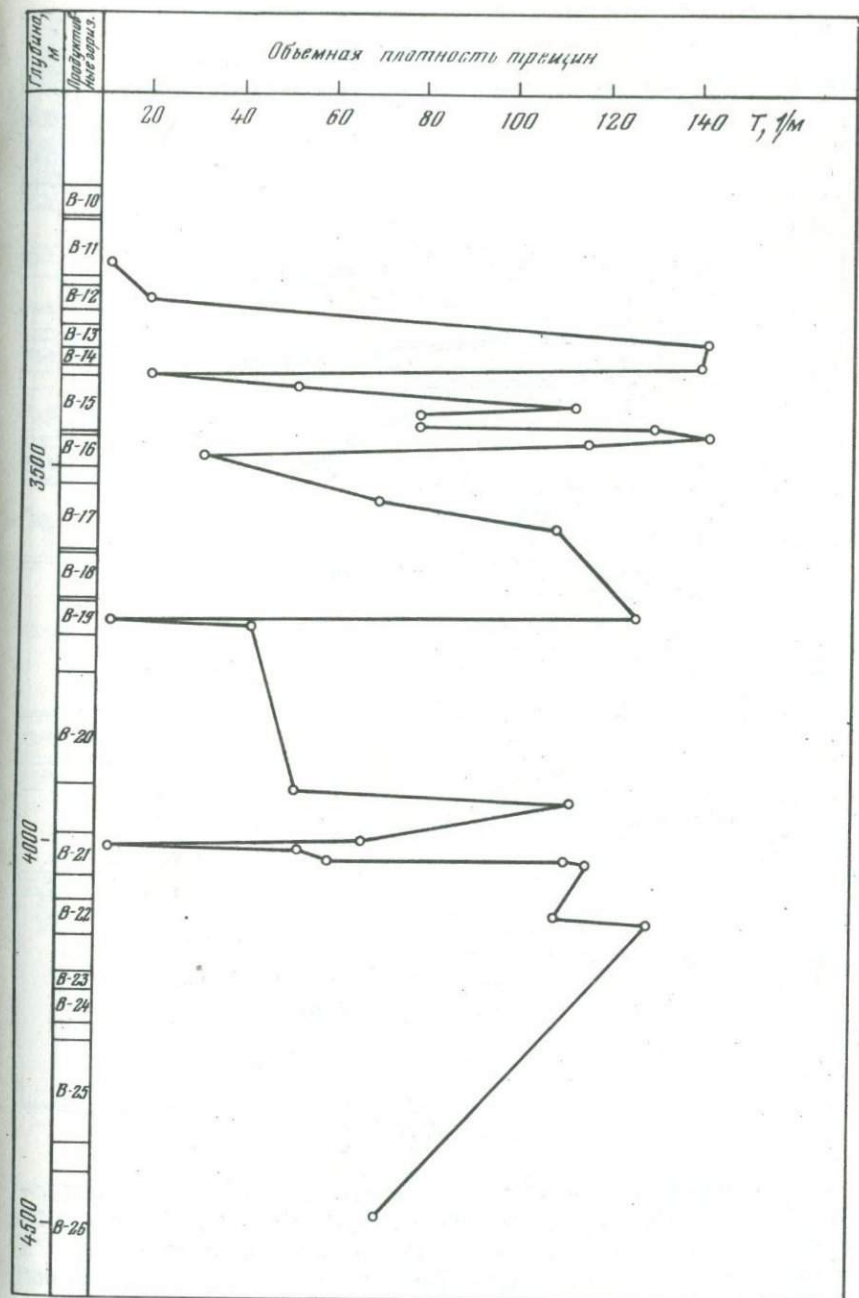
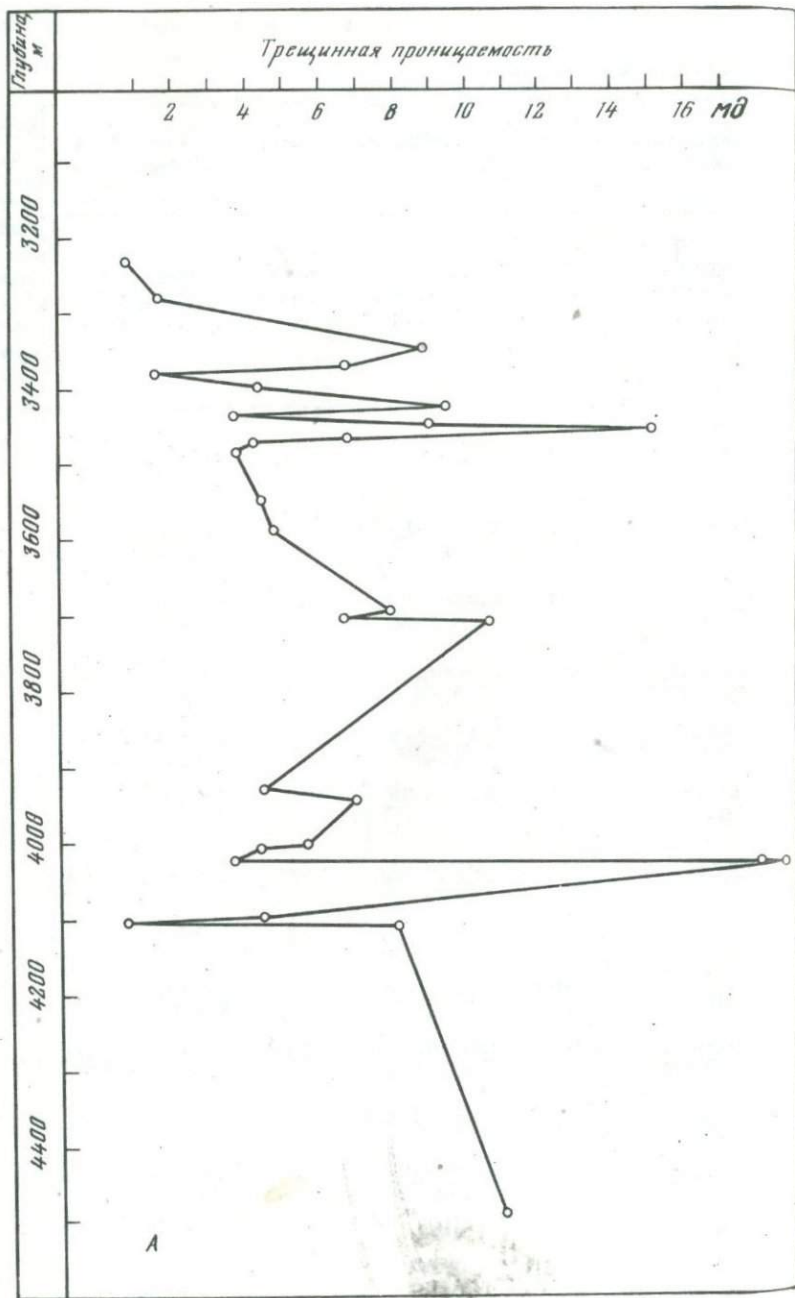
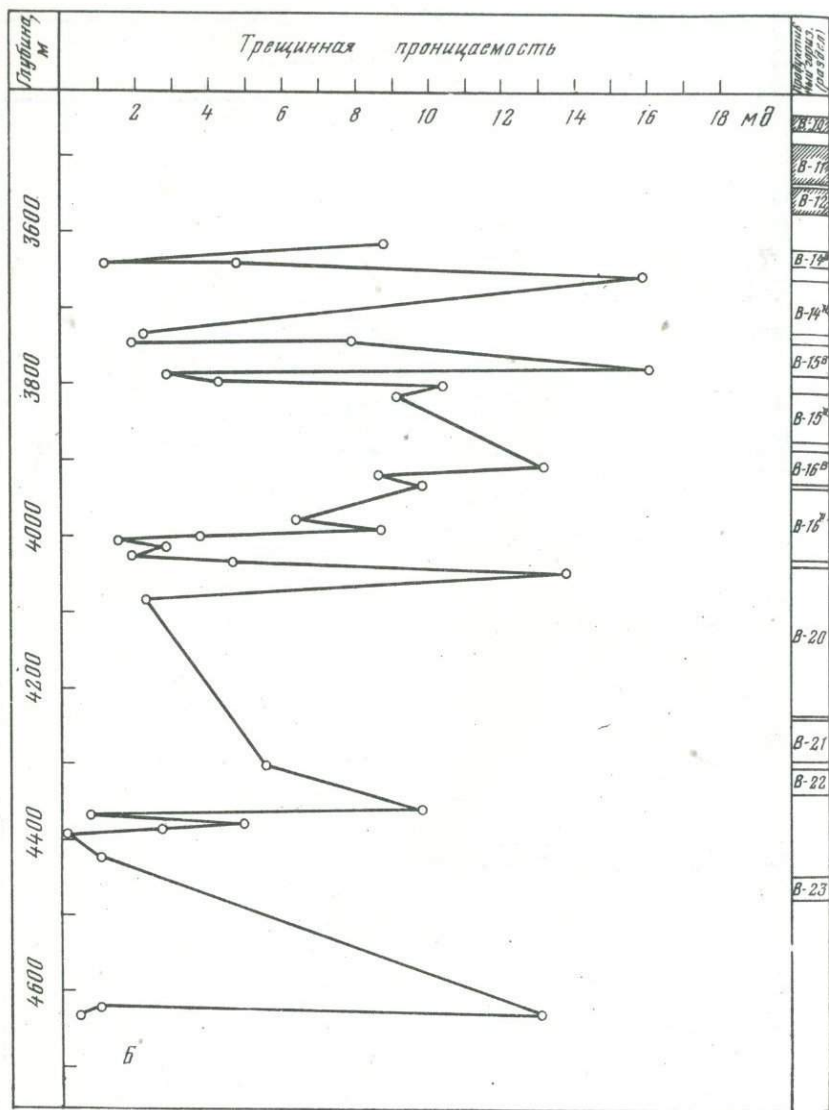


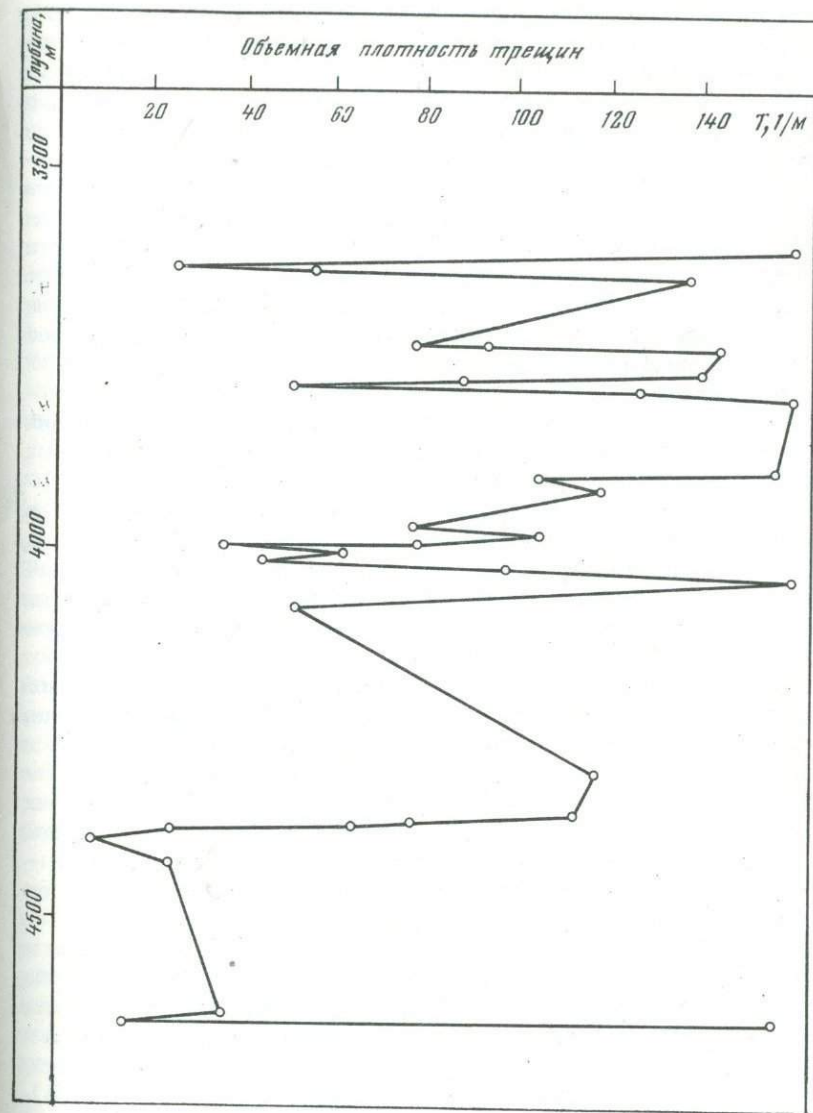
Рис. 22. Распределение трещинной проницаемости и объемно  
плотности трещин по Солоховскому месторождению  
А - скв. 46; В - скв. 43



Р и с. 22 (окончание)

глинистых покрывах приурочены к сводам центральной и юго-восточной частей структуры: для верхнего майкопа - 35 мД в скв. 649 и 650 для нижнего майкопа - 14 мД в скв. 650; 21 мД в скв. 671 (в центральной) и 36-38 мД в скв. 644 и 655 (в юго-восточной части структуры).

Такова же закономерность распространения максимальных значений объемной плотности микротрещин - они приурочены к сводовым скважинам центральной и юго-восточной частей струк-



туры (213 1/м - в скв. 643-Мкр2; 251 1/м - в скв. 665-Мкр2; 235 1/м - в скв. 671-Мкр1 и т.д.).

Для месторождения Хаян-Корт установлено, что максимальные значения трещинной проницаемости для верхнего и нижнего майкопа приурочены к зонам тектонических нарушений и приразломным зонам, а также к сводовой части структуры. Зоны максимальных значений трещинной проницаемости линейно вытянуты параллельно тектоническим нарушениям. Кроме того, повышенной трещиноватостью

обладает северо-восточная периклиналь структуры (скв. 31, 20), что, вероятно, связано с тектоническими особенностями месторождения. Объемная плотность трещин в майкопских глинах месторождения Хаян-Корт также максимальная вдоль разломов, в своде, и на северо-восточной периклинали месторождения.

Микротрещиноватость пород-покрышек на Солоховском месторождении изучалась в шести скважинах по десяти локальным покрышкам (табл. 18). Как показали исследования, аргиллиты покрышек интенсивно трещиноваты. Среднее значение трещинной проницаемости аргиллитов по отдельным разделам колеблется от 1,8-2,0 до 20,9 мД, в одном случае - 89 мД. Встреченные в разделах мергели еще более интенсивно трещиноваты, чем аргиллиты, что ухудшает герметичность локальных покрышек.

По отдельным скважинам того же месторождения изучено распределение трещинной проницаемости и объемной плотности трещин с глубиной. Какой-либо закономерности в распределении этих параметров не выявлено (рис. 22).

В изученных глинистых породах микротрещины нередко занимают только часть шлифа, иногда проходят через весь шлиф. Утверждать, что встреченные в шлифах микротрещины образуют единую непрерывную систему фильтрационных каналов, нельзя, так как при бурении скважин сплошного отбора керна из глинистых покрышек не проводится.

Поэтому расчетные значения трещинной проницаемости и объемной плотности открытых микротрещин, определенные по единой методике, дают картину состояния возможной фильтрации через изучавшиеся глинистые отложения. Довольно высокие значения трещинной проницаемости и наличие АВПД на рассматриваемых месторождениях свидетельствуют о равновесии двух тенденций: рассеивания залежей с АВПД по трещинам и вдоль тектонических нарушений и прерывисто-непрерывного (импульсного) подтока углеводородов из более глубоких отложений [20].

Анализ микротрещиноватости глинистых отложений локальных и региональных экранов в нефтегазовых залежах с АВПД указывает на отсутствие абсолютно герметичных покрышек. Микротрещиноватость, развитая в глинах и аргиллитах локальных покрышек (Азербайджан и ДДВ), обуславливает проникновение углеводородов сквозь всю толщу продуктивных отложений (ПТ в Азербайджане и визе ДДВ). В региональных глинистых покрышках (ЧИАССР), вследствие перетока углеводородов из залежей с АВПД, она способствует созданию ореолов внедрения углеводородов. Частный случай ореола внедрения - образование в низах региональной покрышки залежей "малого объема - высокого давления" в нижнем майкопе ЧИАССР и вторичных залежей нефти и газа в ашшероне и ачкагыле Прикуринской низменности.

Микротрещиноватость, а также зоны макротрещиноватости и разломов оказывают решающее влияние на формирование ореолов внедрения. Установлено, что интенсивность развития трещиноватости

в глинистых покрывках прямо пропорциональна размерам ореолов внедрения углеводородов над залежами с АВПД. Так как ореолы внедрения имеют большое значение для прямых поисков нефти и газа, то изучение микротрещиноватости глинистых покрывок над залежами с АВПД очень важно в практическом отношении.

## ОРЕОЛЫ ВНЕДРЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЛИНИСТЫХ ПОКРЫШКАХ НАД ЗАЛЕЖАМИ С АВПД

Над нефтегазовыми месторождениями, особенно при наличии АВПД, создаются зоны рассеяния углеводородов, которые были названы К.А. Аникиевым [8] "ореолами вторжения". Эти зоны возникают в результате интенсивного проникновения в глинистую покрывку флюидов из залежи. В толще-покрывке образуется углеводородная аномалия.

На нефтегазовых месторождениях, осложненных разрывными нарушениями, углеводородные аномалии в верхних частях разреза формируются в основном за счет поступления углеводородов по трещинам разрывных нарушений из продуктивных горизонтов. Такие аномалии служат прямым и наиболее достоверным признаком нефтегазонасности недр на глубине. В некоторых случаях вертикальная миграция углеводородов может осуществляться путем их фильтрации из пласта в пласт по системе микротрещин, рассекающих слабопроницаемые водоупорные прослои. Такого рода миграция может создавать аномальные поля в пределах наиболее активных в тектоническом отношении участков. Она может также способствовать перераспределению погребенных аномалий, сформированных ранее за счет фильтрации углеводородов по трещинам разрывных нарушений.

Главную роль в формировании таких зон, которые мы называем ореолами внедрения, играет вертикальная миграция углеводородов по зонам трещиноватости. Важнейший фактор формирования ореолов — энергия самой залежи, служащая движущей силой для рассеяния углеводородов вверх от залежи. Между залежью и покрывкой устанавливается своеобразная флюидостатическая связь, в результате которой нижняя часть покрывки (ореол внедрения) насыщается углеводородами.

