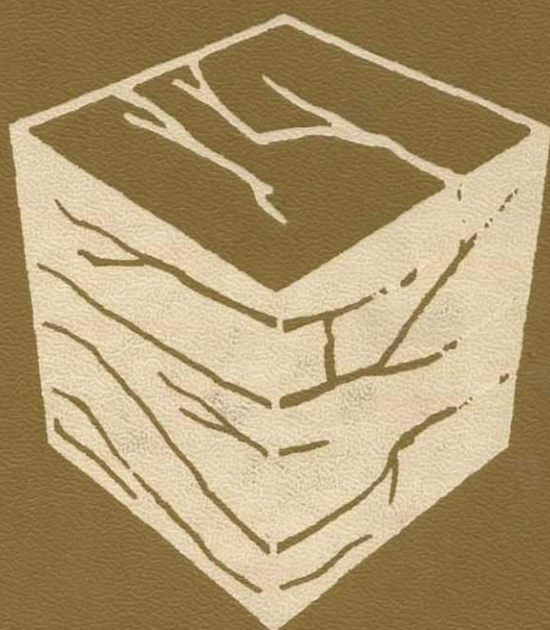


Н. И. БАГРИНЦЕВА

ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД



3871

К.И. БАГРИНЦЕВА

ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД



МОСКВА "НЕДРА" 1982



Багринцева К. И. Трещиноватость осадочных пород. М., Недра, 1982. 256 с.

В книге приведены материалы лабораторного изучения трещиноватости горных пород, полученные по наиболее перспективным на нефть и газ регионам Советского Союза. Показана роль коллекторов трещинного типа на больших глубинах. Отражено влияние литологического состава, вторичных изменений и структуры пустотного пространства пород на развитие в них различных трещин. В книге детально изложены новые методические приемы дефектоскопии, указан состав люминофоров и процесс пропитки ими образцов, а также описаны особенности фотографирования образцов в источнике ультрафиолетового света. Показана методика подсчета числа трещин, определения их ориентировки и раскрытости по насыщенным образцам и полученным фотоснимкам.

Книга предназначена для специалистов научных и производственных лабораторий, а также для широкого круга исследователей в области геологии нефти и газа.

Табл. 30, ил. 104, список лит.— 50 назв.

Рецензент докт. геол.-минер. наук *В. И. Ермаков* (ВНИИГаз)

Ксения Ивановна Багринцева

ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

Редактор издательства *Н. В. Чистякова*

Переплет художника *Б. К. Силаева*

Художественный редактор *В. В. Шутько*

Технические редакторы *О. Н. Дастюкина, А. Е. Матвеева*

Корректор *А. А. Передерникова*

ИБ № 3000

Сдано в набор 04.11.81. Подписано в печать 26.02.82. Т-02390, Формат 60×90^{1/16}. Бумага типографская № 1+мелован. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 16,0. Усл. кр.-отт. 16,0. Уч.-изд. л. 18,53. Тираж 2600 экз. Заказ 386/7379-7. Цена 1 р. 40 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 8 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгения Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли, 190000, г. Ленинград, Прачечный переулок, 6.

В «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года» предусматривается значительное увеличение добычи нефти и газа, что возможно при условии открытия новых месторождений и увеличения прироста запасов этих полезных ископаемых. Одним из резервов в этом отношении являются месторождения нефти и газа в карбонатных отложениях.

Открытие в СССР в последние годы ряда месторождений, приуроченных к трещиноватым и кавернозным породам, отличающимся наиболее сложным строением пустотного пространства, существенно изменило представление о типах коллекторов и позволило установить значительно более широкие граничные значения емкости и проницаемости пород, относящихся к коллекторам. В связи с этим возникла необходимость разработки новых методов для оценки эффективных параметров нефтегазоносных пластов, для выявления специфических особенностей, присущих карбонатным трещиноватым породам, залегающим на больших глубинах.

Природные резервуары нефти и газа, приуроченные к карбонатным толщам, отличаются крайне сложным строением, значительной неоднозначностью свойств и одновременным наличием поровых, трещинных и каверново-порово-трещинных типов коллекторов. Наиболее трудным и малоизученным является вопрос о трещиноватости рассматриваемых пород как о явлении, определяющем процессы фильтрации и накопления углеводородов. В настоящее время всеми исследователями признается ведущая роль трещин в определении фильтрационных свойств пласта, но очень мало работ, освещающих их влияние на величину емкости резервуара, условия их образования и распространения в продуктивных отложениях месторождений нефти и газа.

В настоящей работе кратко освещены основные теоретические положения об условиях образования трещин в осадочных породах, даны общие понятия о деформациях и типах разрушения, а также приведены данные экспериментальных исследований развития трещин. Показано, что немаловажную роль в развитии трещиноватости в осадочных породах играют условия осадконакопления, вещественный состав, длительность преобразования и глубина погружения пород, всестороннее давление, температура и ряд других факторов.

Значительное внимание уделено методам, повышающим достоверность выявления и оценки карбонатных коллекторов со сложным строением пустотного пространства. Эти новые методы предложены и детально разработаны автором, они позволяют определять тип коллектора, выявлять каверны и трещины, их морфологию, взаимосообщаемость и раскрытость, дифференцировать тре-

щины по степени их значимости для фильтрации. На фотоснимках, полученных при использовании источника ультрафиолетового света, показаны значительная изменчивость и большое многообразие трещин, развитых в карбонатных породах различных состава и генезиса.

К числу важных и относительно слабо разработанных надо отнести вопрос о поверхностных свойствах трещиноватых пород. Проведенные в этом направлении методические разработки позволили автору вместе с Т. С. Преображенской предложить новый метод изучения смачиваемости, преимущество которого заключается в возможности выявления неоднородного характера смачиваемости трещиноватых и пористых разностей карбонатных пород.

Изучение большого фактического материала исследований в различных нефтегазоносных районах позволило дать характеристику различных типов коллекторов, установить специфические особенности распространения их на больших глубинах. На примере Оренбургского газоконденсатного месторождения показаны неоднозначность возникновения трещин в карбонатных породах различных структурно-генетических типов и изменчивость трещиноватости в продуктивных отложениях.

Автор выражает благодарность В. И. Ермакову, М. Х. Булач, Л. П. Гмид за ценные советы и рекомендации, полученные от них при написании книги.

В обработке первичного материала большую помощь автору оказали сотрудники ВНИГНИ Г. Е. Белозерова, Т. С. Преображенская, А. Д. Шакерман, Т. Г. Куц, Е. Н. Гадалина, за что автор весьма признателен им.

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИН В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ

§ 1. Классификация природной трещиноватости осадочных пород

В геологической литературе термин «трещиноватость» понимается неоднозначно. Одни исследователи объединяют нарушения сплошности пород без видимого смещения слоев в единую группу тектонических нарушений вместе с разломами, надвигами, сбросами, взбросами, т. е. с разрывами со значительным смещением пластов относительно друг друга. Другие исследователи дифференцируют разрывные деформации и выделяют в самостоятельный вид макро- и микротрещины, т. е. разрывы сплошности без видимого смещения слоев. Разрывы сплошности горных пород, характеризующиеся либо отсутствием перемещения слоев, либо незначительной его величиной, называются трещинами. Совокупность трещин, разбивающих тот или иной участок земной коры, называется трещиноватостью.

Естественные поверхности разрыва в горных породах классифицируются в самом общем виде как трещины и разрывные смещения, но фактически такие поверхности имеют существенные различия. Например, трещины — это в типичном случае очень резкие (без постепенных переходов) разрывы без следов смещений противоположных сторон относительно друг друга. Такие особенности указывают на то, что трещины образовались при хрупком дроблении. В то же время типы разрывных нарушений варьируют от трещин с явно небольшими смещениями до сложных разрывов, с постепенными переходами на границах слоев шириной в десятки и сотни метров, по которым, как свидетельствуют геологические наблюдения, постепенно происходили смещения.

Трещиноватость широко распространена в горных породах, особенно в осадочных; практически трещины отсутствуют только в наиболее сыпучих и размокающих разностях — песках, галечниках, — в которых они легко засыпаются и заплывают.

Трещины, образующиеся в осадочных породах, развитых в различных геолого-структурных условиях, весьма существенно различаются по размерам, форме, взаиморасположению, густоте и происхождению. Морфология и взаиморасположение трещин обуславливают форму поверхности горных пород при их сколе; кубическая, остроугольная и оскольчатая формы блоков обычно наблюдаются в склонах и поверхностных обнажениях, так как породы выветриваются и распадаются преимущественно по имеющимся в них трещинам.

Характерная форма блоков (кусков) горных пород, образующаяся при естественном раскалывании, называется отдельностью. Трещины с одинаковой или близкой пространственной ориентировкой относят к одной группе и называют системой трещин, которые, как правило, возникают в результате единого для всей системы вида напряжения. Все трещины одного происхождения выделяют в определенный генетический тип. Генерация трещин дает возможность оценить относительное время их возникновения по характеру взаимопересечения и последовательности заполнения минеральным веществом.

Единые трещины отличаются друг от друга протяженностью, степенью раскрытия, извилистостью, формой, расположением по отношению к элементам залегания слоев и к простираннию структуры, составом заполняющего минерального вещества.

Очень часто в геологической литературе встречается термин «кливаж» (в переводе с англ. — «раскол»), введенный в геологию в конце XIX в. Кливажем называется способность пород раскалываться на пластинки и призмы по густо развитой системе параллельных поверхностей, секущих слоистость или согласных с ней.

Первая классификация видов кливажа была предложена Ван-Хайзом в 1896 г., позже ее дополнил В. В. Белоусов. В настоящее время нет единой точки зрения на генетическую природу кливажа. В соответствии с последними классификациями выделяется кливаж течения и кливаж разлома. Сланцеватость считается разновидностью кливажа течения. Специалисты-угольщики выделяют эндо- и экзокливаж, дифференцируя трещины по времени появления и генезису.

Трещиноватость пород — повсеместно распространенное явление, как указывают В. В. Белоусов, Ю. А. Косыгин, В. Е. Ханн, М. В. Гзовский и другие исследователи, все породы как в геосинклинальных, так и в платформенных областях обладают общей (планетарной) трещиноватостью.

Макро- и микротрещины развиваются в породах различного литологического состава избирательно в зависимости от их физико-механических свойств.

Зоны разнообразных разрывных нарушений, для которых характерно смещение пластов породы (сбросы, надвиги, сдвиги), как правило, являются хорошими путями для миграции пластовых флюидов. При разрыве и смещении слоев пород происходит их разрушение в той или иной степени, если не на всем протяжении разрыва, то на отдельных его участках. Даже при отсутствии интенсивной трещиноватости, когда не образуется видимых глазом зияющих трещин, эти зоны разрыва и участки разрушения пород служат теми путями, по которым могут перемещаться нефть, газ и другие растворы.

Образование трещин в осадочных толщах протекает в условиях всестороннего сжатия и весьма различных напряженных состояний массива. Сам процесс преобразования пород длительный, он включает осадконакопление, литификацию пород и период гео-

тектонического развития участка земной коры, причем последнее нередко сопровождается складкообразованием и появлением разрывных нарушений. Разнонаправленность и неоднозначность влияния указанных процессов обуславливает большое разнообразие трещин различных генезиса и размерности, что, естественно, требует необходимости классификации разрывных нарушений (табл. 1).

В советской и зарубежной геологической литературе существуют различные классификационные схемы: геометрическая, генетическая, морфологическая и др. Они характеризуют разрывные нарушения с различных позиций и поэтому хорошо дополняют друг друга.

Наиболее полно и всесторонне трещины рассмотрены в работах В. В. Белоусова и М. В. Гзовского.

В. В. Белоусов (1952 г.) выделяет трещины скрытые, закрытые и открытые. Скрытые трещины макроскопически в породе не видны, так как они чрезвычайно тонкие, волосные, но обнаруживаются при применении специальных методов насыщения, а также при механическом воздействии на породы. При ударах порода ломается в определенных направлениях в зависимости от ориентировки и густоты скрытых трещин, и в случае благоприятного их расположения можно получать блоки желательной формы и нужного размера. О наличии скрытых трещин часто можно судить по конфигурации изломов. Как правило, внешне монолитные горные породы, но с наличием тончайших микротрещин при ударе молотком рассыпаются на множество мелких обломков четко определенной формы. Особенно часто скрытая трещиноватость отмечается в аргиллитах, углистых сланцах и углях; именно благодаря таким трещинам в природе развиваются осыпи.

Наличие скрытых трещин значительно увеличивает емкостные свойства пород. Развитие скрытой трещиноватости, как особо благоприятное качество, широко учитывается в инженерной геологии при строительстве и при разработке открытых карьеров.

Закрытыми называют трещины, заполненные различными минеральными веществами и видимые невооруженным глазом. Стенки таких трещин в настоящее время плотно сдвинуты, но наличие смещения не подлежит сомнению. Минеральное выполнение позволяет видеть их различную раскрытость, морфологию и последовательность заполнения. Обычно закрытые трещины выполнены кристаллическим кальцитом, ангидритом, глиной, органическим веществом; нередко одновременно присутствует несколько различных минеральных веществ и по последовательности заполнения можно судить о возрасте трещин.

Открытые трещины обладают незначительной раскрытостью, но благодаря отсутствию в них смещения и небольшой ширине зияния сохраняется сплошность пород. Следует отметить, что раскрытость трещин не всегда является результатом их раздвигания. Часто зияние трещин обусловлено не только тектоническими силами, но и вторичными процессами — частичным выщелачиванием минерального вещества и выносом его. Даже в очень тонкие

Генетическая классификация разрывных нарушений
(по В. В. Белоусову)

Тектонические разрывы				
Вид нагрузки	Обычная форма дислокации до разрыва	Тип разрыва	Механическая разновидность разрыва	Геологическая разновидность разрыва
Растяжение	Растяжение слоя среди более пластичных слоев. Купол, антеклиза, антиклинорий	Трещины Разрывные смещения	Отрыв, скалывание Отрыв Скалывание	Трещины раздвига и изгиба Раздвиг Сброс Сдвиг-сброс Сбросо-сдвиг
Сжатие	Складки, простирающиеся перпендикулярно к направлению сжатия	Трещины Разрывные смещения	Отрыв Скалывание Скалывание	Трещины «разрыва» Начальные стадии развития разрывных смещений Надвиг Сдвиг Сдвиг-надвиг Надвиг-сдвиг
Сдвиг (в механическом смысле)	Флексуры вертикальные и горизонтальные	Трещины Разрывные смещения	Отрыв Скалывание Скалывание	Перистые или рубцовые трещины Начальная стадия развития разрывного смещения Взбросы Сдвиги Взбросо-сдвиги Сдвиг-взбросы
Нетектонические разрывы				
Процесс	Вид нагрузки	Тип разрыва	Механическая разновидность разрыва	Геологическая разновидность разрыва
Сокращение объема породы (при охлаждении, кристаллизации, потере воды и т. п.)	Растяжение	Трещины Разрывные смещения	Отрыв Скалывание	Общие трещины Редки
Выветривание и разгрузка	Растяжение	Трещины	Отрыв	Трещины выветривания и разгрузки
Оползни и обвалы	Растяжение Сжатие Сдвиг	Трещины Разрывные смещения	Скалывание	Различные трещины и разрывные смещения
Искусственные процессы (взрывы, удары, падение метеоритов и т. д.)	Растяжение Сжатие Сдвиг	Трещины Разрывные смещения	Отрыв Скалывание	То же

микротрещины за счет капиллярных сил может проникнуть вода, которая растворяет породу и способствует ее разрушению. Это наиболее распространенный путь увеличения зияния открытых трещин; именно вследствие выщелачивания трещины характеризуются непостоянной величиной раскрытости. Открытые трещины являются эффективными, они определяют фильтрацию флюидов в толще карбонатных отложений.

Процесс формирования трещин в пласте происходит неоднократно, поэтому открытые трещины могут снова стать закрытыми в результате выпадения кристаллов из водных растворов или вторичного заполнения продуктами перетирания пород.

В. В. Белоусов (1952 г.) отмечает, что по своему размеру трещины могут быть малыми, или внутрислойными, и большими, или секущими. Малыми он называет трещины, которые не выходят за пределы одного пласта; они очень широко распространены в земной коре. В слоистых толщах такие трещины пересекают отдельные пласты, заканчиваясь в их пределах, преимущественно в перпендикулярном к напластованию направлении. В каждом пласте трещины этого направления располагаются со смещением несколько в сторону, кулисообразно по отношению к трещинам соседнего пласта. По простиранию эти трещины не прослеживаются далеко, представляя собой ограниченные по размеру, замыкающиеся во всех направлениях полости. Результаты моделирования складчатых и разрывных деформаций (В. В. Белоусов, М. В. Гзовский, Е. И. Черткова и др.) доказывают существование в земной коре «зон предразрывного состояния» горных пород, в которых процесс разрушения еще не достиг своего максимума. Формирование большого числа трещин в этих зонах определяет повышенную емкость и проницаемость отложений. М. В. Рац назвал кулисообразно расположенные трещины в этих зонах опережающими. В дальнейшем, унаследованно развиваясь, они объединяются, расширяются и переходят в мелкие разрывы.

Большие, или секущие, трещины пересекают пачки слоев и в некоторых случаях представляют собой разрывы огромного размера: они прослеживаются по простиранию и по восстановлению на большие расстояния, иногда на километры. Обычно большие разрывы сопровождаются смещением и развитием большого числа сопутствующих, опережающих макро- и микротрещин. Морфология микротрещин самая разнообразная: плоские, изогнутые, волнистые, неровные, ветвящиеся, часто трещины не только изгибаются, но и расширяются и сужаются по простиранию. По расположению трещин относительно залегания слоев можно выделить перпендикулярные к слою, послойные (идущие внутри слоя), наклонные и секущие. Трещины подразделяются на продольные, поперечные и косые по отношению к простиранию линейных складок. В случае куполовидных складчатых форм можно говорить о радиальных, концентрических и косых трещинах.

В природных условиях практически не встречается одиночных трещин, обычно они образуют системы. Как правило, в массиве

пород наблюдается ряд систем, которые пересекаются между собой под различными углами.

В. В. Белоусов предложил следующую шкалу для оценки трещиноватости:

Тесная трещиноватость	$k > 10,0$
Очень частая трещиноватость	$10,0 > k > 5,0$
Частая трещиноватость	$5,0 > k > 2,0$
Трещиноватость средней частоты	$2,0 > k > 1,25$
Редкая трещиноватость	$1,25 > k > 0,75$
Очень редкая трещиноватость	$k < 0,75$

Здесь k — число трещин, приходящихся на 1 м длины по направлению, перпендикулярному к простиранию трещин.

При наличии трех ортогональных систем трещин образуются отдельности, среди которых по форме и размерам могут быть выделены следующие разновидности:

Кубическая отдельность	Стороны блока равны
Глыбовая отдельность	Мощность отдельности меньше ее длины и глубины, но больше 20 см
Плоская отдельность	Мощность отдельности меньше ее длины и глубины, меньше 20 и больше 5 см
Пластинчатая отдельность	Мощность отдельности меньше ее длины и глубины, меньше 5 и больше 1 см
Сланцеватая отдельность	Мощность отдельности меньше 1 см

Если системы трещин пересекаются не под прямыми углами, то отдельности приобретают призматическую, ромбоэдрическую, пирамидальную и другие формы. Особое значение имеют часто встречающиеся системы кулисообразных трещин, когда наблюдается серия параллельных относительно коротких трещин, простирающихся под острым углом по направлению к слою.

Закономерность, связывающая мощность и механические свойства пород с размерами обломков, на которые слои разрываются при растягивании между более текучими породами, объясняет неодинаковый характер трещиноватости, наблюдаемый в сложнопостроенных толщах. Размеры блоков, возникших при растяжении твердых слоев, зависят от мощности, а также от механических свойств горных пород, слагающих пласт. Пласты известняка и песчаника, залегающие среди глин и характеризующиеся одинаковой мощностью, при растяжении дробятся на куски разных размеров. Песчаники, имеющие меньшую прочность, чем известняки, разрушаются на куски относительно меньшего размера.

В слоистых толщах большинство внутрислойных трещин располагается нормально к слою, и в целом вся картина трещиноватых слоев напоминает «кирпичную кладку» с различными размерами «кирпичей» в прослоях, отличающихся по вещественному составу (рис. 1).

Нередко можно наблюдать слой аргиллита, разбитый очень частыми трещинами на плитки, перпендикулярные к слою, в то

время как пласт твердого песчаника или известняка такой же мощности, расположенный здесь же, рассечен редкими трещинами на крупные блоки.

И. В. Татаринов в своих исследованиях подчеркивает также, что плотность макротрещин зависит от мощности пласта: толсто- и среднеслоистым породам присущи более низкие ее значения по сравнению с умеренно тонкослоистыми. Ниже приводятся значе-

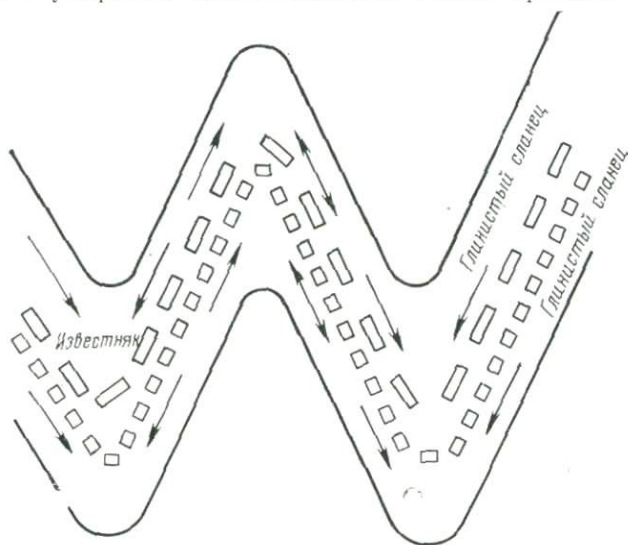


Рис. 1. Схема растяжения и раздробления менее текучих слоев в складке, образованной более текучими породами (по В. В. Белоусову)

ния частоты трещин в песчаниках среднего карбона (по А. А. Богданову):

Мощность пласта, м	0,3—0,5	0,6—0,8
Расстояние между трещинами, м	0,15—0,30	0,35—0,50

Сопоставляя ориентировки макро- и микротрещин, И. В. Татаринов указывает на довольно хорошую их сходимостъ: как правило, расхождения не превышают 10—20°, при этом сохраняется и общий характер изменения их объемных плотностей. Все это позволяет считать генезис макро- и микротрещин идентичным и доказывает увеличение развития макротрещин в местах повышенных концентраций микротрещин.

А. Е. Михайлов (1973 г.) разработал геометрическую классификацию трещин, в которой выделяет различную их ориентировку по отношению к слоистости, сланцеватости или пластинчатым минералам, если развита неясно выраженная слоистость. Основной принцип — расположение трещин по отношению к текстуре породы — позволил ему выделить четыре разновидности трещин (рис. 2).

При изучении угленосных отложений большинство исследователей используют свои классификации и выделяют следующие генетические типы трещин: эндогенные, экзогенные (или эндо- и экзокливажные), выветривания.

Эндогенные трещины возникают в процессе диагенеза осадков вследствие изменения объема угольного вещества в результате потери воды и летучих компонентов. Иногда такие трещины называют диагенетическими. Обычно они располагаются перпендикулярно к напластованию. В углях, как правило, развиваются две

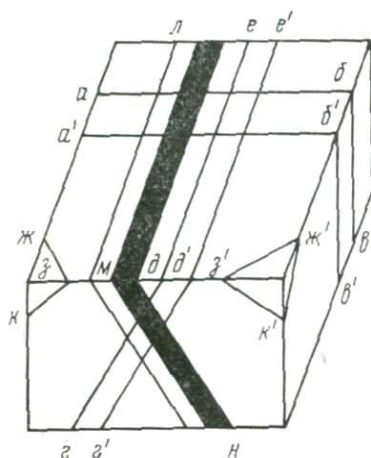


Рис. 2. Геометрическая классификация трещин (по А. Е. Михайлову)

Черный слой — слоистость; трещины: $аба$ и $а'б'в'$ — поперечные, $где$ и $г'д'е'$ — продольные, $жзк$ и $ж'з'к'$ — косые, $лмн$ — согласные

системы эндогенных трещин. Одна из них проявляется более отчетливо, располагается параллельно простиранию пластов и называется основной системой. Вторая система эндогенных трещин параллельна плоскости падения пластов, ее называют торцевой. Считают, что эти две системы трещин образуются вследствие проявления различных видов деформаций: трещины основной системы развиваются в результате скалывания, а торцевой — в результате отрыва при растяжении. Протяженность эндогенных трещин незначительна, они ограничиваются пределами литологических разностей пород. Морфология и частота проявления трещин зависят от литологического состава и мощности угольных пачек и вмещающих пород.

Экзогенные трещины образуются в угольных пластах и поро-

дах в результате деформации при тектонических процессах. Экзогенная трещиноватость наиболее часто возникает в период складкообразования, поэтому трещины имеют характер трещин отрыва и скола. Ориентировка экзотрещин совпадает с ориентировкой основных элементов складок и с направлением растягивающих и сжимающих усилий. Эти трещины проявляются в виде отчетливых систем и распространяются на значительные глубины. Поверхность их нередко характеризуется развитием зеркал и борозд скольжения.

Трещины выветривания, или гипергенные, в угольных пластах не отличаются от трещин выветривания, выделенных в других осадочных породах. Они возникают вследствие химического и физического выветривания отложений на поверхности земли. Характерными особенностями их являются неравномерное распределение и затухание. Более подробно они будут рассмотрены при

освещении формирования трещин в растворимых карбонатных породах.

Из предложенных в угольной геологии классификаций наибольший интерес представляет генетическая классификация И. И. Аммосова и И. В. Еремина (табл. 2), в которой выделяются три типа трещин различного генезиса, рассматриваются процессы, определяющие их образование, и дается характеристика поверхностей самих трещин. Недостатком этой классификации является отсутствие количественной оценки параметров трещин.

В 1966 г. на основании комплексного и детального исследования мезозойских пород Дагестана под руководством И. А. Конюхова была разработана классификация трещин с учетом качественной и количественной оценки ряда параметров (ширины, густоты, протяженности трещин) (табл. 3). К сожалению, в этой классификации слабо отражено значение сутур и стилолитов, которые широко развиты в верхнемеловых отложениях и играют большую роль в перемещении флюидов.

Сутуро-стилолитовые образования, как своеобразное выполнение трещин, отличающихся особыми морфологией, генезисом и повсеместной встречаемостью в карбонатных толщах, заслуживают особого внимания. О природе сутуро-стилолитовых поверхностей не существует общего мнения, несмотря на широкое их развитие и достаточно глубокое изучение. Большинство исследователей приходят к выводу о тесной их связи с трещинами.

Стилолиты — ясно видимые невооруженным глазом шиповидные или столбчатые выступы слоя, вдающиеся иногда достаточно глубоко в соседний слой, которые обладают тонкой продольной штриховатостью, отражающей следы скольжения, и обычно покрыты тонкой глинистой пленкой, утолщающейся к концам выступов. Представляют собой наиболее рельефные элементы сутуро-стилолитовых поверхностей, с которыми они связаны. В плане образуют неровную, бугристую поверхность. Высота столбиков изменяется от 1 до 0,3 мм. Сутуры — мелкобугристые поверхности, наблюдающиеся в толщах карбонатных пород; на поперечных расколах имеют вид мелкозубчатых линий или швов. Под парастилолитами Н. С. Швецов (1949 г.) понимает плавные, невысокие стилолиты, лишенные ясной штриховки на боковой поверхности.

В настоящее время большинство исследователей поддерживают предложенную Г. И. Фуксом (1894 г.) теорию образования стилолитов в консолидированной породе в результате неодинакового растворения при неравномерном давлении по плоскости отдельности. Эта теория бесспорно подтверждается в тех случаях, когда удастся доказать значительную роль давления в литифицированном осадке при образовании стилолитовых структур.

Формирование основной массы стилолитов в литифицированном осадке подтверждается целым рядом признаков. К их числу относятся: переход стилолитов в трещины, пересечение эпигенетических трещин стилолитами, взаимоотношения с фауной и микрофауной, пропорциональность высоты стилолитов и идентичность

Классификация трещин
(по И. И. Аммосову и И. В. Еремину)

Тип трещин по генетическому признаку	Подтип трещин	Основные геологические факторы, вызвавшие образование трещин	Характер действующих напряжений при разрыве	Основные направления трещин по отношению к слоистости	Излом			Характер поверхности трещин
					по основной плоскости	по торцу	тангенциальный	
Эндогенные	—	Метаморфизм	Растяжение	Перпендикулярное (или почти перпендикулярное)	Ровный	Неровный — зубчатый, раковистый	Ступенчатый, черпичный, чешуйчатый	Однородная, глазковая, овально-глазковая, ленточная, таблитчатая
Экзогенные	Скалы-вания	Тектоника	Сжатие	Разнообразное (от 0 до 90°)	Разнообразный — от ровных гладких до неровных различно штрихованных и струйчатых			Зеркальная, штрихованная, волнистая
	Отрыва		Растяжение	Перпендикулярное (или почти перпендикулярное)	Неровный	Ступенчатый	Неоднородная, бугорчатая	
Гипергенные	—	Выветривание	Растяжение	Разнообразное	Неровный			

Генетический тип Положение по отношению к складкам Морфология стенок	Трещины скола Косесекущие и продольные			Трещины отрыва Продольные и поперечные			Преобладают трещины с бугристыми стенками. Нередко в направлениях, параллельных слоистости, развиты стилолитовые швы
	Преимущественно гладкостенные с бороздами скольжения			Преимущественно с бугристыми стенками			
Размеры	Крупные первого порядка	Мелкие второго порядка	Волосные трещины	Крупные первого порядка	Мелкие второго порядка	Волосные трещины	
Преобладающая протяженность	До нескольких сотен метров	До нескольких метров	До нескольких сантиметров	Десятки метров	До нескольких метров	До нескольких сантиметров	До нескольких десятков метров
Преобладающая ширина	10—15 см	0,5—1 см	Доли миллиметра	≤ 20 см	1,5—2 см	Доли миллиметра	3—5 мм
Преобладающая густота	0,01—0,4 1/м	2—5 1/м	150 ≤ 1/м	0,1—0,6 1/м	1—2 1/м	100—150 1/м	2—10 1/м
Заполнение	Кальцит	Преобладают незаполненные	Чаще кальцит	Обломки пород, по стенкам трещин кальцит			Чаще известково-глинистый материал

составов нерастворимого остатка известняка и глинистой корки вещества, заполняющего шов.

В. Н. Холодов (1955 г.) констатирует тесную связь сутуро-стилолитовых поверхностей в палеогеновых известняках Средней Азии с тектоническими структурами. Он развивает теорию дифференцированного растворения твердых горных пород под давлением. М. Х. Булач (1961 г.) отмечает, что стилолиты в верхнемеловых известняках Чечено-Ингушетии нередко образуются по одной системе трещин, в то время как трещины другой системы иногда оказываются заполненными кальцитом. Т. В. Дорофеева (1961 г.) в тех же известняках наблюдает ориентировку наклонных к напластованию стилолитовых швов, близкую к простираанию пород.

Исследователи, изучавшие стилолиты в песчаниках, основываясь на микроскопическом наблюдении оптических ориентировок и формы зерен, единодушно считают давление важнейшим фактором стилолитообразования [Копелиович А. В., 1958 г.].

Убедительные доказательства развития сутуро-стилолитовых текстур при растворении под давлением массы вышележащих пород приводит А. В. Копелиович (1958 г.), описавший наличие их в аркозовых песчаниках. Е. М. Смехов [1961, 1962, 1976 гг.] при рассмотрении вопроса о происхождении стилолитов и их связи с трещиноватостью делает вывод об их эпигенетическом генезисе.

Наиболее полно освещены вопросы стилолитообразования в работах Г. И. Бушинского (1954 г.), который выделяет два типа развития — в замкнутом для вод пространстве с сохранением постоянного элементарного состава пород и в условиях интенсивной циркуляции с привнесом и выносом вещества.

По мнению И. А. Конюхова, наклонные сутуро-стилолиты являются вторичными по отношению к трещинам, в которые они переходят. При изучении верхнемеловых отложений Кавказа он делает вывод, что возникновение стилолитов можно объяснить неравномерным растворением пород по трещинам при направленном давлении. Характерная зубчатая форма и глинистый состав заполнителя являются доказательством этого процесса.

Т. Ф. Дорофеева считает, что ввиду сравнительно быстрой литификации известняков, особенно в осадках без глинистой примеси, справедливо отнести зарождение сутуро-стилолитовых поверхностей к позднему диагенезу. В последующую стадию литогенеза продолжается их дальнейшее развитие. Насколько интенсивно происходит этот процесс, можно судить по росту зубцов, который, несомненно, осуществляется также под влиянием давления вышележащих отложений. Стилолиты, расположенные перпендикулярно и наклонно к напластованию, образуются после развития тектонических трещин.

Приуроченность сутуро-стилолитовых поверхностей и текстур заполнения к трещинам скалывания и отрыва и их ориентировку можно объяснить одновременно идущими в одном и том же объеме породы процессами растворения и рекристаллизации. Теоретиче-

ски это вытекает из закона Генри и термодинамических расчетов [Огильви А. А., 1956 г.], согласно которым точкам с большим давлением соответствуют большие концентрации растворенного вещества. В пределах гидрокарбонатной, гидрокарбонатносульфатной и отчасти сульфатной гидрохимических зон подземные воды находятся в почти насыщенном состоянии и моментально реагируют на изменение концентрации — происходит или растворение, или осаждение солей [Афанасьев Т. П., 1951 г.]. Таким образом осуществляется миграция вещества от стенок трещин, испытывающих значительные давления, к стенкам трещин, испытывающих меньшие сжимающие усилия. В результате по трещинам, параллельным напластованию, развиваются стилолиты, а по трещинам, перпендикулярным к оси складки и с близкими к перпендикулярному направлениями, — текстуры заполнения.

Наклонные к наложению стилолитовые, парастилолитовые и сутурные швы развиваются по основным системам трещин под влиянием тектонического давления и неравномерного растворения пород в стадию эпигенеза [Каплан М. Е., Булач М. Х., 1962 г.]. В полости швов нередко образуются дополнительные пустоты выщелачивания и открытые микротрещины, которые могут служить емкостью для нефти и газа и путями их фильтрации [Гмид Л. П., 1959 г.; Булач М. Х., 1961 г.].

Как правило, сутуро-стилолитовые поверхности развиваются в известняках с очень незначительной глинистостью — до 5—10, реже 15—20 %. К числу основных факторов, определяющих их образование, следует отнести литологический состав горных пород, химизм и скорость циркуляции подземных растворов, а также наличие неравномерного давления. Морфология этих образований весьма разнообразна, она тесно связана с вещественным составом и текстурно-структурными свойствами горных пород. Следует еще раз подчеркнуть, что основное число трещин, по которым развиваются стилолиты, сутуры и парастилолиты, возникло вследствие тектонических деформаций смятия и изгиба. Характер взаимопересеченности, морфология и размеры сутуро-стилолитовых швов, ориентированных в различных направлениях (перпендикулярно, наклонно к напластованию или горизонтально), позволяют установить время их образования и генезис. Обычно они заполнены глинистым, глинисто-битуминозным и органическим веществом и при исследовании их в лаборатории отличаются ничтожной проницаемостью. Насыщение пород, содержащих сутуро-стилолитовые поверхности, люминофором [Багринцева К. И., 1977] позволяет установить, с одной стороны, предельную заполненность полости стилолита и развитие прямолинейной трещины более поздней генерации, секущей шов, а с другой, наличие большого числа коротких открытых микротрещин, ориентированных перпендикулярно к нему. Следовательно, стилолитовый шов является ослабленной зоной, в которой развиваются открытые микротрещины более позднего времени (рис. 3).

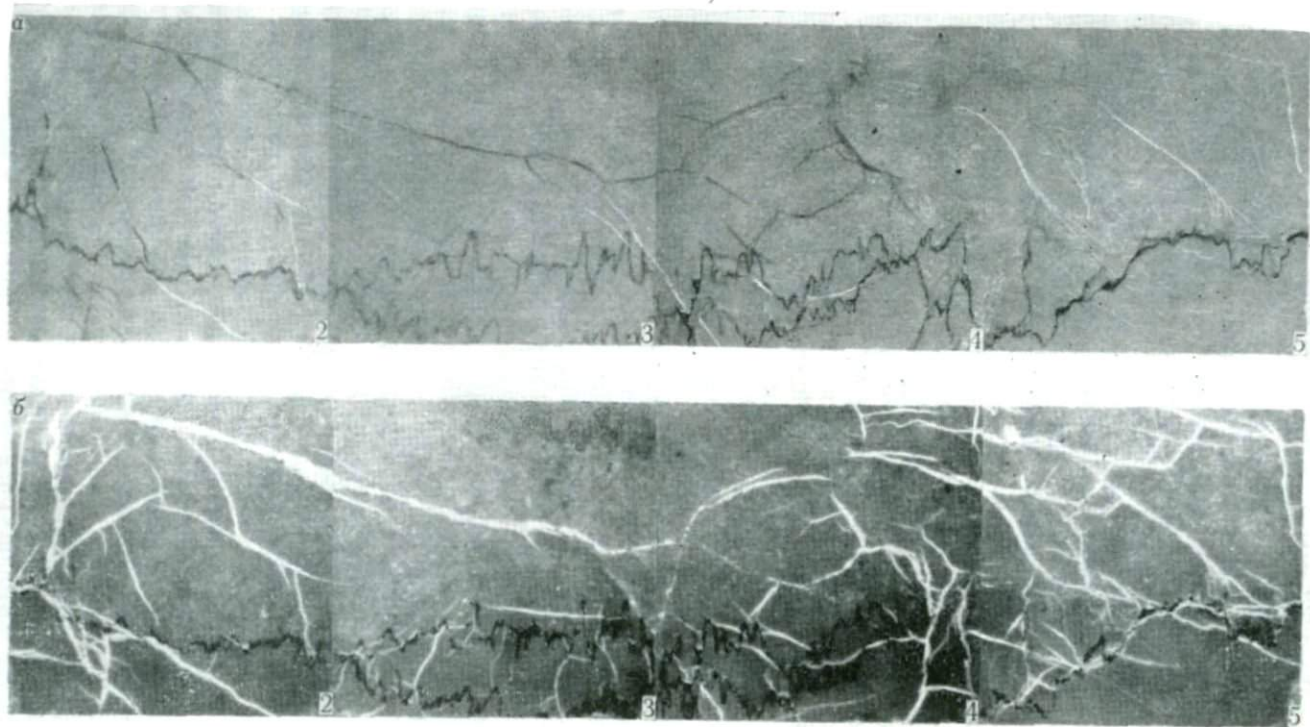


Рис. 3. Открытые микротрещины в зоне развития заполненного стилолитового шва до насыщения люминофором (а) и после насыщения (б)

Оренбургское месторождение, скв. 368, гл. 1812,5 м, известняк микрозернистый; емкость трещин — 0,6 %, проницаемость — $48 \cdot 10^{-18}$ м²; поверхностная плотность трещин — 1,26 см/см², раскрытость трещин — 38 мкм

В настоящее время к слабо изученным относится вопрос о микротрещиноватости пород. Это обусловлено незначительным выходом керна с глубин и неразработанностью методов исследования. Применение метода искусственной капиллярной пропитки пород люминесцирующей жидкостью позволило выявить значительную изменчивость и огромное многообразие микротрещин, осложняющих сплошность пород. Возможность проведения эксперимента на образцах относительно больших размеров в форме куба (что очень существенно) позволила получить представления о прост-

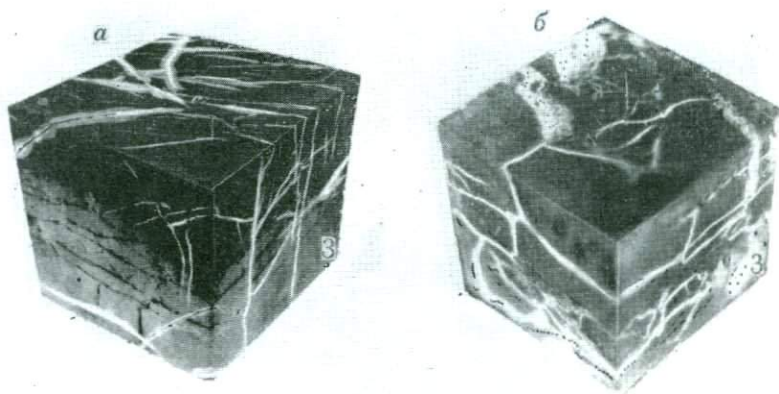


Рис. 4. Преобладание фильтрующих горизонтальных и вертикальных трещин и редких пустот выщелачивания, развитых по ним

Муратовская площадь, скв. 5, известняк: а — гл. 2903—2910 м, пористость — 1,28 %, проницаемость — $13 \cdot 10^{-16}$ м², поверхностная плотность трещин — 1,7 см/см², средняя раскрытость трещин — 55 мкм; б — гл. 2966—2970 м, пористость — 1 %, проницаемость — $75 \cdot 10^{-16}$ м², поверхностная плотность трещин — 1,1 см/см², средняя раскрытость трещин — 35 мкм

ранственным расположении трещин, их морфологии и взаимосвязи (рис. 4).

В основных нефтегазоносных районах наблюдается широкое развитие микротрещин в карбонатных толщах; характер и параметры их весьма изменчивы в пределах отдельных пластов и даже небольших прослоев. Подробная характеристика трещиноватости пород приведена при рассмотрении природных резервуаров нефти и газа (см. Приложения 1—31).

На основе детального литологического изучения трещиноватых пород с применением метода насыщения люминофором установлено широкое распространение в осадочных отложениях микротрещин, неодинаковых по морфологии, раскрытости и генезису, которые могут быть сгруппированы по ряду признаков: по ширине или раскрытости, характеру разветвления, форме, степени заполнения минеральным веществом и его составу, густоте, ориентировке относительно структуры и текстуры породы и генезису.

Относительный возраст — генерация микротрещин — устанавливается по взаимопересечению трещин, составу заполняющего вещества и последовательности его выпадения.

Классификация микротрещин по величине раскрытости следующая: очень узкие — 0,001—0,01 мм, узкие — 0,01—0,05, широ-

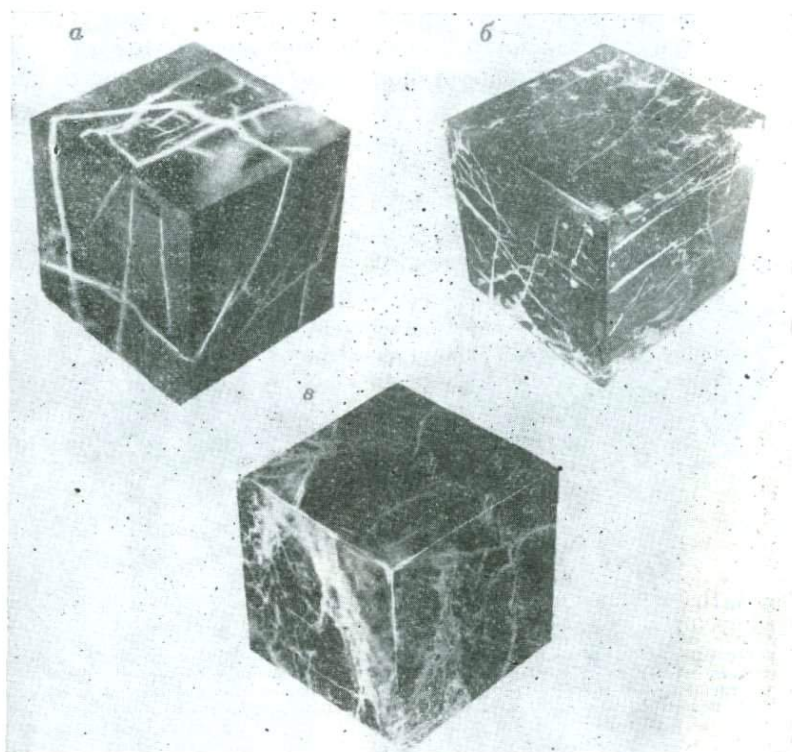


Рис. 5. Сложная сеть хорошо сообщающихся трещин

а — Оренбургское месторождение, скв. 96, гл. 1414,7 м, известняк полидетритовый; проницаемость — $136 \cdot 10^{-18}$ м²; емкость трещин — 0,7 %; поверхностная плотность трещин — 0,9 см/см²; раскрытость трещин — 48 мкм

б — Муратовская площадь, скв. 5, гл. 3046—3056 м, известняк; пористость — 0,74 %; проницаемость — $73 \cdot 10^{-17}$ м²; поверхностная плотность трещин — 1,55 см/см²; раскрытость трещин — 39 мкм.

в — Оренбургское месторождение, скв. 96, гл. 1389,3 м, известняк микрозернистый; проницаемость — $2 \cdot 10^{-17}$ м²; емкость трещин — 0,45 %; поверхностная плотность трещин — 1,5 см/см²; раскрытость трещин — 18 мкм

кие — 0,05—0,1 и очень широкие 0,1—0,5 мм. По морфологии трещины подразделяются на относительно прямолинейные, извилистые, зубчатые и петлеобразные, ступенчатые, сутурные и стилитовые швы.

По характеру разветвления можно выделить системы либо параллельно расположенных прямолинейных и слабоизвилистых микротрещин, либо пересекающихся ветвящихся, либо узких коротких обрывистых (рис. 5; см. Приложения 14—16).

Подразделяя трещины по степени заполнения, следует отметить микротрещины, полностью выполненные минеральным веществом, реже — открытые незаполненные или имеющие частичное заполнение.

Трещины различаются по составу минерального заполнителя. Чаще преобладают микротрещины, выполненные микро- и мелкозернистым кальцитом, сульфатами, реже — глинистым, глинисто-органическим, битуминозным веществом и подвижной нефтью.

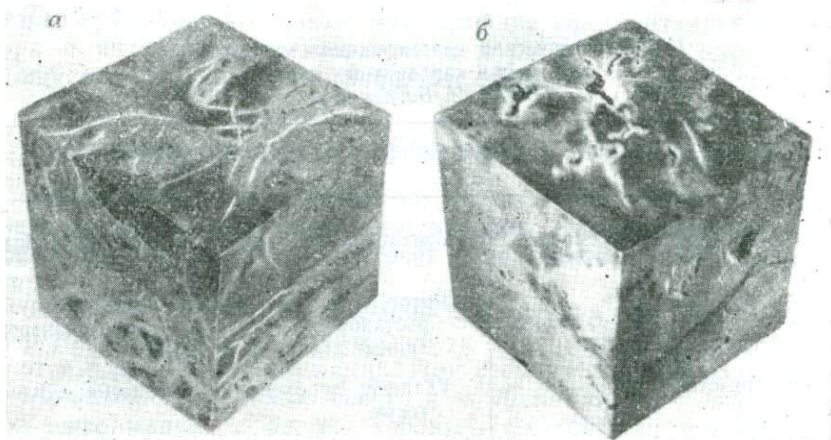


Рис. 6. Пустоты выщелачивания в пористо-кавернозно-трещиноватой карбонатной породе

а — горизонтальные заполненные трещины, пересеченные открытыми вертикальными; Муратовская площадь, скв. 5, гл. 2903,9 м, известняк *биоморфно-детритовый*; пористость — 1,7%; проницаемость по направлению II — $28 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2$; средняя раскрытость трещин — 57 мкм.
б — горизонтальные заполненные трещины и пустоты выщелачивания в пористо-кавернозном доломите; Березинское месторождение, скв. 10, гл. 1979,6—1989,3 м; пористость — 4,5%; проницаемость в 10^{-18} м^2 по направлениям: I — 2248, II — 171, III — 171; средняя раскрытость трещин — 35 мкм

По отношению к структуре породы выделяются микротрещины межзерновые, огибающие обломки, форменные элементы и кристаллы карбонатных пород, и микротрещины, секущие кристаллы карбоната, обломочные зерна и органогенные обломки. Наблюдается большое число мелких микротрещин, рассекающих слоистую часть породы и расположенных перпендикулярно к *стилолитовым швам*.

По ориентировке относительно микротекстуры породы микротрещины разделяются на горизонтальные, вертикальные и наклонные; в отдельных пластах изученных месторождений преобладают трещины одного из этих видов.

Микротрещины, распространенные в различных типах карбонатных пород, не являются одновозрастными. По характеру пересечения и заполнения среди них можно выделить ряд генераций: к наиболее ранней первой генерации относятся трещины,

заполненные окисленным битумом; ко второй — слабоизвилистые микротрещины различной раскрытости, иногда до 2 см, выполненные микрозернистым кальцитом; к третьей — вертикальные и горизонтальные зазубренные микротрещины типа сутуро-стилолитовых швов, заполненные чаще всего гидроокислами железа, глинисто-органическим веществом и иногда секущие тонкие кальцитовые трещины; к последней генерации относятся открытые микротрещины, рассекающие всю породу, характеризующиеся значительными колебаниями раскрытости и нередко секущие кристаллы

Таблица 4

**Морфогенетическая классификация микротрещин,
развитых в карбонатных породах**
(по К. И. Багринцевой)

Параметр	Характеристика трещин
Положение относительно напластования	Вертикальные; горизонтальные; наклонные
Генетический тип	Литогенетические; тектонические: разгрузки, растяжения — скола и отрыва; закарстованные каналы и трещины
Морфология стенок	Гладкие; шероховатые; бугристые; стилолитовые
Заполненность	Полное; частичное; неоднородное; незаполненные
Раскрытость, мм	Очень узкие, 0,001—0,01; узкие, 0,01—0,05; широкие, 0,05—0,1; очень широкие, 0,1—0,5; макротрещины, 0,5 и более
Выдержанность ширины	Постоянная; изменчивая; резко изменчивая (с расширениями выщелачивания)
Длина, мм	Очень короткие, 5—10; короткие, 10—30; длинные, 30—50; секущие, 50
Характер протяженности	Прямолинейные; извилистые; расщепляющиеся; кулисообразные
Поверхностная плотность, см/см ²	Высокая, 4,4—1,5; средняя, 1,5—0,6; низкая, 0,6—0,2; очень низкая, 0,2 (единичные трещины)
Взаимообщаемость	Параллельные; взаимно перпендикулярные; хаотические; пересекающиеся; оперяющие; ветвящиеся
Отношение к структуре породы	Секущие слоистость; секущие форменные компоненты; огибающие обломки и кристаллы
Форма раскола породы по системе трещин	Отдельность, обусловленная трещинами: плитчатая; ромбоидальная; кубическая; пластинчатая; сланцеватая

кальцита, заполненные трещины, минеральные обломочные зерна, и стилолитовые швы (рис. 6) *.

Учет всех перечисленных морфогенетических особенностей микротрещин позволяет предложить классификационную схему (табл. 4).

Открытые микротрещины, широко развитые в карбонатных породах, своим возникновением обязаны тектоническим движениям, но морфология, раскрытость и характер протяженности их нередко заложены в литогенезе и проявляются при деформации пластов. Именно это совместное влияние седиментационного фактора и интенсивных тектонических воздействий на карбонатную толщу обуславливает многообразие открытых микротрещин.

§ 2. Общие понятия о деформациях и типах разрушения

Деформация — это изменение объема или объема и формы твердого тела под воздействием внешних механических сил, в то время как само тело не может перемещаться или вращаться в пространстве.

В зависимости от направления приложения сил, величины анизотропии твердых тел, длительности и формы напряжений образуются различные деформации. При всем их разнообразии любую деформацию тела можно свести к комбинации двух основных типов деформаций: с одной стороны — сжатия или растяжения и с другой — сдвига (рис. 7).

Деформации подразделяются на однородные и неоднородные.

Деформация называется однородной, если все участки тела деформируются одинаково и в равной степени. Неоднородная деформация характеризуется неодинаковой степенью деформации тела в различных частях; к таким деформациям относятся изгиб и кручение. Изгиб можно рассматривать как случай растяжений, неодинаковых для различных частей тела.

Деформация растяжения — сжатия характеризуется величиной относительного удлинения λ , которое принимается положительным при растяжении и отрицательным при сжатии. Деформация сдвига определяется величиной изменения первоначально прямого угла, образованного прямыми линиями; при малых его изменениях используется величина тангенса угла сдвига $\operatorname{tg} \alpha$. К основным типам напряжений, определяющих деформации, относятся нормальные и касательные (рис. 8). Растяжение — сжатие, а также сдвиг могут происходить в теле одновременно в различных направлениях.

Деформации бывают упругие и пластические. При упругих, или обратимых, деформациях тело после снятия внешних воздействий через определенное время восстанавливает свою первоначальную форму. Пластические, или остаточные, деформации при-

* На рис. 6 и далее приводятся значения проницаемости по направлениям: I — перпендикулярному к напластованию, II, III — параллельным ему.

водят к необратимому изменению формы или объема, т. е. новые объем или форма, приобретенные в результате деформации, сохраняются и после удаления внешних воздействий. Твердое тело испытывает упругую деформацию до определенного предела, при дальнейшем возрастании напряжений в общем случае упругая деформация сменяется пластической. Таким образом, пластическая деформация следует за упругой и тесно с ней связана.

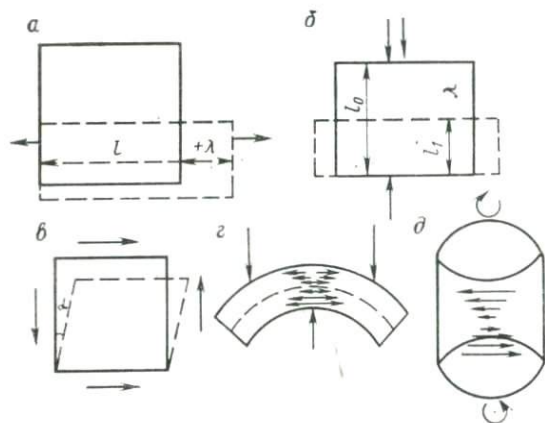
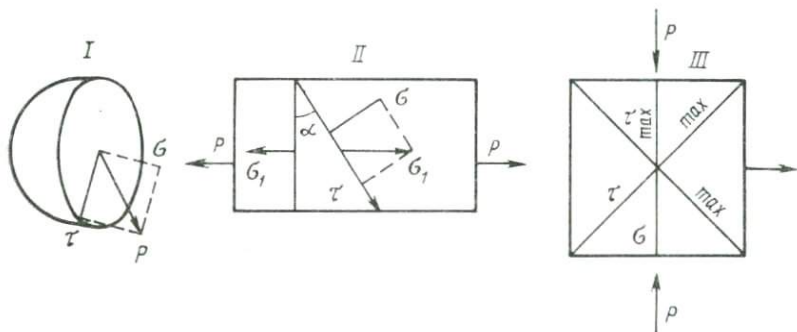


Рис. 7. Различные виды деформаций (по В. В. Белому)

a — растяжение; b — сжатие; c — чистый сдвиг; d — изгиб; e — кручение; стрелки: сплошные — действующие силы, пунктирные — смещения

Рис. 8. Распределение нормальных и касательных напряжений в основных видах деформаций

I — общее P , нормальное σ и касательное τ напряжения; схемы нормальных и касательных напряжений: II — при растяжении, III — при сжатии



Из теории упругости следует, что при любом способе нагружения непрерывного тела и при любом характере деформации через каждую его точку всегда можно провести три взаимно перпендикулярные оси. Эти три оси характеризуют напряженное состояние тела в данной точке и называются главными, а направления, по которым они действуют, — главными осями напряжений. В изотропном теле эти направления одновременно являются и главными осями деформации. При однородной деформации изотропного тела каждая из трех главных осей одной точки параллельна соответствующей оси любой другой точки. При неоднородной деформации направление главных осей меняется от точки к точке.

В геологических условиях природные отложения являются анизотропными средами, которые подвергаются неодинаковой деформации. В результате неоднородности напряженных состояний создается сложное распределение напряжений в пространстве и во времени. Пластические деформации в геологической обстановке обычно бывают очень большими, изменчивость действующих сил и направленности деформаций вызывает неоднократное изменение напряженного состояния во времени.

Горные породы оказывают различное сопротивление деформации в зависимости от ее вида — растяжения, изгиба или сдвига. Под сопротивлением деформации понимается сила, которую следует приложить для достижения определенной относительной величины деформации. Наибольшее сопротивление встречает сжатие, наименьшее — растяжение.

Значения сопротивления горных пород различным видам деформации (в долях от сопротивления сжатию) приведены ниже [Шрейнер Л. А., 1950 г.]:

Горные породы	Растяжение	Изгиб	Сдвиг
Граниты	0,02—0,04	0,08	0,09
Песчаники	0,02—0,05	0,06—0,2	0,1—0,12
Известняки	0,04—0,1	0,08—0,1	0,15

Пластическая деформация в отличие от упругой является остаточной и необратимо сохраняется при снятии нагрузки; при этом меняется форма, а объем практически остается неизменным. Существенное отличие осадочных пород заключается в том, что они при сжатии могут необратимо изменять свой объем за счет потери воды или уменьшения зазора между кристаллами, зернами или порами.

Существенно, что пластическая деформация всецело связана со сдвиговыми перемещениями частиц, которые при малых пластических деформациях происходят в направлениях максимальных касательных напряжений. Только в идеальных средах можно представить себе вполне однородную пластическую деформацию. Обычно из-за неправильной формы тела, влияния внешнего трения, неоднородности структуры, неравномерного распределения напряжений она бывает неоднородной. В. В. Белоусов считает, что при одноосном сжатии в результате трения между исследуемым телом и упорами степень деформации внутренних и внешних частей пласта, слоя будет неодинаковой.

Вследствие неоднородности деформации в слое развиваются дополнительные напряжения: периферические части слоя под влиянием более интенсивного течения внутренних его частей испытывают растяжение, а внутренние части, подвергаясь торможению со стороны периферических, наоборот, сжимаются. Растяжение внешних частей слоя может привести при этом к образованию трещин.

Способность пород выдерживать пластическую деформацию без разрушения определяется их пластическими свойствами.

С одной стороны, имеются породы высокопластичные, выдерживающие без потери сплошности очень большие деформации. С другой стороны, известны породы, которые совершенно не испытывают пластической деформации: непосредственно вслед за упругой деформацией или после очень незначительной пластической деформации наступает разрушение материала. Такие породы называются хрупкими. Напряжение, при котором начинается разрушение пород, называется пределом прочности (P_0). Следовательно, для пластичных пород между пределом упругости и пределом прочности имеется широкий интервал, тогда как для хрупких оба эти предела практически совпадают.

Н. Н. Павлова и И. В. Безбородова (1970 г.) выявили обратную зависимость между пластичностью карбонатных пород, опре-

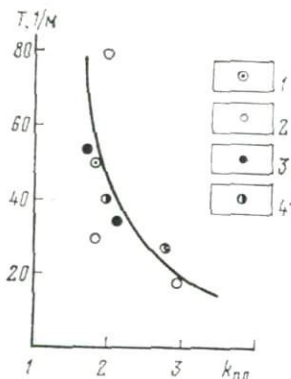


Рис. 9. Зависимость интенсивности трещиноватости T от коэффициента пластичности $k_{пл}$ для пород с близкими значениями пределов текучести (по Н. Н. Павловой)

1 — ангидрит; известняк; 2 — оолитовый, 3 — водорослевый, 4 — комковато-сгустковый.

Предел прочности пород $P_0 = 90 \div 102,6$ МПа, модуль упругости $E = (2,15 \div 2,51) \cdot 10^{-4}$ МПа

деленной методом вдавливания штампа, и их трещиноватостью: при большом коэффициенте пластичности (k) порода менее склонна к трещинообразованию (рис. 9). На основании испытаний осадочных пород методом вдавливания, проведенных Б. В. Байдюк, породы подразделяются по прочностным и пластическим свойствам на четыре группы:

1) высокопластичные породы ($k = 6 \div \infty$) относительно невысокой прочности ($P_0 \leq 200$ МПа) — каменная соль и другие легкорастворимые соли, глины и мергели (известняковые, слабоалевритовые, в том числе сидеритовые, как правило, из молодых отложений, залегающих на небольших глубинах). К породам с близкими к указанным показателями P_0 и k относятся также высокопористые разности глинистых алевритов и песчанников;

2) пластичные породы ($k = 4 \div 6$) средней прочности ($P_0 \leq 500$ МПа) — гипсы, гипсово-карбонатные породы, алевритовые и другие глины, некоторые мергели, глинистые известняки, а также высокопористые разности глинистых алевритов, песчанников и известняков;

3) малопластичные ($k = 1,5 \div 4,0$) прочные ($P_0 \leq 3000$ МПа) породы — известняки, доломиты, ангидриты, песчаники и алевро-

литы, аргиллиты, глинистые сланцы, сидериты, ангидрито-доломитовые породы, известковистые карбонатные мергели. Среди этих пород разности с пониженными значениями прочностных и пластических свойств наиболее способны к трещинообразованию;

4) непластичные ($k < 1,5$) высокопрочные ($P_0 > 3000$ МПа) породы — кварцевые, кварцитовидные песчаники, аркозовые кварцитовидные песчаники, кварциты. Вследствие низкой пластичности эти породы наиболее склонны к трещинообразованию, однако вследствие высокой прочности в разрезе других пород они могут сохранить целостность.

Как правило, развитие мощных отложений каменной соли над нефтяными и газовыми месторождениями является доказательством наличия надежной покрышки, так как соль характеризуется высокими пластическими свойствами. Однако в ряде регионов даже при значительной мощности каменной соли в ней наблюдаются отдельные прослои и зоны в различной степени трещиноватые: в мощных толщах соли густота трещин невелика, в отдельных маломощных прослоях число трещин резко возрастает.

В породах осадочного происхождения в результате геостатического давления происходят деформации, выражающиеся в изменении структуры (особенно пористости) и влажности породы. При больших геостатических давлениях может измениться и дисперсность составляющих породу зерен. Упругость пород — одно из основных свойств, связанных с внутренним строением веществ. Она определяется рядом параметров, из которых для литологов наибольшее значение имеет скорость распространения упругих волн (табл. 5).

Таблица 5

Параметры, характеризующие упругие свойства пород

Параметр	Определение
Скорость распространения продольных волн v_p , м/с	Скорость распространения упругих волн, возникающих вследствие деформаций растяжение—сжатие в твердых телах, жидкостях и газах
Скорость распространения поперечных волн v_s , м/с	Скорость распространения упругих волн, возникающих вследствие деформаций сдвига в твердых телах
Модуль Юнга (модуль продольной упругости) E , Н/м ² (МПа)	Отношение нормального напряжения к относительному удлинению, вызванному этим напряжением в направлении его действия
Коэффициент Пуассона σ_n	Отношение поперечного сжатия тела при одноосном растяжении к продольному удлинению
Модуль сдвига G , Н/м ² (МПа)	Отношение касательного напряжения к величине угла сдвига, характеризующее способность тел сопротивляться изменению формы
Модуль объемной упругости K , Н/м ² (МПа)	Отношение всестороннего давления к относительному изменению объема

Величины *E*, *G*, *K* резко возрастают с увеличением плотности пород, при этом сжимаемость этих пород, естественно, уменьшается. Остаточные деформации глин связаны со значительным перемещением частиц и с разрушением отдельных структурных элементов микроагрегатов.

Под механической прочностью горных пород понимают их способность сопротивляться внешним силам, которые стремятся разрушить не только существующие связи между зернами, но и сами зерна. Горные породы испытывают на механическую прочность по отношению к сжатию, растяжению, изгибу, скалыванию и удару.

Механическая прочность горных пород определяется минералогическим составом слагающих их зерен и цемента, характером связей между ними и степенью выветрелости отдельных минералов. Прочность на сжатие осадочных пород колеблется в очень широких пределах — от 1 до 400 МПа. Прочность тех же пород на разрыв, изгиб и сдвиг составляет лишь десятые и сотые доли от прочности их на сжатие. Механическая прочность осадочных пород и устойчивость их против выветривания зависят от минералогического состава скелета и цементирующего материала. Механическая прочность известняков изменяется в зависимости от их структуры. В. А. Приклонский (1952 г.) приводит данные, согласно которым мелкозернистые плотные известняки имеют предел прочности на сжатие от 10 до 200 МПа, оолитовые известняки — около 20 МПа, известняки-ракушечники — обычно менее 1 МПа, реже 2—3 МПа, мел — 10—17 МПа, плотные доломиты — более 200 МПа.

Ранее считалось, что каждая порода, каждое вещество всегда обладают одними и теми же механическими свойствами. В связи с этим они делились на пластичные и хрупкие, прочные и упругие. В настоящее время установлено, что при различных температуре, давлении, влажности породы могут иметь противоположные свойства: быть хрупкими при одних условиях и пластичными — при других.

Температура, растворители и адсорбируемые жидкости, всестороннее давление, скорость деформации, характер напряженного состояния — все эти факторы значительно влияют на механические свойства горных пород. Большинство пород содержит жидкую фазу (обычно воду), которая заполняет поры или обволакивает тонкой пленкой границы зерен. Даже первоначально сухие породы при высокой температуре бывают пропитаны водой, высвободившейся в процессе дегидратации. При метаморфизме породы взаимодействуют и обмен между твердой и жидкой фазами приводят к образованию новых минералов, т. е. к изменению вещества породы и, следовательно, к изменению ее механических свойств. Изменение прочности может быть вызвано либо растворением сильно напряженных частей зерен при одновременном росте того же минерала в другом месте, либо ростом новых фаз, стабильных при данных условиях. Кварц, например, — один из

прочнейших и наименее текучих минералов земной коры. Даже при высоких температурах и всестороннем давлении он сохраняет почти совершенную упругость и хрупкость. Однако в присутствии воды кварц и другие очень прочные силикаты при определенных сочетаниях давления и температуры становятся исключительно слабыми и текучими.

Исследования П. А. Ребиндера показали, что на характер упругих деформаций влияют адсорбируемые вещества. Так, листочки слюды гнутся значительно легче во влажном воздухе, чем в сухом. Приводятся данные, что если при всестороннем давлении 1000 МПа мрамор в сухой атмосфере для своего сжатия на 30 % требует дополнительной ориентированной нагрузки 810 МПа, то в присутствии воды, насыщенного углекислым газом, для такой же деформации достаточна нагрузка 150 МПа.

Всестороннее давление играет чрезвычайно большую роль в механизме пластической деформации и в пластических свойствах горных пород. Влияние всестороннего давления на пластические деформации неоднозначное: с одной стороны, оно повышает сопротивление тела пластической деформации, с другой — значительно увеличивает пределы упругости и прочности, а также пластичность тела. Повышение предела прочности ведет к тому, что породы становятся способными выдерживать без разрушения нагрузки, значительно большие, чем при нормальном давлении. Повышение пластичности выражается в приобретении породами значительно большей способности деформироваться необратимо без разрыва, чем при малом давлении. В результате хрупкие при нормальных условиях породы могут стать пластичными при высоком всестороннем давлении. Любой процесс деформации заканчивается разрушением пород и появлением разрывов, если напряжения достигли величины, отвечающей пределу прочности вещества при данных условиях.

Существуют два типа разрушения: путем отрыва и путем скалывания, или среза. Отрыв определяется нормальными растягивающими напряжениями и выражается в образовании трещин, перпендикулярных к главной оси растяжения. Скалывание (срез) вызывается касательными напряжениями и проявляется в образовании трещин, ориентированных в направлении максимальных сдвигов (рис. 10).

Два типа разрушения редко встречаются вместе, обычно при определенных условиях наблюдается тот или иной тип трещин. В результате изменения обстановки они могут сменять друг друга. Тип разрушения зависит от физических свойств пород, неоднородности структуры и от целого ряда факторов: температуры, всестороннего давления, среды, скорости и времени деформации, характера напряженного состояния. Комплексное воздействие факторов определяет тип разрушения, наблюдаемый в данных геологических условиях. Для огромного большинства материалов пределы прочности на отрыв и скалывание различаются между собой, но в зависимости от условий, в которых происходит дефор-

мация, эти пределы прочности могут либо увеличиваться, либо уменьшаться. Таким образом, сложные изменения пределов прочности объясняют различное поведение горных пород в процессе разрушения: в каждом конкретном случае проявляется тот тип разрушения, который происходит при меньшей величине напряжения.

Внешние нагрузки		Напряжение		Вид излома при нагрузке	
		$\sigma_{\max}$	$\tau_{\max}$	от $\sigma_{\max}$	от $\tau_{\max}$
Растяжение					
Сжатие					
Сдвиг					
Кручение					
Изгиб					

Рис. 10. Расположение трещин отрыва и скалывания при различных деформациях (по Я. Б. Фридману, с упрощением для сдвига)

Большое влияние на развитие трещин, на их направление и последовательность появления оказывает наличие в породах полостей, поверхностных трещин, неоднородных включений и неровностей. Около полостей и трещин происходит значительная концентрация напряжений, которая способствует увеличению образовавшейся полости при росте напряжений. А так как максимальные напряжения отмечаются около острых окончаний трещин, то последние растут прямолинейно, если этому не мешает неоднородность структуры или распределение напряжений в соседних участках.

Предел прочности на скалывание при сжатии в условиях атмосферного давления для мелкокристаллического известняка со-

ставляет 260 МПа, а при гидростатическом давлении 1000 МПа он достигает 1300 МПа. Прочность кварца на сжатие в обычных условиях равна 2500 МПа, а при всестороннем сжатии 2500 МПа она увеличивается до 15 000 МПа. Для кальцита при гидростатическом давлении 1000 МПа предел прочности на скалывание при сжатии почти в 20 раз выше, чем при давлении 0,1 МПа.

Увеличение объема деформированных карбонатных отложений за счет растяжения пород при складкообразовании происходит главным образом благодаря образованию трещин. В таких зонах

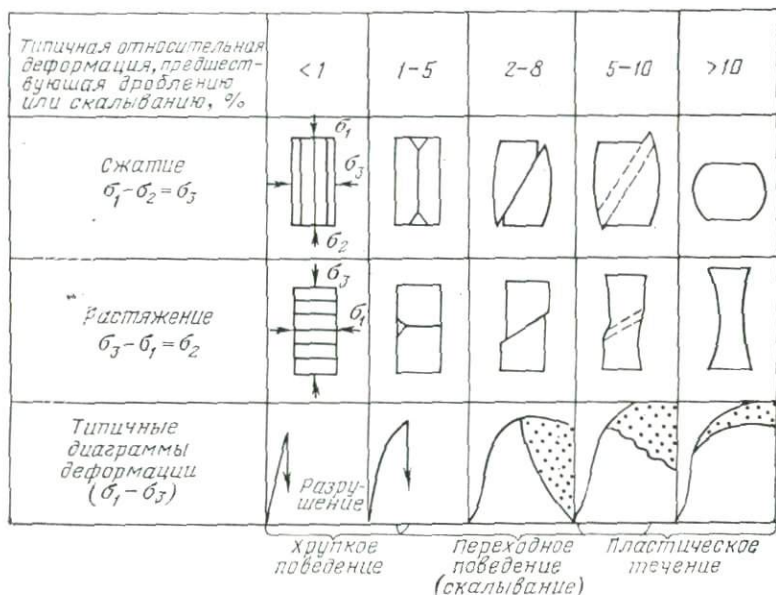


Рис. 11. Схема изменения механического поведения горных пород (по Д. Т. Григгсу, Дж. Хендину)

создаются значительные пустотные пространства, которые в дальнейшем заполняются углеводородами и содержат промышленные запасы нефти и газа. В качестве примера можно привести месторождения Средней Азии (Саман-Тепе, Гугуртли и др.) и Украины.

Исследования деформации образцов горных пород в широком диапазоне всестороннего давления, температуры и скорости нагружения дают широкую информацию о поведении пластов, слоев и толщ в условиях длительного напряжения в земной коре. Во всех опытах деформация приводит в конечном счете к разрушению образца, но величина остаточной деформации увеличивается по мере роста всестороннего давления. При всестороннем давлении 100 МПа мера текучести, предшествующей разрушению, может достигать 20—30 %. На рис. 11 приведена схема последовательного перехода породы от пластического состояния к хрупкому.

Эксперименты показывают, что на предел прочности сильно влияет всестороннее давление и при его увеличении предел прочности приближается к пределу текучести.

Наблюдениями установлено, что пластичные глинистые сланцы, образующие складку, в значительной степени выжимаются из крыльев в замки, а содержащиеся в них прослои более твердых пород — песчаников и известняков — растягиваются и разрываются на отдельные куски.

Важной особенностью механизма выгибания слоистых пород является то, что растяжение всегда происходит под действием усилий, приложенных к поверхности растягиваемого слоя на бо-

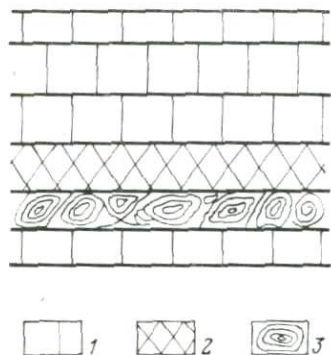


Рис. 12. Схема расположения первичных трещин в зависимости от состава пород (по А. С. Новиковой)

Трещины: 1 — в известняках, 2 — в песчаниках, 3 — в мергелях

лее или менее значительной площади; вряд ли можно наблюдать условия, когда один слой изолирован от других слоев и подвергается растяжению усилиями, приложенными к отдельным точкам. Результаты растяжения слоя могут быть различными: возможны равномерное пластическое растяжение слоя с уменьшением его мощности; неравномерное пластическое растяжение с образованием тонких шеек, пережимов; разделение слоя на отдельные блоки хрупкими трещинами скалывания и, наконец, разделение трещинами отрыва. Размеры блоков, на которые разделяется слой при растяжении, определяются следующими закономерностями: при прочих равных условиях более мощный пласт в процессе растяжения раскалывается на большие куски при соответственно больших расстояниях между трещинами; менее мощные пласты делятся более частыми трещинами на значительно меньшие блоки.

Отмечается также связь размеров блоков, образующихся при растяжении твердых слоев, не только с мощностью, но и с механическими свойствами пород. В пластах известняка и песчаника, залегающих среди глин и имеющих одинаковую мощность, при растяжении образуются блоки разных размеров. Песчаники, отличающиеся меньшей прочностью, чем известняки, делятся на куски относительно меньшего размера. Расположение первичных трещин, возникающих в породах различного состава, показано на рис. 12. Эта особенность, связывающая мощность и механические свойства слоев с размерами кусков, на которые плотные слои, расположенные между более текучими породами, разрываются при растягивании, объясняет характер образования и распространения общей трещиноватости в горных породах, слагающих слоистые толщи, в результате которой создается картина «кирпичной кладки».

Таким образом, при одинаковых условиях деформации частота трещин и расстояние между ними зависят от мощности, слоистости и прочностных свойств пород. Ниже приводятся данные И. В. Кирилловой о частоте трещин в пластах песчаника (палеоген) в зависимости от их мощности:

Мощность, м . . .	0,03	0,05	0,1	0,25	0,3	0,4
Расстояние между трещинами, м	0,04—0,1	0,05—0,2	0,1—0,3	0,2—0,4	0,4—0,8	0,4—0,6

Способность пород к трещинообразованию зависит от их физико-механических свойств — прочности, пластичности и упругости; от геологических условий залегания — температуры, давления, а также от истории тектонического развития.

Общая трещиноватость образуется в условиях растяжения слоев, когда трещины, перпендикулярные к слою, являются трещинами отрыва, которые характеризуются малым перемещением и небольшим раскрытием. Следовательно, связь частоты трещин с механическими свойствами пласта и его мощностью — общая закономерность для всех случаев растяжения, поэтому она имеет основное значение для интерпретации связанных с ней явлений. В результате растяжения слой разбивается на очень большое число кусков, разделенных многократно повторяющимися параллельными трещинами.

Трещины отрыва по условиям их образования В. В. Белоусов делит на следующие группы:

1) тектонические трещины отрыва (экзокинетические), дислокационные;

2) нетектонические трещины отрыва (эндокинетические), общие: а) трещины оползней и обвалов; б) трещины диагенеза, сокращения объема породы (остывания, усыхания, углекислотации и пр.); в) трещины выветривания; г) трещины расширения породы при разгрузке; д) искусственные трещины (при взрывах, ударах и т. п.).

Рассматривая процесс развития трещин в породах, следует подчеркнуть, что растяжение в горных породах происходит вследствие воздействия не только внешних тектонических напряжений, но и внутренних сил, появляющихся в породе под влиянием охлаждения, усыхания или других физико-химических преобразований. В результате этих процессов в породах возникают литогенетические трещины, трещины отрыва, образующие повсеместно развитую общую трещиноватость пород; расположение таких трещин предопределяется анизотропией пород при седиментогенезе или при постседиментационных изменениях. Общие трещины не всегда можно отличить от трещин отрыва тектонического происхождения, особенно в условиях развития куполов, антиклиналей и других поднятий. Радиальные и продольные (концентрические) трещины, образующиеся на поднятиях, нередко имеют тектоническое происхождение и непосредственно связаны с растягивающими деформациями, но они могут возникнуть также в результате

действия внутренних сил сжатия и анизотропии, появившейся в породах в процессе их пластического изгибания.

В случае ненарушенного, горизонтального залегания слоев в наиболее спокойных участках платформы выделить общие трещины легче: к ним относятся повсеместно развитые внутрислойные трещины, перпендикулярные к слоистости.

В расположении общих трещин, развитых в толщах, смятых в складки, намечается определенная закономерность: большая их часть расположена перпендикулярно к слою и в зависимости от простираия они делятся на несколько систем. Преобладают системы с простираием трещин по направлению падения слоя; с простираием, совпадающим с направлением простираия самого слоя, и расположенные под углом 45° к простираию и падению.

Связь общих трещин с отдельными слоями показывает, что анизотропия, влияющая на их расположение и возникшая в пластическую стадию преобразования пород, обусловлена пластическими деформациями, происходящими при формировании складок внутри каждого слоя отдельно. Направленность этих изменений в свою очередь связана с формой складки, благодаря чему ориентировка общей трещиноватости оказывается зависящей от залегания слоя.

Общая трещиноватость Русской платформы была рассмотрена Н. С. Шатским, который доказал, что для всей платформы выдерживаются одни и те же системы трещин. Е. Н. Пермяков (1949 г.) считает все трещины на платформе тектоническими и устанавливает связь их расположения с очертаниями тектонических форм разных порядков.

В. В. Белоусов подчеркивает очень слабую изученность происхождения и условий формирования трещин в горизонтально залегающих слоях.

При формировании разрывных нарушений происходят значительные изменения осадочных толщ и наблюдаются характерные явления, выражающиеся в различной морфологии зон нарушений и в развитии трещин с различной степенью заполнения.

Очень важен и мало разработан вопрос о влиянии разрывных нарушений на формирование трещиноватости, хотя имеется немало примеров наличия повышенной густоты трещин в приразломных зонах и признается несомненной роль последних в процессах миграции и образования скоплений углеводородов. Наличие гидродинамически изолированных залежей нефти и газа в пределах единой складки, осложненной нарушением, доказывает непроницаемость разломов. Нередко, выступая в роли изолирующих экранов, они обуславливают образование тектонически экранированных залежей. Следовательно, можно говорить о двойном разнонаправленном влиянии разрывных нарушений при оценке участия их в формировании коллекторов трещинного типа. С одной стороны, вблизи разломов наблюдаются зоны повышенной трещиноватости, способствующие улучшению фильтрационных характерис-

тик пород, с другой — в непосредственной близости от разрывов значительно интенсивнее происходит процесс вторичного минералообразования, благодаря чему трещины залечиваются и создается непроницаемая зона.

Большинство исследователей под термином «трещиноватость» подразумевают разрывные деформации различного генезиса, масштаба и характера, происходящие в земной коре, но классифицируют их по значимости для различных геологических процессов. Е. М. Смехов (1974 г.) считает, что роль разломов, надвигов, сбросов и взбросов в формировании коллекторов нефти и газа ограничена, так как эти виды деформаций горной породы не могут существенно влиять на структуру пласта-коллектора и тем более на его пористость и проницаемость. Нельзя полностью согласиться с таким утверждением, так как зона непосредственно вблизи дизъюнктивного нарушения в зависимости от степени раздробленности, интенсивности развития трещин, раскрытости разлома влияет на характер миграции флюидов, на проницаемость горных пород. Имеется немало примеров полной запечатанности пород в зоне надвигов и, наоборот, наличия интенсивной циркуляции флюидов по образующимся открытым трещинам.

Согласно представлениям Дж. Г. Денниса (1970 г.) трещиноватость образуется в результате длительных пластических деформаций, а дизъюнктивные нарушения своим возникновением обязаны кратковременным упругим деформациям. Поэтому он считает, что между генезисом общей тектонической трещиноватости горных пород и образованием разрывов существует принципиальное различие. Л. У. Ситтер (1960 г.) приходит к выводу о наличии тесной связи между микро- и макротрещиноватостью, но интенсивность развития трещин он связывает с процессом складкообразования.

Г. И. Амурским (1973 г.) дана принципиальная схема размещения зон повышенной трещиноватости, приуроченных к разрывным нарушениям. Эти зоны возникают при искривлении разрывных нарушений, в местах пересечения или сочленения нескольких дизъюнктивов, либо связаны с кулисообразным расположением разрывов. Однако он совершенно справедливо подчеркивает, что несмотря на интенсивную трещиноватость, наблюдаемую в сильно раздробленных локальных складках, нельзя связывать образование трещин только с разломами: над- и приразрывная трещиноватость носит локальный характер и значительно большую роль в образовании трещин играет процесс формирования складчатых структур.

Р. Н. Быков и В. П. Гаврилов связывают развитие трещиноватости карбонатных пород келловей — оксфорда на локальных структурах Амударьинской синеклизы с наличием разломов.

Нефтегазоносные продуктивные отложения Припятского прогиба осложнены большим числом разновозрастных разломов и сопутствующих им мелких разрывов. Естественно развитие в приразломных зонах интенсивной опережающей макро- и микротрещи-

новатости, существенно сказывающейся на фильтрации флюидов. Интересен характер влияния разрывных нарушений на коллекторские свойства: установлено [Рынский М. А., 1976 г.; Демидович Л. А., 1979], что в непосредственной близости от разломов на расстоянии от нескольких метров до 200—300 м породы характеризуются очень низкими фильтрационно-емкостными параметрами (пористость 2—5 %, проницаемость 10^{-16} — 10^{-17} м², редко выше). Карбонатные отложения вдали от разрывов отличаются значительным увеличением общей пустотности и проницаемости: развито много открытых трещин, емкость которых достигает 2—3 %. По мере удаления от основного нарушения выявляется оптимальная зона, в породах которой отмечаются максимальная плотность трещин на единицу объема, значительные их раскрытость и протяженность. При этом качественная и количественная характеристики трещиноватости пород различного литологического состава неодинаковые. В кавернозных органогенных известняках и доломитах трещины играют подчиненное значение, иногда отсутствуют полностью.

Общие особенности морфологии разрывных нарушений можно сформулировать следующим образом. Крупные тектонические разрывы никогда не представляют собой единую трещину, они, как правило, выражены целой разрывной зоной, ширина которой варьирует в очень широких пределах — от долей метра до сотен метров. Эта зона состоит из большого числа трещин, параллельных друг другу, секущих, сходящихся и перекрещивающихся под острыми углами. Благодаря такому сочетанию трещин разрывная зона обычно разделена на ряд узких, длинных участков с различной степенью трещиноватости отложений, т. е. представляет собой чередование сравнительно менее нарушенных пород и пород интенсивного раздробления. Отдельные трещины, составляющие разрывную зону, не протягиваются на всю ее длину. По простиранию и падению этой зоны они гаснут, заменяясь другими, расположенными обычно кулисообразно по отношению к первым. Такое строение зоны связано с многократным возобновлением тектонических движений по ней. Развитие ее происходит в разные периоды отдельными многочисленными толчками, причем каждый раз движение затрагивает часть зоны, поэтому трещины срезают и пересекают друг друга.

В связи с неравномерностью тектонических движений, происходящих в толще неодинаковых литологического состава и свойств, т. е. в толще пород, по-разному реагирующих на деформации, ширина разрывной зоны весьма изменчива, и нередко один и тот же крупный разрыв по простиранию выражается то широкой зоной раздробления пород, то несколькими тесно расположенными трещинами.

Трещины разрывов, образующиеся в различных породах разрывной зоны, могут быть как открытыми, так и закрытыми. Открытые трещины практически не остаются полыми: они заполняются продуктами раздробления и перетирания окружающих пород или

минеральными веществами различного происхождения. Последние могут быть принесены в растворенном виде поверхностными водами, которые, двигаясь вглубь по трещинам, осаждают это вещество на их стенках, и, таким образом, трещины постепенно закрываются. Трещины могут «залечиваться» также материалом, осаждающимся из горячих вод глубокой циркуляции, так, например, образуются гидротермальные жилы кальцита, кварца, барита. Возможно заполнение трещин солью, битумом и нередко застывшим магматическим расплавом, представленным в трещинах дайками разного состава. Открытые трещины обычно связаны со сбросами, возникшими в условиях растяжения земной коры, тогда как надвиги, взбросы и сдвиги отличаются развитием главным образом трещин закрытых, притертых.

Одним из новых и важных направлений является изучение интенсивности развития трещин в породах, находящихся в различных структурно-тектонических условиях. Установлено, что повышенное количество и высокая степень раскрытости трещин наблюдаются в породах, приуроченных к сводам антиклинальных структур или слагающих куполовидные поднятия. При этом породы нередко попадают в условия меньших глубин, т. е. пониженного геостатического давления, но благодаря наличию дополнительного тектонического напряжения — главным образом деформаций растяжения — в них развивается интенсивная трещиноватость. Для пород одинакового литологического состава, находящихся в одних и тех же структурных условиях, весьма важен характер залегания пластов. Наиболее благоприятное для образования трещин крутое залегание пород.

§ 3. Современные взгляды на механизм образования и происхождения трещин

В теории прочности при рассмотрении образования разрывов в твердых телах учитываются в основном их физико-механические свойства и практически не отражается роль геологических, термодинамических и физико-химических факторов, определяющих возникновение тектонических разрывов в осадочных толщах. Условия осадконакопления, вещественный состав, длительность преобразования и глубина погружения пород, всестороннее давление, температура и ряд других факторов играют основную роль в формировании прочности горных пород.

Детальный анализ факторов и причин неодинаковой прочности горных пород дан М. В. Гзовским (1954, 1956, 1963 гг.). Он обобщил существующие представления о тектонических разрывах, осветил физические условия их возникновения и на основе экспериментальных исследований решил ряд теоретических вопросов формирования складок, разрывов и трещиноватости горных пород. М. В. Гзовский приводит шесть основных положений, которые определяют закономерности разрушения горных пород.

Основой первого положения является представление о возможности проявления в каждом материале двух видов разрушения (отрыва и скалывания), которые определяются двумя типами напряжений — нормальных растягивающих и касательных [Фридман Я. Б., 1943, 1952 гг.; Ужик Г. В., 1956 г. и др.].

М. В. Гзовский (1964 г.) считает, что тип разрушения в каждом отдельном случае зависит от соотношения между прочностью материала на отрыв и на скалывание, а также определяется характером напряженного состояния, вызывающего разрушение. Трещины отрыва связаны только с максимальными растягивающими нормальными напряжениями, а трещины скалывания — с касательными напряжениями (см. рис. 8). У горных пород прочность на скалывание обычно в 5—10 раз больше прочности на отрыв.

Во втором положении подчеркнuto, что величины нормальных растягивающих и касательных напряжений, приводящих к разрушению, непостоянны, они увеличиваются с сокращением длительности действия разрушающих напряжений, с ростом всестороннего сжатия и с понижением температуры. Если напряжение велико, то для разрушения горных пород длительность действия его может быть незначительной. Это доказывают эксперименты и теоретические выкладки С. Н. Журкова и Б. Н. Нарзуллаева (1953 г.), Г. М. Бартенева (1955 г.), а также результаты опытов с горными породами, опубликованные в работах Г. Н. Кузнецова (1947 г.), Т. Кармана (1911 г.), Д. Григгса (1936, 1940, 1949 гг.), Е. Робертсона (1955 г.).

Третье положение, выдвинутое М. В. Гзовским, учитывает зависимость прочности горных пород от их литологических и петрофизических особенностей, обусловленных геологической историей их формирования [Залесский Б. В., Розанов Ю. А., 1960 г.]. Влияние этих факторов значительно и неоднозначно, поэтому величины прочности изменяются в весьма широких пределах. Немалое влияние на прочность горных пород оказывают химический состав и концентрация подземных растворов, циркулирующих через горные породы.

Четвертое положение заключается в следующем. Для правильного понимания процессов разрушения горных пород и формирования разрывов необходимо учитывать и обратное влияние образующихся поверхностей разрушения на напряженное состояние массива. Появление нарушения сплошности пород в отдельных зонах всегда вызывает изменение напряженного состояния окружающих пород и способствует перераспределению давления. Вследствие неоднородности деформаций развиваются дополнительные напряжения.

Пятое положение отражает значение фактора времени. Процесс разрушения горных пород развивается во времени длительно и неравномерно, при этом одновременно происходят пластические и другие деформации и наблюдаются процессы залечивания разрывов, противоположные процессу разрушения.

Шестое положение подчеркивает неоднозначность механизма разрушения горных пород на разных геологических стадиях при возникновении крупных сложно построенных разрывов [Гзовский М. В., 1956 г.]. Б. Виллис (1951 г.), исследуя процесс формирования складок, отмечал существенные различия в деформации слоев с неодинаковыми вязкостью и прочностью. Слои с большими значениями вязкости и прочности в основном определяют размеры и форму складок, и мощность этих слоев существенно изменяется в пределах отдельных структур. Этот исследователь предложил выделять в толще пород, смятых в складки, слои двух различных типов: 1) компетентные, образованные более прочными и вязкими породами, в основном определяющие формы и размеры складок; 2) некомпетентные, состоящие из менее вязких пород, которые приспособляются к деформации компетентных.

В процессе испытания многослойных моделей с одной и той же общей мощностью М. В. Гзовским (1964 г.) было установлено, что вместо складок продольного расплющивания можно получать складки продольного изгиба вследствие изменения одного из факторов: уменьшения мощности слоя, увеличения коэффициента вязкости, уменьшения коэффициента трения, увеличения нагрузки, перпендикулярной к слоистости. При этом в моделях складок продольного изгиба отчетливо видны пустотные полости между слоями в замках складок. Трещины скалывания образовывались в первую очередь и в максимальном количестве также в замках около вогнутых поверхностей слоев. Было отмечено важное значение однородности вещественного состава и прочностных свойств слоев. Пустоты возникали главным образом в моделях, слои которых имели одинаковые механические свойства. Если складка развивалась в толще с разной вязкостью слоев, то менее вязкие слои перетекали из крыльев в замок складки и заполняли пространство, в котором могла бы возникнуть пустотная полость. Если предельные напряжения оказывались больше предела прочности пород, то в толще развивались трещины и она осложнялась разрывами — надвигами, не успев при этом оказаться смятой в складку.

В природе пространство вблизи осевой поверхности складки в наибольшей мере благоприятно для формирования полостей, трещин, для циркуляции нефти и различных водных растворов, а также для формирования рудных месторождений гидротермального происхождения.

Большинство исследователей отмечают, что в моделях поперечные разрывы возникают позже продольных. В природных условиях также разрывы часто делятся на продольные и поперечные (или диагональные), причем поперечные обычно моложе продольных. Имеется немало регионов, где продольные разрывы являются надвигами, а поперечные и диагональные — сбросами и сдвигами (северо-восточный склон Восточных Карпат, Припятская впадина, северная окраина Днепровско-Донецкой впадины).

Скорость деформации особенно сильно влияет на морфологию разрушения, поскольку длительность действия максимальных касательных напряжений неодинакова. Круто наклоненные участки дольше подвергаются действию максимальных касательных напряжений, чем перпендикулярные к этим участкам полого накло-

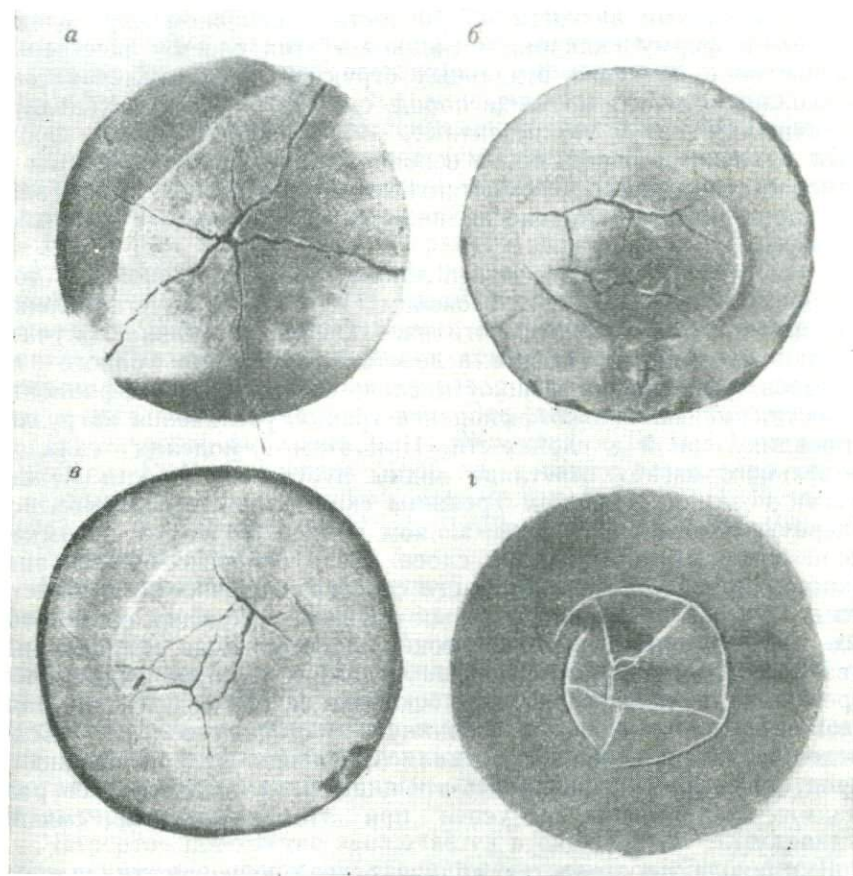


Рис. 13. Экспериментальное воспроизведение трещин отрыва на поднятиях различной формы (по Е. И. Чертовой)

Поднятия: а — круглое, б — овальное, в — четырехугольное; г — кольцевые трещины

ненные. В результате при большой скорости подъема складки успевают развиваться только крутопадающие разрывы. При достаточно малой скорости роста складок помимо крутых успевают образоваться и пологие разрывы. Кроме того, на развитие пологих разрывов влияет слоистость толщи: в результате скольжения одного слоя по другому при пологом их залегании могут появиться пологие разрывы.

Опыты Е. И. Чертовой показали, что форма поднятия влияет на расположение возникающих трещин отрыва: на круглом подняттии образуются радиальные трещины (рис. 13, а), на овальном — в сводовой части появляются две продольные трещины, ориентированные параллельно длинной оси поднятия и соединяющиеся между собой поперечными (рис. 13, б). Удаленная часть купола осложнена рядом радиальных трещин. Нередко в условиях поднятия и растяжения слоев образуются кольцевые трещины (рис. 13, г). Как правило, трещины отрыва не пересекаются, а лишь смыкаются между собой, кулисообразно продолжая друг друга. Квадратный штамп привел к развитию трещин отрыва, ориентированных иначе, чем на круглом подняттии (рис. 13, в).

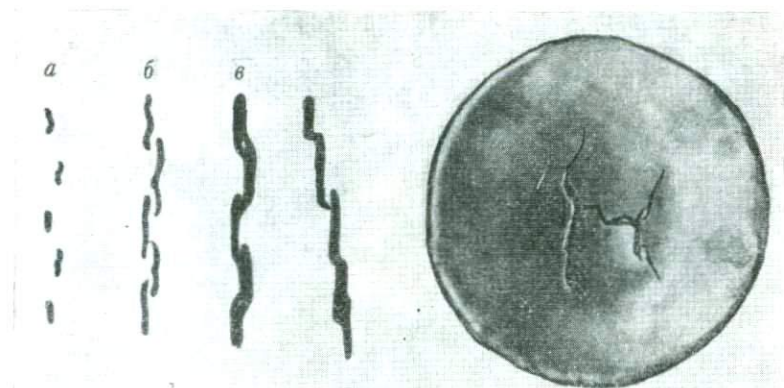


Рис. 14. Схема роста трещин на различных стадиях (по Е. И. Чертовой)
а, б, в — стадии процесса

Эксперименты, проведенные Е. И. Чертовой, позволяют судить о последовательности развития индивидуальных трещин отрыва. Первые трещины на круглом подняттии зарождаются около центра и отсюда растут к периферии, поэтому внешние концы трещин моложе внутренних, поскольку они находятся на более ранней стадии развития.

Первой стадией образования трещин отрыва можно считать появление мелких зародышевых трещинок, коротких, не имеющих сообщения друг с другом, но расположенных по одному направлению (рис. 14, а). Они кулисообразно сменяют друг друга, имеют неровные края и изгибаются. На следующей стадии (рис. 14, б) зародышевые трещины сближаются между собой, но вследствие кулисообразного расположения обычно не смыкаются сразу: чаще всего их концы оказываются расположенными параллельно. При дальнейшей деформации происходит смыкание мелких трещин (рис. 14, в); соединение растущих трещин обусловлено концентрацией напряжений у нарушенных мест.

Именно в результате последовательного роста и слияния элементарных микротрещин образуются крупные макротрещины, а затем разрывы. Природные «зародышевые» трещины хорошо прослеживаются в слоистом известняке (рис. 15).

М. В. Гзовским было выяснено, что морфология разрывов существенно зависит от степени деформируемости того тела, которое оказывает давление на модель. Если оно нежесткое и само легко деформируется, то давящая его поверхность принимает круглую форму и передает давление более равномерно, чем жесткая глыба. Участки повышенных напряжений охватывают значительное пространство и разрывы распределяются в более

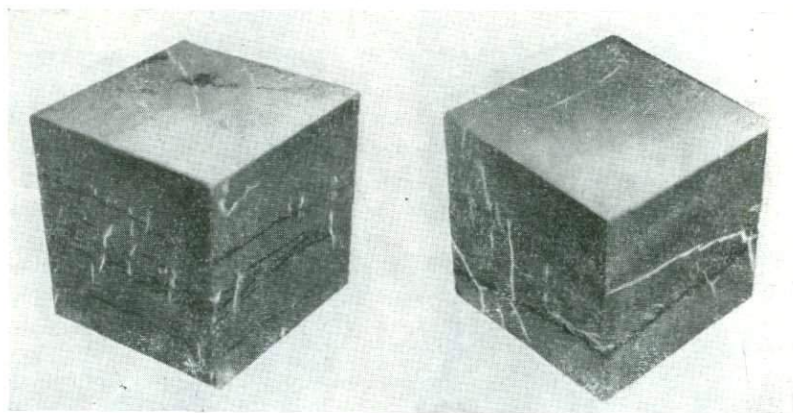


Рис. 15. Зародышевые трещины в керне карбонатных пород
Озерщинское месторождение, скв. 26; известняк

широкой области, чем в случае давления жесткого тела. Траектории несплошностей изменяются таким образом, что почти все параллельные им разрывы должны быть сбросами. В природных условиях при давлении на осадочную толщу легко деформируемой массы соли разрывы распределены равномернее и состоят преимущественно из сбросов.

Анализ результатов экспериментов позволяет сделать вывод о различном характере развития трещин. Особенность поля напряжений при поперечном изгибе способствует большему развитию трещин около выпуклых поверхностей слоев (рис. 16), тогда как для продольного изгиба отмечалось обратное соотношение.

При исследовании моделей выяснилось, что распределение напряжений, образование разрывов изменяются при создании даже небольшого дополнительного горизонтального сжатия. Оно способствует формированию надвигов на крыльях складки, причем поверхности надвигов становятся все более пологими по мере приближения к верхней поверхности модели (рис. 17).

Наблюдения за процессом формирования разрывов сплошности, осложняющих крыло растущей складки в осадочной толще,

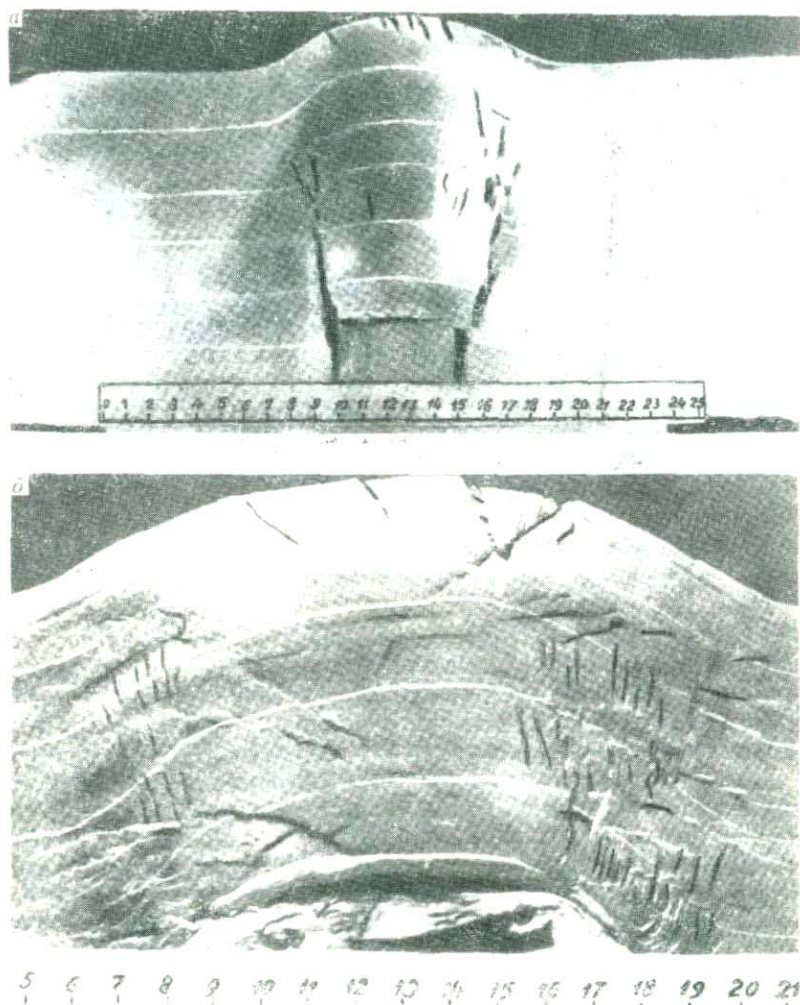


Рис. 16. Система разрывов, осложняющих модели антиклиналей поперечного изгиба из влажной глины (по М. В. Гзовскому, Е. И. Чертовой)

a — при быстром подъеме жесткой глыбы; *б* — при медленном подъеме легко деформируемой массы

показали, что первые многочисленные трещины скалывания появились в нижней части крыла. Постепенно с течением времени они распространялись все выше и, наконец, развились в верхней

части модели. Трещины имели крутой наклон в сторону оси антиклинали. Крупный разрыв, который целиком пересекал все крыло складки снизу доверху, возник после значительного подъема

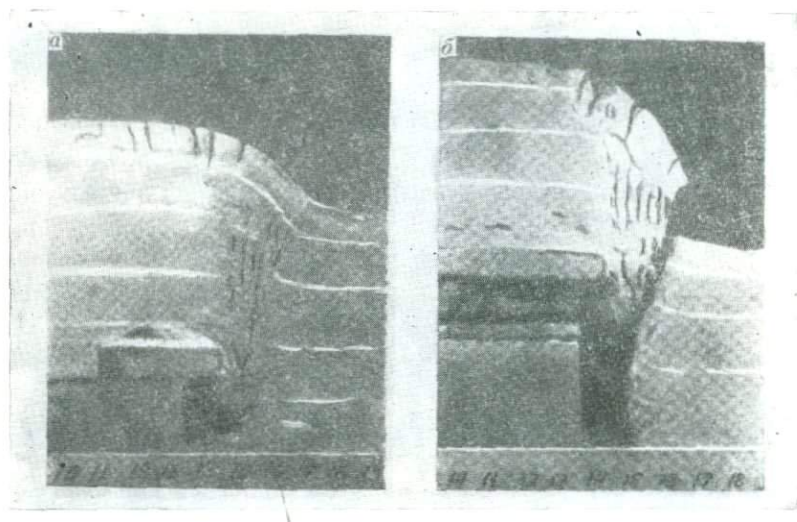


Рис. 17. Последовательные стадии образования крупного разрыва в крыле антиклинали поперечного изгиба на модели из влажной глины (по М. В. Гзовскому, Е. И. Чертковой)

Стадии: а — ранняя; б — поздняя

складки и включил в себя часть более ранних трещин. Разрыв прослеживался вдоль края зоны развития трещин.

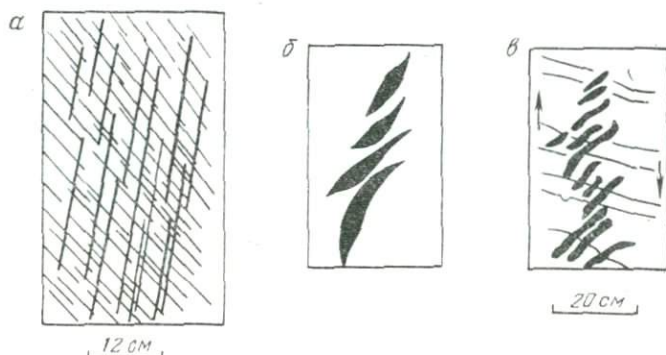


Рис. 18. Природные ряды кулисообразно расположенных трещин скалывания (а) и отрыва (б, в) (по В. В. Белоусову, М. В. Гзовскому)

Многие геологи описывают условия формирования разрыва (рис. 18), когда на ранней стадии в зоне будущего крупного разрыва возникает ряд кулисообразно расположенных трещин

отрыва или скалывания. На поздней стадии происходит слияние этих трещин или разрушение промежутков между ними путем скалывания. В результате образуется один крупный сложно построенный разрыв [Шихин Ю. С., 1960 г.; Невский В. А., 1960 г.; Чернышев С. Н., 1977 г.].

Результаты, полученные многими исследователями [Клоос Г., 1928, 1939 гг.; Ли И. С., 1945—1955 гг.; Гзовский М. В., 1953, 1956 гг.], показывают, что после появления ряда кулисообразно расположенных трещин отрыва или скалывания начинается образование скола в том случае, если модель испытывает деформацию простого сдвига. По форме расположения трещин отрыва можно однозначно определить направление сдвига.

Экспериментами М. В. Гзовского (1963 г.) установлено, что форма кулисообразного расположения трещин зависит от совместного воздействия деформаций различных видов: деформации простого сдвига одновременно с деформацией сжатия либо с деформацией растяжения, перпендикулярного к направлению сдвига. При дополнительном растяжении положение трещин скалывания оказывается противоположным тому, которое обычно наблюдается при сдвигании. К сожалению, все эти соотношения установлены пока только на моделях, в которых невозможно учесть значительную неоднородность пластов по минералогическому составу, характеру заполнения флюидов и скорости их движения, а главное, невозможно воссоздать длительное и разнонаправленное влияние большого числа геологических факторов на осадочные породы.

Ш. А. Мамбетов (1973 г.), изучая трещиноватость, образовавшуюся после нанесения удара клином, установил зависимость густоты и интенсивности развития трещин от силы удара, прочностных свойств и неоднородности пород. Н. Н. Павлова (1975 г.) провела детальное изучение деформационных и прочностных свойств пород в условиях действия факторов, характерных для залегания пород, и установила отличительную особенность остаточной пластической деформации большинства горных пород — увеличение объема, связанное с возникновением ориентированной деформационной микротрещиноватости. Исследуя горные породы в условиях неравномерного всестороннего сжатия, она выделила четыре их группы, отличающиеся прочностными и деформационными характеристиками (рис. 19). Из приведенного графика видно, что иногда сопротивление разрушению не соответствует величине предела прочности.

Региональный характер распространения трещиноватости пород в пределах складки, приуроченность максимумов развития трещин к отдельным элементам (чаще к своду), одинаковый масштаб трещиноватости в пределах нарушенных и не нарушенных разломами структур, неодинаковая интенсивность трещиноватости пород различного литологического состава — все это свидетельствует о значительной роли процесса складкообразования и напряженного состояния толщи пород, изгибаемых в складку.

В настоящее время доказана связь тектонической трещиноватости пород и систем трещин с характером развития складчатых структур. К числу отличительных признаков складчатой трещиноватости следует отнести увеличение густоты трещин, приуроченных к наиболее дислоцированным участкам. На основе анализа данных по трещиноватости горных пород, находящихся в различных структурно-тектонических условиях, и теоретических положений, вытекающих из экспериментальных работ советских исследователей, Г. И. Амурский и Н. Н. Соловьев (1973 г.) систе-

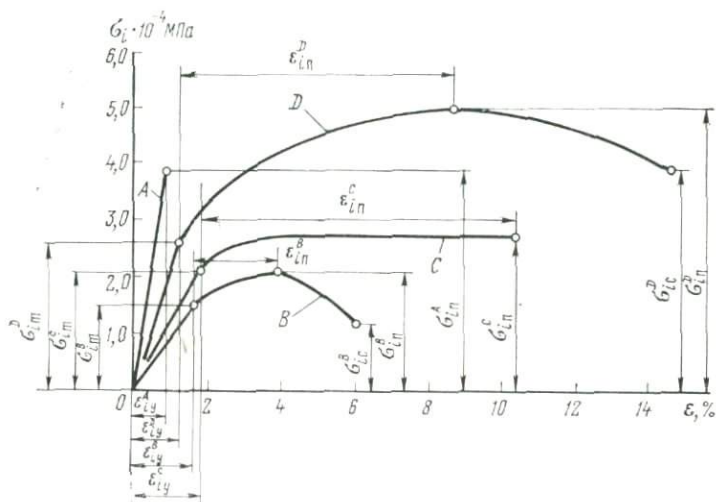


Рис. 19. Типичные диаграммы деформаций горных пород при неравномерном всестороннем сжатии (по Н. Н. Павловой)

Породы: А — упруго-хрупкие; В — ограниченно-пластичные; С — пластичные; D — высокопластичные.

σ_i — деформирующее напряжение; ϵ_i — продольная деформация (ϵ_{iy} — упругая; ϵ_{ip} — пластическая); σ_{it} , σ_{ip} и σ_{is} — соответственно пределы текучести, прочности и сопротивления разрушению

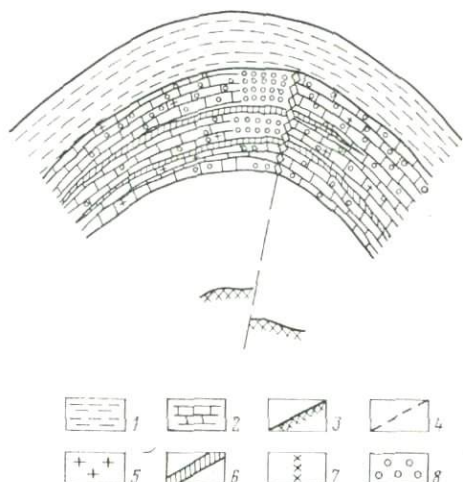
материями трещины по степени их значимости для фильтрационных свойств карбонатных пород. На рис. 20 дана схема размещения трещин различного генезиса, которая отражает неодинаковый характер и различную интенсивность трещиноватости в пределах локальной складки. Следует подчеркнуть унаследованный характер трещиноватости, благодаря которому развитие тектонических трещин будет происходить по ранее существовавшим литологическим трещинам и трещинам выветривания и разгрузки.

В процессе формирования структур в своде создаются зоны растяжения, происходит разуплотнение пород вследствие интенсивной трещиноватости и, естественно, создается дополнительный объем. В. А. Агамовым (1970 г.) была предложена методика расчета дополнительного объема пустот, образующихся при изгибе до полукруга горизонтально залегающего слоя. Приращение

объема толщи карбонатных пород в процессе ее изгиба происходит в условиях всестороннего сжатия, в основном за счет развития трещин; при этом огромное значение имеют скорость деформации, физико-механические свойства пород, склонность их к трещинообразованию, наличие «минерализованных» трещин. Ю. Г. Самойлович (1969 г.) разработал метод изофлекс, который позволяет, определив кривизну структурной поверхности, прогнозировать зоны повышенной трещиноватости пород. Г. И. Амурский и Н. Н. Соловьев (1973 г.), используя предложенную ими формулу, попытались дать количественную характеристику и проследить закономерности изменения трещинной проницаемости

Рис. 20. Схема размещения полигенетических трещин в разрезе карбонатных толщ в пределах локальных структур (по Г. И. Амурскому, Н. Н. Соловьеву)

1 — покрывка; 2 — коллектор; 3 — фундамент; 4 — разлом; области развития трещин; 5 — литогенетических, 6 — выветривания и разгрузки, 7 — при- и надразрывных, 8 — складчатых



и пористости в продуктивных отложениях Оренбургского газоконденсатного месторождения. В результате ими построены три схемы распределения значений: 1) средней кривизны поверхности карбонатных отложений артинского яруса; 2) показателя трещинной проницаемости и 3) трещинной пористости. Хотя построенные схемы являются первой попыткой количественной оценки и не дают представления об абсолютных величинах фильтрационных параметров, тем не менее они позволяют по величине максимального коэффициента трещинной проницаемости выделить зоны повышенной трещиноватости, а главное, показывают возможность дальнейшей разработки и уточнения метода путем использования лабораторных данных изучения трещин в керне. Значения трещинной пористости колеблются в пределах 0,1—1,6 %, наиболее часто встречающаяся величина 0,5 %; зная абсолютную газопроницаемость пород в нескольких точках месторождения, можно оценить изменчивость ее по показателю трещинной проницаемости.

Изучение трещиноватости артинских отложений Оренбургского месторождения методом капиллярной пропитки образцов люми-

нофором выявило преобладающее значение для емкостных и фильтрационных свойств пород вертикальных и крутонаклонных трещин [Багринцева К. И., 1977], характеризующихся очень высокой раскрытостью — в среднем 90—100 мкм и выдержанностью простираения. Эти тектонические трещины отрыва обладают способностью сохранять значительную ширину и на глубине благодаря шероховатости стенок и вертикальной ориентировке; именно они обуславливают хорошую сообщаемость пористых и трещиноватых прослоев.

Изучение характера и степени деформации трещиноватых карбонатных пород имеет первостепенное значение для оценки их фильтрационно-емкостных свойств. Трещины чрезвычайно чувствительны к изменению давления сжатия; в зависимости от разности между геостатическим и пластовыми давлениями трещины либо сжимаются, либо расширяются. Экспериментальные и теоретические работы Ф. И. Котяхова, В. М. Добрынина, Ю. П. Желтова, Г. М. Авчана, И. А. Бурлакова, В. Н. Майдебора и других исследователей направлены на изучение изменчивости качественных и количественных характеристик трещин, в том числе шероховатости их стенок, сжимаемости, морфологии, а главное на изучение изменчивости фильтрационных показателей пород при изменении эффективного давления.

Установлена зависимость трещинной проницаемости от внешнего эффективного давления, при этом наиболее резкое ее снижение отмечается на первых этапах нагрузки в 10—20 МПа; при снятии внешнего давления проницаемость увеличивается и почти полностью восстанавливается (рис. 21). Уменьшение трещинной проницаемости известняков происходит за счет сокращения раскрытости трещин. И. А. Бурлаков и Г. И. Струков (1978 г.) считают, что сжимаемость трещин зависит от их раскрытости, шероховатости их стенок, эффективного давления, направленности и величины деформационных напряжений. Из приведенных на рис. 22 графиков видно существенное значение величины раскрытости трещин: при равном эффективном давлении, но при разных значениях раскрытости трещины сжимаются неодинаково. Эти экспериментальные данные позволили И. А. Бурлакову и Г. И. Струкову сделать вывод о том, что в карбонатных породах за счет упругой деформации происходит значительное уменьшение раскрытости и проницаемости трещин. Упругие деформации возникают вследствие неровности и изгиба стенок трещин и наличия на них выступов, не позволяющих произойти полному смыканию трещин; при разрушении выступов наблюдаются необратимые деформации. Микротрещины с раскрытостью менее 24 мкм при упругих деформациях ведут себя аналогично поровым каналам.

Таким образом, развитие в породах трещин с большим диапазоном раскрытости практически всегда обеспечивает возможность фильтрации флюидов. Совершенно очевидно, что в пластовых условиях зияние открытых трещин варьирует в широких пре-

Рис. 21. Зависимость трещинной про-
ницаемости известняков $k_{пр}$ от эффек-
тивного давления сжатия $p_{вн.эф}$ (по
И. А. Бурлакову, Г. И. Струкову)

b — раскрытость трещин в мкм

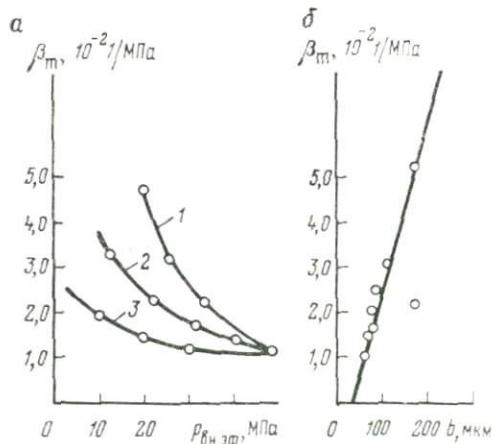
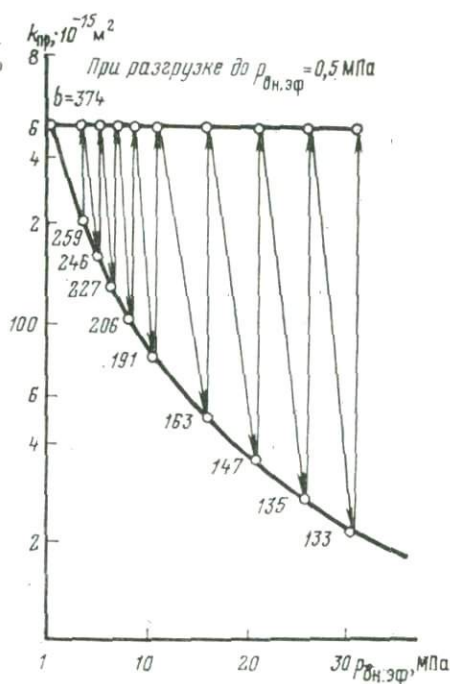


Рис. 22. Зависимость коэффици-
ента сжимаемости трещин β_t
в известняках от эффективного
давления $p_{вн.эф}$ (а) и раскрыто-
сти трещин b (б) (по И. А. Бур-
лакову, Г. И. Струкову)

Раскрытость трещин в мкм: 1 — 374;
2 — 140; 3 — 106

делах, а стенки их характеризуются изрезанностью, неравномерным заполнением, наличием выступов, вследствие чего и будет создаваться значительная анизотропия сжимаемости трещин. В случае сложного характера распределения флюидов (воды, нефти, газа) в пористо-трещиноватых породах анизотропия сжимаемости трещин будет играть определяющую роль в процессах фильтрации.

Сложный, пятнистый характер нефтенасыщения проявляется в том, что нефть, как правило, занимает крупные трещины, а вода — тонкие микротрещины и поры. В зависимости от создаваемого перепада давления можно извлекать флюиды из крупных трещин либо из пор и тонких трещин. Именно различная величина эффективного давления и резкое его увеличение иногда обуславливают необъективную характеристику флюидонасыщенности продуктивных пластов. И. А. Бурлаков приводит пример, когда при испытании известняков (маастрихт) Ставрополя, содержащих фазово-подвижные воду и нефть, в открытом стволе получали воду, а в колонне — нефть. Это явление он связывает с созданием различных депрессий на пласт: в стволе за счет значительной депрессии увеличилось эффективное давление, что способствовало смыканию крупных трещин, заполненных нефтью, а матрица и тонкие поры «отдавали воду»; в колонне не происходило сжатия крупных трещин и они обеспечивали фильтрацию и отдачу нефти.

Экспериментальными работами Н. Н. Павловой, А. Н. Ставрогина, В. М. Добрынина и других исследователей установлено, что в процессе деформации пород происходит увеличение их объема за счет развития трещин и наблюдается рост газовой проницаемости, которая зависит от приращения объема.

Глава II

ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

§ 1. Микроскопический метод

Микроскопическое изучение шлифов позволяет исследовать вещественный состав и структурно-текстурные особенности пород, морфогенетическое строение порового и трещинного пространства; проследить характер и направленность постседиментационных изменений: уплотнение, перекристаллизацию, аутигенное минералообразование в стадию диагенеза и эпигенеза. Сотрудники ВНИГРИ под руководством Е. М. Смехова (1962—1977 гг.) разработали микроскопический метод для качественной и количественной оценки параметров порового и трещинного пространства пород-коллекторов [«Методическое пособие...», 1962].

Емкость пород в общем случае складается из межзерновой (межформенной) первичной пористости, вторичной — унаследованной и вновь формирующейся в связи с трещиноватостью и кавернозностью.

В шлифах нестандартного размера под поляризационным микроскопом измеряются параметры следов трещин, выходящих на площадь шлифа. Рекомендуется пользоваться объективами с 3- или 8-кратным увеличением при окуляре с 8-кратным увеличением. Это позволяет изучить значительную площадь шлифа. Площадь шлифа определяют измерительной линейкой или палеткой со стороной квадрата 6 см, разделенной на сантиметры. Ширину трещин измеряют с помощью линейного окуляр-микрометра при любом объективе, делая несколько замеров вдоль трещины. За среднюю величину ширины трещин принимают наиболее характерное ее значение. Длина трещин в миллиметрах также измеряется линейным окуляр-микрометром.

Трещины большой раскрытости — 300—500 мкм и более, по мнению Л. П. Гмид, С. Ш. Леви, являются искусственно раздвинутыми в результате либо снятия нагрузки при подъеме керна, либо его выветривания при длительном хранении. В таких случаях эти авторы рекомендуют ширину эффективных трещин при подсчете параметров принимать равной 20—25 мкм, так как ширина трещин, целиком заполненных нефтью, определенная при свечении образцов под люминесцентной лампой, оказывалась не более указанной.

Расширения по ходу трещин Л. П. Гмид и С. Ш. Леви относят к вторичным пустотам выщелачивания или кавернам. Площадь их измеряется отдельно линейным или квадратно-клетчатым окуляр-микрометрами либо с помощью линейного окуляра с крестом нитей, длина которых определена предварительно.

Искусственные трещины, возникающие при изготовлении шлифа, легко диагностируются под бинокулярным микроскопом. Стереоскопический эффект позволяет заметить, что трещины, возникшие при изготовлении шлифа, располагаются на выпуклостях или вогнутостях пластинки породы, заключенной между предметным и покровным стеклами. Этот метод достаточно полно описан в литературе.

Определение параметров трещиноватости

Для оценки параметров трещиноватости микроскопическим методом ВНИГРИ рекомендуется использовать нестандартные шлифы площадью 25—30 см². В процессе изучения больших шлифов определяются следующие показатели: ширина (раскрытость) трещин b (мкм), суммарная длина следов трещин l (мм) и площадь шлифа S (мм²). По этим данным производится подсчет параметров трещиноватости — трещинной проницаемости $k_{пр.т}$ (м²), трещинной пористости m_t (%), объемной плотности T (1/м) или густоты трещин Γ (1/м), по формулам, предложенным Е. С. Роммом [Смехов Е. М. и др., 1958 г.]:

$$k_{пр.т} = A \frac{b^3 l}{S}; \quad m_t = \frac{b l}{S}; \quad T = 1,57 \frac{l}{S},$$

где A — численный коэффициент, зависящий от геометрии системы трещин в породе.

Ниже приведены значения коэффициента A для наиболее распространенных в природе вариантов систем трещин:

Одна система горизонтальных по отношению к слоистости трещин	3,42 · 10 ⁶
Две взаимно перпендикулярные системы вертикальных трещин	1,71 · 10 ⁶
Три взаимно перпендикулярные системы трещин . . .	2,28 · 10 ⁶
Хаотически расположенные трещины	1,71 · 10 ⁶

Геометрия трещиноватости в шлифах устанавливается по наблюдению над ориентировкой трещин в керне. Если срезы шлифов сделаны строго перпендикулярно к развитым в породе трещинам, подсчеты можно производить по формулам

$$k_{пр.т} = 8,45 \cdot 10^6 \frac{b^3 l}{S}; \quad m_t = \frac{b l}{S}; \quad T^* = P^* = \frac{l}{S},$$

где P — поверхностная плотность микротрещин.

При определении параметров трещиноватости по микроскопическому методу для наиболее распространенных в природе вариантов систем трещин можно использовать расчетные величины $m_t = 0,1 b l / S$ (%) и $T = 1570 l / S$ (м/м²). Для $k_{пр.т}$ расчетные значения приводятся ниже:

* В работах Е. М. Смехова термины «объемная плотность трещин» и «поверхностная плотность» нередко используются как синонимы. Практически при исследовании трещиноватости в шлифах можно определять только поверхностную плотность.

Одна система горизонтальных трещин	0,034263l/S
Две взаимно перпендикулярные системы трещин . .	0,017163l/S
Три взаимно перпендикулярные системы трещин . .	0,022863l/S
Хаотическое расположение трещин	0,017163l/S
Плоскость шлифа перпендикулярна ко всем разви- тым трещинам	0,08563l/S

Средние значения указанных параметров $\bar{k}_{\text{пр. т.}}$, $\bar{m}_{\text{т.}}$ и $\bar{T}$ для данного участка разреза определяются как средние взвешенные величины по формулам

$$\bar{k}_{\text{пр. т.}} = A \frac{\sum_{i=1}^n b_i^3 l_i}{\sum_{j=1}^k S_j};$$

$$\bar{m}_{\text{т.}} = \frac{\sum_{i=1}^n b_i l_i}{\sum_{j=1}^k S_j};$$

$$\bar{T} = 1,57 \frac{\sum_{i=1}^n l_i}{\sum_{j=1}^k S_j},$$

где b_i , l_i , S_i — соответственно значения раскрытости и длины трещин и площади каждого шлифа; n — число шлифов с трещинами; k — общее число шлифов, включая шлифы без трещин.

Авторы метода (Е. М. Смехов и др.) подчеркивают, что при определении средних значений нет необходимости рассчитывать параметры $k_{\text{пр. т.}}$, $m_{\text{т.}}$ и T отдельно для каждого шлифа. Однако при сравнительном анализе трещиноватости с другими данными о породах конкретного участка разреза следует производить определение параметров трещиноватости в отдельных шлифах. Средние значения параметров могут быть вычислены как средние арифметические из их определений в каждом шлифе (включая нулевые значения), однако эти значения менее точные, так как они не учитывают реальные величины площадей шлифов без трещин.

Если число и ориентировка систем трещин по разрезу меняются, то подсчет средних взвешенных значений параметров необходимо производить согласно предлагаемым ниже условиям.

1. Исследуемый разрез может быть расчленен на интервалы (вне зависимости от литологического состава пород) по характерной для них ориентировке систем трещин. В этом случае количественные значения параметров трещиноватости определяются отдельно для каждого интервала описанным выше способом по формулам с соответствующими коэффициентами. Если трещиноватость пород, вскрытых скважиной и изученных в обнажениях, и

геологические условия их нахождения сходны, то независимо от расположения трещин относительно друг друга в шлифе коэффициенты для расчета искомых параметров выбираются с учетом геометрии систем трещин, характерной для данного интервала разреза в обнажениях.

Число шлифов, отобранных через 1 м, должно соответствовать мощности интервала, но быть не менее 15 при любой мощности исследуемого интервала. Количественные значения параметров для всего разреза определяются как средние взвешенные (на мощность каждого интервала) величины:

$$\bar{k}_{\text{пр. т}} = \frac{k_{\text{пр. т}1}h_1 + k_{\text{пр. т}2}h_2 + \dots + k_{\text{пр. т}n}h_n}{H};$$

$$\bar{m}_t = \frac{m_{t1}h_1 + m_{t2}h_2 + \dots + m_{tn}h_n}{H};$$

$$\bar{T} = \frac{T_1 + T_2 + \dots + T_n}{H},$$

где $k_{\text{пр. т}1}, k_{\text{пр. т}2}, \dots, k_{\text{пр. т}n}; m_{t1}, m_{t2}, \dots, m_{tn}; T_1, T_2, \dots, T_n$ — средние данные по каждому интервалу; $h_1, h_2, \dots, h_n$ — мощность каждого интервала; H — мощность всего исследуемого разреза.

2. Если в разрезе не выделяются интервалы с одинаковой ориентировкой трещин или исследователь не может установить системы трещин в породах, то вычисление параметров в каждом шлифе следует производить по формулам с коэффициентом для хаотических трещин независимо от расположения трещин в шлифе. Полученные значения раскрытости b , длины трещин l и площадей шлифов S используются для нахождения средних взвешенных величин трещинной проницаемости $\bar{k}_t$, трещинной пористости $\bar{m}_t$ и объемной плотности трещин $\bar{T}$, которые и будут являться количественной характеристикой трещиноватости данного разреза (участка разреза) или определенной литологической разности пород.

Е. Падущинский (1965 г.) усовершенствовал метод шлифов ВНИГРИ для определения плотности трещин. Он предложил для этой цели измерять число пересечений следами трещин некоторой произвольно ориентированной прямой линии, проведенной в плоскости шлифа, с последующим делением получившегося результата на длину этой линии. Подобный переход от площадных измерений к линейным весьма целесообразен, так как этим уменьшается трудоемкость измерений.

§ 2. Метод капиллярного насыщения пород люминофором (метод К. И. Багринцевой)

Капиллярный, или люминесцентный, метод дефектоскопии в своей основе использует физические явления капиллярной пропитки, сорбции, диффузии, люминесценции и цветовых контра-

стов. Это наиболее широко распространенный метод, обладающий максимальной возможностью выявления поверхностных дефектов различной протяженности, морфологии и раскрытости. Применяемые в машиностроении, металлургии, авиации и других отраслях промышленности разновидности этого метода наиболее полно описаны А. С. Боровиковым и А. В. Карякиным (1972 г.) и в основном рассчитаны на исследования металлов. Существует большое число разновидностей метода капиллярной дефектоскопии — магнито-люминесцентный, цветной, флюоресцентный методы и др. В индикаторные жидкости, смачивающие полости дефектов и проникающие в них, вводятся органические люминесцирующие вещества — люминофоры, особенность которых заключается в характерном свечении под действием невидимых для глаз ультрафиолетовых лучей. Освещение ультрафиолетовыми лучами исследуемой детали, полости которой заполнены люминофором, позволяет выявить трещины, пустоты и другие дефекты по яркому свечению индикаторной жидкости на нелюминесцирующем фоне неповрежденной поверхности.

Основной задачей является наиболее полная первоначальная пропитка дефектов индикаторной жидкостью и максимальное извлечение ее на поверхность. Очень большое внимание поэтому уделяется поискам хорошо проникающих растворов с интенсивным свечением и разработке методов «проявления» индикаторного вещества. Дефектоскопия, основанная на капиллярных давлениях, развивалась по двум направлениям — создания цветной и люминесцентной дефектоскопии.

Метод цветной дефектоскопии включает красочный и порошковый варианты, а люминесцентной — порошковый (сорбционный) и беспорошковый. Каждый из вариантов имеет свои преимущества и недостатки. Большинство индикаторных жидкостей отличается люминесценцией в желто-зеленой части спектра, а нелюминесцирующие имеют красный цвет. Капиллярно-дефектоскопические вещества — химические соединения, отличающиеся различной смачиваемостью, токсичностью, цветом, стабильностью свечения, что и определяет степень их применимости. В настоящее время проведен ряд исследований с целью выявления наилучших составов и свойств люминесцирующих индикаторных жидкостей для выявления и оценки дефектов в условиях промышленного контроля. Применяются люмогены светло-желтые, дефектоль золотисто-зеленый, шубекол; из цветных растворов используется судан IV в различных соотношениях с бензолом, скипидаром, керосином.

Обычно капиллярная пропитка осуществляется простым погружением исследуемых деталей и образцов в сосуд с индикаторной жидкостью. Для более полного насыщения применяется вакуумная пропитка, которая значительно ускоряет процесс выявления дефектов. Немаловажное значение имеет подбор средств для извлечения люминесцирующей жидкости на поверхность: проявляющие материалы должны обладать высокой сорбционной способностью. В отечественной практике применяют сухие, мелко

измельченные порошки: окись магния, которая является хорошим адсорбентом и отличается наивысшей белизной; мелкозернистый силикагель со степенью размельчения 270 меш; тальк, цеолиты, реже маршаллит, мел.

Перед проявлением и «вытягиванием» проникающей жидкости важно удалить ее с поверхности детали, образца. В методе капиллярной дефектоскопии использовалось смывание жидкости струей теплой воды с применением соответствующих поверхностно-активных веществ типа жидких мыл. Этот прием, однако, очень часто приводил к вымыванию части люминофора из широких полостей, а следовательно, к неполному выявлению существующих дефектов. К эффективным способам относится использование эмульсий, основанное на особенностях воздействия поверхностно-активных веществ. Эмульгатор может входить в состав индикаторной жидкости. При последующем распылении сжатым воздухом струи воды очищается фон детали.

Наиболее часто применяется сухой метод проявления дефектов. Он заключается в «припудривании» контролируемых поверхностей порошком сорбирующего вещества и обязательной выдержке детали в порошке в течение определенного времени — 10—30 мин. После этого избыток порошка удаляется стряхиванием или сдуванием с поверхности. Нужно отметить, что нередко при значительных дефектах процесс снятия излишка порошка затруднен, так как порошок прилипает к образцу, удаляется вместе с индикаторной жидкостью, а нередко закупоривает полости слипшимися частицами. Некоторые исследователи наносили проявляющую пленку, сжигая металлический магний. Таким образом обеспечивалось нанесение сорбирующего вещества на исследуемую деталь ровным слоем. Окись магния максимально отражает ультрафиолетовый свет и этим способствует интенсивности люминесценции адсорбируемого жидкого люминофора.

Мокрый способ проявления дефектов состоит в нанесении на контролируемую поверхность водной суспензии из порошка выбранного сорбента. Водная суспензия наносится пульверизатором либо путем погружения детали в ванну. Толщина слоя различна и определяется концентрацией порошка в суспензии.

Разновидность метода капиллярной дефектоскопии во многом определяется выбранной индикаторной жидкостью, ее проникающими свойствами, способами нанесения и снятия поверхностной пленки и проявления дефекта. Естественно, что от этого зависит чувствительность люминесцентной и цветной дефектоскопии.

Под чувствительностью метода обычно понимают минимальные размеры выявляемого дефекта — по ширине, глубине и длине полости. Чувствительность капиллярной дефектоскопии имеет верхний и нижний пределы: под верхним понимается минимальная раскрытость выявляемого дефекта, под нижним — максимальная раскрытость, при превышении которой из-за интенсивного вымывания индикаторной жидкости ухудшается возможность выявления дефектов. Публикуемые различными исследователями

результаты, приведенные в работе А. С. Боровикова (1972 г.), свидетельствуют о значительных расхождениях чувствительности метода. Обработка получаемых с помощью люминесцентной дефектоскопии результатов показала необходимость создания метода количественной оценки выявленных дефектов.

Чувствительность капиллярного метода определяется абсолютными размерами минимальных по глубине и ширине полостей и может быть оценена сравнением индикаторных полос друг с другом. А. С. Боровиков (1961 г.) конкретизировал понятие «чувствительность метода» на основании количественной оценки выявляемости минимального дефекта детали с помощью геометрических и оптических особенностей индикаторных полостей

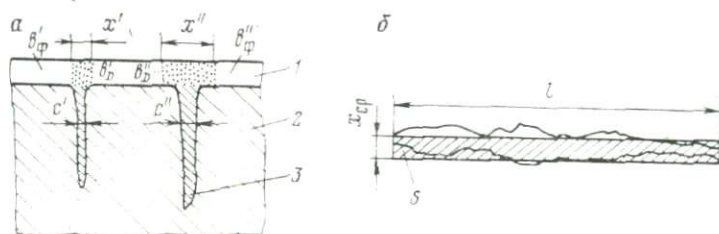


Рис. 23. Определение коэффициента чувствительности метода (по А. С. Боровикову)

а — внешний вид индикаторной полосы: 1 — слой материала, проявляющего дефект; 2 — образец; 3 — поверхностный дефект, заполненный индикаторным раствором; $x' = c'$, $x'' > c''$.
б — схема обмера индикаторной полосы: l — длина, S — площадь, x_{cp} — средняя ширина

(рис. 23). Исходя из учета относительного расширения полости и яркости свечения, он предложил следующие формулы:

$$K_M = f(R_r, R_o);$$

$$R_r = 1 - \frac{c}{x};$$

$$R_o = 1 - \frac{b_\phi}{b_D},$$

где K_M — коэффициент чувствительности метода; R_r — геометрическая составляющая коэффициента чувствительности метода, или относительное расширение дефекта; R_o — оптическая составляющая коэффициента чувствительности метода, или относительная яркость индикаторной полосы; x — ширина индикаторной полосы; c — ширина устья дефекта; b_D — яркость индикаторной полосы; b_ϕ — яркость фона вблизи дефекта.

Минимальная величина коэффициента чувствительности метода определяется наименьшими значениями геометрической и оптической составляющих. Если отсутствует расширение устья полости дефекта и индикаторной полосы ($x = c$) и яркость фона равна яркости индикаторной полосы ($b_D = b_\phi$), то это предельно малое значение коэффициента чувствительности. Максимальное

значение коэффициента, естественно, будет в тех случаях, когда оптическая и геометрическая составляющие близки к 1. Нам представляется возможным использовать предложенную А. С. Боровиковым методику для оценки относительной раскрытости большого числа трещин, отличающихся на фотографиях различной шириной индикаторной полосы.

Определение геометрической составляющей осуществляется замером площади индикаторной полосы (планиметром) и длины капиллярной полости. Количественная оценка оптической составляющей производится по значениям яркости свечения индикаторной полосы b_D и фона b_F косвенно фотометрическим способом. Люминесцирующие индикаторные полосы фотографируются в ультрафиолетовом свете с применением плотного светло-желтого светофильтра на фотоматериале, sensibilizированном к желто-зеленой части спектра [Эрастов Д. П., 1958 г.]. Негативы, полученные при съемке исследуемых полос, фотометрируются с помощью микрофотометра типа МФ-2. Таким образом, для получения количественной характеристики выявленных дефектов используется фотографирование в ультрафиолетовом свете с применением специальных светофильтров с последующим линейным и денситометрическим обмером. Фотографирование дефектов является неотъемлемой частью комплекса работ с помощью метода капиллярной дефектоскопии. Фотографическая регистрация светящихся индикаторных полос позволяет зафиксировать полости дефектов и провести дальнейший анализ их образования.

Рекомендуется применять зеркальные камеры типа «Старт», «Зенит», «Кристалл» с обязательным использованием светло-желтых и оранжевых светофильтров. Назначение желтых нефлюоресцирующих светофильтров — поглотить возбуждающий ультрафиолетовый свет и пропустить свет видимой люминесценции. На объектив при съемке обязательно надевать светофильтры либо ЖС-12 и ЖС-4 (наружный), либо ЖС-18 и БС-8 (наружный); очень хорошие результаты съемки получаются при применении оранжевых светофильтров. Обычно используются лампы СВДШ-250 или ПРК со светофильтрами УФС-3, являющиеся хорошим источником ультрафиолетового света. Очень важный момент — всестороннее освещение детали для получения объемного представления о распространении дефектов. Хороший результат получен при использовании ксеноновых импульсных ламп типа ИФК-2000. Продолжительность экспонирования различна, она зависит от яркости свечения и чувствительности пленки и меняется от 4 с до 1—5 мин.

Разработка и широкое применение в промышленности метода капиллярной дефектоскопии поставили задачу привлечения его для изучения сложного пустотного пространства карбонатных пород. Развитие открытых трещин различной ориентировки, раскрытости, морфологии и одновременно наличие каверн и пор в карбонатных породах-коллекторах требует дифференцированного подхода к оценке значимости пустот различных вида и генезиса.

Прямое использование люминесцентного метода затруднялось отсутствием разработанных индикаторных жидкостей, применимых для насыщения горных пород, сложностью методических приемов по снятию поверхностной пленки с образца. Особенности строения порового пространства карбонатных пород требовали подбора различных люминофоров для получения достоверной картины распределения пустот, качественной и количественной характеристики открытых макро- и микротрещин. Применение метода искусственной пропитки пород люминесцирующими жидкостями, без сомнения, имеем большие преимущества по сравнению с методом прозрачных шлифов, поскольку позволяет получить объемное представление о взаимосообщаемости трещин и оценить долевое участие различных пустот — пор, каверн и трещин — в формировании емкости и проницаемости пород.

Первые попытки использовать метод капиллярной дефектоскопии как качественный метод исследования пустотного пространства горных пород были сделаны в 1962 г. К. И. Багринцевой.

Люминесцентная пропитка

Метод искусственного капиллярного насыщения горных пород люминесцирующими жидкостями был разработан и использован для оценки особенностей строения пустотного пространства карбонатных коллекторов. Особенно важно было привлечение этого метода для качественной и количественной характеристики трещиноватых пород, для дифференциации заполненных («минерализованных») и открытых трещин, для определения значимости их в формировании фильтрационно-емкостных свойств пород. Возможность контрастного выявления открытых зияющих трещин, установление их морфологии и взаимосообщаемости — все эти вопросы можно решить только при условии подбора индикаторных люминесцирующих жидкостей, полностью проникающих в мельчайшие полости горных пород (рис. 24).

В своей основе капиллярная пропитка люминесцентными жидкостями, состоящими из органических веществ, аналогична природному явлению заполнения горных пород флюидами. Преимущество метода заключается в том, что индикаторная жидкость, проникая внутрь пустотного пространства, заполняет лишь открытые трещины, каверны и поры и удерживается внутри образца (кубика) под действием молекулярно-поверхностных сил. Метод основан на капиллярном проникновении светящейся индикаторной жидкости в мельчайшие открытые полости, трещины, сохранении ее внутри образца, а после снятия фона — на проявлении люминесцирующей жидкости за счет эффекта сорбции. Чем больше суммарный объем внутренних пустот, тем интенсивнее люминесцирующая жидкость под действием сорбента выходит на грань образца, используя в качестве каналов движения полости и трещины, сообщающиеся с поверхностью (рис. 25).

Трещиноватость и пористость выделяются по интенсивности свечения, так как имеется резкий контраст между темным фоном

и дефектом. Карбонатные породы отличаются значительной плотностью матрицы, а имеющиеся поры, каверны, трещины характеризуются очень большой сложностью строения, извилистостью, поэтому люминесцирующая жидкость хорошо удерживается внутри пород. После снятия внешней пленки, покрывающей образец, поскольку он находился в ванне, на грани образца по зияющим трещинам люминофор «вытягивается» и проявляет следы всех тех несплошностей, которые имеют связь с внутренним объемом. Трещины, видимые макроскопически в породе, но не имеющие открытых внутренних полостей, недоступны для изучения люми-

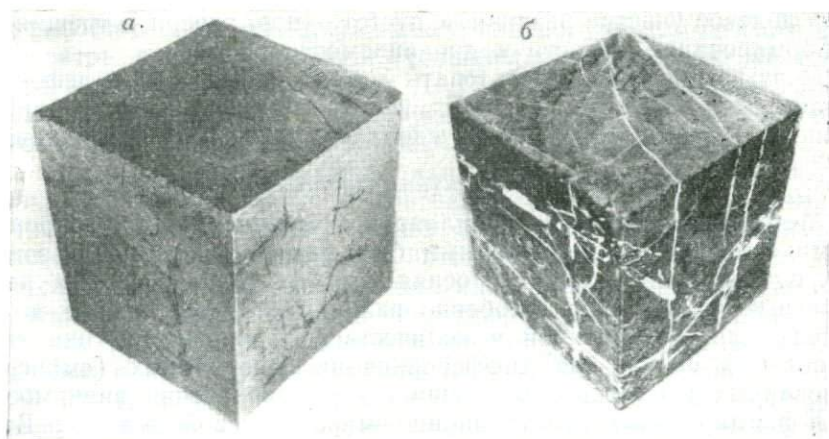


Рис. 24. Выявляемость открытых зияющих трещин после насыщения пород индикаторной люминесцирующей жидкостью

Известняк: а — ненасыщенный; б — насыщенный.

Оренбургское месторождение, скв. 96, гл. 1425,9 м, известняк биоморфно-детритовый, тонкопористый; проницаемость — $8 \cdot 10^{-18}$ м²; емкость трещин — 1,33 %; поверхностная плотность трещин — 1,3 см/см²; раскрытость трещин — 38 мкм

несцирующими жидкостями и после пропитки не обнаруживают свечения (рис. 26).

Микро- и макроскопическое сечение и протяженность трещин позволяют сравнивать их с капиллярными сосудами, обладающими специфической способностью «всасывать» и перемещать смачивающие их жидкости под действием молекулярно-поверхностных сил. Капиллярные каналы, соединяющиеся между собой, и аналогичные им трещины в горных породах настолько незначительного диаметра, что по ним жидкость поднимается или опускается на определенную высоту благодаря силам молекулярного притяжения между частицами жидкости и породы. Различная степень высоты определяется силами поверхностного натяжения жидкости. Движение жидкости вниз, в стороны и вверх объединяют в понятие капиллярной миграции. На основе аналогии с капиллярами имеющиеся в породе трещины как капиллярные

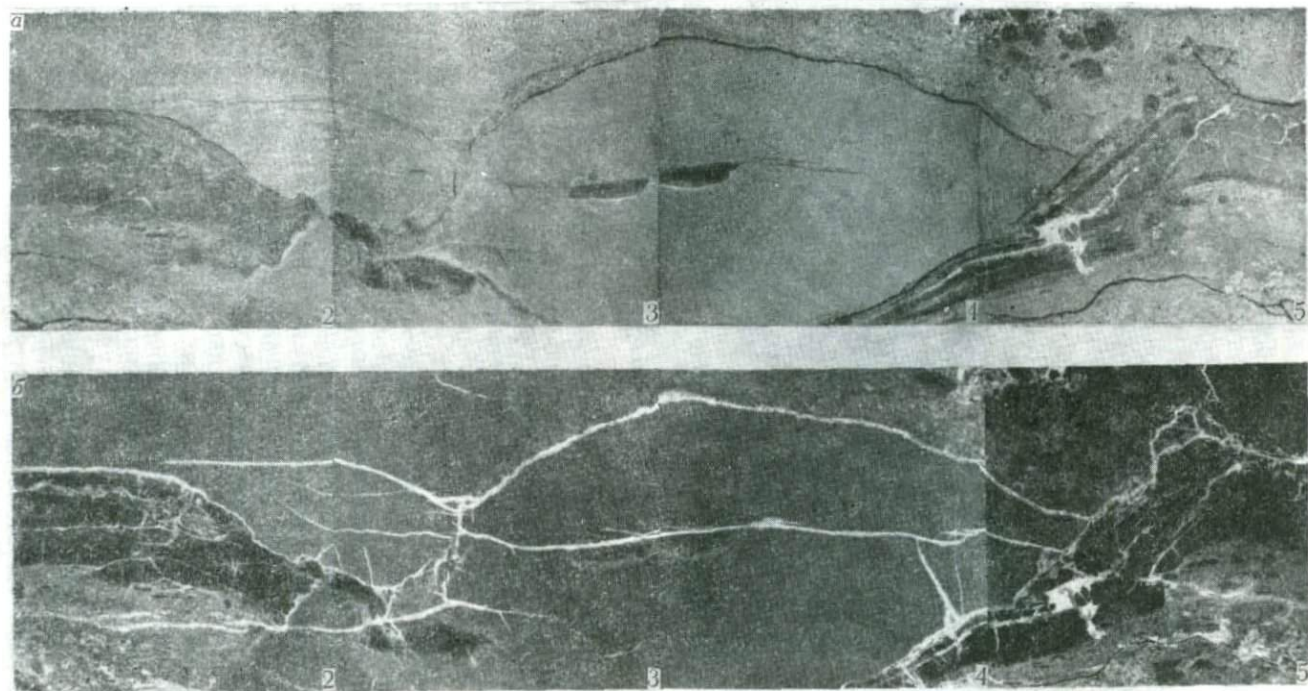


Рис. 25. Выявляемость трещин разной раскрытости и морфологии в брекчированном известняке после насыщения пород индикаторной люминесцирующей жидкостью

Известняк: *а* — ненасыщенный; *б* — насыщенный.
 Оренбургское месторождение, скв. 96, гл. 1381,9 м, известняк микрозернистый; проницаемость — $469 \cdot 10^{-18}$ м²; емкость трещин — 1,07 %; поверхностная плотность трещин — 1,4 см/см²; раскрытость трещин — 100 мкм

несплошности можно условно подразделить на три группы по ширине их раскрытости:

Сверхкапиллярные или обыкновенные микротрещины	>500 мкм
Макрокапиллярные	500—0,2 мкм
Микрокапиллярные	>0,2 мкм

В микрокапиллярных каналах так же, как и в субкапиллярных порах, движение жидкости невозможно, а в сверхкапиллярных трещинах движение подчиняется законам гидродинамики.

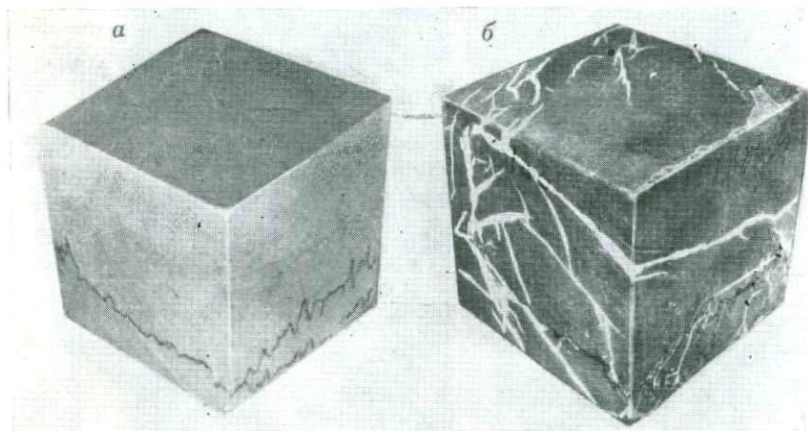


Рис. 26. Известняк со стилолитовым швом, заполненным глинистым материалом

a — не насыщенный люминофором; *б* — после насыщения.

Оренбургское месторождение, скв. 362, гл. 1812,5 м, известняк микрозернистый; проницаемость по направлению I — $13 \cdot 10^{-18}$ м²; емкость трещин — 0,6 %; поверхностная плотность трещин — 1,26 см/см²; раскрытость трещин — 38 мкм

В макрокапиллярных трещинах движение жидкости происходит под воздействием капиллярных сил, значительную роль играют поверхностное натяжение, полярность жидкости, краевой угол смачивания. Керосин, бензин, углеводородные флюиды легко проникают в породу, так как они имеют низкую величину поверхностного натяжения, высокую смачивающую способность и низкую вязкость. В микрокапиллярных трещинах с раскрытостью менее 0,2 мкм для неполярных жидкостей предельное напряжение сдвига слоя жидкости близко к нулю, а для воды — существенно. Толщина слоя адсорбционно-связанной воды составляет 0,15 мкм. Следует отметить, что вязкость и поверхностное натяжение полярных жидкостей растут с уменьшением сечения капилляра. Именно эти капиллярные свойства несплошностей — поровых каналов, трещин и других зияющих полостей — позволяют использовать люминесцентную пропитку для характеристики особенностей строения емкостного пространства пород.

Люминесцентный метод основан главным образом на явлении флюоресценции. Яркость свечения применяемой смеси, способность наиболее полно проникать по капиллярам во многом зависят от свойств и правильности ее подбора именно для данного испытываемого образца. К наиболее важным свойствам, которые необходимо учитывать, помимо смачивающей способности и интенсивности свечения относится химическая инертность жидкостей к горным породам и в частности к карбонатным. Выше было показано, что люминесцирующими свойствами обладает целый ряд искусственных и естественных веществ, смесей, различающихся по интенсивности и цвету свечения. Лучшим люминофором считается нориол-А, но он обладает очень высокой вязкостью и поэтому применяется в различных соотношениях с керосином и бензином. Жидкие люминесцирующие смеси составляются с учетом их физических свойств, а для увеличения интенсивности свечения к ним добавляются различные химические соединения, называемые активаторами.

Из большого числа светящихся индикаторных жидкостей, описанных А. С. Боровиковым (1972 г.), для пропитки карбонатных пород было испытано несколько составов, обладающих оптимальными смачивающими свойствами:

- 1) керосин 55 %, авиационное масло 25 %, бензин 20 %;
- 2) керосин 50 %, светлое минеральное масло (трансформаторное, вазелиновое) 24,97 %, бензин 25 %, дефектоль золотисто-зеленый 0,03 %;
- 3) керосин 64,5 %, нориол 25 %, бензин 10 %, эмульгаторы ОП-10 или ОП-7 0,5 %.

Как показали эксперименты и длительные испытания, наилучший эффект выявления особенностей пустотного пространства получается при исследовании с помощью нориола-А в указанной смеси с керосином и бензином [Багринцева К. И., 1964 г.]. Нориол разработан в Институте органической химии им. П. Г. Меликишвили АН ГрузССР под руководством Л. Д. Меликадзе (1961 г.). Он выпускается в качестве флюоресцирующего компонента индикаторной жидкости, хорошо растворяется в углеводородных растворителях и люминесцирует в ультрафиолетовом свете ярким желто-зеленым цветом. Разновидность его нориол-А отличается более высокой концентрацией люминесцирующих веществ и большей частотой зеленого тона. К достоинствам, благодаря которым именно его применяют для насыщения карбонатных пород, относятся следующие:

- 1) свечение в ультрафиолетовых лучах зеленым цветом в наиболее чувствительном для глаз спектре;
- 2) большая яркость, насыщенность тона при освещении ультрафиолетовыми лучами;
- 3) устойчивость в течение длительного срока;
- 4) хорошая растворимость в углеводородных растворителях — керосине и бензине, и в веществах, которые наиболее часто используются при исследовании коллекторов;

5) высокая проникающая способность, обеспечивающая полноту насыщения;

6) сравнительно легкая смываемость теплой водой или очищенным бензином;

7) хорошая адсорбируемость и нетоксичность.

Нориол-А можно рекомендовать как доступный, недорогой и стойкий флюоресцирующий компонент для люминесцентной пропитки пород.

Люминесцирующая (индикаторная) жидкость готовится в следующем порядке: отмеряется необходимое количество нориола-А и смешивается с соответствующим количеством очищенного керосина; интенсивным помешиванием смеси добиваются полного растворения флюоресцина — нориола и добавляют необходимое количество химически чистого бензина. Затем в эту смесь выливают предварительно разогретое для снижения вязкости и удобства измерения объема поверхностно-активное вещество ОП-7 или ОП-10. Все компоненты хорошо перемешиваются. Люминесцирующий раствор следует готовить только в хорошо отмытой сухой посуде (лучше темной) с притертой пробкой. Хранить люминесцирующую жидкость необходимо в темных склянках и в затемненном месте. При наличии прозрачных сосудов с притертыми пробками необходимо обклеить их черной фотобумагой.

Люминесцентный метод, основанный на капиллярном проникновении цветного вещества в полости, заключается в эффекте контраста между фоном — неповрежденной поверхностью, и свечением выявленных несплошностей. Искусственное повышение контрастности участков с наличием зияющих полостей и неповрежденного позволяет отчетливо увидеть несплошность невооруженным глазом без привлечения микроскопа.

Очень важным моментом является подбор веществ, хорошо снимающих поверхностный слой индикаторной жидкости после взвешивания образца. Полное удаление поверхностной пленки обуславливает хорошее свечение полостей, обеспечивает четкость при фотографировании. Существует несколько способов очистки образца перед обработкой его сорбентом. Наиболее распространен способ механической очистки, при котором под действием струи теплой воды раствор удаляется с поверхности и за счет капиллярных сил удерживается внутри образца. Нередко смывание теплой водой не дает желаемого эффекта, тогда применяются жидкие мыла — эмульгаторы. Струя воды не должна быть очень сильной, а вода не должна быть горячей, так как люминофор под воздействием температуры становится менее вязким и может быть частично удален из внутреннего объема образца, особенно при наличии крупных поверхностных дефектов со значительной раскрытостью зияющих трещин или каверн.

Сильно перемытый образец характеризуется плохим, нечетким свечением люминесцирующей жидкости, нередко на photographиях теряются микротрещины, осуществляющие связь трещин основной генерации. Пользуясь эмульгатором и теплой водой, нужно ста-

ратся смыть только верхний слой, образующийся на образце после извлечения его из кристаллизатора, при этом лучше дать избытку жидкости стечь. Процесс смывания пленки водой занимает 1—2 мин. При обнаружении в образце каверн размером 2—3 мм желательно ориентировать их вверх, чтобы не допускать механического выливания люминофора из этих пустот и не терять их на фотографиях, так как в противном случае они проявляются в виде черных пятен. При мокром способе удаления пленки с поверхности вымытый кубик необходимо обсушить под струей теплого воздуха в течение 10—15 мин; удобнее всего для сушки использовать фен.

Наилучший эффект удаления поверхностной пленки достигается применением очищенного бензина. При этом способе грани кубика протираются ватным тампоном, сильно смоченным в химически чистом бензине. Происходит мгновенное уничтожение люминофора. При применении этого способа снятия поверхностной пленки не наблюдается вымывания из пустот части индикаторной жидкости, кроме того, она не разогревается, а следовательно, сохраняет свою вязкость и меньше растекается на плоскости грани. Образец в этом случае не нуждается в сушке теплым воздухом, исключение составляют разности с очень тонкими трещинами, когда нужны дополнительные усилия, чтобы их выявить. Предложенный способ снятия поверхностной пленки бензином позволяет получать более четкие контуры трещин и пористых участков на фотографиях, предупреждает резкое вытекание жидкости из крупных трещин и слияние их на фотографиях, что нередко наблюдается при использовании теплой воды.

Следующая немаловажная операция заключается в нанесении на образец сорбирующих веществ, способствующих выявлению зияющих дефектов, которые имеют внутренний объем. Естественно, что царапины или трещины неглубокого заложения содержат небольшое количество люминофора и практически не проявятся, так как жидкость из них вымывается вместе с поверхностной пленкой.

Напыление тонкого сухого сорбента на грани кубика производится из распылителя. Порошок перед нанесением обязательно должен быть просушен в сушильном шкафу. Детская присыпка в аэрозольной упаковке (Польша, Венгрия) обладает очень высокими сорбционными свойствами и обеспечивает четкое проявление имеющихся дефектов в породе. «Вытягивание» люминофора на поверхность с помощью сорбента значительно увеличивает эффект ярко-зеленого свечения жидкости, заполнившей зияющие полости. Небольшое воздушное обвеивание не позволяет порошку задерживаться на неповрежденной сухой поверхности, сорбент с нее механически сдувается. На полостях и трещинах с люминофором порошок осаждается и взаимодействует с жидкостью.

Проявление является обязательной операцией и должно выполняться очень тщательно. Нельзя напылять сорбент на влажный образец, не должно быть большого промежутка времени

между снятием пленки люминофора с поверхности кубика и напылением сорбента. Слишком тонкие его слои так же неэффективны, как и толстые, именно поэтому простое погружение образца в сорбент не дает желаемого эффекта. Основная задача — нанести сорбирующий порошок ровным слоем на всю поверхность при распылении его из распылителя. Высокие сорбционные свойства тщательно высушенного порошка обеспечивают «вытягивание» люминофора из трещин и каверн на грань кубика, способствуя тем самым проявлению всех нарушений сплошности породы. При напылении рекомендуется брать образец только за ребра кубика, чтобы не повредить и не смазать картины взаимосвязи выявленных индикаторных полос. Обработку граней рекомендуется проводить поочередно, сопровождая фиксацию трещин и других полостей в образце фотографированием в ультрафиолетовом свете. После фотографирования шести граней кубика в натуральную величину делается фотография общего вида, при этом целесообразно располагать кубик согласно принятой нумерации граней. Верхняя грань 1 и нижняя 6 перпендикулярны к оси керны; грани 2—5 параллельны напластованию.

Фотографируется образец в натуральную величину обязательно в полной темноте и при сильном источнике ультрафиолетового света. При снятии общего вида необходимо предусматривать хорошую освещенность боковых граней, чтобы фотография была четкой. Дополнительный источник света можно получить, используя с помощью зеркал эффект отражения. После обработки на поверхности образца отчетливо выявляются в виде точки или полос нарушенные участки, светящиеся в ультрафиолетовом свете ярким зеленоватым цветом. Ширина светящихся полос и интенсивность свечения неодинаковы, они определяются количеством, глубиной трещин, величиной их раскрытости. Выявленные специфические особенности строения пустот образца характеризуют преобладание и морфологию полостей определенного типа — каверн, пор или трещин. Для фотоснимков используются фотоаппараты «Зенит», «Пентакон» со светло-желтым светофильтром ЖС-12 для поглощения ультрафиолетовых лучей. Наиболее удобен широкоплечный фотоаппарат, позволяющий снимать образцы в натуральную величину. Выдержка меняется от 30 с до нескольких минут в зависимости от интенсивности свечения. Очень важны равномерность и интенсивность освещения, что достигается применением мощных источников ультрафиолетового света.

Основное преимущество люминесцентного метода искусственной капиллярной пропитки заключается в возможности дифференциации пустотного пространства. Выявляются открытые трещины, зияющие с поверхности и имеющие внутренний объем, заполненный люминофором. Одновременно выделяются заполненные трещины, недоступные для проникновения люминофора и поэтому не светящиеся (рис. 27).

В тех случаях, когда карбонатные породы отличаются одновременным развитием пор и трещин, доступных для проникнове-

ния люминофора, на фоне равномерно светящихся точек (порowych каналов) выделяются зеленоватые полосы различной ориентировки и раскрытости (трещины). Фотографирование образцов после пропитки, особенно фотографирование каждой из граней кубика, дает наглядное представление о строении пустотного пространства коллектора, т. е. о наличии зияющих и заполненных трещин, характере их взаимосвязи, морфологии и протяженности, а также о преобладающем развитии пор, каверн или трещин (рис. 28; см. Приложения 17—27).

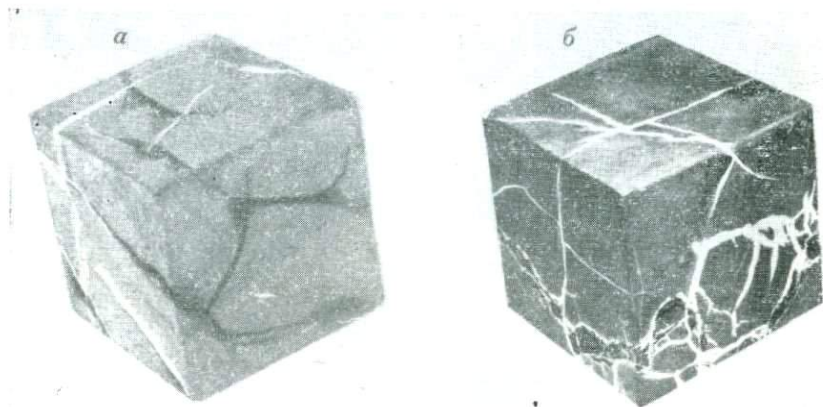


Рис. 27. Сочетание открытых и заполненных трещин

а — Мало-Ичская площадь, скв. 4, гл. 2949,2—2955,4 м, известняк; пористость — 0,75 %; проницаемость — 10^{-16} м²; раскрытость трещин — 35 мкм; наклонные заполненные трещины (черные), рассеянные открытыми вертикальными.

б — Оренбургское месторождение, скв. 362, гл. 1866 м, известняк микрозернистый; емкость трещин — 1,3 %; проницаемость в 10^{-18} м² по направлениям: I — 158, II — 1443, III — 1320; стилолитовый шов, выполненный глинисто-органическим веществом и осложненный мелкими секущими трещинами

Последним этапом является обработка полученных фотоснимков: подсчитывается количество вертикальных и горизонтальных трещин, определяется курвиметром их общая длина, рассчитывается поверхностная плотность трещин, определяется их раскрытость, описываются морфология и сообщаемость пустот.

Таким образом, использование люминесцентного метода дает возможность получить качественную и количественную характеристику трещин и оценить величину их емкости.