Чем больше аномальность пластовых давлений в залежи, тем больше аномальность поровых давлений у глин ореола внедрения. Энергия нефтегазовой залежи с АВПД передается в перекрывающие глины вследствие вертикальной миграции флюидов из залежи. На примере месторождений Карадаг, Карабулак-Ачалуки, Брагуны установлено, что градиент поровых давлений в перекрывающих глинах иногда даже выше, чем в самих залежах. Поэтому интенсивность проявлений сверхвысоких давлений при бурении (нефтегазопроявления, уходы раствора, выбросы, прихваты) в глинистых покрывках часто выше, чем в залежах. Это служит важным поисковым признаком нефтегазовых залежей с АВПД.

На наш взгляд, аномально высокие поровые давления в глинах ореола внедрения образуются в основном за счет вертикальной миграции флюида из нижележащих залежей, дальнейшей локализации флюида внутри толщи глин и воздействием неотектонических напряжений, приводящих к дополнительному скатию флюида в глинах. Это особенно характерно для верхних частей глинистых покрывшек, где глины менее изменены катагенетическими процессами и относительно более пластичны.

Кроме того, на образование АВПД в глинах, возможно, влияют трансформации глинистых минералов, в частности, гидрослоридизация монтмориллонита. При этом процессе происходит высвобождение из глин агрессивной воды, объем которой почти в полтора раза превышает объем содержащегося ранее монтмориллонита, что вызывает резкое повышение давления [145].

На форму и размеры ореолов внедрения, в первую очередь, влияет наличие зон сильно развитой трещиноватости, разломов и литологически мало проницаемых барьеров. Имеют значение также минеральный состав глин, их эффективная пористость и проницаемость, физико-химические особенности мигрирующих углеводородов, пластовые температуры и давления, наличие и мощность "промежуточного комплекса" пород, величина "давления прорыва" покрывшки, размеры залежей, мощность покрывшки и другие факторы. Непрерывный ореол внедрения обычно имеет мощность от 200 до 500-900 м. Кроме перечисленных факторов, размеры ореолов зависят и от геолого-структурных условий на месторождении и от степени аномальности пластовых давлений в залежи. Чем больше АВПД, тем выше (при прочих равных условиях) кровля ореола внедрения над залежью. В сводовой части структур, судя по месторождениям Азербайджана и Чечено-Ингушетии, мощность ореолов может достигать 1500-2500 м. Ширина ореолов, как правило, связана с размерами залежей и не превышает ширины залежи по внешнему контуру нефтегазонасности.

Сопоставление значений микротрещиноватости в глинах (объемной плотности, трещинной проницаемости) с размерами выделенных над залежами ореолов свидетельствует о прямой пропорциональной зависимости между ними.

Зональность - весьма характерная черта ореолов внедрения над залежами с АВПД. Внутренняя зона ореола, прилегающая к залежи, наиболее насыщена углеводородами, а во внешние зоны проникают лишь наиболее подвижные компоненты, главным образом газы. Зональность ореолов отражает распределение в покрывшке мигрирующих из залежи компонентов по их подвижности.

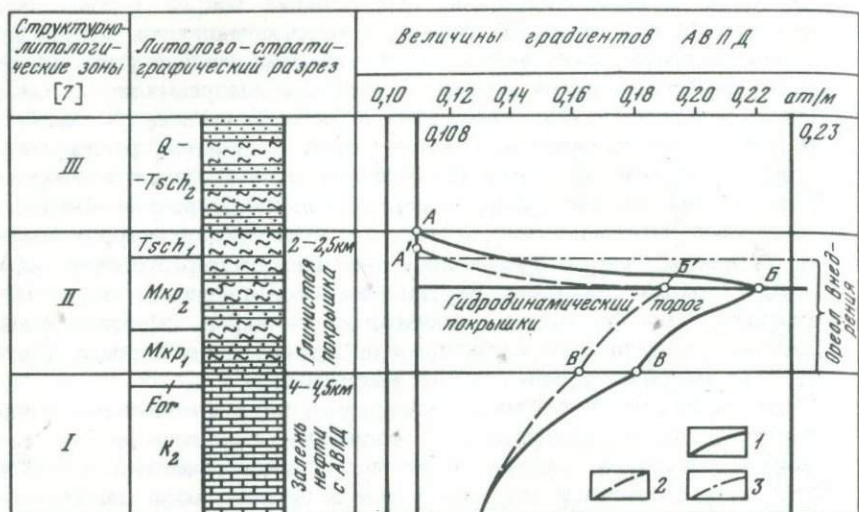
В процессе вертикальной миграции флюида в перекрывающие глинистые толщи происходит активное взаимодействие нефтей и газов с породами и контактирующими пластовыми водами. В результате, наряду с изменением физических свойств глин (повышение пористости, уменьшение плотности и т.д.), изменяются их минеральный состав и текстурные особенности. Этот процесс можно

сравнить с метасоматическими изменениями вокруг рудных тел. Метасоматические новообразования в ореолах внедрения возникают под воздействием агрессивных пластовых вод, газов и углеводородов. Во внутренних зонах ореола на участках внедрения агрессивных флюидов в кислой среде может происходить образование каолинита, интенсивный вынос катионов и кремнезема. Во внешней зоне ореола, по мере удаления от зоны выщелачивания, накапливаются трехслойные глинистые минералы, кварц, карбонаты. В результате здесь формируется литологический барьер, для которого характерна большая прочность глин по сравнению с нижележащими разуплотненными породами ореола внедрения. Внутри глинистой покрывки может образоваться даже несколько маломощных барьеров [9], связанных, вероятно, с импульсным характером внедряющихся пластовых флюидов и различной интенсивностью их внедрения.

Установлено, что в нижних частях ореолов наблюдается повышенная битумо- и газонасыщенность, по сравнению с верхними. Так, содержание битума в нижнем майкопе для месторождений ЧИАССР в 2-3 раза превышает его содержание в верхнем майкопе. Максимальное содержание битума наблюдается в сводовых частях структур. Повышение газосодержания в глинистых породах ореола внедрения устанавливается как по газовому каротажу в процессе и после бурения [136], так и по данным газокернового каротажа [117]. Кроме того, анализ интенсивности и количества газопроявлений и выбросов в процессе бурения на примере газоконденсатного месторождения Карадаг [53] свидетельствует об увеличении газонасыщенности глин в ПТ по мере приближения к залежи. Повышение битумо- и газонасыщенности в ореолах внедрения глинистых покрывок с глубиной характерно для всех изученных месторождений с АВПД. Таким образом, над залежью, как правило, выделяется нижняя зона битумной аномалии, приуроченная к глинистой покрывке. Аномалия может проявляться как в повышенном содержании битумов, так и в их качественном составе. Вверх от залежи аномалии по количественным показателям затухают быстрее, чем по качественным. Битумная аномалия часто обнаруживается даже в приповерхностных отложениях [115]. Возможно, это объясняется конденсацией и полимеризацией газообразных углеводородов, мигрирующих от залежи.

При интерпретации результатов изучения содержания углеводородов в ореолах, кроме количественной оценки аномального распределения углеводородов в породах и водах ореола внедрения, необходима также детальная качественная характеристика изменения углеводородных газов в пределах аномального поля, что в некоторых случаях позволяет весьма достоверно определить направление и пути миграции пластовых флюидов, выявить условия возникновения углеводородной аномалии.

Для ореолов внедрения, как уже упоминалось, характерен эффект разуплотнения глин, которому посвящен следующий раздел этой главы. Воздействие проникающих из залежи пластовых флюидов



Р и с. 23. Изменение градиентов пластового давления в месторождениях с АВПД (ЧИАССР)

1 - кривая градиента в присводовых и сводовых скважинах; 2 - кривая градиента в периферийных скважинах; 3 - граница ореола внедрения

способствует разрыхлению глинистых пород, возникновению и сохранению в них повышенной пористости и пониженной плотности. С этими свойствами глин ореола внедрения связаны электрическая проводимость, удельное электрическое сопротивление и т.д.

Как показал проведенный В.В. Бахтиным анализ по месторождениям ЧИАССР и Азербайджана, распределение градиентов АВПД почти по всем месторождениям однотипно. Над нефтегазовой залежью с АВПД градиент пластового давления сначала возрастает, достигая максимума внутри ореола внедрения, а затем постепенно уменьшается как в ореоле внедрения, так и в самой залежи (рис. 23). Несмотря на то, что значения градиентов АВПД в покрышке больше, чем в залежи, происходит проникновение флюидов из высоконапорной залежи в покрышку, благодаря пульсационному непрерывно-прерывистому импульсному характеру затрудненной вертикальной миграции вод, нефти и газов через глинистую покрышку, особенно по ослабленным зонам и зонам трещиноватости [7, 20]. Пульсации пластовых флюидов обусловлены чередованием взлетов и падений упругой пластовой энергии вслед за пароксизмами тектонического стресса [7, 9]. АВПД отражает сверхвысокий напор флюидов, периодически прорывающихся из более глубоких горизонтов, а также тектонические дислокационные давления, сжимающие относительно замкнутые упругие скопления флюидов внутри толщ покрышек. Градиент пластовых давлений для присводовых и сводовых скважин выше, чем в периферийных скважинах. Граница, с

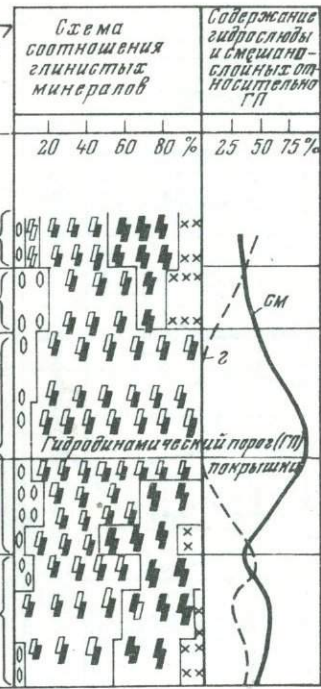
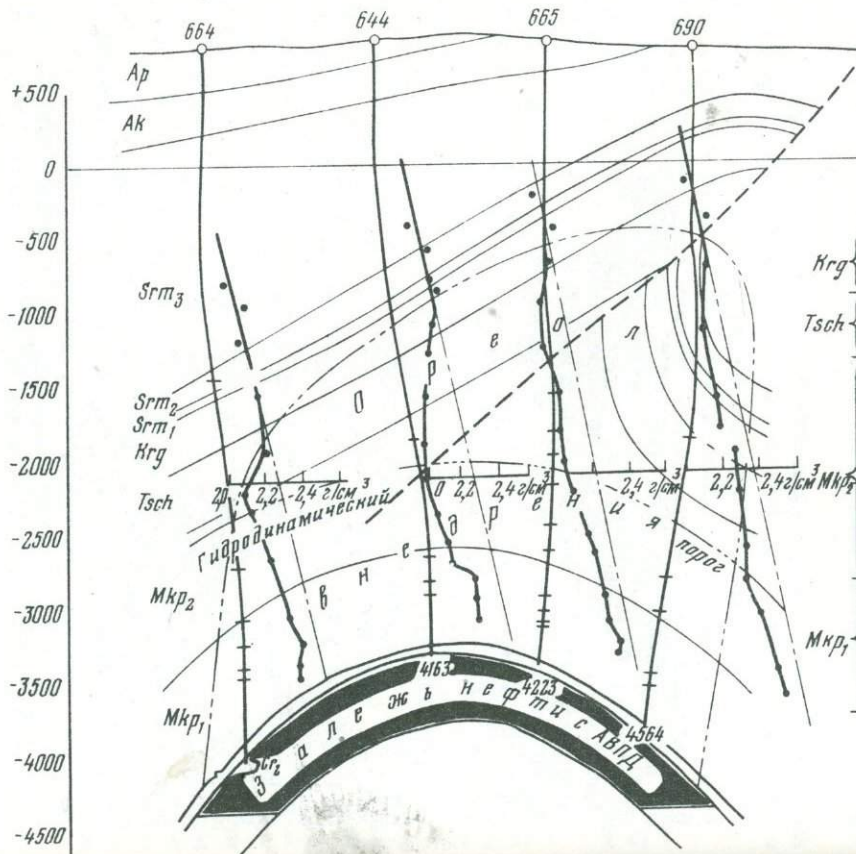
Элементы структур	Наиб. глубина отбора проб	Содержание микроэлементов, %											Гради- ент да- вления (атм/м)	Воз- раст пород									
		Str п.10 <sup>-2</sup>	Ni п.10 <sup>-3</sup>	U п.10 <sup>-2</sup>	Ti п.10 <sup>-1</sup>	Mn п.10 <sup>-2</sup>	Co п.10 <sup>-3</sup>	Cu п.10 <sup>-2</sup>	Va п.10 <sup>-2</sup>	Pb п.10 <sup>-3</sup>	0,10	0,05											
Северное крыло	109 (3439- 3441)	2	6	4	8	1,0	1,8	2	4	5	2,5	2	4	0,2	0,6	2	6	1	6	0,10	0,05	Милонит (двигатель сбитой)	
Свод и присво- давая часть	155 (2672- 2674) 297 (3368- 3371)																					Средней плотности продукты высыхания глины	
Южное крыло	130 (3332- 3337) 115 (3407-3408) 216 (3844- 3848) 147 (3971- 3975)																						

Р и с. 24. Распределение микроэлементов в глинах газоконденсатного месторождения Карадаг

которой начинается уменьшение градиента АВПД (точки Б, Б<sup>1</sup> на рис. 23), названа "гидродинамическим порогом" глинистой покрышки.

Для гидродинамического порога характерен ряд признаков: а) максимальные градиенты порового давления в глинах (0,20-0,22 ат/м); б) максимальная величина геотермического градиента (3,5-4° С/м); в) максимальное значение водоотдачи глин при их геостатическом уплотнении; г) гидродинамический порог служит границей различной минерализации пластовых вод по разрезу покрышки, д) по гидродинамическому порогу проходит граница изменения содержания различных глинистых минералов; е) зона гидродинамического порога обладает наилучшими изолирующими свойствами; ж) ниже гидродинамического порога возрастает трещиноватость глин, повышается их песчанность, что приводит к ухудшению изолирующих свойств покрышки, з) гидродинамический порог разделяет глинистую покрышку на две части (верхняя сложена вязкими, пластичными, сильно перемятыми глинами, практически почти непроницаемыми, а нижняя представлена уплотненными, аргиллитоподобными глинами и иногда аргиллитами более хрупкими, трещиноватыми, с несколько лучшими фильтрационными свойствами), и) гидродинамический порог разделяет различные виды осложнений при бурении: выше порога осложнения связаны с пластичностью глин (выпучивание породы, затяжки, посадки бурового инструмента, разжижение глин в ослабленных зонах, желобообразование), а ниже - в основном с нефтегазоводопроявлениями, выбросами, разгазированием бурового раствора, к) гидродинамический порог служит границей максимального нарушения обычной закономерности уплотнения глин с глубиной.

Наиболее четко гидродинамический порог выделяется в мощных глинистых толщах (типа майкопа ЧИАССР) и менее отчетливо -



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10

в относительно маломощных покрывках. В сводовых частях месторождений гидродинамический порог выражен отчетливее, чем на крыльях структуры. Установление глубины гидродинамического порога имеет важное практическое значение при бурении мощных глинистых толщ-покрывок над залежами с АВПД.

Для глинистых пород ореола внедрения над залежами с АВПД характерно понижение гамма-активности в сводовой части по сравнению с законтурными частями месторождения [36, 71, 83].

Содержание микроэлементов в глинистых породах ореола внедрения из скважин, находящихся внутри контура нефтеносности, заметно понижено по сравнению с законтурными скважинами, что было установлено на примере нефтегазового месторождения Кюровдаг [121]. Авторами, на примере месторождения Карадаг, выявлена закономерность распределения некоторых микроэлементов внутри контура нефтегазоносности. В сводовой части структуры содержание микроэлементов в глинах ПТ выше, чем на южном крыле (рис. 24). Не исключено, что повышение концентрации микроэлементов в своде структуры в пределах контура залежи связано со спецификой выщелачивания и миграции флюидов, приводящей к усиленному выносу некоторых микроэлементов и последующему их перетолжению в глинах сводовой части месторождения, характеризующейся наибольшей трещиноватостью и разломами. В целом можно предположить, что наблюдаемая закономерность в распределении радиоактивности и микроэлементов на Карадагской и Кюровдагской структурах обусловлена особой геохимической обстановкой над залежами и, по-видимому, отражает общую геохимическую аномалию, характерную для большинства нефтегазоносных структур, особенно при наличии АВПД.

Для большинства нефтегазовых месторождений с АВПД характерны температурные аномалии в своде структур. Анализ геотермических особенностей показывает, что вверх по разрезу от залежи к глинистой покрывке постепенно уменьшаются значения геотермической ступени и растет геотермический градиент. Так, на месторождении Карабулак-Ачалуки в нижнемеловых отложениях геотермическая ступень составляет от 33,9 до 38,7 м/°С, в верхнемеловых - от 30-32 до 37,8 м/°С, в фораминиферовых - 30,1-31,5 м/°С, в майкопских - 26,6-31,0 м/°С и в чокракских - 26,8-28,7 м/°С. Как видно, наименьшая геотермическая ступень характерна для майкопских и чокракских отложений, которые служат

---

Р и с. 27. Ореол внедрения по керну скважин месторождения Старогрозненское

1 - тектонические нарушения; 2 - линия нормального уплотнения глин; 3 - значения плотности глин; 4 - граница ореола внедрения; 5 - гидродинамический порог покрывки (ГП); 6 - каолинит; 7 - монтмориллонит; 8 - смешанослойные гидрослюдисто-монтмориллонитового состава; 9 - гидрослюда; 10 - хлорит

теплоизолирующими толщами. Прогрев углеводородами глин до  $4,5^{\circ}\text{C}$  выше фона установлен также в низах майкопской покрывки в сводовых частях структур, где обычно наиболее интенсивно внедрение углеводородов.

Резко повышенные геотермические градиенты (до  $10^{\circ}\text{C}$  на 100 м) регулярно наблюдаются в глинистой кровле залежей с АВПД на месторождениях Луизианы, в майкопской глинистой покрывке (более  $5^{\circ}\text{C}$  на 100 м) месторождений Предкавказья и в других регионах [12, 41, 50, 74, 81, 82, 89, 90, 93, 132, 133].