В процессе проведения экспериментов с трещиноватыми породами карбонатных пород появилась необходимость оценить емкость собственно трещин и каналов расширений, идущих по трещинам, т. е. решить задачу выделения пористости матрицы из емкости пустот других видов. С целью определения объема указанных пустот проводились параллельные опыты по большому кубу с гранью 5 см² и по стандартному маленькому образцу практически без трещин. Основное принятое допущение — малень-

кий образец характеризует пористость матрицы, так как трещины в него практически не попадают, а большой образец характеризует суммарную пустотность: пористость матрицы и

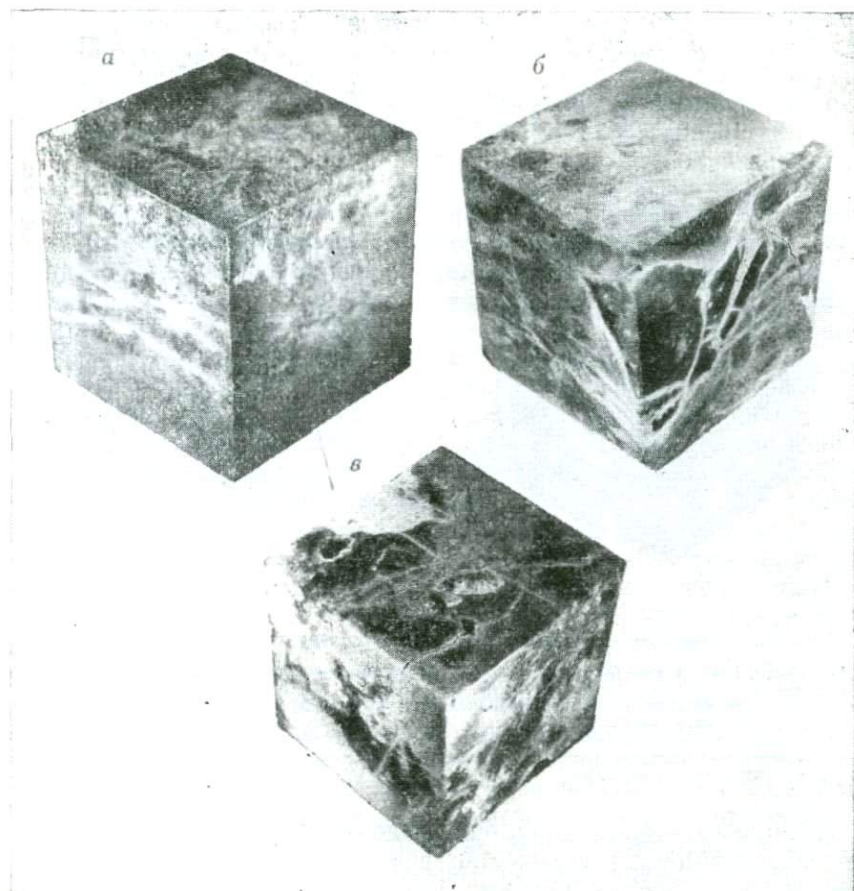


Рис. 28. Морфология пустотного пространства в кавернозных и пористых разностях. Одновременное развитие пор, трещин и каверн выщелачивания

а — Оренбургское месторождение, скв. 9, гл. 1848,15 м, известняк органогенно-обломочный; пористость — 3,27 %; поверхностная плотность трещин — 1 см/см²; раскрытость трещин — 65 мкм.

б — Оренбургское месторождение, скв. 9, гл. 1839,7 м, известняк биоморфный; пористость — 5,49 %; проницаемость — $126 \cdot 10^{-17}$ м²; поверхностная плотность трещин — 0,8 см/см²; раскрытость трещин — 45 мкм.

в — Березинское месторождение, скв. 8, гл. 1940 м, доломит засоленный с порами и кавернами выщелачивания; пористость — 9,9 %; проницаемость — $88 \cdot 10^{-18}$ м²; поверхностная плотность трещин — 0,9 см/см²; раскрытость трещин — 85 мкм

емкость трещин. Емкость собственно трещин фактически оценивается превышением емкости пустот большого кубика над пористостью. Именно для определения емкости зияющих трещин

в метод искусственной капиллярной пропитки люминофором вносятся дополнения: исследуемые образцы подсушиваются до постоянной массы, взвешиваются, помещаются в кристаллизатор, где длительно вакуумируются (до 5—8 ч), а затем под вакуумом после капиллярной подпитки люминофором заливаются люминесцирующей жидкостью, в которой находятся не менее 4—6 ч. Этот процесс полностью аналогичен определению открытой пористости методом Преображенского, только вместо керосина используется люминофор. Важно подчеркнуть, что первоначально проводится предварительное длительное вакуумирование образцов, затем осуществляется капиллярная подпитка и лишь после этого полное смачивание с дальнейшим вакуумированием. Только при соблюдении такой последовательности обеспечивается глубокая пропитка образцов большого размера — кубика с гранью 5 см².

Последовательность операций для изучения морфологии пустотного пространства путем пропитки люминесцирующей жидкостью приводится ниже.

1. Выпиливание образца кубической формы с обязательной нумерацией шести граней кубика; направлению, перпендикулярному к оси зерна, дается индекс 1, размер грани 5×5, резе 3 см×3 см.

2. Макроописание породы с фиксацией заполненных («минеральных») и незаполненных трещин, каверн и других пустот.

3. Просмотр образца в ультрафиолетовом свете для констатации отсутствия естественного свечения органического вещества или наличия битума в образце.

4. Сушка образца при 80 °С до постоянной массы. Сушка сорбирующего порошка.

5. Взвешивание.

6. Вакуумирование образца (без заливки) и люминесцирующей жидкостью в течение 5—8 ч (в зависимости от размера кубика) в кристаллизаторе.

7. Осуществление в вакууме капиллярной подпитки образца с нижней грани кубика до появления капель люминофора на верхней торцевой поверхности образца.

8. Заливка образца люминофором полностью с дальнейшим вакуумированием в течение 4 ч. Полное заполнение пустот специальной индикаторной жидкостью (люминофором).

9. Взвешивание на воздухе и в люминофоре для определения общего объема жидкости, заполнившей все открытые пустоты образца.

10. Уничтожение, т. е. быстрое снятие поверхностной пленки люминофора с граней образца (1—2 мин). Проверка чистоты снятия пленки в ультрафиолетовом свете.

11. Сушка образца под струей теплого воздуха.

12. Обработка образца сорбентом — напыление сухого порошка на грани кубика.

13. Проявление и «вытягивание» люминофора на поверхность образца.

14. Фотографирование в натуральную величину в полной темноте при облучении ультрафиолетовым светом поочередно шести граней образца и общего его вида.

Все операции опыта должны проводиться в хорошо проветриваемом помещении при наличии приточно-вытяжной принудительной вентиляции, так как при включении источников ультрафиолетового света образуются озон и окислы азота и происходит усиленная ионизация воздуха. Охлаждение необходимо также для правильной работы ртутно-кварцевых ламп с ультрафиолетовыми осветителями.

В процессе отработки метода первоначально опыты проводились на плоских срезах образца, с тем чтобы выявить различную морфологию и сообщаемость пустот, доказать развитие открытых трещин различной генерации. Немаловажное значение имела проявляемость дефектов различными индикаторными жидкостями, особенно большие затруднения возникали при попытках выявлять дефекты в пористых разностях. Экспериментальным исследованиям подвергались карбонатные породы различных плотности и структуры, а также образцы неодинаковых размера и формы, (чтобы иметь большое число поверхностей, на которые выходят трещины). В настоящее время совершенно очевидно, что при максимальном диаметре керна, получаемого алмазными коронками, оптимальный размер образца — кубик с гранью 5 см². Образец кубической формы дает возможность получения объемной характеристики: выделяются трещины, играющие основную роль в фильтрации, выявляются степень их раскрытости, изменчивость зияния и протяженности, взаимосвязь трещин разных генезиса и морфологии.

Ниже будет подробно рассмотрена методика определения количественных показателей трещиноватости, но, без сомнения, по полученным фотоснимкам можно сделать вывод в целом о закономерностях возникновения, развития и о неоднородности распространения трещин в разрезе карбонатных отложений. Естественно, что качественная картина распределения трещин, хотя и является нужной, менее значительна по сравнению с геометрическими характеристиками пустот.

Основное преимущество метода искусственной пропитки люминофорами заключается в четкой дифференциации пустотного пространства пород, на которых после напыления выявляются пористо-кавернозные участки с преобладающим развитием пор, проявляющихся в виде мелких зеленых светящихся точек, и нарушенные участки с преобладанием трещин, выделяющихся зелеными полосами на темном нелюминесцирующем фоне породы. Ширина светящихся полос, протяженность и интенсивность свечения неодинаковы, они определяются раскрытостью, глубиной и количеством трещин, т. е. косвенно тем объемом люминофора, который в них вошел. Многие плотные разности после длительного насыщения практически не светятся, так же ведут себя породы с трещинами, заполненными кальцитом и сульфатами.

Правильное выявление трещин в большой степени зависит от качества проведения операции по снятию пленки люминофора с поверхности образца: нельзя допускать его перемывания. Для получения четких фотографий в ультрафиолетовом свете также нужны большая внимательность и знание тонкостей фотододела, поскольку подбор светофильтров, бумаги, выдержки определяется интенсивностью свечения, т. е. зависит от нарушенности образца, яркости ртутно-кварцевых ламп, примененных ультрафиолетовых стекол.

Для проведения капиллярной пропитки пород люминесцирующими жидкостями требуется очень несложное оборудование, которое практически можно иметь в любой лаборатории физики пласта. В отечественной промышленности выпускается малосерийная аппаратура для дефектоскопического контроля металлических и керамических изделий. Это агрегаты типа Ш-НТ на одно-два рабочих места, где источник ультрафиолетового света, тяга, вода и другие устройства смонтированы практически в вытяжном шкафу. Выпускается механизированный люминесцентный дефектоскоп ЛДП-1. В лабораториях за рубежом создан портативный источник ультрафиолетового света с набором люминесцирующих смесей. В связи с отсутствием стандартного оборудования для изучения горных пород для монтажа установки целесообразно воспользоваться ртутно-кварцевыми лампами, применяющимися в медицине, так как важно иметь сильный источник ультрафиолетового света. Лампы СВДШ-250, ДРШ-250 мощностью 250 Вт дают максимальную освещенность.

Основное оснащение и реактивы:

- 1) кристаллизаторы или тарелки Камовского для насыщения;
- 2) вакуумный насос ВН-461;
- 3) весы аналитические;
- 4) ртутно-кварцевые лампы со светофильтрами УФС-3, УФС-6;
- 5) бинокулярный микроскоп;
- 6) курвиметр;
- 7) фотоаппарат широкоплечный с оранжевым или светло-желтым светофильтром;
- 8) нориол-А, сорбент в аэрозольной упаковке;
- 9) очищенный керосин;
- 10) химически чистый бензин;
- 11) поверхностно-активные вещества ОП-7, ОП-10;
- 12) фотопленка чувствительностью 130 и 250 ед (ГОСТ 5.2049—73).

Определение раскрытости трещин

Одним из основных параметров трещиноватости, который во многом определяет емкость и особенно фильтрационные свойства трещинного коллектора, является раскрытость незаполненных (зияющих) трещин. Относительную ее характеристику можно получить визуально по ширине светящихся полос на фотоснимках: наиболее широкие полосы соответствуют трещинам наибольшей раскрытости.

Действительная, или истинная, ширина трещин может быть измерена двумя способами: под микроскопом в шлифах, изготовленных из пластинок — спилов с граней кубика, или непосредственно на гранях кубика при помощи бинокулярной лупы.

Для изготовления шлифов, по которым будет измеряться раскрытость трещин, используются пластинки, оставшиеся от образца при выпиливании из него кубика. Так как каждая грань образца имеет свой номер, то эти же номера даются и спиленным пластинкам. Пластинки предварительно насыщаются смолой ФР-12, окрашенной родамином по методу Л. А. Коцерубы (1978 г.). Затем из них изготавливаются шлифы. По длине каждой трещины производится несколько замеров ширины как в наиболее узких, так и в максимально широких участках. При этом, чем сильнее изменяется раскрытость трещин, тем больше проводится замеров. По полученным результатам вычисляется средняя раскрытость каждой трещины и затем средняя раскрытость трещин для образца с учетом всех имеющихся трещин. Эта величина может быть использована при подсчете емкости трещин по формулам Е. С. Ромма (1972 г.). Для подсчета трещинной проницаемости средняя раскрытость трещин принимается без учета расширений выщелачивания вдоль трещин. Можно использовать наиболее характерное значение ширины трещин.

Однако изучение трещиноватости в шлифах, в том числе и определение средней раскрытости трещин, не дает надежных результатов.

Шлиф представляет собой плоскость небольшого размера со следами трещин на ней. По нему невозможно установить ни ориентировку плоскостей трещин, ни их протяженность и взаимосообщаемость в пространстве, а следовательно, нельзя оценить эффективность трещин и их участие в фильтрации.

Использование образца кубической формы дает значительно более полную информацию при изучении трещиноватости. Наблюдение за поведением трещин (их протяженностью, ориентировкой, взаимосообщаемостью) последовательно на каждой грани кубика позволяет выделить среди них эффективные и неэффективные. К первым следует относить трещины длинные и секущие, взаимосвязанные (см. табл. 4), прослеживающиеся по нескольким граням. Трещины, секущие в пределах одной грани, но затухающие на смежных, считаются неэффективными. Такая дифференциация трещин позволяет определить, с одной стороны, среднюю раскрытость всех трещин, встреченных в образце, а с другой — среднюю раскрытость фильтрующих трещин. Причем учитывается и ориентировка фильтрующих трещин. Так как проницаемость трещиноватых пород зависит главным образом от раскрытости трещин (в формулу трещинной проницаемости входит величина раскрытости), то большие раскрытость и длина трещин одного направления по сравнению с таковыми трещин других ориентировок позволяют выделять это направление как преобладающее в фильтрации по трещинам.

овательно, более правильно производить измерения рас-
и трещин непосредственно в кубике под бинокулярной
о насыщения кубика люминофором. Замеры ширины тре-
водятся на каждой грани так же, как в шлифе. Измерен-
щины зарисовываются. После насыщения образца люми-
и фотографирования зарисовки идентифицируются
нимками. Около каждой трещины наносится значение ее
ости. Часто на фотоснимках выявляется больше трещин, чем
совках. Так как цена деления линейки бинокулярной лупы
ь, значит все трещины раскрытостью больше 8 мкм можно
и потому раскрытость трещин, не измеренных под
ярной лупой, принимается меньше 8 мкм. Затем по фото-
г выделяются трещины, участвующие в фильтрации. Под-

Таблица 6

тер количественного подсчета средних значений раскрытости трещин

(Оренбургское месторождение, скв. 96, гл. 1425,0 м, обр. № 1904.
известняк биоморфно-детритовый, тонкопористый)

Замеры раскрытости трещины, мкм	Характеристика трещины	Средняя раскрытость трещины в мкм	
		каждой	по грани
80, 128, 24, 64, 48, 48 16, 72, 128, 80	Фильтрующая	65	63
32, 19, 48, 80, 64, 80	Неэффективная	110	
80, 48, 32, 16, 16	"	54	
48, 32, 48, 46	"	40	
240, 80, 32, 48, 16, 160, 48, 400, 32	Фильтрующая	46	58
64, 48, 48, 120, 80	"	130	
24, 16, 64, 36, 56	"	72	
48, 32, 32, 56	Неэффективная	40	
8, 5, 16	"	42	114
176, 400, 160, 320, 48, 16, 32, 16	Фильтрующая	9	
240, 160, 80, 48, 16, 80, 48	"	159	
320, 112, 160, 96, 254, 286	"	79	
96, 144, 160, 48, 64, 80, 48, 32	"	205	84
32, 48, 16, 8, 48	Неэффективная	84	
176, 408, 152, 156, 304, 24, 32, 24	Фильтрующая	46	
24, 32, 32, 48, 32, 80, 96	"	148	
80, 32, 48, 64	Неэффективная	49	76
48, 160, 48, 80	Фильтрующая	56	
32, 160, 80, 160, 48, 48, 16	"	81	
320, 160, 48, 80, 64, 48, 32, 48	"	98	
32, 48, 32, 48, 8, 16	Неэффективная	102	89
160, 96, 80	Фильтрующая	23	
144, 16, 48, 80, 16, 32, 48, 80, 64	"	120	89
		58	

ичание. Отношение средней раскрытости трещин по всему образцу и
лихих 81/100.

считывается их средняя раскрытость и определяется преобладающее направление фильтрации. Вычисляется также средняя раскрытость с учетом всех трещин, выявленных в образце (см. Приложения 1, 2, 5).

Использование кубика для измерения раскрытости трещин позволяет в большинстве случаев избежать погрешностей за счет

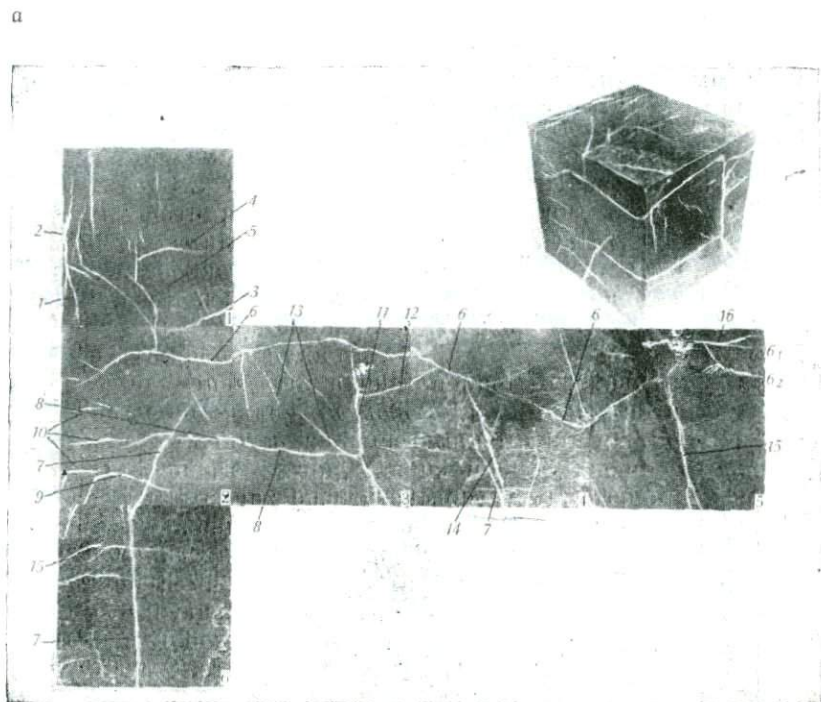


Рис. 29. Примеры обработки фотографий для подсчета средней раскрытости

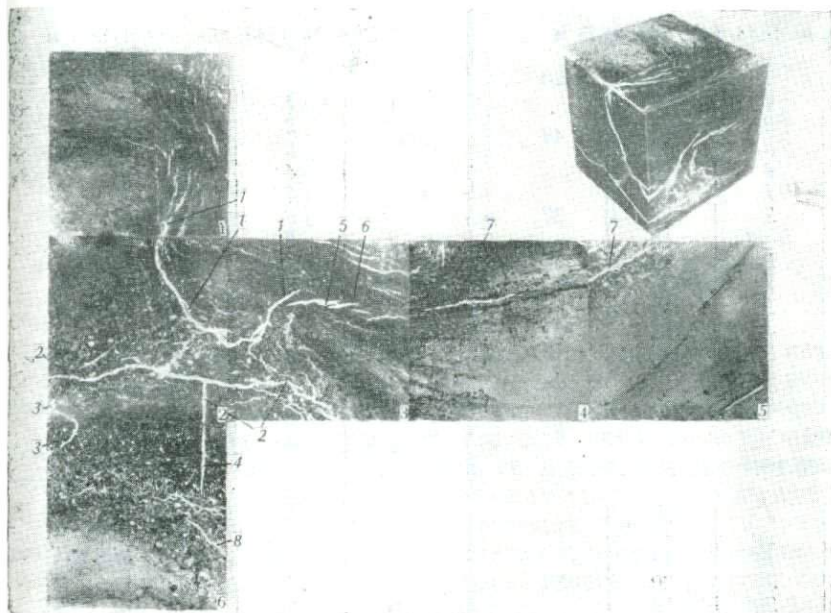
а — скв. 96, гл. 1425,9 м, обр. № 1904, известняк биоморфно-детритовый, тонкопористый; трещины, соединяющиеся вертикальными, обеспечивают проницаемость преимущественно I—1,44, 2—1,16, 3—1,60, 4—1,36, 5—1,08, 6—0,88; средняя раскрытость трещин в мкм: 6 — скв. 352, гл. 1643,83 м, обр. № 1833, известняк органогенно-детритовый, неравномерно в 10^{-16} м² по направлениям: I, II—5,8, III—2,6; наклонные секущие и кулисообразные по граням кубика: 1—0,50, 2—0,64, 3—1,17, 4—1,17, 5—0,17, 6—0,29; средняя раскрытость

неперпендикулярности плоскости трещины к поверхности выхода следов трещины, так как одна и та же трещина может быть измерена на различных гранях кубика. Кроме того, отчетливо выявляется изменчивость расстояния между стенками трещин в пространстве.

Комплекс методических исследований по определению раскрытости трещин позволил установить значительную изменчивость этого параметра (табл. 6; рис. 29, а). Абсолютные величины раскрытости трещин изменяются в широких пределах — от 1 до 500 мкм.

Одна и та же трещина часто имеет неодинаковую раскрытость на различных участках. Она может изменяться без учета расширений выщелачивания по длине трещины почти в 2 раза: от 16 до 40 мкм, от 80 до 160 мкм. На участках интенсивного выщелачивания раскрытость трещин достигает 500—700 мкм. В пределах одного образца, как правило, присутствуют трещины различной раскрытости. Так, в отдельных образцах отмечаются трещины

6



трещин (Оренбургское месторождение)

пористость — 1,7 %; проницаемость по направлению II — $8 \cdot 10^{-16}$ м²; секущие горизонтальные в горизонтальном направлении; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: по образцу — 81, фильтрующих — 100. битуминозный, слабопористый; пористость — 5,1 %; емкость трещин — 1,7 %; проницаемость трещины, оперенные короткими вертикальными; поверхностная плотность трещин в см/см² трещин в мкм: по образцу — 37, фильтрующих — 40

шириной 5—8 и 80 мкм. Значительные колебания более характерны для органогенных разностей. В микрозернистых и сгустковых известняках значения раскрытости более близки: 16—24 мкм и 60—80 мкм. Как правило, длинные трещины обладают большей раскрытостью. Максимальную ширину во всех случаях имеют секущие трещины, раскрытость оперяющих значительно меньше (см. Приложения 1, 2, 5; табл. 7). Так, в обр. № 1864 средняя раскрытость секущей горизонтальной трещины 7 составит 54 мкм, а оперяющих ее вертикальных 7а, 7б — 8—12 мкм. В этом же образце развита вертикальная секущая трещина 1 раскрытостью

Средние значения раскрытости трещин различных образцов карбонатных пород Оренбургского месторождения

Номер границ	Номер трещины	Средняя раскрытость трещины в мкм		Номер границ	Номер трещины	Средняя раскрытость трещины в мкм	
		каждой	по грани			каждой	по грани
Обр. № 1833, скв. 352, 1643 м				Обр. № 1843, скв. 352, 1788,4 м			
1	1	20	20	1	1	144	
2	1	37			2	60	
	2	64	43		3	80	94
	3	43			4	86	
	4	30			5	72	
3	1	36			6	96	
	2	57	37	2	3	46	
	5-6	18			4, 4a	64	55
4	7	30	30		4б	58	
5	7	10	10		5	52	
6	3	48		3	5	80	
	4	27	31		6	48	
	8	18			7	160	82
					8	56	
					9	40	
				4	10	96	
					11	24	
					12	32	47
					13	36	
				5	2	32	
					3, 4	40	33
					11	30	
				6	8	48	
					11	32	43
					14	56	
Обр. № 1841, скв. 352, 1783,6 м				Обр. № 1864, скв. 362, 1667,6 м			
1	1	60		1	1	40	
	1a	42			1a	24	
	1б	48			1б	32	26
	2	20	30		2	16	
	2a	12			3	12	
	2б	12			1	40	
	3	16			1б	36	
2	2	20			1a	10	
	3	32	31		1z	10	30
	4	40			4	38	
3	1a	48			5	20	
	1б	52			6	16	
	4	36	32				
	5	16					
	6	10					
4	5	16					
	6	10	14				
	7	12					
	8	18					
5	1	48					
	9	40		2	1	40	
	10	36	37		1б	36	
	3	24			1a	10	
6	1	57			1z	10	
	9	62	56		4	38	
					5	20	
					6	16	

Номер грани	Номер трещины	Средняя раскрытость трещины в мкм		Номер грани	Номер трещины	Средняя раскрытость трещины в мкм	
		каждой	по грани			каждой	по грани
Обр. № 1864, скв. 362, 1667,6 м				5	1a	32	26
3	11	28	37	6	1б	32	
	2	24			11	24	
	3	32			12	16	
	7	54			1	10	
4	8	38	33	1z	10	20	
	1	26		8	40		
	3	18		10	12		
	7	54		11	26		
	7б	10		12	16		
	8	38		13	20		
	9	32		14	16		
	10	28					

Примечание. Отношения средней раскрытости трещин по всему образцу и фильтрующих: для образца № 1883 — 37/40, № 1841 — 33/56, № 1843 — 63/90, № 1864 — 26/47.

40 мкм и короткие горизонтальные 1 в, 1 z, зияние которых не превышает 10 мкм. Однако во многих образцах оперяющие трещины имеют существенные раскрытость и протяженность. В обр. № 1833 средняя раскрытость секущей наклонной трещины 2 составляет 64 мкм, а оперяющей ее вертикальной трещины 4 — 30 мкм; за счет соединения секущих трещин между собой в образце создается система фильтрующих трещин (см. рис. 29, б).

Во многих образцах наблюдаются трещины, ответвляющиеся от основной, имеющей большую раскрытость. Эти ветви более тонкие, но, как правило, одинаковой ширины. В обр. № 1872 вертикальная трещина, с раскрытостью в основном 48—56 мкм на концах раздваивается и раскрытость ее уменьшается до 35 мкм. Раскрытость кулисообразных трещин обычно небольшая.

Очень важно подчеркнуть, что все изученные литогенетические типы карбонатных пород характеризуются верхним пределом ширины трещин. Так, для известняков органогенных максимальная величина раскрытости составляет 300—500 мкм, чаще — не более 150 мкм. В микрозернистых известняках раскрытость меньше — до 250—350 мкм. Минимальная величина верхнего предела раскрытости до 100 мкм свойственна сгустковым разностям.

§ 3. Определение структуры порового пространства трещиноватых пород

Геометрическое строение порового пространства пород обуславливает изменение фильтрационных свойств, количество связанной воды, насыщенность пород флюидами и газонефтеотдачу

пластов, поэтому познание структурных особенностей горных пород крайне важно. Морфология порового пространства может быть исследована с помощью микроскопического изучения пород, покрашенных смолами, и простых — в шлифах люминесцентно-ультразвуковым методом, капиллярными методами полупроницаемой мембраны и вдавливания ртути под большим давлением.

Все известные в настоящее время методы изучения размеров и распределения поровых каналов в пористых средах основаны на процессах вытеснения смачивающей жидкости, заполняющей поровый объем, несмачивающей средой или внедрения флюида в поровое пространство пород. Экспериментальные данные не отличаются большой точностью и дают относительную характеристику, поскольку в основе методов лежит допущение, что поровые каналы соответствуют цилиндрическим капиллярам.

Реальная пористая среда пород содержит капилляры различного поперечного сечения, поэтому вытеснение жидкости начинается после достижения и превышения определенного критического давления вытеснения, соответствующего гидравлическому радиусу наибольших пор среды. В общем виде кривая капиллярного давления характеризует геометрию порового пространства и используется для построения кривых распределения поровых каналов по размерам, а также определения долевого участия пор, которые обуславливают различную фильтрационную способность пород. Несмотря на относительный характер полученных кривых, они отражают специфические особенности строения поровой структуры и позволяют глубже познать возможности движения флюидов по этим породам. Развитые в породах микротрещины можно рассматривать как капилляры большего диаметра.

Метод вдавливания ртути используется при изучении распределения размеров пор путем интерпретации кривых капиллярного давления. Первоначально он был предложен Л. Риттером и Р. Дрейком (1945 г.) для анализа катализаторов и впоследствии был применен В. Перселлом (1959 г.) и Н. Бурдайнсом с сотрудниками (1950 г.) для исследования осадочных пород.

Интерпретация большого числа структурных кривых позволила А. А. Ханину и М. И. Колосковой (1963 г.) установить тесную связь фильтрационных свойств пород с особенностями порового пространства. Большое значение имеют морфология, протяженность и степень извилистости поровых каналов. К. И. Багринцева и Г. Н. Яшук (1974 г.) провели анализ зависимости структурных параметров (медианного среднего диаметра открытых и фильтрующих пор) с пористостью, проницаемостью и остаточной водонасыщенностью и показали сложный характер этой связи для коллекторов порового типа.

Метод вдавливания ртути основан на свойстве ртути не смачивать твердые тела, поэтому его можно было использовать для изучения трещиноватых разностей карбонатных пород.

Экспериментальное изучение распределения размеров пор проводится путем нагнетания ртути в образец, из которого предва-

рительно откачан воздух, при последовательно изменяющихся давлениях. Капиллярные силы позволяют ртути свободно проходить через поровые каналы достаточно большого сечения и распределяться во взаимосвязанном поровом пространстве. По мере заполнения крупных поровых каналов требуется все большее и большее давление для того, чтобы протолкнуть ртуть через поровые каналы меньших размеров. Количественно эта связь выражается в изменении объема ртути, входящей в образец при последовательно увеличивающихся давлениях. Пользуясь данным методом, можно определить эквивалентное сечение поровых каналов от 0,01 до 100 мкм и проследить количественное распределение их путем построения порометрических диаграмм.

С помощью формулы В. Перселла (1959 г.) можно определять размеры поровых каналов, обуславливающих фильтрацию. Важный параметр — доля фильтрующих поровых каналов — позволяет более правильно оценить структурные особенности пустот и показать роль пустот различного вида в емкости и фильтрации. В тонкопористой среде необходимо выделить роль трещин в проницаемости.

Зная, что в низкопористых разностях в матрице преобладают поры радиусом менее 0,1 мкм, можно по объему вошедшей ртути установить наличие микротрещин и определить их раскрытость. Кривые распределения пор по внешнему виду весьма различны: для одних разностей пород характерны кривые с одним четко выраженным максимумом, т. е. в них преобладает группа пор определенного размера, для других — наблюдаются кривые с двумя-тремя максимумами, что означает развитие в одинаковой мере поровых каналов различных сечений. При простом геометрическом строении порового пространства пород порометрические кривые имеют один четкий максимум (рис. 30). Из приведенных на рис. 30 гистограмм следует, что поровое пространство карбонатных пород отличается сложностью строения и развитием как очень крупных, так и мельчайших пустот. Можно отметить общую тенденцию к увеличению проницаемости с возрастанием числа крупных фильтрующих пор.

На сравнительных графиках порометрических кривых (рис. 31) для пород с различными фильтрационно-емкостными свойствами, отчетливо видны существенные различия в размерах поровых каналов и долевом участии их в фильтрации.

Для характеристики порового пространства карбонатных отложений проведено экспериментальное изучение структурных особенностей пород плотных, трещиноватых, пористых и кавернозных. Эксперименты проводились на приборе «Поромер 70-Н» фирмы «Карло Ерба», разрешающая способность которого позволяет измерять давление в диапазоне от 0 до 180 МПа, что соответствует радиусам эквивалентных поровых каналов от 0,0039 до 50 мкм.

Продуктивная толща Оренбургского газоконденсатного месторождения, включая карбонатную пачку артинского яруса и вскры-

тую часть среднего карбона, представлена в основном довольно однородными по составу и структуре органогенно-детритовыми известняками, которые в то же время характеризуются значительным разнообразием морфологии пустот, одновременным развитием пор, каверн и трещин, что определяет сложное строение карбонатного резервуара.

Наличие коллекторов порового, порово-трещинного и чисто трещинного типов, отсутствие выдержанности пористо-проницаемых

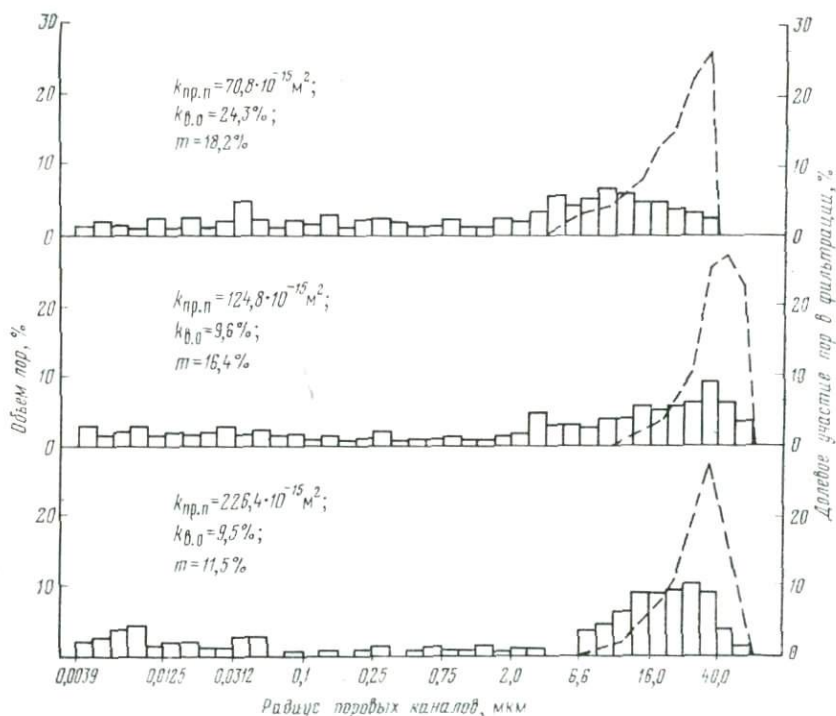


Рис. 30. Гистограммы распределения поровых каналов в карбонатных породах месторождения Северный Денгизкуль (скв. 4) и кривые долевого участия пор в фильтрации

зон по мощности, разрезу и площади, приуроченность их к различным структурно-генетическим разновидностям пород, присутствие развитой системы трещин — все это ставит задачу познания структурных особенностей пород для правильной оценки запасов флюида и выбора рационального метода разработки месторождения. Особенно большие сложности возникают при обосновании промышленной ценности пород, имеющих низкие значения емкости — менее 6 %. Эти породы располагаются в виде прослоев небольшой мощности (2—5 м) среди поровых пород и отличаются большим числом микротрещин различной морфологии. Существен вопрос об оценке фильтрационных свойств матрицы пород с ем-

костью менее 3 %, также отличающихся широким развитием трещин.

Изучение особенностей строения порового пространства пород с различной пористостью и одновременным развитием трещин проводилось с определением смачиваемости, что необходимо для оценки путей фильтрации флюидов. Анализ подвергались породы, характеризующиеся емкостью от 0,7 до 10 %. Опыты проводились на двух параллельных образцах: исследовалась плотная

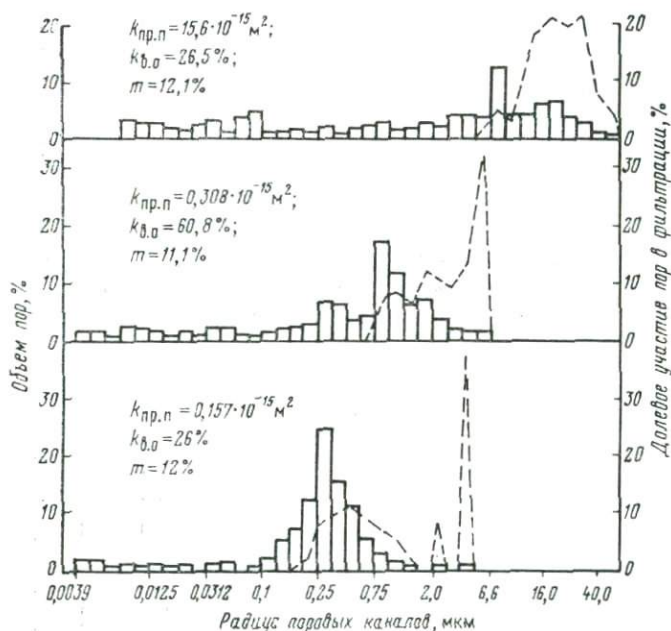


Рис. 31. Гистограммы распределения поровых каналов в известняках Оренбургского месторождения (скв. 42 и 362) и кривые долевого участия пор в фильтрации

матрица и разности этой же породы с наличием трещин. Ввиду малого размера ампулы, в которую помещается образец, исследование трещиноватых разностей крайне сложно, обычно удается изготовить цилиндр с наличием тонких трещин с малой раскрытостью. Естественно, что разности, изученные с помощью люминофора и содержащие широкие трещины, практически не могли быть исследованы. Комплексная интерпретация результатов измерения позволила получить данные об особенностях строения пустотного пространства: распределении радиусов поровых каналов по размерам, внутренней (удельной) поверхности пор, емкости, теоретической проницаемости, долевого участия в емкости и фильтрации пустот различного размера.

Удалось установить принципиальное различие в строении поровых каналов с неодинаковыми фильтрационно-емкостными свой-

ствами. Как показали экспериментальные исследования, изученные породы характеризуются существенно различным строением пустотного пространства. Выделяются разности, в которых преобладают микропоры либо макропоры, при этом четкой связи между

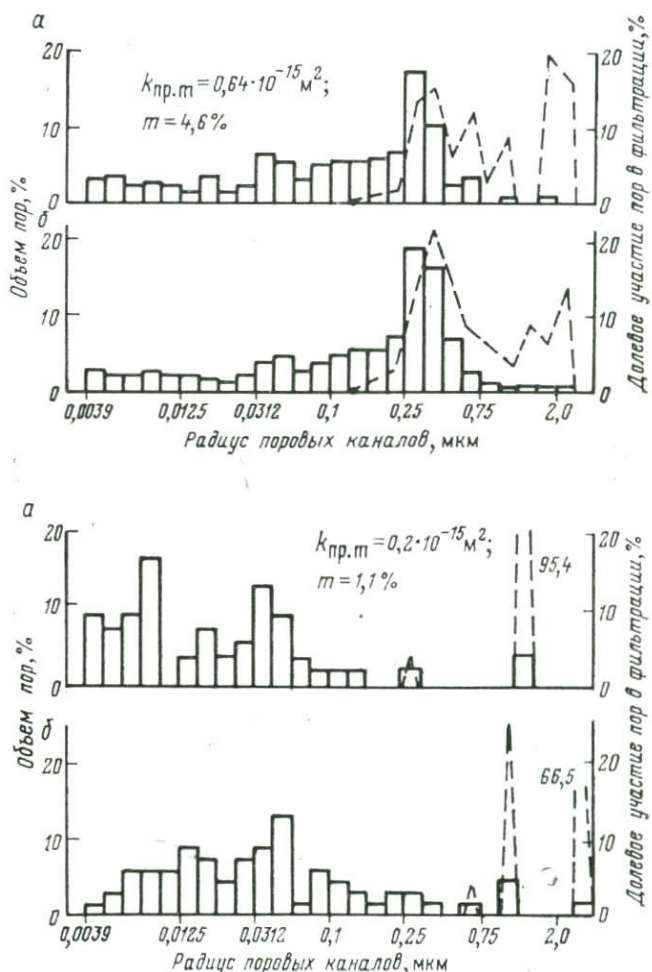


Рис. 32. Гистограммы распределения поровых каналов в матрице (а) и в трещиноватой разности (б) Оренбургского месторождения (скв. 9) и соответствующие кривые долевого участия пор в фильтрации

величиной емкости пород и структурой их порового пространства не наблюдается. Как правило, низкопористые разности характеризуются наличием более тонких пор. Так, при величине открытой пористости от 0,7 до 3 %, установленной методом керосинонасыщения, органогенно-обломочные и густоково-органогенно-детритовые известняки имеют микропоровое строение матрицы (рис. 32).

Основная часть порового пространства — до 90 % — представлена каналами, радиусы которых менее 0,1 мкм; отмечается незначительное количество (3—5 %) поровых каналов с радиусами до 0,5 мкм. Объем пустот матрицы по данным ртутной порометрии составляет в расчете на 1 г породы 0,0026—0,0053 см³. Вычисленная на основании кривой распределения радиусов поровых каналов удельная поверхность не превышает величины 1,23 м²/г.

Микропоровое строение матрицы указывает на то, что фильтрационные способности пород должны быть низкими. Об этом свидетельствуют и теоретические расчеты проницаемости, которые были сделаны по методике, предложенной В. Перцеллом. Оказалось, что проницаемость матрицы составляет $(7 \div 21) \cdot 10^{-18}$ м², однако по данным лабораторных определений на образцах размером 5×5×5 см она оказалась значительно выше и в отдельных случаях даже превышала $1 \cdot 10^{-15}$ м² (табл. 8). Сопоставление теоретических и экспериментальных величин проницаемости позволило прийти к заключению, что пропускная способность матрицы исследуемых пород чрезвычайно низкая, а фильтрация осуществляется в основном по трещинам. Раскрытость трещин по теоретическому расчету достигает 57,3 мкм. При интерпретации результатов ртутной порометрии в некоторых образцах выделены микротрещины раскрытостью 5 мкм, их емкость составляет 1,5 % от общей емкости матрицы. Малые размеры исследуемого в породе зерна не позволяют установить трещины с большей раскрытостью, хотя наличие их выявлено при насыщении пород люминофором. Низкие значения теоретической проницаемости доказывают большую роль трещин в фильтрации.

Микропоровое строение матрицы породы сказалось и на характере заполнения пустотного пространства флюидами. Как уже указывалось ниже, в исследованных образцах преобладают поровые каналы с радиусом меньше 0,1 мкм. Поскольку толщина пленки физически связанной воды достигает величины 0,1 мкм, можно считать, что основная часть пор заполнена водой. В пользу этого предположения свидетельствуют и результаты измерения краевых углов смачивания. Оказалось, что поверхность минеральных частиц изученных пород является гидрофильной (краевой угол смачивания $\theta = 17\text{—}30^\circ$). Под микроскопом ясно видно, что в матрице битум отсутствует. Последний, как правило, выполняет полости трещин, стилолитовых швов и отдельные наиболее крупные поры вблизи них.

Все сказанное выше позволило сделать предположение, что в период формирования Оренбургского месторождения энергии углеводородной фазы было недостаточно для вытеснения физически связанной воды из разностей пород, характеризующихся микропоровым строением. В результате матрица этих пород не содержит остаточной нефти или газа. Неравномерный характер распределения нефти, связанной в основном с трещинами, обусловил столь же неодинаковую степень гидрофобизации известняков. Матрица пород остается гидрофильной, а в зонах развития тре-

Характеристика порового пространства трещиноватых разностей известняков Оренбургского газоконденсатного месторождения по данным ртутной порометрии

Лабораторный номер образца	Глубина отбора образцов, м	Пористость, %	Проницаемость в 10^{-15} м ² по направлениям			Средний радиус открытых пор, мкм	Диапазон радиусов фильтрующих пор, мкм	Средний радиус фильтрующих пор, мкм	Содержание пор с радиусом $\leq 0,1$ мкм, %	Теоретические	
			I	II	III					проницае- мость при $\lambda^*=0,071$, 10^{-15} м ²	раскрытость трещин, мкм
Скв. 9											
213 М **	1841,2	3,6	0,24	0,15	0,022	0,074	1,0—3,75	2,5	55,0	0,095	
213	1841,2	3,6	0,24	0,15	0,022	0,1	0,5—3,75	1,0	43,5	0,065	5,3
232	1824,2	3,9	0,95	1,9	2,0	0,074	0,5—2,0	0,75	60,0	0,054	15,4
260	1794,8	0,7	0,43	0,47	24,7	0,0101	1,25—2,0	1,25	90,5	0,007	57,3
261 М **	1794,2	1,1	0,17	0,20	0,11	0,0156	1,25	1,25	90,5	0,007	
261	1794,2	1,1	0,17	0,20	0,11	0,0312	1,0—2,5	1,0	77,5	0,021	4,9
275 М **	1780,1	0,7	0,014	1,09	0,34	0,0078	2,0	2,0	92,0	0,014	
275	1780,1	0,7	0,014	1,09	0,34	0,0101	1,5—2,0	2,0	88,5	0,048	11,4
305	1698,9	3,7	0,04	0,02	0,06	0,074	2,5—8	3,75	53,0	1,88	
Скв. 362											
1870 М **	1751,8	4,6	0,046	0,638	0,019	0,125	0,375—2,0	0,5	26,5	0,05	
1870	1751,8	4,6	0,046	0,638	0,019	0,2	0,375—2,0	0,5	18,0	0,06	8,7
1874 М **	1791,4	5,6	—	0,026	0,83	0,5	1,0—5,0	1,25	23,5	0,526	
1874	1791,4	5,6	—	0,026	0,83	0,1	1,0—5,0	2,0	46,5	0,27	

* Здесь и далее λ — структурный литологический коэффициент. ** Параллельный опыт на плотных разностях

щин, заполненных битумом, значения краевого угла смачивания увеличиваются до 80—100 и 120°.

Кривые распределения поровых каналов по размерам для известняков, характеризующихся величиной открытой пористости 3—6 %, существенно отличаются от описанных выше (рис. 33). Максимум кривой смещается в область радиусов поровых каналов 0,1—0,25 мкм, значительно сокращается содержание микропор (до 25—60 %). В некоторых разностях около 75 % емкостного пространства представлено макропорами, среди которых отмечены поры радиусами до 5—8 мкм. Емкость матрицы по данным ртутной порометрии составляет 0,0171—0,03526 см³/г. Несколько улучшаются фильтрационные показатели. Если у описанных выше пород емкостью до 3 % матрица практически непроницаема, а вся фильтрация газа осуществляется только по микротрещинам различной раскрытости, то изученные известняки с открытой пористостью от 3 до 6 % характеризуются значениями коэффициента проницаемости матрицы до $1 \cdot 10^{-15}$ м². Теоретические величины проницаемости при установленных размерах пор у отдельных разностей достигают $(2 \div 4) \cdot 10^{-15}$ м², однако сложное строение порового пространства обуславливает более низкие фактические значения.

Существенно отличаются описываемые стужково-органогенно-детритовые известняки как по физико-химическим свойствам минеральной поверхности, так и по величине удельной поверхности. Помимо значительного увеличения внутренней поверхности известняков до 1,04—2,16 м²/г отмечается изменение угла смачиваемости. Гидрофобизация поверхности обусловлена не минеральным составом пород, а наличием в поровом пространстве битумов. За счет сорбции углеводородных компонентов произошло некоторое изменение поверхностных свойств породы, ее гидрофобизация, что привело к ухудшению смачиваемости минералов водой. Значения краевых углов смачивания 85—121°.

Дальнейшее увеличение суммарной емкости матрицы происходит в основном за счет формирования более крупнопоровой структуры. Эта тенденция хорошо заметна у известняков, характеризующихся величиной открытой пористости выше 6 % (см. рис. 33). Процентное содержание микропоровых каналов радиусом менее 1 мкм в указанных разностях снижается и не превышает 35 %, значительный объем составляют пустоты с радиусами от 0,5 до 50 мкм. Высокопористые —10—17,6 % и проницаемые — $(43 \div 541) \cdot 10^{-16}$ м² породы представлены фораминиферо-полидетритовыми и водорослевыми известняками, в различной степени перекристаллизованными. Строение порового пространства довольно сложное: отдельные крупные поры соединяются между собой тонкими каналами, отмечаются поровые каналы размером до 40—50 мкм. Средний радиус фильтрующих пор 20 мкм. Присутствие в породе крупных пор даже в малых количествах (2,5—5,0 %) значительно улучшает ее фильтрационные свойства (табл. 9). Изменения строения порового пространства отражаются

и на величине удельной поверхности породы. Незначительное содержание микропор и преобладание макропор явилось причиной небольшой величины внутренней удельной поверхности ($1,09—1,86 \text{ м}^2/\text{г}$). В то же время участие в фильтрации практически всех каналов обусловило наличие в поровом пространстве пород битумов, что сказалось и на физико-химических свойствах поверхности известняков. Анализ изменения краевого угла смачивания

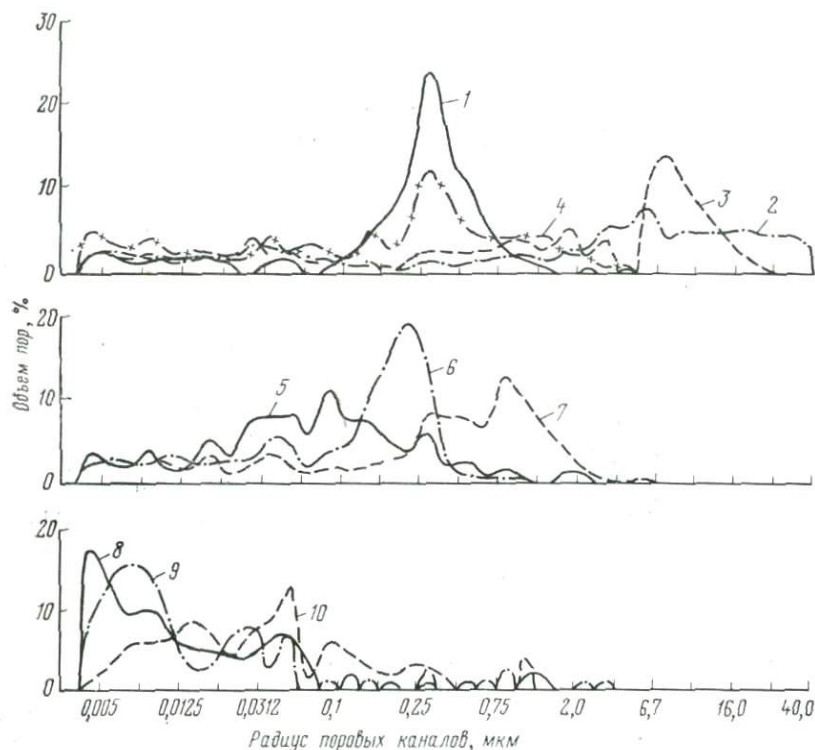


Рис. 33. Распределение поровых каналов в породах с различной пористостью Оренбургского газоконденсатного месторождения (скв. 9)

1 — $m=8,2\%$, $k_{\text{пр}}=0,146 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 2 — $m=10,0\%$, $k_{\text{пр}}=18,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 3 — $m=17,6\%$, $k_{\text{пр}}=51,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 4 — $m=9,7\%$, $k_{\text{пр}}=0,521 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 5 — $m=2,9\%$, $k_{\text{пр}}=1,8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 6 — $m=3,3\%$, $k_{\text{пр}}=0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 7 — $m=6\%$, $k_{\text{пр}}=0,826 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 8 — $m=0,7\%$, $k_{\text{пр}}=0,472 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 9 — $m=1,8\%$, $k_{\text{пр}}=1,09 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 10 — $m=1,1\%$, $k_{\text{пр}}=1,8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

в породах с различной пористостью (скв. 9 и 362) показал, что все высокопористые разности характеризуются значительной гидрофобизацией поверхности. По мере увеличения открытой пористости от 6 до 18 % значения краевого угла смачивания постепенно возрастают от 89 до 120° , что указывает на значительно бóльшую гидрофобизацию высокопористых проницаемых пород.

Таким образом, исследование структуры порового пространства известняков, слагающих продуктивную толщу Оренбургского газоконденсатного месторождения, доказывает неоднородное их

Характеристика порового пространства пористо-проницаемых разностей известняков Оренбургского газоконденсатного месторождения по данным ртутной порометрии

Глубина отбора образцов, м	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-15} м ²	Остаточная водонасыщенность, %	Средний радиус открытых пор, мкм	Диапазон радиусов фильтрующих пор, мкм	Средний радиус фильтрующих пор, мкм	Содержание пор с радиусом < 0,1 мкм, %	Теоретическая проницаемость при $\lambda = 0,071 \cdot 10^{-15}$ м ²
Скв. 9								
1820,6	9,5	10,7	19,8	3,75	12,5—32,0	20,0	22,5	155,4
1807,7	17,6	54,0	15,8	2,0	8,0—25,0	10,0	20,5	87,0
Скв. 42								
1865,7	12,1	15,6	26,5	1,25	5,0—20,0	8,0	27,5	26,3
Скв. 362								
1810,5	9,9	0,52	23,7	0,25	0,75—5,0	1,0	24,0	0,73
1836,4	11,1	0,308	20,8	0,75	1,0—5,0	1,25	20,5	1,826
1860,5	12,0	0,157	26,0	0,25	0,375—3,75	0,5	11,5	0,229

строение и наличие микро- и макропоровых разностей. Низкопористые (до 3 %) известняки отличаются преобладанием микропор, которые полностью насыщены водой. Основными путями для фильтрации и аккумуляции газа служат открытые трещины. Матрица пород с емкостью от 3 до 6 % в зависимости от преобладания макро- или микропор при наличии трещин может содержать газ или воду.

Различные пути миграции углеводородов, обусловленные наличием трещин, микро- и макропористых разностей известняков, и сорбция полярных компонентов нефти породой явились причиной неоднородного характера поверхностных свойств карбонатных коллекторов Оренбургского месторождения. При разработке месторождений необходимо учитывать существенную гидрофобизацию пород с преобладающим развитием крупных пор и трещиноватых разностей.

Пористо-каверновые известняки месторождения Северный Денгизкуль в скв. 4 (см. рис. 30) характеризуются совершенно иными значениями структурных параметров по сравнению с породами Оренбургского месторождения (см. рис. 33). Средний радиус фильтрующих пор даже у органогенных известняков последнего с проницаемостью $54 \cdot 10^{-15}$ м² составляет 10 мкм, а число мелких пор с радиусом менее 0,1 мкм равно 20,5 %. Породы месторождения Денгизкуль с теми же значениями пористости (15,6 %) при проницаемости $21 \cdot 10^{-15}$ м² имеют близкие характеристики —

Характеристика порового пространства пористо-кавернозных разностей известняков месторождений Средней Азии по данным ртутной порометрии

Месторождение, номер скважины	Глубина отбора образцов, м	Пористость, %	Проницаемость по направлениям в 10^{-15} м ²			Остаточная водонос- ность, %	Средний радиус открытых пор, мкм	Диапазон радиусов фильтрующих пор, мкм	Средний радиус фильтрующих пор, мкм	Содержание пор с радиусом < 0,1 мкм, %	Теоретическая про- ницаемость при $\lambda = 0,071, 10^{-15}$ м ²
			I	II	III						
Урта-Булак, 28	2347,0—2351,0	8,0	89,8	—	—	21,8	0,2	8—25	12,5	41,5	55,9
Урта-Булак, 4	2498,0—2501,7	9,6	666,8	2050,0	1626,0	10,1	0,125	16—32	25	47,5	323,9
То же	2498,0—2501,7	15,9	—	221,5	—	27,2	12,5	25—50	32	26,5	2804,0
Гумбулак, 13	2256,2—2260,2	16,2	434,4	800,0	829,5	12,7	3,75	12,5—32	20	33,0	547,4
Зеварды, 11	2762,0—2769,5	27,5	—	801,3	—	13,2	5,0	20—50	25	13,5	1650,3
Зеварды, 12	2800,0—2807,5	23,9	2315,1	2132,3	2288,2	3,8	10,0	20—50	32	13,0	2831
Северный Денгиз- куль, 4	2526,0—2530,0	16,4	1202,9	1248,1	1564,9	9,6	6,7	25—50	32	24,5	2111,4
То же	2530,0—2533,0	17,6	—	111,6	—	14,7	2,0	3,75—20	5	11,5	73,5
„	2563,3—2564,7	18,2	75,3	70,8	105,2	24,3	2,5	12,5—32	20	25,0	619,4
„	2564,7—2566,0	11,5	136,8	226,4	246,5	9,5	12,5	20—50	25	25,0	1314,9
„	2568,2—2570,2	15,6	17,1	—	21,3	27,7	1,25	8—32	10	15,0	224,4
„	2570,2—2571,8	13,5	162,3	2549,1	2549,1	17,4	5,0	10—32	16	25,5	383,3

средний радиус пор, определяющих фильтрацию, равен 10 мкм, поры с радиусами $< 0,1$ мкм составляют 15 % (табл. 10). Но эти пористо-кавернозные разности отличаются существенным увеличением всех структурных параметров (табл. 10): возрастает средний радиус открытых пор — до 2,0—12,5 мкм, диапазон поровых каналов, определяющих фильтрацию, колеблется от 20—35 до

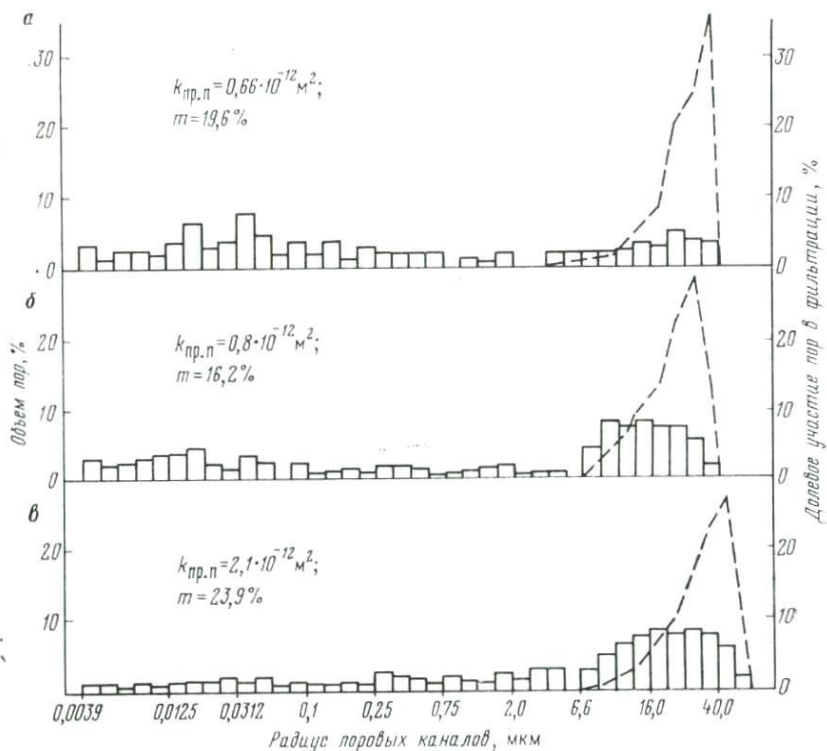


Рис. 34. Гистограммы распределения поровых каналов в пористо-кавернозных известняках месторождений Средней Азии и кривые долевого участия пор в фильтрации

Месторождения: *a* — Урта-Булак, скв. 4; *б* — Гумбулак, скв. 13; *в* — Зеварды, скв. 12

100 мкм и наиболее отчетливо видно резкое увеличение средних значений фильтрующих пор. В породах, проницаемость которых достигает 10^{-13} м^2 , средний диаметр этих пор равен 40 мкм, а при проницаемости 10^{-12} м^2 и более он возрастает до 50—65 мкм.

Важно подчеркнуть, что резко сокращается процентное содержание пор с радиусами менее 0,1 мкм, которые в основном определяют содержание остаточной воды. В плотных, низкопористых известняках Оренбургского месторождения содержание тонких пор составляет 25—50 % и более (см. табл. 8), а в пористо-кавернозных разностях месторождений Северный Денгизкуль и Гумбулак оно не свыше 33 % (см. табл. 10, рис. 34). Исключением

являются два образца месторождения Урта-Булак, но, судя по резкому несоответствию значений теоретической и экспериментальной проницаемости, порометрическая кривая была снята с более плотной разности. Об этом же свидетельствует величина остаточной водонасыщенности, определенная центрифугированием и равная 21,8 %, в то время как содержание пор менее 0,1 мкм достигает 41,5 %.

Сравнительный анализ порометрических кривых отражает постепенное возрастание фильтрационных свойств по мере увеличения размеров поровых каналов, соединительных пережимов и упрощения строения порового пространства. Одновременно этот процесс сопровождается общим уменьшением числа мелких пор — с размерами менее 0,1 мкм, которые, как правило, заполнены остаточным флюидом.

§ 4. Исследования особенностей строения сложных коллекторов с помощью ультразвукового метода

Скорость прохождения волн зависит от упругих свойств, вещественного состава минералов, составляющих породу, взаимного расположения обломков и кристаллов, степени цементации пород, а также от строения пустот, свойств флюидов и газов, заполняющих эти пустоты. Большое число факторов, влияющих на скорость распространения упругих колебаний, свидетельствует о значительной изменчивости скоростных характеристик и ставит задачи выяснения влияния основных показателей, определяющих принадлежность породы к коллекторам, и возможности оценки различной степени трещиноватости в этих породах.

Применение ультразвука для изучения особенностей структуры пород и их пустотного пространства основано на знании свойств и закономерностей распространения упругих колебаний в различных средах. С целью выявления неоднородностей строения емкостного пространства карбонатных пород исследования были проведены на образцах кубической формы относительно большого размера с гранью 5 см². Эксперименты осуществлялись на дефектоскопе УДМ-1м по двухщуповой системе с использованием метода сквозного прозвучивания. В стандартный серийный прибор были внесены конструктивные изменения, позволяющие более точно определять время пробега упругих волн и четко замерять начальный и донный сигналы при работе на частоте 0,4 МГц.

Для закрепления щупов был изготовлен специальный зажим, который обеспечил тесный контакт их с исследуемым образцом и возможность соосного расположения щупов для облегчения работы оператора. С помощью электронного частотомера производился более точный замер времени пробега волны.

Используя метод сквозного прозвучивания, целесообразно на одном и том же образце измерять три характеристики — изменение скорости распространения продольных волн в трех взаимно перпендикулярных направлениях. Сравнение скоростных харак-

теристик породы по напластованию позволяет судить о неоднородности пустот и наличии трещин, так как состав и текстурно-структурные свойства пород одинаковы. Развитие широких микро-трещин, присутствие минеральных включений, заполнение пор, каверн и трещин солью или окисленным битумом — все это неоднозначно сказывается на скоростных параметрах и характеризует изменчивость упругих свойств пластов. Изучение скорости прохождения ультразвуковых волн в различных направлениях дает возможность получить наиболее полную оценку особенностей порового пространства, выявить преимущественное развитие пор, трещин или каверн, оценить ориентировку фильтрующих трещин и выделить интервалы, развития максимальной трещиноватости.

Определение средней скорости распространения упругих волн в плотных разностях, лишенных каких-либо пустот, позволило оценить уменьшение скорости в породах одинакового литологического состава, но отличающихся наличием трещин. Этот показатель был использован для установления степени нарушенности пород.

Условный коэффициент относительной трещиноватости представляет собой отношение скорости прохождения ультразвука в породе, содержащей микротрещины, к скорости ультразвуковых волн в монолитной породе того же состава без трещин. С помощью этого коэффициента можно подразделить относительно однородный карбонатный разрез по интенсивности развития трещин, проследить изменения трещиноватости в природном резервуаре, выделить интервалы максимального их развития, определить ориентировку основных направлений трещин. Не меньшую информацию можно получить о различном характере постседиментационных изменений пород, так как при прочих равных параметрах рассеяние и затухание волн обусловлено текстурно-структурными свойствами карбонатных пород. Особенно отчетливо это проявилось при изучении карбонатной толщи Оренбургского газоконденсатного месторождения, поскольку в разрезе преобладают чистые известняки, лишенные глинистой примеси, и практически отсутствует значительная доломитизация пород.

Интересно проследить характер изменения скоростных характеристик на образцах, насыщенных минерализованной водой, керосином, и воздушно сухих. Эти эксперименты дают возможность установить влияние различных флюидов и показать, что в коллекторах различного типа морфология пустот играет немаловажное значение в распространении в них упругих волн.

Акустические свойства карбонатных коллекторов различного типа, насыщенных флюидами

Карбонатные породы представляют собой неоднородные, сложно построенные пористые среды с пустотами в виде пор, трещин и каверн, в естественных условиях заполненные одним из флюидов — водой, нефтью или газом. Как известно, в зависимости от

величины и характера пустотного пространства, типа заполнителя и степени насыщения литологические разности пород характеризуются различными значениями скоростей упругих волн.

Многие исследователи занимались изучением упругих свойств горных пород с учетом их неоднородности и флюидонасыщенности, т. е. в зависимости от состава, физико-химических свойств и структуры скелета, объемного соотношения фаз, заполняющих пустоты, а также от свойств заполнителей. Результаты изучения скоростей распространения упругих волн в пористых средах различного состава, содержащих жидкости, освещены в работах Ю. В. Ризниченко (1949), В. Б. Соллогуба (1958 г.), Р. В. Калининой (1959 г.), Л. С. Полак и М. Б. Рапопорт (1961 г.), К. И. Багринцевой (1963, 1970, 1977 гг.), Г. И. Петкевич и Т. З. Вербицкого (1965, 1970 гг.), Н. Б. Дортман и др. (1976 г.).

Г. И. Петкевич и Т. З. Вербицкий (1965 г.) показали, что пористые среды, насыщенные различными заполнителями, дифференцируются по скоростям упругих волн при изменении состава и степени цементированности твердого скелета, пористости, типа заполнителя и степени насыщения. Закономерного изменения скорости при насыщении породы водой в зависимости от пористости ими не установлено.

Более сложный характер изменения упругих свойств горных пород с различными типами пустотного пространства при насыщении их разными заполнителями отмечала Н. Б. Дортман (1976 г.). Ею установлено, что водонасыщенные трещиноватые породы характеризуются более высокими значениями скорости продольных волн и меньшей анизотропией, чем газонасыщенные. Изолированные поры, поровые каналы, по мнению Н. Б. Дортман, не оказывают существенного влияния на упругие свойства пород. В. А. Гаранин (1970 г.) показал, что различия скоростных характеристик в нефте- и водонасыщенных песчаниках колеблются от 2 до 6 % в зависимости от пористости. Г. М. Авчан (1972 г.) выяснил, что с увеличением эффективного давления различия этих скоростей уменьшаются.

К. И. Багринцевой (1970—1978 гг.) проведены лабораторные опыты на различных карбонатных породах и установлено влияние типа пустот на скорость распространения продольных волн. В 1975 г. при прозвучивании сухих и флюидонасыщенных образцов применялся один и тот же кернодержатель, что затрудняло оценку скоростей в пористо-кавернозных разностях, поскольку происходило гравитационное вытекание флюида из каверн, в результате появлялись погрешности в определениях и создавались трудности при работе. В настоящее время разработаны и изготовлены специальные ванночки с вмонтированными в них датчиками, которые позволяют прозвучивать насыщенные образцы, помещая их непосредственно в соответствующую жидкость. Это значительно повысило точность измерения скоростных характеристик, особенно в разностях со сложной структурой пустот, наличием каверн и широких трещин.

Исследования проводились на кубиках с гранью 5 см², вырезанных из керна при помощи алмазной пилы без нарушения естественной трещиноватости. Для улучшения акустического контакта образца с ультразвуковым датчиком торцевые стенки кубика шлифовались. Поправки за задержку импульса в ультразвуковой аппаратуре и в пьезоэлектрических датчиках определялись с помощью эталонных кубиков из плексигласа.

В лаборатории были поставлены эксперименты по определению скорости ультразвуковых волн в карбонатных породах-коллекторах различного типа, которые насыщались минерализованной водой, люминофором и керосином. Насыщение образцов проводилось под вакуумом по методике Преображенского, что позволило оценить объем пустот (пор, каверн или трещин). Изучение карбонатных пород, отобранных из продуктивных толщ различных месторождений газа и нефти, дало возможность установить влияние вещественного состава, различных видов пустот и различных заполнителей на величину скорости, т. е. проследить характер изменения упругих свойств в коллекторах порового, трещинного и кавернового типов.

Из экспериментальных данных, приведенных в табл. 11, следует, что скорость упругих волн в образцах пород, насыщенных флюидами, всегда выше, чем в соответствующих сухих образцах. Возрастание скорости продольных волн при насыщении пород жидкостью объясняется значительно большим различием в объемной упругости газовой и твердой фаз породы, чем твердой и жидкой. Как показывают результаты измерений, скорости упругих волн в образцах пород, насыщенных минерализованной водой, обычно намного выше, чем в этих же образцах, насыщенных керосином. Однако эта закономерность отмечается не повсеместно.

Скорость распространения продольных волн увеличивается при насыщении образцов флюидами весьма значительно — от 300 до 2000 м/с. Столь значительные расхождения обусловлены существенными различиями в морфологии пустот.

Для различных типов пород характер изменения скорости неодинаков и зависит от типа пустотного пространства, соотношения твердой и жидкой фаз, физико-химических свойств и структуры пород.

В кавернозно-пористых известняках месторождения Зеварды (рис. 35) скорость продольных волн в сухих образцах изменяется от 2234 до 5033 м/с. При уменьшении пористости вследствие насыщения известняков керосином или водой скорость соответственно возрастает в среднем на 300—500 м/с, что составляет 7—13 %. По составу это известняки водорослевые и комковато-водорослевые, сильно пористые, с размерами пустот от 4 до 5—7 мм. Открытая пористость составляет 8—28 %, проницаемость достигает $3 \cdot 10^{-12}$ м².

Наименьшее увеличение скорости продольных волн отмечается у известняков с большим количеством каверн, т. е. с повышенной емкостью пустот, что можно объяснить прохождением части

Скорость распространения ультразвуковых волн v (м/с) в карбонатных породах Оренбургского газоконденсатного месторождения (скв. 9) по направлениям * I, II, III при различном их насыщении

Глубина отбора образцов, м	Пористость, %	v в воздушно сухих образцах			v в водонасыщенных образцах			v в насыщенных керосином образцах		
		I	II	III	I	II	III	I	II	III

Трещиноватые породы

1833,2	4,03	3934	3672	3871	4898	4608	4800	4706	4434	4615
1786,3	1,44	3359	4149	4205	5642	5904	5792	5537	5685	5792
1783,6	0,58	5237	5220	5100	5618	5923	5774	5522	5811	5666
1782,6	3,02	4292	4522	4377	5518	5411	5491	5237	5136	5207
1781,4	2,96	3529	3500	3788	5172	5133	5224	4918	5133	4967
1779,2	1,80	3266	3356	3211	5593	5298	5259	5117	5119	5083
1759,9	2,33	3846	3725	3910	5357	5321	5351	5263	5228	5259
1751,6	0,71	3950	4302	4088	5386	5429	5419	5267	5182	5295
1752,5	0,88	4373	4254	4364	5745	5588	5760	5528	5377	5538
1747,1	1,09	4968	5083	5119	5923	5865	5922	5811	5755	5808
1745,8	0,59	4478	4621	4719	6078	5865	5922	5741	5755	5698
1724,1	0,97	3770	3538	3915	5609	5349	5634	5349	5227	5372
1721,7	0,93	4621	4582	4692	5446	5625	5755	5351	5482	5648
1713,3	0,79	3093	3268	3406	5395	5273	5465	5395	5273	5465

Пористые породы

1492,6	22,54	2813	2800	2951	3214	3370	3462	3158	3250	3333
1495,8	20,21	2727	2769	2857	3529	3529	3529	3396	3396	3396
1648,7	13,22	3600	3673	3529	4737	4865	4615	4500	4500	4390
1649,8	10,81	3750	3673	3750	4390	4285	4390	4390	4285	4390
1657,3	10,14	4000	3829	3913	5455	5000	5143	4736	4865	4736
1657,8	22,28	2857	3017	2662	3333	4209	4114	3103	3352	3291
1668,4	18,87	2841	2813	2903	3442	3333	3829	3086	3051	3272
1670,3	20,08	2951	2903	3051	3600	3529	3600	3333	3158	3051
1670,9	11,09	3158	3214	3333	4390	4390	4737	3750	3750	3829
1671,7	27,11	2647	2727	2727	3103	3158	3158	2813	2903	2857
1676,3	16,30	2521	2557	2571	3509	3442	3529	3086	3034	3103
1698,8	6,76	4000	4186	3935	5294	5294	5171	4390	4390	4400
1808,7	8,83	3621	3522	3662	4426	4550	4570	4268	4292	4327
1822,7	10,89	3700	3654	3566	4452	4318	4295	4156	4042	4021
1825,0	7,57	3704	3311	3636	4651	4298	4444	4444	4122	4167
1833,8	7,41	3850	3898	3790	4620	4509	4608	4358	4423	4519
1836,0	7,17	3348	3500	3590	4529	4308	4346	4428	4226	4185
1840,0	7,60	3846	3755	3773	4884	4523	4545	4444	4326	4348
1841,7	6,39	3633	3403	3482	4376	4307	9200	4200	4058	4118
1843,5	6,36	4468	4565	4565	5122	5250	5250	5000	5122	5122

* Здесь и далее приводятся значения скорости распространения ультразвуковых волн по направлениям: I — перпендикулярному к напластованию; II, III — параллельным ему.

упругой волны непосредственно по заполнителю; в результате влияния упругих свойств флюида резко снижаются скоростные характеристики пористо-кавернозных разностей. Это коллекторы с очень высокими фильтрационно-емкостными свойствами, с развитием унаследованной кавернозности.

Совершенно иной характер изменения скорости распространения продольных волн при насыщении установлен для трещиноватых доломитов Вишанского месторождения в Белоруссии. Доломиты известковистые с отдельными пористыми зонами, сильно трещиноватые, средняя раскрытость трещин до 0,03 мм. В сухих образцах отмечается большой разброс значений скорости ультразвуковых колебаний по двум взаимно перпендикулярным направлениям вследствие развития трещин различной ориентировки, а главное значительной раскрытости (рис. 36, а). Скорость изменяется от 2,6 до 5,5 км/с (табл. 12). Скоростные характеристики очень низки для непористых доломитов.

При насыщении трещиноватых доломитов водой или керосином резко сокращается время пробега волны и значения скорости продольных волн в двух взаимно перпендикулярных направлениях практически одинаковы. Отмечается резкое возрастание значений скорости до 4,5—6,3 км/с при насыщении керосином и до 5,1—6,5 км/с при насыщении водой. Столь высокое — на 30—40 % — повышение скорости по отношению к скорости воздушно сухих образцов обусловлено наличием крупных пористо-кавернозных пустот, соединенных, трещинами значительной раскрытости.

Из графика на рис. 36, б видно, что состав насыщающей жидкости оказывает существенное влияние на величину скорости упругих волн. Разница скоростей продольных волн в водо- и керосино-насыщенных доломитах Вишанского нефтяного месторождения достигает 0,8—1,0 км/с при отличии величин скоростей в самих жидкостях всего 200 м/с. Очевидно, частично это объясняется присутствием в породах большого количества солей, в результате чего повышается концентрация заполняющего пустоты раствора и резко возрастает скорость ультразвуковых волн; основное же влияние на повышение скоростей оказывает вещественный состав — мелкозернистые доломиты, т. е. более монолитные разности.

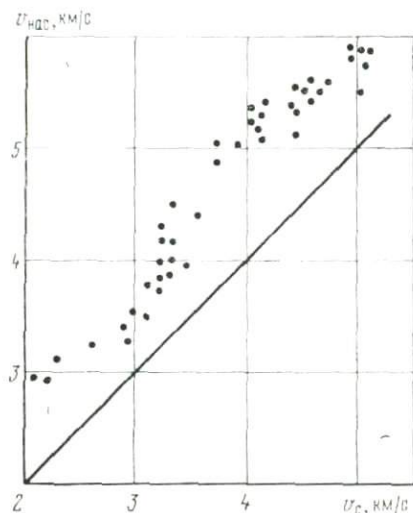


Рис. 35. Изменение скорости распространения ультразвуковых волн в пористо-кавернозных известняках месторождений Средней Азии (Зеварды, Урта-Булак), насыщенных водой ($v_{нас}$) и воздушно сухих (v_c)

Скорость распространения ультразвуковых волн v (м/с)
в трещиноватых доломитах Вишанского месторождения
по направлениям I, II, III при различном их насыщении

Интервал отбора образцов, м	Пористость, %	v в воздушно сухих образцах			v в насыщенных керосином образцах			v в водонасыщенных образцах		
		I	II	III	I	II	III	I	II	III
2754,4–2761,7	3,8	4286	4485	4412	5085	5351	5660	5769	5920	6122
2754,4–2761,7	3,9	4478	4391	4379	5455	5611	5593	5556	5941	5808
2754,4–2761,7	1,3	5326	5462	5337	5884	5976	5964	6171	6350	6259
2754,4–2761,7	4,5	4039	4338	4296	5117	5310	5169	5904	6039	5980
2762,7–2767,7	1,0	4456	4391	4471	6060	5941	6080	6380	6347	6309
2762,7–2767,7	1,4	4205	4040	4264	5904	5826	6019	6332	6313	6374
2762,7–2767,7	1,7	4552	4522	4591	5754	5717	5611	6100	6313	6447
2667,7–2772,7	1,0	4420	4329	4420	6010	6080	6010	6354	6313	6354
2786,7–2791,7	1,0	4489	4762	4523	5016	5010	5078	5179	5263	5263
2786,7–2791,7	0,5	2822	2913	3009	4507	4688	4582	5298	5455	5386
2786,7–2791,7	1,7	5000	4951	4552	5755	5698	5648	6354	6326	6100
2786,7–2791,7	2,3	4537	4576	4646	5629	5808	5808	6333	6292	6565
2804,7–2811,8	1,0	3897	4873	4825	5333	5792	5736	5736	6332	6309
2804,7–2811,8	1,5	2646	4492	4631	5086	5602	5802	5116	5902	6020
2811,8–2822,0	0,6	5207	5351	5224	6163	6024	6013	6323	6332	6396
2811,8–2822,0	4,4	4222	4178	4027	5241	5259	5119	6080	5980	5808
2816,0–2822,0	4,2	4841	4734	4839	5259	5411	5556	6054	6013	6083

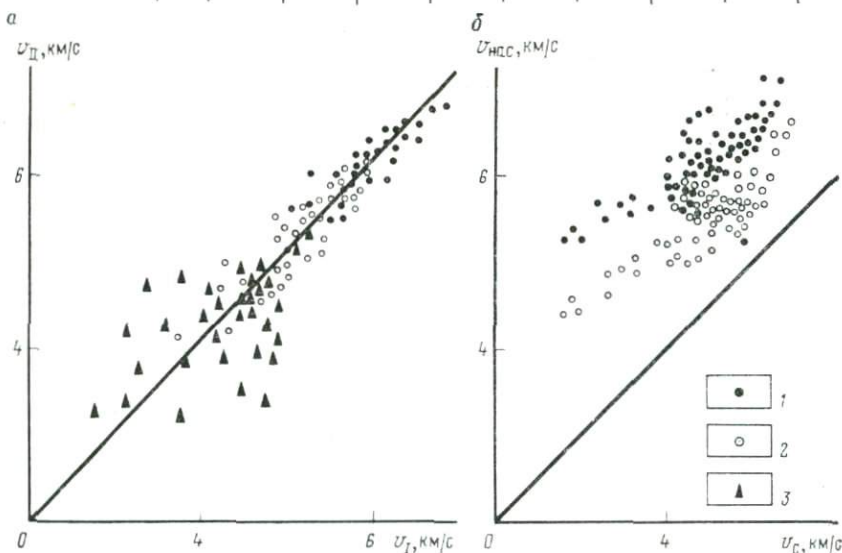


Рис. 36. Изменение скорости распространения продольных волн в трещиноватых доломитах Вишанского месторождения:

а — в направлениях, перпендикулярном к напластованию (v_l) и параллельном ему (v_{pl});
б — в сухих (v_c) и насыщенных ($v_{нас}$) различными флюидами.

Образцы: 1 — насыщенные водой; 2 — насыщенные керосином; 3 — воздушно сухие

Существенное различие рассмотренных пород заключается в наличии каверн в плотной матрице доломитов Вишанского месторождения и в пористой матрице — Зевардинского.

Для оценки влияния строения пустотного пространства на характер изменения упругих свойств пород при насыщении их различными жидкостями было проведено сопоставление скоростей продольных волн в пористых и трещиноватых известняках Оренбургского и Давыдовского (Белоруссия) месторождений (рис. 37).

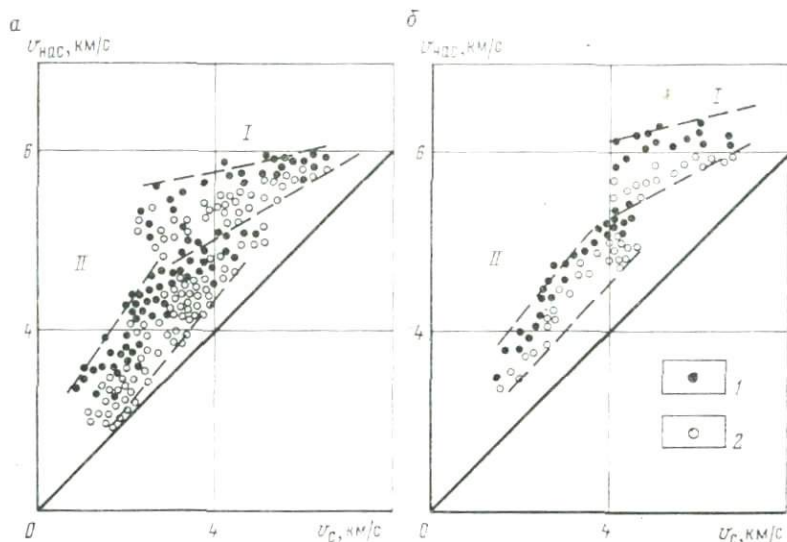


Рис. 37. Различный характер изменения скорости распространения ультразвуковых колебаний в сухих (v_c) и насыщенных (v_{nac}) различными флюидами пористых и трещиноватых породах Оренбургского (а) и Давыдовского (б) месторождений

Зоны распространения коллекторов: I — трещинных; II — поровых.
Образцы, насыщенные: 1 — водой; 2 — керосином

Относительное увеличение скорости ультразвуковых колебаний при насыщении пород флюидами различно для коллекторов порового и трещинного типов. В трещиноватых породах изменения более существенны и достигают 20—30 %, причем пределы зависят от емкости пустот и интенсивности развития трещин. В коллекторах порового типа возрастание скорости происходит равномерно, при этом сохраняется тот же характер зависимости скорости от величины пористости. В целом для этих двух месторождений сохраняется общая направленность изменения скоростных характеристик: в породах порового типа они имеют более низкие значения, чем в трещиноватых разностях. Известняки продуктивной толщи Давыдовского месторождения при насыщении их водой отличаются большим увеличением скоростей, чем породы Оренбургского месторождения, в которых за счет неравномерного распределения битума наблюдается относительная гидрофобиза-

ция поверхности. Очевидно, именно вследствие этого отмечается непостоянная направленность изменения скоростей: в одних разностях максимальные значения устанавливаются при насыщении водой, в других — при пропитке керосином (см. табл. 11). Изучение пористых и трещиноватых известняков Оренбургского месторождения выявило их существенное различие. На графике рис. 37, а отчетливо выделяются две зоны с различным характером изменения скорости ультразвуковых волн.

I — зона развития трещиноватых разностей, которые по сравнению с пористыми породами имеют более высокие значения скорости при насыщении водой и керосином. Емкость этих пород

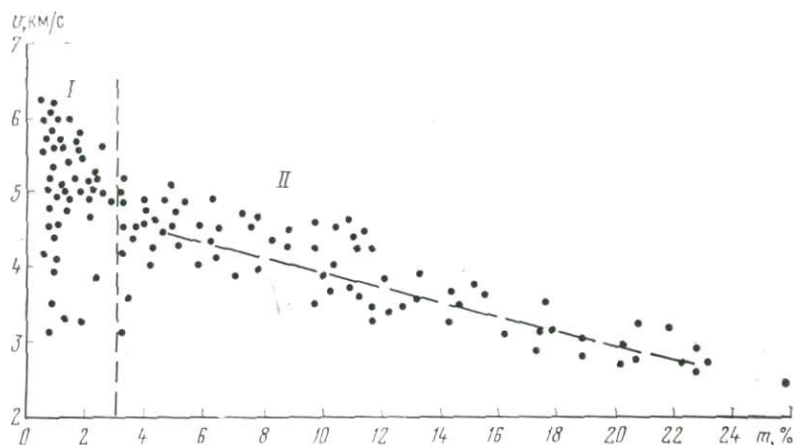


Рис. 38. График зависимости скорости распространения ультразвуковых волн v от величины открытой пористости m в карбонатных породах Оренбургского месторождения (скв. 9)

Зоны распространения коллекторов: I — трещинных; II — поровых и трещинно-поровых

1—4 %. Разброс точек в зоне I уменьшается соответственно увеличению скоростных характеристик, что обусловлено уменьшением числа трещин и их раскрытости. В таких слаботрещиноватых породах сухие и насыщенные образцы имеют еще меньшую емкость, редко достигающую 1 %, и относительно более плотную матрицу.

II — зона преобладающего развития пористых пород, емкость которых колеблется от 6 до 22,5 %, а скорость звука соответственно изменяется от 3633 до 2813 м/с; естественно, что наблюдается определенный разброс значений, так как карбонатные коллекторы Оренбургского месторождения отличаются неоднородным строением порового пространства. На графиках рис. 37, а и 38 видна обратная линейная зависимость между величиной открытой пористости и скоростью распространения ультразвука. Чем меньше величина открытой пористости, тем значительнее разброс точек, характеризующих скорость распространения волн. Следует напомнить, что при исследовании структуры порового

строения в разностях с пористостью 8—10 % наблюдались двух- и трехвершинные кривые распределения пор, т. е. такие породы имеют очень сложное строение пористой среды, а это, естественно, сказывается и на их акустических свойствах.

Аналогичный характер изменения величины скоростей распространения продольных волн свойствен пористым и трещиноватым разностям известняков Давыдовского нефтяного месторождения (см. рис. 37, б). В целом известняки здесь более плотные, нефтенасыщенные, отличаются более высокими скоростями распространения ультразвуковых волн, но на графике рис. 37, б также отчетливо выделяются две зоны, характеризующие коллекторы порового и трещинного типов.

Таким образом, особенности строения пустотного пространства, выражающиеся в преимущественном развитии пор, каверн или трещин, сказываются на характере изменения скорости продольных волн при насыщении пород флюидами.

Насыщение различными флюидами пористо-кавернозных разностей с унаследованной кавернозностью, свойственной коллекторам I—II класса, проявляется более резко, так как упругие волны, распространяясь по флюиду, характеризуются в целом меньшим увеличением скорости. Очень важное значение при этом имеют строение, размеры, сообщаемость пор и каверн и общий объем пустот. При выделении коллекторов этого типа по материалам акустического каротажа следует иметь в виду значительное влияние состава заполняющего флюида на скоростные характеристики.

Степень увеличения скорости упругих волн при насыщении пород жидкостью для коллекторов различных типов неодинакова и зависит от морфологии и сложности строения пустотного пространства, что позволяет рекомендовать рассмотренный метод для четкого определения типа коллектора.

Оценка трещиноватости пород по скорости распространения ультразвуковых волн

Монолитные, пористо-кавернозные, пористые и трещиноватые карбонатные породы характеризуются существенно различными упругими свойствами.

Сопоставление скорости прохождения ультразвуковых колебаний в карбонатных коллекторах порового типа с открытой пористостью показывает, что между ними наблюдается обратная линейная зависимость. Скорость ультразвука уменьшается по мере увеличения пористости пород при условии сохранения постоянными других свойств. Открытая пористость карбонатных коллекторов порового типа меняется от 6 до 22—30 %. Как показали опыты, известняки с пористостью 15—20 % характеризуются скоростью звука 2,5—3,0 км/с, в более плотных породах скорость распространения ультразвуковых волн увеличивается до 5,0—5,5 км/с; доломиты, как правило, отличаются более высокими ее значениями — свыше 6 км/с.

Карбонатные коллекторы порового типа, несмотря на относительную изотропность упругих свойств, имеют неодинаковые пределы изменения скорости при одной и той же величине открытой пористости. Так, из табл. 13 видно, что изученные породы Оренбургского газоконденсатного, Давыдовского и Вишанского нефтяных и Зевардинского газового месторождений характеризуются различными предельными значениями скоростей при равных значениях пористости. Это прежде всего определяется особенностями литологического состава, плотностью, степенью перекристаллизации пород и составом минералов, заполняющих пустоты. Немаловажную роль в изменениях скорости распространения упругих волн играют наличие битума и характер его распределения.

Таблица 13

Диапазон изменения скорости распространения упругих волн v (км/с)
в карбонатных породах с различным строением пустот

Месторождение; порода	Тип коллектора	Пределы пористос- ти, %	v в образцах		
			воздушно сухих	насыщен- ных керосином	водонасыщен- ных
Зевардинское; из- вестняки	Каверново-поро- вый	6—28	2,2—5,0	2,8—5,5	3,1—5,8
Давыдовское; из- вестняки	Поровый	6—18	2,8—4,3	3,3—5,0	3,0—5,0
Вишанское; доло- миты	Трещинный	1—5	3,8—5,0	5,2—6,0	5,8—6,5
	Каверново-трещин- ный	0,5—4,4	3,6—5,0	5,0—6,2	5,8—7,0
Оренбургское, скв. 9; извест- няки	Поровый	6—27	2,5—4,5	2,8—5,0	3,2—5,2
	Трещинный	0,5—4	3,1—5,4	4,8—5,8	5,1—6,0

Разброс экспериментальных точек по замеру скоростей (см. рис. 38) даже для пористых разностей одного и того же месторождения, например Оренбургского, свидетельствует о влиянии на величину скорости текстурно-структурных особенностей пород и о сильной изменчивости и неоднородности геометрии порового пространства карбонатных пород.

Карбонатные разности, обладающие очень низкой открытой пористостью (менее 3 %), отличаются некоторыми специфическими особенностями распространения в них упругих колебаний. Они характеризуются очень высокой скоростью — 5,0—6,0 км/с и более, если в них отсутствует микротрещиноватость, а также практически одинаковыми значениями скорости как в перпендикулярном к напластованию, так и параллельном ему направлениях. Развитие в них микротрещин различной густоты, раскрытости и ориентировки резко увеличивает время пробега волны и снижает скорость прохождения ультразвуковых волн в одном или во всех направлениях.

Карбонатные породы с наличием микротрещин характеризуются неодинаковой скоростью распространения ультразвуковых волн в параллельном напластованию и перпендикулярном к нему направлениях, причем величина скорости для одного и того же образца меняется в очень широких пределах — от 1,5 до 5,0 км/с. Очень важно, что отдельные разности пород имеют наименьшие значения скорости то в параллельном, то в перпендикулярном направлении в зависимости от густоты и ориентировки зияющих трещин. Следует подчеркнуть, что столь широкий диапазон изменения скорости наблюдается у пород, обладающих практически одинаковой и незначительной пористостью, чаще составляющей доли и единицы процента, реже достигающей 2—3 %. Следовательно, изменение времени пробега волны в низкопористых карбонатных породах связано только с наличием микротрещин различной ориентировки.

Для карбонатных коллекторов трещинного и каверново-трещинного типов доказано отсутствие обратной линейной связи между пористостью пород и скоростью звука и установлено неодинаковое влияние на скоростные параметры степени развития каверн и интенсивности развития трещин.

Анализ материала, отражающего изменение скорости прохождения ультразвуковых волн в трещиноватых карбонатных породах, показывает, что ориентировка, раскрытость и характер сообщаемости трещин неоднозначно влияют на скоростные характеристики.

Карбонатные коллекторы порово-трещинного и трещинно-порового типов характеризуются значениями открытой пористости от 4 до 6—8 % и скоростью прохождения ультразвуковых волн от 4,0 до 2,5 км/с.

На сводных разрезах, освещающих изменчивость продуктивных отложений (см. рис. 69), видно, что в карбонатных породах Оренбургского месторождения преобладают вертикальные и наклонные трещины; горизонтальные трещины или ветвящиеся имеют подчиненное значение и чаще всего присутствуют в сутуро-стилолитовых разностях. В породах Вишанского месторождения основную роль играют каналы выщелачивания; секущие трещины значительной раскрытости соединяют каверны, в основном они ориентированы в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

В карбонатных породах месторождения Саман-Тепе присутствуют преимущественно горизонтальные микротрещины. Плотные сильно перекристаллизованные трещиноватые доломиты Вуктыльского газоконденсатного месторождения характеризуются максимальным диапазоном изменения скорости — от 6,8 она уменьшается до 2,0 км/с. Такие весьма различные скоростные характеристики карбонатных пород одинакового литологического состава при одной и той же пористости 1—3 % обусловлены неодинаковой густотой трещин, а главное, значительными колебаниями раскрытости зияющих трещин — от 10 до 500 мкм.

Многие разности отличаются одновременным развитием поровых каналов и трещин с самым разнообразным соотношением объемов этих пустот.

Обработка большого экспериментального материала позволяет определить диапазон изменения скоростей в породах различного литологического состава с преобладающим развитием пор, каверн или трещин. В целом ненарушенные известняки Оренбургского месторождения отличаются большей плотностью, чем доломиты, что видно из верхних предельных значений пористости (см. табл. 13). В то же время именно эти породы характеризуются и наиболее низкими величинами скоростей, чем породы Давыдовского и Вишанского месторождений, что может быть объяснено влиянием интенсивной трещиноватости известняков. Доломиты Вишанского нефтяного месторождения обладают наиболее высокими скоростными показателями, но это четко проявляется только при анализе недеформированных пород, лишенных пустот. Сравнивая Вишанское, Давыдовское, Оренбургское и Зевардинское месторождения, можно видеть, что в породах одинакового литологического состава доминирующее влияние на упругие свойства оказывает геометрия пустот.

При прозвучивании большого числа образцов, характеризующих относительно однородный разрез толщи, рекомендуется определять среднюю скорость, которая присуща ненарушенным карбонатным породам, т. е. не содержащим трещин. Естественно, что величина средней скорости должна быть установлена для каждого исследуемого района, так как безусловно влияние вещественного состава пород и цемента, плотности, степени перекристаллизации и других свойств на распространение упругих волн в плотных монолитных породах.

Зная скорости прохождения ультразвука в породе, содержащей микротрещины, и в породе аналогичного состава, но не нарушенной трещинами можно определить условный коэффициент относительной трещиноватости. Введение этого коэффициента позволило оценить неоднородность развития трещин в исследуемом разрезе скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения и выделить горизонты наиболее трещиноватых пород. Следует отметить, что коэффициент относительной трещиноватости легко определяется для пород-коллекторов трещинного типа, поскольку они характеризуются практически одинаковой пористостью и изменением скорости распространения волн связано только с наличием трещин. Значительно сложнее установить его в случае пород-коллекторов порово-трещинного и трещинно-порового типов, так как в этих случаях снижение скоростных характеристик обусловлено как наличием сравнительно высокой пористости, так и развитием трещин различной ориентировки.

Определение коэффициента относительной трещиноватости при изучении продуктивных отложений в скв. 9, 352, 362, 96, 31 и др. Оренбургского газоконденсатного месторождения дало возможность установить наличие тонких прослоев трещиноватых

пород среди пористых и охарактеризовать зоны максимального развития трещин, которые выделены в разрезе продуктивных отложений. Привлечение метода насыщения люминофорами позволило определить морфологию, раскрытость и протяженность выявленной трещиноватости.

В настоящее время в качестве одного из стандартных методов изучения пористости карбонатных пород по разрезу скважины применяется акустический каротаж. Эффективность его использования для трещиноватых и кавернозных карбонатных пород пока еще полностью не оценена, поскольку для однозначной интерпретации материалов необходимо накопление лабораторных данных, отражающих изменение скорости в зависимости от преобладания каверн, трещин или пор. Ряд отечественных и зарубежных исследователей доказывают возможность применения акустического метода для выявления в разрезе трещиноватых и кавернозно-трещиноватых зон, однако сложное строение продуктивных пластов, неодинаковый характер их флюидонасыщенности и ряд других факторов не позволяют однозначно дифференцировать разрез по степени затухания волновой картины, которая соответствует различной интенсивности трещиноватости и кавернозности горных пород.

Результаты изучения упругих свойств трещиноватых горных пород по измерениям времени пробега упругих волн в образцах керна показали, что на изменение скорости упругих волн помимо основного фактора — пористости значительное влияние оказывает характер нарушенности пород. Установлено, что при увеличении числа трещин и особенно при значительной их раскрытости происходит резкое уменьшение скорости распространения упругих колебаний вследствие увеличения времени пробега волны. Влияние указанных параметров трещиноватости сказывается на динамической характеристике волн и проявляется иногда в полном затухании колебаний. Установить влияние интенсивности трещиноватости в трещинно-поровом и порово-трещинном типах коллекторов практически не удастся, поскольку в такой сложной среде открытая пористость, и строение пор приобретают доминирующее значение. Однако этот фактор — неодинаковая интенсивность развития трещин — вызывает резкую анизотропию трещиноватых карбонатных пород относительно их акустических свойств.

Основным признаком для выделения в разрезе скважин трещин и связанных с ними расширений (каверн) может служить значительное снижение по сравнению с плотными разностями скорости распространения продольной волны. В поровых коллекторах интервальное время распространения продольной упругой волны обычно пропорционально величине общей пористости. Эта зависимость может служить критерием как для выделения порового и каверново-порового типов коллекторов, так и для оценки открытой пористости.

Коллекторы трещинного и каверново-трещинного типов, выделенные по ускоренному затуханию упругих волн, могут быть далее

на основании фотоснимков образцов, насыщенных люминофором, подразделены на соответствующие типы путем сопоставления данных о емкости пустот, развитии трещин, наличии кавернозных участков. Для коллекторов каверново-трещинного типа коэффициенты пористости по акустическому каротажу могут быть существенно занижены, по сравнению с коэффициентом полной пустотности, так как каверны значительно удалены друг от друга и развиты в очень плотной матрице. В целом коэффициенты общей пустотности в кавернозно-трещиноватых породах, определяемые по уравнению среднего времени, часто значительно ниже коэффициентов открытой пористости и емкости трещин, определенных в лаборатории на больших образцах керна с применением специальных методических приемов заполнения каверн.

При интерпретации данных акустического каротажа важно учитывать, что в трещиноватых и кавернозных карбонатных породах наблюдаются поглощение и затухание упругих колебаний, и поэтому в таких случаях регистрируются не первые вступления звуковой волны, а последующие. Это явление устанавливается по резкому увеличению интервального времени (аномально низкие значения скорости). Проведенными опытами установлено, что наличие микротрещин в карбонатных породах уменьшает скорость распространения упругих волн, т. е. увеличивает время пробега их через образец, особенно при большом числе фильтрующих трещин. Следует иметь в виду, что скорости, полученные при лабораторных исследованиях, обычно на 20—30 % ниже скоростей, измеренных в скважинных условиях. Кроме того, при интерпретации материалов не всегда ясна причина изменения скорости — вследствие трещиноватости и кавернозности или вследствие присутствия в породах флюидов, так как водонасыщение и нефтенасыщение пластов также влияет на величину скорости прохождения упругих волн.

Результаты исследований трещиноватых карбонатных пород-коллекторов Давыдовского, Вишанского, Оренбургского, Жанажольского месторождений показали, что скорость распространения упругих волн в направлении, параллельном напластованию пород, выше скорости их распространения вкрест наслоения, если в породах присутствуют горизонтальные трещины или стилолитовые швы, и наоборот, при наличии вертикальных и наклонных трещин время пробега волны по напластованию значительно увеличивается.

Изменение структуры пустотного пространства вследствие интенсивного заполнения пор и трещин минералами, т. е. за счет влияния вторичных процессов, обуславливает увеличение скорости ультразвуковых волн, но характер этого явления неоднозначный. Величина скорости упругих волн в этом случае отражает изменение упругих свойств скелета и характер общей пустотности карбонатных пород. Зависимости скорости упругих волн от плотности и пористости в каверново-трещинно-пористом коллекторе имеют сложный характер.

§ 5. Исследования трещиноватости с применением фотографирования в скважинах

Исследования трещиноватости горных пород, извлеченных из скважины, не дают полной информации, поскольку, как правило, наиболее крупные и эффективные для фильтрации трещины не выявляются, так как по ним керн раскалывается. Из зон повышенной трещиноватости извлекают наиболее плотные обломки пород. В связи с этим, естественно, возникает необходимость непосредственного наблюдения горных пород в скважинах, что осуществляется путем спуска в скважину телевизионного или фотоустройства. Эти оптические методы, хотя тоже имеют большие недостатки, тем не менее помогают получить качественную характеристику трещиноватости, определить, как и в каком состоянии залегают породы, установить характер трещиноватости в различных интервалах скважин, т. е. проследить ее изменчивость.

Первые сведения о возможности фотографирования в скважинах и конструкция разработанной для этого камеры приведены в работе [Барстов О. Е., Брент К. М., 1957 г.]. В этой работе помещены фотографии необсаженных стенок скважин, пробуренных в известняках пермских отложений Западного Техаса, на которых хорошо видны трещины и каверны. Аналогичный по типу прибор был разработан и в СССР во ВНИИ Геофизике под руководством Т. В. Щербаковой, которая в 1960 г. сообщила о возможности применения фотокаротажа для изучения трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов [Щербакова Т. В., 1960 г.].

Как показали теоретические, промысловые и лабораторные исследования [Котяхов Ф. И., 1958 г.; Котяхов Ф. И., Серебренников С. А., Щербакова Т. В., 1961 г.; Котяхов Ф. И., Серебренников С. А., 1964 г.; Котяхов Ф. И., Сидоркин Н. А., 1967 г.], для определения коэффициента густоты трещин большой интерес представляет использование глубинного фотографирования с помощью специальных фотокамер [«Скважинная фотокамера», 1969] и телевизионных устройств [Котяхов Ф. И., Сидоркин Н. А., Зайцев Г. И., 1970 г.].

Существенным ограничением для фотокаротажа в скважинах долгое время было условие проведения замеров только в скважинах, заполненных прозрачной водой. Но в 1966 г. Дж. Е. Муллинз сообщил о разработке нового прибора, позволяющего вести съемку в скважинах, заполненных нефтью или глинистым раствором. Аналогичным устройств в СССР пока не создано, а фотографирование необсаженных стенок скважин, заполненных водой, практически не получило широкого распространения.

Фотографии карбонатных пород, полученные в разных скважинах путем глубинного фотографирования и передачи изображения на поверхность (Ф. И. Котяхов, С. А. Серебренников, Т. В. Щербакова, Н. А. Сидоркин), свидетельствуют о том, что в водных разностях преобладают вертикальные трещины, в других —

горизонтальные, в третьих отмечается сочетание вертикальных, секущих и горизонтальных.

Теоретический расчет коэффициента эффективной трещиноватости, определяемого по формулам [Котяхов Ф. И., 1969 г.; Комаров А. М., 1956 г.], показал, что условное усреднение коэффициента густоты трещин при отсутствии фактических данных может привести к завышению или занижению коэффициента эффективной трещиноватости на 25—30 %. Поэтому определение истинного коэффициента густоты трещин коллекторов по фотокартажу имеет важное значение для подсчета запасов нефти и газа в залежах.

Преимущество глубинного фотографирования горных пород в природных условиях для оценки поверхностной плотности и раскрытости трещин состоит в том, что его использование позволяет зафиксировать трещины со значительно большей раскрытостью, чем в кернах, т. е. макротрещины.

Количественная оценка распределения трещин в горных породах необходима для расчетов коэффициента трещиноватости и раскрытости трещин, для получения информации об основной направленности их по разрезу и простираанию горных пород, об их заполненности. Для получения этих сведений значительный интерес представляет визуальное изучение скважин по фотографиям, полученным с помощью глубинных фотокамер или телекамер. В исследованиях Ф. И. Котяхова и Н. А. Сидоркина использовались фотокамеры ФАС-1, СТАФ и телекамера ТАС-1.

Фотокамера ФАС-1 представляет собой герметичный снаряд диаметром 110 мм и длиной 1,5 м, который может спускаться в скважину на глубину до 3000 м (т. е. выдерживает внешнее давление до 50 МПа). Фотографирование ведется на нормальной пленке шириной 35 мм. Емкость кассет обеспечивает получение около 240 кадров за один спуск прибора в скважину. Позитивные отпечатки могут быть выполнены с любым увеличением.

Для определения коэффициента увеличения изображения по сравнению с натурой перед каждым спуском фотокамеры в скважину на пленку снимают контрольный масштабный кадр, дающий возможность измерить действительную величину изображения.

В результате фотографирования получают серию последовательно расположенных снимков, каждый из которых фиксирует участок открытого ствола скважины на определенной глубине. Периметр этого участка составляет для скважин диаметром 150 мм около $\frac{1}{9}$, а для скважин диаметром 250 мм $\frac{1}{14}$ данного интервала. Отсутствие ориентировки снимков по сторонам света и возможность свободного вращения аппарата вокруг своей оси не позволяют определить, какая именно часть разреза зафиксирована на снимке. Для устранения влияния этих особенностей фотографирования на результаты изучения распределения трещин в коллекторе проводят 2—3-кратное фотографирование в одних и тех же интервалах глубин путем повторных спусков фотоаппарата в скважину.

Конструкция фотокамеры СТАФ имеет некоторые особенности, позволяющие проводить фотографирование при внешнем давлении до 60 МПа и температуре 150°C.

Телекамера ТАС-1 диаметром 114 мм рассчитана для работы в скважинах глубиной до 2000 м при температуре до 80°C.

Поверхностная плотность трещин по фотографиям, полученным с помощью фотокамеры, определяют по формуле

$$S = k \frac{\sum a}{F},$$

где k — коэффициент увеличения снимка; $\sum a$ — суммарная протяженность видимых на снимке трещин, см; F — площадь снимка, см².

Для определения $\sum a$ на тыльной стороне фотоснимка в пределах очерченной площадки обводят все видимые трещины на копировальном столике с подсветом. Полученную систему линий обводят курвиметром, по которому находят суммарную длину трещин $\sum a$ на площади F .

По полученной информации о количестве и протяженности трещин в горных породах определяют среднюю взвешенную величину поверхностной плотности трещин и строят кривые изменения ее по мощности. Как правило, величина эта для терригенных и карбонатных пород колеблется в пределах 0,6—2,68 см/см². При $S=3$ см/см² породы достигают такой степени раздробленности, при которой возможны обрушения стенок скважины. Средняя величина S колеблется в пределах 1—2 см/см².

Исследования показывают, что наибольшая поверхностная плотность трещин приурочена к местам перегибов пластов и к сводам структур, на крыльях складок она уменьшается. Поверхностная плотность трещин обычно наибольшая для пород с трещинами малой раскрытости; для пород с трещинами большой раскрытости она значительно меньше. Продуктивность скважин в первом случае всегда меньше, чем во втором, поскольку расход жидкости зависит от величины раскрытости трещин в третьей степени.

Опыт фотографирования необсаженных стенок глубоких скважин, заполненных водой, в верхнемеловых карбонатных породах Северного Кавказа был проведен В. Л. Скарятиним с помощью прибора ФАС-1. В скважинах наблюдалось несколько видов трещин: напластования, стилолиты, мелкие и крупные тектонические, заполненные, зияющие и т. п.

Т. В. Щербакова предлагает по результатам дешифрированных фотографий вести точные количественные расчеты ширины и густоты трещин и далее вычислять их емкость и проницаемость. Однако ряд исследователей считают невозможным проведение точных вычислений, поскольку основная, влияющая на проницаемость величина раскрытости трещин определяется с большой погрешностью. Это связано с ориентировкой трещин, которые очень

редко характеризуются параллельными стенками, что не позволяет точно установить угол их наклона и определить, насколько видимая ширина отличается от истинной. Для количественной оценки интенсивности трещиноватости целесообразнее использовать величину поверхностной плотности трещин, которая является отношением суммарной их длины к площади фотографии и характеризуется размерностью см/см². Изменение поверхностной плотности трещин позволяет выделить интервалы повышенной нарушенности пород и проследить морфологию, а также построить кривые изменения интенсивности развития трещин. В этом случае дешифрирование отпечатанных в натуральную величину фотографий производится чернилами или тушью разного цвета.

Глава III

ИЗУЧЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ СВОЙСТВ ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД

§ 1. Влияние смачиваемости на распределение флюидов

Поверхностные свойства горных пород относятся к числу важнейших, определяющих природное распределение флюидов в резервуаре, возможность извлечения нефти и газа из пласта, относительную проницаемость для различных фаз и скорости движения флюидов. Явления, обусловленные молекулярно-поверхностными свойствами, играют решающую роль в процессах миграции и взаимного вытеснения нефти, воды и газа при формировании залежей.

Многочисленные работы П. А. Ребиндера, Б. В. Дерягина, М. М. Кусакова, Ш. К. Гиматудинова и других исследователей в области поверхностных явлений дают теоретическую основу для познания всей этой сложной и многообразной проблемы и позволяют использовать их результаты для практической оценки поверхностных свойств горных пород.

В 1956 г. Ф. И. Котяхов отмечал исключительно важную роль оценки смачиваемости нефтегазосодержащих пластов и подчеркивал возможность избирательного смачивания пород, которая зависит от молекулярной природы контактирующих фаз, присутствия различных поверхностно-активных веществ, их концентрации и сорбционной способности.

За геологическое время различные фазы внутри природного резервуара приходят в состояние статического равновесия в соответствии с рядом факторов, таких, как пластовые температура и давление, насыщенность, минерализация и скорость движения вод. При изменении одного из них равновесие нарушается и вся система вновь изменяется, пока не наступит новый этап относительного равновесия и стабилизации. Естественно, что за длительный геологический период пластовые условия неоднократно меняются под воздействием одного из указанных факторов или в результате внутренних молекулярных изменений.

Рассматриваемые флюиды — нефть, газ, вода — заключены в пустотном пространстве горных пород, вместе с которыми они образуют сложную многофазную систему, состоящую из твердого тела и различных насыщающих флюидов. На границах раздела фаз происходит целый ряд физических и химических явлений, проявляется воздействие молекулярных и поверхностных сил. Основная часть пустотного пространства пород представлена капиллярными порами, поэтому наибольшее число особенностей взаимоотношения пород и флюидов, обнаруживаемых в нефтегазоносных пластах, объясняется капиллярными явлениями. Изменение термодинамических условий вызывает перемещение моле-

кул, увеличивает скорость их движения. При исследовании поверхностных явлений определяют межфазное натяжение, энергию прилипания (адгезию), смачиваемость и другие свойства.

Нефть характеризуется сложным составом, состоит из многочисленных разнообразных сочетаний углеводородов, обладающих неодинаковыми способностями смачивать породу и сорбироваться на поверхности.

Проходя через коллектор, нефть по-разному взаимодействует с частицами в поровом пространстве горных пород: она сохраняется в виде тонких пленок, адсорбируется поверхностью зерен, заполняет отдельные пустоты или остается в виде рассеянных капель. Олеофильные и гидрофильные участки пород при миграции нефти через них сохраняют различное количество нефти и отличаются характером ее распределения.

Продуктивные пласты, обладающие сложным и непостоянным минералогическим составом, и пластовые воды, характеризующиеся различным химизмом, несомненно, удерживают и сохраняют разнообразные поверхностно-активные вещества, которые, влияя на межфазное натяжение, адгезию и другие поверхностные свойства, тем самым воздействуют на движение и распределение нефти, газа и воды в породах. Поверхностно-активные вещества способствуют образованию более однородной смеси двух несмешивающихся жидкостей — нефти и воды, они изменяют связь между веществами, влияют на процессы сорбции и миграции флюидов. Смачиваемость пород, являющаяся одним из проявлений энергии прилипания, определяется поверхностным натяжением на границе раздела фаз и краевым углом смачивания. Разнообразные твердые тела смачиваются различными жидкостями в неодинаковой степени, и каждое твердое тело обладает своей степенью смачиваемости относительно определенных жидких веществ. Поэтому породы-коллекторы различного состава и текстурно-структурных свойств характеризуются широкой изменчивостью степени смачиваемости относительно любой из жидкостей. В то же время породы одинакового литологического состава будут отличаться величиной смачиваемости, присущей именно данным коллекторам, образовавшимся в специфических условиях.

Многие факторы, влияющие на смачиваемость пород-коллекторов, далеко не изучены, однако ряд исследователей придерживаются точки зрения, что преимущество имеет жидкость, первой пришедшая в соприкосновение с породой. Часть этой первоначальной жидкости, адсорбируясь в виде тонкой мономолекулярной пленки на твердых частицах, и определяет смачиваемость последних.

До недавнего времени преобладало мнение, что как песчаники, так и карбонатные породы, накапливавшиеся в водных бассейнах, только гидрофильны. Однако установление большого числа олеофильных коллекторов, представленных как терригенными, так и карбонатными породами, поставило перед учеными задачу объяснения этого явления и повлекло за собой усиление теоретиче-

ских и практических работ по изучению поверхностных свойств горных пород.

В качестве олеофильных коллекторов можно указать нефтенасыщенные пески Ярегского (Ухта), известняки Оренбургского и доломиты Вуктыльского месторождений, а также песчаники месторождений Брайфорд, Вайоминг и Оклахома-Сити. Каждый из исследователей дает свое объяснение фобизации осадочных пород, но все они сводятся к неодинаковому воздействию поляризованных асфальтено-смолистых соединений нефти, в результате которого может образоваться углеводородная пленка на частицах породы.

В работе Л. Е. Трайбера с соавторами (1972 г.) представлены результаты исследования краевого угла смачивания и качественные характеристики смачиваемости пород по измерениям их относительной проницаемости для сырой нефти, отобраной из 55 месторождений Америки и Ближнего Востока. Было установлено, что 27 % пород изученных месторождений гидрофильные, 7 % имеют промежуточную смачиваемость, а 66 % обладают олеофильными свойствами. Такое большое количество разностей пород, в различной степени гидрофобизованных, встреченных на различных месторождениях, доказывает, что ранее существовавшая точка зрения об обязательной гидрофильности пород вследствие условий образования в водных бассейнах не подтверждается. По-видимому, за длительный период миграции флюидов по породам происходит изменение поверхностных свойств последних. Частичное воздействие углеводородных компонентов на внутреннюю поверхность пород различного состава обуславливает одновременное существование гидрофильных и олеофильных участков, а также промежуточных зон.

Карбонатные породы газоконденсатных месторождений по материалам Л. Е. Трайбера также характеризуются различными поверхностными свойствами: 8 % пород гидрофильные, 8 % с промежуточной смачиваемостью, а 84 % гидрофобные. Большинство карбонатных отложений, отнесенных к гидрофобным, относятся к Восточно-Техасскому району.

Терригенные породы, изученные на 30 месторождениях, характеризовались столь же значительной неоднородностью: 43 % — гидрофильные, 7 % — с промежуточной смачиваемостью и 50 % гидрофобные. Краевые углы смачивания пород пяти месторождений оказались близкими к 0. Такие низкие значения угла смачивания указывают на фактическое отсутствие или нейтрализацию адсорбированных компонентов в нефтях этих месторождений. Определение водонасыщенности на основе кривых капиллярного давления также подтвердило, что породы этих месторождений имеют краевые углы смачивания, близкие к 0.

На месторождении Вайоминг исследованы 11 разностей коллекторов и 40 % из них, представленные терригенными породами, оказались гидрофильными. Песчаники на месторождениях Ирана гидрофобны, а в Аргентине — гидрофильны.

Все эти данные доказывают, что гидрофильные и гидрофобные породы в нефтяных месторождениях встречаются повсюду и что поверхностные свойства пород-коллекторов претерпели значительные изменения с момента накопления отложений. Различные физико-химические свойства нефтей, далеко не постоянный минеральный состав зерен, слагающих породы, неоднократные вытеснения одного флюида другим — все эти факторы в процессе сложного и длительного геологического развития отложений, безусловно, влияют на поверхностные свойства пород. Именно поэтому при изучении пород-коллекторов отмечается разнообразие значений краевого угла смачивания. Однако нужно также подчеркнуть, что методы исследования поверхностных свойств горных пород недостаточно отработаны и получаемые результаты определений не всегда сопоставимы.

Исследования [Баринцева К. И., 1977], проведенные на карбонатных пористых и трещиноватых породах, отобранных из газоконденсатных, нефтяных и водоносных пластов, показали различный характер смачиваемости этих пород и неодинаковую гидрофобизацию их внутренней поверхности, т. е. совершенно очевидно, что движение нефти через пористые участки пласта или трещины вызывает относительную фобизацию поверхности, а длительность этого контакта, минеральный состав зерен и сорбционные свойства пород определяют интенсивность этого процесса и соответственно полную или частичную их олеофильность.

Явления, связанные с контактом различных фаз, оказывают значительное влияние на процессы миграции и аккумуляции нефти и газа и имеют непосредственное отношение к оценке продуктивности коллекторов различных типов.

§ 2. Обзор современных методов исследования смачиваемости

Прямых методов оценки смачиваемости пока нет, она устанавливается на основе определения краевого угла смачивания, капиллярного впитывания, относительной проницаемости, адсорбции метилена голубого и др.

Обычным методом исследования смачиваемости небольших поверхностей твердых тел является метод лежащей на поверхности тела капли жидкости. При этом методе краевой угол смачивания θ определяют проведением касательной.

Наиболее полный анализ методов определения краевого угла по форме капли приводится в работе З. В. Волковой (1939 г.). Ею разработан прибор, описан метод и установлены погрешности определения краевого угла смачивания. Р. Слобод и Н. Блюм (1952 г.) предложили для измерения смачиваемости образцов два параметра — число смачиваемости и кажущийся краевой угол смачивания. Эти параметры определяются проведением на одном образце двух опытов вытеснения с использованием различных флюидов. Первый опыт — вытеснение воды нефтью, второй — вытеснение нефти воздухом. Многие исследователи пытались оце-

нить поверхностные свойства коллекторов в лабораторных условиях. Дж. К. Колхаун и Р. Слобод (1950 г.), А. У. Гэлах (1961 г.) определяли величины краевого угла смачивания, скорости пропитки и самопроизвольного вытеснения одного флюида другим и пытались найти универсальные зависимости. Работы М. М. Кусакова (1953 г.), М. М. Кусакова и Л. И. Мекеницкой (1959 г.), Ф. И. Котяхова (1956 г.), И. Л. Мархасина (1977 г.) и других исследователей освещают поверхностные свойства чистых минералов и пористых сред.

А. В. Карякин и А. С. Боровиков (1972 г.) определяли смачивающую способность по форме кривой изменения диаметра капле, а именно: по скорости растекания капле на поверхности. Этот метод нашел широкое применение в металлургии, где в качестве смачивающей жидкости обычно используется керосин, хорошо смачивающий металл.

О. С. Холбрик и Дж. Бернард (1958 г.) предложили метод красящей адсорбции для определения относительной гидрофильности по интенсивности поглощения метилена голубого поверхностно окрашен. Гидрофильная порода адсорбирует большое количество краски, тогда как гидрофобная — очень мало, так как наличие нефтяной пленки, покрывающей поры, мешает контакту красящего раствора с поверхностью.

Л. Е. Трайбер (1972 г.) для опытов использовал плоские полированные одиночные кристаллы, имитирующие породу месторождения, и определял смачиваемость их сырой нефтью. Я. Бобек, С. С. Маттакс, М. О. Денекас (1958 г.) применяли метод пропитки, при котором несмачивающий флюид вытесняется из образца керна в результате пропитки его смачивающим флюидом. Они предложили проводить два параллельных опыта. Так, если вода вытесняет нефть с поверхности породы, то порода должна быть определена как гидрофильная. Аналогично, если нефть вытесняет воду, значит порода гидрофобная. Затем результаты опытов сравнивались с данными исследований тем же методом, полученными на образце после его очистки, т. е. после его искусственной филизации. Таким способом получают лишь качественные характеристики смачиваемости коллектора, к сожалению, они не имеют количественных показателей.

По мнению ряда исследователей [Дерягин Б. В., Мельникова М. К., 1952 г.; Булавинов П. В., 1966 г.; Багов М. С., Инюткина А. В., 1967, 1968 гг.; Бобек Я., Маттакс С. С., Денекас М. О., 1958 г.], наиболее удовлетворительными методами оценки смачиваемости являются капиллярная пропитка (при вытеснении газа жидкостью) и метод капиллярного вытеснения (при вытеснении жидкости жидкостью). Измерение скоростей и объемов самопроизвольной пропитки смачивающей породу фазой или вытеснения несмачивающей фазы позволяет определить относительный усредненный угол избирательного смачивания, являющийся макрохарактеристикой молекулярной природы поверхности различных минералов.

М. С. Баговым (1968 г.) разработан динамический метод, позволяющий оценить характеристику смачиваемости по данным определения четырех коэффициентов: 1) самопроизвольного вытеснения нефти водой ($k_{н1}$); 2) вытеснения нефти водой за счет гидродинамического перепада ($k_{н2}$); 3) самопроизвольного вытеснения воды нефтью ($k_{в1}$); 4) вытеснения воды нефтью за счет гидродинамического перепада ($k_{в2}$). Показатель характеристики смачиваемости определяется по отношениям коэффициентов $k_{н1}/k_{н2}$ и $k_{в1}/k_{в2}$. Для гидрофильной породы эти отношения составляют соответственно 1 и 0, для гидрофобной породы — 0 и 1. Для пород, имеющих нейтральную характеристику, оба отношения становятся равными 0. По мнению М. С. Багова, подобный метод приемлем в случае исследования высокопористых и высокопроницаемых пород.

Ш. К. Гиматулинов (1963 г.) рекомендует применять метод двойного опыта, позволяющий по скорости капиллярного проникновения жидкости судить о ее смачивающих свойствах.

Б. И. Тульбович (1975 г.) использовал метод оценки смачиваемости по данным капиллярного вытеснения смачивающей жидкости несмачивающей жидкостью, и наоборот, с последовательным использованием на обоих этапах центрифугирования. Качественно смачиваемость характеризовалась показателями M и P . Показатель M численно равен отношению массы керосина, вытесненной при капиллярной пропитке, к общей массе керосина, вытесненной при капиллярной пропитке и центрифугировании. Для полностью гидрофобного коллектора $M=0$, для полностью гидрофильного $M=1$. Показатель P численно равен отношению массы воды, вытесненной при центрифугировании в керосине, к массе керосина, вытесненной при центрифугировании в воде. Показатель $P \leq 1$ характеризует гидрофобный коллектор, для полностью гидрофильных образцов $P \gg 1$, причем может достигать нескольких десятков.

Много работ посвящено применению метода ядерной магнитной релаксации (ЯМР) для оценки смачиваемости дисперсных систем [Браун К., Фэтт Л., 1956 г.; Белорай Я. Л., Былина Э. А., 1969 г.]. Очень большое число косвенных методов, использующих величины остаточной воды, эффективной и относительной проницаемости, позволяют сделать вывод об относительной гидрофобизации поверхности пород [Багрийцева К. И., 1972 г., 1977; Ханин А. А., 1971 г.; Котяхов Ф. И., 1978 г.].

Как следует из рассмотренного выше, существует достаточно много методов оценки смачиваемости горных пород. Однако в большинстве используемых методик для экспериментальных работ применяются либо искусственные среды, имитирующие минералы, входящие в состав пород исследуемого месторождения, либо образцы пород, подвергшиеся значительной обработке, в частности экстракции, и поэтому не сохранившие свои природные поверхностные свойства. Что касается влияния способов подготовки образцов для определения смачиваемости — механической

обработки исследуемой поверхности, удаления загрязнений и посторонних включений экстракцией, то у большинства исследователей нет единого мнения по этому вопросу, а зачастую эти мнения даже противоречивы. Так, например, Д. Амикс (1962 г.) считает, что экстрагирование кернов в растворителях значительно изменяет их физические свойства в результате изменения характеристик смачиваемости пород. По мнению В. Дэвиса (1970 г.), общепринятая экстракция образцов в экстракторе Сокслета парами растворителя приводит к изменению смачиваемости карбонатных пород и переходу их из гидрофильных в гидрофобные. Он предполагает, что при нагревании сухой растворитель удаляет воду с поверхности прежде, чем полностью экстрагируется нефть, и тогда последняя, контактируя с поверхностью породы, делает ее гидрофобной. Поэтому В. Дэвис рекомендует проводить экстракцию смесью хлороформа с водой, чтобы водная экстракция практически не изменяла естественных поверхностных свойств породы.

К. И. Багринцева (1969 г.), М. С. Багов (1968, 1967 гг.) и ряд других авторов считают, что любая экстракция изменяет естественную смачиваемость пород, поэтому для получения истинной ее оценки следует оказывать минимальное воздействие на породу. При установлении зависимостей между основными показателями, такими как количество остаточной воды, проницаемость и пористость, именно после экстракции пород наблюдается несоответствие между ними.

Многие исследователи придерживаются иного мнения, полагая целесообразным при подготовке образцов к опытам по капиллярному вытеснению экстрагировать их в экстракторе Сокслета в течение трех недель, а также прокалывать в муфте при 130 °С для удаления всех углеводородов и воды.

Б. И. Тульбович (1975 г.), исследуя влияние типа растворителя на степень экстракции образцов от нефти, установил, что все общепринятые растворители — четыреххлористый углерод, толуол, бензол, спирто-бензольная смесь — обуславливают гидрофилизацию пород. Ш. К. Гиматудинов (1963 г.), наоборот, считает, что экстракция толуолом не способна превратить гидрофобизованные нефтью центры в гидрофильные.

Проводятся экспериментальные работы, оценивающие влияние шероховатости на смачивание. Большинство исследователей считают, что смачивание пористых шероховатых тел существенным образом отличается от смачивания гладких поверхностей. Был сделан вывод, что гистерезис краевого угла в какой-то степени определяется влиянием поверхностной шероховатости. В других работах отмечается, что с увеличением шероховатости смачивание возрастает, но у разных материалов в различной степени. М. К. Дерхам (1964 г.) считает, что влияние неровности поверхности проявляется в увеличении краевого угла смачивания у гидрофобных материалов и в уменьшении его вследствие шероховатости у гидрофильных.

§ 3. Метод К. И. Багринцевой и Т. С. Преображенской для оценки смачиваемости неоднородных карбонатных пород

Необходимость дальнейшей разработки способов оценки смачиваемости горных пород по краевому углу смачивания была вызвана значительной изменчивостью поверхностных свойств пород, обусловленной их различным составом и обогащенностью органическим веществом, неодинаковым минеральным заполнителем трещин, наличием включений. Особенности литологического состава и текстурно-структурных свойств породы не дают возможности оценить степень ее гидрофобизации по одной-двум каплям, нанесенным на образец, поскольку при этом не учитывается неоднородность породы.

Существенными недостатками ранее применявшихся способов были сложность и трудоемкость нанесения механическим способом на поверхность исследуемого образца большого числа равных по величине капель, невозможность осуществления идентичных условий формирования их. Эти методы особенно неточны при работе с породами, отличающимися значительной изменчивостью состава и структуры, так как в этом случае для получения достоверных результатов необходимо формирование капель по всей поверхности.

Предложенный и разработанный К. И. Багринцевой и Т. С. Преображенской метод позволяет проводить одновременно измерения большого числа капель, самопроизвольно формирующихся на поверхности образца в идентичных условиях. Это выгодно отличает его от применявшихся ранее методов, при которых капля наносилась на поверхность образца при помощи шприца, пипетки и других механических приспособлений. В новом методе большие по размеру капли, образующиеся на поверхности пластинок, не принимаются во внимание и не учитываются.

Метод К. И. Багринцевой и Т. С. Преображенской заключается в формировании большого числа капель на тонких 2-мм пластинках из кернов горных пород, в которых эффект капиллярных явлений ничтожен. Эти пластинки предварительно насыщаются под вакуумом керосином, водой или нефтью, а затем помещаются в кювету с жидкостью, полярно противоположной исследуемой. При погружении насыщенных пластинок на нижней и верхней поверхностях их одновременно образуется большое число капель, которые после достижения неизменной конфигурации замеряются при помощи микроскопа.

Прибор для определения краевого угла смачивания состоит из микроскопа МБС-2 и универсального многопозиционного устройства — вращающегося круглого стола с восемью кюветами (рис. 39). Оптика микроскопа имеет возможность горизонтального и вертикального перемещения.

Многопозиционное устройство представляет собой стол с механизмом вертикального перемещения, состоящий из двух дисков, нижний из которых закреплен неподвижно, а верхний свободно

вращается. В верхнем вращающемся диске имеются прорези, в которые вставляются прозрачные кюветы из плексигласа с помещенными в них пластинками для исследования. Вращение верхнего диска обеспечивает передвижение кювет с образцами, что дает возможность последовательно перемещать последние в поле зрения микроскопа. Наличие восьми кювет позволяет производить несколько определений одновременно.

Для опытов используют тонкие пластинки, которые нарезаются из кернов горных пород параллельно и перпендикулярно к напластованию. Использование тонких пластинок позволяет свести практически к минимуму эффект капиллярных явлений. С помощью микроскопа проводят наблюдение за каплями, появляющимися на верхней и нижней поверхностях образца. Равновесное состояние капель устанавливается по неизменности их максимального диаметра, что контролируется в течение различного времени. Разработанная конструкция стола с кюветами и перемещающейся оптикой обеспечивает возможность наблюдения за процессом формирования капель по всей нижней и верхней поверхностям пластинок.

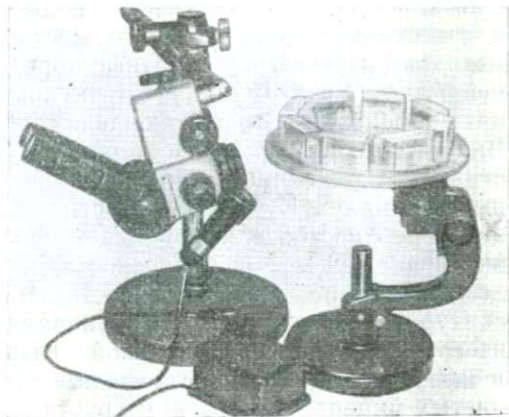


Рис. 3.9. Прибор для определения краевого угла смачивания

Перемещая построчно оптику микроскопа относительно неподвижно расположенного в кювете образца, измеряют высоту, посадочный диаметр и максимальный диаметр всех капель, последовательно встречающихся в поле зрения микроскопа, и одновременно фиксируют описанным выше способом местоположение их с помощью координат x и y . По геометрическим размерам капель определяют краевой угол смачивания.

Зная координаты расположения измеренных капель, можно произвести дифференцированную оценку смачиваемости отдельных участков поверхности образца, оценить роль минеральных включений, рассеянных в породе и заполняющих трещины, и определить значение краевого угла для породы в целом. Особенно важно установление неоднородности поверхностных свойств при изучении коллекторов со сложным строением пустот, с одновременным развитием пор и трещин.

Таким образом, предложенная методика существенно отличается от стандартных возможностью одновременного изучения нескольких образцов в идентичных условиях; фиксацией в простран-

стве местоположения и характера формирующихся на поверхности пластинки капель, что существенно при работе с неоднородными породами; возможностью оценки динамики формирования капель и получения детальной характеристики смачивающих свойств по всей поверхности. Предлагаемый метод позволяет также установить неоднородность гидрофобизации поверхности горных пород, особенно карбонатных, и получить интегральную их характеристику. Способ не требует сложной аппаратуры, отличается простотой, хорошей воспроизводимостью опытов и значительно сокращает затраты рабочего времени.

Вопрос об изучении поверхностных свойств и прежде всего краевого угла смачивания был поставлен в связи с получением аномально малых количеств воды в доломитах Вуктыльского и в известняках Оренбургского месторождений. По разработанной методике изучены карбонатные породы ряда месторождений Средней Азии (Урта-Булак, Денгизкуль, Зеварды, Гумбулак), известняки Оренбургского газоконденсатного месторождения, доломиты Вишанского нефтяного месторождения и некоторые разности известняков, в различной степени глинистых, отобранных на разведочных площадях Кубы, по которым была определена также удельная поверхность. Для решения вопроса о времени гидрофобизации внутренней удельной поверхности пород Оренбургского месторождения были исследованы известняки из скважин, находящихся за контуром газоносности. Сравнивались поверхностные свойства известняков из продуктивной газонасыщенной части разреза в скв. 9 и водонасыщенной части в скв. 368. Опыты проведены и на чистых минералах — горном хрустале, топазе, обсидиане.

Получение на поверхности пластинки большого числа капель, имеющих различные геометрические размеры, естественно, поставило вопрос об определении средней величины, характеризующей степень смачиваемости, установлении интегральной величины краевого угла смачивания. Принято считать, что значения краевого угла смачивания менее 90° характеризуют гидрофильные поверхности, более 90° — гидрофобные. Но такое подразделение мало пригодно для пород, отличающихся значительной неоднородностью гидрофобизации и нередко обладающих смешанными свойствами. На фотографии пластинки обр. № 208 (рис. 40) отчетливо виден неравномерный характер распределения капель с высокими и низкими значениями краевого угла смачивания. В результате был сделан вывод о необходимости условного выделения трех зон, характеризующихся различными поверхностными свойствами. Ранее в работе Л. Е. Трайбера с соавторами (1972 г.) также были выделены три зоны поверхностей по смачиваемости, правда, эти исследователи при проведении опытов не могли однозначно оценить смачиваемость пород и поэтому выделили эти разности в промежуточную зону. Нами после проведения большого числа опытов было установлено, что существуют типично гидрофильные и типично олеофильные разности, но очень большое число пород не имеют ярко выраженных поверхностных свойств, позволяющих от-

нести их к гидрофильным или олеофильным. Поэтому предложено относить породы с величиной краевого угла от 0 до 75° к типично гидрофильным (зона I), от 75 до 105° — к промежуточным (зона II) и от 105 до 180° — к типично гидрофобным (зона III).

Следует отметить, что нередко встречаются породы со смешанными свойствами, в которых сосуществуют участки гидрофильные и олеофильные. Чаще это присуще породам с полиминеральным составом либо с большим количеством кальцитового, глинистого цемента, т. е. породам, природные поверхностные свойства которых были неодинаковы еще в период ранних этапов преобразования. Наиболее часто неодинаковая степень гидрофобизации пород отмечается в трещиноватых карбонатах.

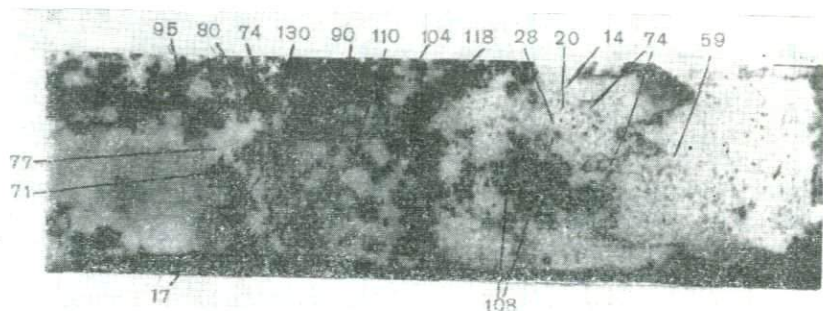


Рис. 40. Местоположение капель и измеренные по ним значения краевых углов смачивания

Оренбургское газоконденсатное месторождение, скв. 9, обр. 208

Выделение трех зон дало возможность подойти к оценке смачиваемости более дифференцированно и определить изменчивость поверхностных свойств пород. Обработка материалов с помощью предложенных методических приемов позволила выявить неоднородность смачивающих свойств пород даже в пределах отдельных частей пластинок, влияние различных минералов на эти свойства, преобладание определенных значений угла смачивания. При проведении опытов по оценке краевого угла смачивания карбонатных пород возникали большие методические трудности, но не меньше затруднений было и при обработке экспериментальных данных и получении интегральных величин, характеризующих породу в целом. Сильная изменчивость экспериментальных замеров видна на построенных кумулятивных кривых и гистограммах распределения значений краевого угла (рис. 41). На основе обработки кумулятивных кривых определены квартильные значения краевого угла смачивания и средние его величины, соответствующие трем выделенным зонам (I—III). Форма кумулятивных кривых весьма различна и отражает преобладание в породе гидрофобных или гидрофильных участков.

При использовании предложенного метода с помощью микроскопа определяют геометрические размеры капель, а затем рассчитывают значения краевого угла смачивания по известной формуле

$$\operatorname{tg} \theta/2 = 2h/d,$$

где θ — краевой угол смачивания; h — высота капли; d — диаметр капли в плоскости контакта ее с поверхностью образца.

Местоположение отдельных точек с низкими или высокими значениями краевого угла смачивания дает дифференцированную

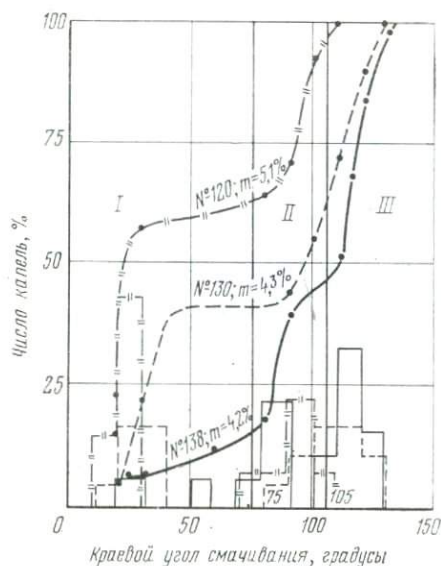


Рис. 41. Изменчивость смачиваемости доломитов Вишанского нефтяного месторождения

оценку смачиваемости отдельных участков поверхности карбонатных пород, а кумулятивные кривые, построенные по всем полученным замерам краевого угла смачивания, позволяют получить интегральную характеристику смачиваемости породы в целом и проследить изменчивость поверхностных свойств с глубиной.

Сущность отработанной методики проведения опыта и последовательность приемов заключаются в следующем. От кернов изучаемых пород перпендикулярно к напластованию нарезают пластинки с размерами $40 \times 14 \times 2$ мм и шлифуют их на шлифовальном круге для снятия с поверхности грубых следов резки. Пластинки промывают в проточной воде с целью удаления из пор и с поверхности

следов охлаждающей эмульсии и шлифовального материала, около 1 ч кипятят в дистиллированной воде и сушат при температуре 80°C в течение 1 ч. Для полноты насыщения пластинки вакуумируют в течение 4 ч в сухом виде и затем еще 2 ч после заливки их исследуемой жидкостью. В качестве насыщающей жидкости используют керосин, очищенный фильтрованием через силикагель, или образцы сырой нефти. С насыщенных пластинок снимают избыток жидкости обкаткой на сухом стекле, а затем помещают их в прозрачные кюветы, заполненные дистиллированной водой или раствором пластовой воды. Чтобы все образцы находились в равных для измерения условиях, в кюветы их помещают не одновременно, а с интервалом 0,5 ч. Такая последовательность позволяет в течение рабочего дня измерить четыре образца в одинаковых условиях и с равной выдержкой времени

замера. Наблюдение за процессом формирования капель на поверхности и определение их размеров и местоположения начинают через 1 ч после помещения пластинок в кюветы, перемещая построчно оптику микроскопа относительно неподвижно расположенной кюветы. Конструкция прибора позволяет проводить опыты сразу с восемью пластинками, что идентифицирует условия опытов.

В специальные таблицы вносят результаты определения высоты, посадочного и максимального диаметров капель и визуальных наблюдений за процессом формирования капель. Опыт прекращают после замера не менее 20 капель, причем их максимальный диаметр не должен превышать 1 мм. Для контроля получаемых результатов через 20 ч производится повторное определение местоположения капель и их размеров. Если число капель незначительно, то время первого замера сдвигается еще на 4 ч, и опыт начинается через 4 ч.

Обработку и интерпретацию полученных результатов для оценки смачиваемости проводят следующим образом. Для каждого образца по данным замеров рассчитывают краевой угол θ , процентное содержание капель, значения θ для которых приходится на интервалы через 10° ($1-10^\circ$, $11-20^\circ$ и т. д. до $171-180^\circ$). По рассчитанным данным строят гистограммы распределения значений θ по поверхности, а по фактическим его величинам — кумулятивную кривую, дающую обобщенную характеристику смачиваемости породы. По кумулятивной кривой определяют квартильные величины θ для 25, 50 и 75 % капель, указывающие на преимущественное смачивание исследуемых пород определенной жидкостью. Изменчивость краевого угла смачивания по квартильным значениям указывает на неоднородность поверхностных свойств.

Весь диапазон изменения смачиваемости условно подразделяют на три зоны: $0-75^\circ$ — водосмачивающая — область фильных пород, $75-105^\circ$ — область пород с промежуточными свойствами и свыше 105° — нефтесмачивающая — область фобных пород. Для каждой из выделенных зон смачиваемости вычисляют среднее значение краевого угла смачивания.

Описанная выше методика является результатом многочисленных экспериментов, которые были поставлены для решения задач, связанных с выбором наиболее рационального режима подготовки образцов, обеспечивающего максимальное сохранение природных свойств пород. Для этого было оценено влияние:

- 1) различных режимов механической обработки поверхности: грубой резки на станке, шлифовки на абразивном круге, полировки с помощью алмазного порошка;

- 2) кипячения пород в дистиллированной воде для снятия поверхностных загрязнений;

- 3) режима заполнения порового пространства пород исследуемой жидкостью: простым погружением пластинок в жидкость; насыщением их под вакуумом; длительным вакуумированием с последующей заливкой исследуемой жидкостью;

4) способов снятия избыточной поверхностной пленки насыщающей жидкости: самопроизвольного стекания избытка жидкости с поверхности пластинки в течение нескольких секунд; протирки образца фильтром, смоченным в насыщающей жидкости; обкатки его на сухом стекле; протирки поверхности спиртом.

Кроме того, было проведено сопоставление значений краевого угла смачивания по нижней и верхней поверхностям пластинок.

Помимо проблем, связанных с выбором режимов подготовки образцов, большое внимание было уделено изучению процесса формирования капель (динамики их образования, установления момента достижения каплями равновесного состояния) и, как

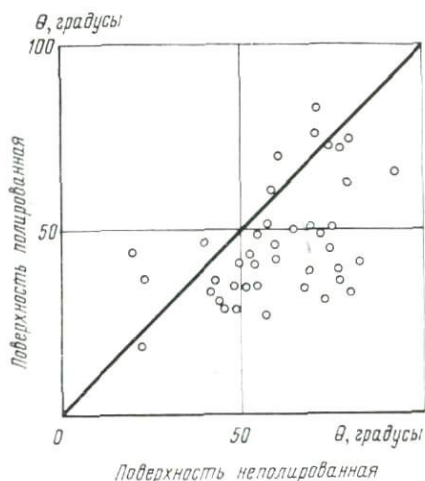


Рис. 42. Влияние полировки поверхности пород на величину краевого угла смачивания

Оренбургское месторождение, скв. 9, обр. № 368

следствие этого, выбору оптимального временного интервала проведения замеров; исследовалось изменение поверхностных свойств пород в различных направлениях, по наслоению и перпендикулярно к слоистости. Большое значение имела разработка методики интерпретации значений смачиваемости, поскольку необходимо было учитывать неоднородность состава пород.

Можно сделать ряд выводов и рекомендаций, которые и являются основой разработанной методики.

1. Установлено, что полировка поверхности изменяет смачиваемость пород, как правило, в сторону гидрофилизации последних (рис. 42), однако влияние полировки неодинаково проявляется на по-

родах разной плотности. На плотных породах она сказывается незначительно, а по мере увеличения пористости (свыше 4 %) приводит к заметному снижению краевых углов смачивания (рис. 43). К тому же в сильно пористых разностях после полировки наблюдается значительное затирание пор, что приводит к искажению структуры поверхности и сказывается на точности оценки истинной смачиваемости. Определение краевых углов смачивания следует проводить на неполированных пластинках, но с обязательным удалением шлифовкой глубоких следов резки образца на станке.

2. Оценка влияния кипячения проводилась как на монолитных средах, так и на образцах горных пород. В качестве однородного монолитного материала была использована пластинка кремня.

Без кипячения наблюдается резкое расхождение квартильных значений краевых углов смачивания, измеренных по верхней и нижней поверхностям пластинки, причем квартильные значения θ

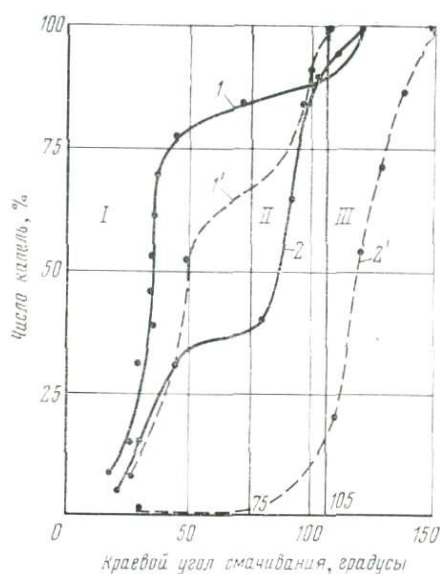


Рис. 43. Влияние полировки поверхности пород на величину краевого угла смачивания θ в зависимости от их пористости m

Известняк с $m=7,1\%$ (месторождение Урта-Булак, скв. 28): 1 — полированная поверхность, 1' — неполированная поверхность; известняк с $m=0,97\%$ (Оренбургское месторождение, скв. 9): 2 — полированная поверхность, 2' — неполированная поверхность

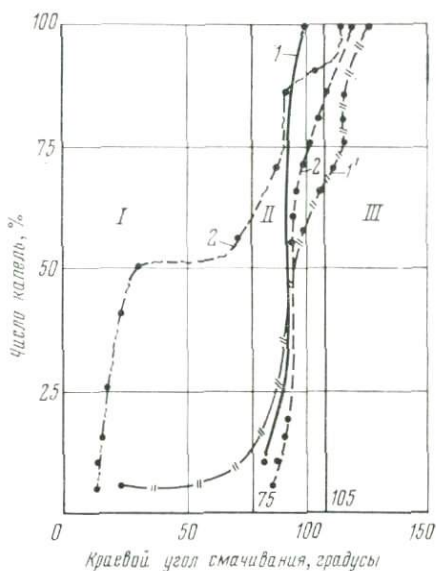


Рис. 44. Влияние кипячения на величину краевого угла смачивания на верхней и нижней сторонах пластинки кремня

Верхняя сторона: 1 — после кипячения, 1' — без кипячения; нижняя сторона: 2 — после кипячения, 2' — без кипячения

приурочены ко всем трем зонам смачиваемости (рис. 44; табл. 14). Диапазон колебаний краевых углов $14-126^\circ$. Кипячение значительно сокращает разброс значений θ — до $84-118^\circ$; краевые

Таблица 14

Изменение смачиваемости поверхности кремня под влиянием кипячения

Поверхность пластинки	Без кипячения			С кипячением		
	Квартильные значения θ в градусах					
	25 %	50 %	75 %	25 %	50 %	75 %
Верхняя	85,5	94	113	88	90	91
Нижняя	17,5	30	89,5	91	91,5	99,5

углы для всех трех квартилей и по верху, и по низу пластинки становятся практически однозначными; все это, очевидно, связано с удалением загрязнений, наносимых на поверхность образцов в процессе их изготовления.

В карбонатных породах воздействие кипячения значительно более сложное, неодинаковое для пористых и плотных разностей и определяется также типом флюида, насыщающего поровое пространство последних. Для решения вопроса о влиянии кипячения на

достоверность получаемых значений краевого угла смачивания проводились опыты на образцах, отобранных из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений.

Была замечена следующая закономерность: кипячение способствует гидрофилизации всех изучаемых пород вследствие очистки поверхности (рис. 45). Наиболее наглядно этот процесс проявляется в породах чисто газовых месторождений (Урта-Булак). Исследованные известняки Оренбургского газоконденсатного месторождения из скв. 368 и 9 в целом подверглись гидрофилизации, но этот процесс носил неодинаковый характер: на образцах скв. 368 он проявился сильнее, чем на образцах скв. 9. Неодинаковое влияние кипячения на породы скв. 368 и 9, видимо, обусловлено различным первичным характером смачивающих свойств этих разностей. Породы из водоносной скв. 368 отличаются гидрофильно-

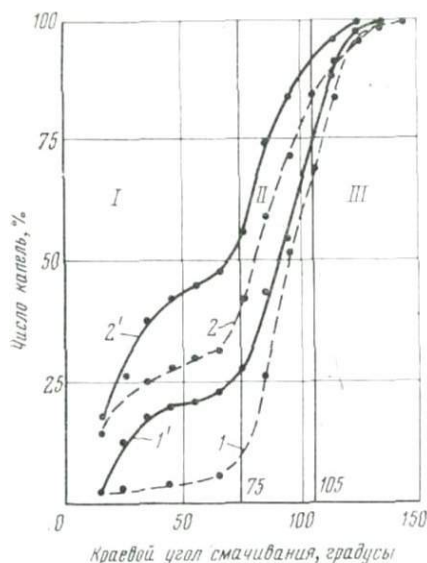


Рис. 45. Характер гидрофилизации известняков после кипячения

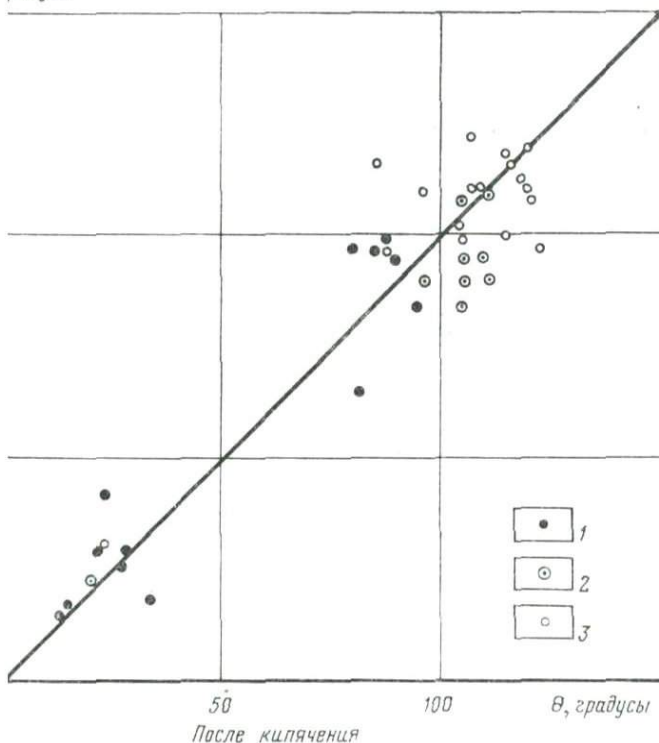
Месторождение Урта-Булак, скв. 28; значения краевого угла смачивания: 1 — без кипячения, 1' — после кипячения.
Оренбургское месторождение, скв. 368; значения краевого угла смачивания: 2 — без кипячения, 2' — после кипячения

стью, поэтому изменение их поверхностных свойств под влиянием кипячения произошло с одинаковой интенсивностью и в одном направлении (см. рис. 45). Породы из скв. 9 вследствие неодинакового первичного обогащения органическим веществом и различного характера распределения окисленной нефти при кипячении гидрофилизировались неодинаково, изменения носили разнонаправленный характер. Очевидно, в случае битуминозных пород, особенно нефтенасыщенных, кипячение вызывает растворение органического вещества, а именно наиболее легких его фракций, что, видимо, и произошло с конденсатом, находящимся в поровом пространстве известняков из скв. 9.

Наиболее интересны в этом отношении материалы, полученные по нефтенасыщенным доломитам Вишанского нефтяного место-

(рис. 4б). Из табл. 15 видно, что квартильные значения смачивания, полученные на образцах с разной под-азличаются, однако характер смачиваемости после кипячения и отмечается приуроченность квартильных тем же зонам смачиваемости. Гидрофобные разности высокие значения θ .

рады



Изменение краевого угла смачивания при кипячении нефтенасыщен-

площадь, скв. 9; значения краевого угла смачивания для: 1 — 25 % капель, 2 — 50 %, 3 — 75 %

тельно, обработка образцов кипячением необходима, а способствует удалению внешних загрязнений и, как гидрофилизации поверхности; происходящее при этом органических флюидов существенно не изменяет смачиваемости пород как газоконденсатных, так и нефтяных.

Изменение различных приемов снятия с поверхности образной пленки насыщающей жидкости показало неодинаковость их на величину краевого угла. Наиболее близкие характеристики смачиваемости получены при использовании

Влияние кипячения на величину краевого угла смачивания θ (градусы) карбонатных пород Вишанского месторождения (скв. 9)

Интервал отбора образцов, м	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-12} м ²	Без кипячения						После кипячения					
			θ в зонах смачиваемости *			Квартильные значения θ			θ в зонах смачиваемости *			Квартильные значения θ		
			I	II	III	25 %	50 %	75 %	I	II	III	25 %	50 %	75 %
2754,4—2761,7	4,53	0,98	27	102	121	97	110	122	43	95	121	80	96	107
2762,7—2767,7	0,96	0,17	38	92	122	50	95	118	57	93	115	80	105	115
2786,6—2791,6	2,03	0,95	26	93	113	17	23	31	23	86	—	16	20	23
2786,6—2791,6	5,12	0,51	—	102	113	108	112	116	21	93	107	20	21	36
2786,6—2791,6	1,71	0,17	28	102	114	29	85	110	28	90	120	29	100	119
2804,6—2811,8	0,95	1,98	30	97	117	18	38	110	28	101	112	35	101	108
2804,6—2811,8	1,46	1,30	25	98	120	87	97	99	24	87	114	23	85	105
2822,0—2840,0	4,35	3,26	30	98	116	31	95	112	50	103	116	90	109	118
2822,0—2840,0	3,37	0,59	27	97	114	26	90	108	38	89	120	81	105	120
2822,0—2840,0	5,81	0,73	36	89	115	42	90	102	29	95	117	24	96	104
2811,8—2822,0	1,03	1,12	40	92	112	26	84	97	22	101	123	27	104	121
2811,8—2822,0	0,60	Непроницаемые	27	91	114	84	110	120	29	85	117	95	110	120
2811,8—2822,0	4,37	0,71	28	97	113	30	95	110	23	93	113	23	89	109
2811,8—2822,0	4,16	2,71	24	95	118	65	90	100	55	84	115	82	110	116
2822,0—2830,0	2,29	0,064	52	103	115	99	108	116	50	97	117	88	105	116
2830,0—2840,0	0,99	6,59	15	97	108	15	18	96	16	92	112	15	18	88

* Здесь и далее зоны смачиваемости: I — гидрофильная, II — промежуточная, III — гидрофобная.

способов снятия избытка жидкости обкаткой на сухом стекле и за счет самопроизвольного ее стекания с поверхности в течение нескольких секунд (табл. 16; рис. 47, кривые 1, 2), хотя в последнем случае в ходе опыта капли формировались очень неравномерно и было много крупных, не пригодных для замера капель. Промокание образцов фильтром, смоченным керосином, выявило невоспроизводимость характера смачиваемости (рис. 48, кривые 3 и 4): квартильные значения краевых углов существенно отличаются в обоих опытах и приурочены к разным зонам. В то же время кривые 1 и 2 однозначно характеризуют смачивающие свойства породы.

Таблица 16

Влияние способа снятия избыточной пленки насыщающей жидкости на величину краевого угла смачивания пород месторождения Денгизкуль (скв. 4)

Способ снятия избыточной пленки насыщающей жидкости	Квартильные значения θ в градусах		
	25 %	50 %	75 %
Обкатка на сухом стекле (рис. 47, кривая 1)	38	102	119
Самопроизвольное стекание (рис. 47, кривая 2)	23	97	113
Промокание фильтром, смоченным керосином (рис. 47, кривая 3)	85	101	112
Промокание фильтром, смоченным керосином (рис. 47, кривая 4), — контроль	21	67	94

Образование поверхностной пленки насыщающей жидкости было подтверждено опытами на плотных непроницаемых минералах, поверхность которых тщательно протиралась спиртом; даже после такой обработки на пластинке формировалось больше 20 капель, пригодных для замера.

При проведении опытов на монолитных минералах существенного влияния на величину краевых углов смачивания способа снятия избыточной пленки с гладкой однородной поверхности не наблюдалось (рис. 48).

Все изложенное выше позволяет рекомендовать в качестве наиболее оптимального способа обкатку образцов на сухом стекле, т. е. методику, которая применяется при установлении пористости.

4. При выборе режима насыщения пород исследуемой жидкостью особенно большое значение имели наблюдения за процессом формирования капель. Было замечено, что в случае кратковременного насыщения образцов в течение 30 мин без предварительного вакуумирования при формировании капель происходит активное капиллярное движение флюидов, при этом на поверхности появ-

ляются пузырьки воздуха, выталкиваемого из порового пространства породы. В этом случае трудно установить момент достижения равновесного состояния капель. При более полном заполнении образца флюидом, что достигается длительным насыщением — в течение 20 ч, и особенно с предварительным вакуумированием как породы, так и впитываемой жидкости, формирование конфигурации образующихся капель происходит достаточно быстро.

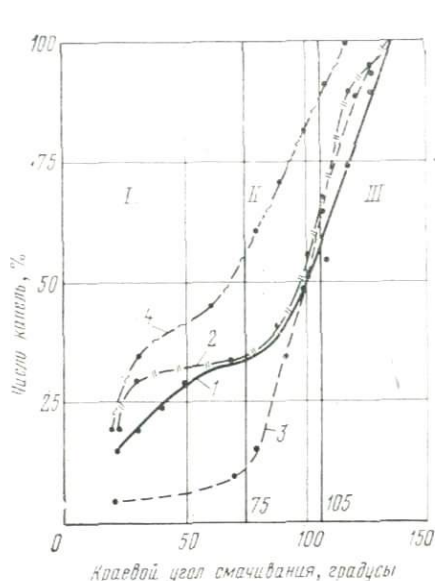


Рис. 47. Характер изменения краевого угла смачивания известняков при различных способах снятия избыточной пленки

Месторождение Денгизкуль, скв. 4, обр. № 1406; $m=1,8\%$, $k_{пр}=0,132 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; значения краевого угла смачивания при: 1 — обкатке на сухом стекле, 2 — самопроизвольном стекании, 3 — промокании фильтром, смоченным керосином, 4 — то же, контроль

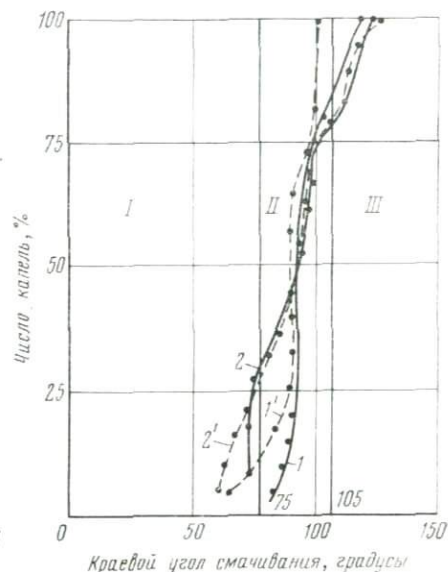


Рис. 48. Значения краевого угла смачивания для монокристаллических минералов при различных способах снятия избыточной пленки

Кремне: 1 — промокание сухим фильтром, 1' — стекание керосина; стекло: 2 — промокание сухим фильтром, 2' — стекание керосина

5. Конструкция прибора для определения краевого угла смачивания позволила изучать процессы формирования капель одновременно как на нижней, так и на верхней сторонах пластинок. Опытами на чистых монокристаллических образцах — кремне, горном хрустале, обсидиане — было установлено, что краевые углы смачивания с достаточной достоверностью можно определять по верхней и нижней сторонам пластинок, причем для замера следует использовать только те капли, диаметр которых не превышает 1 мм: в этом случае можно пренебречь влиянием силы тяжести и выталкивающей Архимедовой силы.

Средние значения краевых углов смачивания в градусах для монолитных сред, измеренные по нижней и верхней сторонам образца, приведены ниже:

	Верх пластинки	Низ пластинки
Кремень	89	89
Горный хрусталь	94	93
Обсидиан	86	82

Различия значений краевых углов, измеренных на верхней и нижней сторонах образцов пород, обусловлены неоднородностью их поверхностных свойств.

В ходе наблюдений за процессом образования капель после опускания насыщенных пластинок в полярно противоположную жидкость были отмечены следующие моменты: 1) этот процесс имеет ярко выраженный временной характер; 2) механизм процесса определяется структурой исследуемых материалов и строением порового пространства. Поясним это на примерах.

В случае работы с плотными образцами капли образуются из поверхностной пленки, начиная с момента погружения пластинок в кюветы, в течение нескольких часов проведения опыта, при этом сформировавшиеся капли сохраняют свою конфигурацию неизменной. Момент окончания опыта определяется числом образовавшихся капель и стабилизацией их размеров. Для получения достоверных результатов требуется не менее 20 капель. Чаще всего такое состояние достигается через 1—4 ч. Многочисленные опыты с плотными породами, представленными главным образом известняками Оренбургского месторождения, подтвердили, что оптимальное время замера — через 1 ч.

Иная картина наблюдается при работе с пористыми породами (пористость более 10 %). Процесс формирования капель также происходит во времени, но временной интервал значительно расширяется, причем число капель непрерывно увеличивается. Можно предположить, что в этом случае на процесс формирования капель помимо поверхностных явлений более существенно влияют капиллярные движения насыщающих флюидов.

Временной интервал проведения замеров, как правило, увеличивается до 20 ч и более, так как вследствие значительного уменьшения поверхности самой породы за счет увеличения числа пустот на поверхности образца в первые часы после помещения образцов в кювету капель образуется недостаточно. Кумулятивные кривые (рис. 49), характеризующие смачивающие свойства образцов в целом, изменяются незначительно даже через 120 ч, причем тенденции однонаправленного смещения характеристик смачивания не наблюдается. Очевидно, соотношение гидрофильных и гидрофобных значений краевых углов в породах, представленных известняками месторождений Средней Азии, соизмеримо.

Примером сложного коллектора, в котором чередующиеся плотные и пористые прослои определяют различные условия формирования капель во времени, является месторождение Северный Денгизкуль, скв. 4 (рис. 50).

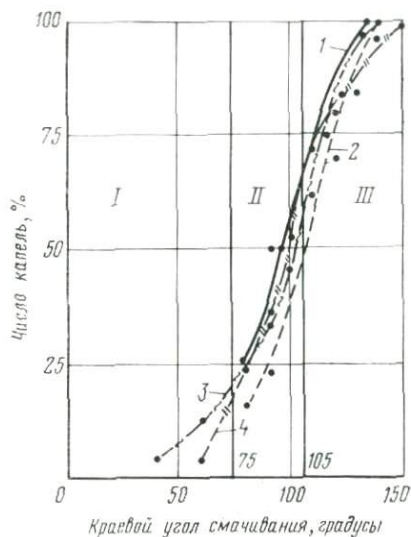


Рис. 49. Значения краевого угла смачивания, замеренные в различные интервалы времени

Месторождение Зеварды, скв. 7, обр. № 1162; $m=16,3\%$, $k_{\text{пр}}=8,55 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$; угол смачивания, замеренный через: 1 — 1 ч, 2 — 20 ч, 3 — 70 ч, 4 — 120 ч

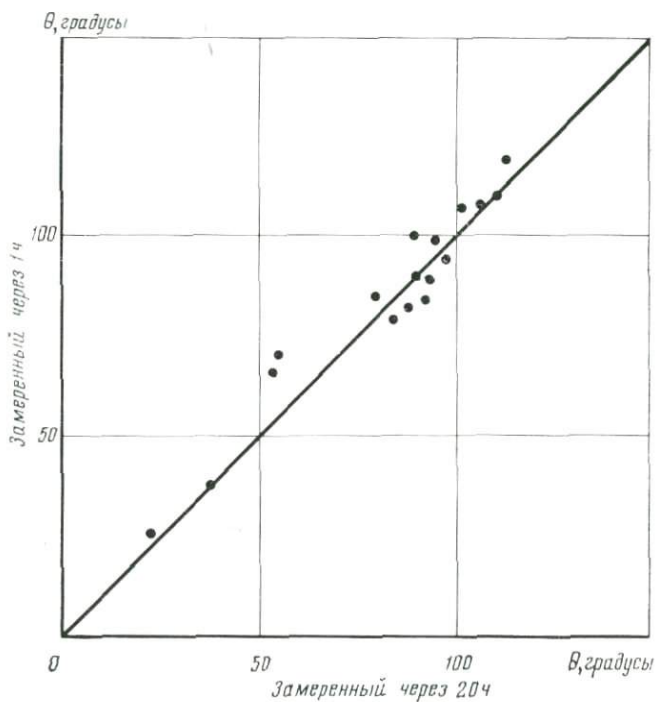


Рис. 50. Влияние времени замера на величину краевого угла смачивания карбонатных пород месторождения Северный Денгизкуль (скв. 4)

Подводя итог сказанному выше, можно сделать вывод, что формирующиеся на поверхности пластинок капли в зависимости от структуры порового пространства изучаемых материалов характеризуют либо только поверхностную смачивающую способность, либо, в случае наложения капиллярных процессов, еще и смачивающую способность в объеме. В сильнопористых разностях капли нередко сливаются, образуя более крупные капли, не отражающие смачиваемости пород.