Для нефтегазовых месторождений Апшеронского полуострова установлено, что температура на своде структуры обычно превышает температуры на крыльях на  $15-20^{\circ}$ . Ведущую роль в локализации температурных аномалий играют тектонический и гидродинамический факторы (миграция флюидов с больших глубин по тектоническим нарушениям). Выявлена связь повышенных пластовых температур с АВПД в нефтегазовой залежи. Зоны повышенного давления служат одновременно теплоизолирующими, и в них наблюдаются повышенные градиенты температур. Как правило, зона АВПД в глинах характеризуется повышенной пористостью, поэтому теплопроводность пород (как газо-, так и водонасыщенных) в этой зоне уменьшается, и пласты служат теплоизоляторами. Между градиентами порового давления в глинах и температурным градиентом существует прямая зависимость. Таким образом, температурные аномалии в разрезе скважин указывают на наличие зон АВПД и могут иметь поисковое значение при выявлении положительных структур третьего порядка, не вскрытых бурением. Более того, есть основание полагать, что систематические геотермические исследования, особенно с помощью высокочувствительной аппаратуры, позволят оценивать нефтегазоносность выявленных структур и распространение контура нефтеносности.

Таким образом, над нефтегазовой залежью с АВПД в глинах образуется ореол внедрения, характеризующийся рядом аномальных свойств — повышенным содержанием углеводородов в нижней части, разуплотнением, "разрыхлением" глин, понижением их плотности, максимальными градиентами АВПД, минимальным значением радиоактивности над залежью в глинах, аномальным распределением микроэлементов, наличием целого ряда геофизических аномалий, вызванных разуплотнением глин (уменьшение электропроводности, увеличение времени пробега упругой волны, увеличение электропроводности и др.), а также микробиологическими, гидрогеологическими, гидрохимическими и другими аномалиями. Все это служит основой для прогноза зон АВПД в ореолах внедрения и имеет важное поисковое значение. Поэтому необходимо систематическое и детальное изучение ореолов внедрения над нефтегазовыми залежами с АВПД как по керну, так и по шламу, различными методами, что будет, кроме всего, способствовать улучшению проходки глубоких скважин на нефть и газ в осложненных условиях.

Из существующих в настоящее время методов исследования глинистых толщ-покрышек, для целей выявления ореолов внедрения рекомендуется изучение: 1) плотности глин по разрезу скважин по шламу и керну; 2) пористости глин; 3) минерального состава глин; 4) битумонасыщенности глин; 5) морфологии шлама глин; 6) удельного электрического сопротивления глин по шламу; 7) механической скорости бурения в глинах; 8) показателя  $d$  ("d-экспоненты")<sup>1</sup>; 9) данных газодонефтепроявлений в процессе бурения скважин; 10) изменения температуры раствора на выкидной линии скважины; 11) акустический каротаж по скважине; 12) индукционный каротаж.

Первые шесть перечисленных методов применяются в основном в лабораториях (стационарных и полевых), остальные связаны с исследованиями в процессе бурения скважин и с проведением промыслово-геофизических работ в скважинах.

Авторы использовали для выделения ореолов внедрения, главным образом, метод выявления аномалий физических свойств глин по керну и шламу. Кроме того, учитывались следующие параметры: изменение удельного веса глинистого раствора, градиента пластового давления, плотности и пористости глин, содержание в них битума, скорость бурения, "d-экспонента", а также данные разгазирования и поглощений в процессе бурения, каротажные материалы (в особенности, индукционный и акустический каротаж). Все эти данные (в зависимости от их наличия) учитывались в различных сочетаниях, уточняя и дополняя друг друга, поэтому использованный комплекс методов позволил выделить кровлю ореолов с достаточной точностью. На основании перечисленных методов В.В. Бахтиным выделены ореолы внедрения по отдельным скважинам (рис. 25, см. вкладку), а также построены профили, проходящие вкрест простирания структур, с границами ореолов внедрения по месторождениям Брагуны, Кюрсангя, Хаян-Корт, Старогрозненское (рис. 26, см. вкладку, 27).

## ЭФФЕКТ РАЗУПЛОТНЕНИЯ ГЛИН В ЗОНАХ АВПД И ЕГО ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ

Эффект разуплотнения в глинистых покрышках ореола внедрения, как видно на примере нефтегазовых месторождений Азербайджана и Чечено-Ингушетии [15, 22, 85], имеет поисковое значение. На эффект разуплотнения в сводовых частях структур нефтегазовых месторождений указывают и другие авторы [11, 25, 32, 83, 101, 104, 134 и др.]. Эффект разуплотнения наблюдается как в

<sup>1</sup>  $d$ -экспонента — показатель степени в уравнении скорости механической проходки, учитывающий изменения параметров бурения.  $d$ -экспонента имеет тенденцию к изменению знака в пластах с АВПД.

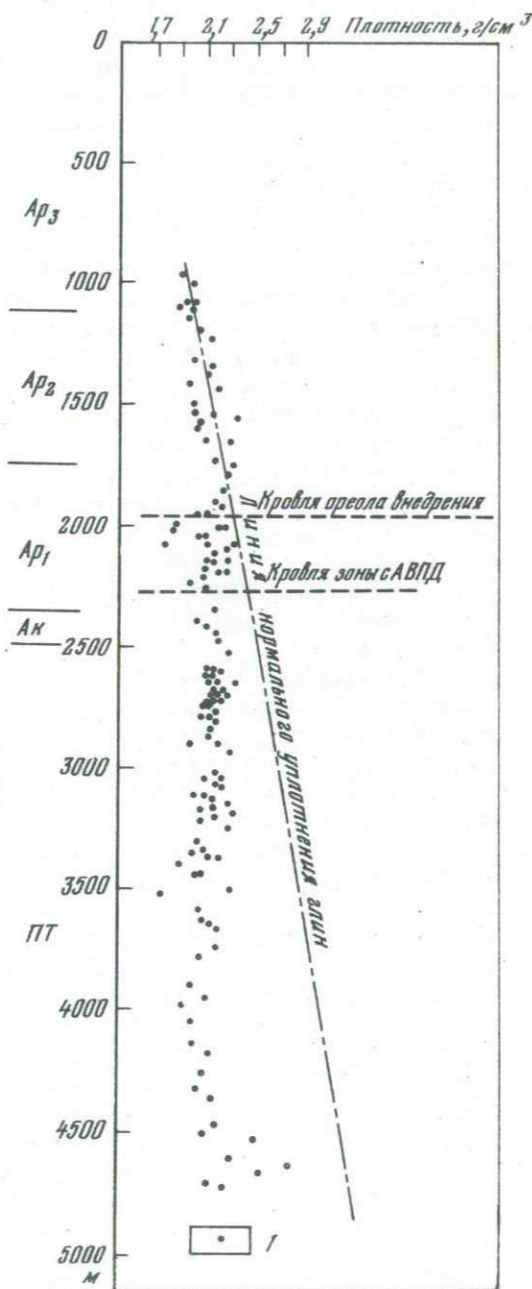
плане (над сводом структуры), так и по разрезу глинистой по-  
крышки.

В разрезе площади Кюрсангя уплотнение глин ПТ не наблю-  
дается с глубины 2697 до 3664 м (глины ПТ характеризуются  
средней плотностью  $2,11 \text{ г/см}^3$ ); в интервалах 1506–1807 м  
(площадь Калмас) и 1070–4175 м (площадь Кюровдаг) средние  
плотности составляют  $2,32$  и  $2,25 \text{ г/см}^3$ . На этом фоне отдельные  
образцы глин ПТ на больших глубинах отличаются меньшей плот-  
ностью, например, на площади Кюровдаг в скв. 426 в интервале  
2238–2243 м плотность глин  $1,96 \text{ г/см}^3$ , в интервалах 3350–  
3365 и 3903–3905 м –  $1,99 \text{ г/см}^3$ ; в скв. 427 в интервале  
3550–3555 м –  $1,74 \text{ г/см}^3$ . В приводовой части складки место-  
рождения Карадаг (скв. 155) плотность глин ПТ в интервале 2273–  
2690 м – всего  $2,3 \text{ г/см}^3$  (по 13 образцам), тогда как по формуле,  
приведенной в табл. 12, она должна составлять  $2,44 \text{ г/см}^3$ . То  
же самое наблюдается в скв. 115 (южное крыло этой же складки) –  
в интервале 3358–3468 м средняя плотность глин ПТ равна  
 $2,35 \text{ г/см}^3$  (по 9 образцам), вместо  $2,54 \text{ г/см}^3$ . В обеих сква-  
жинах газоконденсатные залежи находятся в нижней части исследо-  
ванного интервала (горизонт VII<sup>а</sup>), и пластовые давления превышают  
гидростатическое в 1,3 раза. Возможно, что высокая пластовая  
энергия залежи, воздействуя на перекрывающие глины ПТ, проти-  
водействует их уплотнению с глубиной. Например, в скв. 216 того  
же месторождения в интервале 3802–3844 м плотность глин  
уменьшается с  $2,40$  до  $2,26 \text{ г/см}^3$ , а пористость соответст-  
венно возрастает с 5,6 до 8,5%. На месторождении Кюровдаг в  
скв. 427 (центральная часть свода структуры) в интервале 2069–  
3650 м (ПТ) плотность глин снижается с  $2,3$  до  $2,1 \text{ г/см}^3$ , а  
пористость соответственно увеличивается с 7,4 до 14,9%. В  
скв. 426 (юго-восточная периклиналь месторождения Кюровдаг)  
в интервале 2040–3365 м плотность глин ПТ уменьшается с  
 $2,09$  до  $1,99 \text{ г/см}^3$ , а пористость соответственно изменяется  
с 16,7 до 18,6%. В скв. 82 (северо-западная периклиналь место-  
рождения Кюровдаг) плотность глин ПТ в интервале 3249–3793 м  
уменьшается с  $2,3$  до  $2,05 \text{ г/см}^3$ , а пористость соответст-  
венно увеличивается с 8,6 до 9,9%. Общая картина изменения  
плотности глин, свидетельствующая об их разуплотнении, начиная  
с кровли зоны АВПД, показана на рис. 28. Сходные данные имеются  
и по другим месторождениям Прикуриинской низменности.

На месторождении Старогрозненское Чечено-Ингушской АССР,  
также характеризующемся наличием АВПД в залежах, в некоторых  
скважинах также выявлены нарушения общей закономерности  
уплотнения глин майкопа с глубиной. Так, например, в скв. 690  
в интервале 2580–3580 м плотность глин уменьшается с  $2,42$   
до  $2,14 \text{ г/см}^3$ , а пористость возрастает с 4,4 до 16,1%. В скв. 649  
того же месторождения на глубине 2892–2896 м плотность глин  
аномально низкая –  $1,94 \text{ г/см}^3$ , в скв. 665 в интервале 2620–  
2624 м она составляет  $1,99 \text{ г/см}^3$ , в скв. 667 на глубине 2450–

2452 м — 1,96 г/см<sup>3</sup>. Аномально низкие значения плотности глин отмечены также на месторождении Хаян-Корт. Например, в скв. 5 на глубине 3377–3380 м плотность глин равна 2,04 г/см<sup>3</sup>, в скв. 8 на глубине 1632 м — 1,86 г/см<sup>3</sup>, в скв. 14 в интервале 1691–1696 м — 1,98 г/см<sup>3</sup>, в скв. 18 на глубине 2592–2597 м — 1,97 г/см<sup>3</sup>. На месторождении Хаян-Корт отклонение значений плотности от нормального начинается в верхах верхнего майкопа, на глубине около 1600 м.

Разуплотнение отмечено и на Солоховском месторождении в аргиллитах визейского яруса, в зонах повышенных и аномально высоких пластовых давлений. Так, например, в скв. 55 с глубины 3400 м до 3652 м плотность аргиллитов уменьшается со среднего значения 2,68 г/см<sup>3</sup> в начале интервала до среднего значения 2,58 г/см<sup>3</sup> в его конце (по 14 образцам). Абсолютные значения плотности уменьшаются с 2,77 г/см<sup>3</sup> на глубине 3413 м до 2,52 г/см<sup>3</sup> на глубине 3591 м, при этом открытая пористость в том же интервале возрастает с 2,15 до 3,52%. В этой же скважине в интервале 4011–4534 м значения плотности уменьшаются с 2,60 до 2,54 г/см<sup>3</sup>, а открытая пористость увеличивается с 2,13 до 3,6% (по 10 образцам). В целом



Р и с. 28. Изменение плотности глин по разрезу месторождения Кюровдаг  
1 — значения плотности глин

по скв. 55 этого месторождения с 3400 до 3650 м наблюдается разуплотнение аргиллитов, а далее до глубины 4650 м уплотнения аргиллитов не происходит (среднее значение на этом интервале сохраняется на уровне  $2,57 \text{ г/см}^3$ ). В скв. 56 Солоховского месторождения в интервале 3644–4356 м происходит разуплотнение аргиллитов с  $2,75$  до  $2,59 \text{ г/см}^3$ ), при этом открытая пористость возрастает со значения  $0,66\%$  до  $2,24\%$ . В скв. 46 этого же месторождения тоже наблюдается разуплотнение аргиллитов. По данным анализов керна и шлама (всего 253 пробы) с глубины 3350 м до 4700 м среднее значение плотности с  $2,64 \text{ г/см}^3$  уменьшается до  $2,55 \text{ г/см}^3$ .

О разуплотнении глин на месторождениях с АВПД свидетельствуют и материалы других исследователей. Так, по данным В.Н. Антипова и др. [11], плотность пород менилитовой серии по разрезу скв. 19–Орлов и 1603–Борислав внутренней зоны Предкарпатского прогиба на  $0,15 - 0,20 \text{ г/см}^3$  ниже плотности перекрывающих и подстилающих отложений. Аналогичная картина выявлена в разрезе скв. 260–Битков, где в отложениях менилитовой серии плотность резко уменьшается на глубине около 2000 м как для аргиллитов, так и для песчаников. Пластовые давления в залежах нефти и газа нижнеменилитовой подсвиты Оров–Уличнянского месторождения превышают гидростатические в 1,35 раза, а в залежах нижележащих быстрицкой и выгодской свит – соответственно в 1,4 и 1,38 раза.

В Прикаспийско–Кубинской области, где наблюдается АВПД, уплотнение глин миоценовых отложений с глубиной нарушается в разрезе опорной скв. 1 площади Ялама в интервале 1223–2074 м (данные А.О. Мартиросовой). В этой же области по нашим данным разуплотнение глин выявлено на площади Кайнардна в скв. 19 с глубины 2300 м до 2700 м и ниже 3500 м.

Отметим также, что в разрезе Темирговской опорной скважины на глубине 3000 м (отложения меотиса) встречаются глины пониженной плотности ( $2,24-2,47 \text{ г/см}^3$ ) и повышенной пористости (10–17%), которые перекрываются глинами с пористостью от 8 до 13% и плотностью –  $2,39-2,55 \text{ г/см}^3$ .

Причинами разрыхления, разуплотнения глин может быть проникновение в них нефтей, газов и пластовых вод из нижележащей залежи. Поступление флюидов в глины происходит либо путем диффузии, либо по системе микро- и макротрещин. Преобладает, видимо, проникновение флюидов по трещинам. О наличии такого явления свидетельствуют вскрываемые скважинами "загазованные" глины с повышенным поровым давлением [52–55]. Загазованные участки выявлены на месторождениях Азербайджана, Западного и Восточного Предкавказья, Туркмении и других районов. Характерно, что при бурении глинистых покрышек над газовыми скважинами в процессе бурения обычно фиксируются газопроявления, а при проходке глин над нефтяными залежами – нефтепроявления. Интенсивность нефте- и газопроявлений обычно тем больше, чем выше пластовые давления в залежи, что служит поисковым критерием. Известно, что нали-

чие углеводородов в породах — одна из причин сохранения аномальной пористости на больших глубинах. Абсолютная пористость нефтенасыщенных глинисто-алевритовых пород примерно в 1,5 раза выше, чем в окружающих, лишенных битума породах. Такие результаты были получены при исследовании нефтенасыщенных (до 25–30%) глинисто-алевритовых пород из интервалов 4457,2–4458,4 и 4763–4764 м в скв. СГ-1 Аралсор [107]. Поэтому разуплотнение пород и сохранение пористости и плотности неизменными в отдельных интервалах разреза можно объяснить проникновением флюидов под большим давлением в глинистые перекрытия. Нефть и битумы как бы консервируют породы, препятствуя их уплотнению, поэтому процессы катагенеза в битумонасыщенных породах ореолов внедрения идут менее интенсивно. В результате катагенетических процессов породы, не содержащие нефти и битумов, при прочих равных условиях, обладают, как правило, более низкой пористостью и проницаемостью.

Под воздействием нефтяных углеводородов устойчивость глинистых минералов повышается в связи с проникновением нефти в пустоты. Защитное действие органических молекул обусловлено главным образом ионнообменными реакциями, в результате которых нефтяные углеводороды занимают обменные позиции в решетке глинистых минералов и прочно удерживаются силами по закону Ван-дер-Ваальса, которые тем больше, чем крупнее органические ионы [70]. Не исключено также, что на разуплотнение глин влияют пластовые воды и углеводороды, которые образуют в карбонатном цементе поры и пустоты выщелачивания. Между пористостью и карбонатностью наблюдается, как правило, прямая зависимость.

Величина пластового давления в залежи и степень разуплотнения пород, вероятно непосредственно связаны друг с другом. Чем больше пластовое давление в залежи, тем выше интенсивность воздействия залежи на глины локальных и региональных покрывок и тем больше эффект разуплотнения.

На причину разуплотнения глин в зонах АВПД, помимо высказанной, имеются и другие точки зрения. Одна из довольно распространенных гипотез — "теория недоуплотнения глин" вследствие отставания оттока поровой воды из уплотняющихся глин, разделяется многими отечественными и зарубежными исследователями, считающими, что доминирующим фактором образования АВПД служит уплотнение глинистых пород. Другая гипотеза, вытекающая и из наших представлений о гидрослюдизации монтмориллонита (см. гл. I), была высказана Пауэрсом [145] и заключается в том, что причиной разуплотнения считается процесс преобразования монтмориллонита в гидрослуду. В результате этого процесса выделяется значительное количество первоначально связанной воды и объем глинистого вещества сокращается примерно на 50% и соответственно возрастают пористость, проницаемость и водонасыщенность пород. Некоторые другие исследователи видят причину разуплотнения

в тектонических процессах, т.е. подъем отложений приводит к размыву верхних толщ, вследствие чего ослабляется сжимающая нагрузка и скелет пород расширяется, поэтому возрастает их объем, увеличивается пористость и уменьшается плотность.

Выявление изменений плотности перекрывающих залежи глин имеет большое практическое значение при проходке скважин в осложненных условиях. Граница начинающегося разуплотнения глин указывает на наличие ниже по разрезу зоны АВПД. При экспрессном определении плотности проходимых скважиной пород (каротаж плотности) возможны качественное выявление зоны АВПД и количественный подсчет поровых давлений в глинах в процессе бурения. Это позволяет, пересчитав давления в эквивалентный вес бурового раствора, вести бурение в условиях равновесия с применением малоутяжеленного раствора, что значительно уменьшает осложнения при бурении.

Зоны разуплотнения глин указывают на наличие высоконапорных залежей на глубине и свидетельствуют о рациональности применения гравитационного метода прямых поисков месторождений нефти и газа с АВПД.

Выявленный как на отечественных, так и на зарубежных нефтегазовых месторождениях эффект разуплотнения глин с глубиной, очевидно, обусловлен влиянием АВПД и может быть использован в качестве одного из диагностических признаков таких месторождений.

## ВЛИЯНИЕ АНОМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ НА СТРУКТУРНУЮ И ТЕКСТУРНУЮ ХАРАКТЕРИСТИКУ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД В ПОКРЫШКАХ

Проявления влияния аномально высоких пластовых давлений на свойства глинистых покрышек залежей с АВПД довольно многообразны. Прежде всего аномальные давления влияют на изолирующие свойства покрышек, на изменения их минерального состава (образование зон метасоматического изменения пород в ореолах внедрения), на изменение плотности и пористости глин (создание участков и зон разуплотнения). Под воздействием аномальных давлений над залежью (в покрышке) возникает комплекс геологических, геохимических, гидрогеологических, радиоактивных, геофизических и других аномалий, свойственных ореолам внедрения. Над залежами с АВПД проявляется и влияние флюидов на структурно-текстурные особенности глинистых пород, на структуру порового пространства, на размер и конфигурацию поровых каналов, на раскрытость микро-трещин и т.д. Естественно, что фиксация этих аномалий требует точных и весьма разнообразных методов исследования.

К сожалению, вопросам влияния аномальных давлений на структурно-текстурные особенности глинистых пород-покрышек как в СССР, так и за рубежом, пока не уделялось должного внимания.

По-видимому, основной причиной этого служит отсутствие разработанной методики проведения таких исследований. На структурно-текстурные особенности пород вообще оказывает влияние множество факторов (гранулометрия, минеральный состав, примеси, условия седиментации, источники сноса, складкообразование, тектонические напряжения, стрессы и многие другие). Поэтому выделить долю влияния только одного фактора, в частности, АВПД, на изменение структурно-текстурных особенностей пород очень трудно. Вероятно, требуется создание установки высокого давления, которая должна имитировать аномальные пластовые давления (как геостатическое, так и внутрипоровое). Эта установка должна обязательно комплексоваться со сканирующим электронным микроскопом, имеющим высокую разрешающую способность и позволяющим непосредственно наблюдать ненарушенную поверхность глинистых пород в нормальных условиях. Для выявления влияния аномально высоких пластовых давлений на структурно-текстурные особенности глин требуется вести наблюдения на сканирующем микроскопе в условиях, близких к пластовым. Поэтому, пока такая комплексная установка не создана, все выводы о влиянии аномальных давлений на изменение структурно-текстурных особенностей пород могут рассматриваться как предварительные.

Исследование структуры порового пространства, поровых каналов и среднего радиуса пор требует применения ртутного поромера высокого давления на 500-1000 ат.

Авторами была предпринята попытка изучения влияния АВПД на структурно-текстурные особенности глинистых пород на примере Солоховского месторождения ДДВ. Было просмотрено более 850 шлифов для выявления изменения структурно-текстурных особенностей аргиллитов, которые могли бы быть связаны с АВПД. С этой целью сопоставлялись шлифы пород верхних частей разреза без АВПД, со шлифами аргиллитов из его нижней части с АВПД. Для сопоставления выбирались чистые, тонкоотмученные разности аргиллитов по возможности с минимальным содержанием примесей. Интервалы сопоставления — до 1000 м и более. Выяснено, что аргиллиты нижнекаменноугольных отложений неоднородны по структурно-текстурным признакам. Прежде всего, в разрезе этих отложений встречаются различные эталонные структуры и текстуры аргиллитов: это хорошо выраженные линзовидно-слоистые текстуры, и неориентированные пятнистые текстуры с целой серией переходных разновидностей; структуры — от изометрично-пластинчатых неориентированных до чешуйчатых ориентированных.

По горизонтам с АВПД и без него выявлены чаще других встречающиеся структуры и текстуры аргиллитов. Для примера были взяты горизонты В-15в, В-22 и В-26 (табл. 19).

Связи между типом структуры основного глинистого вещества породы и приуроченностью его к горизонту с АВПД или без него не обнаружено. Так, тонкочешуйчатая ориентированная структура основного глинистого вещества преобладает в горизонте В-15в (64%),

Таблица 19

Структурно-текстурные признаки аргиллитов Солоховского месторождения

Продуктивные горизонты	Структура		Текстура		Примечание
	тип	содержание, %	тип	содержание, %	
В-15в	Тонкочешуйчатая ориентированная	64	Линзовидно-слоистая	58	Без АВПД
	Тонкочешуйчатая неориентированная	36	Неяснолинзовидно-слоистая	25	
			Пятнистая + комковатая	17	
В-22	Тонкочешуйчатая ориентированная	12	Неявно слоистая	22	С АВПД
	Тонкочешуйчатая неориентированная	88	Неслоистая + пятнистая	78	
В-26	Тонкочешуйчатая ориентированная	75	Линзовидно-слоистая	40	С АВПД
	Тонкочешуйчатая неориентированная	25	Пятнистая	60	

затем резко падает в горизонте В-22 (12%) и снова резко возрастает в горизонте В-26 (75%). Относительно изменения текстур с глубиной и приуроченности какого-либо типа к горизонтам без АВПД или с АВПД можно судить более уверенно. Наблюдается тенденция к уменьшению роли линзовидно-слоистой текстуры и к повышению значения текстуры неслоистого и пятнистого типа в зонах АВПД.

На электронно-микроскопических снимках (см. рис. 12) в параллельных напластованию сечениях хорошо различаются морфологические особенности глинистых частиц, а в сечениях, перпендикулярных напластованию, особенности микротекстуры аргиллитов.

Для выявления возможных путей миграции углеводородов через глинистые перекрытия была изучена микротрещиноватость глинистых пород в шлифах, кроме того, изучались возможные изменения структурно-текстурных особенностей аргиллитов, которые могли возникнуть вследствие миграции флюидов.

Как показали исследования, в шлифах действительно видны следы миграции флюидов. Среди основной темно-бурой (за счет сильной пигментации органическим веществом) тонкозернистой глинистой массы различаются осветленные полосы. Они, видимо, представляют собой ослабленные зоны, по которым могла происходить ми-

грация углеводородов. Иногда глинистые частицы в осветленных полосах и частицы основной глинистой массы имеют различную оптическую ориентировку. Причиной осветления полос на общем темно-буrom фоне послужила, вероятно, экстракция пропитывающего породу органического вещества мигрирующими газообразными углеводородами и восстановление ими окисных форм железа. Такие ослабленные зоны (наряду с открытыми микротрещинами со следами светло-желтого легкого битума) и были путями миграции углеводородов.

Как показали исследования [130 и др.], для проникновения углеводородов в породу с капиллярной и субкапиллярной структурами порового пространства (в глины) требуется избыточное давление — давление прорыва. Для зон с АВПД возможность прорыва углеводородов через локальные глинистые перекрытия увеличивается, так как аномальность пластовых давлений в нижних горизонтах месторождения достигает 1,5–1,6. Прорыв углеводородов происходит в глинистых породах по трещинам и ослабленным зонам, отличающимся, как было показано выше, некоторой перестройкой структурно-текстурных особенностей. Изучение развития ослабленных зон по разрезу Солоховского месторождения свидетельствует о большем их количестве в нижних частях разреза с АВПД, где сильнее сказывается аномальность пластовых давлений.

## СУЩНОСТЬ ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ ГЛИН В ЗОНАХ АВПД

Литогенетические изменения глин в зонах АВПД происходят, как отмечалось, под влиянием двух основных процессов — катагенетического преобразования глин с глубиной (стадиальный эпигенез глин [76] и др.) и преобразования глин в ореолах внедрения под воздействием АВПД (наложенный катагенез в ореолах внедрения). Наложение этих двух процессов определяет разнообразие свойств глин в зонах АВПД. Выше отмечалось, что стадийный катагенез глин представляет собой региональный процесс, а наложенный катагенез в ореолах внедрения — локальный. Более того, действие этих двух процессов на свойства глин во многом противоположно. Так, стадийный катагенез способствует уплотнению глин с глубиной, а локальный наложенный в ореолах внедрения вызывает эффект разуплотнения. Стадийный катагенез в целом ухудшает изолирующие свойства глинистых покрышек с глубиной, а наложенный (в ореолах внедрения) повышает их герметичность вследствие повышенной битумонасыщенности развитых в них глин. Процессы катагенеза в битумонасыщенных глинах ореолов внедрения менее интенсивны.

Последовательное прохождение глинистой толщей все более поздних стадий катагенеза ведет к уменьшению количества набухающих компонентов, увеличению прочности и хрупкости глинистых пород, к появлению систем незалечивающихся трещин, существенно повышающих проницаемость покрышек. В пределах ореолов внед-

рения под воздействием агрессивных пластовых вод, газов и углеводородов появляются метасоматические новообразования, способствующие залечиванию открытых трещин и тем самым улучшающие изолирующие свойства глин (образование литологических барьеров над или внутри глинистой покрывки).

Региональные майкопские покрывки ЧИАССР и локальные глинистые перекрытия Азербайджана, ДДВ и Ферганы на месторождениях с АВПД находятся на разных стадиях литогенетического преобразования. Так, глины ПТ Азербайджана (самые молодые по возрасту — плиоценовые) содержат много монтмориллонита (до 30–75% по различным месторождениям) и состоят на 66–90% из уплотненных глин, на 10–18% — из аргиллитоподобных глин и лишь на 16% — из аргиллитов (только на месторождении Карадаг, где глубина залегания максимальна — до 4000 м). На небольших глубинах (1500–1700 м, месторождение Калмас) смешанослойные компоненты монтмориллонит-гидрослюдистого состава отсутствуют, они появляются на глубинах с 2100–3400 м (на месторождениях Кюрордаг, Кюрсанга, Карадаг), причем набухающая фаза составляет до 50%. Все свидетельствует о том, что глины Азербайджанской ССР находятся на начальных и средних этапах катагенеза.

Глины майкопской покрывки ЧИАССР (палеогеновые) не содержат монтмориллонита, они значительно более уплотненные и прочные по сравнению с глинами Азербайджана. Так, верхнемайкопские покрывки на 63% состоят из глин, на 27–32% — из аргиллитоподобных глин и только на 6–10% — из аргиллитов, в нижнемайкопских отложениях глины составляют 8–19%, аргиллитоподобные глины — 19–20% и аргиллиты — 62–72%. Смешанослойные образования в майкопских глинах ЧИАССР появляются на меньших глубинах, чем в Азербайджане; так, содержание смешанослойных компонентов на глубине 1700 м достигает уже 45% (месторождение Хаян-Корт). Это свидетельствует о том, что глины Чечено-Ингушской АССР находятся на средних и поздних этапах катагенетического преобразования.

Глинистые покрывки Солоховского месторождения ДДВ, самые древние из рассмотренных (визейский ярус нижнекаменноугольных отложений), нацело сложены аргиллитами. Они не содержат монтмориллонита, а смешанослойные образования встречаются с глубин около 3000–3200 м и ниже в небольших количествах — 10–30% (при содержании набухающей фазы 25–30%). Следовательно, аргиллиты визейского яруса ДДВ находятся на поздних стадиях катагенеза. Содержание главных глинистых минералов (гидрослюды и хлорита) в аргиллитах Солоховского месторождения (см. рис. 13) подтверждает основные положения о стадийных изменениях глинистых минералов в связи с изменением среды, в которой они находятся и по мере прохождения разных стадий литогенеза. Суммарное содержание гидрослюды и хлорита в интервале 3200–3980 м составляет 70–90%. Однако с глубин около 4000 м, где появляются повышенные и аномально высокие пластовые давления, суммарное содержание гидрослюды и хлорита снижается примерно до 30% за

счет роста количеств каолинита и смешанослойных образований. Очевидно, здесь начинают оказывать влияние наложенные катагенетические процессы, проявляющиеся в воздействии агрессивных пластовых флюидов залежей с АВЦД.

Таким образом, рассмотренные глинистые покрывки, находясь на разных стадиях литогенеза, с разной интенсивностью подвергаются изменениям, связанным как с глубиной залегания и возрастом пород, так и с различиями в термобарической обстановке.

Воздействие флюидов залежи с АВЦД на перекрывающие глинистые породы во времени — вторичное, поэтому катагенез глин в ореолах внедрения и называется наложенным. Эти локальные катагенетические изменения действительно накладываются на уже существующие и измененные под воздействием стадийного катагенеза породы.

Рассмотрим, как влияют стадии катагенетического преобразования на степень изменения пород под воздействием флюидов залежи. Определение физических свойств глинистых покрывок в исследованных регионах показали, что, несмотря на различия в стадиях катагенетических изменений пород, эффект разуплотнения фиксируется как в региональных покрывках ЧИАССР, так и в локальных перекрытиях Азербайджана и ДДВ. Были подсчитаны локальные градиенты разуплотнения пород, охватывающие сравнительно небольшие участки, и региональные градиенты разуплотнения на больших интервалах. Как показали проведенные расчеты, локальные градиенты разуплотнения на 10 м глубины для Карадага составили  $0,023-0,083 \text{ г/см}^3$  (среднее значение  $0,052 \text{ г/см}^3$ ). Эти значения оказались максимальными как для месторождений Азербайджана, так и для ЧИАССР и ДДВ. Так, в месторождении Кюровдаг значения этих градиентов на 10 м глубины колебались от  $0,0012$  до  $0,01 \text{ г/см}^3$  (среднее значение  $0,0058 \text{ г/см}^3$ ), для месторождения Кюрсангя — от  $0,0045$  до  $0,046 \text{ г/см}^3$  (среднее значение  $0,014 \text{ г/см}^3$ ) и для месторождения Калмас —  $0,03$  до  $0,046 \text{ г/см}^3$  на 10 м глубины (среднее значение  $0,02 \text{ г/см}^3$ ).

Максимальные средние значения локального градиента разуплотнения для месторождения Карадаг свидетельствуют, видимо, о большем влиянии на разуплотнение подвижных газообразных флюидов залежи.

Для месторождений ЧИАССР (Старогрозненского и Хаян-Корта) значения градиента разуплотнения соответственно составляют  $0,003$  и  $0,0047 \text{ г/см}^3$  на 10 м глубины, что намного меньше, чем на месторождениях Азербайджана.

Рассчитанные для Солоховского месторождения градиенты разуплотнения колеблются от  $0,0007$  до  $0,004 \text{ г/см}^3$  на 10 м, составляя в среднем  $0,002 \text{ г/см}^3$ .

Таким образом, значения градиентов разуплотнения снижаются от месторождений Азербайджана к ЧИАССР и затем — к ДДВ. Как видно, толщи, находящиеся на поздних стадиях катагенетического преобразования, меньше подвержены наложенному катагенезу в ореолах внедрения и зонах АВЦД, чем глины, находящиеся на ранних стадиях катагенеза.

## ИЗОЛИРУЮЩИЕ СВОЙСТВА ГЛИНИСТЫХ ПОКРЫШЕК И ИХ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С АВПД

Изолирующие свойства глинистых покрышек играют решающую роль в образовании и сохранении месторождений углеводородов, в том числе и с АВПД. Они обусловлены прежде всего специфическими особенностями пористости и низкой проницаемостью глин. Эти свойства не остаются постоянными на протяжении геологической истории (см. гл. I). Низкая проницаемость глин связана с чрезвычайно малым размером развитых в них пор (от сотых долей микрона до нескольких микрон). Фильтрационные свойства глинистых толщ-покрышек в последнее время исследуются в лабораторных условиях. В частности, изучалось давление прорыва газа через насыщенные жидкостью образцы глин [14]. Установлено, что это давление резко меняется в зависимости от газопроницаемости глин. Так, при газопроницаемости в  $10^{-2}$  мД давление прорыва газа меньше 5 ат, при проницаемости  $10^{-3}$  мД — 30 ат, при проницаемости  $10^{-4}$  мД прорыв газа наступает при 55 ат, а при проницаемости  $10^{-5}$  мД при 80 ат.

Как показали эксперименты [128], до 70% фильтрующегося через глины газа проходит по каналам, соединяющим крупные поры, чем меньше диаметр пор, тем больше должен быть перепад давлений, необходимый для начала фильтрации. Чем плотнее и тонкодисперсней глинистая порода, тем тоньше ее поровые каналы и тем больше давление прорыва. Так, при диаметре пор в 0,2–0,25 мкм проницаемость глин равна  $1,5 \times 10^{-3}$  мД, а давление прорыва составляет 4–8 кг/см<sup>2</sup> (как по экспериментальным данным, так и по расчетам по капиллярным кривым). При уменьшении диаметра пор до 0,02–0,025 мкм проницаемость глин уменьшается до  $8,5 \times 10^{-5}$  мД, а давление прорыва возрастает в 7–10 раз, составляя 42–55 кг/см<sup>2</sup> [130].

По капиллярным кривым (или по кривым распределения пор по размерам) можно определять величину давления прорыва через данную породу. Расчетные величины давления прорыва близки к экспериментальным, полученным при вытеснении керосина газом. Возможность прорыва нефти и газа через глинистые покрышки над залежами с АВПД установлена на основе многочисленных нефтепромысловых данных в процессе поисков и разведки и во время разработки залежей.