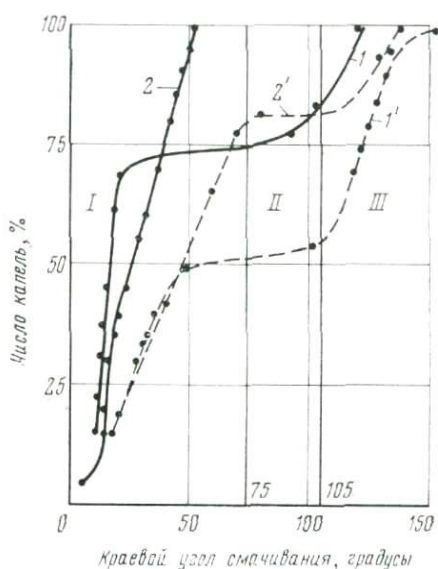


Рис. 51. Смачиваемость известняков в направлениях, параллельном напластованию и перпендикулярном к нему

Оренбургское месторождение, скв. 9, обр. № 733: 1 — параллельно напластованию, 1' — перпендикулярно к нему; обр. № 734: 2 — параллельно напластованию, 2' — перпендикулярно к нему

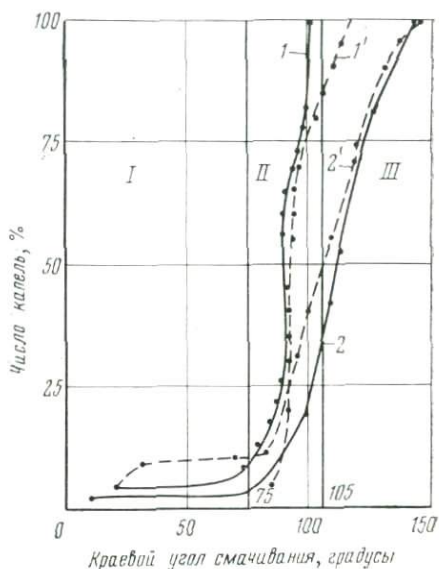


Рис. 52. Воспроизводимость опытов на монолитных и пористых средах

Кремень: 1 — опыт, 1' — контроль; известняк ($m=8\%$): 2 — опыт, 2' — контроль

Помимо особенностей строения порового пространства на формирование молекулярно-поверхностных свойств пород оказывают влияние значительная изменчивость литологического состава, наличие различного цемента, минералогических включений и процессы движения в пластах флюидов. Образцы с поверхностями, параллельными напластованию, отличаются довольно однородными смачивающими свойствами (рис. 51), в то время как образцы с поверхностями, перпендикулярными к слоистости, отражают всю гамму сложных преобразований, которым подвергаются породы в условиях осадконакопления и вторичных изменений под влиянием миграции флюидов, движения подземных раст-

воров и целого ряда других факторов. Для первого случая характерны чаще всего одновершинная гистограмма и плавная монотонная кумулятивная кривая, для второго — гистограмма с несколькими пиками и отличающаяся от кривой нормального распределения кумулятивная кривая. Очевидно, что для характеристики смачиваемости породы в целом в пласте образцы с поверхностями, перпендикулярными к напластованию, дают значительно больше информации.

Для оценки надежности разработанной методики была проверена воспроизводимость характеристик смачиваемости при повторных определениях, а также сопоставимость их с результатами, полученными другими известными способами. Опыты на чистых средах демонстрируют высокую воспроизводимость результатов (рис. 52); характеристики, полученные на образцах пород, также довольно близки, а имеющие место расхождения обусловлены неоднородностью и сложностью изучаемых коллекторов.

В качестве эталонной методики определения смачиваемости был использован метод лежащей капли. Сравнительные опыты проводили на одних и тех же образцах; материалом служили однородные монолитные образцы горного хрусталя и обсидиана; лежащую каплю наносили на пластинку шприцем сверху — в случае капли воды, либо подводили снизу — в случае капли керосина.

Значения краевого угла смачивания в градусах, измеренные по разработанной методике и по методу лежащей капли, приведены ниже:

	Разработанная методика	Способ лежащей капли	
		керосина	воды
Горный хрусталь	93	24	81
Обсидиан	82	25	71

Краевой угол смачивания, измеренный по капле воды, хорошо согласуется с результатом, полученным по разработанной методике, — и в том и другом случае имеет место так называемый угол «наступления» воды. Величина краевого угла, полученная по капле керосина, значительно ниже, так как в этом случае определяется так называемый угол «отступления» воды, который всегда меньше, чем угол «наступления»; разница между этими величинами обусловлена гистерезисом смачивания.

§ 4. Неоднородность изменения относительной смачиваемости карбонатных пород

Специфическими особенностями карбонатных пород, слагающих продуктивную толщу Оренбургского газоконденсатного месторождения, являются изменчивость значений краевого угла смачивания по отдельным разностям и невыдержанность этих свойств в пределах резервуара; диапазон колебаний значителен — от 130 до 60°.

Изучение краевого угла смачивания карбонатных пористых и трещиноватых пород Оренбургского месторождения выявило наличие типично гидрофильных, промежуточных и олеофильных разностей. Отдельные образцы характеризуются неясно выраженными, т. е. промежуточными и смешанными, свойствами, что обусловлено присутствием и неоднородным характером различных включений — битума, сульфатов, кристаллического кальцита. В разрезе продуктивных отложений было выделено несколько интервалов, в которых характер смачиваемости пород неоднозначен (см. рис. 69). При этом была выявлена тесная связь между строением пустотного пространства, наличием сообщающихся пор, каверн и трещин и смачиваемостью пород. Очевидно, процесс миграции углеводородных флюидов через породы оказали существенное влияние на изменение их поверхностных свойств. Ранее было высказано мнение об отсутствии связи между пористостью пород и степенью их гидрофобизации [Багринцева К. И., 1977]. Проведенные в дальнейшем исследования позволили доказать значимость ряда литолого-физических факторов, в том числе структуры порового пространства, а именно — различной роли трещин и пор.

Пористость, проницаемость, глубина залегания — факторы, определяющие смачиваемость карбонатных пород. Известняки с различной пористостью — от долей процента до 19,5 % — характеризуются разными величинами краевого угла смачивания (табл. 17), при этом основное значение имеют размеры фильтрационных каналов и пор, так как именно по ним осуществляется движение углеводородных веществ, изменяющих степень гидрофильности отложений. Из приведенного на рис. 53 графика очевидна связь между пористостью и величиной краевого угла смачивания, однако естественно, что большая интенсивность гидрофобизации поверхности характерна для разностей, поровое пространство которых ранее было заполнено нефтью. В настоящее время именно эти известняки отличаются присутствием тонкой пленки окисленной нефти черного цвета в виде каемки по стенкам пор.

Непостоянный характер смачиваемости устанавливается в разностях, в плотных непроницаемых и непористых матрицах которых отмечается развитие тонких открытых либо заполненных глинисто-органическим веществом трещин. В этом случае низкие значения краевого угла — 30—50° — характеризуют матрицу, а высокие — 100—120° — присущи участкам интенсивной трещиноватости. Проследивая характер изменения смачиваемости известняков продуктивных отложений из интервала глубин 1675—1850 м, можно сделать вывод об общей высокой степени гидрофобизации пород. Тем не менее в разрезе на различных глубинах присутствуют породы, отличающиеся гидрофильными свойствами. Это породы на глубине 1780, 1794 и 1825 м, которые имеют очень низкую пористость (1—3 %); свыше 70 % точек попадают в I зону смачиваемости. Различное процентное соотношение всех точек замера, попадающих в I и III зоны, характеризует неравномерную смачиваемость известняков и одновременное сосуществование фильных и

**Изменение смачиваемости пористо-проницаемых и трещиноватых известняков
Оренбургского газоконденсатного месторождения (скв. 9)**

Глубина отбора образцов, м	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-15} м ²	Остаточная водо-насыщенность, % к объему пор	$\bar{\theta}$, градусы/число капель, %			Квартильные значения $\bar{\theta}$ в градусах			Характеристика известняков
				в зонах смачиваемости						
				I	II	III	25 %	50 %	75 %	
1675,9	19,5	213,2	17,0	—	96/33	122/67	96	111	125	Светлый, почти белый, неравномерно пористый
1709,6	1,2	0,358	—	35/38	97/33	122/29	30	96	112	Светло-серый, пятнистый, плотный, фарфоровидный, трещиноватый
1780,1	1,1	1,4	—	19/80	—	134/20	14	16	30	Светлый, почти белый, с включениями ангидрита, плотный, рассечен поперечным стилолитовым швом
1794,2	1,1	1,55	—	17/79	—	144/21	13	16	30	Светло-серый, плотный, с кристаллами кальцита
1794,8	0,9	2,77	—	39/9	98/22	117/69	103	113	120	Серый с включениями ангидрита, трещиноватый

1805,5	17,9	48,1	11,3	16/20	102/40	112/40	92	102	114	Темно-серый, пористый
1807,4	17,5	54,0	15,8	—	—	112/100	106	112	116	Серый, однородный, тонкопористый
1820,6	9,5	10,67	18,2	—	95/16	114/84	106	110	114	Темно-серый, неравномерно пористый
1821,7	11,3	4,8	29,4	—	101/63	116/37	100	103	110	Темно-серый со светлыми пятнами, органогенный
1825,6	2,1	0,2	—	16/71	92/14	116/15	15	21	83	Серый, трещиноватый, равномерно окрашенный, плотный; видны единичные открытые трещины
1832,3	5,8	0,371	56,3	30/25	93/42	114/33	75	95	110	Светлый, серовато-коричневый, тонкозернистый
1836,0	7,2	1,71	37,1	—	95/40	125/60	95	112	126	Серый, пористый
1838,3	0,7	1,64	—	—	102/15	118/85	108	115	121	Почти белый, мраморовидный, сильно трещиноватый
1841,2	3,6	0,241	75,0	—	99/34	125/66	102	114	128	Серый, пористо-трещиноватый

фобных зон смачиваемости (см. табл. 17). Кумулятивные кривые и гистограммы изменения краевого угла смачивания отчетливо отражают изменчивость относительной гидрофобности пород Оренбургского месторождения (рис. 54).

Подтверждением высказанного предположения об относительной гидрофобизации внутренней поверхности пор при миграции нефти служит гидрофильность плотных пород, изученных в скв. 9 и 362, и очень низкие значения краевого угла смачивания, которые установлены при исследовании пород водоносной скв. 368, распо-

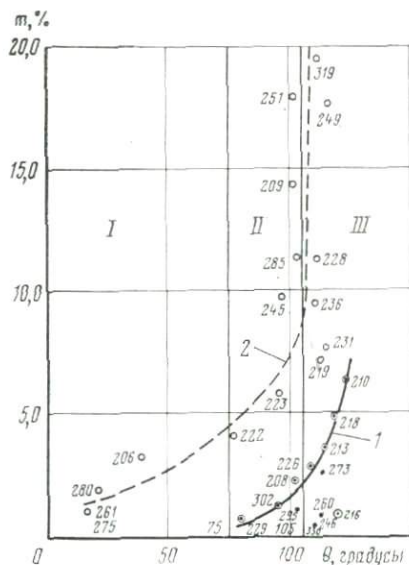


Рис. 53. Изменение величины краевого угла смачивания в породах с различной пористостью Оренбургского месторождения (скв. 9)

Породы: 1 — трещиноватые; 2 — пористые

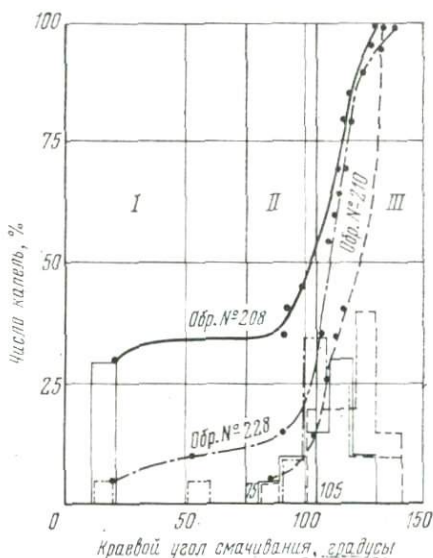


Рис. 54. Изменчивость смачиваемости известняков Оренбургского месторождения (скв. 9)

ложенной за пределами промышленной залежи. Наиболее убедительны данные, полученные при изучении известняков, отобранных по разрезу этой скважины. Из табл. 18 видно, что пористо-проницаемые разности с глубины 2095,4 — 2418,9 м характеризуются очень низкими величинами краевого угла смачивания. Важно, что большинство изученных разностей имеют типично гидрофильную поверхность. Основное число точек замера характеризует I зону, значения краевого угла изменяются от 18 до 50°. Только отдельные образцы, в которых обнаружено развитие стилолитовых образований с наличием окисленного битума, отличаются некоторой гидрофобизацией поверхности, приуроченной к плоскости шва (рис. 55). Табл. 18 и фотографии пластинок образцов показывают неравномерный характер распределения высоких и низких значе-

ний краевого угла смачивания и очень незначительную степень гидрофобизации пород. Даже высокопористые разности известняков — 14,9—16,3 %, изученные в этой скважине, имеют гидрофильную поверхность, угол смачивания для которой составляет 40—85°.

Трудно однозначно оценить влияние конденсата на гидрофобизацию пород, однако наличие остаточных нефтепроявлений в известняках в виде черного окисленного битума, безусловно, явля-

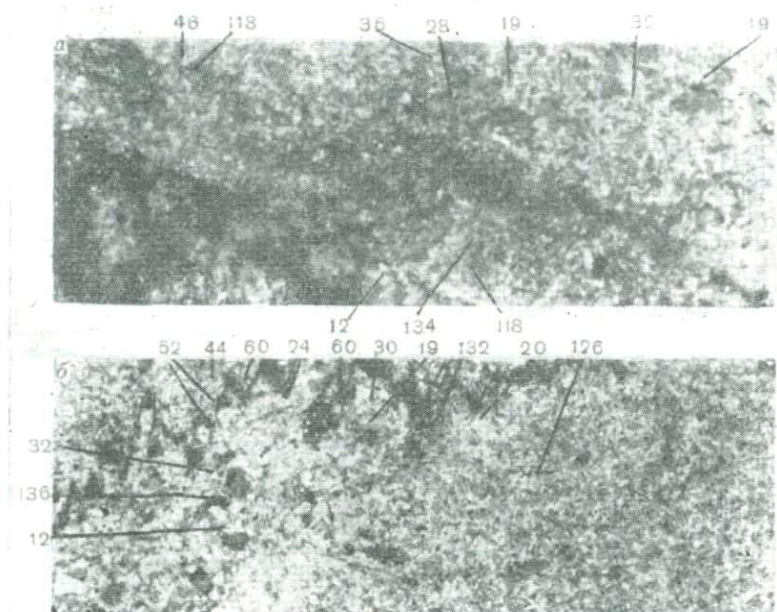


Рис. 55. Неравномерный характер распределения высоких и низких значений краевого угла смачивания в карбонатных породах Оренбургского месторождения (скв. 368)

а — обр. № 733, грань 2; б — обр. № 734, грань 2

ется основной причиной относительно высокой олеофильности продуктивных карбонатных отложений Оренбургского месторождения. Наблюдаемые маслянистые пятна, выпоты конденсата на поверхности пород также сказываются на изменчивости смачиваемости, но оценить роль их значительно труднее. Как правило, такие разности характеризуются промежуточными значениями угла смачивания и попадают во II зону смачиваемости.

При детальном изучении относительной гидрофобизации известняков, вскрытых в скв. 9 (табл. 19), было установлено, что характер распределения окисленной нефти, количество ее в породе имеют важное значение для объяснения и оценки смачивающих

Изменение смачиваемости пористых и трещиноватых известняков
Оренбургского газоконденсатного месторождения в законтурной скв. 368

Глубина отбора образцов, м	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-15} м ²	θ, градусы/число капель, %			Квартильные значения θ в градусах			Характеристика известняков	
			в зонах смачиваемости							
			I	II	III	25 %	50 %	75 %		
2095,4	5,8	0,27	46/80	80/2	127/18	25	46	68	Светлый, органогенный; стилолит выполнен черным битумом	
2100,6	1,9	0,84	29/74	94/6	122/20	11	19	84	Сероватый, органогенный, слабо пористый	
2102,5	1,7	Непроницаемый	29/34	91/45	114/21	34	87	102	Светлый	
2103,5	5,4		0,26	25/92	95/6	106/2	15	20	26	Светлый, пористый
2109,8	0,5		1,85	32/88	90/5	120/7	13	18	35	Серый; по стилолитоподобной трещинке сульфаты
2114,5	0,5	0,08	61/50	85/38	122/12	55	75	88	Мелкозернистый, однородный, трещиноватый	
2120,8	4,9	3,35	26/27	99/43	116/30	30	100	107	Органогенный, с пятнами кристаллического кальцита	
2117,9	1,5	Непроницаемый	25/100	—	—	16	21	26	Светло-серый, неравномернопористый, с отдельными крупными пустотами	
2120,9	0,8		То же	39/70	89/15	121/15	20	38	71	Светло-серый, плотный, трещиноватый
2129,3	1,3		"	18/87	90/9	113/4	14	19	37	Почти белый, однородный
2134,4	3,1		0,4	28/97	93/2	110/1	21	26	36	Светло-серый, со стилолитовыми швами
2144,8	2,1		1,08	43/84	77/16	—	20	56	71	Пятнистый, с тонкими открытыми трещинами и стилолитом
2171,5	1,3		0,32	31/85	88/10	114/5	15	21	50	Светло-серый, органогенный
2186,9	1,3		0,77	26/93	80/7	—	21	25	46	Серый, с извилистой трещиной
2222,0	11,6		18,5	27/96	79/4	—	18	27	41	Пористо-кавернозный
2225,0	14,9		24,8	50/36	89/56	112/8	47	85	93	Органогенный с порами выщелачивания
2224,0	13,8		21,6	40/45	84/52	108/3	40	80	84	Почти белый, тонкопористый
2338,1	4,7	0,6	34/69	84/31	—	15	30	80	Белый, с трещиной, выполненной кальцитом	
2338,6	10,0	9,23	49/83	90/14	108/3	40	49	63	Белый, с гнездами кристаллического кальцита	
2342,6	16,3	35,7	44/86	86/12	107/2	22	45	60	Белый	
2418,9	11,9	19,4	39/94	77/6	—	28	35	55	Светло-серый	

**Влияние различного характера распределения остаточной нефти
на смачиваемость известняков Оренбургского газоконденсатного месторождения
(скв. 9)**

Глубина отбора образцов, м	Пористость, %	Квартильные значения θ в градусах			Характер распределения остаточной нефти
		25 %	50 %	75 %	
1809,4	17,6	106	112	116	Остаточная нефть, равномерно заполняющая поры в виде каемок
1811,4	9,8	85	98	111	Остаточная нефть равномерно пропитывает породу по порам
1825,0	7,6	106	115	136	Остаточная нефть заполняет стилолитовый шов и редкие поры
1826,9	0,7	19	80	111	Очень слабо выраженная остаточная нефтенасыщенность в трещинах
1827,4	11,3	102	110	116	Остаточная нефть, обильно рассеянная в породе в виде каемок по стенкам пор и включений в поры
1830,2	2,8	93	109	116	Остаточная нефть, рассеянная в микрозернистой матрице и заполняющая стилолитовый шов
1833,2	4,1	27	75	82	Светлый известняк без нефти
1836,7	5,6	70	111	121	Остаточная нефть, обильно рассеянная в матрице в виде каемок по стенкам пор и в самих порах
1841,2	3,6	102	114	128	Остаточная нефть, неравномерно заполняющая матрицу и стилолитовый шов
1843,5	6,4	110	121	131	Остаточная нефть, участками заполняющая микрозернистую матрицу и трещины
1846,0	14,3	50	102	107	Остаточная нефть, обильная, в виде каемок по стенкам пор и в самих порах
1844,9	2,2	16	102	115	Остаточная нефть, в отдельных местах рассеянная в матрице и заполняющая стилолит
1848,15	3,3	18	39	102	Известняк светлый, стилолитовый шов заполнен ОВ

свойств. Из табл. 19 видно, что все разности, содержащие окисленную нефть черного или коричневого цвета, в той или иной мере гидрофобизованы.

Высокие значения краевого угла смачивания (более 105°) отмечаются в пористо-проницаемых разностях, представляющих коллекторы порового типа.

Неравномерный характер гидрофобизации отчетливо проявляется при замере капель на пластинках трещиноватых разностей пород (рис. 56). В этом случае поверхность плотной матрицы гидрофильна (обр. № 1864, 1875, 1881), 25 % от числа замеренных капель имеют угол менее 75° . Капли, формирующиеся вдоль стилолита и в непосредственной близости от него, характеризуются высокими значениями краевого угла смачивания — от 120 до 150° . Особенность гидрофобизации низкопористых разностей (1—3 %) заключается в преимущественной смачиваемости нефтью трещин и стилолитовых швов и резкой филализации участков развития микропор. Все это свидетельствует о дифференцированной фильтрации флюидов через такие разности. Очевидно, наличие крепко связанной воды в тонких порах не препятствует движению углеводородных флюидов по трещинам. Не меньшей олеофильностью отличаются породы продуктивной части разреза с пористостью 10—15 %, в мелких порах которых сохранился черный битум.

Выявленная закономерность показывает, что давление вытеснения флюида впервые проявляется в период формирования залежей нефти и газа. Поскольку большинство пустот заполнено водой, то решающее значение будет иметь процесс замещения первичной воды мигрирующей нефтью, т. е. уже в этот период помимо геометрии порового пространства большую роль начинают играть поверхностные свойства твердой фазы, нефти и воды. В зависимости от той или иной направленности влияния огромного числа факторов, обуславливающих поведение нефти и воды в пласте — давления, температуры, поверхностного натяжения, фазового состояния флюидов, химизма вод, — создаются сложные условия, определяющие поверхностные свойства отложений в природном резервуаре.

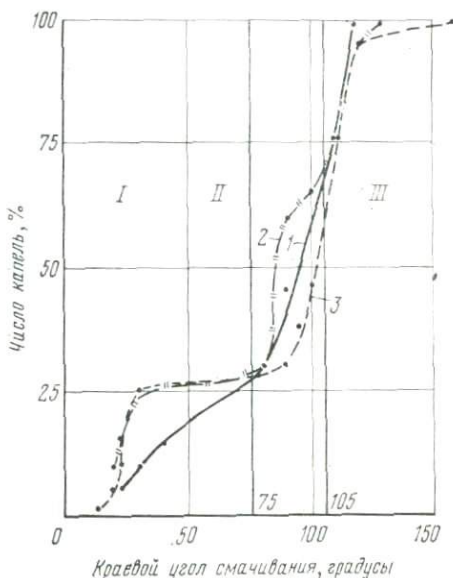


Рис. 56. Неравномерный характер смачиваемости трещиноватых разностей известняка Оренбургского месторождения (скв. 368)

1 — обр. № 1864, $m=1,8\%$, $k_{\text{пр}}=2,33 \times 10^{-15} \text{ м}^2$; 2 — обр. № 1875, $m=0,7\%$, $k_{\text{пр}}=0,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 3 — обр. № 1881, $m=0,6\%$, $k_{\text{пр}}=0,048 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

Изменение смачиваемости кавернозно-пористых и трещиноватых известняков месторождения Денгизкуль (скв. 4)

Глубина отбора образцов, м	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-12} м ²	Остаточная водонасыщенность, % от объема пор	θ, градусы/число капель, %			Квартильные значения θ в градусах		
				в зонах смачиваемости			25 %	50 %	75 %
				I	II	III			
2526,0—2530,0	16,4	1565	9,6	68/15	87/55	116/30	80	90	115
2526,0—2530,0	2,8	0,01	—	37/53	91/25	112/22	30	70	102
2530,0—2533,0	2,4	0,938	—	32/35	95/11	118/54	44	108	119
2533,0—2536,0	1,3	0,01	—	26/28	92/35	112/37	60	96	112
2533,0—2536,0	1,8	0,013	—	35/42	89/33	121/25	34	85	105
2563,3—2564,7	18,2	105,2	17,0	70/13	85/82	107/5	80	85	93
2563,3—2564,7	16,8	73,19	22,7	35/31	89/46	112/23	70	86	103
2564,7—2566,0	11,5	246,5	9,52	73/13	85/57	121/30	81	88	110
2568,2—2570,2	15,6	21,26	27,7	—	100/76	108/24	87	98	104
2570,2—2571,8	13,5	162,3	17,4	69/14	91/58	112/28	82	95	107
2575,6—2578,5	1,0	0,004	—	56/24	95/34	114/42	77	100	112
2575,6—2578,5	1,4	0,027	—	22/73	91/18	114/9	18	26	80
2575,6—2578,5	3,2	1,96	77,3	28/23	91/48	112/29	77	94	107
2583,6—2586,9	13,3	112,83	19,9	59/21	85/62	115/17	80	86	95
2583,6—2586,9	1,9	0,001	—	69/17	92/38	119/45	83	102	117
2591,5—2593,5	3,9	0,04	—	50/45	93/35	111/20	40	81	102
2602,3—2605,3	8,2	31,0	45,6	35/44	92/31	113/25	34	82	105

Неравномерная гидрофобизация продуктивных отложений Оренбургского газоконденсатного месторождения, представленных в основном известняками, позволяет сделать вывод, что формированию газоконденсатной залежи предшествовало замещение воды нефтью, оказавшей основное влияние на изменение смачиваемости пород.

Иной характер связи пористости и смачиваемости выявлен при изучении известняков из скв. 4 газоконденсатного месторождения Северный Денгизкуль. Исследованные разности, отобранные с глубины 2526,0—2605,3 м, отличаются широким диапазоном изменения пористости — от 1—2 до 18 % (табл. 20). График изменения краевого угла смачивания (рис. 57) показывает, что практически все известняки характеризуются промежуточными свойствами и попадают во вторую зону смачиваемости, среднее значение θ составляет 80—90°. Однако среди исследованных пород практически отсутствуют типично филые разности. Полученные результаты позволяют сделать вывод, что как проницаемые пористо-кавернозные, так и плотные разности известняков обладают близкими поверхностными свойствами, незначительная степень гидрофобизации пород обусловлена, по-видимому, воздействием конденсата. Микроскопическое изучение пород установило отсутствие в них органических веществ, окисленных битумов, широко распространенных в известняках Оренбургского газоконденсатного месторождения.

Столь же непостоянные значения краевых углов смачивания установлены для карбонатных пород других исследованных месторождений Средней Азии. Несколько неожиданны результаты изучения пористо-кавернозных разностей месторождения Урта-Булак, свидетельствующие об определенной олеофильности их поверхности. В целом, судя по несколько большей величине удельной поверхности, равной 0,25—0,33 м²/г, и относительно высокому содержанию остаточной воды, известняки этого месторождения должны быть типично гидрофильными. В некоторых образцах краевой угол смачивания равен 12—18°, но число капель с такими значениями очень мало. Пока нет определенного объяснения повышенных величин краевого угла смачивания, установленных опы-

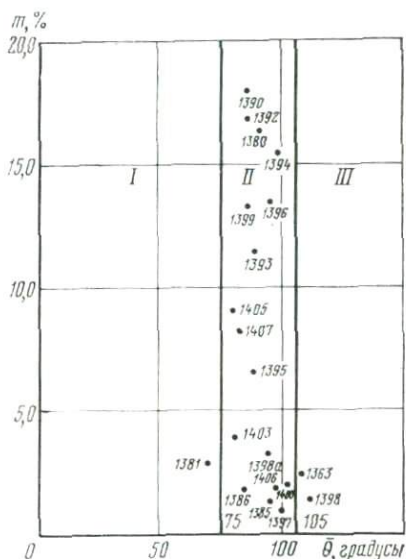


Рис. 57. Изменение краевого угла смачивания в породах с различной пористостью месторождения Северный Денгизкуль (скв. 4)

θ для числа капель, равного 50 %; цифры на рисунке — номера образцов

тами. Возможно, при исследовании высокопроницаемых пород строение пор, их морфология и сообщаемость несколько искажают истинную картину поверхностных свойств. В этом случае установление степени олеофильности следует проводить на более плотных разностях.

Интересны результаты изучения пород месторождения Зеварды, где в скв. 7, 11, 12 и 16 характер поверхностных свойств пород неодинаков. Наибольшей гидрофобностью отличаются известняки скв. 12, средние величины краевого угла смачивания которых равны 102 и 110° , при этом капель с минимальными значениями (54 и 47°) очень мало. В то же время породы-коллекторы скв. 11 гидрофильные.

Исследования поверхностных свойств пород месторождений Средней Азии подтвердили значительную изменчивость и непостоянство смачиваемости внутренней поверхности, что, естественно, определяет различную способность пород удерживать в порах связанную воду.

Из литературных источников известно влияние отдельных фракций сырой нефти на смачиваемость горных пород. М. О. Денекас, С. С. Маттакс (1959 г.), изучая вещества, вызывающие изменение поверхностных свойств, заметили, что смеси, влияющие на смачиваемость, полярны по своей природе и содержат азот, серу, кислород. Поверхностно-активные вещества, различающиеся по молекулярной структуре и массе, неоднозначно влияют на смачиваемость пород. О. Р. Вагнер и О. Лис (1959 г.) обнаружили, что поверхность пор в гидрофобных породах нередко покрыта озокеритоподобным веществом, именно это вещество они считают первопричиной гидрофобизации внутренней поверхности. Это явление аналогично установленному явлению неравномерного распределения окисленной нефти, определяющей изменение смачиваемости известняков Оренбургского месторождения, которые ранее были гидрофильными.

Полученные И. Л. Мархасиным (1977 г.) данные свидетельствуют о том, что адсорбция асфальтенов на различных минералах, составляющих пласт, весьма различна: на глине она в 4,5 раза меньше, чем на известняке. Однако вследствие большой удельной поверхности глин в сильно глинистых пластах резко увеличивается общее содержание асфальтенов. Он считает, что адсорбция большого количества асфальтенов может вызвать изменение фильтрационных свойств пород в результате изменения их смачиваемости.

С. Д. Пирсон (1958 г.) описал два различных характера распределения флюидов в природных резервуарах. В случае гидрофильности пород-коллекторов вода находится в более мелких порах и микротрещинах и, кроме того, покрывает поверхность породы. В типично гидрофобных породах вода существует в виде дискретных капель, зажатых в порах, удерживается в микропорах, а нефть покрывает поверхность пород и, главное, занимает основной объем порового пространства.

Очень интересно проследить роль включений — ангидрита, гипса, кальцита, содержащихся в породе в различных количествах, в изменчивости поверхностных свойств нефтегазосодержащих пластов и установить молекулярную природу поверхности самих минералов.

В процессе проведения замеров удалось установить, что присутствие в породе крупных включений ангидрита, гипса или кальцита неизменно вызывает снижение средних значений краевого

угла смачивания (рис. 58). Это связано с тем, что участки породы с такими включениями характеризуются очень низкими величинами краевого угла — $10-20^\circ$, а различные характер и количество этих минеральных включений, естественно, обуславливают неоднозначное изменение поверхностных свойств пород. Заполнение пор сульфатами либо наличие их в виде чистых и крупных кристаллов проявляется в отличии полученных характеристик зон смачиваемости и квартильных значений от свойственных исследуемой породе. Если эти включения имеют случайный характер, то при оценке смачиваемости пласта учитывать их не следует, а пластинки с такими включениями нужно отбраковывать (при необходимости направленной обработки пласта и выборе метода интенсификации добычи нефти неравномерное распространение сульфатов по разрезу продуктивных отложений обязательно учитывается). При одних и тех же средних величинах смачиваемости очень важно знать соотношение фильных зон, обусловленных наличием ангидритов, и олеофильных зон, присущих самой нефтесодержащей породе. Получение дифференциальной и интегральной характеристик трещиноватой породы позволит учесть изменчивость поверхностных свойств пласта, которая обусловлена наличием кальцитовых, сульфатных и других минеральных включений. При проведении экспериментов нужно очень тщательно отбирать образцы для установления истинной смачиваемости пород.

Большинство отложений как терригенных, так и карбонатных подвергаются неоднократному воздействию значительного числа полярных и неполярных веществ, каждое из которых обладает опре-

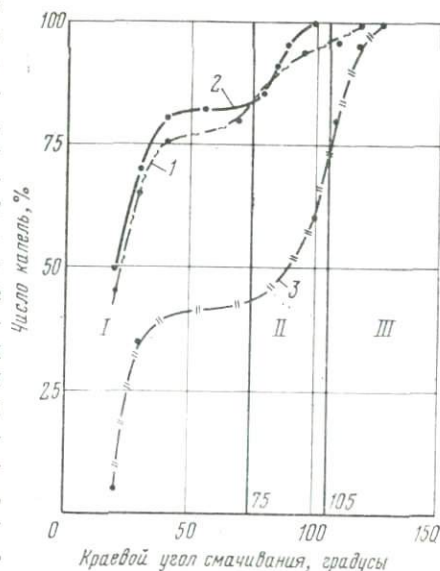


Рис. 58. Влияние неравномерного распределения ангидрита на смачиваемость известняков

1 — обр. № 1866, $m=37\%$, $k_{np}=0,57 \times 10^{-15} \text{ м}^2$; 2 — обр. № 1867, $m=3,1\%$, $k_{np}=0,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 3 — обр. № 1868, $m=1,8\%$, $k_{np}=0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

деленным видом сорбции и поэтому избирательно удерживает на своей поверхности те или иные компоненты. Все это ведет к постоянному изменению поверхностных свойств и к существованию участков фильных и олеофильных. Для основной массы изученных пород не отмечается значительного преимущества смачиваемости нефтью или водой, именно поэтому и возникают трудности определения интегральной величины, характеризующей породу в целом. Ведь во многих залежах рядом располагаются изолирующие пласты-экраны, содержащие большое количество сульфатов, и нефтегазоносные пласты, т. е. соседствуют гидрофильные и гидрофобные участки. При разработке месторождений неправильный выбор метода воздействия на пласт поверхностно-активными веществами может вызвать резкое ухудшение фильтрационных свойств пласта. Недоучет степени гидрофобизации пород, незнание характера смачиваемости внутренней поверхности пор, трещин или каверн может привести к уменьшению и прекращению фильтрации нефти.

В настоящее время не разработано достоверного метода измерения смачиваемости пласта, поэтому различные исследователи получают косвенные характеристики либо пород, либо флюидов, а также используют результаты оценки относительной проницаемости и содержания остаточной воды и по комплексу данных устанавливают смачиваемость пород. Использование нового метода измерения краевого угла, предложенного К. И. Багринцевой и Т. С. Преображенской, позволяет установить неоднородность и изменчивость смачиваемости пористых и трещиноватых пород. Основное преимущество его — получение дифференцированной характеристики породы, относительная простота и надежность замеров краевого угла смачивания.

Наиболее часто встречаются породы с нечетко выраженными поверхностными свойствами либо с одновременным развитием олеофильных и гидрофильных участков. Неодинаковая степень гидрофобизации отложений влияет на показания каротажных кривых, проявляется в аномалии содержания связанной воды, поэтому при интерпретации геофизических материалов необходимо учитывать относительную гидрофобность пород.

Глава IV

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ

§ 1. Роль литогенетических особенностей и постседиментационных изменений в развитии трещиноватости

На формирование трещиноватости карбонатных пород оказывают влияние как условия седиментации пород, так и последующие их преобразования. Вещественный состав, наличие глинисто-кремнистых примесей, характер порового пространства — все эти факторы определяют прочностные свойства накапливающихся отложений и существование благоприятных или неблагоприятных условий для их деформации. Постседиментационные преобразования — перекристаллизация, доломитизация, кальцитизация, окремнение — могут привести к полному изменению состава и текстурно-структурных свойств пород. Поскольку характер вторичных изменений и направленность их в карбонатных породах отличаются крайней изменчивостью, то на первых же стадиях образования породы создаются условия для последующего неодинакового развития трещиноватости. Возникновение трещин в породах происходит на разных этапах седиментогенеза: от ранних до поздних. Первичные фациальные различия оказывают сильное влияние на обогащенность пород глинами.

О влиянии глинистости на образование трещин и свойства коллекторов трещинного типа в настоящее время не существует единого мнения. Проведенные исследования показали, что связь интенсивности трещинообразования в породах с содержанием глинистой примеси при равных деформационных нагрузках достаточно сложна и неоднозначна.

Так, при изучении карбонатных коллекторов верхнего мела Восточного Предкавказья [Булач М. Х., Узянер В. П., 1965 г.] было установлено, что с ростом содержания глинистого материала (и вообще нерастворимого остатка) свыше 10 % трещиноватость пород уменьшается. И. В. Безбородова, А. Д. Везирова, Н. П. Москалев, Л. П. Гмид и другие исследователи пришли к выводу, что увеличение содержания как нерастворимого остатка, так и собственно глинистой примеси способствует снижению пластичности пород и, следовательно, увеличивает предрасположенность пород к трещинообразованию. В 1970 г. Н. Н. Павлова провела детальное изучение влияния содержания нерастворимого остатка на интенсивность трещинообразования в плотных известняках верхнего мела Предкавказья методом вдавливания штампа (табл. 21).

Из табл. 21 видно, что с возрастанием глинистости наблюдается тенденция снижения коэффициента пластичности и показателей прочности, указывающая на повышенную способность пород

Изменение средних значений деформационно-прочностных свойств известняков с ростом содержания нерастворимого остатка

(по Н. Н. Павловой)

Содержание нерастворимого остатка, %	Число испытанных образцов	Твердость, МПа	Предел текучести, МПа	Пористость, %	Коэффициент пластичности
≤2,5	4	1900	710	4,2	3,1
2,5—5,0	15	2100	930	3,6	2,1
5,0—7,5	6	1800	920	2,8	2,0
7,5—10,0	5	1730	810	2,9	2,0
10,0—12,5	5	1720	790	2,7	1,9
12,5—15,0	3	1200	700	1,8	1,5
15,0—17,5	6	1330	720	1,7	1,5
17,5—20,0	3	1120	680	2,4	1,65
>20,0	3	1270	720	2,1	1,6

к трещинообразованию. Аналогичное снижение коэффициента пластичности с ростом глинистости выявлено И. В. Безбородовой (1970 г.) при испытании верхнеюрских микрозернистых и микробрекчиевидных известняков (рис. 59). Таким образом, увеличение трещиноватости пород, наблюдаемое с ростом глинистости, авторы связывают со снижением прочностных и пластических свойств.

Аналогичный характер зависимости интенсивности развития трещин от литологического состава отмечается В. М. Бортницкой при изучении менилитовых отложений Карпат. Песчаники характеризуются незначительным и умеренным числом трещин. Алевриты и аргиллиты более трещиноваты. Повышенная хрупкость аргиллитов менилитовой толщи обусловлена наличием свободного кремнезема. Раскрытость трещин

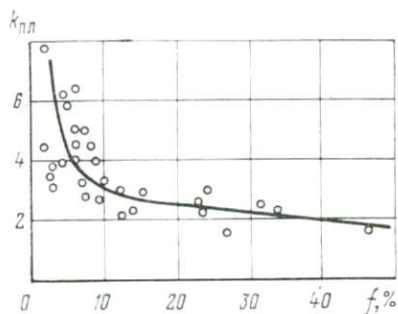


Рис. 59. Зависимость между коэффициентом пластичности $k_{пл}$ и содержанием нерастворимого остатка f (по И. В. Безбородовой)

меняется в широких пределах — от 1—5 до 30 мкм, реже до 1,5 мм и также тесно связана с вещественным составом пород.

Очень важно подчеркнуть, что наряду с обогащенностью глиной не меньшее значение имеет характер распределения ее в пласте: концентрация ее в виде микролинз и прослоев; обогащенность за счет цементирующего материала; равномерное рассеяние в основной массе породы. Неоднородный характер распределения глины обуславливает неодинаковую реакцию пород на процессы деформации и определяет склонность их к трещинообразованию.

При одном и том же количественном содержании глинистой примеси роль ее в снижении или повышении прочностных свойств неоднозначна. При малом количестве нерастворимого остатка и равномерном распределении его в известняках практически не отмечается связи процесса трещинообразования с коэффициентом пластичности.

Проведенные исследования [Багринцева К. И., 1977; Белозерова Г. Е., 1978] показали, что породы с неоднородной комковатой структурой, с неравномерной обогащенностью глинисто-органическим веществом, брекчиевидные характеризуются очень высокой степенью трещиноватости. Характер распределения глинистого материала, безусловно, оказывает влияние на интенсивность и морфологию трещин. В слоистой породе, где глинистое вещество распределено микропрослоями, трещины нередко располагаются в основном по контакту слоев. Равномерное распределение глинистого вещества в породе будет оказывать иное влияние на характер трещиноватости, обуславливая ветвящуюся форму трещин, их меньшую густоту.

Н. П. Москалев и др. (1966 г.), сравнивая содержание нерастворимого остатка и среднюю густоту наклонных трещин по отдельным ярусам юрских отложений Кавказа, отмечают следующую закономерность: с уменьшением нерастворимого остатка увеличивается число трещин, и наоборот, в породах с большим содержанием его число трещин уменьшается:

Средняя плотность наклонных трещин, 1/м	16	22	30	26
Среднее содержание нерастворимого остатка, %	75	6	2,6	10,5

Тем не менее следует подчеркнуть, что содержание нерастворимого остатка в карбонатных отложениях не является основным литологическим фактором, определяющим число трещин. По-видимому, немаловажное значение при этом имеет его минералогический состав.

Первичная структура пород и примесь в них глинисто-кремнистого вещества оказывают большее влияние на прочностные свойства карбонатных пород. Данные химического исследования карбонатных пород Кавказа, проведенного Т. И. Казминой, выявили значительное количество свободного кремнезема, не связанного с кристаллической решеткой глинистого вещества в породах верхнего мела. Кремнистое вещество представлено тонкодисперсным кремнеземом и аутигенным кварцем, равномерно распределенным в породе. Микроскопическое изучение позволило установить, что наиболее трещиноватыми в разрезе верхнего мела Кавказа являются тонкозернистые глинисто-кремнистые известняки. Именно эти породы отличаются наибольшими значениями емкости трещин и трещинной проницаемости. Первичная кремнистость, свойственная известнякам верхнего мела, определяет наибольшую хруп-

кость данных пород, способствует быстрому и интенсивному их растрескиванию, т. е. положительно влияет на образование трещин.

Расхождение во мнениях различных исследователей объясняется, по-видимому, тем, что они рассматривают породы на различных стадиях литогенеза. На раннем этапе литогенеза в результате процесса замещения кремнистое и глинисто-органическое вещества создают вокруг карбонатных зерен тонкую непроницаемую пленку, замедляют процессы их растворения и перекристаллизации, т. е. обуславливают неоднородность породы. На более поздних этапах преобразования отложений дополнительный привнос кремнисто-глинистых веществ способствует запечатыванию пор, пустот, трещин и увеличению хрупкости пород. В дальнейшем под влиянием тектонических деформаций эти породы сравнительно легко растрескиваются и в них образуются новые системы трещин, увеличивается фильтрация подземных вод и возникают вторичные пустоты выщелачивания.

Для отложений верхнего мела Восточного Предкавказья рядом исследователей (А. Д. Везиров, Ю. С. Пряхин, М. Х. Булач и др.) получена прямая корреляционная зависимость между степенью трещиноватости и кремнистостью пород. Неодинаковая степень окремнения отмечалась в известняках и доломитах девона Белоруссии, доломитах нижнего кембрия Якутии, известняках Оренбургского месторождения и других регионах. К. Р. Чепиков, Е. П. Ермолова, Н. А. Орлова (1968 г.), А. В. Копелиович (1965 г.) и другие исследователи детально изучали процессы регенерации, широко развитые в карбонатных породах, отличающихся наличием терригенной примеси. В целом вне зависимости от генезиса и характера привноса кремнезема эти процессы способствуют более значительной деформации пород.

Имеющиеся в карбонатных породах примеси глинистого, глинисто-органического, кремнистого и сульфатного состава не только замедляют перекристаллизацию, но и, заполняя поры, пустоты, меняют физические свойства пластов, а на более поздних этапах литогенеза придают породам твердость, хрупкость и способствуют образованию трещиноватости [Гмид Л. П., 1965 г.; Багринцева К. И., 1977]. Таким образом, с одной стороны, наличие этих примесей сказывается на уменьшении процессов выщелачивания, снижении фильтрационно-емкостных свойств пород, а с другой — приводит к формированию в этих породах коллектора нового типа с преобладающим значением трещин. Большую роль в изменении прочностных свойств пород играет наличие кремнистого вещества, которое также неодинаково влияет на деформационные свойства, поскольку в природных условиях различны его генезис и формы нахождения. Развитие халцедоновых конкреций, кремнении прочностных свойств пород играет наличие кремнистого либо одновременная садка его с кальцитом и общее равномерное насыщение карбонатов кремнеземом — все это, без сомнения, определяет неодинаковые прочностные, пластические свойства пла-

тов и проявляется в интенсивности и характере процесса трещинообразования.

Перекристаллизация доломитов и известняков обычно протекает неравномерно (рис. 60), благодаря чему в породах различных генетических типов наблюдаются не затронутые перекристаллизацией участки и участки, где почти весь микрозернистый карбонат замещен довольно крупными новообразованными кристаллами. Детальный анализ постседиментационных изменений в известняках различных генетических типов Оренбургского и Урта-Булакского месторождений выявил неодинаковую направленность процессов и большое значение первичных условий осадконакопления. Г. Е. Белозеровой (1978 г.) установлено максимальное проявление перекристаллизации и сульфатизации в густковых известняках (рис. 61).

В результате несовместного проявления перекристаллизации в породах различного генезиса образуются зоны частичного растворения и переотложения минерального вещества, меняются текстура и структура. Процесс избирательного растворения более мелких кристаллов неравномерно перекристаллизованной породы приводит к формированию межкристаллических пустот, к резкому изменению ее прочностных свойств. В процессе перекристаллизации создаются неоднородные по структурным особенностям породы, характеризующиеся и различными физическими свойствами. Образовавшиеся трещинки и межзерновые пространства в процессе миграции растворов нередко заполняются глинистым и органическим веществом.

На стадии катагенеза вследствие перекристаллизации в исследуемых карбонатных породах появляются ослабленные зоны, в которых под действием тектонических сил образуются трещины, служащие главными путями перемещения подземных вод и выноса части растворимого материала. Неодинаковая степень перекристаллизации и образование неравномернозернистых известняков и доломитов с различными структурными особенностями влияют на характер пустот и густоту трещин. В породах слабо перекристаллизованных развиты трещины более прямолинейные и пустоты расширения имеют правильную форму, приближающуюся к округлой; в доломитах сильно перекристаллизованных со густково-комковатой, комковато-пятнистой структурами трещины более извилисты, огибают инкрустации, густки и комочки, форма пустот изменчивая, неправильная.

Отмечается наличие связи между характером распределения ангидрита и структурой породы, но она неоднозначна: в тонкозернистых слабоперекристаллизованных доломитах ангидрита мало (единичные зерна с размером 0,05—0,15 мм), в неравномернозернистых перекристаллизованных доломитах наблюдаются крупные (до 1—1,5 мм) включения ангидрита. Нередко ангидрит развивается по цементу и замещает форменные образования в этих породах, поры и каверны в них почти не встречаются. В неравномернозернистых перекристаллизованных доломитах ангидрит

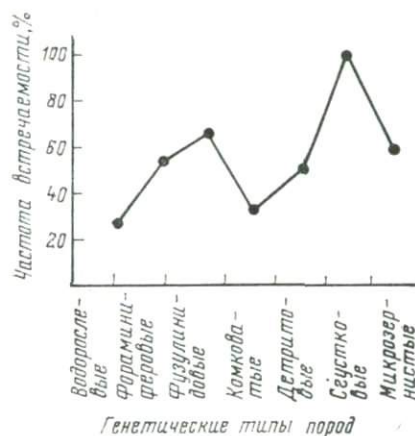
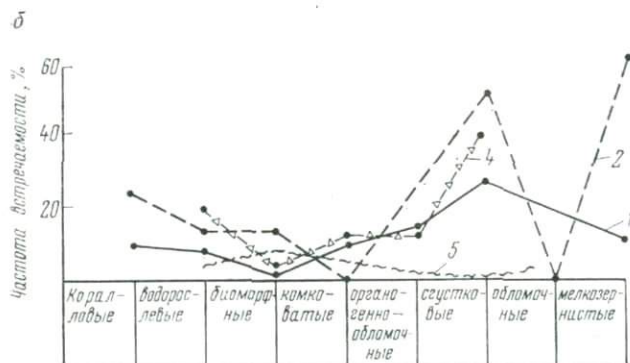
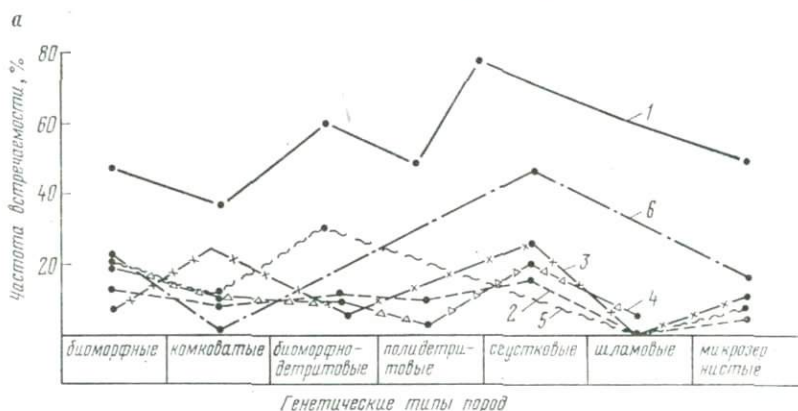


Рис. 60. Степень развития процессов перекристаллизации в известняках различных генетических типов (по Г. Е. Белозеровой)

Рис. 61. Закономерности проявления постседиментационных преобразований известняков различных генетических типов Оренбургского месторождения (а) и месторождений Западного Узбекистана (б)

1 — перекристаллизация; 2 — доломитизация; 3 — сульфатизация; 4 — грануляция; 5 — кальцитизация; 6 — окремнение



нередко наблюдается в виде крупных скоплений, его присутствие усиливает неоднородность породы, процесс сульфатизации увеличивает степень трещиноватости. В пористых разностях сульфатизация уменьшает фильтрационно-емкостные свойства и отрицательно влияет на развитие трещиноватости.

Возникновение большого числа стилолитов, сутур и трещин на стадии диагенеза и особенно эпигенеза в карбонатных отложениях исследователи связывают с особой природой слагающих такой комплекс пелитоморфных и микрозернистых известняков. В этих известняках, образованных коллоидным глинисто-карбонатным материалом, при гидратации сначала появляются многочисленные литогенетические трещины, которые затем переформируются в сутуры и стилолиты, параллельные слоистости. В более позднее время при деформации пород, возникших в самом начале складкообразования в условиях давления вышележащих пород, происходит раскрытие вдоль плоскостей стилолитов и образование новых коротких трещин, наклонных и перпендикулярных к напластованию. Изучение карбонатных отложений перми, карбона, верхней юры в различных геологических регионах показало, что характер распределения и интенсивность проявления трещиноватости зависят от литогенетических особенностей пород.

Полости стилолитовых и микростилолитовых образований обычно заполнены темно-зеленым известковисто-глинистым веществом, реже кальцитом или глинисто-битуминозным веществом. Нередко по ним развиты трещины с каналами расширения в виде крупных пор и каверн. Анализ микротрещиноватости при исследовании керна нефтяных месторождений Гаши и Селли и газоконденсатных месторождений Оренбургского, Вуктыльского и Карачаганакского показал, что среди открытых микротрещин присутствуют и стилолиты, обуславливающие высокие фильтрационные и емкостные свойства пород, так как вдоль них развиваются новые секущие трещины. Обычно интервалы продуктивной части разреза, где наблюдаются нефтегазопоявления, отличаются большим числом стилолитовых образований.

Л. А. Демидович (1979 г.) отмечает, что в межсоловых отложениях Припятского прогиба наблюдается увеличение объемной плотности и числа открытых (эффективных) трещин в известняках; для доломитов характерно широкое развитие пустот выщелачивания. Очень большое число трещин заполнено глинистыми минералами. Установлена следующая закономерность: на значительной части территории вблизи от нарушения преобладают «минеральные» трещины, заполненные ангидритом, гипсом, кальцитом, которые частично открыты для перемещения флюидов. Трещины открытые (эффективные) для заполнения нефтью и газом приурочены к зоне, находящейся от разлома на расстоянии от 200—300 до 2000—3500 м.

В советской и зарубежной литературе приводится немало примеров, подтверждающих эффективность трещин, частично заполненных минеральными веществами. По данным К. И. Багринцевой

(1977 г.), в продуктивных отложениях Оренбургского месторождения наблюдается неполное заполнение «минеральных» трещин, участвующих в фильтрации флюидов.

И. А. Конюхов с сотрудниками (1966 г.), исследуя битуминозные трещиноватые породы верхнемелового возраста, показал, что трещины, заполненные кальцитом, содержат также и битум, люминесцирующий не только в голубых, но и в светло- и темно-желтых тонах. Иногда можно видеть, что внутри кальцитовой трещины проходят тонкие каналы, заполненные битумом, или полые. Сопоставляя микротрещины, изученные в породах из естественных обнажений и на глубине, эти авторы отмечают, что большинство трещин в карбонатных породах, выходящих на поверхность, заполнены кальцитом, а число трещин, открытых и заполненных битумом, значительно меньше. В породах, залегающих на глубине и поднятых на поверхность при бурении разведочных скважин, наблюдается резкое увеличение числа трещин, заполненных битумом, и появление большого числа зияющих трещин.

Установлено, что интенсивность развития трещин неодинакова в породах различного состава. Наиболее трещиноватыми являются карбонатные породы, нацело перекристаллизованные, мелкозернистые, смешанного известняково-доломитового состава. В меньшей степени трещиноватость проявляется в известняках биоморфных, оолитовых и органогенных, недоломитизированных, сохранивших свои первоначальные структурные особенности (табл. 22). Наименее трещиноватыми оказываются сульфатные отложения — гипсы, ангидриты, а также терригенные отложения — алевролиты, песчаники, глины.

Количественные характеристики трещин неодинаковы в известняках различных структурно-генетических типов.

Таблица 22

Трещинная пористость и проницаемость верхнеюрских отложений Дагестана, определенные по шлифам

(по Н. П. Москалеву, 1966 г.)

Тип пород	Средняя проницаемость, 10^{-13} м ²	Средняя пористость, %
Доломиты кристаллические, известковистые, кремнистые	112,22	0,13
Известняки мелкозернистые, доломитовые и доломитистые	272,48	0,32
Известняки неравномернозернистые, перекристаллизованные	385,30	0,49
Известняки пелитоморфные и мелкозернистые, однородные	331,46	0,36
Известняки мелкозернистые и пелитоморфные, частично перекристаллизованные с обломками	82,95	0,28
Известняки органогенно-детритусовые	47,33	0,15
Известняки оолитовые	64,57	0,19
Известняки алевроитистые, песчанистые	7,91	0,01

Сопоставление параметров трещиноватости различных структурно-генетических типов пород (рис. 62) показало, что минимальные значения поверхностной плотности трещин отмечаются в биоморфных разностях известняков — 0,01—0,5 см/см² при средней раскрытости трещин 10—70 мкм. Для известняков комковатой структуры характерны более высокие величины поверхностной плотности трещин — 0,3—0,8 см/см² при средней раскрытости 5—40 мкм. В детритовых разностях известняков значения раскрыто-

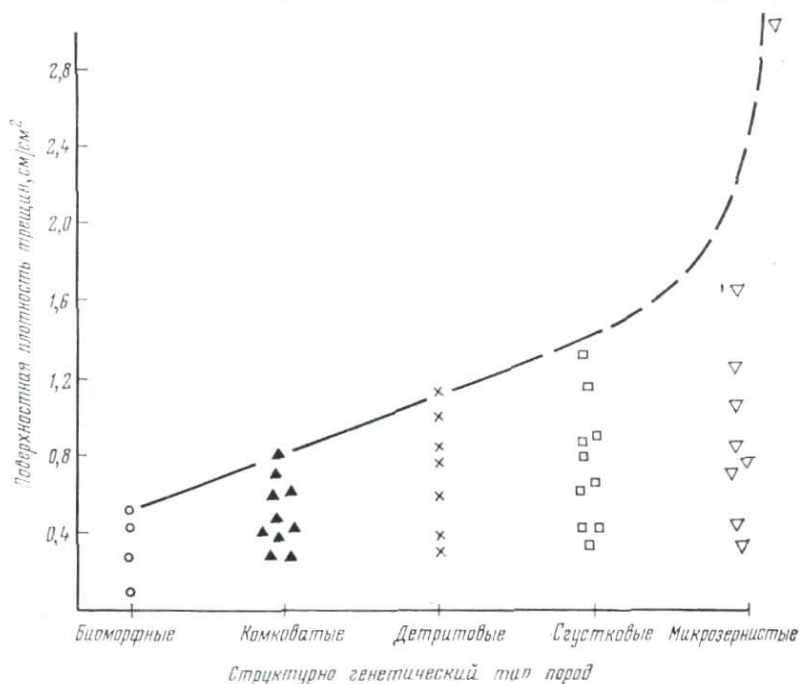


Рис. 62. Распределение поверхностной плотности трещин в известняках различного генезиса (по Г. Е. Белозеровой)

сти трещин увеличиваются до 1,1 см/см² при высокой раскрытости трещин — 140 мкм (в среднем 60 мкм), хотя присутствуют образцы детритовых известняков, в которых средняя раскрытость составляет всего 7—10 мкм. Примерно такими же параметрами трещиноватости характеризуются сгустковые известняки, поверхностная плотность трещин в них составляет 0,3—1,4 см/см², средняя раскрытость трещин изменяется от 7 до 30 мкм. Максимальными значениями поверхностной плотности трещин отличаются микрозернистые известняки — 3,1 см/см², средняя же раскрытость трещин в них не превышает 25 мкм, максимальная — 60 мкм.

Густота, раскрытость трещин, коэффициенты проницаемости и емкости тесно связаны с вещественным составом, степенью вторичной измененности карбонатных отложений. Широкое проявление диа- и катагенетических преобразований пород обуславливает

значительное изменение их физико-механических свойств и склонность к различным видам деформаций.

Таким образом, первичные литофациальные условия, направленность и интенсивность проявления вторичных постседиментационных процессов, безусловно, имеют решающее значение в образовании макро- и микротрещиноватости отложений, так как именно их совокупное воздействие обуславливает формирование новых прочностных свойств пород. Тектоническая трещиноватость в определенной мере унаследованно развивается по первично заложенным ослабленным зонам, по неоднородным в структурном отношении участкам, приводя к развитию новых систем трещин, связанных с деформациями пород под действием тектонических движений.

§ 2. Формирование емкостного пространства трещин и фильтрация флюидов в трещиноватых породах

Трещиноватость горных пород широко изучается, с различных позиций рассматриваются генезис трещин, их морфология, выявляются закономерности распределения трещин, устанавливается механизм их образования. Оценка трещиноватости как фактора водо- и газопроницаемости растворимых пород остается одной из наименее изученных проблем, поскольку решающую роль в этой проблеме играет определение степени сообщаемости и раскрытости трещин. Существующие классификации трещин не дают четкого деления по основным количественным параметрам, главное, что ни в одной из них не учитываются извилистость, шероховатость стенок трещин, изменчивость ширины трещин, их взаимосообщаемость, протяженность, а поэтому они практически не могут быть использованы для оценки водо- и газопроницаемости сред.

Ранее проведенными экспериментальными исследованиями [Володько И. Ф., 1941 г.; Ломизе Г. М., 1947, 1951 гг. и др.] доказывалось большое влияние шероховатости стенок трещин на фильтрацию. В дальнейшем Г. М. Ломизе (1951 г.) установил значительно большее значение раскрытости трещин по сравнению с шероховатостью их стенок и отметил, что последняя сказывается на скорости движения флюидов в очень тонких трещинах.

О. Леманн (1932 г.) считал, что циркуляция подземных вод может происходить лишь в так называемых «гидрографически проходимых» трещинах, ширина которых должна быть не меньше 1—2 мм, в более узких трещинах движение воды, по его мнению, вообще исключается. Г. М. Ломизе (1951 г.), В. Г. Науменко (1954 г.) опровергли это представление экспериментальными исследованиями и тем фактом, что ниже уровня подземных вод трещины с раскрытостью 0,5—2 мкм уже содержат свободную гравитационную воду. Лишь выше уровня подземных вод возможность движения воды по узким трещинам снижается вследствие действия капиллярных сил. И, наоборот, на значительной глубине, в области

больших давлений вероятно движение воды и в виде тонких пленок, что непосредственно доказывается результатами экспериментов.

Коэффициент фильтрации флюидов в трещиноватом массиве был определен на основании экспериментов с одиночной щелью, моделирующей открытую трещину [Ломизе Г. М., 1951 г.; Луи Р., 1968 г.], и с несколькими невязаносвязанными щелями, имитирующими сеть трещин [Ромм Е. С., 1958, 1966 гг.; Сноу Д. С., 1965 г.]. Но условия экспериментов очень далеки от реального потока жидкости, циркулирующей по пересекающимся и взаимосоединяющимся открытым и частично заполненным трещинам. Действительно, невозможно теоретически воссоздать модель природного резервуара, в котором фильтрация флюидов осуществляется главным образом по трещинам, значительно отличающимся между собой степенью раскрытости, длиной, шероховатостью стенок. На процесс фильтрации оказывают значительное влияние вариация ширины трещин, изменчивость или выдержанность длины и раскрытости их, прямолинейность, заполненность и ряд других геометрических и морфологических особенностей трещин.

Зависимость фильтрации от градиента давления для трещин с соприкасающимися стенками хорошо описывается формулами Пуазейля, Ломизе, Луи, которые даны для щелей с параллельными гладкими или шероховатыми стенками. Опытами доказано [Ломизе Г. М., 1951 г.], что шероховатость стенок не оказывает решающего влияния на движение потока при раскрытости трещин 0,1—1,0 мкм и градиентах давления 0,01—0,3 МПа/м.

С. Н. Чернышев (1978 г.) провел экспериментальное исследование движения потока по пересекающимся и взаимодействующим трещинам и вычислил коэффициент фильтрации на основании опытов, а также определил его по формулам Ромма и Луи. Полученные им результаты показывают, что тензорный метод Ромма систематически завышает коэффициент фильтрации, а для повышения точности метода линейных элементов Луи необходимо наиболее тщательное измерение ширины трещин. В целом последний метод более достоверен и позволяет оценивать анизотропию трещиноватого массива.

В осадочных породах В. В. Белоусов (1954 г.) различает четыре основные генетические категории трещин: литогенетические, тектонические, разгрузки и выветривания, роль которых для процессов миграции флюидов весьма неоднозначна, поскольку неодинакова их геометрия.

Образование основного числа литогенетических трещин происходит под нагрузкой вышележащих толщ, что существенным образом препятствует их раскрытию. В карбонатных отложениях стенки образующихся литогенетических трещин обладают большой шероховатостью, что, по-видимому, обусловлено возникновением их в условиях сокращения объема при кристаллизации, потере воды, уплотнении. Литогенетические трещины формируются в процессе литификации осадков, при перекристаллизации, при неоднородной

цементации пород. К ним относятся трещины напластования и внутренние. Установлено, что в пластах меньшей мощности внутрислойные литогенетические трещины, хотя и являются более частыми, но отличаются ничтожной степенью раскрытости. В мощных пластах, наоборот, такие трещины относительно редки; но раскрытость их более значительная. Следовательно, в пластах меньшей мощности при более высокой интенсивности литогенетической трещиноватости возможность движения вод по этим трещинам ограничивается незначительной их раскрытостью. И, наоборот, редкие трещины в мощных пластах характеризуются относительно большой раскрытостью и движение вод по ним более вероятно.

Доказательством этого являются отсутствие закарстованных трещин в тонкоплитчатых известняках и доломитах, а также ничтожное развитие процессов выщелачивания в толще карбонатного флиша.

Степень раскрытости литогенетических трещин находится в связи с другим свойством пород — их крепостью. Характер этой зависимости сходен с характером зависимости степени раскрытости трещин от мощности пластов, т. е. у менее крепких пород частота трещин больше, но раскрытость их ничтожная; у более крепких — трещин меньше, но степень их раскрытости относительно более высокая.

Д. С. Соколов подчеркивает огромное влияние структуры порового пространства, заложенной в процессе осадконакопления, на образование литогенетических трещин в горных породах. В данном случае первичная пористость (пористость, образующаяся во время седиментации и диагенеза) относится к наиболее важным свойствам пород, при этом определяющую роль играют размеры и сообщаемость поровых каналов.

Поскольку образование литогенетических трещин в той или иной степени связано с потерей воды во время литификации осадков, то существование данной связи несомненно. В тех породах, которые имеют крупные сообщающиеся поры и каверны, например, рифовые образования, ракушники, детритусовые известняки, вода в процессе литификации слоя получает достаточно свободную возможность «выхода» из него. В осадках, где поры по размерам ничтожны (микро- и мелкозернистые известковые и доломитовые илы, известково-глинистые илы), отжимание воды, наоборот, встречает большое сопротивление и сопровождается возникновением значительных растягивающих усилий, которые и являются непосредственной механической причиной образования литогенетических трещин. В тонкопористых осадках, а затем в породах литогенетические трещины играют самую существенную роль в качестве путей, по которым происходит отжимание воды из слоя, т. е. чем мельче будут поры в слое, тем более частыми будут образующиеся литогенетические трещины, раскрытость которых может быть совершенно ничтожной. В слоях же с крупными порами и пустотами, например в органогенных, литогенетические трещины, естественно, представляют редкое явление. Собственно литогенетические тре-

щины повсеместно распространены в таких породах, как мергели, пелитоморфные микро- и тонкозернистые известняки, доломиты, значительно реже они встречаются в пластах известняков-ракушечников, в рифовых массивах.

Подчеркивая большое значение в образовании литогенетических трещин характера первичной пористости, не следует забывать, что эта пористость в процессе литификации подвергается значительному изменению вследствие процессов цементации и перекристаллизации. По-видимому, нередко наблюдаемая в породах сравнительно интенсивная литогенетическая трещиноватость может рассматриваться в качестве признака, указывающего на более раннее (по отношению к трещинам) развитие в них процессов цементации или перекристаллизации. Эти трещины по существу заложены при седиментации, диагенезе, но они не проявляются вне воздействия разгрузки и не могут обеспечить возникновение интенсивной циркуляции подземных вод ни в карбонатных толщах, ни тем более в гипсах, ангидритах, каменной соли.

Установлена тесная связь между механическими свойствами пород и степенью раскрытости литогенетических трещин, при этом характер связи оказывается неоднозначным для пород различного литологического состава. Высокая пластичность каменной соли, гипсов и ангидритов является основной причиной, препятствующей формированию в них литогенетических трещин и их раскрытию. Именно поэтому перечисленные породы с трудом подвергаются выщелачиванию. Литогенетические трещины в карбонатных породах характеризуются высокой шероховатостью стенок, вследствие чего даже малейшая раскрытость трещин обуславливает возможность движения вод. Ничтожная первичная раскрытость литогенетических трещин не может обеспечить интенсивной циркуляции подземных вод, так как породы находятся в состоянии объемного сжатия под нагрузкой вышележащих толщ.

Независимо от первичного влияния литогенетические трещины играют большую роль в развитии процессов растворения, так как именно они в период разгрузки обуславливают неоднородную проницаемость карбонатных толщ по вертикали. Практически, по классификации В. В. Белоусова, их можно отнести к скрытым трещинам, которые длительное время до интенсивных тектонических движений не проявляются. Затем на первых стадиях деформаций, когда их раскрытость превышает 1 мкм, и по ним начинается циркуляция подземных вод. Раскрытие существующих и образование новых трещин — трещин разгрузки происходят в результате различных геологических процессов, которые освобождают горные породы от напряжения. Следует напомнить, что при проходке подземных выработок нередко случаи внезапных выбросов пород, угля, газа именно в результате внезапного снятия напряжений, обусловленных сжатием.

Явление разгрузки выступает в качестве одного из важнейших факторов увеличения трещинной водопроницаемости. В этих условиях породы получают возможность расширения, что приводит,

с одной стороны, к раскрытию уже имеющихся литогенетических и тектонических трещин, с другой — к образованию трещин, которые Д. С. Соколов выделяет в самостоятельную генетическую категорию под общим названием трещин разгрузки. Он подчеркивает относительно высокое значение факторов разгрузки в формировании водопроницаемости для растворимых пород. Раскрытие трещин под влиянием процесса разгрузки обуславливает усиление циркуляции подземных вод и тем самым способствует расширению трещин путем выщелачивания; в нерастворимых породах формирование трещинной водопроницаемости путем выщелачивания практически не проявляется. Дальнейшее развитие трещинной водопроницаемости тесно связано как с явлением разгрузки, так и с процессом растворения. Вследствие существенного различия растворимых и нерастворимых пород в них неоднозначно проявляется и процесс формирования трещинной проницаемости. Следует подчеркнуть, что фактор разгрузки предопределяет повышение проницаемости прежде всего зон интенсивной трещиноватости, т. е. на фоне общего увеличения водопроницаемости происходит прогрессивное развитие этого свойства уже существовавших трещиноватых зонах.

Следовательно, раскрытие трещин под воздействием разгрузки одновременно обуславливает усиление циркуляции подземных вод, что в условиях растворимых пород вызывает дальнейшее возрастание водопроницаемости вследствие процессов выщелачивания и выноса части растворенного вещества. В целом весь этот сложный процесс предопределяет дальнейшее нарастание неоднородности толщ трещиноватых горных пород в отношении их фильтрационных свойств.

Трещины выветривания широко распространены и выделяются в особую генетическую группу. Процессы выветривания существенным образом изменяют трещинную водопроницаемость, однако в отличие от явления разгрузки влияние выветривания может быть различным по знаку, в результате чего трещинная водопроницаемость то увеличивается, то уменьшается (при преобладании химического воздействия).

В формировании водопроницаемости горных пород тектонические трещины играют более значительную роль по сравнению с трещинами литогенетическими. Такое различие связано главным образом с наличием секущих тектонических трещин, которые, как и многие разрывные смещения, обеспечивают возможность достаточно интенсивной циркуляции подземных вод на значительной глубине. Особенности распределения трещин изгиба обуславливают слабое развитие трещинной водопроницаемости в отрицательных элементах земной коры и, наоборот, широкое ее проявление в областях поднятий. Внутрислойные тектонические трещины вследствие ничтожной первичной раскрытости не могут обеспечить возможность интенсивной циркуляции подземных вод. Таким образом, вторая стадия развития трещиноватости — тектоническая —

еще более усиливает анизотропность тех или иных участков земной коры в отношении трещинной проницаемости.

Развитие тектонической трещиноватости в ходе геологической истории идет в соответствии с принципом унаследованности, что неоднократно отмечалось в литературе, особенно по рудной геологии.

Механизм унаследованного развития трещин хорошо объясняется с позиции механики. При возникновении отдельной трещины сложной формы на следующем этапе развития происходит расширение ее за счет растворения стенок при постоянном градиенте давления подземных вод. Причинами ускоренного расширения трещин являются благоприятный химический состав растворов и скорость циркуляции, которая при большой раскрытости трещин будет значительной. Но в массиве одновременно сосуществует несколько одиночных трещин с различными длиной и раскрытостью, причем более крупные, как правило, зарождаются раньше, чем более мелкие. При появлении в массиве нового дополнительного напряженного состояния в первую очередь начнут развиваться крупные трещины, которые к этому моменту являются наиболее развитыми. При прочих равных условиях по законам механики быстрее будут расти крупные, ранее заложенные трещины, т. е. направленность процесса будет унаследованной. Избирательность процесса роста трещин прослеживается на различных этапах геологической истории. Трещина в ходе развития региона является то поверхностью отрыва, то плоскостью скалывания, то каналом фильтрации флюидов, а в растворимых породах — то каналом выщелачивания, то зоной накопления механических взвесей или выпадения минеральных веществ, растворенных в движущихся водах. Регрессивный процесс коагуляции трещин также протекает избирательно, в первую очередь заполняются тонкие трещины.

Морфология, протяженность и ширина трещин хорошо отражают многоэтапное развитие их. Трещина как сложное природное образование отличается от других пустот и полостей, возникающих при деформации, резким преобладанием протяженности над раскрытостью. На определенном этапе роста трещины в длину и ширину происходит ее смыкание с близлежащей трещиной той же системы, т. е. возникают генерации крупных трещин. Унаследованность развития сочетается с образованием новой системы трещин, которые отличаются не только ориентировкой, но и размером, протяженностью, раскрытостью. При этом характерно, что новообразованные системы трещин развиваются в зонах и направлениях, не занятых ранее образовавшимися трещинами. Весь этот стадийный процесс, сочетающий унаследованность, растворение и новообразование, обуславливает неоднородность формирования трещин в массиве, приводит к созданию сложной сети трещин различных генерации, заполненности и генезиса.

До настоящего времени дискуссионным остается вопрос о раскрытости трещин в пласте. Многие авторы считают верхним пределом раскрытости микротрещин 100 мкм, что, однако противоре-

чит результатам исследования трещиноватости с помощью новых методов (насыщения люминофором, фотокаротажа), устанавливающим наличие открытых трещин шириной от 0,5 мм до 0,5 см и более (Ф. И. Котяхов). При раскрытости трещин 0,1 мм для определения потока жидкости через трещины обычно используют формулу Буссинека. Если же считать, что присутствуют трещины и пустоты большей раскрытости, необходимо применять формулу Шези—Краснопольского.

При изучении большого количества кернового материала Вишанского, Жанажольского, Оренбургского и Вуктыльского месторождений (К. И. Багринцева) установлено, что породы содержат как макротрещины шириной 0,5—1 см, так и множество микротрещин раскрытостью от 10 до 500 мкм, но обычно керн при наличии крупных трещин распадается на обломки и поэтому в лаборатории исследователи сталкиваются с преобладающим развитием тончайших микротрещин.

Определение правильной схемы строения сложной трещинно-пористой среды имеет большое значение для изучения движения в ней газа и жидкости. Мнения о протяженности, раскрытости и взаимосвязи трещин весьма различны. Некоторые исследователи [Конюхов И. Л., 1966 г.; Гаврилкевич К. В., 1960 г.] считают, что длина трещин может достигать ста метров и более, однако большинство придерживаются точки зрения о преобладающем развитии густой сети мелких макро- и микротрещин. Столь же различны суждения и о величине раскрытости трещин: от микрометров до сантиметров. В. Н. Майдеборм (1967, 1971 гг.) проведены исследования верхнемеловых отложений Грозненских месторождений и выяснено, что размеры полостей весьма значительны, но крупные пустоты отличаются небольшой протяженностью и в большинстве случаев соединяются между собой посредством микротрещин. Анализ фактических данных о перемещении водонефтяного раздела во времени позволил этому автору сделать вывод об отсутствии в карбонатных коллекторах макротрещин со значительной раскрытостью.

При изучении керна карбонатных пород М. Х. Булач (1961 г.) установлено, что раскрытость трещин в большинстве случаев составляет десятки микрометров. В некоторых образцах микротрещины на всем протяжении имеют расширения до 0,03—0,1 мм удлиненной формы. Ею отмечены пустоты различных форм и размеров от 0,05 до 3,0 мм, соединяющиеся между собой микротрещинами.

Значительный вклад в современные представления о значении трещин, их емкости, проницаемости, взаимосвязанности внесли работы Е. М. Смехова, Л. П. Гмид, М. Х. Булач, Т. В. Дорофеевой, Л. Д. Кноринг (1958, 1974 гг.) и других сотрудников ВНИГРИ.

Е. М. Смехов неоднократно подчеркивал, что трещинами определяются фильтрационные свойства карбонатного коллектора, трещинная проницаемость которого всегда будет больше величины

межзерновой проницаемости (1962 г.). Отмечая значение вторичной пористости, обусловленной кавернами, карстовыми полостями и другими пустотами, он считает, что гидродинамическая сообщаемость их обеспечивается через микротрещины, раскрытость которых может колебаться на глубине от единиц до десятков микрометров. По современным данным большого числа исследователей раскрытость трещин значительно выше.

Характер движения флюида, например воды, существенно различен: в широких трещинах и каналах движение будет турбулентным (вихревым), в относительно узких трещинах — ламинарным (струйчатым). Как известно, скорость ламинарной фильтрации прямо пропорциональна величине напорного градиента (закон Дарси). Для скорости v турбулентного движения справедлива формула Шези—Краснопольского

$$v = C \sqrt{RI},$$

где R — гидравлический радиус, равный отношению площади живого сечения к смоченному периметру; C — эмпирический коэффициент; I — напорный градиент.

Согласно формуле Шези—Краснопольского скорость турбулентного движения пропорциональна корню квадратному из величины напорного градиента.

Г. М. Ломизе указывает, что отклонения от законов линейного движения часто связаны не с турбулентностью, а с появлением сил инерции, которые возникают вследствие изменения сечения проводящих каналов и их извилистости. В породах со значительными колебаниями размеров фильтрующих каналов возможна турбулентность потока, в результате чего будет происходить механическое разрушение пород движущейся водой и увеличиваться расширение карстовых пустот.

Д. С. Соколов подчеркивает, что несмотря на господство ламинарного режима движения в карстовых породах нередко наблюдается турбулентный характер циркуляции подземных вод. Такие условия обычно встречаются в зоне аэрации и у верхней границы полного насыщения. Для очень многих карстовых областей характерна резко выраженная неоднородность водопроницаемости карстующегося массива, движение вод в этих областях имеет не только нисходящий характер, в ряде случаев преобладающая вертикальная циркуляция сменяется почти горизонтальной. Движение карстовых вод подчиняется вертикальной гидродинамической зональности; полости, по которым циркулируют эти воды, развились на основе трещинной или поровой проницаемости. В природных условиях невозможно провести четкие границы между первичными трещинами, кавернами выщелачивания и закарстованными трещинами — все эти виды и формы пустот тесно связаны друг с другом разнообразными переходами.

В природном резервуаре, сложенном растворимыми карбонатными породами, движение подземных вод осуществляется то по порам, то по мелким микротрещинам, то по карстовым каналам,

причем очень часто преобладает один из видов циркуляции. Увеличение градиентов скорости движения подземных потоков влияет на растворяющую способность вод и предопределяет дальнейшее расширение трещин и формирование карстовых полостей вследствие выноса части материала. При низких скоростях циркуляции вод трещинная водопроницаемость будет еще более снижаться в результате частичного заполнения трещин остаточными продуктами растворения.

Таким образом, формирование трещинной водопроницаемости в толще растворимых пород является сложным геологическим явлением, обусловленным целым рядом процессов, последовательно сменяющих друг друга, влияющих разнонаправленно, а в некоторых случаях протекающих одновременно и воздействующих в сторону создания карстовых зон.

Влияние трещиноватости на проницаемость коллектора весьма значительно. Проницаемость идеализированной трещиноватой породы изучалась давно как в СССР, так и за рубежом. Работами Е. С. Ромма (1961 г.), М. Маскета (1937 г.), С. Д. Пирсона (1966 г.) и других исследователей доказано преобладание ламинарного движения жидкостей. Р. С. Хьюитт, рассматривая влияние неровности поверхности трещин, пришел к выводу, что при ламинарном движении неровность поверхности не оказывает существенного влияния на величину сопротивления потоку. Она становится значительным фактором в случаях турбулентного движения. На основании анализов дебитов в нефтяных скважинах С. Д. Пирсон и Р. С. Хьюитт сделали заключение о малой вероятности турбулентного потока в трещинных коллекторах. Эти исследователи установили, что наибольшее влияние на проницаемость оказывает ширина трещины. С. Д. Пирсон (1966 г.) предложил уравнение для определения проницаемости системы, состоящей из вертикальных трещин, развитых в виде серий с определенным расстоянием между трещинами и общей ориентировкой относительно градиента давления, и блоков нетрещиноватой породы. Эта формула имеет следующий вид:

$$k_{\text{пр}} = k_{\text{н.п}} + \frac{W_a^3 \cos^2 \alpha}{12A} + \frac{W_b^3 \cos^2 \beta}{12B} + \dots$$

где $k_{\text{пр}}$ — проницаемость всей системы; $k_{\text{н.п}}$ — проницаемость нарушенной породы; W_a , W_b — ширина трещин в сериях соответственно a , b ; α , β — углы между сериями трещин соответственно a , b и общим градиентом давления; A , B — расстояния между трещинами серий соответственно a , b .

Таким образом, проницаемость этой сложной системы прямо пропорциональна кубу ширины трещин, обратно пропорциональна расстоянию между ними и зависит также от ориентировки трещин относительно градиента давления.

Проницаемость уменьшается при частичном заполнении трещин и при шероховатости их поверхности. Максимальными фильтрационными свойствами будет обладать толща с широкими,

тесно расположенными и ориентированными параллельно градиенту давления трещинами с гладкими стенками. Ширина трещин в значительно большей степени, чем длина, будет влиять на сообщаемость между трещинами, но расширение изолированных коротких трещин не дает эффекта, поскольку в той части породы, в которой кончаются трещины, скорость потока флюида определяется свойствами матрицы. Все это свидетельствует о значении густоты и сообщаемости трещин.

При оценке трещинной проницаемости сложной трещиноватой системы приводятся цифры от нескольких до многих ее единиц.

Л. Роген (1953 г.) по дебитам из кремнистой зоны на месторождении Санта-Мария (Калифорния) определил максимальную проницаемость коллектора в $35 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при средней ее величине $(10 \div 15) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; матрица породы практически непроницаема. Л. Ф. Элкинс для песчаников спрабери приводит величину проницаемости $16 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В США известны десятки месторождений, где нефть и газ извлекаются из метаморфических сланцев. По данным В. Вилькинсона на месторождении Фoor-Каунти нефть добывается из трещиноватых алевролитов со средним значением пористости коллектора около 8 % и проницаемостью не более $0,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Возможность промышленной добычи нефти из этих отложений обусловлена многочисленными трещинами, среди которых выделяют: скрытые, почти незаметные трещины; короткие вертикальные и наклонные трещины; систему вертикальных трещин, секущих коллектор по всей его мощности и осложненных диагональными и поперечными трещинами. Средняя раскрытость трещин 0,05 мм. Трещины имеют различное происхождение, одни связаны с процессами диагенеза, с обезвоживанием, уплотнением; другие — с последующим растяжением литифицированных пород при опускании бассейна.