Основные задачи изучения поведения глинистых толщ при лабораторных исследованиях сейчас заключаются в моделировании пластовых условий на установке высокого давления, создании в образце геостатического давления и противодействия, и наблюдении за изменениями различных физических свойств глин (пористость, проницаемость, плотность, электросопротивление, скорость прохождения упругих волн и т.д.) в условиях, близких к пластовым. Этим вопросам посвящен целый ряд исследований [1, 13, 33, 42, 68, 95, 98, 103].

Оценка времени прорыва углеводородов через глинистые покрышки и выяснение влияния мощности покрышки на давление прорыва представляет значительный практический интерес. Для теоретической оценки времени прорыва газа через глинистые породы известной мощности используются капиллярные кривые. Расчет времени прорыва газа через образцы при оптимальных перепадах давлений для пород с различной проницаемостью проводится с использованием закона Пуазейля для расхода жидкости через единственный капилляр по формуле [130]

$$t = \frac{4\mu l^2 \alpha^2}{\Delta P r_{\text{пр}}^2},$$

где  $t$  — время прорыва газа через образец;  $r_{\text{пр}}$  — радиус порового канала, по которому происходит прорыв;  $\Delta P = P_{\text{пр}} - P_{\text{к}}$  — перепад давления, при котором жидкость вытесняется из поровых каналов с радиусом  $r_{\text{пр}}$ ;  $\mu$  — вязкость жидкости при температуре опыта;  $l$  — длина образца,  $\alpha = \frac{\pi}{2}$  — теоретическая поправка на извилистость;  $\alpha l$  — расчетная длина единичного порового канала.

При расчетах по этой формуле величина  $r_{\text{пр}}$  определялась исходя из объемов вытесненной жидкости к моменту прорыва, полученных по экспериментальным данным. Анализ табл. 20 показывает, что время, необходимое для прорыва газа, резко возрастает с улучшением экранирующих свойств.

С целью выявления достоверности этих процессов в природных условиях нами проанализирован случай повышения пластового давления на месторождении Челекен, где установлены АВПД и покрышкой служат глины красноцветной толщ. На Дагаджикском участке этого месторождения в процессе эксплуатации нефтяной залежи в скв. 196 в течение 15 месяцев пластовое давление повысилось с 72,2 до 93,2 ат [122]. Увеличение пластового давления сопровождалось также увеличением дебита нефти и ростом пластовой температуры. Скважина эксплуатировала нефтеносную пачку I<sup>a</sup>, залегающую на глубине 601–606 м, ниже которой находится пачка II, отделенная от пачки I<sup>a</sup> 350-метровой толщей глин. Повышение пластового давления в пачке I<sup>a</sup> связано с прорывом флюидов через глинистую покрышку из пачки II. Начальное пластовое давление в залежи пачки II составляло 120 ат, т.е. к моменту прорыва флюида превышало пластовое давление в пачке I<sup>a</sup> на 47,8 ат. Таким об-

Т а б л и ц а 20

Результаты определения времени прорыва в зависимости от изменения

№ образ- ца	Проницаемость по- роды по жидкости, мД	Давление про- рыва, $P_{пр}$ , кг/см <sup>2</sup>	Диаметр поровых ка- налов, участвующих в прорыве, мкм
1	$1,5 \cdot 10^{-3}$	8	0,2-0,25
10	$2,1 \cdot 10^{-3}$	3	0,16-0,20
3	$5,2 \cdot 10^{-4}$	9	0,13-0,16
4	$3,4 \cdot 10^{-4}$	15	0,08-0,10
11	$1,9 \cdot 10^{-4}$	15	0,08-0,10
5	$9,4 \cdot 10^{-5}$	18	0,05-0,064
12	$3,2 \cdot 10^{-5}$	30	0,032-0,04
13	$4,0 \cdot 10^{-5}$	60	0,032-0,04
9	$8,5 \cdot 10^{-6}$	60	0,02-0,025
14	$3,0 \cdot 10^{-7}$	-	0,013-0,01

разом, давление прорыва составляло 120 ат. При минимальной проницаемости порядка  $3,0 \times 10^{-5}$  мД, диаметре поровых каналов до 0,04 мкм, длине образца 3,0 см, время прорыва составит 14 часов [130]. Так как реальное давление прорыва было равно 120 ат, а перепад давления превышал табличный почти в 5 раз, то время прорыва должно быть меньше в 10 раз (1,4 часа). С учетом мощности толщи (350 м), превышающей табличную в 11 600 раз, время прорыва составит около 16 000 часов, что вполне сопоставимо с реальным, составившим 11 000 часов (15 месяцев).

Изолирующие свойства глинистых покрывшек, под которыми находятся залежи с АВПД, зависят не только от литологического состава и структурных особенностей порового пространства глинистых пород, но и от целого комплекса других взаимосвязанных факторов (от величины избыточного давления, вызываемого большой высотой газонефтяной залежи, от интенсивности неотектонических процессов, от физико-механических свойств пород-покрывшек, их мощности, проницаемости, от битумонасыщенности глин, их трещиноватости и раскрытости трещин, характера и количества включений, физико-химических процессов, происходящих в покрывшке при контакте глинистых пород с внедряющимися из коллекторов углеводородами под аномально высоким давлением, от стадийного преобразования глинистых минералов, пластичности и ряда других).

Важнейшим фактором обеспечения герметичности изолирующих глинистых толщ служит их минеральный состав. О значении минерального состава глинистых толщ на сохранность залежей нефти и

Длина образца, $l$ , см	Перепад давления $\Delta P = P_{\text{пр}} - P_{\text{к}}$ , кг/см <sup>2</sup>	Время расчетное, $t_{\text{расч.}}$ , час	Время экспериментальное, $t_{\text{эксп}}$ , час (при $P = 20$ кг/см <sup>2</sup> )
2,82	1	2,0	3
3,70	1	5,0	5
3,74	1	8,3	8
4,00	2	12,0	10
2,80	2	6,0	7
2,53	3	8,0	10
2,70	5	13,5	10
2,95	10	8,0	14
2,90	10	20,5	22
3,50	10	110,0	90

газа свидетельствуют многие исследователи [14, 62, 63, 91, 109, 110, 120, 129, 135].

Непроницаемость глин обычно обеспечивается даже незначительным количеством набухающих минералов. Наилучшими экранирующими свойствами отличаются монтмориллонитовые глины, частицы которых наиболее высокодисперсны и обладают максимальной набухаемостью. Монтмориллонитовые глины обычно встречаются в сравнительно молодых отложениях, залегающих на глубинах до 3000 м [91]. Однако опыт глубокого разведочного бурения в Азербайджане и Фергане свидетельствует о сохранении его до глубины 5000–6000 м. По данным И.Д. Зхуса (см. гл. I), сохранность монтмориллонита на таких глубинах связана с тем, что он образован по вулканическому пеплу (бентонит) и не содержит органической примеси.

В глинах месторождения Кюрсангя содержание монтмориллонита колеблется от 13 до 58%, в Карадаге — от 5 до 31%, в Калмасы — от 24 до 75%, а в глинах ПТ Кюровдага — от 5 до 52%. Исходя из содержания монтмориллонита в глинах локальных покрывшек ПТ Азербайджана, они должны обладать довольно хорошими изолирующими свойствами. Региональные майкопские покрывшки грозненских месторождений не содержат монтмориллонита, так же как и локальные покрывшки визейского возраста Солоховской площади Днепровско-Донецкой впадины. Это ухудшает их изолирующие свойства.

Измерение набухаемости глинистых пород обычно проводится по методике К. Ф. Жигача и А.Н. Ярова [59], основанной на из-

мерении объема набухающего вещества. Однако оценка набухаемости глин производится при этом в атмосферных условиях. Разработан прибор для определения набухаемости глинистых пород в условиях высокого гидростатического давления [40]. Установка состоит из двухлитрового автоклава ( $p=525$  ат,  $T=500^{\circ}\text{C}$ ), насоса НЖР-3 и устройства полуавтоматической записи. Как показали исследования названных авторов, степень набухания тереклинской глины при повышении гидростатического давления до 400 ат возрастает с 2,72 до 3,06, однако при повышении температуры с 18 до  $90^{\circ}\text{C}$  (соответствующей в пластовых условиях глубине, на которой давление равно 400 ат) степень набухания той же глины **снижается** с 2,72 до 2,10. Таким образом, набухание глин в **условиях**, близких к пластовым, зависит как от температуры, так и от давления, причем воздействие этих факторов на набухаемость глин противоположно, и влияние температуры на набухание глин сказывается интенсивнее.

В общем случае можно считать, что изолирующие свойства глинистых отложений с глубиной постепенно ухудшаются. Это связано с изменением минерального состава глинистых пород, с превращением пластичных глин через аргиллитоподобные глины в аргиллиты и глинистые сланцы, характеризующиеся повышенной трещиноватостью.

Нефтегазовые месторождения со сверхвысокими пластовыми давлениями характеризуются сильной раздробленностью, блоковым строением; нередко структура разбита на десятки блоков, с самостоятельным гидродинамическим режимом. Такое строение характерно для многих залежей с высокими пластовыми давлениями, и, в частности, для месторождений Кюровдаг, Кюрсангя, Карабулак-Ачалуки, Брагуны и др. Тектонические нарушения и окружающие их зоны повышенной трещиноватости оказывают, как правило, отрицательное воздействие на герметичность покрышек. О проводящей роли разломов на месторождениях с АВПД свидетельствует наличие многопластовых месторождений - Шебелинское, Кюровдаг, Карадаг, Челекен и др., разбитых многочисленными сбросами. Поверхностные выходы нефти и газа вдоль зон разломов, многочисленные грифоны также свидетельствуют о вертикальной миграции флюидов по разломам и зонам трещиноватых пород.

В целом условия, определяющие проводимость разрывов, исследованы недостаточно, так как слабо изучено строение зон разрывов, особенности истории их развития, неизвестны относительные величины действовавших тектонических сил, их пространственное распределение. Так, например, сбросы считаются каналами миграции нефти и газа, но известны многие площади, где сброс создает непроницаемый экран для залежи. Если амплитуда тектонических нарушений меньше мощности глинистых экранов, то разломы, как правило, не являются проводящими и не ухудшают герметичности покрышек.

На многопластовых нефтегазовых месторождениях типа Карадага, Кюровдага, где первая нижняя структурно-литологическая зона с АВПД в залежи сложена чередующимися песчаными и глинистыми

породами, отдельные глинистые прослои, разделяющие продуктивные горизонты, служат локальными перекрытиями [7]. Месторождения с АВПД обычно характеризуются сильной раздробленностью, блоковостью и между отдельными продуктивными горизонтами происходят перетоки нефти и газа. Поэтому залежи первой зоны часто массивно-пластовые, имеют единый контакт газ — вода или нефть — вода. Перетоки нефти и газа происходят не только по зонам разломов, но и по развитым в локальных глинистых перекрытиях микротрещинам. В этом отношении характерен разрез ПТ на месторождениях Западного Апшерона и Прикуринской низменности (Карадаг, Кюровдаг, Кюрсангя, Калмас). Глинистые и глинисто-карбонатные отложения ПТ, а также подстилающие и перекрывающие ее глины подверглись комплексу исследований; в частности, изучена возможность перетока флюидов через локальные перекрытия. Установлено, что на месторождении Карадаг как глинистые отложения ПТ (кирмакинская свита, VIII, VII продуктивные горизонты, раздел VI—VII горизонтов), так и подстилающие ее отложения диатомовой свиты отличаются значительной микротрещиноватостью. Трещины проходят главным образом параллельно и под углом к напластованию, реже распределены беспорядочно и перпендикулярно к напластованию. На стенках открытых микротрещин видны следы миграции легкого желтого битума, некоторые трещины нацело выполнены им. Особенно интенсивно трещиноваты и заполнены легким битумом породы диатомовой свиты. Нередко трещины здесь образуют сетчатый рисунок, по ходу микротрещин отмечаются удлинённые щелевидные пустоты выщелачивания. Это свидетельствует о том, что нефть проникает в ПТ, а также в перекрывающие отложения снизу. Следовательно, роль вертикальной миграции на месторождениях с АВПД очень велика. Аналогичные результаты были получены также по месторождениям Калмас, Кюрсангя, Кюровдаг.

Как показали проведенные исследования, тенденция к увеличению трещиноватости и трещинной проницаемости глинистых пород с глубиной наблюдается и в ЧИАССР. Значительной микротрещиноватостью обладают также локальные глинистые покрывки Солоховской площади.

Об ухудшении экранирующих свойств глинистых покрывок с увеличением глубины их залегания свидетельствуют также работы Г.Э. Прозоровича и А.Г. Потеряева [106] и др. Они также связывают это явление с катагенетической зональностью глинистых минералов, уменьшением на больших глубинах содержания монтмориллонита и смешанослойных образований гидрослоисто-монтмориллонитового состава и заменой их гидрослодой и хлоритом. Сказанное подтверждается результатами анализа запасов крупных и гигантских газовых залежей нефтегазоносных бассейнов мира. Максимальные суммарные запасы газа в залежах под глинистыми покрывками тяготеют к глубинам 1—1,5 км, а ниже постепенно, но значительно убывают — наибольшие запасы связаны с тем интервалом разреза, где развиты пластичные глины.

Важным фактором, от которого зависят изолирующие свойства глинистых покрывшек, служит их мощность. Многие исследователи считают этот фактор главным, определяющим высоту залежи [44, 57, 100, 119, 120 и др.]. Между мощностью глинистой толщи-покрывшки и высотой залежи некоторые исследователи устанавливают прямую зависимость.

По данным А.А. Плотникова [99], обработка материалов по мощности глинистой покрывшки и высоте залежей по 101 газовой и 25 нефтяным залежам Саратовско-Волгоградского Поволжья и Бухаро-Хивинской области свидетельствует о высоком коэффициенте корреляции между этими величинами ( $r = 0,900$  - для газовых и  $0,830$  - для нефтяных залежей). Уравнения регрессии соответственно следующие:  $y = 2,75x + 1,5$ ;  $x = 0,3y + 1,7$  (для газовых залежей) и  $y = 4,76x - 3,46$ ;  $x = 0,14y + 2,88$  (для нефтяных), где  $y$  - этаж нефтегазоносности в м, а  $x$  - мощность глинистой покрывшки в м. В.П. Строганов (1971) предполагает наличие функциональной зависимости между экранирующей способностью покрывшки и высотой залежи на тех многопластовых месторождениях, где происходила вертикальная миграция углеводородов.

$$H = f(S) \text{ или } H = f(h \cdot K),$$

где  $H$  - высота залежи,  $S$  - экранирующая способность покрывшки,  $h$  - мощность глинистой покрывшки,  $K$  - коэффициент, отражающий влияние качества покрывшки на экранирующую способность. Однако очень трудно количественно оценить коэффициент  $K$ , практически учесть все факторы, влияющие на проницаемость покрывшки. Если для месторождений с нормальными пластовыми давлениями минимальная мощность покрывшек составляет десятки метров, то для месторождений с АВПД их мощность измеряется сотнями метров и более, нередко превышая 1000-1500 м. Мощность глинистых покрывшек на изученных месторождениях ЧИАССР и Азербайджана колеблется от 1500 до 2000 м. Все месторождения Восточного Предкавказья со сверхвысокими пластовыми давлениями встречаются только в тех структурах, для которых характерны большие (до 1000 м и более) мощности глинистых толщ майкопа и нижнего чокрака [10]. Такая зависимость действительна как для платформы, так и для предгорного прогиба Восточного Предкавказья. На платформе АВПД встречены на Терско-Сулакской плите, где мощность глин одного лишь майкопа составляет 1000-1500 м (Прасковейско-Чкаловское месторождение и др.), в то же время месторождения с АВПД отсутствуют на Ставропольском своде и на крыже Карпинского, где мощность майкопа уменьшается до 200-300 м, а местами до нуля (крыж Карпинского). В предгорном прогибе наиболее эффективные проявления АВПД установлены в Терско-Сунженской области (Карабулак-Ачалуки, Малгобек-Вознесенское, Брагуны, Хаян-Корт и др.) и в Северном Дагестане (месторождение Махачкала) - здесь мощности глинистой покрывшки майкопа и нижнего чокрака составляют 1500-2000 м и более; в то же время в Южном Дагестане,

где майкоп маломощен (200–300 м), АВПД отсутствуют или же незначительны (Хошмензил, Дагогни, Дузлак).

На герметичность глинистых покрышек оказывают влияние тектонические особенности глин и наличие терригенных примесей в них. При беспорядочном распределении разрозненных зерен терригенных минералов в глинистых породах зоны повышенной проницаемости не связаны между собой, и изолирующие свойства пород снижаются незначительно. Если же крупнозернистый материал образует слои, удлинённые линзы с небольшими промежутками между ними, то изолирующие свойства резко ухудшаются.

Проведённые авторами исследования на примере Солоховского месторождения (см. табл. 19) не обнаружили прямой связи между типом структуры аргиллитов горизонтов с АВПД или без него, но для текстур аргиллитов такая зависимость намечается довольно отчетливо. Так, в зонах без АВПД (на примере горизонта В-15) породы с пятнистой и комковатой текстурой составляют 17%, а в горизонтах с АВПД – 60–78%. Породы с линзовидной и неясно линзовидно-слоистой текстурой, повышающей проницаемость покрышек, составляют в зонах без АВПД 83%, а в зонах АВПД всего 40%. Таким образом, по текстурным особенностям аргиллиты локальных покрышек зоны АВПД характеризуются лучшими изолирующими свойствами.

Увеличение числа песчано-алевритовых прослоев в глинистой толще, как отмечалось, ухудшает герметичность покрышек. Примером служит увеличение песчаности с запада на восток в верхнем отделе ПТ Апшеронского полуострова (сураханская, сабунчинская, балаханская свиты) с 10–20 до 50–60%. Залежь со сверхвысоким пластовым давлением (Карадаг) встречается только в западной части Апшерона.

Рассмотренные в главе I катагенетические преобразования глинистых минералов характерны для глин в региональном плане; изменения глин над нефтегазовой залежью, особенно со сверхвысоким пластовым давлением, являются локальными, специфическими, накладывающимися на общие катагенетические изменения. Общие для зоны катагенеза изменения глинистых пород могут в значительной степени ухудшить изолирующие свойства (преобразование монтмориллонита в гидрослоду, уменьшение содержания монтмориллонита с глубиной, рост трещиноватости и т.д.). Локальные изменения пород под воздействием флюидов залежи (образование зон разрыхления пород, проникновение флюидов в глины, затормаживающее их изменения, метасоматические преобразования пород в ореоле внедрения, образование метасоматических литологических экранов, сорбирование глинами органического вещества, образование зон повышенной пористости и т.д.) могут значительно улучшить изолирующие свойства глинистых покрышек.

Аномальность пластовых давлений в залежах с АВПД оказывает влияние на прорыв нефти и газа через глинистую покрышку. Как указывалось, залежи со сверхвысокими пластовыми давлениями

часто имеют очень большой этаж нефтегазоносности. В своде залежи под влиянием разности удельных весов нефти, газа и воды, а также высоты залежи образуется так называемое "избыточное давление" (при нормальном пластовом давлении на водо-нефтяном контакте). Такие залежи называют залежами с избыточным давлением. М.Ф. Двали [43] справедливо считает, что их надо отличать от залежей, имеющих на ВНК давления выше гидростатических (залежи с АВПД). При одинаковых высотах залежей давление в своде, которое должны выдержать глинистые покрывки, всегда больше в залежах с АВПД, чем в залежах с избыточным давлением. Очевидно, что чем больше аномальность пластового давления в залежах, тем более высокими должны быть изолирующие и прочностные свойства покрывок. Если глинистая покрывка хорошо держит залежи с нормальным пластовым давлением, то для залежи с АВПД (например, с аномальностью пластового давления 1,6-1,8) она может быть и негерметичной. Понятие герметичность и прочность, равно как и другие физические и механические свойства глин, нельзя рассматривать изолированно, вне каких-то определенных условий. Что прочно при ограниченной нагрузке или герметично при ограниченном давлении, может быть непрочным или негерметичным в других условиях.

По способности выдерживать определенные пластовые давления глинистые покрывки над залежами с АВПД можно разделить на три большие группы: высокопрочные, прочные и слабопрочные (малопрочные). Такое разделение наиболее целесообразно. Как известно, месторождениями с АВПД называют нефтегазовые месторождения, где пластовое давление превышает условное гидростатическое на 30% и более (т.е. аномальность  $P_{пл}$  составляет не менее 1,3). Изучение многих месторождений с АВПД показывает, что преобладающие значения аномальности пластовых давлений составляют 1,3-1,8. Поэтому разделение покрывок для месторождений с АВПД должно отражать степень аномальности пластовых давлений в залежах. Высокопрочные глинистые покрывки - это такие, которые выдерживают давления с аномальностью 1,8-2,3, т.е. приближающиеся к геостатическому. Прочными мы называем покрывки, выдерживающие пластовые давления с аномальностью 1,3-1,8 и, наконец, слабопрочными (для месторождений с АВПД) - покрывки, выдерживающие залежь с пластовыми давлениями, имеющими аномальность до 1,3. Как правило, высокопрочные покрывки сложены пластичными глинами монтмориллонитового состава, без признаков трещиноватости и без примесей терригенного материала. Прочные покрывки иногда имеют микротрещины и незначительную примесь терригенного материала, их минеральный состав преимущественно гидрослюдисто-монтмориллонитовый, обычно со смешанослойными компонентами. Слабопрочные покрывки чаще всего представлены плотными глинистыми породами (нередко аргиллитами) с развитой сетью микротрещин, часто со значительной примесью терригенного материала; минеральный состав их глинистого вещества - каолини-

товый, гидрослюдястый и хлоритовый. В каждой выделенной группе глинистых покрышек на возникновение и сохранение нефтегазовых залежей с АВПД оказывают влияние более двадцати различных перечисленных выше факторов. Учесть количественно долю каждого фактора сейчас очень трудно, однако дальнейшие усилия в этом направлении могут привести к значительным успехам.

Особо следует остановиться на неотектонических движениях, которые могут оказать как положительное, так и отрицательное влияние на сохранность залежей с АВПД. Известно, что залежи с высокими пластовыми давлениями во всем мире обычно приурочены к подвижным неотектонически активным зонам на суше и на шельфах. В таких регионах может поддерживаться геотектонический режим, благоприятствующий возникновению или усилению высокой и сверхвысокой пластовой энергии в отдельных зонах. Изолирующие свойства глин на участках контрастных движений и в зонах смены знака неотектонических движений зависят от многих факторов. Эти участки обычно находятся на границах крупных тектонических элементов, связаны с крупными тектоническими нарушениями и зонами трещиноватости. Поэтому изолирующие свойства глин здесь зависят от амплитуды и скорости неотектонических движений, а также от того воздействия, которое оказывают эти движения (и связанная с ними сейсмичность) на проводимость зон разломов и зон оперяющей их трещиноватости. В некоторых случаях активизация неотектонических движений приводит к "оживлению" разломов и разгерметизации ловушек.

## ЗНАЧЕНИЕ АНОМАЛИЙ В СВОЙСТВАХ ГЛИН В СВЯЗИ С ВЫЯВЛЕНИЕМ ОРЕОЛОВ НАД НЕФТЕГАЗОВЫМИ ЗАЛЕЖАМИ, ПРОГНОЗОМ ЗОН АВПД И ОЦЕНКОЙ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

### ВЫЯВЛЕНИЕ ЗОН АВПД И ОРЕОЛОВ ВНЕДРЕНИЯ

Выявление аномалий в свойствах глинистых покрывок над залежами с АВПД имеет не только научное, но и большое практическое значение. На основании своевременного установления характера аномалий в покрывках можно заранее предвидеть приближение зон с АВПД, оценить примерно пластовое давление и перестроить технологию проходки скважин в соответствии с изменившимися условиями. Все это позволяет максимально уменьшать сроки бурения, свести к минимуму возможность выбросов и успешно проходить скважины в сложных геологических условиях. В ряде случаев знание пластового давления в глинах, над залежами с АВПД дает возможность облегчить конструкцию скважин, работать на более легких растворах (в условиях, приближающихся к "бурению на равновесии"), точнее подобрать глубины установки обсадных колонн, уменьшить затраты на борьбу с поглощениями и выбросами, помочь в выборе инструмента при испытании пластов.

В целях экономии времени и средств при глубоком и сверхглубоком бурении на нефть и газ в условиях АВПД многие исследователи как в Советском Союзе, так и за рубежом, разрабатывают вопросы прогнозирования АВПД и предотвращения осложнений. Для обнаружения зон и оценки АВПД при бурении глубоких скважин предложен ряд методов, охарактеризованных в литературе [5, 6, 9, 26-29, 45-48, 96, 97, 123, 137, 138, 140, 141 и др.].

Приемам выявления зон АВПД и ореолов внедрения по аномалиям в физических свойствах глин принадлежит особое место в комплексе методов, применяемых при поисково-разведочных работах. Особо выделяются методы, основанные на анализе глин по шламу в поверхностных условиях.

Определение плотности глин по шламу — один из перспективных методов выявления зон аномальных давлений и оценки АВПД [28, 137, 138, 146, 147]. В процессе разработки и улучшения этого метода от некоторых приемов анализа и элементов оборудования, вследствие их несовершенства, отказались. Это относится к системам, действующим по принципу вытеснения жидкости, градуирования жидкости по удельному весу, а также по шкале, основанной

на законе Архимеда. При использовании этих способов измерения плотности получались результаты, которые зависели от поверхностного натяжения, количества газа, удерживаемого в частицах глин, от температуры и формы образца. Впоследствии наиболее надежным способом вычисления плотности было признано измерение объема и массы шлама. Плотность при этом определяется делением веса шлама на его объем. Такой метод позволил добиться погрешности не более 1% [138]. Аналогичный метод вычисления плотности глин по шламу используется во ВНИГРИ (с помощью порозиметра СПВ-2). Строя график, выражающий плотность глины по глубине, можно установить нормальную тенденцию уплотнения глины (линию нормального уплотнения). Отклонения от этой линии указывают на наличие в разрезе разуплотненных глин и, следовательно, аномального порового давления. Однако значения плотности могут быть искажены. Основные причины такого искажения следующие: 1) длительное контактирование глин с глинистым раствором, прежде чем шлам выносится на поверхность; 2) примеси в глинах терригенного и других материалов приводят к искажению значений плотности; 3) содержащийся в частицах глин газ уменьшает их плотность.

Для оценки зон с АВПД вначале строится линия нормального уплотнения глин. Она характеризует закономерность увеличения плотности глин под воздействием геостатической нагрузки. Выбор положения линии нормального уплотнения представляет известные трудности, так как уплотнение глин в верхней и нижней частях разреза различно. Иногда разрез может характеризоваться наличием двух линий нормального уплотнения (соответственно для верхней и более погруженной части разреза), что объясняется различной интенсивностью уплотнения глин. Если в верхней части разреза уплотнение глин происходит наиболее интенсивно, то в нижней интенсивность уплотнения снижается. Отдельные (даже усредненные) значения плотности имеют разброс относительно линии нормального уплотнения. Этот разброс объясняется прежде всего точностью замеров плотности и зависит также от различий в составе глин (примесь терригенного материала, различная степень карбонатности и т.д.). Постепенное увеличение плотности глин с глубиной свидетельствует о наличии в разрезе нормального гидростатического давления. Если значения плотности по разрезу остаются почти без изменения и начинают отклоняться от линии нормального уплотнения, то это означает, что бурение ведется в переходной зоне. Дальнейшее отклонение значений плотности от линии нормального уплотнения свидетельствует о входе в зону АВПД.

Кровля зоны АВПД выделяется с помощью графиков плотности глин по шламу и керну. Зоны АВПД по данным плотности глин устанавливаются довольно надежно, однако целесообразно использовать для контроля выделение зон АВПД еще по какому-либо методу (по механической скорости бурения, по "d-экспоненте", индукционному каротажу и др.). На рис. 25 показано выделение кровли ореола внедрения в скв. 676 Старогрозненского месторождения по комп-

лексу методов, включающему изменение по разрезу удельного веса глинистого раствора (с учетом зон разгазирования и поглощений), плотности глин, их открытой пористости, общего содержания в них битума, механической скорости и " $d$ -экспоненты". Как видно, кровля ореола внедрения характеризуется резким увеличением удельного веса глинистого раствора при бурении, отклонением значений плотности и пористости глин от линии нормального уплотнения, увеличением общего содержания битума в породах, увеличением механической скорости бурения и уменьшением " $d$ -экспоненты". Зона АВЦД отбивается по комплексу методов в низах нижнего чокрака на глубине 2350 м.

Как уже отмечалось (см. главу III), было проведено также выделение этих ореолов по профилям скважин, проходящим вкрест простираания структур.

### ОЦЕНКА ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ПО ПЛОТНОСТИ И ПОРИСТОСТИ ГЛИН

Приближенную оценку поровых (пластовых) давлений в процессе бурения можно провести по шламу, исследуя и сопоставляя такие характеристики пород, как плотность и пористость. Зарубежные фирмы широко используют сведения о физических свойствах глин (пористости, плотности) для прогноза зон АВЦД и оценки пластовых давлений. Такие же исследования ведутся в последнее время и в СССР.

Основные физические свойства (пористость, плотность) могут быть определены по шламу (экспрессным путем в процессе бурения). Это, в свою очередь, позволяет оценивать поровое давление в процессе бурения и выявлять характер изменения градиентов АВЦД по разрезу бурящейся скважины. Основой для оценки пластовых давлений в скважине по физическим свойствам пород (пористости, плотности) служит существующая для каждого района вполне определенная зависимость уплотнения глин с глубиной в условиях нормальных пластовых давлений, и изменение нормальной тенденции уплотнения (в сторону разуплотнения) в разрезах с АВЦД. Установлено, что для зон развития АВЦД характерна аномально высокая пористость пород [56] и эффект разуплотнения. Используя последний, выявляют зону АВЦД, которая отличается аномально низкими значениями плотности пород и аномально высокими значениями их пористости.

К настоящему времени разработана методика количественной оценки давлений. Для расчетов величин порового давления используются различные модификации уравнения Терцаги и Хабберта, устанавливающие связь между поровым давлением и плотностью пород. Б.Л. Александровым [6], В.М. Добрыниным и В.А. Серебряковым [47], В.Ф. Пановым [96, 97], В. Боутменом [137, 138] и другими предложены расчетные формулы для определения порового

давления от плотности и пористости пород по керну и шламму. Формула для расчетов порового давления, предложенная Б.Л. Александровым, в общем виде такова:

$$P_a = 0,1 \gamma_{BC} H + 0,23 K_{II} (1 - K_{II}) (\gamma_{II}^h - \gamma_{BC}^h) \frac{\Delta H}{\Delta K_{II}} \lg \frac{(K_{II} - 1) K_{IIa}}{(K_{IIa} - 1) K_{II}}$$

где  $P_a$  — аномальное поровое давление,  $\gamma_{BC}$  — средневзвешенное значение плотности воды до глубины  $H$ ;  $K_{II}$  — коэффициент пористости глин (в долях единицы) в верхней части интервала  $\Delta H$ ;  $\gamma_{II}^h, \gamma_{BC}^h$  — средние значения плотности пород и воды в интервале  $\Delta H$  с нормальным поровым давлением;  $K_{II}$  — значение коэффициента пористости глин на заданной глубине при нормальном гидростатическом давлении поровой жидкости;  $K_{IIa}$  — значение коэффициента пористости глин при условии аномального давления поровой жидкости на той же глубине.

Используя график установленной эмпирической связи между плотностью и пористостью глин по шламму  $\gamma_{II} = f(K_{II})$  для месторождений Восточного Предкавказья, можно выразить значение аномального давления только через значения плотности пород. Формулы будут иметь следующий вид (в зависимости от способа вывода):

$$P_a = 0,1 \gamma_{BC} H + 0,115 (2,78 - \gamma_{II}) (\gamma_{II} - 0,78) (\gamma_{II}^h - \gamma_{BC}^h) \times \\ \times \frac{\Delta H}{\Delta \gamma_{II}} \lg \frac{(2,78 - \gamma_{IIa})}{(2,78 - \gamma_{II})}$$

$$\text{или: } P_a = 0,1 \gamma_{BC} H + 0,115 (2,78 - \gamma_{II}) (\gamma_{II} - 0,78) (\gamma_{II}^h - \gamma_{BC}^h) \times \\ \times \frac{\Delta H}{\Delta \gamma_{II}} \lg \frac{(0,78 - \gamma_{II}) (2,78 - \gamma_{IIa})}{(0,78 - \gamma_{IIa}) (2,78 - \gamma_{II})},$$

где  $\gamma_{IIa}$  — плотность пород на глубине  $H$  при аномально высоком поровом давлении;  $\gamma_{II}$  — предполагаемая плотность пород на глубине  $H$  при нормальном поровом давлении,  $\gamma_{II}^h, \gamma_{BC}^h$  — среднее значение плотности пород и воды в интервале  $\Delta H$  с нормальным поровым давлением,  $\Delta \gamma$  — изменение плотности пород в верхней части данного интервала,  $\gamma_{II}$  — значение плотности пород в верхней части данного интервала,  $\gamma_{BC}$  — средневзвешенное значение плотности воды до глубины  $H$ .

Приведенная формула значительно упрощается с применением заранее составленных таблиц.

Другая модификация формулы Хаберта предложена В.Ф. Пановым [96] для глин. При наличии в геологическом разрезе относительно чистых глин (с карбонатностью, не превышающей 5-7%) количественную оценку поровых давлений рекомендуется производить по формуле:

$$P_a = 0,1 \left[ \delta_{II, \text{cp}}^h h_a - h_{II} (\delta_{II, \text{cp}}^h - \delta_{V, \text{cp}}^h) \right],$$

где  $\delta_{II, \text{cp}}^h$  — среднее значение плотности глин в литологически од-

народном горизонте до глубины  $h_a$ ;  $\delta_{п, ср}^{h_H}$  — среднее значение плотности глин в литологически однородном горизонте до глубины  $h_H$ ;  $\delta_{в. ср}^{h_H}$  — средняя плотность насыщающей жидкости (поровой воды) в литологически однородном горизонте до глубины  $h_H$ ;  $h_a$  — глубина пласта в зоне АВПД, в котором определяется поровое давление;  $h_H$  — глубина, на которой пласт имеет такую же пористость, как на глубине  $h_a$ .

В работе В.Ф. Панова [97] приводится для расчета порового давления та же формула, но входящие в нее величины имеют совершенно другое содержание. Так, например,  $\delta_{п, ср}^{h_a}$  — в работе [96] означает среднее значение плотности глин в литологически однородном горизонте до глубины  $h_a$ , а в работе [97] — средневзвешенное значение плотности вышележащих пород до глубины определения порового давления  $h_a$ . Следует подчеркнуть, что в первом случае среднее значение плотности подсчитывается именно для глин в литологически однородном горизонте, т.е. выбираются значения только для глин и только в определенных, специально выбранных литологически выдержанных, однородных горизонтах. Во втором случае средневзвешенное значение плотности подсчитывается для пород всех вышележащих горизонтов, а не только для литологически выдержанных так называемых "чистых" глин.

$\delta_{в. ср}^{h_H}$  — в работе [96] средняя плотность насыщающей жидкости в литологически однородном горизонте глин до глубины  $h_H$ , а в работе [97] — средневзвешенное значение плотности насыщенного флюида до глубины  $h_H$  в интервале нормального пластового давления.

Ко всем другим членам предложенной В.Ф. Пановым формулы относятся те же замечания.

Таким образом, приводимая В.Ф. Пановым [97] формула определения пластового давления, хотя по внешней формуле тождественна формуле, приведенной в работе [96], но по содержанию резко отличается от нее. Поэтому, пользуясь этой формулой, мы получим на тех же глубинах два совершенно различных значения АВПД.

В связи с этим в дальнейшем для подсчета пластовых давлений по плотности и пористости глин нами использовалась методика Б.Л. Александрова [6].

Усредненные графики зависимости  $\delta_{п} = f(H)$  строятся в линейном масштабе. Хорошие результаты могут быть получены при сопоставлении сходных в литологическом отношении участков.

Для увеличения точности проводимых расчетов пластовых давлений по физическим свойствам глин очень важно правильно провести линию их нормального уплотнения в интервале не менее 300 м. При ее проведении используется метод наименьших квадратов.

Если имеются прямые замеры пластовых давлений на исследуемой площади, необходимо сопоставить их с расчетными пластовыми давлениями для оценки точности произведенных расчетов.

С использованием приведенных выше формул оценивались пластовые (поровые) давления в глинах. Были подсчитаны, например, значе-

Таблица 21.