На месторождении Месджеде-Солейман (Южный Иран) нефтемещающими породами являются асмарийские известняки со сравнительно низкой пористостью — в среднем около 5 %. Известняки отличаются большим числом трещин различной раскрытости и протяженности, по которым поры породы, содержащие нефть, хорошо сообщаются друг с другом, что обеспечивает большие притоки нефти в скважины.

Для оценки роли трещиноватости при определении продуктивности пород-коллекторов представляют интерес данные по газовому месторождению Лак (Франция). Залежь находится на глубине ниже 4 км, этаж газоносности составляет около 500 м. Пористость 6 %, а проницаемость продуктивных пластов достигает 10^{-15} м^2 . Важно, что при разработке этого месторождения фактические дебиты скважин оказались в 20—100 раз выше расчетных, полученных без учета трещинной проницаемости. Установлено, что залежь ведет себя как однородный коллектор, поэтому можно сделать вывод о равномерном развитии трещин.

Трещинный коллектор является сложной средой, состоящей из пористых и трещиноватых зон. Процессы фильтрации в таких

средах происходят с возможным перетоком флюидов из пор матрицы в трещины пород. В целом такие процессы представляют собой своеобразный механизм двухфазной фильтрации, в котором большое значение приобретает противоточная капиллярная пропитка.

Исследование законов движения флюидов в сложных и неоднородных толщах, какими являются продуктивные нефтегазоносные пласты, представляет собой одну из самых трудных проблем изучения фильтрации в трещиноватых горных породах. Значительный вклад в познание этого вопроса внесли работы Ф. И. Котяхова.

Общая нефтеотдача трещинного коллектора зависит от многих факторов, в том числе от количественных показателей — протяженности, густоты и раскрытости трещин, от структуры порового пространства блоков горной породы, от поверхностных свойств пород, от режима работы залежи. Результатами экспериментальных исследований коэффициентов извлечения нефти из трещинно-поровых и трещинных коллекторов установлено, что в нефтеотдаче межзерновых пор основное значение приобретают процессы противоточной капиллярной пропитки нефтенасыщенных капиллярных блоков горной породы водой, поступающей из трещин (Ю. П. Желтов, М. С. Багов, В. М. Рыжик, Г. И. Баренблатт и др.). М. С. Багов (1967 г.) считает, что нефтеотдача пор за счет самопроизвольного впитывания воды изменяется в пределах 20—60 %, достигая иногда и больших величин. Изучение нефтеотдачи при капиллярной пропитке в условиях трещинно-поровой среды производилось В. М. Рыжигом (1960 г.), который осуществлял экспериментальные исследования на простейшей линейной модели. Процессы нефтеотдачи в трещинных коллекторах основаны на противоточной пропитке.

Современные методы разработки залежей нефти, заключенных в трещинных коллекторах, имеют в виду наличие в резервуаре двух сред: поровой и трещинной.

На месторождении Спрабери заводнение проводилось по принципу капиллярной пропитки трещинного коллектора водой. Трехлетний опыт закачки воды методом капиллярной пропитки показал, что нефтеотдача значительно увеличивается за счет вытеснения нефти из тонких поровых каналов блоков горной породы в трещины.

Первые сведения о емкости трещин в карбонатных коллекторах были приведены А. А. Трофимуком (1955 г.). На основе обобщения результатов определения емкости трещин на трех находящихся в разработке месторождениях нефти и газа (Карлы, Кинзебулатово, Зарубежное) по методу измерения количества нефти, извлеченной из карбонатных пород, он пришел к выводу, что емкость их достигает 2 % от общего объема нефтенасыщенных пород, т. е. емкость трещинных коллекторов оказывается существенной. Дебиты в скважинах, вскрывших эти коллекторы, были весьма значительными (до нескольких тысяч тонн в сутки), что объясня-

ется большой проницаемостью, обусловленной наличием фильтрующих трещин.

На противоположных позициях стоит Е. М. Смахов, по мнению которого трещины играют ведущую роль только в фильтрационных свойствах трещинного коллектора, основной же емкостью в карбонатных породах служат поровые прослои, каверны, микрокарстовые пустоты и стилолитовые полости. В основу классификации трещинных коллекторов Е. М. Смахов положил характеристику емкости. Грозненские исследователи (М. П. Лысенко, А. В. Меркулов и др.) исключают из общей емкости пласта-коллектора не только поровые пространства, но и другие пустоты. Основную роль в емкости коллектора они отводят трещинам. Наиболее правильным в решении данного вопроса следует считать подход И. А. Конюхова, который считает, что высокие коллекторские свойства карбонатных пород верхнего мела на Северном Кавказе определяются совокупностью пустот разных типов: как емкостью собственно трещин и стилолитов, так и пористостью. Он подчеркивает большую роль емкости каверн.

Из приведенных ниже данных И. А. Конюхова и других по меловым отложениям Северного Кавказа следует, что величина трещинной пустотности колеблется в значительных пределах и достигает 3,8 %:

	K _{2c}	K _{2t} — сн	K _{2s} — ср	K _{2m}	K _{2d}
Объемная плотность наклонных трещин, 1/м ³	8—12	8—14	15—20	12—15	30—32
Густота трещин, параллельных слоистости, 1/м	8—10	7—8	7—12	10—12	8—12
Коэффициент общей трещиноватости, %	1,5—2,5	1,0—2,0	0,2—1,7	1,0—1,5	1,0—2,0
Коэффициент трещинной пустотности, % . . .	1,0—2,0	2,5—3,0	1,7—2,7	1,0—2,0 (2,5—3,5)	0,6—3,8

По данным Л. И. Ригена и Д. С. Хафса, величина емкости трещин колеблется в пределах 0,05—6 %. Они отмечают, что емкость 2 % обеспечивается незаполненными трещинами шириной 0,04 дюйма (1 мм), развитыми на шести гранях 1 куб. фута (0,0283 м³) породы.

Л. Ф. Элкинс (1953 г.), исследуя трещиноватость песчаников спрабери, оценил количественные показатели: расстояние между вертикальными трещинами на основании изучения керн в среднем составляет 8,9 см, ширина трещин достигает 0,33 мм при средней раскрытости их 0,051 мм. Д. С. Сноу (1968 г.) описал метод вычисления раскрытости, емкости трещин и расстояния между ними на основании значений проницаемости, замеренных в буро-

вых скважинах. Этот метод применим только для пород с ничтожной пористостью матрицы, с отсутствием пустот растворения и пористых прослоев.

Несмотря на относительно малые величины емкости трещин величина эффективного объема их имеет большое значение, поскольку весь имеющийся в них объем флюида может быть извлечен.

Детальные исследования асмари́йских известняков показали, что высокая продуктивность скважин обусловлена вовсе не вторичной пустотностью известняков, достигающей 10 %, а ролью собственно трещин. Установлено, что большинство трещин тектонического происхождения имеют гладкие стенки, нередко трещины выполнены кальцитом, реже ангидритом и целестином, заполнение их частичное. «Минеральные» трещины образовались до того, как произошла аккумуляция нефти, так как по ним циркулировали воды, свободные от нефти. Трещины с нефтью часто секут «минеральные» трещины.

Из зарубежного опыта разработки месторождений известно немало примеров, когда при пористости пород, редко достигающей 3 %, из залежей извлекались значительные запасы нефти и газа. При столь незначительных величинах пористости — 3—4 % — матрица характеризуется преимущественным развитием поровых каналов с радиусами 0,1—0,2 мкм, т. е. соизмеримыми с толщиной пленки связанной воды. Через такую микропористую породу практически не может происходить фильтрация нефти и газа.

Представляется излишней дискуссия о емкости трещин, поскольку в природных резервуарах, где продуктивные отложения обладают большой мощностью, а матрица пород отличается низкой пористостью — 3—4 %, вряд ли можно сбрасывать со счета емкость собственно трещин и емкость сопутствующих им пористых участков, которые практически невозможно, да и нецелесообразно разделять. Следует подчеркнуть, что изменчивость пустотного пространства карбонатных отложений очень велика как по разрезу, так и по площади залежи, поэтому дифференцировать и учитывать такие участки невозможно.

Многочисленные данные последних исследований коллекторов трещинного типа позволяют вполне обоснованно считать, что величина трещинной пористости, которая, по мнению Е. М. Смехова, редко превышает 0,1 %, не соответствует действительности и является значительно заниженной. Высокие значения коэффициентов нефтеотдачи и нефтенасыщения свидетельствуют о том, что емкость трещин, равная 1—2 %, может содержать извлекаемые запасы нефти, соизмеримые с запасами, находящимися в порах блоков коллектора. Такое заключение подтверждается данными по многим месторождениям.

Нельзя согласиться с исследователями, которые разделяют емкость собственно трещин и емкость расширений, развивающихся по ним, и на основании этого считают незначительной емкость

трещин. Разделить эти пустоты невозможно ни в природных условиях в пласте, ни в лаборатории при исследовании керна, и, по-видимому, к этому не следует и стремиться. Трудно представить себе процесс формирования открытых тектонических трещин, раскрытость которых сохранилась бы неизменной за длительный период движения по ним флюидов. Даже при большом числе открытых трещин самой последней генерации, развитых в одном из прослоев, рядом в продуктивном пласте сосуществуют участки пористые, образовавшиеся в результате выщелачивания и выноса растворимой части карбонатов. Отделить эти зоны и оценить их выборочно не представляется реальным, важно установить, что в целом весь продуктивный пласт содержит различные по морфологии пустоты, и выявить, какие формы пустот — трещины, поры или каверны — будут иметь решающее значение при разработке пласта и из каких пустот возможно извлечение флюида. Представляется более правильным при оценке продуктивности нефтегазоносного пласта определить роль собственно трещин и тип пустот, имеющих решающее значение, поскольку это принципиально важно для правильного испытания интервалов, для достоверного подсчета запасов, для выбора рациональной системы разработки месторождения. Именно поэтому имеет смысл еще раз сослаться на мнение Д. С. Соколова (1962 г.), считающего, что «невозможно провести какие-либо четкие границы как в ряду первичная трещина — закарстованная трещина — карстовый канал — карстовая пещера, так и в ряду поры — каверны — еще более крупные карстовые полости. В природных условиях эти полости связаны друг с другом тесными и разнообразными переходами. В этой сложной системе и осуществляется движение карстовых вод, причем очень часто преобладающим является то движение по порам и кавернам, то движение по мелким трещинам, то по карстовым каналам, то, наконец, все эти виды движения тесно сочетаются друг с другом».

При значительной мощности отложений, интенсивной трещиноватости и тонкопористой матрице, которая по существу при порах с радиусами менее 0,1 мкм занята связанной водой, емкость трещин, безусловно, будет иметь самостоятельное значение даже при величине, равной 1 %, и может содержать существенные извлекаемые запасы флюида.

Е. М. Смехов пишет: «Наглядным примером оценки емкости (строения) карбонатных трещиноватых пород может служить Речицкое месторождение в Белоруссии. Здесь залежь нефти приурочена к верхнедевонским карбонатным породам. Ранее на этом месторождении полагали, что нефть содержится в них только в трещинах. В настоящее время признается (Ф. И. Котяхов, 1969 г.), что емкость рассматриваемого коллектора здесь составляют не только микротрещины, но и межзерновые поры матрицы, несмотря на их небольшую пористость (в среднем 3,1 %) и большую остаточную водонасыщенность пор (в среднем 60 %). Величина трещинной пористости (0,23—0,33 %), указываемая для рас-

смаатриваемого коллектора, очевидно, завышена, так как она рассчитывалась по промысловым данным с учетом густоты трещин, полученной по фотокаротажу и равной 1,35 л/см. Последняя цифра вызывает сомнения, так как развитая здесь толща продуктивных известняков мощностью 200 м едва ли может обладать такой плотностью открытых (эффективных) трещин. В целом можно предположить, что трещинная пористость этих продуктивных известняков, вероятнее всего, составляет доли процента, а также и то, что даже в карбонатных породах, наиболее выщелачиваемых, каверны, развитые по трещинам, распространены сравнительно редко» [Смехов Е. М., 1974 г., с. 62]. Из приведенной цитаты следует, что Е. М. Смехов не придает значения емкости собственно трещин и что в общей пористости коллектора на Речицком месторождении он отводит ей второстепенную роль.

Исследования последних лет убедительно доказывают, что емкость коллектора трещинного типа, складывающаяся из емкости трещин и расширений по ним, достигает 1—2,5 %, а поверхностная плотность трещин, равная 1,35 см/см², не является редкостью — как правило, именно такие величины характеризуют пласты с интенсивной трещиноватостью. Кроме того, очевидно, что на Речицком месторождении имеют большое значение неравномерная кавернозность, развитие небольших пористых зон и интенсивное выщелачивание пород, происходящее вдоль открытых трещин. Именно за счет этих вторичных пустот, образующихся в непроницаемой матрице, повышается емкость коллекторов трещинного типа. Пустотное пространство доломитов Речицкого, Березинского, Вишанского месторождений отличаются крайней неравномерностью (см. Приложения 8, 10—12); даже в пределах одного небольшого образца — кубика с гранью 5 см² отмечается сосуществование небольших участков плотной матрицы и кавернозно-пористой породы. Очень характерно развитие неоднородных пористых зон в результате выщелачивания и растворения, эти участки соединяются между собой секущими трещинами с резко изменчивой раскрытостью.

Если говорить о емкости собственно трещин, то только чисто теоретически можно отделить емкость полостей трещин от объема пустот расширения, пустот выщелачивания и вновь образующихся каверн. Разделять все эти виды пустот в коллекторе трещинного типа не имеет смысла, поскольку только трещины последней генерации будут отличаться четкими линейными поверхностями без существенных изменений в результате постседиментационных процессов. В свое время избирательное выщелачивание растворимых пород по трещинам разгрузки весьма подробно освещал Д. С. Соколов, который подчеркивал, что учесть пространственную неравномерность пустот и разделить процессы раскрытия трещин и их расширения невозможно. Эти процессы тесно переплетаются друг с другом и способствуют формированию хорошо сообщающегося пустотного пространства.

§ 3. Неоднородность строения природных резервуаров нефти и газа

Природные резервуары являются естественнымместилищем флюидов — нефти, газа и воды, которые могут циркулировать внутри этогоместилища. Форма, строение, соотношение коллекторов и изолирующих пород резервуара зависят от общих геологических условий формирования региона. При решении геологических задач подсчета запасов и разработки месторождений нефти и газа необходимо правильное представление о характере строения природного резервуара нефти и газа, его неоднородности, изменчивости фильтрационных и емкостных свойств пластов и типах коллекторов по разрезу и площади залежи. Не рассматривая свойств насыщающих пласт-коллектор флюидов, можно считать, что в понятие неоднородности природного резервуара входит изменчивость литофациальных особенностей пород, их коллекторских и изолирующих свойств, а также невыдержанность характера пустотного пространства в объеме резервуара. В зависимости от масштаба проявления неоднородности принято выделять макро- и микронеднородность.

Макронеднородность проявляется в пределах резервуара изменчивостью состава, мощности, структурных и коллекторских свойств продуктивных пластов. Микронеднородность отражает неоднородность пористой среды — форму, размер и характер распределения пор, извилистость поровых каналов, что связано со структурными особенностями пород.

Специфической особенностью мощных карбонатных толщ и пластов является частое переслаивание пород различного структурно-генетического типа, осложненное вторичными процессами выщелачивания и переотложения минерального вещества, приведшими к ритмичному чередованию в разрезе пород с высокими и ухудшенными коллекторскими свойствами. Каждый структурно-генетический тип карбонатных пород характеризуется присущим ему строением порового пространства: морфологией пор и пустот, их размерами, извилистостью поровых каналов, взаимным расположением и сообщаемостью, а также предельными значениями пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности и т. п. В отдельных продуктивных пластах развиты преимущественно трещины самой различной ориентировки и раскрытости или изолированные каверны. Прослеживая изменчивость нефтегазонасыщенных пластов по разрезу и по площади природного резервуара, прежде всего следует подчеркнуть главное — неоднородность их строения, значительное колебание фильтрационно-емкостных свойств нефтегазонасыщенных пластов, невыдержанность их мощности, одновременное развитие различных видов пустот, роль которых в емкости и фильтрации продуктивных пластов в различных скважинах неодинакова.

Природные резервуары, приуроченные к карбонатным отложениям, отличаются особенно сложным строением продуктивных

толщ, представленных не выдержанными по мощности и простира-нию кавернозно-трещинно-пористыми зонами.

На всех этапах седиментогенеза и тектогенеза происходит преобразование отложений, разнонаправленный характер воздействия большого числа факторов обуславливает макро- и микронеоднородность пустотного пространства нефтегазосодержащих толщ и определяет возможность миграции и сохранения флюидов.

Гидродинамический режим среды осадконакопления, который определяется действием волн, скоростью течения и глубиной, изменяется в пространстве и во времени, что, естественно, отражается в особенностях строения пустотного пространства пород. Первичная неоднородность, присущая структурно-генетическим типам карбонатных отложений, и особенности строения их порового пространства зависят главным образом от гидродинамической энергии и морфологии бассейна.

Как детально показала Г. Е. Белозерова (1979 г.), гидродинамическая подвижность условий осадконакопления играет решающую роль в формировании высокоемких и высокопроницаемых коллекторов, и именно энергетический потенциал среды предопределяет направленность и интенсивность проявления постседиментационных преобразований. По показателю гидродинамической активности среды осадконакопления (E) и сопоставлению этого показателя с величинами первичной пористости пород и их проницаемостью она выделяет три группы пород ($I-III$), характеризующиеся различным строением первичного пустотного пространства (рис. 63).

Группу I представляют известняки, накопление которых происходило в условиях подвижных вод ($E > 6$). Структурно-текстурные особенности их — достаточно крупные размеры фрагментов (0,08—0,2 мм), высокий коэффициент сортировки форменных компонентов по размерам (1,2—1,8), незначительное содержание микрозернистого кальцита ($< 10\%$) — обусловили высокие значения первичной пористости (более 18%) и первичной проницаемости ($> 10^{-12} \text{ м}^2$). Поровое пространство их, заложенное в период седиментации, представлено крупными, равномерно распределенными, хорошо сообщающимися межформенными пустотами. По генезису это в основном биоморфные, рифогенные отложения, отличающиеся унаследованным характером пустот.

Известняки группы II , отлагавшиеся в областях со средней и переменной активностью придонных вод ($E = 3 \div 6$), изначально обладали наибольшей неоднородностью. Для них типичны широкий набор генетических типов, различная сортировка форменных компонентов (1,5—2,8), повышенное содержание микрозернистого кальцитового материала (10—20%) и сильная изменчивость первичной проницаемости (от 10^{-15} до 10^{-13} м^2 и более) при диапазоне изменения пористости от 10 до 18%. Пустотное пространство таких пород, заложенное в седиментогенезе, представлено неравномерно распределенными порами различного диаметра с неодинаковой сообщаемостью — от хорошей до плохой, вследствие

чего в этой группе пород присутствуют разности с благоприятной для фильтрации структурой пор и разности с сильно изменчивым поровым пространством.

Известняки группы *III* накапливались в малоподвижных водах ($E < 3$). Отсутствие сортировки форменных компонентов и значительное содержание микрозернистого сингенетического кальцита ($> 20\%$) обусловили очень сложное строение первичного поро-

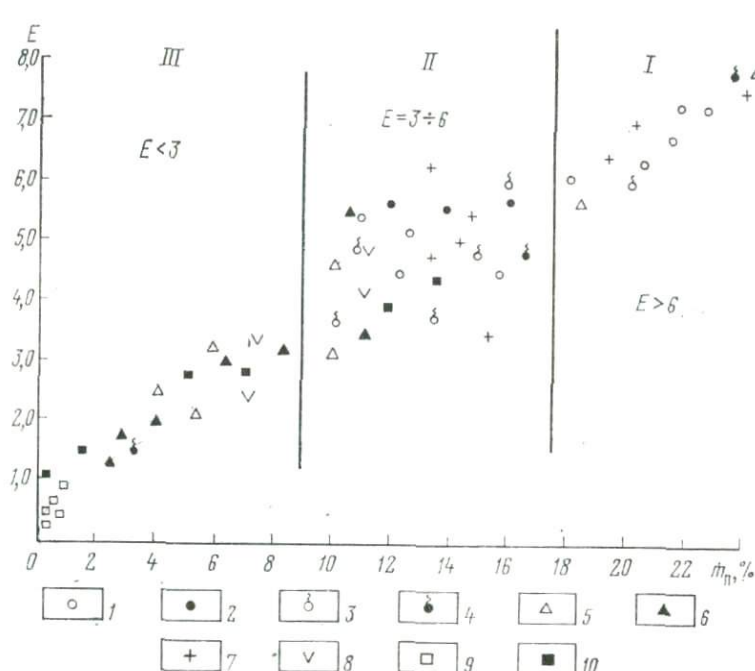


Рис. 63. Зависимость первичной пористости m_p (в % от площади шлифа) от показателя гидродинамического режима осадконакопления E (по Г. Е. Белозеровой)

Генетические типы известняков: биоморфные: 1 — фораминиферовые, 2 — фузулинидовые, 3 — водорослевые, 4 — комковато-фораминиферовые; детритовые: 5 — биоморфно-детритовые, 6 — полидетритовые, 7 — органогенно-обломочные; 8 — комковатые; 9 — микрозернистые; 10 — густовые

вого пространства, поэтому подобные разности с самого начала имели неблагоприятные условия для фильтрации (доли и единицы от 10^{-15} м^2) при пористости менее 10% .

Таким образом, очевидно, что решающее значение имеют первичные литофациальные условия [Багринцева К. И., 1977], поскольку заложенная — благоприятная или неблагоприятная — структура первичного порового пространства в значительной мере обуславливает скорость, интенсивность и направленность постседиментационных процессов, которые либо залечивают имеющиеся пустоты, либо еще более усложняют строение, увеличивая размеры пор.

Не меньшее влияние на формирование неоднородности карбонатных толщ природных резервуаров оказывают постседиментационные процессы. Интенсивность проявления диа- и катагенетических процессов обуславливается также специфическими особенностями карбонатных пород. Ранняя литификация известняков и доломитов препятствует сколько-нибудь заметному проявлению процессов гравитационного уплотнения.

Воздействие наиболее характерных для известняков постседиментационных процессов выщелачивания, перекристаллизации, доломитизации, кальцитизации связано с другой специфической особенностью карбонатных минералов — с их относительной химической подвижностью, способностью растворяться и выпадать из раствора в достаточно узком диапазоне физико-химических условий. В связи с этим резко возрастает влияние структуры первичного порового пространства на развитие тех или иных вторичных процессов в определенных литолого-структурных типах карбонатных пород.

Непостоянное распределение примесей глинистого, глинисто-органического, кремнистого и сульфатного состава замедляет процесс перекристаллизации осадков, а заполнение пор и пустот новообразованными минералами приводит к изменению физических свойств пластов, придает породам хрупкость, твердость и способствует интенсивной трещиноватости на более поздней стадии геологической жизни региона. Таким образом, на первых стадиях литогенеза отрицательное влияние примесей проявляется в создании местных флюидоупоров, а на дальнейших стадиях именно в этих зонах формируются коллекторы нового типа — трещинного. Последующие процессы растворения карбонатного вещества и выноса его по образовавшимся трещинам обуславливают образование пустот сложного типа, одновременное сосуществование крупных изолированных каверн, трещин выщелачивания и плотных ненарушенных участков.

Основной фактор, постоянно способствующий улучшению коллекторских свойств, — процесс выщелачивания, в результате которого создаются первичная и вторичная пористости. Следует подчеркнуть, что неизмененную сохранившуюся первичную пористость вряд ли можно увидеть в карбонатных породах, поскольку растворение и минералогические преобразования начинаются еще в карбонатных осадках. При формировании коллекторов существенное значение имеет время образования вторичных пустот: унаследованное развитие каверн по заложенному в период седиментогенеза поровому пространству или новообразование их в плотной монолитной массе породы.

Наиболее интенсивное развитие вторичной пористости обычно приурочено к этапу регрессивного эпигенеза, в период которого карбонатные породы располагаются в зоне постоянной циркуляции подземных вод. В природных геологических условиях карбонатные отложения под действием подземных вод различного химического состава подвергались интенсивным процессам вторичного

изменения: выщелачиванию и закарстовыванию, доломитизации, вторичной кальцитизации, сульфатизации, окремнению. Влияние вторичных процессов на заложенные первичные особенности карбонатных пород является сложным и неоднозначным: одни из них, например, растворение, выщелачивание, доломитизация и закарстовывание, улучшали фильтрационные свойства пород, другие — кальцитизация, сульфатизация и окремнение — ухудшали их.

Изучение продуктивных карбонатных толщ на ряде нефтяных и газовых месторождений показывает, что даже постседиментационные процессы, направленные на улучшение коллекторских свойств карбонатного пласта протекали неравномерно как по разрезу карбонатных толщ, так и по площади распространения отдельных структурно-литологических разностей пород, слагающих резервуары. Наиболее интенсивно протекают они на сводах и крутых крыльях структур вдоль основных направлений тектонической трещиноватости и проявляются в создании сложного типа пустот.

В результате столь неравномерного и разнонаправленного вторичного преобразования карбонатных отложений на фоне первичной, сравнительно однородной по коллекторским свойствам породы появляются прослои и зоны развития вторично измененных разностей с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, содержащие основные запасы флюидов в карбонатных коллекторах.

Важно подчеркнуть, что весь растворенный материал, выщелоченный из пор при быстрой циркуляции подземных вод по высокопроницаемым разностям, имеет возможность перетолкнуться и частично заполнить поровое пространство низкопроницаемых пород, как только снизится скорость движения потока. Таким образом, в мощных пластах с относительно одинаковым строением пустот, выдержанным на больших расстояниях (в несколько сотен метров), преобладающая роль выщелачивания способствует сохранению высоких фильтрационных свойств, но при изменении геометрии пустот, появлении большей извилистости, уменьшении радиусов поровых каналов интенсивность растворения снизится и процесс заполнения пустот будет доминирующим.

Прекрасным примером трещинно-пористо-кавернозных типов коллекторов являются доломиты Вишанского и Березинского нефтяных месторождений (см. Приложения 10—22), пустотное пространство которых очень сложно, изменчиво и многообразно.

Не меньшую роль в создании неоднородности играет тектонический режим, при котором в зависимости от физических свойств пород происходит их деформация и создается трещиноватость.

Сравнение деформационно-прочностных свойств различных структурно-генетических типов карбонатных пород свидетельствует о большем развитии деформационного процесса (в том числе и разуплотнения структуры) у неоднородных по составу и строению органогенных известняков по сравнению с хемогенными известняками и доломитами. При этом с ростом пористости и увеличе-

нием содержания глинистого вещества у однотипных разностей отмечена тенденция к снижению прочностных показателей. Н. Н. Павлова (1975 г.) показала, что разуплотнение способствует увеличению объема пустотного пространства карбонатных пород. При эффективных напряжениях, характерных для глубины 3,1—5,8 км, пористость известняков, деформированных в условиях неравномерного трехосного сжатия, увеличилась по сравнению с пористостью при атмосферных условиях в 1,1—3,1 раза. Наиболее резкое снижение пористости отмечено при деформации низкопроницаемых разностей известняков с пористостью 1,0—1,5 %. Именно этим различием и можно объяснить преимущественное развитие трещиноватости в разностях карбонатных пород с низкими значениями первичной пористости. Выявленная прямая зависимость интенсивности трещиноватости от величины деформации позволяет прогнозировать распространение зон повышенной емкости и проницаемости, которые приурочены к местам наибольшей тектонической деформации. Деформационная микротрещиноватость в природных условиях обеспечивает более активное протекание процессов избирательного выщелачивания, но одновременно и задушевывает картину трещиноватости.

Как известно, общая направленность постседиментационных изменений карбонатных пород тесно связана с тектоническим режимом территории. Длительное и устойчивое погружение пластов сопровождается преимущественным проявлением процессов залечивания пустот в первую очередь там, где проницаемость незначительна. Такие пласты могут стать полностью непроницаемыми, практически экранами. Слон, обладавшие высокой проводящей способностью, даже в этих условиях утратят ее лишь частично. При смене знака колебания и подъеме всей системы в зону свободного водообмена проницаемые пласты подвергнутся интенсивному выщелачиванию. С течением времени в результате смены знака колебаний земной коры и неоднократного изменения общей направленности постседиментационных процессов то на формирование пустот, то на их залечивание происходит общее снижение фильтрационно-емкостных свойств резервуара и значительно возрастает неоднородность строения отдельных его частей.

Вследствие неоднозначного влияния разнонаправленных процессов с глубиной залегания пород наблюдается смена коллекторов различных типов и не столь отчетливо проявляется тенденция общего уплотнения пород и ухудшения их коллекторских свойств. Наоборот, на больших глубинах развиты в основном новые виды пустот, главным образом каверны, и трещины, определяющие в дальнейшем движение флюидов.

В случае преобладания в пласте плотных практически непроницаемых карбонатных пород движение подземных флюидов происходит главным образом по отдельным пористо-проницаемым зонам и хорошо сообщаемым трещинам. Скорость миграции флюидов по всему пласту будет отнюдь не одинаковой. Наибольшие ее значения обеспечиваются наиболее проницаемыми порами

и каналами. Естественная неоднородная проницаемость пластов горных пород вызовет неодинаковую степень проявления процесса вторичного минералообразования.

Сочетание особенностей карбонатных пород, таких как ранняя литификация, повышенная и избирательная способность к растворению и выносу части вещества, а также склонность к образованию трещин,— все это предопределяет большое генетическое разнообразие пустот, а следовательно, наличие коллекторов поровых, преимущественно трещинных и смешанных.

На больших глубинах продуктивные пласты отличаются более неоднородным строением, в них одновременно сосуществуют прослои различной мощности и протяженности, сложенные типично поровыми разностями, и прослои трещинных и порово-трещинных коллекторов. С глубиной увеличивается содержание карбонатных разностей сложного строения с одновременным развитием пустот различных видов, особенно возрастает роль трещиноватых пород как коллекторов нефти и газа. Поскольку матрица пород плотная, непористая, то основную емкость составляют редкие изолированные каверны и вновь образованные вторичные пустоты, развившиеся за счет частичного выщелачивания минерального вещества трещин в зонах повышенной трещиноватости. Распространение зон выщелачивания в таких пластах незакономерное, так как кавернозность неповсеместная, причем каверны, удаленные на значительные расстояния, практически не оцениваются стандартными методами в лаборатории и не всегда выявляются геофизическими методами. Эти пласты дают неустойчивые притоки полезного флюида и испытывать их следует с учетом интенсивности развития трещиноватости и направления ориентировки трещин. Трудности выявления этих зон приводят к тому, что нередко они выделяются как непроницаемые, хотя именно эти зоны на больших глубинах играют основную роль вместилища флюидов (см. Приложения 10—12).

Направленность изменения фильтрационно-емкостных свойств по мере погружения для карбонатных отложений имеет сложный характер, определяемый комплексным воздействием термодинамических, физико-химических и тектонических процессов. Рассмотренные выше зависимости образования трещин от вещественного состава отложений, примесей, постседиментационных преобразований будут оказывать значительное влияние на развитие дополнительной пустотности на больших глубинах.

Наблюдающаяся в ряде случаев тенденция ухудшения коллекторских свойств карбонатных пород с увеличением глубины залегания объясняется не столько гравитационными силами осадочного чехла, сколько направленностью и интенсивностью постседиментационных процессов, особенно протекающих до формирования нефтяных и газовых залежей. Например, примесь кремневого материала обеспечивает большую способность пород к растрескиванию вследствие хрупкости, но так как эти породы практически не выщелачиваются, то трещины не обеспечат образования

новых емкостей. Поэтому роль глубины залегания в формировании емкости и проницаемости коллекторов следует рассматривать прежде всего с позиций диа- и катагенеза, степень влияния которых в свою очередь обусловлена различными условиями осадконакопления.

Имеется немало примеров создания благоприятных для формирования вторичной карстовой пустотности условий и улучшения вследствие этого коллекторских свойств даже на очень больших глубинах — свыше 6000 м. Так, в акватории Мексиканского залива вдоль побережий Техаса и Луизианы пробурено большое число скважин на глубину 4500 м, в 50 из них получены промышленные притоки газа, а в 13 — нефти. Коллекторами на морских месторождениях Среднего Востока служат известняки, здесь на больших глубинах добыча газа значительно выше [Клемм Х. Д., 1977 г.]. В Равнинном Дагестане на месторождении Юбилейное с глубины более 4500 м получены промышленные притоки нефти из доломитов пермо-триасового возраста, представленных пористо-проницаемыми разностями пород. Разведка новых месторождений в Прикаспийской впадине также доказывает нефтегазоносность горизонтов на глубинах свыше 4000 м.

Таким образом, нередко фильтрационно-емкостные параметры карбонатных пород улучшаются с глубиной, что связано с повышенной растворимостью части карбонатов при изменении термодинамических условий и химизма вод, а главное с образованием пустот сложных видов.

Условия формирования пустотного пространства в карбонатных породах различного состава определяются на разных глубинах залегания растворяющей способностью подземных вод, под воздействием которых происходит интенсивное избирательное выщелачивание одного из компонентов — магния или кальция. Очевидно, что смешанные по составу породы, содержащие в различном процентном соотношении кальций и магний, находятся в более благоприятных для формирования в них пустот условиях, чем чистые разности (известняки или доломиты). Во всех случаях вынос растворенного вещества легче из пород, содержащих одновременно известняк и доломит, поскольку в таком случае диапазон воздействия вод будет значительно шире и вне зависимости от сульфатного или гидрокарбонатного состава подземных вод будет происходить избирательное выщелачивание того или иного компонента.

Влияние рассмотренного выше комплекса геологических факторов, определяющих макро- и микронеоднородность природных резервуаров, отчетливо видно при сравнении строения продуктивных отложений Оренбургского газоконденсатного месторождения и некоторых месторождений Западного Узбекистана.

В обоих случаях продуктивные толщи сложены породами биогенного происхождения с резко подчиненными по мощности прослоями микрозернистых известняков и доломитов, перекрытыми

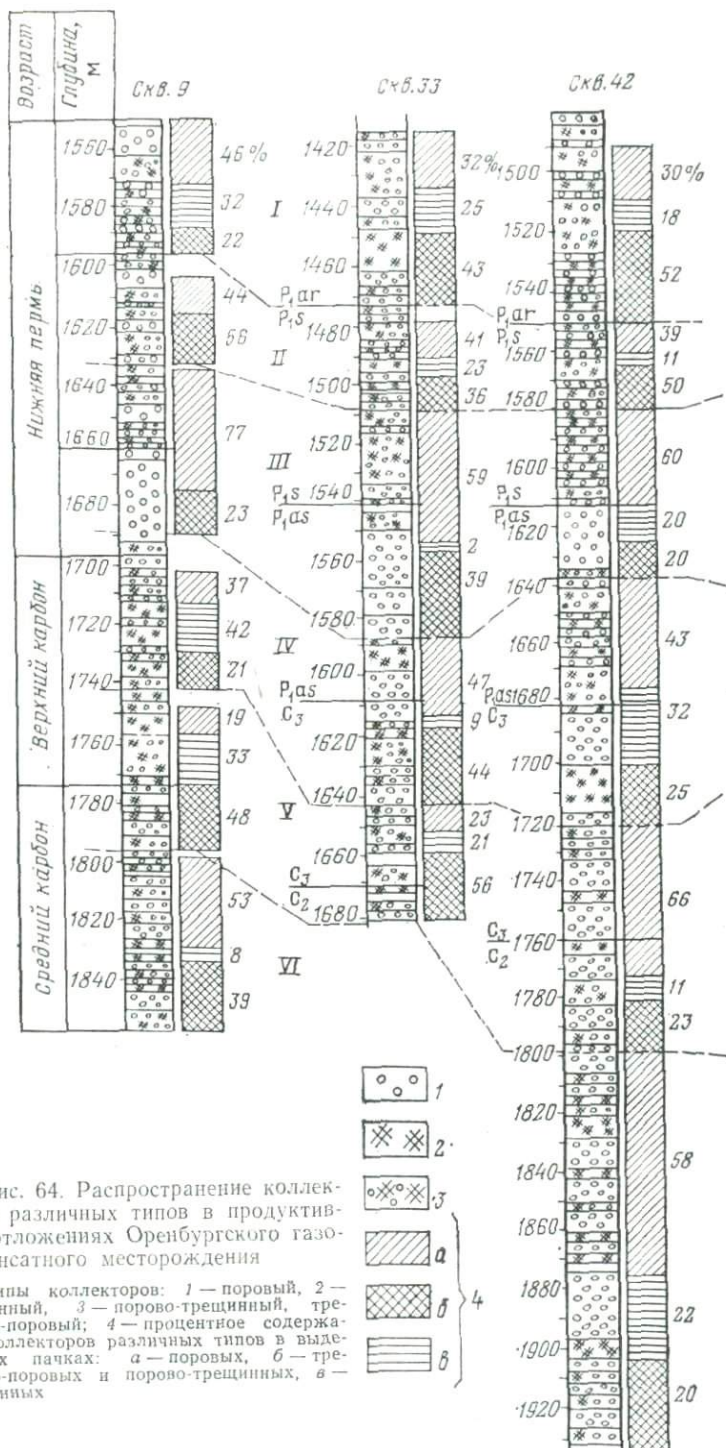
галогенными пачками. Рассматриваемые резервуары характеризуются совершенно различным строением.

Резервуары месторождений Урта-Булак, Денгизкуль, Зеварды сложены пористыми и пористо-кавернозными известняками и доломитами келловей-оксфордского возраста (верхняя юра). Условно выделяются два типа разрезов — рифовый и безрифовый, которые различаются мощностью, составом пород и фациальными особенностями. Толща содержит горизонты XVI и XV. Рифовый комплекс и его аналоги выделены в горизонт XV, а нижняя часть разреза — в горизонт XVI. Основная продуктивная толща связана пачками XV-P и XV-NP.

В этом регионе развиты коллекторы преимущественно порового и каверново-порового типов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами; поровое пространство в них представлено крупными, хорошо сообщающимися порами и кавернами, соединенными широкими и короткими каналами. Значения пористости в них 10—36 %, обычно 20—25 %. Проницаемость этих пород очень высокая, средние значения ее достигают $(3,8 \div 4,0) \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$, максимальные — $5000 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Коллекторы характеризуются невысоким содержанием остаточной воды — 5—30 %, редко 60 %, в среднем 10—15 %, при коэффициенте газонасыщенности 0,95—0,6. Эффективная мощность в пределах пачки XV-P достигает 70—90 % от общей мощности разреза, мощность пачки XV-NP — 40—60 %.

Основная продуктивная толща Оренбургского месторождения представлена карбонатными породами среднего—верхнего карбона и нижней перми мощностью более 500 м. Залежь экранируется галогенно-сульфатной толщей иреньского горизонта переменной мощностью от 200 до 1500 м. Продуктивные отложения представлены известняками, преимущественно органогенными: биоморфными, биоморфно-детритовыми, полидетритовыми с разнообразными крупными скелетными остатками организмов. В различных количествах (5—40 %) присутствует хемогенный разнотермный кальцит. Значительно меньше распространены известняки микрозернистые, сгустковые и органогенно-обломочные, которые образуют немногочисленные и маломощные прослои, не выдержанные по простираанию. Породы в различной степени изменены вторичными процессами, главным образом процессами выщелачивания, перекристаллизации, кальцитизации; в нижнепермских отложениях значительная роль принадлежит также процессам доломитизации и сульфатизации.

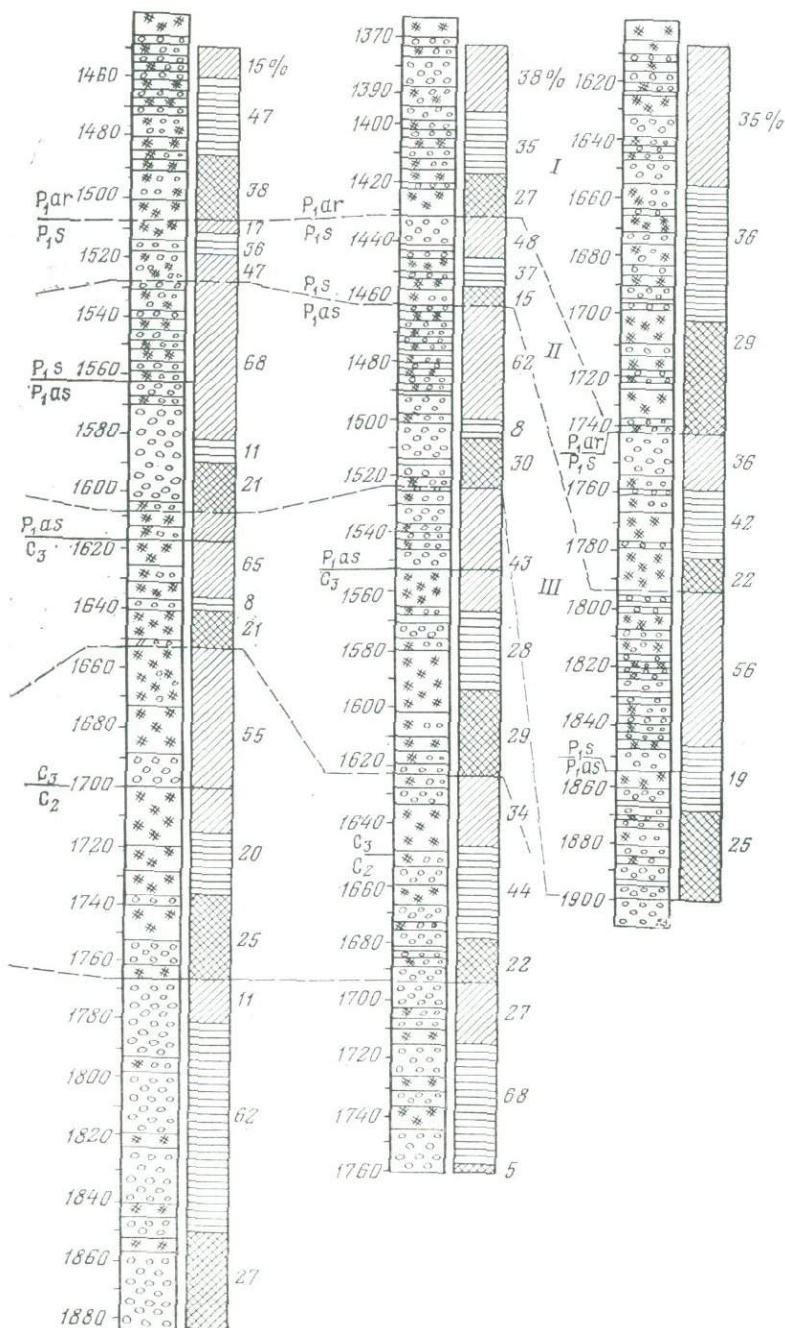
Среди коллекторов, слагающих продуктивную толщу, выделяются коллекторы порового и трещинного типов, а также смешанные — порово-трещинные и трещинно-поровые. Коллекторы различных типов не образуют выдержанных по мощности прослоев и распространены по всему разрезу продуктивной толщи, что хорошо видно на схеме сопоставления (рис. 64). Прослои пористых известняков чередуются с прослоями трещиноватых известняков; внутри этих прослоев выделяются участки плотных или более



Скв. 27

Скв. 96

Скв. 352, 362



рыхлых пород, которые характеризуются различными фильтрационно-емкостными показателями и относятся к коллекторам со сложным строением порового пространства.

Среди поровых преобладают коллекторы с относительно невысокими фильтрационно-емкостными свойствами: пористостью 12—25 %, чаще до 20 %, проницаемостью $(1 \div 10) \cdot 10^{-15}$ м², реже $(5 \div 10) \cdot 10^{-14}$ м². Содержание остаточной воды в них возрастает до 35—55 %, коэффициент газонасыщенности составляет 0,65—0,45. Наиболее высокие коллекторские свойства характерны для пород ассельского яруса, которые представлены биоморфными разностями. Однако и они отличаются гораздо меньшими по сравнению с коллекторами месторождений Западного Узбекистана значениями пористости — 8—25 % и проницаемости — от $(8 \div 1) \cdot 10^{-14}$ до $4 \cdot 10^{-13}$ м². Хотя в этих отложениях и развиваются унаследованные каверны выщелачивания, тем не менее пористо-кавернозные разности не образуют мощных пачек, а встречаются лишь прослоями, которые характеризуются небольшой мощностью — от 2—3 до 5 м.

Основные принципиальные различия в строении резервуаров Оренбургского месторождения и месторождений Зеварды, Денгизкуль, Урта-Булак обусловлены разными обстановками осадконакопления и длительностью проявления вторичных процессов.

В период накопления келловей-оксфордских пород на территории Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области активный гидродинамический режим бассейна и устойчивое погружение территории способствовали широкому развитию рифогенных массивов [Вето В. И., Ильин В. Д., 1970 г.; Грачевский М. М., 1969 г. и др.]. Это предопределило накопление пород с высокими первичной пористостью и проницаемостью в пределах органогенных построек. Вследствие преобладающего воздействия процессов выщелачивания сохранились высокие фильтрационно-емкостные свойства большей части разреза газонасыщенных толщ.

Породы продуктивной толщи Оренбургского месторождения накапливались в условиях мелкого моря, спокойного тектонического режима, невысокой и неустойчивой гидродинамической активности вод бассейна. Такие условия определили накопление неоднородных по первичному строению порового пространства пластов. Длительная геологическая история территории с разнонаправленными процессами ее развития обусловила формирование неоднородного резервуара с чрезвычайно изменчивым строением пустотного пространства, со значительным участием коллекторов порового и трещинного типов и преимущественным развитием коллекторов сложного строения.

Еще более отчетливо влияние возраста на формирование природного резервуара проявляется при сравнении месторождений Западного Узбекистана и Белоруссии. В обоих регионах имеют преимущественное развитие рифогенные образования, однако на нефтяных месторождениях Белоруссии (Речицком, Вишанском и др.) доломиты и известняки верхнего девона отличаются плот-

ностью, значительной преобразованностью, развитием вторичной пустотности с размерами каверн от 2—3 мм до 1,5 см. Пустотное пространство заполнено солью, окисленной нефтью, новообразованным кальцитом. Эти благоприятные по своим первичным свойствам отложения претерпели столь значительные изменения за длительный период многократных и разнонаправленных процессов, что в настоящее время ранее пористо-проницаемые зоны оказались заполненными минеральными новообразованиями, а скопления нефти и газа приуроченными к зонам развития вторичной пустотности и к трещинам. Совершенно очевидно, что длительность геологической истории, которая определяется возрастом отложений, во всех случаях обуславливает общее ухудшение фильтрационно-емкостных свойств толщи и перераспределение эффективных интервалов вследствие залечивания минеральными новообразованиями первично-пористых зон и формирования вторичной пустотности на более поздних этапах катагенеза в связи с развитием трещиноватости. Это приводит к увеличению микро- и макро-неоднородности строения природных резервуаров.

Даже в рифогенных отложениях древнего возраста не сохраняются первично-пористые зоны с коллекторами каверново-порового типа, характеризующимися высокими значениями полезной емкости и проницаемости; развитие в них унаследованной кавернозности ограничено. В природных резервуарах, приуроченных к древним отложениям, преобладают пласты сложного строения с вновь образованной вторичной пустотностью.

Таким образом, «слоистая» неоднородность продуктивных отложений природных резервуаров является одной из самых характерных особенностей мощных карбонатных толщ и продуктивных пластов.

Опыт разведки и изучения месторождений показал, что расчленение карбонатных толщ на продуктивные и непродуктивные пласты, а тем более слои является очень сложной задачей, которая в большинстве случаев не решается однозначно. Только при наличии большого комплекса исследований и хорошего выноса керна можно, и то лишь условно, выделить в карбонатном разрезе такие пласты.

Одновременное опробование всех больших интервалов карбонатного разреза, как это нередко делается при разведке массивных и массивно-пластовых залежей, но может обеспечить одновременного притока нефти и газа из всех проницаемых слоев, поскольку они различаются фильтрационными свойствами и типом коллектора. Достоверные сведения о характере продуктивности карбонатных отложений можно получить только поинтервальным вскрытием небольших по мощности интервалов разреза с относительно одинаковой характеристикой.

ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Проведенные в СССР и за рубежом исследования показывают, что коллекторы трещинного типа содержат промышленные запасы нефти, газа и конденсата, при этом продуктивность свойственна породам различного литологического состава и возраста. Большинство исследователей приходят к выводу, что трещины служат основными путями миграции углеводородов, которая происходит как в горизонтальном, так и вертикальном направлениях. Трещиноватость отложений обуславливает возможность образования природных резервуаров нефти и газа в плотных породах, не обладающих пористостью, а также в породах, отличающихся повышенной сорбционной способностью. Природные трещинные резервуары встречаются в песчаниках, известняках, доломитах, в глинистых, битуминозных и кремнистых сланцах и даже в метаморфических породах. В последнее время накоплен большой фактический материал, позволяющий считать, что именно благодаря образованию интенсивной трещиноватости различного генезиса в породах создаются дополнительные пустоты и значительно повышаются фильтрационные свойства толщ, осуществляется связь между генерирующими и коллекторскими пластами, а это способствует формированию залежей в «нетипичных» условиях.

Ряд исследователей в СССР (А. А. Трофимук, Е. М. Смехов, Ф. И. Котяхов, Б. А. Тхостов, М. С. Багов, К. И. Багринцева и др.) и за рубежом (Р. Агульера, Х. К. ван Пуллен, Ж. К. Бейкер, О. Р. Дельгадо, Д. В. Чилингар, Е. И. Даниэл и др.) отмечают большое значение трещиноватости, оценивают емкостные и фильтрационные свойства трещин и хотя по ряду вопросов мнения их различны, они единодушны в том, что именно с трещинами связаны многие месторождения нефти и газа. Р. Агульера и Х. К. ван Пуллен (1979 г.) сделали обширную сводку по зарубежным месторождениям и показали, что коллекторы трещинного типа встречаются повсеместно как в молодых, так и в древних отложениях. Доля общей емкости, обусловленная трещинами, может меняться от очень малых величин до 100 %, при этом роль пористых прослоев в общей пустотности природных резервуаров всегда неоднозначна. Для оценки продуктивности природных трещинных коллекторов нет универсального способа, поскольку наличие промышленных запасов флюидов и возможность их извлечения определяются значительным числом разнообразных геологических факторов. Большое значение имеют сорбционные свойства пород, которые практически не оцениваются.

§ 1. Типы карбонатных коллекторов

Существенные различия в характере и строении первичного порового пространства в карбонатных породах биогенного, органогенного, обломочного, хемогенного и биохемогенного происхождения обуславливают преобладание в этих породах пустот разного генезиса и формы — пор, каверн или трещин. Преимущественное развитие одного из видов пустот и определяет тип коллектора.

В настоящее время установлено, что в толщах продуктивных карбонатных отложений большинства нефтяных и газовых месторождений присутствуют коллекторы различных типов, но долевое

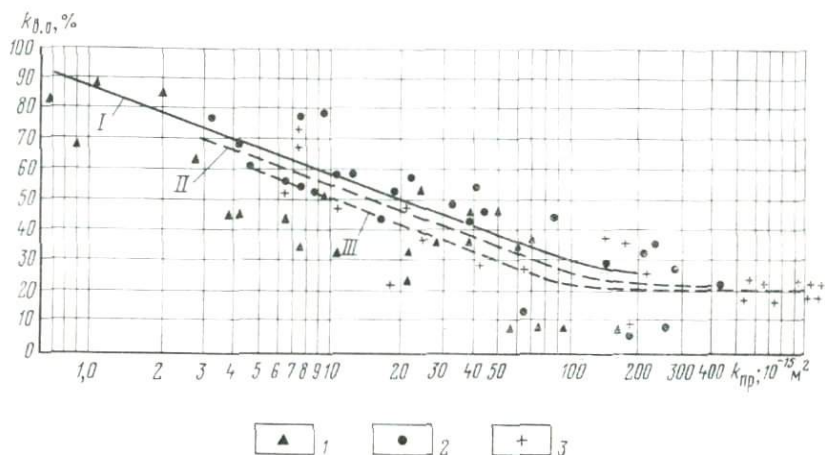


Рис. 65. График зависимости между проницаемостью $k_{пр}$ и остаточной водонасыщенностью $k_{в.о}$ для фиксированных значений пористости m

Пористость в %: I — 10–15, 2 — 15–20, 3 — >20; линии средних значений пористости в %: I — 10–15, II — 15–20, III — >20

участие их в природных резервуарах непостоянно. Установленная неодинаковая степень гидрофобизации внутренней поверхности карбонатных пород в ряде случаев является причиной низкого содержания остаточной воды, вследствие чего плотные породы с относительно небольшими значениями проницаемости сохраняют способность фильтровать. Нижний предел проницаемости гидрофобизованных карбонатных пород снижается до $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, поэтому даже при столь малых величинах проницаемости они являются коллекторами порового типа. В гидрофильных карбонатных породах благодаря значительно большей их склонности к воде содержание связанной воды больше и нижний предел проницаемости для поровых коллекторов равен 10^{-15} м^2 .

Ранее К. И. Багринцевой (1977 г.) для коллекторов порового типа была установлена тесная связь между содержанием остаточной воды, эффективной пористостью и проницаемостью — параметрами, зависящими от геометрии порового пространства,

а также от поверхностных свойств пород (рис. 65); определены нижние пределы и средние значения основных оценочных показателей, соответствующих породам с различной фильтрационной способностью; выявлена связь коэффициента газонасыщенности с эффективной пористостью для выделенных классов коллекторов порового типа. Доказано, что снижение коэффициента газонасыщенности и эффективной пористости происходит одновременно с усложнением структуры порового пространства.

Существенное различие карбонатных и терригенных отложений обуславливается тем, что фильтрационно-емкостные свойства песчано-алевритовых пород определяются главным образом воздействием гравитационных сил сжатия, поэтому с увеличением глубины отмечается общее их уплотнение, уменьшение пористости, ухудшение проницаемости. В терригенных толщах преобладают тенденция к сжатию и общая направленность ухудшения коллекторских свойств с глубиной вследствие значительной потенциальной способности пород уплотняться.

В пределах природного резервуара, представленного песчаными отложениями, с глубиной происходят постепенное усложнение морфологии пор, уменьшение их размеров и общего объема пустот. Наибольшему уплотнению подвергаются глины в связи с возможностью переориентировки частиц под давлением.

В природных карбонатных резервуарах не наблюдается прямой зависимости снижения пористости и проницаемости от глубины, характер изменения фильтрационно-емкостных свойств отличается значительной микро- и макронеоднородностью. Литифицированные карбонаты, имеющие существенно различную первичную структуру пор в биоморфных, обломочных, органогенно-детритовых и хемогенных осадках, погружаясь в одних и тех же геологических условиях на большие глубины, не могут однозначно изменяться, так как скорости движения подземных вод в них неодинаковы. Заложенная первичная неоднородность толщи еще более усугубится за счет селективного выщелачивания и переотложения растворенных веществ и приведет в дальнейшем к различной интенсивности проявления постседиментационных процессов.

Присутствие в природном резервуаре пород, обладающих различными прочностными, упругими или пластическими свойствами, по-разному реагирующими на тектонические деформации, вызовет изменение движения флюидов и ускорит процесс растворения и выщелачивания карбонатных пород в пластах с благоприятной структурой порового пространства.

Два основных фактора — трещиноватость и последующее расширение трещин движущимся потоком подземных вод — способствуют появлению новых типов пустот — трещин и каверн. Интенсивное залечивание порового пространства различными минеральными веществами, с одной стороны, способствует превращению породы-коллектора в непроницаемую толщу, а с другой — резко повышает его макронеоднородность и хрупкость. Вследствие появившихся новых прочностных свойств часть отложений природ-

ного резервуара окажется предрасположенной к интенсивному трещинообразованию.

Участки повышенной трещиноватости пород в легко растворимых карбонатных толщах, безусловно, будут очагом интенсивной циркуляции подземных вод, образования каверн и пустот, т. е. активного проявления процессов карстообразования. Явления карстообразования, свойственные именно карбонатным породам и имеющие большое значение для формирования коллекторов, должным образом не оцениваются и практически не учитываются.

В. Н. Быков (1973 г.) отмечал, что к зонам повышенной трещиноватости нередко приурочена значительная закарстованность отложений, благодаря чему первично-плотные, непроницаемые породы становятся коллекторами нефти и газа. Важно подчеркнуть, что формирование новых видов пустот происходит в практически непористой ранее матрице; образующиеся вследствие избирательной растворимости пород изолированные каверны не являются коллекторами до тех пор, пока интенсивное развитие крупных фильтрующих трещин не обеспечит возможность перемещения по ним флюидов. Наличие карстовых полостей в плотной мощной толще карбонатов может привести к формированию изолированных залежей, к созданию в ловушках аномально высоких пластовых давлений за счет вертикальной миграции углеводородов по трещинам.

В настоящее время совершенно очевидно, что есть общие условия и факторы, обуславливающие закономерный характер изменения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных толщ, создающих природные резервуары нефти и газа.

Как уже неоднократно подчеркивалось, связь первичной и вторичной пористости в биогенных, органогенных и обломочных карбонатных породах выражается в том, что при одинаковой направленности процесса выщелачивания наиболее интенсивно он будет происходить в горизонтах с высокой первичной проводимостью среды, характеризующейся относительно простым строением поровых каналов и радиусами пор более 30—40 мкм. Таким образом, в этих горизонтах при формировании вторичной пористости еще более усугубится имеющаяся анизотропность карбонатных пород за счет избирательного выщелачивания отдельных пустот и появления кавернозности в отдельных горизонтах. Совершенно иной характер носит вторичная пористость, возникающая в плотных, малопористых породах, поровое пространство которых представлено в основном тончайшими нефилтующими микропорами с радиусами 2—5 мкм и менее. Пустоты в этих породах характеризуются сильной изменчивостью размеров, формы, наличием тонких соединительных каналов или трещин. Они распределены в породе неравномерно и несовместно. Образующиеся каверны в основном являются единичными полостями выщелачивания либо представляют собой расширения по ходу открытых трещин или первично-пористые фаунистические остатки (см. Приложения 10—13, 15, 17, 18).

Вторичные пустоты, развивающиеся в плотных непористых карбонатах, с большим объемом карстовых полостей, безусловно, могут являться вместилищем для флюидов, но извлечь эти флюиды можно только при условии высоких фильтрационных свойств пластов. Эти кавернозные разности являются коллекторами только в том случае, когда в пласте развита повсеместная трещиноватость, обуславливающая соединение изолированных каверн различного размера. В этом типе коллектора пустотность зависит от объема каверн, а существующая сеть микротрещин определяет возможность перемещения нефти и газа. Морфология, размеры, извилистость вновь образованных каверн нередко определяются формой и размерами выщелоченных минералов — кальцита, гипса, ангидрита, доломита либо контурами раковин органогенных остатков.

Г. И. Теодорович (1958 г.) предложил подразделение пор и каверн на основе главным образом их размеров. В настоящее время установлено, что диаметры пор и каверн не играют решающей роли в коллекторских свойствах пород. Наиболее существенное различие пор и каверн при оценке коллекторских свойств пород заключается в том, что в больших пустотах размером более 2 мм не проявляется действие капиллярных сил, а следовательно, в них не удерживаются остаточные флюиды. Именно поэтому породы с преимущественным развитием поровых каналов будут отличаться значительно большей остаточной водо- и нефтенасыщенностью, а в пористо-кавернозных разностях при равных емкостных характеристиках эффективный объем будет значительно выше.

По нашему мнению, при изучении явления кавернозности пород нельзя ограничиваться лишь оценкой размеров пустот, не учитывая времени и условий их формирования. Поскольку генетическое различие обуславливает и различную роль каверн в фильтрационно-емкостных свойствах нефтегазонасыщенных пластов, то целесообразно использовать термин «унаследованная вторичная пористость и кавернозность» для определения пустот, возникших в породах, отличающихся благоприятной структурой порового пространства и высокой пористостью, и «вновь образованная вторичная пористость и кавернозность» для плотных, зернистых и пелитоморфных разностей.

Подобное подразделение каверн дает возможность, подчеркнув генетическое различие их, оттенить неодинаковую роль пустот в формировании коллекторов и заполнении ловушек.

Карбонатные породы с унаследованной вторичной пористостью и кавернозностью представляют собой коллектор каверново-порового типа с очень высокими емкостными и фильтрационными свойствами, низким содержанием остаточной воды — до 10—15 % (месторождения Зеварды, Урта-Булак, Денгизкуль).

Карбонатные породы с вновь образованной вторичной пористостью и кавернозностью характеризуются относительно низкой емкостью пор в матрице, каверны же могут обладать и высокой емкостью, но ее трудно оценить, так как каверны распределены

неравномерно. Фильтрационные свойства этих пород, обусловленные трещинами, могут изменяться в широких пределах. Такие породы представляют собой коллектор каверново-трещинного типа. Как правило, это хемогенные, биохемогенные или сильно измененные органогенные породы (месторождения Вишанское, Березинское) (см. Приложения 10—13, 21—22).

Предложенное подразделение каверн по генезису имеет не только теоретический смысл, оно продиктовано также задачами правильного подхода к оценке пород как коллекторов нефти и газа, достоверного определения общих потенциальных запасов углеводородов и уточнения коэффициента нефтегазонасыщенности.

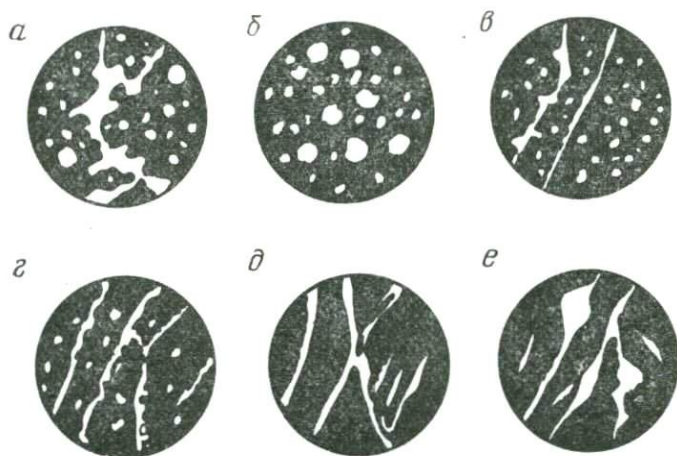


Рис. 66. Строение пустотного пространства в породах-коллекторах различных типов:

а — каверново-порового; *б* — порового; *в* — трещинно-порового; *г* — порово-трещинного; *д* — трещинного; *е* — каверново-трещинного

Предлагаемая классификационная схема (табл. 23) и схема строения пустотного пространства (рис. 66) отражают существенное различие коллекторов выделенных типов:

а — каверново-поровый тип: унаследованная кавернозность, развивающаяся по порам; порода отличается повышенными фильтрационными и емкостными свойствами; состав — карбонатный; коллектор встречается в рифовых, биоморфных породах молодого возраста; кавернозность значительно увеличивает фильтрационные свойства, в меньшей степени — емкость;

б — поровый тип: хорошо сообщающиеся поры; емкость и фильтрация обусловлены порами; породы любого вещественного состава; коллектор приурочен к органогенным, обломочным породам, накапливавшимся в гидродинамически активной среде; фильтрационно-емкостные параметры изменяются значительно;

в — трещинно-поровый тип: емкость обеспечивается мелкими порами; фильтрация улучшается за счет трещин; коллектор раз-

Классификационная схема коллекторов трещинного и смешанных типов

(по К. И. Багринцевой, 1979 г.)

Тип коллектора	Величина оценочных параметров * коллектора	Количественная характеристика параметров трещиноватости			
		Поверхностная плотность трещин, см/см ²	Раскрытость трещин в мкм		Протяженность в мм и морфология трещин
			предельные значения	средние значения для фильтрующих	
I. Трещинный	Трещины определяют емкостные и фильтрационные свойства: $m_n < 3\%$; $k_{в. о. п} = 100\%$; $k_{пр. п} < 10^{-17} \text{ м}^2$; $m_t = 1 \div 3\%$; $k_{в. о. т} = 0$; $k_{пр. т} > 10^{-15} \text{ м}^2$ (по промышленным данным — от 10^{-14} до 10^{-12} м^2)	1—3,5	30—500	> 60	$> 30-50$ Трещины взаимно перпендикулярные, наклонные, секущие ($> 50 \text{ мм}$) или значительной протяженности ($> 30 \text{ мм}$) с хорошей сообщаемостью и каналами расширения
II. Порово-трещинный	Емкости трещин и матрицы соизмеримы. Трещины определяют фильтрацию и резкую анизотропность свойств пород: $m_n = 3 \div 6\%$; $k_{в. о. п} = 70\%$; $k_{пр. п} < 10^{-16} \text{ м}^2$; $m_t = 1 \div 3\%$; $k_{в. о. т} = 0$; $k_{пр. т} > 10^{-15} \text{ м}^2$ (до 10^{-14} м^2)	0,6—1,5	10—200	40—60	> 30 Трещины имеют значительную протяженность ($> 30 \text{ мм}$) и хорошую сообщаемость
III. Трещинно-поровый	Емкость матрицы существенно больше емкости трещин: $m_n > 6\%$; фильтрация определяется порами и трещинами; $k_{пр. п} > 10^{-16} \text{ м}^2$; $k_{пр. т} > 10^{-16} \text{ м}^2$.	0,2—0,6	1—50	30	20—40 Развиты трещины, повышающие фильтрацию, но не всегда определяющие ее
Коллектор по свойствам ближе к поровому	Соотношение $k_{пр. п}$ и $k_{пр. т}$ может быть различным. Остаточная вода в матрице: $k_{в. о. п} = 70 \div 50\%$				
IV. Каверново-трещинный	Емкостью служат вторичные пустоты выщелачивания (каверны), сообщаемость которых обеспечивается трещинами: $m_k > m_n > m_t$	1—3,5	30—500	> 80	30—50 Трещины секущие значительной протяженности
Коллектор по свойствам ближе к трещинному, но имеет более высокую емкость за счет каверн	Фильтрация осуществляется по трещинам: $k_{пр. п} < 10^{-17} \text{ м}^2$; $k_{пр. т} > 10^{-15} \text{ м}^2$. $k_{в. о.}$ в матрице не учитывается, так как полезная емкость обеспечивается кавернами.				

* Емкость: m_t — трещин, m_n — поровых каналов, m_k — каверн; остаточная водонасыщенность: $k_{в. о. т}$ — трещин, $k_{в. о. п}$ — поровых каналов; проницаемость: $k_{пр. т}$ — трещин, $k_{пр. п}$ — поровых каналов.

вит в сильно измененных органогенно-детритовых и обломочных породах, реже в хемогенных;

г — порово-трещинный тип: пористость мала и соизмерима с емкостью трещин; фильтрация происходит преимущественно по трещинам, так как радиусы пор малы;

д — трещинный тип: емкость и фильтрация определяются только трещинами; емкость мала, проницаемость изменяется в широких пределах; коллектор неустойчив по дебитам, приурочен к породам любого генезиса и любого вещественного состава;

е — каверново-трещинный тип: матрица плотная с вновь образованной кавернозностью; емкость обеспечивается кавернами, проницаемость — трещинами; коллектор приурочен к карбонатным породам любого генезиса; проницаемость неустойчива, колеблется в значительных пределах; коллектор трудно выявляется по стандартным методам исследований.

Принципиальное отличие коллекторов трещинного и смешанных типов заключается в резкой анизотропии их свойств — проницаемости, скорости распространения упругих волн, характера распределения трещин; в значительном расхождении величин оценочных параметров по лабораторным и промысловым данным; в невозможности оценки коллекторов сложного типа по стандартным методам.

При изучении карбонатных пород необходимо подразделение кавернозности, развивающейся в коллекторах порового и трещинного типов. При установлении в продуктивных карбонатных отложениях преобладающей роли каверн различного генезиса, естественно, будет решен и вопрос об оценке коэффициента нефтегазонасыщенности, поскольку остаточная вода не может присутствовать в крупных вновь образованных кавернах и фильтрующих трещинах. При изучении коллекторов каверново-порового типа следует приравнивать их к коллекторам порового типа, т. е. к коллекторам, в которых фильтрационные свойства определяются содержанием в них поровых каналов. В коллекторах этого типа остаточная водо- и газонефтенасыщенность будет зависеть от процентного соотношения пор различного размера и каверн (при равном давлении вытеснения флюида).

В коллекторах каверново-трещинного типа, которые фактически от рассмотренных выше отличаются отсутствием поровой проницаемости, полезная (эффективная) емкость складывается из емкости каверн и трещин. Следовательно, определение остаточной воды и нефти, содержащихся в матрице, нецелесообразно. Коэффициент нефтегазонасыщенности каверн и трещин близок к единице, так как вследствие значительной раскрытости данных пустот остаточная вода сохраняться в них не может.

Таким образом, коллекторы каверново-порового типа являются разновидностью коллекторов порового типа, поскольку движение флюидов в них практически происходит по тем же поровым каналам, но значительно большего размера, в результате чего они характеризуются наиболее высокими показателями фильтрацион-

но-емкостных свойств, в частности повышенным значением проницаемости.

Коллекторы каверново-трещинного типа тяготеют к коллекторам трещинного типа, обладают такими же очень низкими фильтрационными параметрами, но отличаются повышенной емкостью за счет емкости «изолированных» каверн или пустот выщелачивания (см. Приложения 28—31). Следует подчеркнуть особую трудность установления истинных значений пустотности и проницаемости коллекторов этого типа, поскольку размеры применяемых при исследованиях образцов не позволяют учесть емкость и фильтрацию каверн и трещин.

Коллекторы порово-трещинного и трещинно-порового типов представляют собой различные сочетания двух сред — пористой и трещиноватой, поэтому их свойства обуславливаются соотношением и значимостью в фильтрации пор и трещин; в ряде случаев в пластах почти невозможно оценить роль каждого вида пустот и можно говорить лишь о преимущественном значении одного из них (см. Приложения 21, 22).

Значительные трудности, возникающие при изучении фильтрационно-емкостных свойств карбонатных толщ, связаны с наличием и широким распространением коллекторов сложного типа, которые не оцениваются стандартными методами, — с одновременным присутствием в природном резервуаре коллекторов всех типов.

Очень сложно оценить такие эффективные параметры, как проницаемость и емкость, для пород с разнородным минеральным заполнением части пустот, — например, солью, нефтью. Большие затруднения вызывают также исследования монолитных сред, отличающихся неравномерным распространением трещин различных генераций и раскрытости.

В настоящее время очень большое значение придается коллекторам трещинного типа, оценивается роль их в общем объеме запасов нефти и газа отдельных месторождений, устанавливаются закономерности распределения трещин в разрезе отложений.

Следует поддержать мнение исследователей, которые считают фильтрационно-емкостные свойства определяющим фактором для отнесения пород к коллекторам. Практически породы даже с малой емкостью, но большой мощности, при условии развития в них интенсивной трещиноватости можно считать коллекторами трещинного либо порово-трещинного типа. Установление в настоящее время промышленной ценности таких пород и получение из них больших и устойчивых дебитов нефти и газа позволяют сделать вывод, что низкая величина пористости матрицы не является основанием для отнесения пород к неколлекторам.

Наиболее характерной особенностью коллекторов трещинного типа является резкая невыдержанность фильтрационно-емкостных свойств в пределах какой-либо площади. Для оценки месторождений, где большую роль играют коллекторы трещинного типа, совершенно недостаточно лабораторных определений пористости и проницаемости, даже достоверных, так как они характеризуют

плотную матрицу, т. е. отдельные блоки, количественной же оценки изменения трещиноватости нет, поскольку неизвестна зональность распределения участков с повышенной трещиноватостью. Для этого очень важно использовать гидродинамические и промыслово-геофизические материалы.

Отличительные черты карбонатных коллекторов порового типа следующие.

1. Величина абсолютной проницаемости колеблется от 10^{-15} до 10^{-12} м² и более. При этом породы характеризуются относительной изотропностью свойств в отношении проницаемости.

2. Открытая пористость изменяется в широких пределах — от 8 до 35 %, рост ее происходит соответственно увеличению проницаемости. Нижний предел пористости 8—10 % для пород проницаемостью 10^{-15} м².

3. Количество связанной воды составляет 5—70 % и определяется фильтрационными свойствами пород. Влияние водонасыщенности неодинаковое в породах с различной структурой порового пространства и различными смачивающими свойствами.

4. В отношении прохождения ультразвуковых волн отмечается изотропность свойств. Скорость распространения этих волн меняется от 3,0 до 5,0 км/с и находится в тесной обратной зависимости от величины открытой пористости.

5. Между основными оценочными параметрами существует тесная корреляционная связь.

6. Предельные значения пористости открытой и полезной, проницаемости абсолютной и эффективной, а также водонефтегазо-насыщенности зависят от геометрии порового пространства.

Карбонатные породы-коллекторы трещинного типа характеризуются иными свойствами.

1. Абсолютная величина проницаемости, измеряемая в лабораторных условиях, незначительная. Благодаря развитию различно ориентированных трещин этим породам присуща резкая анизотропия по проницаемости, именно поэтому фильтрационные параметры в перпендикулярном к слоистости и параллельном ей направлениях различаются на один-два порядка. В природных условиях проницаемость трещиноватых пород значительно выше.

2. Емкость трещин невелика, составляет доли процента, иногда достигает 2—3 %. Она представляет интерес в тех случаях, когда величина ее соизмерима с низкой пористостью матрицы.

3. Связанная вода почти полностью заполняет мельчайшие поровые каналы матрицы, отсутствует в трещинах и изолированных кавернах. В коллекторах этого типа при низкопористой матрице вода не оказывает существенного влияния на насыщенность коллекторов флюидом. Следовательно, при оценке коэффициента нефтегазонасыщенности трещинных коллекторов с низкопористой матрицей ею можно пренебречь.

4. Резкая анизотропия акустических свойств обусловлена неодинаковыми интенсивностью развития, раскрытостью и ориентировкой трещин. Скорость распространения ультразвуковых волн

резко меняется в параллельном напластованию и перпендикулярном к нему направлениях (от 1,5 до 5,0 км/с) при одинаково низкой пористости пород (1—4 %). По изменению скорости происхождения упругих волн в трещиноватых разностях пород оценивается неоднородность развития трещин и их ориентировка. Значительная изменчивость морфологии, а главное невыдержанность развития трещин даже в пределах одного образца (на шести гранях кубика), с одной стороны, свидетельствуют о необходимости детального изучения трещиноватости, а с другой — подтверждают существование общих направлений, определяющих фильтрацию флюидов. Следовательно, используя комплекс предложенных лабораторных методов, при детальном изучении литологии породы и особенностей пустотного пространства ее можно с большой степенью достоверности оценить преобладающую роль пустот определенного типа, т. е. установить тип коллектора.

§ 2. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных коллекторов различных типов

Одной из существеннейших особенностей коллекторов трещинного и каверново-трещинного типов является их анизотропность относительно проницаемости. Этот фактор имеет важное значение и должен учитываться при испытании пласта, при составлении проектов разработки залежей нефти (газа), приуроченных к коллекторам подобных типов. Так, например, в условиях резкого различия значений проницаемости в двух взаимно перпендикулярных направлениях, особенно при неодинаковом развитии трещин, определяющих фильтрацию, в скважинах возможен приток вод из нижележащих горизонтов или из смежных более трещиноватых пластов. Чтобы избежать возможного прорыва воды в эксплуатационные скважины, необходимо знать направление (перпендикулярное к напластованию или параллельное ему), по которому проницаемость в толще трещиноватых пород будет минимальной. Не меньшее значение для процесса фильтрации флюидов в коллекторах трещинного типа имеет зависимость коэффициента трещинной проницаемости от величины депрессии на пласт.

Следовательно, выяснение анизотропии проницаемости карбонатных пород имеет большое значение. Изучение ориентированной проницаемости на одном и том же образце позволяет оценить изменение фильтрационных свойств пород по основным направлениям (I — перпендикулярное к напластованию, II, III — параллельное ему) и показать, что в различных пластовых условиях в зависимости от геометрии пор и преобладания пустот различных видов в одном из этих направлений проницаемость максимальная.

Анализ опытных данных изучения фильтрационных свойств свидетельствует о неодинаковом характере изменения проницаемости в карбонатных породах с различным типом пустотного пространства. Совершенно очевидно, что карбонатные коллекторы порового, трещинного, кавернового и смешанного типов разли-

**Фильтрационно-емкостные свойства пористых разностей карбонатных пород
месторождений Прикаспия**

Интервал отбора образцов, м	Пористость, %	Проницаемость в 10^{-15} м ² по направлениям			Остаточная водонасыщенность, % от объема пор	Литологическая характеристика пород
		I	II	III		
Ширяевское, скв. 1						
4171,8	9,3	0,458	0,289	0,289	33,3	Известняк органогенный
4174,5	9,3	0,187	0,187	0,204	53,3	То же
4171,0—4172,0	9,2	1,04	2,336	1,454	55,1	„
Ширяевское, скв. 5						
4002,5	12,9	5,75	3,596	2,377	40,4	„
4003,5	14,4	1,448	1,485	1,671	36,9	„
4003,6	13,7	1,358	1,448	1,411	32,4	„
4004,0	14,4	1,451	1,265	1,192	34,5	„
4005,5	12,2	1,263	0,766	1,261	26,1	„
4128,3	10,7	1,049	0,910	0,893	34,7	„
Восточно-Гремячинское, скв. 26						
2883,0—2889,0	16,6	5,315	37,6	3,854	42,9	Доломитовая брекчия
2902,0—2909,0	10,3	1,275	1,115	2,378	39,5	Доломит мелкокавернозный
Восточно-Гремячинское, скв. 9-Н						
2954,7—2961,4	11,6	1,289	99,7	8,781	41,4	Доломит кавернозный
2985,0—2991,0	10,5	1,089	1,587	1,071	46,3	Известняк органогенный, кавернозный
2996,8—3003,0	13,6	0,587	21,16	9,733	35,5	Доломит мелкокристаллический
2876,0—2883,0	10,4	0,104	0,104	0,104	—	Доломит тонкозернистый
Жаназольское, скв. 5-г						
2875,5—2883,0	13,4	10,8	78,2	61,3	14,1	Доломит кавернозный
Жаназольское, скв. 5						
2844,7—2854,0	12,2	4,49	6,72	20,3	36,4	Известняк доломитизированный
2883,0—2888,2	12,9	193,7	174,2	189,6	9,1	Доломит кавернозный
2888,2—2896,0	16,1	383,1	363,2	999,4	16,5	То же
2898,0—2906,0	13,9	38,1	152,1	49,1	30,6	Известняк доломитизированный
2920,0—2927,8	16,9	427,1	2196,0	528,3	10,2	Доломит кавернозный
2927,8—2937,8	18,5	53,0	50,5	38,4	20,5	То же

Интервал отбора образцов, м	Пористость, %	Проницаемость в 10^{-18} м ² по направлениям			Остаточная водонасыщенность, % от объема пор	Литологическая характеристика пород
		I	II	III		
Южно-Таловское, скв. 2						
4396,0—4407,0	16,1	14,53	28,05	26,23	24,7	Известняк органогенный плотный
Юбилейное, скв. 15						
4448,0—4451,0	10,6	1,168	2,165	1,966	37,4	Известняк микрозернистый, плотный
Юбилейное, скв. 18						
4474,0—4478,0	11,9	66,44	14,83	8,17	32,7	Известняк битуминозный пористотрещиноватый
4479,0—4486,0	14,0	23,85	56,90	34,52	24,2	Известняк битуминозный пористотрещиноватый
4486,0—4490,5	14,1	5,77	6,76	6,16	25,7	Известняк мелкозернистый, неяснослоистый

чаются как абсолютной величиной проницаемости, определенной в лабораторных условиях, так и характером изменения ее в трех изучаемых направлениях.

Карбонатные породы, в которых преобладают поровые каналы, присутствуют унаследованные каверны и фильтрация осуществляется по этим каналам, характеризуются широким диапазоном изменения проницаемости — от 10^{-15} до 10^{-12} м² и более, при этом в чисто поровых коллекторах по всем трем направлениям проницаемость имеет относительно высокие значения (табл. 24). В одних образцах все три направления характеризуются одинаковыми ее значениями, в других — значительно большей величиной скорости фильтрации отличается перпендикулярное направление и, наконец, немало разностей, в которых максимальная проницаемость свойственна одному из параллельных направлений. Однако резкого различия фильтрационных свойств по всем трем направлениям не наблюдается. Отклонения величин незначительны, они редко достигают 10—15 %. Это позволяет сделать вывод о том, что карбонатным коллекторам порового типа не свойственна анизотропия проницаемости пористой среды, это существенно отличает их от терригенных пород-коллекторов, в которых в фильтрации также преобладают поровые каналы.

Некоторая анизотропия фильтрационных свойств отмечается в коллекторах каверново-порового типа. В этих разностях сохра-

няется очень высокая проницаемость по всем направлениям, но одно из них выделяется максимальными значениями. Такие породы развиты на многих месторождениях Средней Азии (табл. 25), реже в Прикаспийской впадине, в Куйбышевском Поволжье. Однако даже в таких образцах не наблюдается резкого отличия проницаемости по параллельному и перпендикулярному направлениям, от свойственной песчано-алевритовым отложениям.