Результаты расчета поровых давлений по скв. 55 месторождения Брагуны

Глубина, м	Возраст	АВПД, рассчит. по плотности глин по шламу, кг/см <sup>2</sup>	АВПД, рассчит. по уд. весу гл. р-ра, кг/см <sup>2</sup>	Фактический уд. вес глинистого р-ра в точках замера, г/см <sup>3</sup>	Уд. вес гл. р-ра по данным плотности глин, г/см <sup>3</sup>
2940	Верхний майкоп	528	547	1,86	1,80
3080	То же	602	616	2,00	1,96
3410	"	649	717	2,10	1,90
3540	"	685	760	2,15	1,94
3650	"	730	750	2,06	2,00
3820	Нижний майкоп	764	795	2,08	2,00
3995	То же	778	835	2,09	1,95
4180	"	823	840	2,01	1,97
4225	"	830	845	2,00	1,97
4300	"	854	867	2,02	1,98

ния давлений для скв. 55 месторождения Брагуны (табл. 21), и результаты сопоставлены с давлениями, вычисленными по фактическому удельному весу бурового раствора. Результаты сопоставления оказались удовлетворительными. Из табл. 21 видно, что удельные веса глинистого раствора, примененные при бурении скв. 55 месторождения Брагуны, по-видимому, завышены. Аналогичный расчет проведен по скважинам Солоховской площади (рис. 29, см. вкладку).

Методика выделения зон АВПД и оценки пластовых давлений, участником разработки которой во ВНИГРИ был В.В. Бахтин, апробирована на разведочных площадях трех нефтегазоносных районов - Чечено-Ингушетии, Азербайджана и Украины. Пример выделения зоны АВПД и расчета пластовых давлений представлен на рис. 29. По методике ВНИГРИ используется графоаналитический метод построения значений плотности и пористости пород и сопоставление указанных зависимостей  $\delta = f(H)$ ,  $K_{п} = f(H)$  со значениями "d-экспоненты" [ $d = f(H)$ ], построенными по данным бурения (см. рис. 29).

Предложенный ВНИГРИ новый комплексный метод выделения зон АВПД и расчетов  $P_{пл}$  позволяет выделить зоны АВПД по данным: а) "d-экспоненты"; б) разуплотнения пород по шламу с использованием прибора СПВ-2; в) изменения пористости пород в сопоставлении с результатами, полученными первыми двумя методами. Метод ВНИГРИ дает возможность оперативно, в процессе проводки скважин, судить о величине пластового давления  $P_{пл}$ , а также о росте пластового давления по мере углубления скважин. Сведения о скачкообразных изменениях  $P_{пл}$  позволяют корректировать глубину спуска промежуточных колонн.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установление литогенетических преобразований глин в зонах АВПД показывает, что они могут быть использованы как при разработке общей теории глинистых покрывшек, так и при решении ряда практических вопросов, связанных с бурением глубоких скважин на нефть и газ в условиях АВПД.

В результате проведенных исследований были рассмотрены свойства глинистых отложений по четырем крупным регионам с АВПД, отличающимся друг от друга литолого-фациальными, стратиграфическими, структурно-тектоническими, промыслово-геологическими и другими особенностями — по ЧИАССР, Азербайджанской ССР, Ферганской и Днепровско-Донецкой впадинам.

Литолого-петрографическое изучение региональных и локальных глинистых покрывшек показало, что майкопские отложения ЧИАССР сложены в основном неизвестковистыми глинами, в нижней части — аргиллитами, с прослоями песчаников, алевролитов и сидеритов. На месторождениях Азербайджана глинистые перекрытия ПТ представлены известковыми и известковистыми глинами с прослоями алевролитов и аргиллитов. В палеогене Ферганской впадины петрографический состав разновозрастных флюидоупоров изменяется от пластичных глин на малых глубинах до аргиллитов и сланцеподобных аргиллитов на максимальных глубинах, вскрытых бурением в самые последние годы. Локальные глинистые перекрытия визейского яруса нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины представлены аргиллитами с прослоями мергелей, алевролитов и песчаников.

Минеральный состав глин в районах исследования различен. Преобладающими глинистыми минералами в разрезе майкопской покрывшки служат гидрослюда и смешанослойные компоненты; такой же состав имеют глины ПТ на месторождениях Прикуриинской низменности (Кюрсангя и Кюровдаг). Для месторождения Карадаг характерны глины гидрослюдисто-хлоритового состава, а для месторождения Калмас — гидрослюдисто-монтмориллонитового. Наибольшей пестротой состава отличаются покрывшки палеогена Ферганы. На малых глубинах (до 1000–1500 м) глинистое вещество сложено монтмориллонитом, смешанослойными компонентами ряда монтмориллонит — гидрослюда, гидрослюдой, палыгорскитом и хлоритом. По мере погружения в покрывшках сокращается количество набу-

хающих минералов и палыгорскита и, начиная примерно с 5000–5500 м, эти минералы исчезают, ассоциации оказываются двухкомпонентными, состоящими только из гидрослюда и хлорита. Вместе с тем, как указывалось выше (см. гл. I и II), местами на максимальных глубинах сохраняется монтмориллонит, который в этих случаях представляет собой вулканогенные образования (бентониты), лишенные органической примеси. В аргиллитах визейского яруса Солоховского месторождения в интервале до 4000 м преобладают гидрослюда и хлорит, ниже, в зонах АВПД, наряду с этими минералами в сложении ассоциаций участвуют смешанослойные образования и каолинит.

Сопоставление физических свойств глин и аргиллитов изученных покрышек свидетельствует о том, что пределы колебаний пористости по месторождениям ЧИАССР и Азербайджана примерно одинаковы (5–27 и 4–26% соответственно), а плотности несколько меньше на месторождениях ЧИАССР (1,62–2,42 для ЧИАССР и 1,74–2,60 г/см<sup>3</sup> для Азербайджана). Аргиллиты Солоховского месторождения отличаются очень низкими значениями пористости (1,6–4,3%) при относительно высоких плотностях (2,34–2,97 г/см<sup>3</sup>).

Литогенетические преобразования глин в зонах АВПД происходят под влиянием двух процессов – катагенетического изменения глин с глубиной и вторичного их преобразования под воздействием агрессивных флюидов залежи (наложенного катагенеза в ореолах внедрения).

Изученные глинистые отложения покрышек Азербайджана, ЧИАССР, Ферганы и ДДВ находятся на разных стадиях катагенетических превращений – начального, среднего и позднего катагенеза и, возможно, начального метагенеза.

Изучение микротрещиноватости глинистых отложений по методике Е.М. Смахова показывает, что все исследованные глинистые покрышки зон АВПД интенсивно трещиноваты, и имеют значительную проницаемость, что несколько ухудшает их изолирующие возможности.

Для глинистых покрышек ЧИАССР, Азербайджана и Ферганской впадины наблюдается увеличение трещиноватости с глубиной. Максимальные значения трещинной проницаемости и объемной плотности микротрещин приурочены к сводовым частям структур и зонам тектонических нарушений. Для локальных покрышек ДДВ увеличения трещиноватости с глубиной не наблюдается – отмечается довольно высокое значение этого параметра по всему изученному разрезу.

В пределах глинистых перекрытий над залежами с АВПД наблюдается повышенная битумонасыщенность нижней части покрышки (установлено для покрышек Азербайджана, ЧИАССР и для наиболее погруженных горизонтов палеогена Ферганы).

Многопластовые нефтегазовые месторождения со сверхвысокими пластовыми давлениями характеризуются интенсивной вертикальной миграцией пластовых флюидов, иногда вплоть до поверхности. Под

воздействием внедряющихся из залежи флюидов нижняя часть глинистой толщи—покрышки значительно меняет свои физические свойства, по сравнению со свойствами глин в нормальных условиях. Нижняя часть толщи—покрышки, подвергаясь интенсивному воздействию пластовых вод, нефтей и газов при сверхвысоких пластовых давлениях и температурах, может быть названа ореолом внедрения.

На основании комплексного анализа большого собственного и заимствованного фактического материала по геологии, геофизике, геохимии, петрографии, гидрогеологии и особенностям бурения в глинистых покрышках обосновано и фактически доказано на конкретных примерах существование ореолов внедрения над нефтегазовыми залежами с АВПД.

Глинистые породы ореола внедрения отличаются рядом аномалий в физических свойствах (увеличение пористости, уменьшение плотности, повышение битумо- и газонасыщенности, аномальные электросопротивления и электропроводимость и др.).

Максимальная аномальность физических свойств глинистых пород характерна для сводовых частей структур, где установлена наиболее интенсивная вертикальная миграция и наибольшее воздействие внедряющихся флюидов на перекрывающие толщи. Поэтому плотность глинистых пород в своде структур обычно меньше, чем на крыльях. Эта закономерность характерна как для геосинклинальных, так и для платформенных районов.

Несмотря на то, что изученные глинистые отложения находятся на разных стадиях катагенеза, эффект разуплотнения выявлен для всех изученных покрышек (как региональных, так и локальных).

Анализ значений градиентов разуплотнения показывает, что эффект разуплотнения интенсивнее всего в глинах продуктивной толщи Азербайджана, и наименее интенсивен в аргиллитах визейского яруса ДДВ. Отсюда следует, что глинистые толщи, находящиеся на позднем этапе катагенетических преобразований, меньше подвергнуты наложенному катагенезу в ореолах внедрения и зонах АВПД, чем толщи, отвечающие ранним стадиям катагенеза.

Показано влияние ряда факторов на герметичность глинистых покрышек над залежами с АВПД, что позволило разделить покрышки над залежами с АВПД по способности удерживать залежь на три большие группы — высокопрочные, прочные и слабопрочные.

Проведенные исследования обнаружили влияние АВПД на структурно—текстурные особенности глинистых покрышек. На примере локальных разделов ДДВ показана тенденция уменьшения роли линзовидно—слоистых текстур в зонах, характеризующихся аномально высокими давлениями.

Проникновение в глинистые толщи углеводородов служит одной из причин разуплотнения глин и сохранения аномальной пористости на больших глубинах. Абсолютная пористость нефтенасыщенных глинисто—алевритовых пород примерно в 1,5—2 раза (иногда больше) выше, чем в окружающих, лишенных битума породах.

Введение понятия "гидродинамического порога" глинистой покрывки (на примере месторождений ЧИАССР) имеет важное практическое значение при бурении мощных покрывок над залежами с АВПД, поскольку позволяет выбрать оптимальный режим проходки скважин до этого порога и после него.

Экспрессный метод определения плотности и пористости глин по шламу с помощью прибора СПВ-2 позволяет проводить "каротаж плотности" и выделять зоны АВПД в процессе бурения. На основании экспрессного каротажа плотности глин может быть проведена оценка поровых давлений в глинах по существующим методикам и определен эквивалентный вес бурового раствора для "бурения на равновесии".

Прогноз аномалий в свойствах глинистых покрывок (следовательно, и прогноз зон сверхвысоких пластовых давлений) должен осуществляться при помощи комплекса геофизических и других методов: изменений механической скорости бурения (механический каротаж), изменения плотности по разрезу, акустического, индукционного каротажа и пр.

Определение аномалий в физических свойствах глинистых пород по разрезу нефтегазовых месторождений со сверхвысокими пластовыми давлениями имеет поисковое значение, т.е. свидетельствует о высоконапорной залежи на глубине.

Выявление зон разуплотнения определяет правомерность использования гравитационного метода прямых поисков месторождений нефти и газа с АВПД.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Авчян Г.М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. М.: Недра, 1972, с. 144.
2. Акрамходжаев А.М., Сайдалиева М.С. Ферганский нефтегазоносный бассейн. М.: Недра, 1971, с.280.
3. Акрамходжаев А.М., Каримов А.К., Симоненко А.И., Саидходжаев Ш.Г. Фациально-литологические и битуминологические предпосылки нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляция в мезозойских и палеогеновых отложениях Ферганской впадины. Ташкент: Фан, 1966.
4. Акрамходжаев А.М., Симоненко И.А., Зиндель Л.А., Саидходжаев Ш.Г. Предпосылки формирования зон распространения литологических и стратиграфических залежей нефти и газа Ферганы. М.: Недра, 1973, с. 216.
5. Александров Б.Л. Определение и прогнозирование аномально высоких пластовых давлений геофизическими методами. - В кн.: Текущая информация. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика, вып. обзорный. М.: ВНИИОЭНГ, 1973.
6. Александров Б.Л., Голланд Р.В. Выделение зон АВПД и количественная оценка давлений по шламму. - Нефтяное хозяйство, 1973, № 8.
7. Аникиев К.А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. - Труды ВНИГРИ, 1964, вып. 233.
8. Аникиев К.А. Управление сверхвысокими пластовыми давлениями при глубоком бурении - новая геолого-техническая дисциплина. - В кн.: Управление сверхвысокими пластовыми давлениями при глубоком бурении. Л.: Недра, 1970. (Труды ВНИГРИ; Вып. 288).
9. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. Л.: Недра, 1971.
10. Аникиев К.А., Броновицкий А.В., Талиев С.Д. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях Восточного Предкавказья. - Труды ВИЭМС, 1965, вып. 16(5).
11. Антипов В.Н., Мельничук М.И., Лизанец Б.Г. Взаимозависимость и обусловленность основных физических параметров горных пород. Изд-во Львов. ун-та, 1969.
12. Багаров Т.Ю., Гусейнов Ф.И., Сулейманов Ю.А. Закономерности изменения геотермического поля нефтяных месторождений. - Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1970, № 4.
13. Байдюк Б.В. Механические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. М.: Гостоптехиздат, 1963.
14. Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А., Ханин А.А. Экранирующая способность глинистых покрышек и ее влияние на распределение газовых залежей (на примере отдельных газоносных районов Каракумской платформы). - В кн.: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений: (Научно-техн. реф., сб. 2). М., 1968.

15. Бахтин В.В. Об аномалиях физических свойств в глинистых покрывках над нефтегазовыми залежами с АВПД. - В кн.: Текущая информация. Сер. нефтегазовая геология и геофизика, вып. 14. М.: ВНИИОЭНГ, 1971.
16. Бахтин В.В. О формировании ореолов над рудными и нефтегазовыми месторождениями. - Сов. геология, 1972, № 10.
17. Бахтин В.В. Значение аномалий в свойствах глинистых покрывок для прогноза нефтяных и газовых залежей со сверхвысокими пластовыми давлениями. - Материалы XI Всесоюзного совещания по изучению и использованию глин и глинистых минералов: (Тезисы докладов). М., 1976.
18. Бахтин В.В. К вопросу комплексного изучения глинистых пород-покрывок. - В кн.: Литологическое изучение коллекторов нефти и газа. Л.: Недра, 1973. (Труды ВНИГРИ; вып. 326).
19. Бахтин В.В., Введенская Б.Е., Лопатинский Б.Е. О практическом значении гидродинамического порога в глинистых покрывках над нефтегазовыми залежами с АВПД. - Материалы XI Всесоюзного совещания по изучению и использованию глин и глинистых минералов: (Тезисы докладов). М., 1976, с. 181 - 182.
20. Бахтин В.В., Гмид Л.П. О литолого-петрографических особенностях глинистых покрывок нефтегазовых месторождений Азербайджана. - В кн.: Текущая информация. Сер. нефтегазовая геология и геофизика, 1971, № 23, с. 5-8.
21. Бахтин В.В., Мартиросова О.А. Изменение плотности и пористости глинистых пород в зависимости от глубины их залегания. - Геология нефти и газа, 1972, № 10.
22. Бахтин В.В., Мартиросова А.О., Фридман Д.Н. О практическом значении эффекта разуплотнения глинистых покрывок над нефтегазовыми залежами с АВПД. - В кн.: Экспресс-информация. Сер. нефтегазовая геология и геофизика, 1973, № 22.
23. Белов Н.В. Об одном фундаментальном обобщении В.И. Вернадского. - Геохимия, 1963, № 3.
24. Белов Н.В., Зхус И.Д., Крутова Г.И., Павлова Н.Н. О трансформации глинистых минералов в присутствии органических соединений. - Докл. АН СССР, 1974, т. 215, № 6, с. 1454-1457.
25. Березкин В.М. Геофизические исследования по проблеме прямых поисков месторождений нефти и газа. - Труды ВИЭМС, 1970, № 28.
26. Борел В.Дж., Льюис Р.Л. Методы определения аномальных пластовых давлений. Ч. I. Определение давлений с помощью каротаж. - Инженер-нефтяник, 1969, № 9.
27. Борел В.Дж., Льюис Р.Л. Методы определения аномальных пластовых давлений. Ч. II. Определение аномальных давлений в процессе бурения. - Инженер-нефтяник, 1969, № 10.
28. Борел В.Дж., Льюис Р.Л. Методы определения аномальных пластовых давлений. Ч. III. Удельное сопротивление глин в поверхностных условиях. - Инженер-нефтяник, 1969, № 12.
29. Борел В.Дж., Льюис Р.Л. Методы определения аномальных пластовых давлений. Ч. IV. Методика определения горного давления. - Инженер-нефтяник, 1969, № 12.
30. Вассоевич Н.Б., Бурлин Ю.К., Конюхов А.И.,