Таблица 25

Фильтрационно-емкостные свойства пористо-кавернозных известняков месторождений Средней Азии

Интервал отбора образцов, м	Пористость, %	Проницаемость в 10^{-15} м ² по направлениям			Остаточная водонасыщенность, % от объема пор
		I	II	III	
Зеварды, скв. 12					
2800,0—2807,5	23,9	2315,0	2132,0	2288,0	8,9
Зеварды, скв. 7					
2823,0—2829,0	22,8	536,8	261,0	255,6	12,4
Денгизкуль, скв. 22					
2344,6—2351,6	18,9	28,2	24,1	17,6	21,8
Урта-Булак, скв. 4					
2498,0—2501,7	19,6	1660,8	2050,0	1626,0	9,4
Северный Денгизкуль, скв. 4					
2526,0—2530,0	16,4	1202,9	1248,1	1564,9	9,6
2563,3—2564,7	18,0	84,9	177,6	201,4	16,9
2563,3—2564,7	18,2	75,3	70,8	105,2	24,3
2563,3—2564,7	16,8	66,7	37,8	73,2	22,7
2564,7—2566,0	11,5	136,8	226,4	246,5	9,5
2568,2—2570,2	15,6	17,1	24,7	21,3	27,7
2568,2—2570,2	13,5	162,3	2549,1	2549,1	17,4
2583,6—2586,9	13,3	103,2	112,8	69,1	19,9
2583,6—2586,9	13,2	108,2	97,2	55,9	22,0
2602,3—2605,3	8,2	15,9	31,0	2,32	45,6
Гумбулак, скв. 13					
2256,2—2260,2	16,2	434,4	800,6	829,5	11,2

Так, результаты анализов фильтрационных свойств пород Оренбургского, Урта-Булакского, Зевардинского месторождений и др. показывают, что абсолютная величина проницаемости их неодинакова, так же как и характер изменения ее в различных направлениях. В одних образцах проницаемость выше во II и III направлениях, в других она максимальна в I направлении

(см. табл. 27). Наблюдаемая разница проницаемости во II и III направлениях является доказательством неоднородности порового пространства карбонатных пород по наложению, что связано с выщелачиванием. Чем значительнее неоднородность структуры порового пространства и сложнее его строение, тем больше величина расхождения проницаемости, замеренной в трех направлениях.

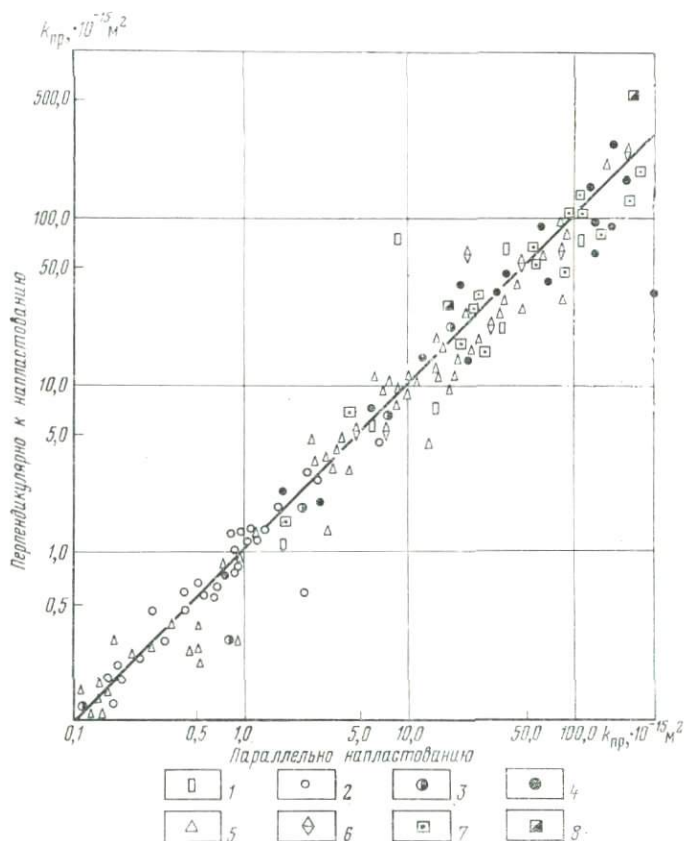


Рис. 67. График корреляции абсолютной газопроницаемости для пористых и кавернозно-пористых разностей карбонатных пород в разных направлениях.

Площади и месторождения: 1 — месторождения Дагестана; 2 — Ширяевская; 3 — Гремяченская; 4 — Жанажольская; 5 — Оренбургское; 6 — Березинское; 7 — Денгизкульское; 8 — Зевардинское

В каверново-поровых карбонатных коллекторах наблюдается резко выраженная анизотропия проницаемости, обусловленная не фактором гравитационного уплотнения, а преобладающим направлением выщелачивания, растворимостью пород и специфическими условиями формирования пустот.

Фактические данные измерения проницаемости пород рассматриваемого типа были нанесены на график корреляции, построенный в логарифмическом масштабе (рис. 67). Большинство опы-

**Фильтрационно-емкостные свойства трещиноватых разностей
карбонатных пород Оренбургского и Жанажольского месторождений**

Интервал отбора образцов, м	Пористость, %	Проницаемость в 10^{-18} м ² по направлениям			Литологическая характеристика пород
		I	II	III	
Оренбургское, скв. 362					
1667,0—1671,2	1,8	1,34	0,26	2,33	Известняк детритово-фораминиферовый
1748,0—1752,4	4,6	0,046	0,638	0,019	Известняк шламово-детритовый
1802,0—1803,7	0,5	0,012	0,016	0,016	Известняк фораминиферово-водорослевый
1866,2—1870,1	1,3	0,158	1,433	1,320	Известняк микрозернистый
Оренбургское, скв. 96					
1379,8—1381,9	0,4	0,269	0,469	7,751	То же
1412,3—1414,7	0,7	0,055	0,136	0,055	Известняк полидетритовый
1414,7—1415,7	1,6	0,031	0,26	0,21	Известняк органогенный
1606,3—1618,1	3,6	0,129	0,176	0,144	Известняк биоморфно-детритовый
1708,5—1714,3	3,6	0,067	0,101	0,421	Известняк органогенно-детритовый
1723,9—1728,3	2,6	0,016	0,256	0,16	Известняк биоморфный
1742,3—1743,3	1,5	0,001	0,46	0,66	То же
1750,1—1755,5	1,8	0,22	0,49	0,50	Известняк биоморфно-детритовый
1764,9—1770,6	5,1	0,058	0,058	0,026	Известняк органогенно-детритовый
Оренбургское, скв. 312					
1693,8—1696,8	1,7	0,989	0,061	0,489	Известняк органогенный, сильно битуминозный
Жанажольское, скв. 5					
2802,6—2804,5	2,8	0,009	0,009	0,011	Доломит мелкозернистый, известковистый
2832,0—2839,3	1,4	0,011	5,326	1,584	Известняк мелкозернистый
2832,0—2839,3	1,5	0,009	1,46	0,391	Известняк органогенный
2906,0—2914,0	2,4	1,095	0,300	0,743	Доломит разноморфный
2914,0—2920,0	4,6	10,6	0,955	2,01	Доломит известковистый
2982,0—2983,0	1,1	0,025	0,009	0,037	Известняк микрозернистый

**Фильтрационно-емкостные свойства кавернозно-трещиноватых разностей
карбонатных пород различных месторождений**

Интервал отбора образцов, м	Пористость, %	Проницаемость в 10^{-15} м ² по направлениям			Литологическая характеристика пород
		I	II	III	
Березинское, скв. 8					
1898,7—1906,7	3,6	0,023	0,022	0,023	Известняк микрозернистый, трещиноватый
1918,0—1930,4	2,4	0,017	0,020	0,039	Известняк брекчиевидный, трещиноватый
1963,1—1968,2	4,9	0,461	4,74	5,67	Известняк органогенный, трещиноватый, кавернозный
1926,0—1930,7	5,0	0,967	0,092	0,065	То же
Березинское, скв. 10					
1937,0—1952,2	4,6	0,009	0,018	0,075	Известняк сгустковый, кавернозный
1952,2—1965,5	3,0	0,005	0,132	0,368	Известняк трещиноватый с кавернами до 5 мм
1979,6—1989,3	5,8	2,25	0,171	0,171	Доломит известковистый, кавернозный
2004,0—2012,6	5,4	0,024	0,017	0,024	Доломит засолоненный с редкими кавернами
Березинское, скв. 7					
1968,4—1983,8	5,9	0,020	0,040	0,21	Известняк доломитизированный, трещиновато-кавернозный
1968,4—1983,8	4,5	0,346	0,117	0,939	Известняк микрозернистый, доломитизированный трещиноватый
2089,5—2103,5	3,8	0,003	1,14	0,316	Известняк микрозернистый трещиноватый
1906,7—1918,0	4,6	0,044	0,052	0,021	Известняк микрозернистый трещиноватый с ангидритом
Восточно-Гремячинское, скв. 26					
2877,0—2883,3	3,2	3,279	9,170	7,852	Доломит тонкозернистый
2883,7—2892,0	4,0	0,278	2,011	2,124	Доломит мелкозернистый
2922,7—2928,4	5,6	0,129	0,367	0,466	Известняк органогенный
Восточно-Гремячинское, скв. 9-Н					
2931,1—2935,3	0,5	0,139	1,842	8,735	Контакт доломита тонкозернистого с известняком водорослевым
2935,0—2941,0	3,1	0,004	0,003	0,004	Доломит тонкозернистый
2991,0—2996,8	5,2	1,065	5,894	3,564	То же
Ширияевское, скв. I					
4175,5	4,6	0,027	0,030	0,027	Известняк сгустково-органогенный
4193,5	2,4	0,045	0,021	0,026	То же

ных точек легло с небольшим разбросом на линию корреляции. Таким образом, статистическая обработка проницаемости большого числа образцов позволяет сделать вывод о том, что скорость фильтрации в двух противоположных направлениях — параллельном напластованию и перпендикулярном к нему — имеет один и тот же порядок (на графике экспериментальные точки легли под углом 45°), т. е. в целом карбонатные породы-коллекторы порового и каверново-порового типов изотропны по проводимости пористой среды. Хотя в отдельных образцах любое из трех направлений может обладать несколько повышенными значениями.

Совершенно иной характер изменения проницаемости наблюдается в плотных породах, отличающихся микротрещиноватостью, реже слонистостью. Прежде всего карбонатным коллекторам трещинного типа присуща незначительная величина абсолютной проницаемости, измеряемой в лабораторных условиях. При этом следует подчеркнуть, что несмотря на невысокие абсолютные значения проницаемости, фильтрационные свойства этих пород по различным направлениям — перпендикулярным к напластованию и параллельным ему — отличаются в 10 и 100 раз, т. е. разница между величинами проницаемости в I, II и III направлениях достигает одного-двух порядков (табл. 26, 27). Опытные точки измерения проницаемости не ложатся на корреляционную прямую, а смещены вправо или влево от нее в зависимости от ориентировки трещин (рис. 68).

Следует отметить, что фильтрационные свойства трещиноватых карбонатных пород в природных условиях и по данным гидродинамических исследований значительно выше получаемых при изучении керн в лаборатории.

Чем же объяснить столь значительные расхождения при определении одного и того же параметра проницаемости различными методами? При принятых стандартных лабораторных методах моделирования процесса фильтрации для трещиноватых горных пород используются образцы цилиндрической и кубической формы, размеры которых сравнимы со средними расстояниями между трещинами и в которые попадает малое число трещин, определяющих проницаемость. В таких условиях в процессе фильтрации участвуют только единичные фильтрационные каналы (несколько наиболее тонких микротрещин), тогда как фильтрация в пористой среде происходит по большому числу различных поровых каналов. Очевидно, величина проницаемости трещиноватой горной породы, определенная стандартными лабораторными методами, практически всегда занижена и находится в зависимости от размеров и формы исследуемого образца породы и избранного направления фильтрации. В настоящее время продолжается разработка приборов для определения проницаемости трещиноватых горных пород. К ним относятся приборы типа, предложенного ранее Ф. Келтоном, а также разрабатываются приборы, основанные на моделировании радиальной фильтрации в образце горной породы. Наиболее труден вопрос получения в лабораторных условиях данных о филь-

рационной способности карбонатной породы, осложненной многочисленными трещинами различной раскрытости. Величины проницаемости, получаемые в таких случаях на образцах кубической формы с максимально возможной гранью в 5 см², будут больше соответствовать истинным значениям трещинной проницаемости породы при развитии в ней вертикальных и горизонтальных трещин. Если в породе преобладают косые секущие трещины, они также

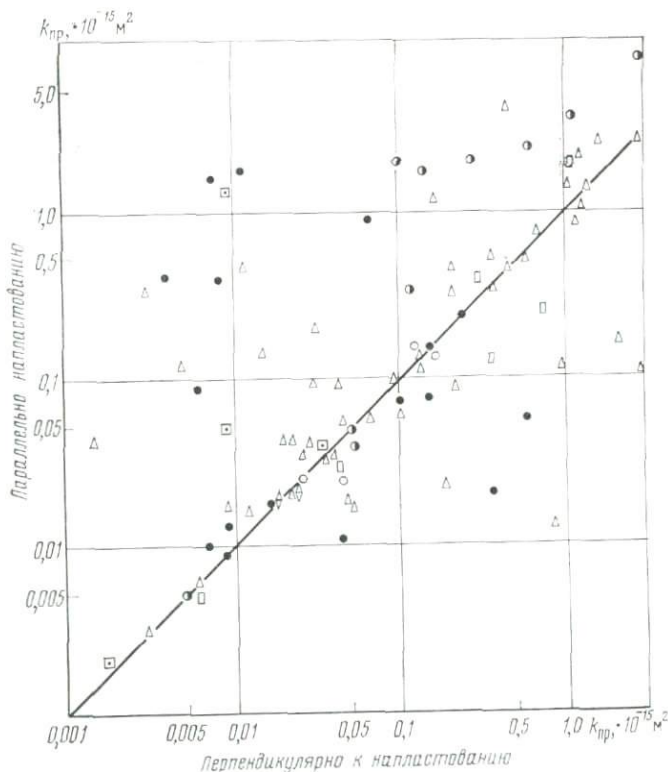


Рис. 68. График корреляции абсолютной газопроницаемости для трещиноватых карбонатных пород в разных направлениях

Условные обозначения см. на рис. 67

не будут участвовать в фильтрации при лабораторных исследованиях.

Таким образом, из приведенного материала совершенно очевидно, что определение проницаемости карбонатных пород в трех ориентированных направлениях открывает дополнительные пути для изучения структуры порового пространства, выявления каверн, трещин и их ориентировки, а также позволяет оценить направление наибольшей фильтрации. Следует рекомендовать изучение коллекторских свойств пород на образцах кубической формы максимального размера. В тех случаях, когда невозможно изучение

или изготовление образцов кубической формы, более рациональным для установления проницаемости будет визуальное определение направления наибольшего развития пор и каверн, а не ориентировка на направление, параллельное слоистости.

Проведенные опытные измерения проницаемости на образцах с размером грани кубика 5 см^2 выявляют существенное различие в проницаемости пород. Количество, раскрытость, сообщаемость трещин оказывают большое влияние на абсолютные значения проницаемости, получаемые в лаборатории. Нередко наклонные секущие трещины выявляются только при насыщении кубика с гранью в 5 см^2 .

§ 3. Трещиноватость продуктивных отложений Оренбургского газоконденсатного месторождения

Оренбургское газоконденсатное месторождение располагается в пределах одноименного вала, осложняющего северную часть Соль-Илецкого выступа фундамента Русской платформы. По кровле известняков артинского яруса вал представляет собой крупное линейно вытянутое поднятие широтного простирания общей протяженностью 130 км и шириной 22—25 км.

Основная продуктивная толща складывается карбонатными породами артинского, сакмарского, ассельского ярусов нижней перми и породами верхнего и среднего карбона. Сравнительно небольшие газовые залежи локального распространения имеются также в филипповском горизонте кунгурского яруса. По данным Н. А. Мельниковой (1968 г.) мощность газоносной толщи 560 м. Покрышкой служат сульфатно-галогенные породы кунгурского яруса, мощность которых достигает примерно 800 м. По данным промысловой геофизики (НГК, микрозонды, БК, кавернометрия) пористо-проницаемые разности пород распространены по всей продуктивной толще, но они не образуют выдержанных по площади прослоев. Мощности таких пластов изменяются от десятых долей метра до 2—3 м, достигая в отдельных случаях 7 и 18 м (скв. 30, интервалы 1751—1758 и 1725—1740 м). Мощность пористо-проницаемых коллекторов по скв. 27, 30 и 33 составляет соответственно 46, 54 и 48 м. Продуктивная толща состоит в основном из слабопористых (до 2 %) и слабопроницаемых известняков, а также из высокопористых разностей средней проницаемости.

Интенсивно развитая трещиноватость пород создает удовлетворительную связь отдельных пористо-проницаемых прослоев различных участков этого месторождения и обеспечивает высокие дебиты скважин. Наличие трещин, крупных пустот подтверждается провалами инструмента при бурении и поглощением бурового раствора.

Газоносный массив состоит из карбонатных пород, весьма различных по структуре и происхождению седиментационного материала. В вертикальном разрезе и по простиранию месторождения происходит частая смена пород одних структурных типов другими,

отмечаются их взаимные переходы даже на сравнительно небольших расстояниях. По происхождению седиментационного материала различаются органогенные, обломочные, хемогенные и криптогенные породы. По структурному признаку известняки подразделяются на органогенно-детритовые, биоморфные, биоморфно-детритовые, ступчатые, микрозернистые, пелитоморфные. Каждому генетическому типу соответствуют определенные структурные типы с дополнительным подразделением пород по размеру, составу и окатанности обломков.

Относительно однородный разрез продуктивных отложений Оренбургского месторождения по большому числу горизонтов был расчленен на литологические пачки, отличающиеся строением пустотного пространства, соотношением пористых, кавернозных и трещиноватых плотных прослоев (рис. 69).

Накопление органогенных отложений происходило в условиях неглубокого (порядка 50 м) эпиконтинентального моря. Теплый климат и значительная удаленность от берега способствовали широкому развитию органической жизни, а на приподнятых участках дна происходила хемогенная садка кальцита из морской воды. Однако микрокристаллический кальцит и мелкие органические остатки придонными волнениями сносились с приподнятых участков и накапливались в пониженных частях дна бассейна. Благодаря такому перераспределению материала породы Оренбургского месторождения имеют очень неоднородный микроскопический облик.

Для расчленения толщи были использованы макроскопические признаки: цвет, структура породы, включения сульфатов, содержание и форма распределения битумов, наличие трещин и стилолитовых швов. Перечисленные признаки являются следствием различных условий осадконакопления, постседиментационных преобразований и отражают наиболее общие и характерные литолого-структурные особенности пород.

В разрезе толщи широко распространены породы различных оттенков серого цвета — от темно-серых, почти черных, до светлых, почти белых известняков. В небольшом количестве присутствуют образцы с желтоватым или слегка коричневым оттенком. Некоторые прослои имеют пятнистую окраску. В одних случаях это серые и темно-серые известняки с белыми пятнами причудливой формы и различных размеров — от 5 мм до нескольких сантиметров. В других случаях, наоборот, светлые известняки с пятнами серого и темно-серого цвета дендритообразной и неправильной формы. Микроскопическое изучение шлифов и анализ нерастворимого остатка показали, что темная окраска обусловлена, прежде всего, содержанием черного окисленного органического вещества. Нерастворимый остаток составляет всего 5 %. Коричневатый цвет определяется присутствием конденсата в виде пятен и выпотов, имеющих маслянистую поверхность.

Детальное изучение керна позволило четко выделить в разрезе продуктивной толщи при дифференциации пород по цвету прослои мощностью от 2 до 10 м.

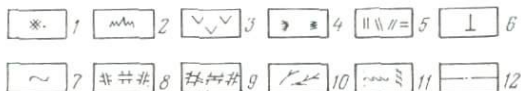
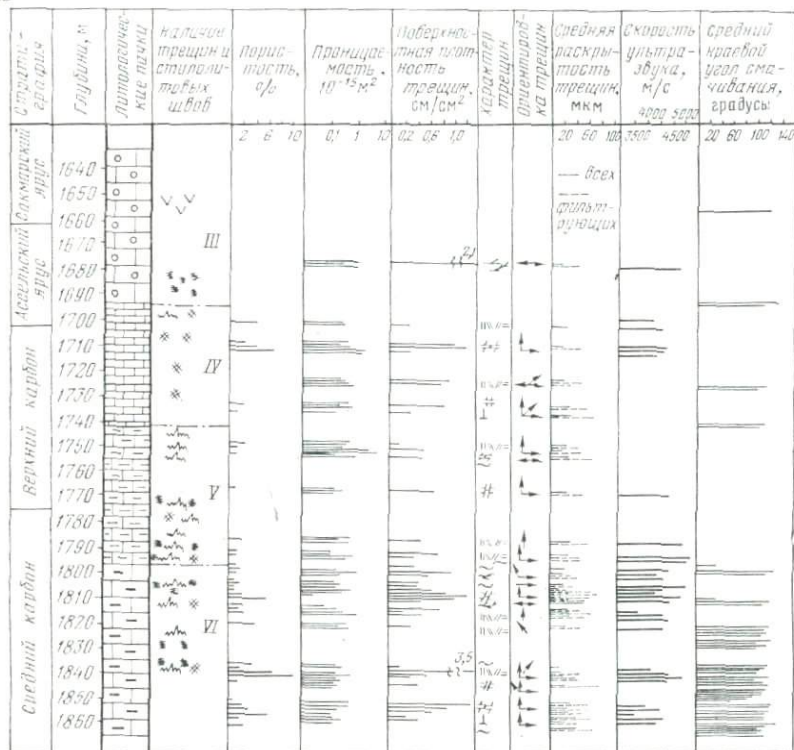


Рис. 69. Изменение пористости, проницаемости и трещиноватости в разрезе карбонатных отложений Оренбургского газоконденсатного месторождения

а — скв. 9; б — скв. 96; в — скв. 352, 362.

I—VI — литологические пачки, выделенные по комплексу признаков.

1 — трещины; 2 — стилолитовые швы; 3 — включения ангидрита; 4 — включения черного окисленного органического вещества; трещины: 5 — прямолинейные секущие вертикальной, наклонной или горизонтальной ориентировки, 6 — две системы прямолинейных взаимно перпендикулярных трещин, 7 — горизонтальные извилистые длиной более 3 см, 8 — прямолинейные секущие, осложненные короткими трещинами другой ориентировки, 9 — системы коротких сообщающихся трещин, обеспечивающих фильтрацию флюида в различных направлениях, 10 — ветвящиеся различной ориентировки, 11 — кулисообразные различной ориентировки; 12 — границы литологических пачек

Стратиграфия		Глубина, м	Литолическое пачки	Наличие трещин и столбовых швов	Пористость, %	Емкость трещин, %	Проницаемость, 10 ⁻¹⁵ м ²	Поверхностная плотность трещин, см/см ²	Характер тре- щинности Ориентация трещин	Средняя раскрыв- тость трещин, мкм	Скорость ультразвука, м/с
Сакмарский ярус	Верхний карбон	1370			2 4 6 8	1 2 3 4	0,01 0,1 10	0,4 0,8 1,2		20 60 100 двух филт- рующих	4000 4500
		1380									
		1390									
		1400		I							
		1410									
		1420									
		1430									
		1440									
		1450		II							
		1460									
Ассельский ярус	Верхний карбон	1470									
		1480									
		1490									
		1500		III							
		1510									
		1520									
		1530									
		1540									
		1550									
		1560									
Средний карбон	Верхний карбон	1570		IV							
		1580									
		1590									
		1600									
		1610									
		1620									
		1630									
		1640									
		1650		V							
		1660									
Средний карбон	Средний карбон	1670									
		1680									
		1690									
		1700									
		1710									
		1720									
		1730									
		1740		VI							
		1750									
		1760									
Средний карбон	Средний карбон	1770									
		1780									
		1790									
		1800									
		1810									
		1820									
		1830									

Стратиграфия	Глубина, м	Литологические пачки	наличие трещин и стилолитовых швов	Пористость, %	Емкость трещин, %	Проницаемость, 10^{-18} м^2	Площадь поверхности трещин, $\text{см}^2/\text{см}^2$	Характер трещинности	Средняя раскрытость трещин, $\mu\text{м}$	Скорость устьевой разгрузки, $\text{м}^3/\text{с}$	Средний угол скатывания, градусы
Арминекий ярус	1540			2 6 10	1 2 3	0,5 1	0,2 0,5 1 1,4		20 60		
	1650		*						беск. фильтрующая		
	1660										
	1670										
	1680		I								
	1690										
	1700										
	1710		*								
	1720		*								
	1730										
Самарский ярус	1740		II								
	1750										
	1760										
	1770										
	1780		*								
	1790		*								
	1800		*								
	1810		*								
	1820		*								
	1830		III								
Абдельский ярус	1840		*								
	1850		*								
	1860		*								
	1870		*								
	1880		*								
	1890		*								

Продолжение рис. 69.

По структурным особенностям пород было выделено три типа известняков: плотные (визуально непористые), слабо- или тонкопористые и пористые. Плотным образцам соответствуют величины пористости меньше 2 %, слабопористым — от 2 до 6—8 %, пористым — как правило, больше 6 %. По структурному признаку разрез также легко расчленяется на слои и пачки мощностью от 2 до 15 м.

Количество трещин и стилолитовых швов в каждом образце неодинаково, что позволило дифференцировать разрез на пачки по этому признаку. Изучение трещиноватости методом насыщения пород люминофором показало исключительное разнообразие морфологии, протяженности, ориентировки, взаимосообщаемости тре-

щин и дало возможность установить крайнюю неоднородность распространения трещин.

Характер трещин, выявленных с помощью люминесцирующей жидкости, весьма разнообразен. На одних образцах (рис. 70, а)

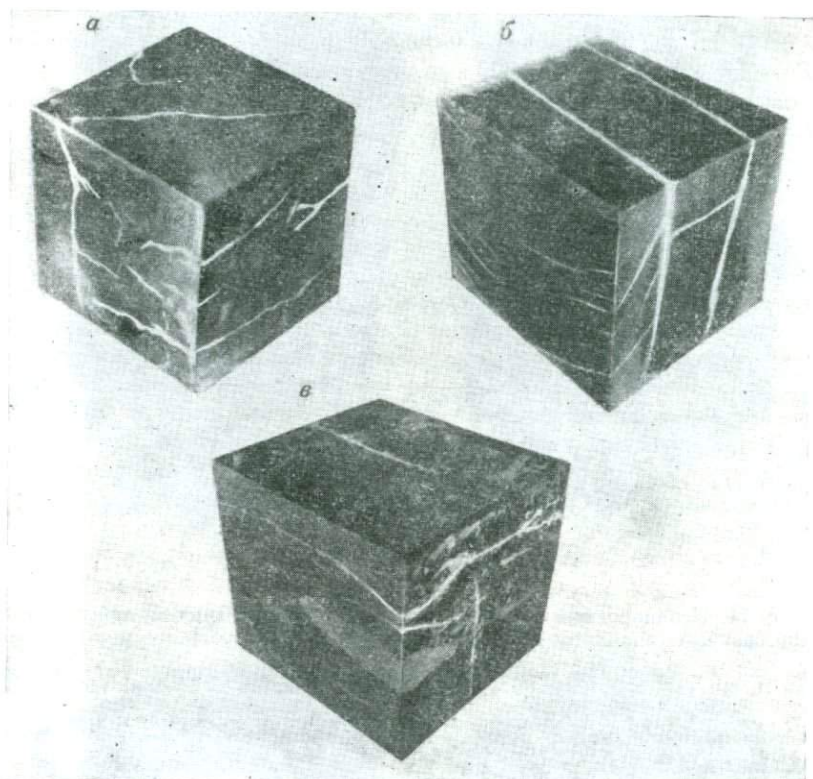


Рис. 70. Сочетание тонких трещин различной ориентировки в известняках Оренбургского месторождения

а — скв. 352, гл. 1804,32 м, известняк фузулиново-детритовый; проницаемость — $1,817 \times 10^{-16}$ м²; емкость трещин — 1,33 %; средняя раскрытость трещин в мкм: всех — 19, фильтрующих — 32.

б — скв. 362, гл. 1667,6 м, известняк детритово-фораминиферовый; проницаемость в 10^{-16} м² по направлениям: I — 1,34, II — 0,26, III — 2,33; емкость трещин — 1,71 %; средняя раскрытость трещин в мкм: всех — 21, фильтрующих — 47.

в — скв. 362, гл. 1712,5 м, известняк; пористость — 3,25 %; проницаемость — 10^{-17} м²; емкость трещин — 0,7 %; средняя раскрытость трещин в мкм: всех — 27, фильтрующих — 52

мелкие ветвящиеся трещины создают сплошную сеть и имеют достаточную емкость (около 1,5 %), на других (см. рис. 70, б) видно сочетание трещин первого и второго порядков, отличающихся по ширине раскрытости, характеру взаимосвязи и протяженности. Третьи образцы (см. рис. 70, в) характеризуются редкими несообщающимися тончайшими микротрещинами, емкость которых, как показали опыты, ничтожна. Морфология трещин чрезвычайно раз-

нообразна: выявляются участки расширения, пористые прослои, образование которых обусловлено влиянием процессов выщелачивания. В каждом исследуемом районе преобладают различные трещины, но нередко можно встретить все перечисленные разновидности, приуроченные к разным интервалам. Очень важно, что каждая грань кубика отличается от других коэффициентом трещиноватости, что заставляет определять средние параметры (см. Приложения 2—6).

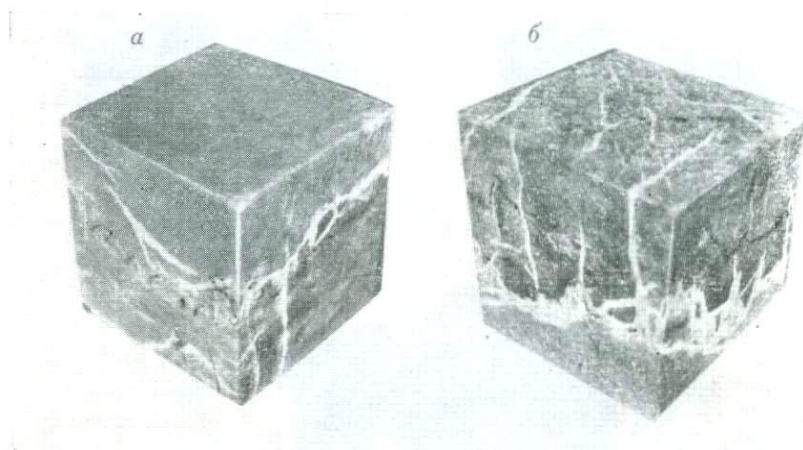


Рис. 71. Неоднородный характер развития вертикальных и горизонтальных трещин, секущих стилолитовый шов, в известняках Оренбургского месторождения

а — скв. 96, гл. 1800,3 м, известняк органогенно-детритовый; проницаемость по направлению II, III — $1,2 \cdot 10^{-16}$ м²; емкость трещин — 0,86 %; средняя раскрытость трещин в мкм: всех — 87, фильтрующих — 107.

б — скв. 9, гл. 1708,5 м, известняк органогенно-детритовый; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 6,7, II — 10, III — 42; емкость трещин — 1,89 %; средняя раскрытость трещин в мкм: всех — 82, фильтрующих — 98

В изученных отложениях Оренбургского месторождения выделены различные типы трещин и установлены зоны неоднородного их развития. Широко распространены микротрещины, приуроченные к залеченным стилолитовым швам (рис. 71; Приложения 1, 7). Вдоль заполненного стилолита горизонтальной ориентировки располагаются практически прямолинейные микротрещины, пересекающие зубцы стилолитового шва. Расстояние между трещинами не более 3 см. Они секут весь образец и имеют значительную раскрытость — около 300 мкм, увеличенную выщелачиванием. В пределах кубика такие трещины не обнаруживают признаков затухания и, по-видимому, имеют большую протяженность. Эти трещины осложнены многочисленными (20 и более) вертикальными мелкими короткими (5—20 мм) извилистыми и ветвящимися трещинами с раскрытостью не более 50 мкм. Иногда вертикальные трещины пересекают весь кубик (рис. 72) и тем самым обеспечивают сообщаемость горизонтальных трещин. Такие трещины имеют значитель-

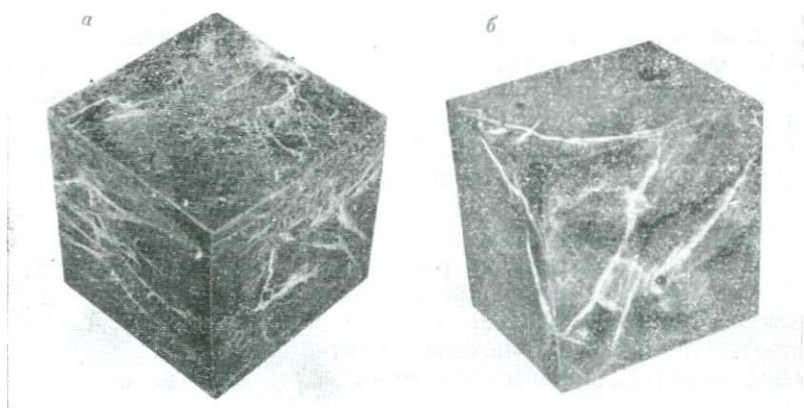


Рис. 72. Система вертикальных и наклонных трещин различной раскрытости и морфологии в органогенных известняках Оренбургского месторождения

а — скв. 9, гл. 1825,6 м; пористость — 2,02 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 19, II — 18, III — 20; средняя раскрытость трещин — 50 мкм.
 б — скв. 352, гл. 1783,5 м; пористость — 2,6 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 18, II — 1, III — 14; емкость трещин — 2,6 %; средняя раскрытость трещин в мкм: всех — 38, фильтрующих — 55

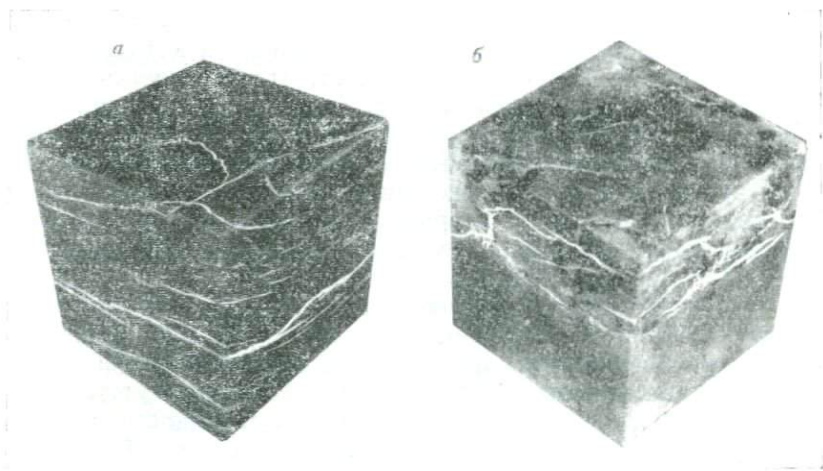


Рис. 73. Прямолинейные и слабо извилистые кулисообразные горизонтальные трещины в органогенно-детритовых известняках Оренбургского месторождения

а — скв. 352, гл. 1813,43 м; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — непроницаемые, II — 182, III — 175; емкость трещин — 0,89 %; средняя раскрытость трещин в мкм: всех — 20, фильтрующих — 45.
 б — скв. 9, гл. 1790,5 м; проницаемость в 10^{-18} м² по направлениям: I — 22, II — 136, III — 106; емкость трещин — 1,0 %; средняя раскрытость трещин — 22 мкм

ную емкость — иногда до 2 %, в среднем 1,2—1,5 %, и проницаемость $(0,5 \div 3) \cdot 10^{-15}$ м². При этом резко выражена анизотропия проницаемости — в горизонтальном направлении (II—II, III—III) проницаемость всегда больше, чем в вертикальном (I—I) (см. Приложения 8, 9, 10).

В некоторых интервалах, имеющих подчиненное положение в разрезе, встречаются горизонтальные микротрещины совершенно иного характера (рис. 73). Тонкие, достаточно прямолинейные трещины рассекают образец целиком или располагаются кулисообразно на расстоянии 0,5—1 см друг от друга и имеют постоянную раскрытость. По-видимому, эти трещины характеризуются значительной протяженностью, но раскрытость их небольшая — до 30—40 мкм. Емкость таких трещин, как правило незначительная и изменяется от 0,2 до 0,9 %, редко превышая 1 %. Проницаемость их также невысока, характерны более высокие фильтрационные свойства преимущественно в горизонтальном направлении.

В образцах нередко встречаются типичные вертикальные трещины, образующие две взаимно перпендикулярные системы, которые соответственно отмечаются на гранях кубика 3—5 и 4—2. Эти трещины, как правило, прямолинейные или очень слабо извилистые, рассекают весь образец полностью, но имеют переменную раскрытость, что не позволяет кубику рассыпаться. Раскрытость трещин изменяется от 10 до 80 мкм, в среднем составляет 50 мкм. Имеются участки выщелачивания (см. Приложения 1, 9), на которых развиваются каверны. Вертикальные трещины иногда осложнены более короткими, слабо извилистыми наклонными и горизонтальными трещинами. В целом в известняках, в которых развита трещиноватость подобного вида, емкость трещин составляет 0,4—1 %, проницаемость незначительная. Характерна анизотропия проницаемости: в вертикальном направлении она значительно выше. В некоторых образцах отмечается своеобразная разновидность подобной трещиноватости: в них также развиты вертикальные трещины, однако они носят прерывистый кулисообразный характер, по форме более извилисты и имеют меньшую раскрытость (до 30 мкм) (см. Приложение 6).

В ряде кернов присутствуют наклонные трещины, прямолинейные или извилистые, секущие весь кубик (рис. 74). Раскрытость их изменяется в широких пределах и достигает 200—250 мкм, нередко отмечаются следы выщелачивания. Чаще присутствуют наклонные трещины с раскрытостью до 60 мкм. Емкость наклонных трещин 0,3—1,7 %, проницаемость незначительная. Обычно наклонные трещины ориентированы так, что прослеживаются не на параллельных, а на смежных гранях кубика. Поэтому при оценке фильтрационных свойств образца в лаборатории подобные трещины «теряются», т. е. практически не учитываются при определении проницаемости. Оценку фильтрационных свойств пород в таких случаях следует проводить по методу радиальной фильтрации или на приборе Келтона.

Анализ трещиноватости, проведенный для отдельных литологических типов пород, показал неодинаковый характер трещин. В органогенных известняках часто развиваются короткие угловато-извилистые хаотически ориентированные трещины различной раскрытости. На фоне густой сети тонких извилистых трещин раскрытостью не более 10—15 мкм располагаются трещины значительно большей раскрытости (до 70—100 мкм), по морфологии не отличающиеся от первых. Наличие большого числа коротких (до 2,5—25 мм) взаимопересекающихся трещин, видимых на всех гранях

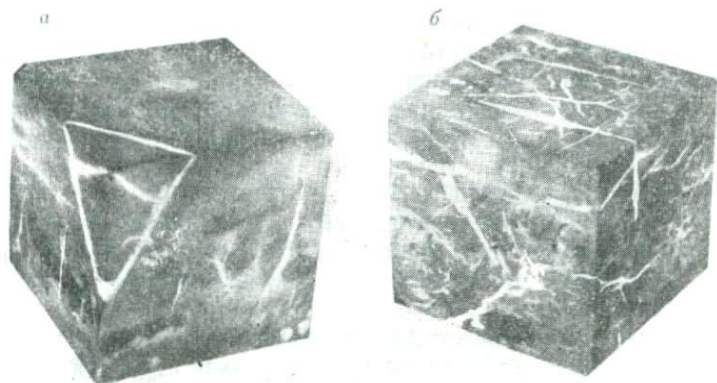


Рис. 74. Одиночные угловатые и наклонные хаотически расположенные трещины различной раскрытости в известняках Оренбургского месторождения (скв. 9)

а — гл. 1831,8 м, известняк; пористость — 1,64 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 26, II — 36, III — 22; средняя раскрытость трещин — 50 мкм.
б — гл. 1794,8 м, известняк органогенный; проницаемость в 10^{-18} м² по направлениям: I — 427, II — 472, III — 277; емкость трещин — 0,93 %; средняя раскрытость трещин — 48 мкм

и имеющих различную раскрытость, обуславливает трещинную емкость до 1—1,5 % и проницаемость около 10^{-15} м², причем близкую во всех направлениях (см. Приложения 3, 9).

В микрозернистых и сгустковых разностях кроме перечисленных присутствуют трещины, создающие тонкую, однообразную сетку на поверхности образца и придающие породе брекчиевидный облик. Раскрытость подобных трещин чаще до 30—40 мкм, иногда до 250 мкм, они проходят по цементу и форменным компонентам породы. Такие трещины хорошо сообщаются друг с другом и обеспечивают проницаемость образца во всех направлениях. Емкость подобных трещин до 1 %, проницаемость $(1 \div 2) \cdot 10^{-15}$ м² (см. Приложение 8).

Для органогенных известняков, кроме того, характерны короткие слабо извилистые кулисообразно расположенные трещины, почти никогда не пересекающие крупных форменных компонентов.

Раскрытость их до 50 мкм. Ориентированы преимущественно горизонтально (см. рис. 73). Емкость их, как правило, не выше 1 %, проницаемость $(0,2 \div 1,6) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ преимущественно горизонтального направления.

Несмотря на отмеченное многообразие трещин, развитых в образцах, можно, выделив ряд основных признаков, определяющих трещины, и оценив характер их изменения, систематизировать трещиноватость (см. табл. 4).

Использование классификационной схемы при изучении трещиноватости в разрезе скважин Оренбургского месторождения позволило выявить определенные закономерности в характере трещиноватости: установить преобладающую ориентировку открытых трещин, их длину, извилистость и т. п.

По перечисленным признакам в разрезах четырех скважин Оренбургского месторождения (скв. 9, 96, 352, 362) были выделены пласты и пачки, отличающиеся литолого-структурными особенностями, строением пустотного пространства и характером трещиноватости (см. рис. 69).

Разрезы скв. 9 и 96 охватывают стратиграфический интервал от артинских отложений нижней перми до известняков среднего карбона. Скв. 362 и 352 вскрыты только нижнепермские отложения.

Артинский ярус имеет двучленное строение: нижняя часть — карбонатная, сложена известняками серыми и темно-серыми, органогенными: биоморфно-сгустковыми и водорослевыми, участками доломитизированными и сульфатизированными, с прослоями и включениями ангидрита. Верхняя часть мощностью до 30 м состоит из ангидритов с прослоями глинистых известняков. Мощность яруса увеличивается с запада на восток от 52 до 200 м.

По перечисленным выше признакам карбонатная часть артинского яруса выделяется в одну пачку пористых и слабопористых известняков, обогащенных сульфатами (пачка I). Пачка I хорошо прослеживается по всем изученным скважинам, хотя в каждой из них она имеет и свои отличительные особенности. Последние заключаются в преобладании пластов определенного цвета, в количестве и характере распределения сульфатов, в колебании соотношения пористых и плотных прослоев, что хорошо видно на разрезах скважин и схеме сопоставления (см. рис. 64, 69).

В скв. 9, расположенной на западном блоке месторождения, отложения артинского яруса представлены известняками светлыми, иногда коричневатыми, преимущественно плотными и слабопористыми, содержание сульфатов незначительно, присутствуют доломитизированные известняки. Органогенные известняки — фузулинидовые, фораминиферовые, с обломками криноидей, кораллов, водорослей — преобладают в разрезе и чередуются с микрозернистыми, мелкокомковатыми и комковато-сгустковыми разностями. Мощность карбонатной части яруса 46 м.

В скв. 96 разрез карбонатной пачки артинского яруса существенно не изменяется. Известняки имеют более темную окраску,

преобладают серые и темно-серые разности за счет увеличения содержания остаточной окисленной нефти в слабопористых породах. Пористые породы представлены светло-серыми известняками. Кроме того, в скв. 96 отмечается значительное содержание сульфатов, которые заполняют каверны и трещины. Мощность карбонатной части яруса 64 м.

В скв. 352 и 362, расположенных на восточном окончании структуры, резко возрастает (до 124 м) мощность карбонатной пачки артинского яруса. Разрез сложен известняками серыми и коричневато-серыми. Прослой темно- и светло-серых известняков имеют подчиненное значение. Сульфатизация пород отмечается преимущественно в нижних горизонтах; сульфаты, в основном ангидрит, заполняют каверны и трещины. Среди известняков преобладают комковато-сгустковые разности, присутствуют органогенные известняки — фораминиферовые и фораминиферово-водорослевые с детритом. Возрастает число прослоев микрозернистого известняка.

Во всех изученных скважинах пропластки трещиноватых разностей распространены по всему разрезу (табл. 28, 29).

Максимальное число трещиноватых образцов из артинского яруса имеется по скв. 96. Емкость собственно трещин колеблется от 0,3 до 1,5 % при изменении открытой пористости от 1,5 до 7 %. Проницаемость их незначительна — $(0,1 \div 0,3) \cdot 10^{-15}$ м². Средние значения поверхностной плотности трещин составляют 0,5—0,8 см/см² при диапазоне изменения их 0,2—1,5 см/см². Трещины, как правило, длинные, часто секущие, в верхней части яруса либо имеют вертикальную и наклонную ориентировку, либо группируются в две-три системы взаимно перпендикулярных трещин, прямолнейные.

В нижней части яруса характер трещин несколько изменяется: они становятся извилистыми, ветвящимися или оперенными. Однако в целом продолжает преобладать их вертикальная и наклонная ориентировка. Средняя раскрытость трещин изменяется от 30 до 80 мкм, раскрытость фильтрующих трещин составляет 48—100 мкм, чаще 60—80 мкм.

В разрезах скв. 352, 362 трещиноватые разности в отложениях артинского яруса встречаются реже, имеющийся фактический материал позволяет наметить определенные различия в величинах количественных показателей и характере трещиноватости по сравнению со скв. 96.

Емкость трещин по изученным образцам изменяется в тех же пределах — 0,25—1,7 % при колебании значений открытой пористости 0,8—11 %. Проницаемость изученных трещиноватых образцов составляет $(0,01 \div 3) \cdot 10^{-15}$ м². Величина поверхностной плотности трещин не превышает 1,3 см/см², обычны значения 0,3—0,6 см/см², т. е. ниже, чем в скв. 96. Изменяется и характер трещиноватости: в верхней части яруса развиты извилистые секущие горизонтальные трещины, оперенные наклонными и вертикальными трещинами, которые при преобладании горизонтальной

**Характеристика трещиноватости известняков
Оренбургского газоконденсатного месторождения (скв. 9)**

Глубина отбора образцов, м	Порни- стость, %	Проницаемость в 10^{-15} м^2 по направлениям			Средняя поверх- ностная плотность трещин, см/см ²	Средняя раскры- тость трещин, мкм	Тип известняка
		I	II	III			
1844,9	2,17	0,53	0,001	0,16	0,83	25	Микрозернистый
1841,2	3,6	0,4	2,69	1,16	0,65	30	Фораминиферово-фузулинидовый
1838,3	0,7	1,12	1,64	1,44	3,09	10	Микрозернистый
1831,8	1,6	0,257	0,364	0,222	0,65	10	Комковатый
1827,4	6,2	1,446	0,541	0,713	0,46	20	Фораминиферовый
1826,9	0,7	0,414	0,357	0,404	0,8	9	Сгустковый
1807,5	4,6	1,28	0,57	1,09	0,4	22	Водорослевый
1808,2	2,4	0,553	0,403	2,21	0,8	21	Детритовый
1800,4	2,4	0,215	8,0	8,5	0,58	25	Фузулинидовый
1794,8	0,9	0,427	0,472	2,77	1,32	19	Фораминиферовый
1794,2	1,1	1,28	1,55	0,65	1,82	12	Биоморфно-детри- товый
1792,6	1,1	0,001	0,39	0,59	0,61	18	Комковатый
1786,3	1,5	0,24	2,6	0,477	1,13	18	Биоморфно-детри- товый
1778,5	1,6	1,2	0,475	0,921	0,5	10	Водорослево-фузу- линидовый
1739,4	0,5	0,273	1,66	1,69	0,46	30	Сгустково-форами- ниферовый
1736,7	1,0	0,56	8,51	10,15	0,4	19	Биоморфно-детри- товый
1734,8	1,4	0,606	0,832	1,083	0,8	25	То же
1719,7	2,2	0,765	0,555	0,83	0,83	10	Микрозернистый
1662,4	0,9	1,305	0,4	0,89	2,1	7	Детритовый

фильтрации обеспечивают передвижение флюидов и в вертикальном направлении.

В нижней части яруса широко развиты кулисообразные трещины вертикальной и наклонной ориентировки с подчиненными горизонтально расположенными, также кулисообразными трещинами. Наиболее значительные различия установлены в зиянии трещин. Средняя раскрытость всех трещин не превышает 28 мкм, фильтрующих — 30—50 мкм, что значительно ниже, чем в породах скв. 96.

Анализ геофизического материала позволил установить, что прослой известняков с пористостью более 6 % в скв. 96 составляют 44 % от общей мощности яруса, в скв. 9 — 43 %, а в скв. 352, 362 — только 33 %.

Сопоставление результатов изучения керна и геофизических данных показало, что прослой трещиноватых пород присутствуют в интервалах залегания как пористых разностей, так и плотных известняков. Причем для плотных интервалов характерно систематическое развитие трещин, в то время как внутри пористых наличие трещин фиксируется только в единичных образцах, имеющих наиболее плотное строение. Например, в скв. 96 интервал 1380—1385 м по геофизическим данным выделяется как пористый, в то же время из этого интервала поднят сильно трещиноватый известняк, открытая пористость которого составляет только 2 %. Поверхностная плотность трещин равна 1,2 см/см², трещины длинные, секущие, взаимно перпендикулярные, прямолинейные, со средней раскрытостью до 100 мкм.

Интервал 1420—1430 м в скв. 96 сложен плотными известняками, открытая пористость которых менее 3 %. Отобранные из этого интервала четыре образца сильно трещиноваты: величина поверхностной плотности трещин изменяется от 0,8 до 1,3 см/см² при средней раскрытости фильтрующих трещин 70—100 мкм. Интересно, что во всех образцах трещины сохраняют преимущественную ориентировку, имеют общий характер морфологии, высокие значения раскрытости. Общность этих показателей позволяет рассматривать трещины, изученные в отдельных образцах, характерными для всего пласта и дать их усредненную характеристику.

Мощность выделенных на этом основании пластов коллекторов трещинного типа в скв. 96—10 м, а в скв. 362 и 352 — не более 2—5 м.

Сакмарский ярус сложен известняками темно-серыми и буровато-серыми, преимущественно органогенными. Среди них наиболее часто встречаются биоморфно-детритовые и детритовые разности — фораминиферово-коралловые, криноидные, остракодово-криноидные с обломками кораллов. В значительном количестве присутствуют сгустковые и комковатые известняки. Породы довольно плотные, трещиноватые, значительно доломитизированы и перекристаллизованы. Многие пустоты заполнены ангидритом.

В разрезе сакмарского яруса по макроскопическим признакам выделяются две пачки — II и III. Верхняя представляет собой

**Характеристика трещиноватости известняков
Оренбургского газоконденсатного месторождения**

Глубина отбора образцов, м	Емкость в %		Проницаемость в 10^{-15} м ² по направлениям			Средняя поверхностная плотность трещин, см/см ²	Раскрытость трещин в мкм		Тип известняка
	общая	собственно трещин	I	II	III		средняя	филь-трующих	
Скважина 96									
1381,9	1,47	1,07	0,269	0,469	0,751	1,36	68	100	Микрозернистый
1389,3	1,9	1,45	—	0,020	—	1,52	25	30	„
1414,7	0,7	0,70	0,055	0,136	0,055	0,85	54	72	Полидетритовый
1425,9	1,7	1,33	0,048	0,808	0,918	1,30	78	103	Биоморфно-детритовый
1456,1	3,72	0,92	1,418	0,552	1,051	1,39	87	110	Биоморфный
1456,1	2,81	0,62	0,007	0,096	0,737	1,01	37	63	Микрозернистый
1483,3	1,4	1,40	0,442	0,010	0,052	0,63	58	62	„
1491,1	5,4	1,38	0,061	0,201	0,301	1,30	25	71	„
1515,5	2,4	0,88	0,082	0,883	0,089	0,76	93	—	Биоморфный
1525,5	2,3	0,94	0,007	0,096	0,023	1,11	98	120	Органогенно-детритовый
1538,9	1,5	1,50	0,005	0,007	0,005	0,35	56	56	Микрозернистый
1544	1,4	0,93	0,7170	0,971	0,165	0,71	73	106	Органогенно-детритовый
Скважины 352, 362									
1665,7	2,9	1,40	0,027	0,051	0,064	0,93	68	69	Криноидный
1708,5	1,9	1,09	0,067	0,101	0,421	1,33	59	70	Органогенно-детритовый
1723,9	2,6	1,08	0,016	0,156	0,160	0,42	55	55	Биоморфный
1742,3	1,5	1,23	0,011	0,460	0,660	0,72	60	87	„
1750,1	1,8	0,81	0,220	0,490	0,500	0,31	48	78	Биоморфно-детритовый
1643,8	5,1	1,7	0,058	0,058	0,026	0,54	37	40	Органогенно-детритовый
1777,9	1,6	1,6	—	0,026	—	0,67	16	—	Биоморфный
1783,6	2,6	2,6	0,001	0,001	0,001	0,96	38	55	Органогенный, биоморфно-детритовый
1813,4	0,9	0,9	—	0,082	—	1,39	20	45	Органогенно-детритовый
1848,5	8,2	0,7	0,168	0,147	0,132	0,57	30	40	Водорослево-фораминиферовый
1667,6	3,1	1,7	1,34	0,260	2,330	1,24	21	47	Детритово-фораминиферовый
1710,8	3,7	1,4	0,001	0,570	0,310	0,41	26	32	Органогенно-детритовый
1709,8	3,1	1,5	—	0,020	—	0,76	14	—	То же
1712,5	3,3	0,7	—	0,010	—	0,72	27	52	Водорослево-фораминиферовый
1754,3	1,4	1,4	—	0,010	—	1,20	10	—	Биоморфно-детритовый
1791,4	1,8	1,3	—	0,020	—	0,95	39	70	Микрозернистый
1800,2	3,3	1,3	0,01	0,001	0,001	0,86	37	53	Органогенно-детритовый
1812,5	0,6	0,6	0,003	0,048	0,040	1,44	22	—	Микрозернистый
1870,1	1,3	1,3	0,158	1,430	1,320	1,33	50	80	„

переслаивание серых, желтовато-серых и светло-серых известняков плотных и слабопористых, трещиноватых. Содержание пористых прослоев по всем четырем скважинам незначительно и составляет около 10 %.

От вышележащей толщи артинского яруса верхняя пачка сакмарского яруса отличается преобладанием плотных прослоев, более светлой окраской пород и меньшим содержанием сульфатов, присутствие которых обнаруживается только в шлифах.

В скв. 9 мощность пачки II составляет 28 м. Мощность пористых прослоев 0,8—1,5 м, плотных и слабопористых — от 2 до 9 м. Сложена пачка преимущественно серыми органогенными известняками с прослоями сгустковых и комковатых разностей. Известняки перекристаллизованы и слабо доломитизированы, многие разности трещиноваты и содержат стилолитовые швы. Отмечаются редкие включения ангидрита.

В скв. 96 разрез пачки II существенно не изменяется. Здесь также преобладают серые известняки, плотные, трещиноватые с несколько более высоким содержанием сульфатов. Резко преобладают органогенные разности с подчиненными прослоями комковатых и сгустковых. Черная окисленная остаточная нефть находится в трещинах и равномерно, но не сильно пропитывает матрицу породы.

Мощность этой пачки в скв. 96 равна 30 м, содержание пористых прослоев мощностью 1,2—2,6 м до 10 %. Плотные разности образуют прослои мощностью 2,5—10 м.

В скв. 352, 362 разрез пачки II имеет более светлую окраску. Преобладают светлые и желтовато-серые разности, прослоями пятнистые. Известняки преимущественно детритовые с высоким содержанием микрозернистого кальцита (20—25 %), с частыми прослоями микрозернистых известняков. Породы в различной степени доломитизированы и перекристаллизованы. Черная окисленная нефть содержится в трещинах и стилолитовых швах. В этой скважине мощность пачки резко возрастает до 53 м. В то же время содержание пористых прослоев сохраняется равным 10 %. Мощность пористых и слабопроницаемых пропластков 0,7—1,5 м, плотных — 1—2 м.

В скв. 96 пачка II охарактеризована плотными образцами керна, пористость которых по лабораторным данным изменяется от 0,38 до 7,5 % проницаемость незначительная. Почти все разности отличаются наличием трещин, емкость которых составляет 0,6—1 %. Поверхностная плотность трещин 0,6—1,2 см/см², чаще около 0,8 см/см². Трещины длинные — 3—5 см, секущие, преобладает вертикальная ориентировка. Характерно, что эти образцы подняты из интервалов, выделенных по геофизическим данным как пористые.

В скв. 96 по керну выделяется интервал мощностью 3,5 м, сложенный трещиноватыми известняками. Пласт залегает среди плотных (по геофизическим данным) известняков и характеризуется емкостью трещин 0,9 %, проницаемостью около 10^{-16} м², по-

верхностной плотностью трещин 1,2—1,4 см/см², их длиной 4—5 см, раскрытостью фильтрующих трещин 110 мкм.

В скв. 352, 362 в пачке II выделяются три интервала трещиноватых пород. Верхний интервал 1749—1758 м представлен переслаиванием пористых и трещиноватых прослоев с высокими значениями параметров трещиноватости. В этом случае весь интервал может быть выделен как коллектор порового типа, поскольку трещины обеспечивают сообщаемость тонких (1,5—2 м) пористых пропластков.

Интервал 1775—1794 м по геофизическим данным выделяется как плотный. Однако имеющийся каменный материал позволяет относить породы этого просоя к коллекторам трещинного типа. Интервал охарактеризован восемью образцами сильно трещиноватых известняков с параметрами: поверхностная плотность трещин 0,6—0,9 см/см², трещинная емкость 0,6—1,6 %, проницаемость до 10⁻¹⁵ м², средняя раскрытость всех трещин 40 мкм, фильтрующих 54—100 мкм.

Третий интервал — 1800—1805 м — располагается между двумя пористыми пластами. Для этого интервала характерны невысокие значения пористости — 0,4—2,2 %, проницаемости — $(1 \div 1,5) \times 10^{-16}$ м², поверхностной плотности трещин — 0,4—0,9 см/см². Трещины преимущественно вертикальной ориентировки, осложнены более короткими горизонтальными. Средняя раскрытость всех трещин 30—50 мкм, фильтрующих — 40—60 мкм.

Для пачки II в целом характерна преимущественно наклонная ориентировка трещин, в меньшей степени развиты трещины вертикальные, а горизонтальные приобретают значение только в нижней ее части. Но и здесь вертикальные трещины имеют преимущественное развитие. Трещины секущие, прямолинейные или слабо-извилистые, иногда оперенные более короткими горизонтальными.

Сравнение морфологии трещин, развитых в породах пачки II по скв. 9, 362, 352, показывает ее выдержанность: трещины длинные, в основном прямолинейные, имеют преимущественно вертикальную ориентировку, величины поверхностной плотности одинаковы. В скв. 96 трещины имеют большую раскрытость — свыше 100 мкм; в скв. 352, 362 она редко превышает 74 мкм.

Разрез нижней части сакмарского яруса имеет иной характер. Сохраняется довольно светлая окраска пород — серая и коричнево-серая, иногда светло-серая. Основным отличием этой части сакмарского яруса является присутствие большого числа прослоев пористых известняков, значительно меньшая трещиноватость пород, почти полное отсутствие стилолитовых швов.

По макроскопическим признакам такой характер разреза сохраняется и в верхней части ассельских отложений, которые представлены главным образом биоморфными разностями известняков — фораминиферово-водорослевыми, фузулинидовыми, фораминиферово-коралловыми, кораллово-остракодовыми и др., а также полидетритовыми с обломками криноидей, брахиопод, мшанок, кораллов. Мелкокомковатые, оолитовые и оолитоподобные разности

встречаются в незначительном количестве. Поэтому нижняя часть сакмарского и верхняя часть ассельского ярусов объединены в одну пачку — *III*.

В скв. 9 пачка *III* сложена коричневато-серыми и серыми известняками с прослоями светлых пятнистых известняков, неравномерно пористых. Характерно, что серые разности обладают плотной, непористой структурой. Более светлые коричневато-серые известняки пористые или слабопористые. В верхней части разреза пачки встречены немногочисленные включения ангидрита.

Разрез пачки *III* в этой скважине характеризуется самым большим содержанием пористых прослоев, достигающим 65 %. Пористые пласты мощностью от 1 до 8—20 м равномерно чередуются с плотными породами, которые залегают пропластками мощностью 0,8—3 м. Общая мощность пачки 55 м.

В скв. 96 разрез пачки *III* сложен светлыми и коричневато-черными известняками, преимущественно пористыми с прослоями слабопористых и непористых пород. Содержание пористых разностей несколько меньше, чем в скв. 9, и составляет 59 %. Они образуют прослой мощностью 1,5—5 м, максимально до 10 м. Эти прослои довольно равномерно чередуются с пропластками плотных пород мощностью 2—3 м. В скв. 96 содержание ангидрита в известняках значительно выше по сравнению со скв. 9. Сульфаты заполняют мелкие каверны выщелачивания и трещины. Мощность пачки возрастает до 62 м.

В скв. 352, 362 известняки пачки *III* светлые и слегка коричневатые, пористые и слабопористые с резко подчиненным содержанием плотных известняков. Пористые разности составляют 41 % от общей мощности пачки. Они образуют прослой мощностью 1,5—4 м. Мощность плотных прослоев 1—3 м, иногда до 7 м.

По мере уменьшения содержания пористых прослоев в разрезе пачки *III* от скв. 9 к скв. 352, 362 увеличивается количество трещиноватых разностей. Если в скв. 9 они представлены единичным образцом, то в скв. 352, 362 довольно равномерно распределены по разрезу.

Трещиноватый образец, поднятый в скв. 9 из интервала пористых пород 1662,5—1665 м, характеризуется следующими параметрами: емкость матрицы и трещин 4 %, проницаемость 10^{-15} м², поверхностная плотность трещин очень высокая — 2,2 м/см², раскрытость трещин 24—50 мкм. Ориентировка трещин горизонтальная.

В скв. 96 прослой пористых и трещиноватых пород, как уже отмечалось, небольшой мощности и довольно равномерно чередуются в разрезе. Образцы известняков с трещинами подняты из интервалов пористых и плотных. Существенных различий между ними не отмечено. Трещиноватые образцы из плотных интервалов имеют несколько более высокие параметры трещиноватости: поверхностная плотность трещин составляет 0,6—1,3 см/см², а для трещиноватых образцов из пористых прослоев она не превышает 0,5 см/см². Трещины длинные и секущие, прямолинейные в обоих случаях. Рас-

крытость же фильтрующих трещин в плотных разностях больше (62 мкм), чем в пористых (40 мкм). Характерна ориентировка трещин: в пористых прослоях развиты преимущественно горизонтальные трещины, хотя обязательно присутствуют осложняющие их вертикальные. В плотных прослоях основная роль принадлежит трещинам вертикальным. В целом для пачки *III* в скв. 96 характерно развитие прямолинейных секущих и длинных трещин, группирующихся в три взаимно-перпендикулярные системы. Следует отметить, что параметры трещиноватости пород в этой скважине в пачке *III* ниже, чем в пачке *II*, особенно заметно это при сравнении раскрытости фильтрующих трещин — в пачке *II* она составляет 70—100 мкм и более, а в пачке *III* колеблется от 40 до 62 мкм.

Характер распределения пористых и плотных прослоев в скв. 96 позволяет считать, что трещиноватые прослои здесь не имеют самостоятельного значения как коллекторы трещинного типа; они осуществляют связь пористых прослоев друг с другом и обеспечивают сообщаемость всей пачки.

В скв. 352, 362 в разрезе пачки *III* трещиноватые разности распространены более широко по сравнению со скв. 9 и 96. Образцы известняков с трещинами характеризуются различными значениями открытой пористости — от 0,8 до 9,6 %, а также трещинной емкости — от 0,3 до 1 %. Проницаемость этих пород также различна и колеблется в пределах $(0,2 \div 5) \cdot 10^{-16}$ м². Можно отметить, что в образцах из пористых прослоев параметры трещиноватости — поверхностная плотность трещин (0,3—0,5 см/см²), длина их (1—3 см) и раскрытость (25—30 мкм) — меньше, чем в образцах из плотных прослоев (соответственно 0,4—1,5 см/см², 3—5 см, 50—52 мкм).

По характеру трещиноватости в разрезе пачки *III* в скв. 352, 362 можно выделить три различных интервала. Верхний интервал 1799—1819 м сложен преимущественно плотными породами и содержит два пористых пропластка общей мощностью около 5 м. В этом интервале выделяются два трещиноватых пласта (1799—1803 и 1810—1818,5 м), для которых характерны близкие параметры трещиноватости, а также морфология и ориентировка трещин. Поверхностная плотность трещин здесь составляет 0,4—1,3 см/см², длина их 3—5 см, раскрытость больше 50 мкм. Трещины взаимно перпендикулярны, группируются в три системы: одну горизонтальную и две вертикальные. Горизонтальные трещины часто секущие, прямолинейные или слабоизвилистые, вертикальные и наклонные трещины опираются на горизонтальные или являются ответвлениями последних и имеют поэтому более сложную сообщаемость. Однако фильтрация в этом интервале осуществляется не только в горизонтальном, но и в вертикальном направлении.

Ниже, в интервале 1835—1852 м, который сложен преимущественно пористыми разностями, трещины имеют совершенно иной характер независимо от приуроченности их к пористым или плотным породам. Образцы из этого интервала имеют более низкие пара-

метры трещиноватости: плотность трещин $0,3-0,5$ см/см², длина $1-2$ см, раскрытость $20-25$ мкм. Трещины короткие, тонкие, кулисообразные, слабоизвилистые, ориентированы строго горизонтально. Однако и здесь встречен один образец, в котором количественные показатели выше — поверхностная плотность трещин $0,84$ см/см², длина их до 4 см, раскрытость 50 мкм, и ориентированы они вертикально. Это свидетельствует о том, что хотя в этом интервале вертикальные трещины встречаются реже, однако наличие их обуславливает перемещение флюидов.

В интервале $1856-1871$ м выделяются два трещиноватых пропластка, характер трещиноватости которых аналогичен таковому в первом интервале.

Сравнение пачек *II* и *III* в скв. 352, 362 позволяет заметить, что так же, как и в скв. 96, параметры трещин в пачке *III* ниже, чем в пачке *II*. В пачке *III* заметную роль играют трещины горизонтальной ориентировки, которые почти отсутствуют в пачке *II*.

В нижней части ассельского яруса разрез вновь меняется. Здесь увеличивается роль плотных пород, которые часто представлены микрозернистыми известняками или органогенными разностями с высоким содержанием первичного микрозернистого кальцита. В некоторых прослоях микрозернистые известняки доломитизированы. Кроме того, породы имеют более светлую окраску.

По макроскопическим признакам разрез представлен пачкой известняков светлых, часто почти белых, иногда слегка сероватых или коричневатых, непористых или неравномерно слабопористых с трещинами и кавернами выщелачивания. Такой характер разреза выдерживается и в верхней части верхнекарбонových известняков. Основную роль в верхнекарбонových отложениях играют органогенные известняки биоморфно-детритового состава: фораминиферово-водорослевые, фузулинидовые, брахиоподово-пелещиподовые, криноидные. Для этих разновидностей характерно высокое содержание кристаллического кальцита от микро- до тонкозернистой размерности.

Вся эта часть разреза выделяется в пачку *IV*.

В скв. 9 известняки имеют наиболее светлую окраску. Причем пористые прослои слегка желтоватые, что свидетельствует о насыщенности их светлым битумом. Плотные прослои известняков светло-серые, иногда с более темными пятнами. Нередко черная окисленная нефть заполняет трещины. Известняки трещиноватые. Мощность пачки 56 м. Содержание пористых прослоев не превышает 10% . Мощность интервалов развития пористых пород $0,8-2$ м, плотных $1-10$ м.

Для пачки *IV* в скв. 96 характерна более темная окраска пород и большая битуминозность. Известняки в целом светло-серые, пятнистые. Пятна темного цвета. Черная окисленная нефть встречается в виде прожилков, заполняет поры, а также отмечается по трещинам и стилолитам, которые распространены по всему разрезу. Мощность пачки *IV* в скв. 96 достигает 98 м, содержание пористых прослоев также выше, чем в скв. 9, — 24% . Пористые изве-

стняки залегают пропластками мощностью 1—3 м, между которыми размещаются плотные слои мощностью 1,5—12 м.

В скв. 352, 362 эта часть разреза не вскрыта.

Как отмечалось, прослон трещиноватых пород распределены по всей мощности пачки. Они приурочены к интервалам как плотных разностей, так и пористых.

В скв. 9 выделяется интервал 1711—1744 м, целиком сложенный непористыми и слабопористыми разностями. В нем прослеживаются два пласта трещиноватых известняков (1724—1728 и 1734—1741 м). Открытая пористость известняков, вскрытых в этих интервалах, изменяется от 0,6 до 2 %, проницаемость составляет $(1 \div 6) \cdot 10^{-16}$ м², в одном образце — $7 \cdot 10^{-15}$ м². Поверхностная плотность трещин изменяется в интервале 0,3—0,9 см/см², длина их 3—5 см, раскрытость фильтрующих трещин 40—72 мкм. Трещины длинные, секущие прямолинейные или слабоизвилистые горизонтальные, оперенные или соединенные более короткими вертикальными трещинами, благодаря чему фильтрация по трещинам осуществляется и в вертикальном, и в горизонтальном направлениях.

Аналогичный характер трещин, их ориентировка и параметры сохраняются и в трещиноватых разностях, приуроченных к пористым пластам (интервалы 1694—1700, 1708—1712 м). Пористость этих разностей составляет 1—7 %, проницаемость $(0,2 \div 1,3) \times 10^{-15}$ м², поверхностная плотность трещин изменяется от 0,3 до 0,8 см/см², длина их 3—4 см, раскрытость фильтрующих трещин 25—50 мкм.

Таким образом, в скв. 9 в разрезе пачки IV в значительной степени развиты горизонтально ориентированные трещины, осложненные вертикальными и субвертикальными наклонными трещинами.

В отличие от скв. 9 в разрезе пачки IV в скв. 96 трещиноватость имеет неодинаковый характер в пористых и плотных прослоях. Так, в интервале 1523—1525 м залегает 3-м пласт плотных трещиноватых известняков. Он характеризуется емкостью трещин 0,5—0,9 см/см², поверхностной плотностью трещин около 1 см/см², раскрытостью их более 100 мкм. Трещины длинные и секущие (3—5 см), прямолинейные взаимноперпендикулярные, образуют три системы — соответственно одну горизонтальную и две вертикальные.

Ниже выделяются два трещиноватых прослоя, приуроченных к интервалам развития пористых пород (1544—1546 и 1613—1618 м). Открытая пористость для этих пород составляет 5 %, проницаемость практически нулевая. Эти прослоя характеризуются и иными параметрами трещиноватости: поверхностная плотность трещин 0,6—0,7 см/см², длина их 1—3, чаще 1—2 см, раскрытость 100 мкм. Трещины довольно короткие, часто слабоизвилистые, кулисообразные, наклонные. Именно наклонная ориентировка трещин не позволяет надежно определить по небольшому образцу проницаемость породы.

В скв. 96 характер трещиноватости пород пачки IV отличается от такового пачки III прежде всего развитием наклонных трещин и большим значением вертикальных трещин, поэтому для пачки IV следует считать основным направлением фильтрации вертикальное.

Нижняя часть разреза верхнего карбона и верхняя часть разреза среднего карбона объединены по макроскопическим признакам также в одну пачку V. Она представлена переслаиванием серых и коричневато-серых слабопористых и непористых известняков, относительно битуминозных. Прослоями присутствуют известняки, обогащенные светлокоричневым битумом. Широко развиты в этой пачке стилолитовые швы, которые встречаются по всему разрезу. Трещиноватые прослои сосредоточены главным образом в нижней части пачки, которая относится к среднему карбону. По трещинам и стилолитовым швам присутствует черная и темно-коричневая окисленная нефть.

Породы пачки V — органогенные известняки: фораминиферово-водорослевые, фузулинидовые, брахиоподово-пелециподовые, криноидные, полидетритовые с различным содержанием (10—40 %) микро- и крупнокристаллического кальцита. Характерно, что первичные пустоты в большинстве прослоев заполнены вторичным средне- и крупнокристаллическим кальцитом, вследствие чего в настоящее время эти породы непористые. В пористых разностях пустотное пространство образовано главным образом вторичными пустотами перекристаллизации и выщелачивания.

В скв. 9 известняки пачки V имеют более темную окраску — серую и коричневато-серую, в скв. 96 преобладают породы желтовато-серые и светлые пятнистые, с пятнами серого цвета. Кроме того, в скв. 9 нельзя проследить закономерности в окраске плотных и пористых прослоев. В скв. 96 пористые прослои сложены преимущественно пятнистыми известняками, а плотные имеют светло-серую окраску.

Мощность пачки V в скв. 9 и 96 также неодинакова и составляет соответственно 53 и 74 м. Содержание пористых прослоев в скв. 9 не превышает 20 %, в скв. 96 увеличивается до 66 %. В соответствии с этим находится и содержание прослоев трещиноватых известняков. В скв. 9 отмечается пять интервалов трещиноватых пород, которые приурочены в основном к плотным разностям, в скв. 96 таких прослоев только два. Мощность этих интервалов одинакова в обеих скважинах.

В скв. 9 выделяется мощный 25-м интервал (1748—1773 м) залегания плотных пород, в котором присутствуют два прослоя известняков с трещинами — один на глубине 1752,5—1755 м, второй на глубине 1771,5—1773 м. Мощность каждого прослоя 2,5 м. Ниже по разрезу прослеживаются еще три прослоя трещиноватых пород (1778,5—1781,5, 1782,5—1785,5, 1792,0—1796,0 м), которые располагаются между пористыми породами, иногда переходят в них.

Открытая пористость трещиноватых пород, приуроченных к плотным интервалам, 0,8—1 %, проницаемость их изменяется от 10^{-16} до 10^{-15} м². Величина поверхностной плотности трещин колеблется в пределах 0,5—1,3 см/см², раскрытость фильтрующих трещин 40—70 мкм, длина трещин 3—5 мм. Коллекторские свойства трещиноватых пород, залегающих в пористых интервалах, более высокие: открытая пористость 1,4—2 %, проницаемость $(0,2 \div 2) \cdot 10^{-15}$ м²; параметры трещиноватости более низкие: поверхностная плотность трещин 0,2—0,5 см/см², раскрытость фильтрующих трещин 40—60 мкм, длина трещин 2—4 см.

Морфология и ориентировка трещин в скв. 9 одинаковы для всей пачки. Преобладают трещины наклонные субвертикальные длинные и секущие, горизонтальные трещины лишь осложняют наклонные. При широком развитии стилолитовых швов в некоторых случаях горизонтальные трещины имеют более выдержанный характер: они прямолинейные секущие, пересекают вертикальные зубцы стилолитовых швов. Но и в этом случае горизонтальные трещины рассечены вертикальными или субвертикальными наклонными трещинами.

В скв. 96 также присутствует мощный 29-м интервал (1623,0—1652,0 м) плотных известняков, в котором выделяется прослой трещиноватых пород мощностью 4 м. Аналогичный прослой залегает в интервале 1682,0—1685,0 м. Трещинная емкость этих пород изменяется от 0,5 до 1,5 %, проницаемость 10^{-16} м², поверхностная плотность трещин 0,5—0,7 см/см² при длине их 3—5 см и раскрытости фильтрующих трещин 60—70 мкм. Для пачки V в скв. 96 по сравнению со скв. 9 характерны иные морфология и ориентировка трещин. Трещины преимущественно горизонтальной ориентировки, длинные и секущие, прямолинейные, ветвящиеся. Последние ориентированы наклонно по отношению к горизонтальным трещинам. Во втором трещиноватом прослое трещины более короткие, кулисообразные, горизонтальные.

Нижняя часть разреза карбонатной толщи, по возрасту относящаяся к среднему карбону, выделяется по макроскопическим свойствам в пачку VI.

Пачка VI представлена чередованием темно- и коричневатосерых пористых и слабопористых битуминозных известняков с трещинами и стилолитовыми швами.

В скв. 9 мощность этой пачки составляет 45 м, в скв. 96 она достигает 135 м. Содержание пористых прослоев в скв. 9—60 %, в скв. 96—71 %. Мощность их изменяется в обеих скважинах от 1 до 6 м. Эти прослои равномерно чередуются в разрезе с плотными, соизмеримыми с ними по мощности (1—4 м).

В скв. 9 выделяются три прослоя трещиноватых известняков, которые прослеживаются и в плотных, и в пористых по геофизическим данным пластах. Они располагаются в интервалах 1799,5—1807,5 м (8 м), 1822,5—1832,0 м (9,5 м) и 1837,6—1848,0 м (10,5 м). Коллекторские свойства трещиноватых пород в пористых и плотных интервалах близки. Проницаемость их 10^{-16} — 10^{-15} м²,

пористость открытая 0,8—2,5 %, в пористых слоях иногда до 11 %. Параметры трещиноватости различные. Поверхностная плотность трещин в плотных разностях изменяется от 0,5 до 3,7 см/см², длина трещин 3—5 см, раскрытость 44—74 мкм. В пористых прослоях поверхностная плотность трещин 0,2—0,5 см/см², длина их 1—3 см, раскрытость 16—40 мкм.

Характер трещиноватости в плотных и пористых пластах одинаков, однако он различается в выделенных трех трещиноватых прослоях: в двух верхних преобладают вертикальные и субвертикальные наклонные трещины, длинные и секущие, прямолинейные или слабоизвилистые, в нижнем секущие трещины имеют горизонтальное направление, а вертикальные и наклонные их оперяют.

В скв. 96 выделяется шесть трещиноватых прослоев: три в плотных породах и три в пористых. Мощность прослоев небольшая — 1—3 м. Коллекторские свойства и параметры трещиноватости в этих прослоях близки: в пористых — открытая пористость 4—8 %, проницаемость от 0 до $0,3 \cdot 10^{15}$ м², поверхностная плотность трещин 0,2—0,7 см/см², длина их 2—5 см, раскрытость 90—110 мкм, трещинная емкость 0,1—1 %; в плотных — открытая пористость 2,5—4 %, емкость трещин 0,1—1,2 %, проницаемость их 2—5 см, раскрытость 46—80 мкм. Морфология и ориентировка трещин в выделенных прослоях различны. В плотных прослоях преобладают трещины горизонтальные, слабоизвилистые, длинные и секущие, реже кулисообразные короткие, оперенные вертикальными. В пористых прослоях трещины более сложной конфигурации: секущие, ветвящиеся, образующие сложную сеть, хотя наиболее длинные трещины также имеют горизонтальное направление. Подчиненную роль играют слои трещиноватых известняков с одинаково развитыми взаимно перпендикулярными трещинами горизонтальной и вертикальной ориентировки.

Таким образом, в скв. 96 в пачке VI при преобладающей роли горизонтальных трещин последние постоянно осложнены вертикальными, что обуславливает фильтрацию как по пласту, так и по разрезу пачки.

Приведенный фактический материал позволяет сделать следующие выводы.

1. В разрезе карбонатной продуктивной толщи по макроскопическим признакам надежно выделяются шесть пачек, отличающихся друг от друга по цвету, соотношению пористых, слабопористых и непористых прослоев, наличию сульфатов, черной окисленной нефти и светлых битумов, форме их нахождения в породах, присутствию стилолитовых швов и трещин, а также по характеру трещиноватости.

2. Наиболее высокая битуминозность отмечается в скв. 9, особенно в пачках V и VI, где известняки имеют темно-серую, серую и коричневатую окраску. Присутствует органическое вещество трех типов: черная окисленная нефть, коричневый и светлый буроватый битум, который представляет собой, по-видимому, наиболее тяжелые фракции конденсата. В некоторых случаях органическое

вещество дисперсно пропитывает породу, последняя в этом случае равномерно окрашена. Черная окисленная нефть и коричневый битум насыщают породу неравномерно по порам, в результате чего известняки становятся пятнистыми. В светлых плотных разностях органическое вещество, особенно черное и коричневое, находится только в трещинах и стилолитовых швах. В разрезах скв. 96 и 352, 362 содержание остаточной нефти ниже, она концентрируется преимущественно в верхних пачках.

3. Ангидритовые включения встречаются по всем скважинам только в пачках I, II и в верхней части пачки III. Минимальное содержание сульфатов отмечается в скв. 9. Ангидрит заполняет вторичные каверны выщелачивания и трещины.

4. Характер трещиноватости в изученных скважинах различен для выделенных пачек (см. Приложения 1—9). Однако в целом можно отметить, что преобладают трещины трех взаимно перпендикулярных направлений: одного горизонтального (по напластованию) и двух вертикальных. Большую роль в разрезе играют также наклонные трещины. По морфологии трещины весьма различны, но преимущественно развиты длинные и секущие, не затухающие в пределах образца. Это позволяет сделать вывод о том, что подобные трещины обеспечивают проницаемость толщи значительной мощности и взаимосвязь всего резервуара в целом.

5. Максимальное число трещиноватых прослоев по скв. 96, 352, 362 отмечается в пачках I и II, по скв. 9 — в пачках IV—VI. Соответственно в этих скважинах изменяется соотношение пористых и плотных интервалов. В скв. 9 пачки I и II имеют большое число пористых разностей по сравнению со скв. 96, 352, 362. В нижних пачках, наоборот, в скв. 96 по сравнению со скв. 9 увеличивается число пористых прослоев.

6. Морфология, ориентировка и количественные параметры трещин различны в выделенных пачках. Эти показатели не остаются постоянными и в пределах одной и той же пачки в разных скважинах. Так, в пачке IV скв. 9 развиты длинные и секущие горизонтальные, осложненные более короткими вертикальными, а в скв. 96 в пачке IV вертикальные и горизонтальные трещины имеют одинаковый характер. Здесь трещины группируются в три взаимно перпендикулярные системы. Еще более резко выражены эти различия в пачке VI. Для нее в скв. 9 характерны вертикальные и наклонные трещины, а в скв. 96 — горизонтальные.

7. В целом обращает на себя внимание более сложный характер трещиноватости в скв. 9, где часто развиты трещины ветвящиеся, оперенные, имеющие резко различную раскрытость. Поэтому средняя раскрытость, вычисленная с учетом всех трещин, значительно меньше средней раскрытости фильтрующих трещин. Просветность всех трещин возрастает с глубиной.

В скв. 96, 352, 362 трещины имеют более простую морфологию и близкие величины раскрытости. Это находит отражение в близких величинах средней раскрытости трещин и раскрытости

фильтрующих трещин. Вместе с тем в этих скважинах широко развиты кулисообразные трещины.