- Карнюшина Е.Е. Роль глин в нефтеобразовании. - Сов. геология, 1975, № 3, с. 15-29.
31. Введенская А.Я., Бахтин В.В. Влияние пластовых термобарических условий на экранирующие свойства глинистых покрывшек над залежами с АВПД. - В кн.: Аномально высокие пластовые давления и методы прогноза АВПД в процессе бурения. Л.: Недра, 1977. (Труды ВНИГРИ; Вып. 397).
  32. Викторов Б.Н. Некоторые закономерности изменения плотности пород и их связь с геологической историей региона. - Прикладная геофизика, 1957, вып. 16.
  33. Волярович М.П. Исследование физических свойств горных пород при высоких давлениях и температурах. - Труды ИФЗ, 1956, № 87.
  34. Габрильян А.М. Литология, палеогеография и вопросы нефтеносности верхнего мела и палеогена Ферганской депрессии. Ташкент: Изд-во АН УзССР, 1952.
  35. Габрильян А.М., Зхус И.Д., Климова Л.Т., Макарова Л.Н. и др. Мезозойские и кайнозойские отложения Ферганской и Иссык-Кульской впадин. М.: Наука, 1965.
  36. Галимов В.М. О корреляционной связи газосодержания с радиоактивностью плиоценовых глин западной части Прикаспийской впадины. - Геология нефти и газа, 1967, № 2.
  37. Геккер Р.Ф., Осипова А.И., Бельская Т.Н. Ферганский залив палеогенового моря Средней Азии (фауна; флора, условия их обитания и развития). Т. I-II. М.: Изд-во АН СССР, 1962.
  38. Гинзбург И.И. Типы древних кор выветривания, формы их проявления и классификация. - В кн.: Кора выветривания. М.: Изд-во АН СССР, 1963, вып. 6.
  39. Гойло Э.А. Рентгеновские исследования трансформационных превращений каолинита, метагаллуазита и монтмориллонита при повышенных температурах, давлениях и в растворах хлоридов К, Na, Ca, Mg: Автореф. канд. дис. Л., 1970.
  40. Городнов В.Д., Печерников В.Ф. Влияние гидростатического давления на набухание глинистых пород. - Изв. вузов. Сер. нефть и газ, 1962, № 2.
  41. Гусейнов А.Н., Мустафаев Т.Х., Набиев Г.И. Геотермия Прикуриной низменности на примере месторождений Мишовдаг, Кюровдаг и Карабаглы. - Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1964, № 12.
  42. Дахкильгов Т.Д. К вопросу влияния горного и пластового давления на физические свойства горных пород. - Изв. вузов. Нефть и газ, 1964, № 5.
  43. Двали М.Ф., Аникиев К.А. Теоретические и практические аспекты изучения залежей нефти и газа с аномальными пластовыми давлениями. - Геология нефти и газа, 1966, № 6.
  44. Дикенштейн Г.Х., Аржевский Г.А., Строганов В.П. Роль глинистых покрывшек при формировании газовых залежей. - Геология нефти и газа, 1965, № 3.
  45. Добрынин В.М. Прогнозирование аномально высоких пластовых давлений по сейсмическим данным. - Геология нефти и газа, 1977, № 11, с. 54-60.
  46. Добрынин В.М., Лимбергер Ю.А. Определение аномально высоких пластовых давлений по электрометрии

- скважин. - Нефтяное хозяйство, 1971, № 10.
47. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Геофизические методы прогнозирования аномально высоких давлений в коллекторах на больших глубинах. - В кн.: Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах. М.: Недра, 1977, с. 117 - 121. (Труды МИНХиГП, вып. 123, 124).
  48. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методика определений аномально высоких пластовых давлений по данным геофизических исследований скважин. - Геология нефти и газа, 1976, № 8, с. 32-39.
  49. Дриц В.А., Сахаров Б.А. Рентгеноструктурный анализ смешанослойных минералов. М.: Наука, 1976, с. 256.
  50. Дружинин А.В. К вопросу о природе геотемпературных аномалий нефтегазоносных структур. - В кн.: Геофизика. Баку, 1969. (Труды КуйбышевНИИ НП; Вып. 42).
  51. Дурмишьян А.Г. Вопросы геологии, разведки и разработки газоконденсатного месторождения Карадаг: Автореф. канд. дис. Баку, 1959.
  52. Дурмишьян А.Г. Значение аномально высоких пластовых давлений при поисках газовых и газоконденсатных залежей. - Газовая промышленность, 1961, № 7.
  53. Дурмишьян А.Г. О проявлениях аномально высоких пластовых давлений. (АВПД) в процессе глубокого разведочного бурения в Восточном Азербайджане. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1969, № 8.
  54. Дурмишьян А.Г. О роли аномально высоких пластовых давлений в формировании структур и залежей нефти и газа Южно-Каспийской впадины. - Изв. АН СССР, 1972. Сер. геол., № 5.
  55. Дурмишьян А.Г. Аномально-высокие пластовые давления на площадях Бакинского архипелага и причины их возникновения. - Геология нефти и газа, 1972, № 8.
  56. Дурмишьян А.Г., Халилов Н.Ю. Новые данные по уплотнению глинистых пород продуктивной толщи Бакинского архипелага. - Геология нефти и газа, 1973, № 9.
  57. Евдокимова Е.И. Зависимость высот газовых залежей Северо-Восточного Сахалина от мощности глинистых покрывшек. - Геология нефти и газа, 1967, № 10.
  58. Егоров В.Л. Геолого-геохимические и гидродинамические условия формирования залежей нефти и газа Ферганской впадины: Автореф. канд. дис. М., 1967.
  59. Жигач К.Ф., Яров А.Н. Об оценке набухаемости глин. - Изв. вузов. Нефть и газ, 1959, № 10.
  60. Звягин Б.Б. Электронография и структурная кристаллография глинистых минералов. М.: Наука, 1964.
  61. Зхус И.Д. К вопросу о роли глинистых минералов в процессе нефтеобразования. - Докл. АН СССР, 1958, т. 123, № 2.
  62. Зхус И.Д. Глинистые минералы и их палеогеографическое значение. М.: Наука, 1966, с. 280.
  63. Зхус И.Д. Особенности формирования залежей нефти и газа в связи со стадийными преобразованиями глинистых минералов. - Проблемы геологии нефти, 1975, № 5, с. 97-105.
  64. Зхус И.Д. Глинистые минералы различных климатических и гидроклиматических зон на разных стадиях литогенеза. - Докл. АН СССР, 1978, т. 238, № 2.

65. З х у с И.Д., В л а с о в а Л.В. Некоторые особенности экраняющих свойств глубокопогруженных глинистых толщ. — Докл. АН СССР, 1977, т. 237, № 4.
66. П а в л о в И.Д., К р у т о в а Г.И., П а в л о в а Н.Н. Трансформация глинистых минералов и вопросы нефтеобразования. — В кн.: Изучение и использование глин. — Материалы X пленума Всесоюзной комиссии по изучению и использованию глин. (Тезисы докладов). Тюмень, 1973.
67. З х у с И.Д., С а р к и с я н С.Г., М а к а р о в а Л.Н., В л а с о в а Л.В. Глинистые минералы терригенных отложений. М.: Наука, 1977, с. 116.
68. И н д у т н ы й В.Ф. Влияние давления и температуры на физические и коллекторские свойства осадочных горных пород: Автореф. канд. дис. Киев, 1967.
69. К л о ч к о в а Г.Н. Рентгеновское исследование структурных преобразований сепиолита и палыгорскита в гидротермальных минерализованных растворах: Автореф. канд. дис. Л., 1971.
70. К л у б о в а Т.Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. М.: Недра, 1973.
71. К л у ш и н И.Г. Комплексное применение геофизических методов для решения геологических задач. Л.: Недра, 1968.
72. К р у т о в а Г.И. Сравнительная характеристика изменения глинистых минералов разновозрастных и однофациальных отложений в зависимости от температурного режима (опыт моделирования природных процессов на примере палеогена Ферганы): Автореф. канд. дис. 1975.
73. К р у т о в а Г.И., Б е л о в Н.В., З х у с И.Д. Рентгенография глинистых минералов и палеогеографические построения в нефтяной геологии. — В кн.: Кристаллохимия и структурные особенности минералов. Л.: Наука, 1976, с. 18—24.
74. К у л ь ч и ц к и й Д.И., О с а д ч и й В.Г. Тепловой режим Западно-Украинской нефтегазоносной области. — Нефтяная и газовая промышленность, 1968, № 2.
75. Л а з а р е в а В.М. Особенности глинистых пород-покрышек Ферганской впадины и оценка их изолирующих свойств. — Материалы XI Всесоюзного совещания по изучению и использованию глин и глинистых минералов. (Тезисы докладов). М., 1976, с. 173—175.
76. Л е б е д е в Б.А. Влияние эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. — Труды ВНИГРИ, 1976, вып. 361, с. 132.
77. Л е б е д е в В.И. Основы энергетического анализа геохимических процессов. Л.: Изд-во ЛГУ, 1957.
78. Л е б е д е в а Г.В. Эпигенетические изменения глинистых пород в нижнемеловых отложениях Сургутского свода (Западная Сибирь). — Учен. зап. НИИГА, 1969, вып. 14.
79. Л е б е д е в а Г.В. Два типа эпигенетической зональности глинистых пород и их влияние на экраняющие свойства покрышек нефтяных и газовых месторождений. — В кн.: Изучение и использование глин. Материалы X пленума Всесоюзной комиссии по изучению и использованию глин. (Тезисы докладов). Тюмень, 1973.
80. Л е б е д е в а Г.В., Ч е р н и к о в К.А. О катагенетических изменениях глинистых пород несконца Центрального Приобья и рассеянного в них органи-

- ческого вещества. — Геология нефти и газа, 1969, № 9.
81. Литвинов В.В., Шевченко И.Н. Геотермические условия в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. — Сов. геология, 1968, № 5.
  82. Мазур Н.Н. Температурный режим Днепровско-Донецкой впадины как критерий поисков глубинных структур. Проблемы нефтегазоносности УССР (вып. 2). — Бюл. научно-технической информации. Сер. геология месторождений полезных ископаемых, региональная геология, 1968, № 14.
  83. Мартиросова А.О. Распределение физических свойств горных пород в пределах локальных структур Азербайджана. — Геология нефти и газа, 1968, № 4.
  84. Мартиросова О.А. О результатах исследований физических свойств глинистых пород Азербайджана. — Материалы VIII Всесоюзного пленума по исследованию и использованию глин СССР. Баку: Элм, 1970, с. 86-88.
  85. Мартиросова А.О., Бахтин В.В. Взаимозависимость между свойствами глинистых пород. — В кн.: Изучение и использование глин: Материалы IX пленума Всесоюзной комиссии по изучению и использованию глин (20-23 сентября 1971 г.). Минск, 1971, вып. IV.
  86. Мартиросова А.О., Алиев М.В. Закономерности изменения плотности глин миоценовых отложений Азербайджана с глубиной: Тезисы докладов Третьей научно-технической конференции геофизиков Азербайджана (25-26 апреля 1972 г.). Баку, 1972.
  87. Мартиросова А.О., Бахтин В.В. Плотность осадочных пород. — В кн.: Петрофизика коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1975. (Труды МИНХиГП; Вып. 115).
  88. Методическое руководство по определению физических свойств горных пород и полезных ископаемых. / Под ред. Н.Б. Дортман и М.Л. Озерской. М.: Госгеолтехиздат, 1962.
  89. Мустафаев Т.Х. Некоторые вопросы геотермии Кюровдагского месторождения в связи с гидрогеологией. — Изв. вузов. Сер. нефть и газ, 1965, № 10.
  90. Мустафаев Т.Х. Гидрогеология и гидрохимия в связи с нефтегазоносностью месторождений Прижуринской низменности (на примере площадей Кюровдаг и Карабагы): Автореф. канд. дис. Баку, 1967.
  91. Мухаринская И.А., Заричкая О.В. Нефтегазопорные свойства глинистых отложений. — Нефтяная и газовая промышленность, 1968, № 6.
  92. Мюллер Г. Диагенез (и катагенез) глинистых осадков. — В кн.: Диагенез осадочных образований. М.: Мир, 1971, с. 122-164.
  93. Непримеров Н.Н., Пудовкин М.А., Марков А.И. Особенности теплового поля нефтяного месторождения. Изд-во Казан. ун-та, 1968.
  94. Озерская М.Л. Графоаналитический метод исследования распределения физических свойств осадочных пород с глубиной залегания. — Сов. геология, 1967, № 3.
  95. Павлова Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород при различных объемных напряженных состояниях. М.: Наука, 1975, с. 241.
  96. Панов В.Ф. Определение anomalно высоких пластовых и поровых давлений по шламу,

- керну и промыслово-геофизическим данным. - В кн.: Экспресс-информация. Сер. региональная, разведочная и промысловая геофизика, 1973, вып. 20.
97. П а н о в В.Ф. Методика оценки АВПД на площадях с глинистой и соленосной толщами-покрышками. - В кн.: Аномально высокие пластовые давления и методы прогноза АВПД в процессе бурения. Л.: Недра, 1977, с. 159-165. (Труды ВНИГРИ; Вып. 397).
  98. П е т р о в Д.П. Универсальная установка для изучения физических свойств на образцах горных пород в условиях моделирующих пластовые. - Изв. вузов. Сер. нефть и газ, 1968, № 7.
  99. П л о т н и к о в А.А. Мощность глинистой покрышки как фактор, определяющий высоту залежей углеводородов в ловушке. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1968, № 3.
  100. П л о т н и к о в А.А. Условия формирования гидродинамических ловушек газа. М.: Недра, 1976, с. 150.
  101. П о г о р е л о в Б.С. Изменение плотности глинистых пород на локальных структурах Березовского газоносного района Западно-Сибирской низменности. - В кн.: Поисковая-разведочные работы в перспективных районах на нефть и газ. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1968.
  102. П о л ь с т е р Л.А., З х у с И.Д., Г у с е в а А.А. и др. Органическое вещество и глинистые минералы Восточного Предкавказья. Терригенные мезозойские и майкопские отложения. М.: Изд-во АН СССР, 1960, с. 208.
  103. П р и т у л к о Г.И. Влияние всестороннего давления на пористость и электрическое сопротивление песчано-глинистых отложений Предкарпатя: Труды молодых ученых Украины, Киев: Наукова думка, 1968, вып. II, III.
  104. П р о з о р о в и ч Э.А. Плотность глинистых пород в связи с особенностями тектонического строения. - Геология нефти и газа, 1962, № 9.
  105. П р о з о р о в и ч Г.Э., З а р и п о в О.Г., В а л ю ж е н и ч З.Л. Перераспределение вещества при эпигенезе. - В кн.: Литология и коллекторские свойства нефтегазоносных толщ Западно-Сибирской низменности. - Бюл. научно-технической информации. Сер. геологические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа, 1969, № 1.
  106. П р о з о р о в и ч Г.Э., П о т е р я е в А.Г. Катагенетические изменения минералогии и физических свойств пород-покрышек и влияние их на распределение углеводородов по разрезу нефтегазоносных бассейнов. - В кн.: Изучение и использование глин: Материалы X пленума Всесоюзной комиссии по изучению и использованию глин. (Тезисы докладов). Тюмень, 1973.
  107. П р о ш л я к о в Б.К. Эпигенетические изменения осадочных пород и их значение для нефтяной геологии. - Изв. вузов. Сер. геология и разведка, 1968, № 7.
  108. Р а з у м о в а В.Н. Меловые и третичные формации западной части Центрального и Южного Казахстана. - Труды ГИН АН СССР, 1961, вып. 46.
  109. С а р к и с я н С.Г. Значение глинистых минералов при изучении нефтегазоносных отложений. - В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: Недра, 1968, вып. 1.
  110. С а р к и с я н С.Г., К о т е л ь н и к о в Д.Д. Глинистые минералы и проблемы неф-

- тегазовой геологии. М.: Недра, 1971.
111. Сверчков Г.П. Факторы, влияющие на проницаемость покрывок. - В кн.: Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа. Л.: Недра, 1967.
- 112-113. Сверчков Г.П. Зависимость высоты и размеров залежей от мощности покрывок. - В кн.: Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа. Л.: Недра, 1967.
114. Симakov С.Н. Геологическое строение и нефтеносность Ферганы. - Труды ВНИГРИ, 1957, вып. 110.
115. Славин П.С., Никитина Н.А., Милоградова М.В. Распределение битумов в разрезе пород над нефтяной залежью. - В кн.: Прямые геохимические методы поисков нефти и газа. М.: Недра, 1970. (Труды ВНИИГГ).
116. С мехов Е.М. Методическое пособие по изучению трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа. - Труды ВНИГРИ, 1962, вып. 201.
117. Соколов В.А., Григорьев Г.Г. Методика и результаты газовых геохимических нефтегазописковых работ. М.: Гостоптехиздат, 1962.
118. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. М.: Изд-во АН СССР, т. I-II, 1961; т. III, 1962.
119. Строганов В.П. О зависимости между мощностью глинистой покрывки и высотой газовой залежи. - В кн.: Текущая информация. Сер. нефтегазовая геология и геофизика, 1966, № 13.
120. Строганов В.П. Факторы, определяющие экранирующую способность глинистых покрывок и их влияние на высоты залежей углеводородов. - В кн.: Особенности геологического строения и прогнозирования нефтегазосности некоторых районов СССР. М., 1971. (Труды ВНИГНИ; Вып. 108).
121. Султанов А.Д. К вопросу о распределении микроэлементов в породах Кюровдагской структуры. - Докл. АН АзССР, 1966, т. 22, № 6.
122. Тумарев К.К., Шувалов П.Е. Случай повышения пластового давления в процессе эксплуатации нефтяной залежи на Дагаджикском участке Челекенского месторождения. - Геол. нефти и газа, 1968, № 3.
123. Тхостов Б.А. Начальные пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. М.: Гостоптехиздат, 1960, с. 108.
124. Уивер Ч.Е. Распространение смешанослойных глинистых минералов и их определение в осадочных породах. - В кн.: Вопросы минералогии глин. М.: ИЛ, 1962, с. 342-368.
125. Филиппов Б.В. Непроницаемость перекрытий коллекторов как фактор формирования нефтяных и газовых месторождений. Л.: Гостоптехиздат, 1964.
126. Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. Л.: Недра, 1967.
127. Филиппов Б.В. Роль глинистых покрывок и латеральной миграции углеводородов при формировании газовых залежей в многопластовых продуктивных комплексах. - В кн.: Текущая информация. Сер. нефтегазовая геология и геофизика, 1970, № 2.
128. Ханин А.А. Оценка экранирующей способности глинистых пород-покрывок газовых залежей. - Геология нефти и газа, 1968, № 9.

*Илья Давыдович З х у с,  
Валерий Викторович Б а х т и н*

**ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИЕ  
ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ГЛИН  
В ЗОНАХ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ  
ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ**

*Утверждено к печати Институтом геологии  
и разработки горючих ископаемых*

Редактор *Л.А. Антоненко*  
Редактор издательства *Н.В. Знаменская*  
Обложка художника *Н.В. Илларионовой*  
Художественный редактор *С.А. Литвак*  
Технический редактор *Г.П. Каренина*

ИБ № 16565

Подписано к печати 20.03.79. Т - 02687  
Формат 60x90 1/16. Бумага типогр. № 1  
Усл.печ.л. 8,8+1,3 вкл. Уч.-изд.л. 10,9  
Тираж 1400 экз. Тип. зак. 6.  
Цена 1 р. 60к.

Книга издана офсетным способом

Издательство "Наука",  
117864 ГСП-7, Москва В-485,  
Профсоюзная ул., д. 94<sup>а</sup>;

Ордена Трудового Красного Знамени  
1-я типография издательства "Наука",  
199034, Ленинград, В-34, 9-я линия, 12

1 р. 60 к.

2893