Максимальные значения раскрытости фильтрующих трещин (80—100 мкм) присущи известнякам скв. 96.

8. Характерно, что прослои трещиноватых известняков располагаются как в больших по мощности пачках плотных известняков, так и в толщах частого переслаивания маломощных прослоев пористых и плотных разностей. В последнем случае трещины отмечаются в известняках непористых и пористых. Причем характер трещиноватости для них одинаков. Переслаивание трещиноватых и пористых пропластков и наличие трещин в пористых прослоях обуславливают хорошую проницаемость пластов большой мощности (до 20—25 м) и могут способствовать их обводнению по трещинам. Особенно характерно такое строение для нижней (пачки V, VI) части разреза скв. 96.

§ 4. Характеристика зарубежных месторождений нефти и газа, приуроченных к трещиноватым породам

Известное месторождение Спраберри в Западном Техасе (США) является типичным примером месторождения с залежью в коллекторах трещинного типа [Уилкинсон В. М., 1953 г.]. Резервуар представлен чередующимися пластами песчаников, алевролитов, сланцев и известняков, отличающихся трещинной проницаемостью. Нефть содержится в матрице песчаника, а тонкие трещины служат каналами для ее фильтрации.

Нефтяное месторождение Стилмен (Канада) приурочено к трещиновато-пористым известнякам свиты мидейл, залегающим на глубине 1430 м. Мощность пласта 15 м. Пористость низкопроницаемых карбонатных пород от долей процента до 16,4 %, проницаемость матрицы достигает $93 \cdot 10^{-16}$ м². Проницаемость трещин по промысловым данным значительная, в породах развита густая сеть вертикальных трещин, которая учитывается при расположении эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Одно из крупных нефтяных месторождений США — Уосон — приурочено к пористо-трещиноватым доломитам свиты сан-андрес нижней перми. Низкопроницаемые карбонатные коллекторы залегают на глубине 1500 м, этаж нефтеносности 150 м. Средняя пористость пород составляет 7,1 %, нижнее ее значение — 3,1 %. Проницаемости пор и микротрещин соизмеримы: соответственно $38 \cdot 10^{-16}$ и $31 \cdot 10^{-16}$ м². Месторождение отличается очень сложным строением, в карбонатной толще выделяют десять продуктивных пластов, разделенных непроницаемыми и не выдержанными по простиранию прослоями.

Трещиноватые карбонаты наиболее часто представлены известняками, доломитами и промежуточными разностями. Еще в 1954 г. Е. И. Даниэл представил полное описание трех месторождений Среднего Востока с залежами в трещиноватых породах — Айн-Зала и Киркук в Ираке и Дукхан в Катаре.

Месторождение Айн-Зала содержит два продуктивных горизонта, разделенных 600-м непродуктивной толщей: трещиноватые известняки верхнего мела и трещиноватые и пористые известняки среднего мела. В целом породы-коллекторы месторождения Айн-Зала очень плотные с низкой пористостью, но отличаются большими дебитами. Верхнемеловые мергелистые, глобигериновые известняки мощностью 700 м характеризуются пористостью от 0 до 11 % при практически нулевой проницаемости. Второй горизонт отличается от первого наличием прослоев пористых доломитов. К 1975 г. из месторождения извлечено 21,6 млн. т нефти. Нефть содержится в трещинах породы, стилолитовых швах, в виде пленки находится на поверхности кристаллов кальцита, частично или полностью занявшего пустоты. Наличие трещин подтверждается исследованиями керна, а также интенсивными поглощениями бурового раствора.

Е. И. Даниэл отмечал высокую степень трещиноватости пластов первой и второй залежей и считал, что нефть, вероятно, «пришла» в существующий резервуар, мигрируя из некоторых более глубоких зон.

На месторождении Киркук более высокой пористостью и из-менчивой проницаемостью характеризуются известняковые пласты-коллекторы на структурах Курмала, Аванах и Бейба. По мнению Е. И. Даниэла, плотность трещин в породах месторождения Киркук настолько значительна, что достаточно нескольких скважин, расположенных у основания наивысшего купола Бейба, чтобы извлечь нефть из всего резервуара.

Месторождение Киркук содержит три продуктивных горизонта, открытых в различное время. Первая залежь нефти приурочена к «главному известняку» миоцен-эоценового возраста. Позднее были выявлены залежи в меловых отложениях — в свитах шира-ниш и камшук. По материалам Е. И. Даниэла «главный известняк» характеризуется наличием нескольких продуктивных зон с очень невыдержанным литологическим составом и другими параметрами. Толща представлена чередующимися пластами известняков разного состава и пористости. Проницаемость низко- и высокопористых разностей редко достигает $(5 \div 10) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. По другим данным на этом месторождении установлено наличие рифогенных известняков с пористостью до 20 % и проницаемостью свыше 10^{-12} м^2 .

Разноречивость сведений о фильтрационно-емкостных свойствах пород этого месторождения, очевидно, объясняется недостаточной информацией, так как каждый из куполов отличается своей характеристикой коллектора.

Месторождение Духхан содержит породы со средними и высокими показателями пористости и проницаемости. Степень их трещиноватости ниже, чем на месторождениях Айн-Зала и Киркук.

В плотной карбонатной толще (формации миссисипи и ливингстон) открыто газовое месторождение Саванна-Крик (Канада), на котором трещиноватость пород обеспечивает дебиты в скважинах

до $1,5 \cdot 10^6$ м³/сут [Скотт И. С., 1958 г.]. Пористость матрицы пород очень низкая — около 3 %, суммарная пустотность значительно увеличивается за счет емкости открытых трещин и зон брекчирования.

Месторождение Ла-Пас-Мара в Венесуэле [Смит И. Е., 1951 г.] приурочено к юрским известнякам. Межзерновая пористость пород, составляющих резервуар (формация калон-когалло), составляет 2—3 %, проницаемость в основном меньше $0,1 \cdot 10^{-15}$ м². Однако дебиты нефти на месторождении достигают 3200 м³/сут. Очевидно, такая продуктивность отложений связана с проницаемостью трещин.

В Италии на о-ве Сицилия месторождения Рагуза и Гела сложены продуктивными триасовыми доломитами пористостью около 5 % и проницаемостью 10^{-15} м². Мощность нефтенасыщенных зон более 300 м, залегают они на глубине свыше 2300 м. В керне доломитов установлены каверны размером до 20 см² и трещины раскрытостью до 1 см. Каверны переходят в трещины, протяженность и раскрытость пустот непостоянны. Суточные дебиты нефти в скважинах достигают 180 м³.

В США к ордовикским известнякам и доломитам Западного Техаса приурочено более 70 месторождений. Породы обладают очень тонкой текстурой и нарушены многочисленными трещинами раскрытостью до 1 мм и более, а полости, образованные в результате растворения, достигают нескольких сантиметров. Межзерновая пористость ничтожна — 1,6 %, суммарная емкость пор и каверн 25 %. Проницаемость матрицы меньше 10^{-16} м², а с учетом трещин и каверн составляет $25 \cdot 10^{-15}$ м². Нефть заполняет трещины и карстовые полости, поровые каналы заняты водой.

Д. Браунштейн (1953 г.) представил данные о добыче нефти из трещиноватых известняков мела на месторождении Гилбертаун в Алабаме (США). Он отмечал, что матрица пород не обладает пористостью и что объем пустот трещин связан с зоной разлома. Наличие пористости трещин привело к образованию вторичной ловушки для нефти, мигрировавшей из нижележащих песков иттоу. Скважина, расположенная близко к зоне нарушения, дает нефть из трещиноватых известняков селма, а скважина справа от сброса — из песков иттоу.

М. Л. Ханна (1953 г.) и С. Д. Пирсон (1967 г.) описали трещинную пустотность мергеля тейлор и мела (известняка) остин, связанную с тектоническими нарушениями. Известняк асмарин в Иране характеризуется обширной системой трещин; из известняка тамаулипас в Мексике получают нефть с дебитами около 4000 т/сут из одной скважины. Проницаемость трещин в последнем столь сильно различается по направлениям, что скважины, пробуренные в 60 м от продуктивной, оказались сухими [Мур Д. М., 1934 г.].

Значительными дебитами отличается гигантское месторождение Реформа в Мексике (табл. 30). Залежи его образованы в основном доломитизированными известняками мелового возраста

с низкой первичной пористостью и очень хорошей вторичной проницаемостью, связанной с наличием естественных трещин и каверн [Делгадо О. Р., Лорето Е. Г., 1975 г.]. На этом месторождении выявлено девять нефтегазонасыщенных структур, из них наиболее изучена структура Ситио-Гранде. Продуктивные горизонты здесь залегают в блоках на различной глубине. Доказана нефтегазонасыщенность известняков и доломитов мелового возраста. По комплексу геофизических и промысловых исследований установлены средние значения пористости 6—11 % и водонасыщенности пластов — 13—20 % от объема пор. Для месторождений характерно резкое падение пластового давления.

Таблица 30

Характеристика доломитизированных известняков мелового возраста месторождения Реформа

Структура	Средняя проницаемость, 10^{-15} м ²	Глубина залегания, м	Продуктивность скважин, (м ³ /сут)/МПа	Пластовое давление, МПа	Добыто к 1975 г.	
					нефти, млн. м ³	газа, млн. м ³
Ситио-Гранде Самария	135	4020	1560	Блок I — 44,6	9,349	2836
		4640		Блок I — 53,2		
		4640		Блок II — 53,2	6,658	1760
Кактус	43	4640	1030	Блок III — 53,3		
		3790		Блок I — 46,3	5,496	1760
		4640		Блок II — 49,0		
Кундуакан	122	—	220	—	1,068	284
				—		

Из трещиноватых сланцев, развитых вдоль западной окраины бассейна Аппалачей, с начала 1900-х годов получают газ. Запасы его оценены в $13 \cdot 10^{15}$ м³. Поскольку сланцы не имеют эффективной пористости, газ можно добывать из емкости сети трещин [Хантер С. Д., Янг Д. М., 1953 г.]. Для получения промышленных притоков необходимо воздействие на пласт.

Девонские сланцы встречаются в 26 штатах США, шести провинциях Канады, вдоль границы США с Мексикой, в Южной Америке, в Африке и Европе. Газ был получен из кембрийских сланцев впадины Св. Лаврентия в Канаде [Вейерс Р. Д., 1976 г.; Агульера Р., 1978 г.]. В некоторых случаях из сланцев получают и нефть. По данным В. Е. Петерсона (1955 г.) высококачественная нефть добывалась из трещиноватых сланцев манкос на месторождении Рейнджли (США). Трещины тектонического происхождения приурочены к своду антиклинали Рейнджли.

Л. Д. Реган (1953 г.) описал нефтеносные трещиноватые глинистые и кремнистые сланцы верхнего миоцена в прибрежном округе Санта-Мария и в долине Сан-Иоган в Калифорнии. Средняя емкость пород, вычисленная по количеству извлекаемой нефти, при условии, что извлекается не более 30 % ее, равна 6 %. На месторождении выделяются три продуктивных горизонта, не выдержан-

ных по мощности, продуктивность которых колеблется от 25 до 1000 т/сут. Поскольку нефть тяжелая и вязкая, можно сделать заключение о высокой проницаемости пород. Проницаемость, оцененная эмпирически по сравнению с другими месторождениями, равна $(10 \div 15) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

В 1953 г. из коренных изверженных и метаморфических трещиноватых пород была получена нефть [Смит Д. Е., 1954 г.] на месторождении Ла-Пас-Мара в Венесуэле. Продуктивность скважины 440 т/сут с глубины 2700 м. В течение 1955 г. 29 скважин, пробуренных в этих породах, давали ежедневно 10 250 т нефти. Пористость матрицы в коренных породах практически нулевая, поэтому очевидно, что вся нефть, извлеченная из коренных пород, находится в трещинах.

Д. А. Валтерс (1953 г.) привел материалы о добыче нефти из трещиноватых докембрийских коренных пород в Центральном Канзасе (США). 16 скважин месторождения Орс за 1953 г. дали более 112 тыс. т нефти из этих отложений. Нефть обнаружена в фундаменте в зонах, где пласты пенсильванской формации залегают непосредственно на докембрии.

В Калифорнии добыча нефти из трещиноватых пород ведется главным образом на месторождениях Эдисон, Санта-Мария и Виллингтон, и в меньших размерах — на месторождениях Эл-Сегундо и Плайя-дель-Рей. Общая добыча нефти из трещинных резервуаров всех типов в Калифорнии в 1948 г. составляла 6200 т/сут, т. е. около 6 % от общей добычи в штате.

Список литературы

- Александров Б. Л. Изучение карбонатных коллекторов геофизическими методами. М., Недра, 1979.
- Амурский Г. И., Соловьев Н. Н. Тектоническая трещиноватость карбонатных толщ газовых месторождений.— Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. М., 1973, с. 3—8.
- Багов М. С., Кузьмичев Д. Н. Зависимость сжимаемости горной породы от характера ее нагружения.— Нефтяное хозяйство, 1968, № 7, с. 24—29.
- Багринцева К. И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М., Недра, 1977.
- Багринцева К. И., Преображенская Т. С. Неоднородность поверхностных свойств карбонатных пород-коллекторов и методика их оценки.— Труды ВНИГНИ. М., вып. 207, 1978, с. 125—147.
- Белозерова Г. Е. Влияние условий осадконакопления и постседиментационных преобразований на коллекторские свойства карбонатных пород.— Труды ВНИГНИ. М., вып. 207, 1978, с. 18—33.
- Белоусов В. В. Основы геотектоники. М., Недра, 1975.
- Белоусов В. В., Гзовский М. В. Экспериментальная тектоника. М., Недра, 1964.
- Бортницкая В. М., Кутовая Д. В., Алешкина Э. С. Характеристика коллектурирующих пород нефтяных месторождений Предкарпатья.— Труды УкрНИГРИ. М., вып. 4, 1963, с. 167—171.
- Булач М. Х. Закономерности размещения коллекторов в верхнемеловых отложениях Восточного Предкавказья.— Труды ВНИГРИ. Л., 1978, с. 85—94.
- Бурлаков И. А., Струков Г. И. Деформации трещиноватых карбонатных коллекторов Ставрополя.— Геология нефти и газа, 1978, № 3, с. 48—51.
- Быков В. Н., Звягин Г. А. Геолого-промысловая характеристика трещинных систем.— Экспресс-информация ВНИИОЭНГ. Нефтегазовая геология и геофизика, 1979, вып. 3, с. 17—22.
- Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений. М., Недра, 1978.
- Волярович М. П. Упругие свойства минералов при высоких давлениях. М., Наука, 1975.
- Гаврилов В. П. Роль региональных разломов в формировании залежей нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1976, № 1, с. 31—37.
- Гзовский М. В. Основы тектонофизики. М., Недра, 1975.
- Геологическое строение Оренбургского газоконденсатного месторождения и перспективы дальнейших геологических работ/И. А. Шпильман, С. П. Максимов, А. А. Воробьев и др.— Геология нефти и газа, 1972, № 7, с. 1—9.
- Гиматулинов Ш. К. Нефтеотдача коллекторов. М., Недра, 1970.
- Гмид Л. П., Леви С. Ш. Атлас карбонатных пород-коллекторов. Л. Недра, 1972.
- Гриффицс Дж. Научные методы исследования осадочных пород. М., Мир, 1971.
- Демидович Л. А. Формирование коллекторов нефтеносных комплексов Припятского прогиба. Минск, Наука и техника, 1979.
- Добрынин В. М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1970.
- Добрынин В. М., Серебряков В. А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. М., Недра, 1978.
- Закономерности размещения карбонатных трещинных коллекторов нефти и газа/Е. М. Смехов, Л. Г. Белоновская, М. Х. Булач, Л. П. Гмид. Л., Недра, 1977.
- Земля. Введение в общую геологию/М., Мир, 1974 г.
- Зимон А. Д. Адгезия жидкости и смачивание. М., Химия, 1974.
- Карякин А. В., Боровиков А. С. Люминесцентная и цветная дефектоскопия. М., Машиностроение, 1972.

Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. Тезисы докладов II Всесоюзной конференции. М., МИНХиГП, 1978.

Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., Недра, 1977.
Конюхов Н. А. Литолого-фациальные особенности и трещиноватость мезозойских карбонатных пород в связи с их нефтегазоносностью. М., изд-во МГУ, 1966.

Литолого-петрографические особенности и трещиноватость верхнемеловых отложений Дагестана.— Сборник работ по геологии и геохимии горючих ископаемых/И. А. Конюхов, Ю. А. Прякина, И. А. Назаревич, Е. Е. Корнюшкина. М., МГУ, 1965, с. 15—23.

Ломтадзе В. Д. Методы лабораторных исследований физико-механических свойств горных пород. М., Недра, 1972.

Майдебор В. Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М., Недра, 1980.

Максимович Т. А., Быков В. Н. Классификация карбонатных коллекторов. Пермь, Пермск. кн. изд-во, 1968.

Мархасин И. Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. М., Недра, 1977.

Нефть в трещинных коллекторах/Б. А. Тхостов, А. Д. Везирова, Б. Ю. Вендельштейн, В. М. Добрынин. М., Недра, 1970.

Павлова Н. Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород. М., Недра, 1975.

Прошляков Б. К. Вторичные изменения терригенных пород-коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1974.

Рац М. В., Чернышев С. Н. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород. М., Недра, 1970.

Смехов Е. М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. Л., Недра, 1974.

Тектонофизика и механические свойства горных пород. Под ред. М. П. Володаровича и М. В. Гзовского. М., Наука, 1971.

Тульбович Б. И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород. Пермь, Пермск. кн. изд-во, 1975.

Уилсон Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории. М., Недра, 1980.

Физические свойства трещинно-пористых сред. Под ред. К. И. Багринцевой.— Труды ВНИГНИ. М., вып. 207, 1978.

Фильтрация газов в трещиноватых коллекторах/Ю. П. Коротаев, Л. Г. Геров, С. Н. Закиров, Г. А. Щербаков. М., Недра, 1979.

Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М., Недра, 1969.

Ханин А. А., Мельникова Н. А., Багринцева К. И. Исследование и оценка газонасыщенности карбонатных пород Оренбургского газоконденсатного месторождения, содержащих остаточную нефть.— Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, 1971, № 5, с. 3—10.

Чернышев С. Н. Движение воды по сетям трещин. М., Недра, 1978.

Чернышев С. Н., Погребинский М. И. Об измерении ширины трещин в горных породах.— Труды ПНИИИС. М., вып. 25, 1974, с. 45—46.

Чилингар Д., Биссел Г., Фейрбридж Р. Карбонатные породы. Т. 1, 2. М., Мир, 1970.

Приложения

Приложение 1. Оренбургское месторождение, скв. 352, гл. 1783,55 м, обр. № 1841

Известняк органогенный, биоморфно-детритовый; пористость — 2,6 %; проницаемость по направлениям I, II, III — 10^{-16} м².

Сочетание вертикальных и наклонных трещин большой протяженности и раскрытости с тонкими и короткими горизонтальными трещинами; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 1,12, 2 — 0,92, 3 — 1,08, 4 — 0,66, 5 — 1,10, 6 — 0,88; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 10, максимальная — 62, средняя — 33

Приложение 2. Оренбургское месторождение, скв. 352, гл. 1788,42 м, обр. № 1843

Известняк микрозернистый, по стилолитовому шву — черное ОВ; пористость — 1,4 %; проницаемость по направлению I — $2 \cdot 10^{-16}$ м².

Вертикальные и наклонные ветвящиеся трещины, извилистые, с большим числом коротких оперирующих трещин; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 0,90, 2 — 1,63, 3 — 1,67, 4 — 1,46, 5 — 1,55, 6 — 1,64; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 24, максимальная — 160, средняя — 63

Приложение 3. Оренбургское месторождение, скв. 352, гл. 1804,32 м, обр. № 1847

Известняк фузулиново-детритовый, неяснослоистый, тонкопористый; пористость — 2,7 %; емкость трещин — 1,33 %.

Трещины извилистые, короткие, ветвящиеся в пористой матрице; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 0,82, 2 — 1,10, 3 — 0,56, 4 — 0,58, 5 — 0,96, 6 — 0,20; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 8, максимальная — 48, средняя — 19; скорость распространения ультразвуковых колебаний в м/с в сухих образцах по направлениям: I — 5079, II — 5207, III — 5114; то же в образцах, пропитанных люминофором: I — 5947, II — 6040, III — 5921

Приложение 4. Оренбургское месторождение, скв. 362, гл. 1710,83 м, обр. № 1866

Известняк органогенно-детритовый, слоистый, с ангидритом; емкость трещин — 1,4 %; пористость — 3,7 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 0,1, II — 57, III — 31.

Трещины редкие, тонкие, в основном горизонтальные; поверхностная плотность в см/см² по граням кубика: 1 — 0,24, 2 — 0,48, 3 — 0,36, 4 — 0,52, 5 — 0,28, 6 — 0,22; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 8, максимальная — 58, средняя — 35; скорость распространения ультразвуковых колебаний в м/с в сухих образцах по направлениям: I — 5696, II — 5921, III — 5696; то же, в образцах, пропитанных люминофором: I — 5844, II — 6164, III — 5821

Приложение 5. Оренбургское месторождение, скв. 362, гл. 1667,5 м, обр. № 1864

Известняк детритово-фораминиферовый, неяснослоистый, пропитанный черным ОВ; емкость трещин — 1,71 %; пористость — 3,06 %; проницаемость в 10^{-15} м² по направлениям: I — 1,34, II — 0,26, III — 2,33.

Много трещин различной ориентировки, извилистых и ветвящихся, в целом хорошо со-общающихся; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 1,20, 2 — 1,16, 3 — 1,24, 4 — 1,36, 5 — 1,20, 6 — 1,12; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 12, максимальная — 54, средняя — 26, фильтрующих — 47

Приложение 6. Оренбургское месторождение, скв. 362, гл. 1712,5 м, обр. № 1868

Известняк водорослево-фораминиферовый, слоистый, с мелкими включениями ангидрита; емкость трещин — 0,7 %; пористость — 3,25 %; проницаемость по направлению II — 10^{-17} м².

Трещины вертикальные или слабонаклонные, извилистые, кулисообразные с различной раскрытостью; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 0,84, 2 — 0,60, 3 — 0,84, 4 — 0,80, 5 — 0,64, 6 — 1,24; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 8, максимальная — 80, средняя — 27; скорость распространения ультразвуковых колебаний в м/с в сухих образцах по направлениям: I — 5369, II — 5256, III — 5136; то же, в образцах, пропитанных люминофором: I — 5568, II — 5446, III — 5256

Приложение 7. Оренбургское месторождение, скв. 362, гл. 1812,5 м, обр. № 1881

Известняк микрозернистый с обильными органическими остатками, плотный, со стилолитом; емкость трещин — 0,6 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 1, II — 148, III — 140.

Трещины наклонные, разноориентированные, различной раскрытости; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 0,92, 2 — 1,08, 3 — 0,96, 4 — 1,40, 5 — 1,60, 6 — 0,52; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 8, максимальная — 60, фильтрующих — 38; скорость распространения ультразвуковых колебаний в м/с в сухих образцах по направлениям: I — 5000, II — 5357, III — 5056; то же, в образцах, пропитанных люминофором: I — 5488, II, III — 5625

Приложение 8. Оренбургское месторождение, скв. 362, гл. 1870,1 м, обр. № 1893

Известняк микрозернистый, плотный; емкость трещин — 1,3 %; проницаемость в 10^{-18} м² по направлениям: I — 158, II — 1443, III — 1320.

Трещины различной ориентировки и раскрытости; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: I — 0,64, 2 — 1,08, 3 — 1,68, 4 — 1,24, 5 — 1,32, 6 — 1,40; средняя раскрытость трещин — 50 мкм; скорость распространения ультразвуковых колебаний в м/с в сухих образцах по направлениям: I — 4615, II — 4646, III — 4615; то же, в образцах, пропитанных люминофором: I — 5357, II — 5808, III — 5660

Приложение 9. Оренбургское месторождение, скв. 96, гл. 1483,3 м, обр. № 1911

Известняк микрозернистый, с редкими порами; емкость трещин — 1,4 %; проницаемость по направлению I — $15 \cdot 10^{-17}$ м².

Прямые или слабо извилистые вертикальные тектонические трещины в слабопористой слоистой породе; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: I — 1,04, 2 — 0,49, 3 — 0,80, 4 — 0,71, 5 — 0,51, 6 — 0,67; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 35, максимальная — 92, средняя — 58; скорость распространения ультразвуковых колебаний в м/с в сухих образцах по направлениям: I — 5716, II — 5615, III — 5674; то же, в образцах, пропитанных люминофором: I — 6064, II — 5742, III — 5941

Приложение 10. Вишанское месторождение, скв. 9, гл. 2822—2848 м, обр. № 132

Известняк сильно и неравномерно доломитизированный; пористость — 2,95 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 23, II — 36, III — 73.

Кавернозно-пористые участки породы соединяются тонкими трещинами; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 1,04, 2 — 0,66, 3 — 0,26, 4 — 0,80, 5 — 0,39, 6 — 0,48, средняя — 0,5; средняя раскрытость трещин — 10 мкм

Приложение 11. Вишанское месторождение, скв. 9, гл. 2786,65—2791,65 м, обр. № 125

Доломит известковистый с включениями сульфатов кальция; пористость — 2,26 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 103, II — 43, III — 103.

Немногочисленные слабо извилистые трещины соединяют зоны развития вторичной пористости; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 0,6, 2 — 0,7, 3 — 0,6, 4 — 0,7, 5 — 0,8, 6 — 0,3, средняя — 0,7; средняя раскрытость трещин — 20 мкм

Приложение 12. Вишанское месторождение, скв. 9, гл. 2754,4—2761,7 м, обр. № 105

Доломит известковистый с сульфатами; пористость — 4,53 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 37, II — 82, III — 980.

Неравномерно развитые пористые зоны соединяются короткими трещинами; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 1,12, 2 — 0,52, 3 — 0,64, 4 — 0,96, 5 — 0,76, 6 — 0,28, средняя — 0,7; средняя раскрытость трещин — 20 мкм

Приложение 13. Вишанское месторождение, скв. 9, гл. 2786,65—2791,65 м, обр. № 119

Доломит с прожилками кальцита, с редкими порами; пористость — 2,03 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 80, II — 95, III — 44.

Трещины прямые, неветвящиеся, преимущественно наклонной и вертикальной ориентировки; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 0,76, 2 — 1,04, 3 — 0,76, 4 — 1,22, 5 — 1,32, 6 — 1,20, средняя — 1,1; средняя раскрытость трещин — 25 мкм

Приложение 14. Озершинское месторождение, скв. 26, гл. 2208—2216 м, обр. № 3771

Известняк; пористость — 1,13 %; проницаемость в 10^{-18} м² по направлениям: I — 4, II, III — 2.

Тонкие короткие вертикальные открытые трещины; горизонтальные трещины заполнены темным глинистым материалом; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 0,7, 2 — 0,5, 3 — 0,3, 4 — 0,5, 5 — 0,6, 6 — 1,2, средняя — 0,5; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 10, максимальная — 25, средняя — 15

Приложение 15. Озерщинское месторождение, скв. 26, гл. 2285—2294 м, обр. № 3774

Известняк; пористость — 1,46 %; проницаемость в 10^{-18} м² по направлениям: I — 853, II — 857, III — 4.

Преимущественно вертикальные трещины, слабо извилистые, большой раскрытости; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1—1,0, 2—0,6, 3—0,2, 4—0,2, 5—0,7, 6—0,5, средняя—0,5; раскрытость трещин в мкм: минимальная—15, максимальная—75, средняя—35

Приложение 16. Озерщинское месторождение, скв. 26, гл. 2208—2216 м, обр. № 3772

Известняк; пористость — 1,09 %; проницаемость в 10^{-18} м² по направлениям: I — 49, II — 42, III — 199.

Трещины разной ориентировки, раскрытости и протяженности, слабо извилистые; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1—0,2, 2—0,6, 3—0,4, 4—0,6, 5—0,5, 6—0,6, средняя—0,5; раскрытость трещин в мкм: минимальная—10, максимальная—30, средняя—15

Приложение 17. Березинское месторождение, скв. 7, гл. 1968,4—1983,8 м, обр. № 3254

Известняк микрозернистый, неравномерно доломитизированный, трещиноватый; пористость — 4,53 %; проницаемость в 10^{-18} м² по направлениям: I — 346, II — 117, III — 939.

Трещины преимущественно наклонные, ветвящиеся, кулисообразные; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1—1,2, 2—1,0, 3—2,1, 4—1,1, 5—1,6, 6—0,8; раскрытость трещин в мкм: минимальная—10, максимальная—60, средняя—15

Приложение 18. Березинское месторождение, скв. 8, гл. 1967,7 м, обр. № 3215

Доломит известковый, мелко-среднезернистый, пористо-кавернозный, трещиноватый; пористость — 10,8 %; проницаемость в 10^{-15} м² по направлениям: I — 78,87, II — 110,8, III — 153,5.

Слабо извилистые вертикальные трещины большой раскрытости; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1—0,5, 2—0,3, 3—0,4, 4—0,4, 5—0,6, 6—0,8, средняя—0,5; раскрытость трещин в мкм: минимальная—15, максимальная—120, средняя—50

Приложение 19. Березинское месторождение, скв. 8, гл. 1932,3 м, обр. № 3200

Известняк микрозернистый, участками плотный, участками брекчиевидный, трещиноватый; пористость — 2,64 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 1,7, II — 2,4, III — 3,9.

Трещины различной ориентировки, раскрытости и протяженности; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1—1,4, 2—0,8, 3—0,8, 4—1,4, 5—0,9, 6—0,8, средняя—1,0; раскрытость трещин в мкм: минимальная—10, максимальная—60, средняя—30

Приложение 20. Березинское месторождение, скв. 8, гл. 1926,0—1930,7 м, обр. № 3200

Известняк микрозернистый, участками плотный, участками брекчиевидный, трещиноватый; пористость — 3,92 %; проницаемость в 10^{-18} м² по направлениям: I — 967, II — 92, III — 65.

Трещины преимущественно вертикальные, слабо извилистые, ветвящиеся; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1—0,8, 2—0,7, 3—0,7, 4—0,9, 5—0,9, 6—0,8, средняя—0,8; раскрытость трещин в мкм: минимальная—10, максимальная—45, средняя—20

Приложение 21. Березинское месторождение, скв. 8, гл. 1940 м, обр. № 3209

Доломит известковый, мелко-среднезернистый, засоленный; участки кальцита более плотные и трещиноватые, участки доломита — пористые; пористость — 9,9 %; проницаемость в 10^{-18} м² по направлениям: I — 53, II — 88, III — 53.

Участки развития вторичной пористости и кавернозности соединены трещинами; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1—1,3, 2—0,8, 3—1,1, 4—1,2, 5—1,1, 6—1,5, средняя—1,1; раскрытость трещин в мкм: минимальная—15, максимальная—175, средняя—85

Приложение 22. Березинское месторождение, скв. 10, гл. 1979,6—1989,3 м, обр. № 3234

Доломит известковый, мелко-среднезернистый, пористый, кавернозный; пористость — 4,5 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 225, II, III — 171.

Развитие вторичной пористости и кавернозности в зонах развития трещин; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1—0,8, 2—0,8, 3—0,8, 4—0,7, 5—1,3, 6—1,5, средняя—1,0; раскрытость трещин в мкм: минимальная—10, максимальная—90, средняя—55

■ Приложение 23. Месторождение Тортколь, скв. 1, гл. 2726—2732 м, обр. № 3734

Известняк; пористость — 1,3 %; проницаемость в 10^{-16} м² по направлениям: I — 1, II — 22, III — 65.

Трещин много; преобладающее значение имеют трещины субгоризонтального направления; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 1,20, 2 — 2,40, 3 — 1,72, 4 — 1,28, 5 — 1,20, 6 — 2,0; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 10, максимальная — 145, средняя — 85

Приложение 24. Жанажольское месторождение, скв. 5, гл. 2834—2837 м, обр. № 3730

Известняк; пористость — 0,8 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 2,5, II — 105, III — 102.

Преобладают трещины горизонтальной ориентировки — прямолинейные, кулисообразные, участками осложненные многочисленными мелкими вертикальными; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 1,52, 2 — 1,40, 3 — 1,52, 4 — 2,0, 5 — 1,92, 6 — 1,24; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 10, максимальная — 160, средняя — 85.

Приложение 25. Восточно-Гремячинское месторождение, скв. 5, гл. 2883—2889 м, обр. № 3587

Известняк серый, трещинно-пористый, неоднородный; пористость — 8,17 %; проницаемость в 10^{-16} м² по направлениям: I — 55, II — 376, III — 385.

Две системы взаимно перпендикулярных секущих трещин значительной раскрытости; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 0,36, 2 — 0,52, 3 — 0,32, 4 — 0,40, 5 — 0,40, 6 — 0,96; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 15, максимальная — 75, средняя — 25

Приложение 26. Восточно-Гремячинское месторождение, скв. 9-Н, гл. 2991,0—2996,7 м, обр. № 3602

Известняк с плотной матрицей с порами и кавернами выщелачивания; пористость — 5,2 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 107, II — 589, III — 356.

Хаотическое распределение трещин; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 0,84, 2 — 1,32, 3 — 1,12, 4 — 0,72, 5 — 0,88, 6 — 0,60, средняя — 1,0; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 10, максимальная — 85, средняя — 45

Приложение 27. Восточно-Гремячинское месторождение, скв. 26, гл. 2877,0—2883,7 м, обр. № 3571

Известняк брекчированный, неравномерно пористо-кавернозный, трещиноватый, с пустотами выщелачивания по трещинам; пористость — 4,35 %; проницаемость в 10^{-17} м² по направлениям: I — 328, II — 917, III — 785.

Хаотическое распределение трещин; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 0,7, 2 — 1,3, 3 — 0,9, 4 — 1,0, 5 — 0,4, 6 — 1,1, средняя — 0,9; раскрытость трещин в мкм: минимальная — 15, максимальная — 75, средняя — 60

Приложение 28. Муратовская площадь, скв. 5, гл. 2903—2910 м, обр. № 3663

Известняк; пористость — 1,28 %; проницаемость по направлению I — $13 \cdot 10^{-16}$ м².

Хаотическое распределение трещин в слабопористой породе; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 1,12, 2 — 1,20, 3 — 1,12, 4 — 1,28, 5 — 1,40, 6 — 1,40, средняя — 1,70; средняя раскрытость трещин — 65 мкм

Приложение 29. Муратовская площадь, скв. 5, гл. 2966—2970 м, обр. № 3665

Известняк; пористость — 1 %; проницаемость по направлению II — $75 \cdot 10^{-17}$ м².

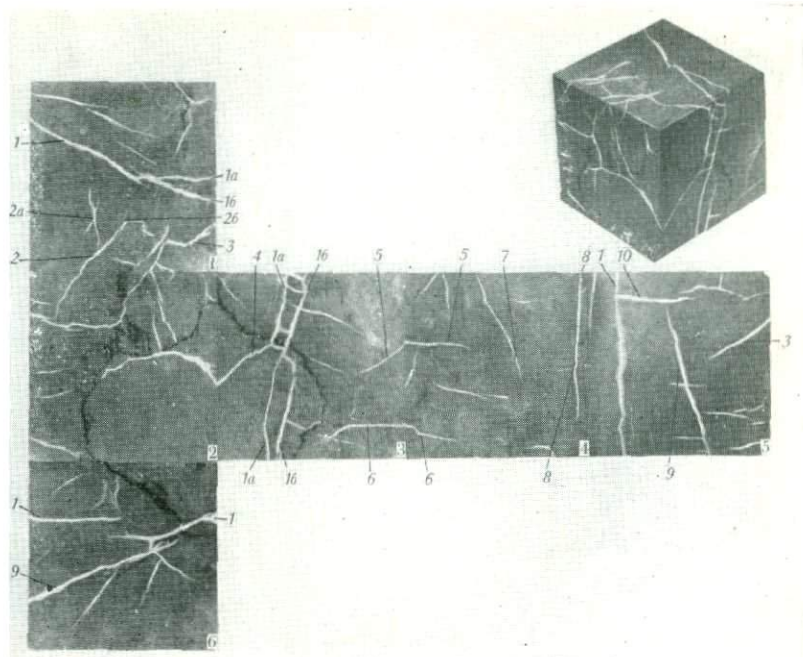
Две системы взаимно перпендикулярных горизонтальных и вертикальных слабо извилистых трещин; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 0,60, 2 — 1,04, 3 — 1,00, 4 — 1,32, 5 — 1,16, 6 — 0,52, средняя — 1,10; средняя раскрытость трещин — 55 мкм

Приложение 30. Муратовская площадь, скв. 5, гл. 3039—3040 м, обр. № 3667

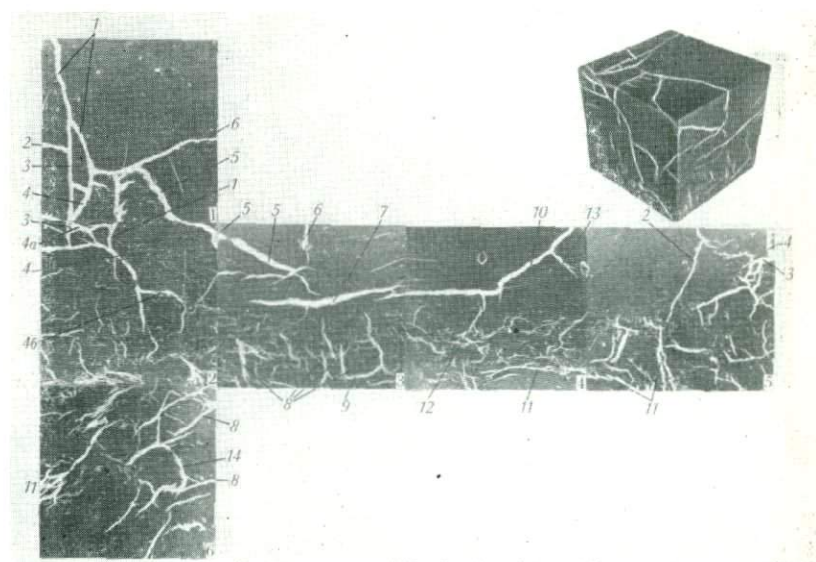
Известняк; пористость — 0,74 %; проницаемость по направлению II — $12 \cdot 10^{-16}$ м².

Наклонные извилистые трещины, секущие включения ангидрита; поверхностная плотность трещин в см/см² по граням кубика: 1 — 0,52, 2 — 1,52, 3 — 2,16, 4 — 0,96, 5 — 1,32, 6 — 1,28, средняя — 1,50; средняя раскрытость трещин — 14 мкм

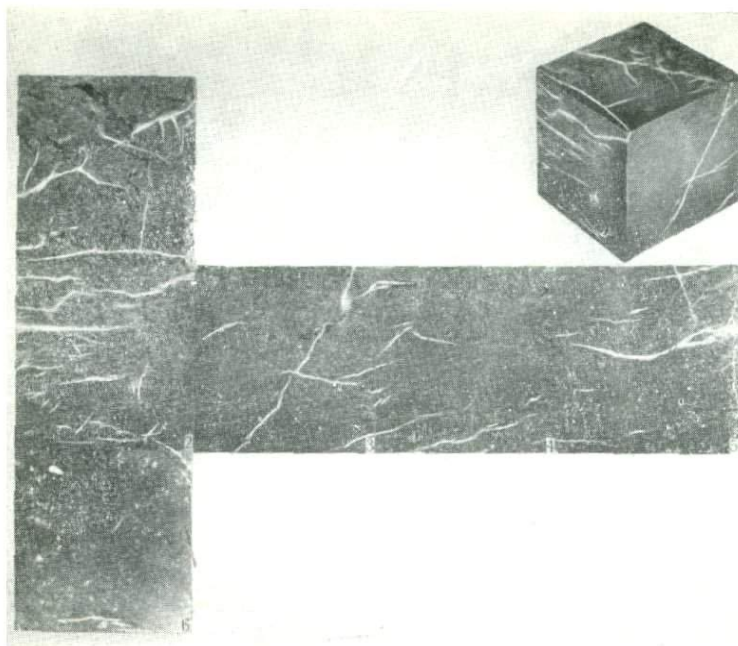
ПРИЛОЖЕНИЕ 1



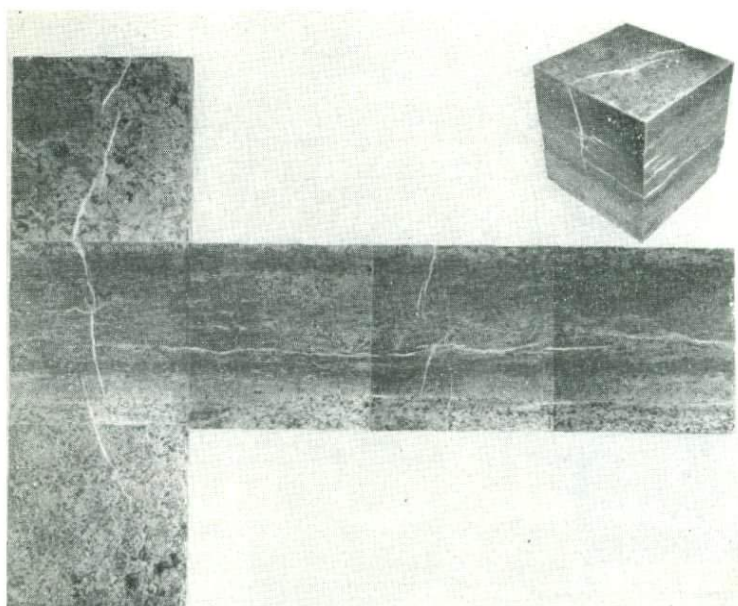
ПРИЛОЖЕНИЕ 2



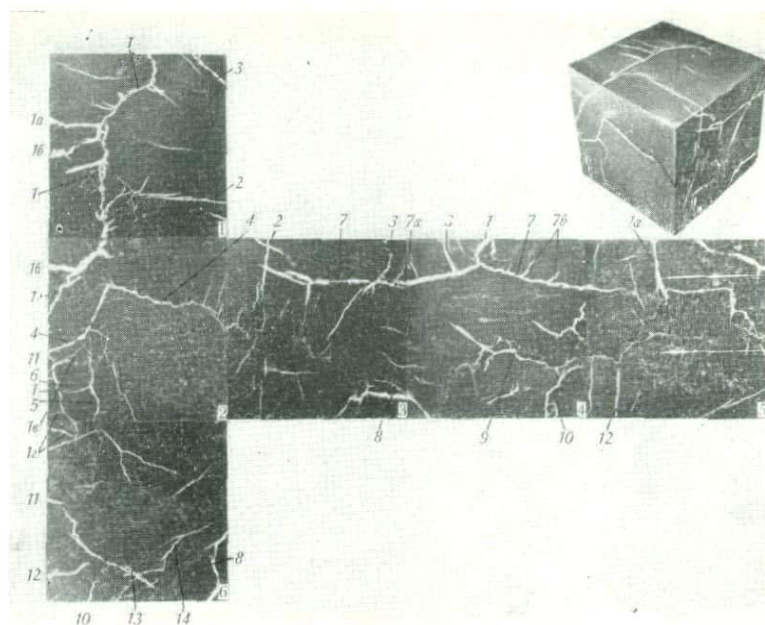
ПРИЛОЖЕНИЕ 3



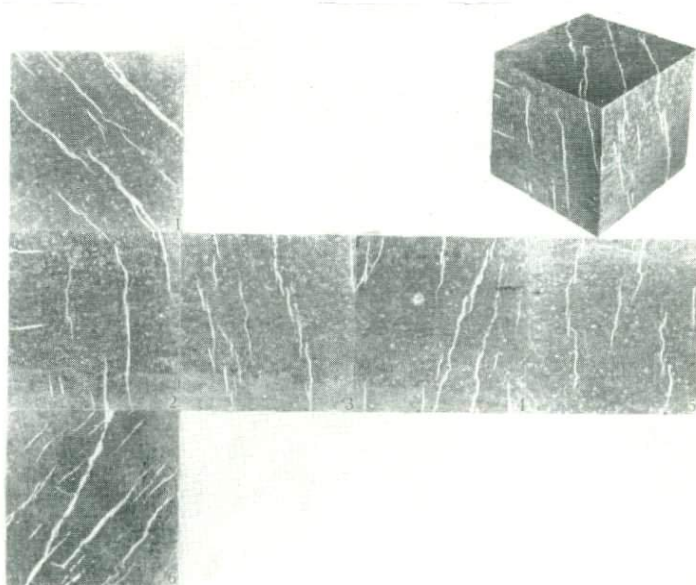
ПРИЛОЖЕНИЕ 4



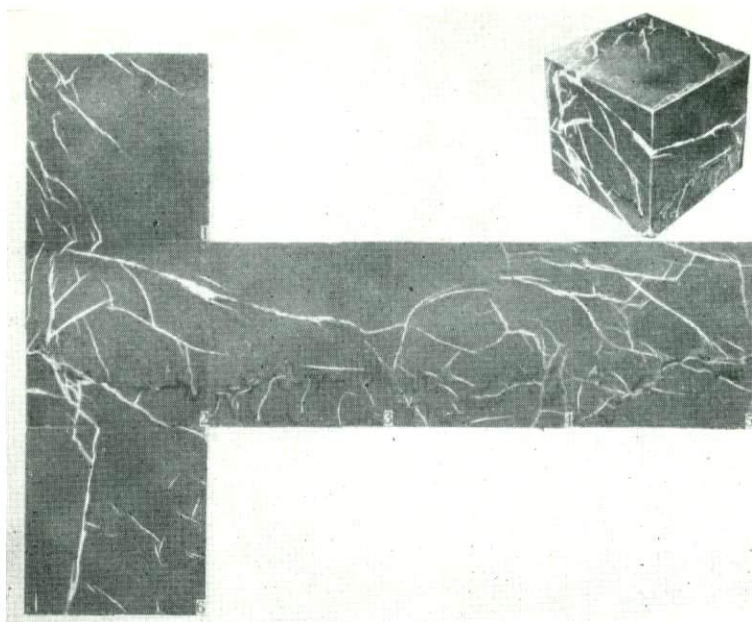
ПРИЛОЖЕНИЕ 5



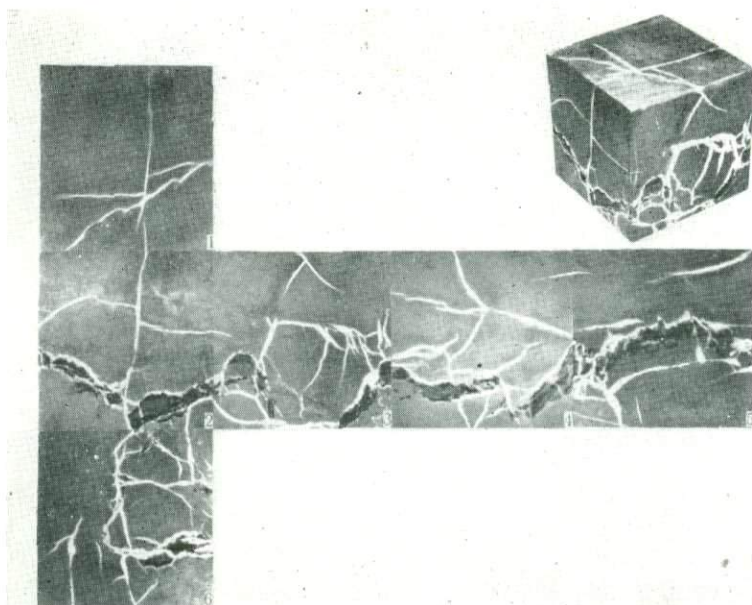
ПРИЛОЖЕНИЕ 6

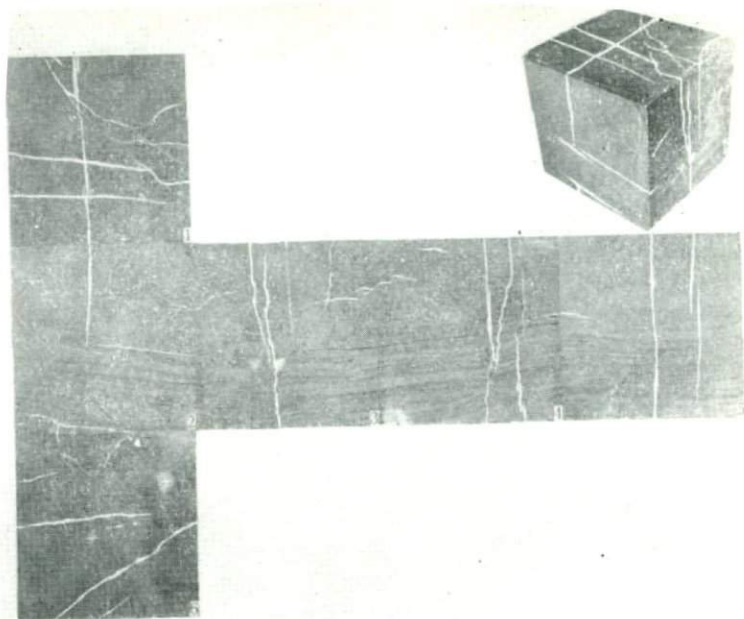


ПРИЛОЖЕНИЕ 7

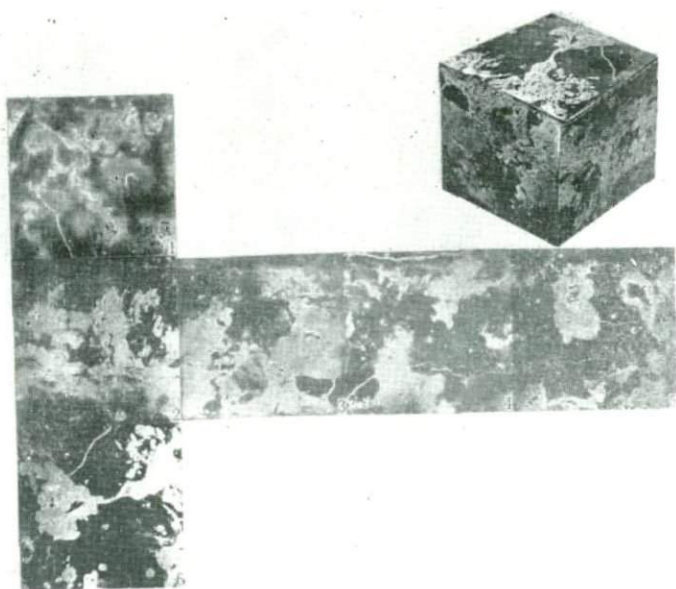


ПРИЛОЖЕНИЕ 8

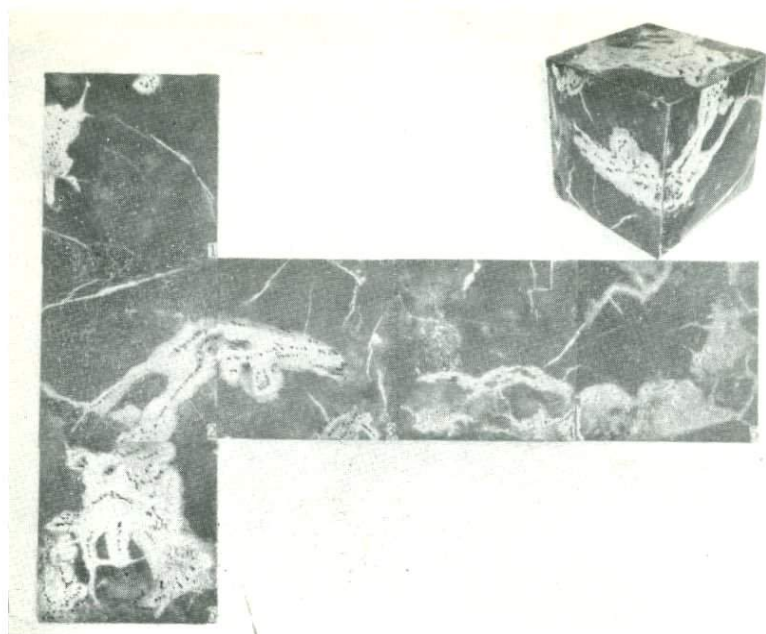




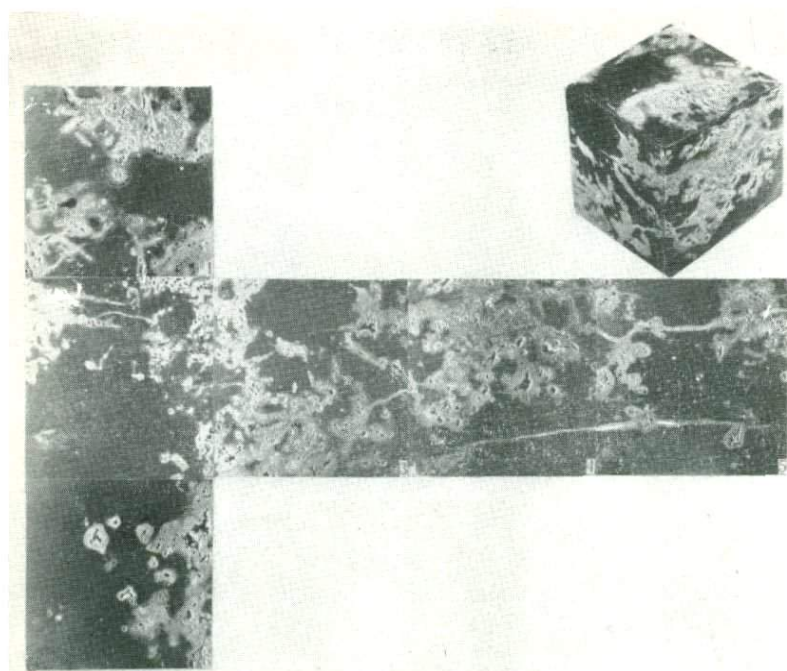
ПРИЛОЖЕНИЕ 10



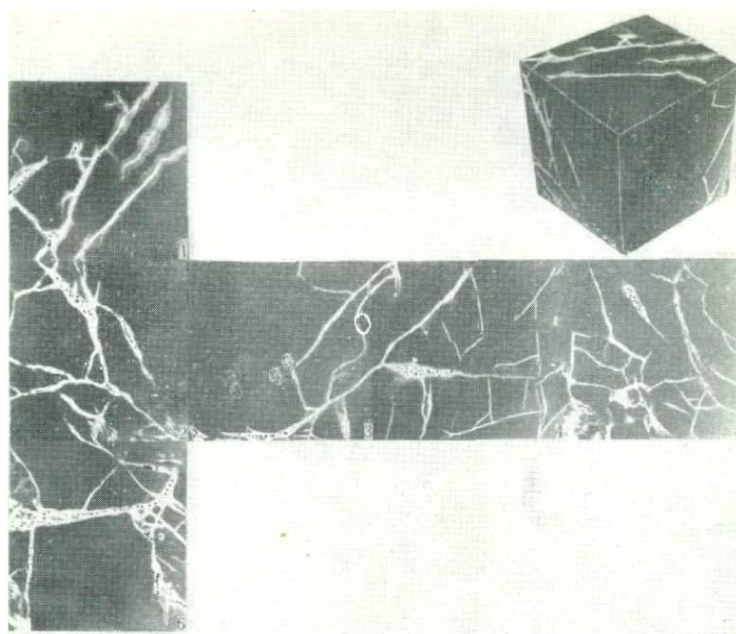
ПРИЛОЖЕНИЕ II



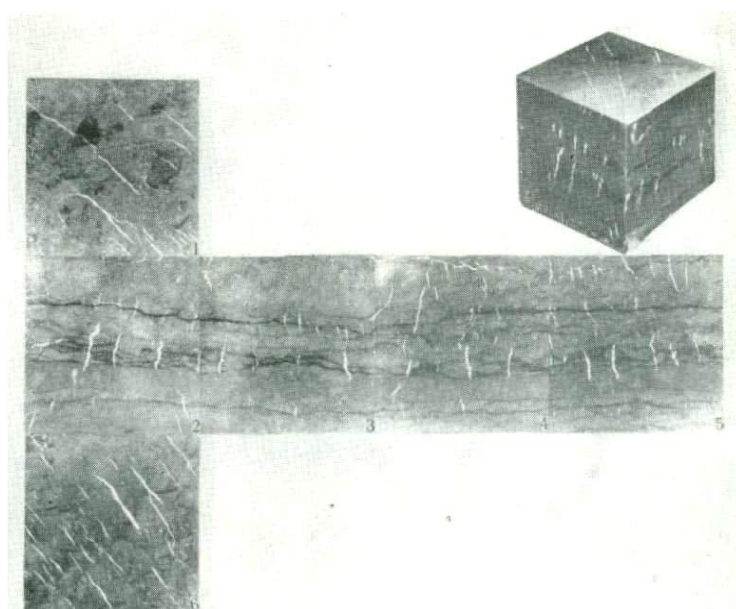
ПРИЛОЖЕНИЕ 12



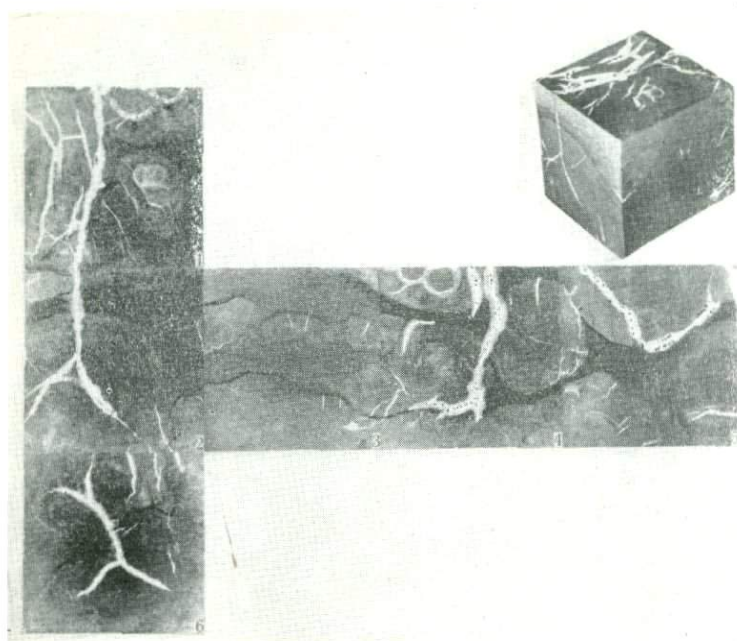
ПРИЛОЖЕНИЕ 13



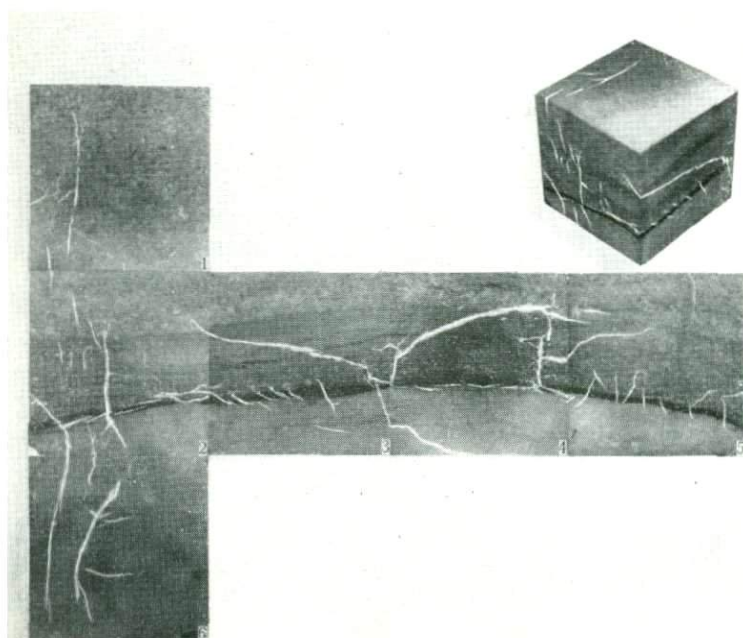
ПРИЛОЖЕНИЕ 14



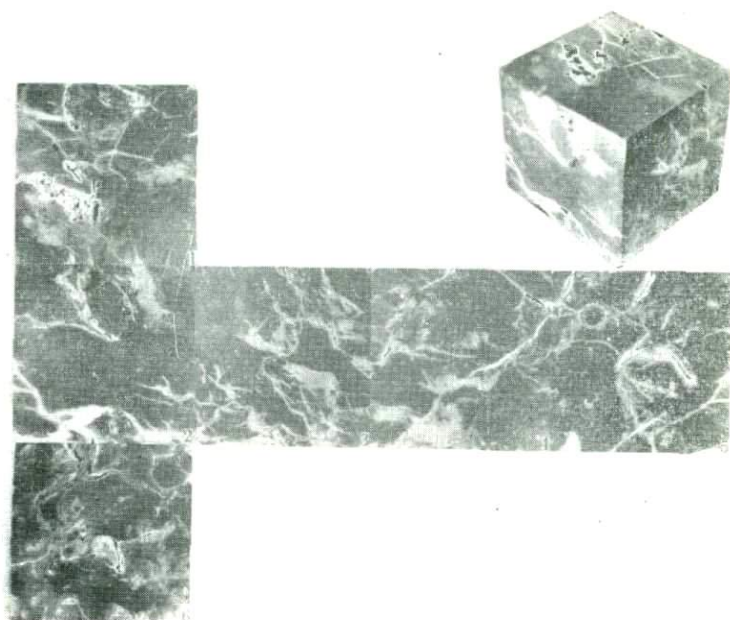
ПРИЛОЖЕНИЕ 15



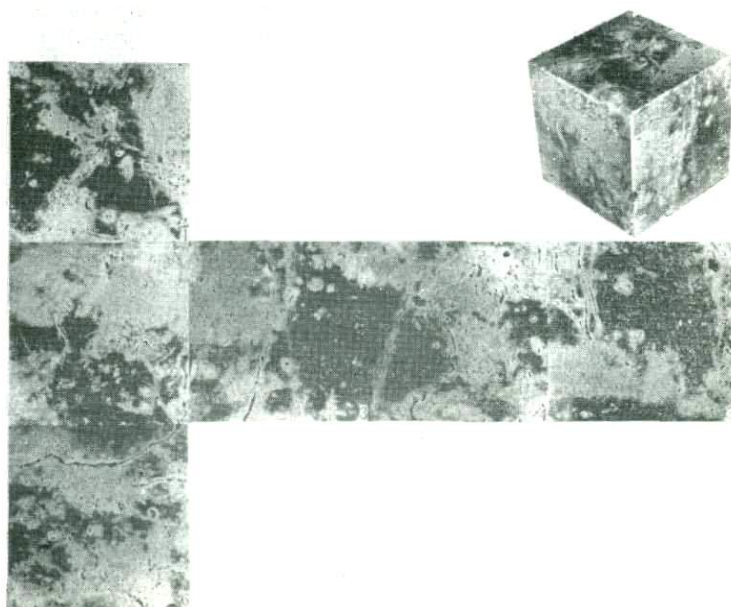
ПРИЛОЖЕНИЕ 16



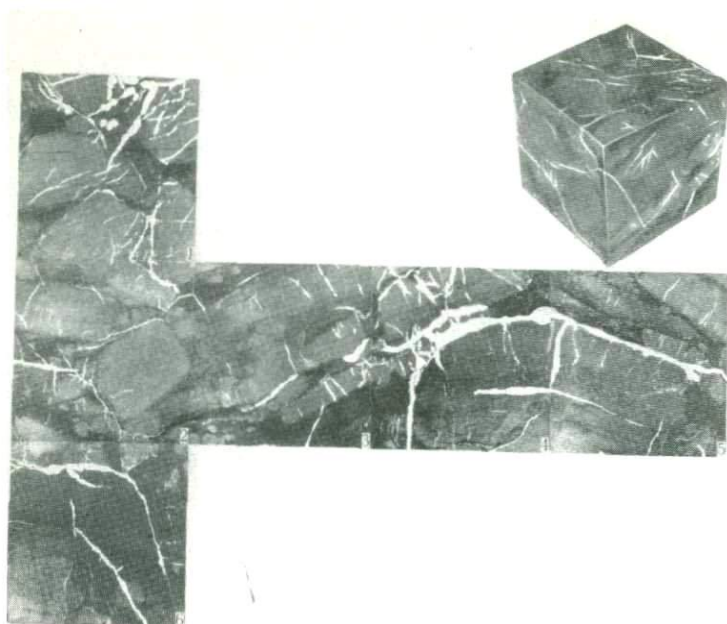
ПРИЛОЖЕНИЕ 17



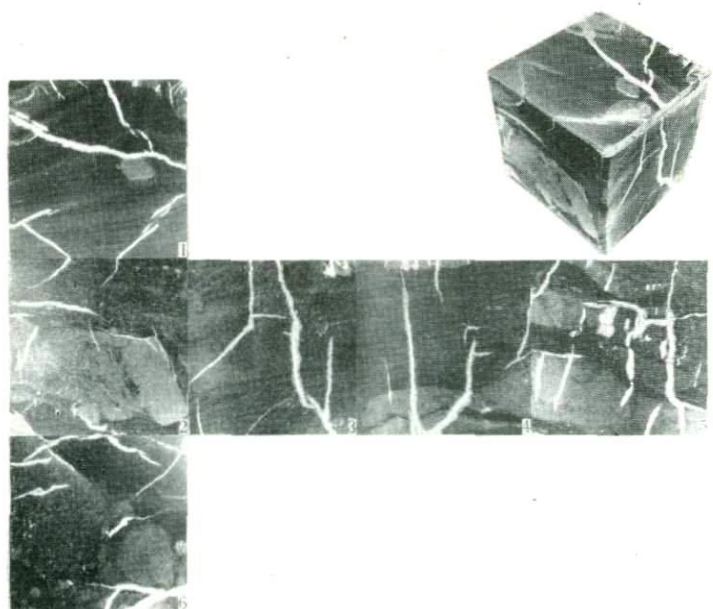
ПРИЛОЖЕНИЕ 18



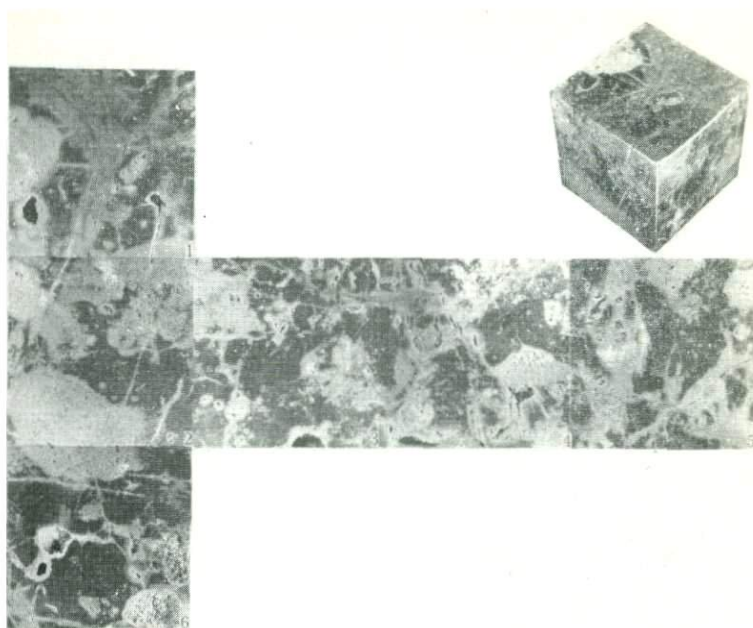
ПРИЛОЖЕНИЕ 19



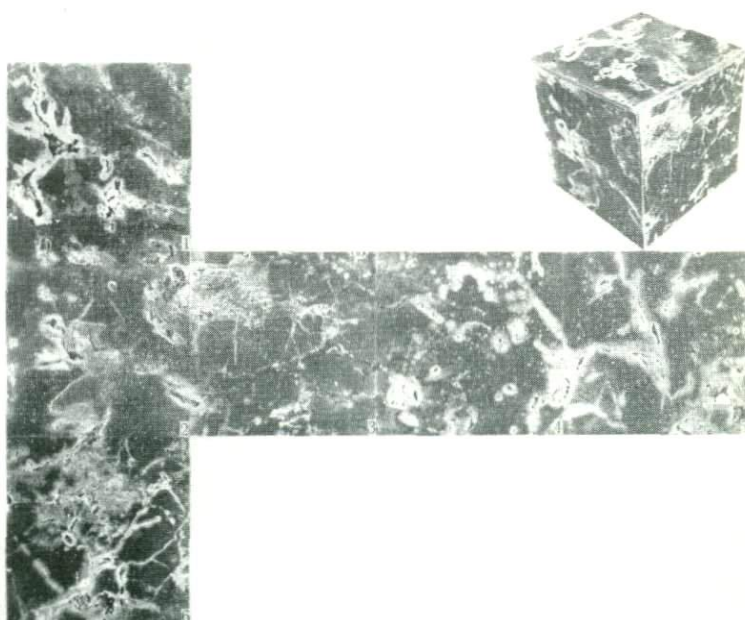
ПРИЛОЖЕНИЕ 20



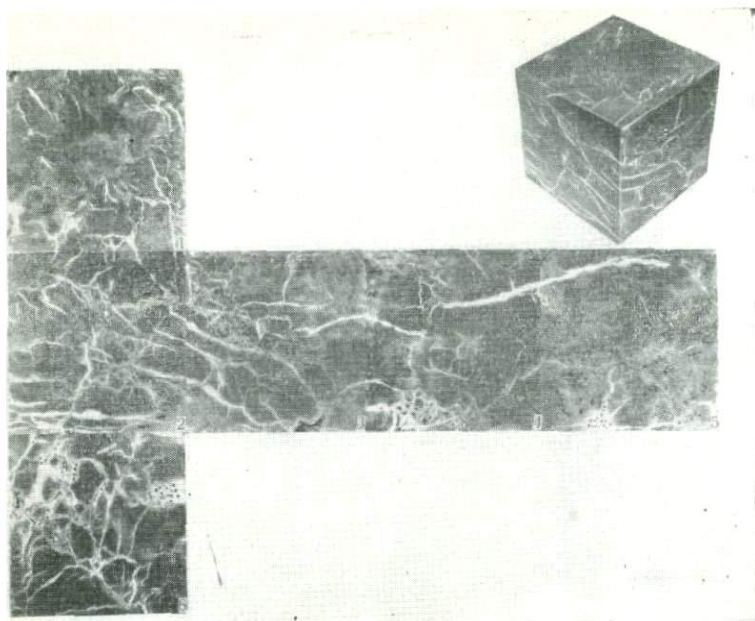
ПРИЛОЖЕНИЕ 21



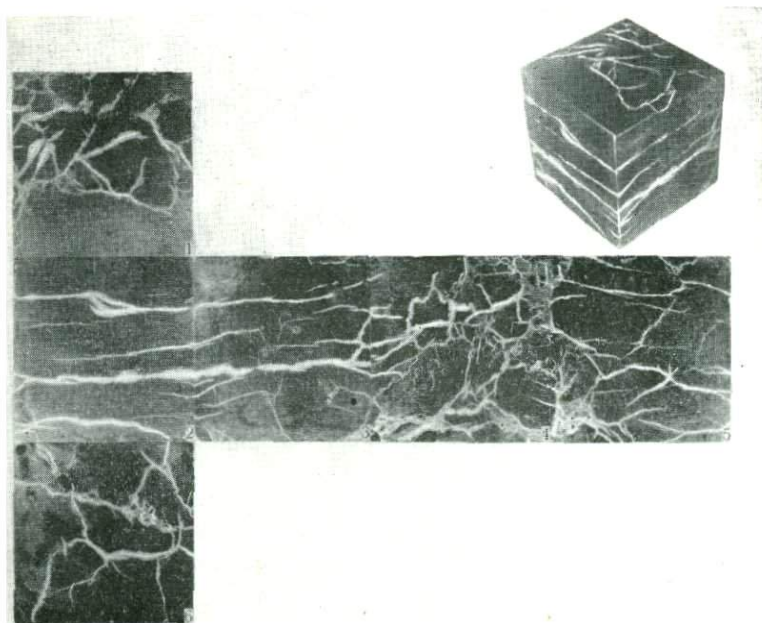
ПРИЛОЖЕНИЕ 22



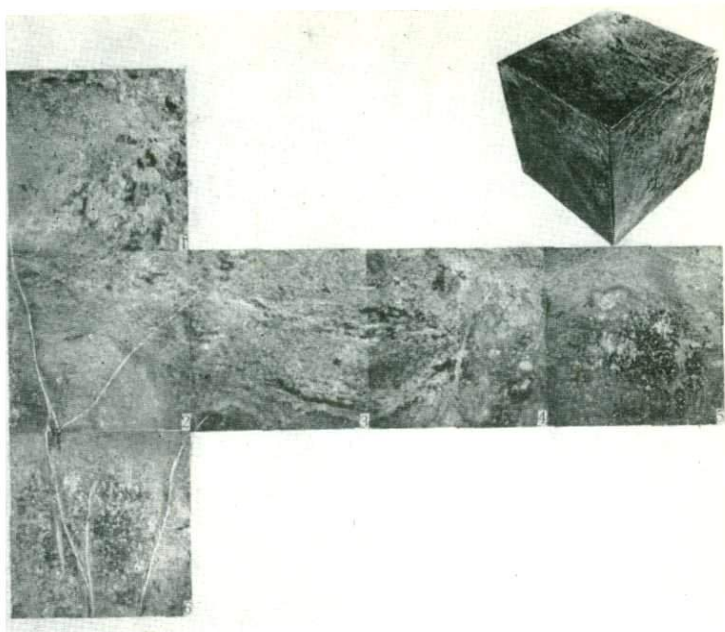
ПРИЛОЖЕНИЕ 23



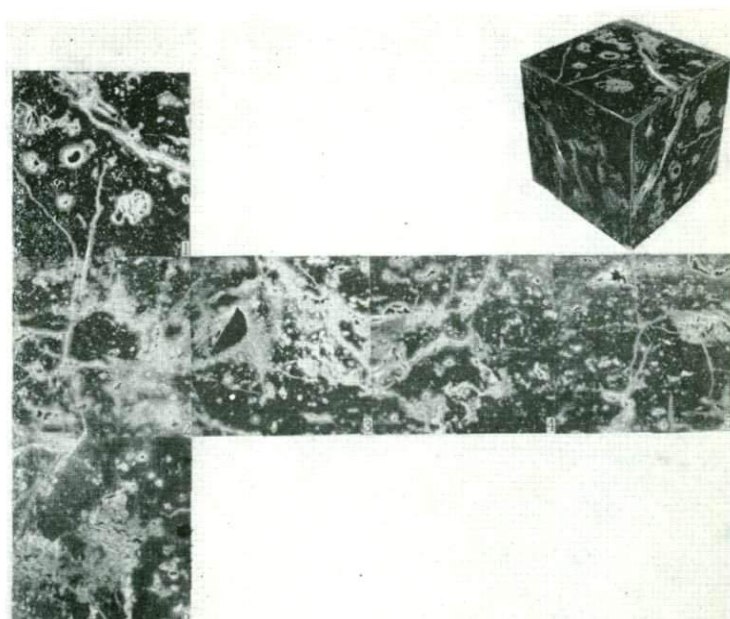
ПРИЛОЖЕНИЕ 24



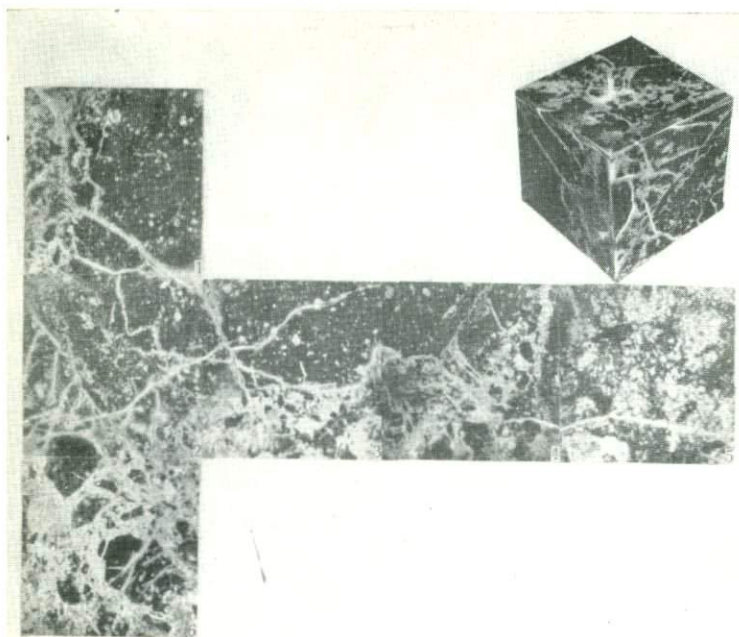
ПРИЛОЖЕНИЕ 25



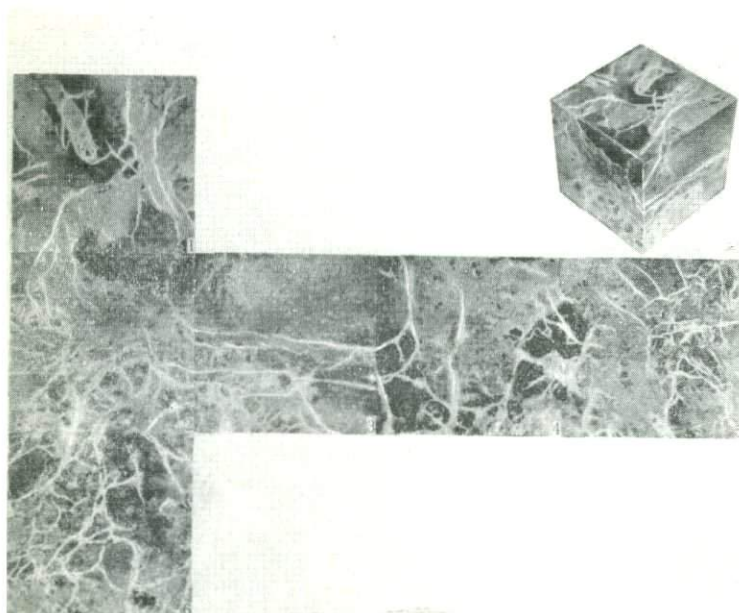
ПРИЛОЖЕНИЕ 26



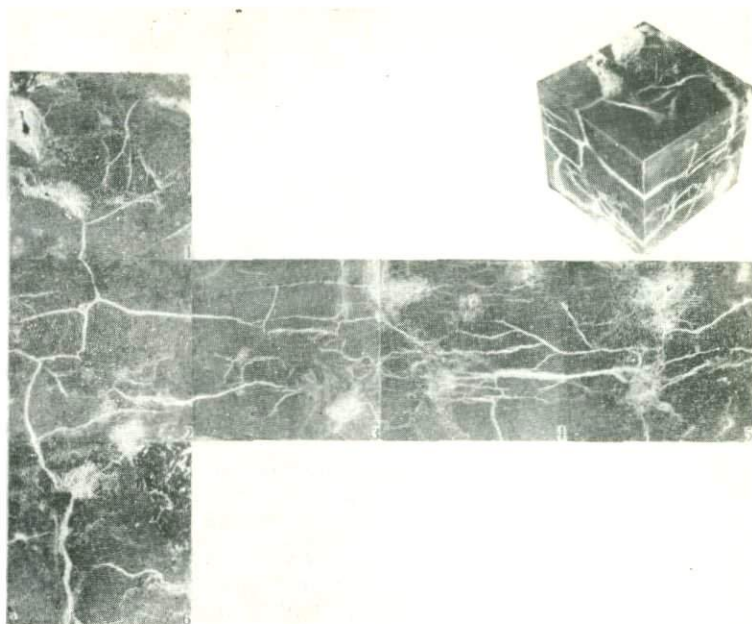
ПРИЛОЖЕНИЕ 27



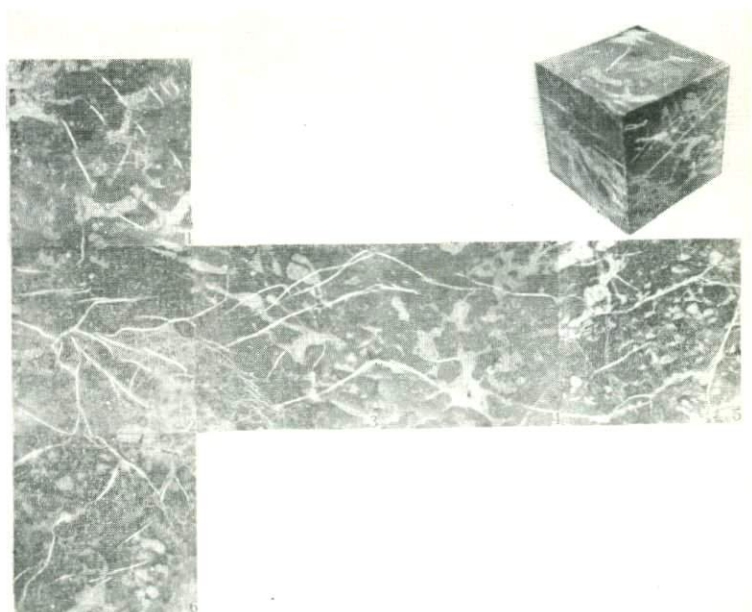
ПРИЛОЖЕНИЕ 28



ПРИЛОЖЕНИЕ 29



ПРИЛОЖЕНИЕ 30



ОГЛАВЛЕНИЕ

От автора	3
Глава I. УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИН В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ	5
§ 1. Классификация природной трещиноватости осадочных пород	5
§ 2. Общие понятия о деформациях и типах разрушения	23
§ 3. Современные взгляды на механизм образования и происхождения трещин	37
Глава II. ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД	51
§ 1. Микроскопический метод	51
§ 2. Метод капиллярного насыщения пород люминофором (метод К. И. Багринцевой)	54
§ 3. Определение структуры порового пространства трещиноватых пород	77
§ 4. Исследования особенностей строения сложных коллекторов с помощью ультразвукового метода	90
§ 5. Исследования трещиноватости с применением фотографирования в скважинах	105
Глава III. ИЗУЧЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ СВОЙСТВ ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД	109
§ 1. Влияние смачиваемости на распределение флюидов	109
§ 2. Обзор современных методов исследования смачиваемости	112
§ 3. Метод К. И. Багринцевой и Т. С. Преображенской для оценки смачиваемости неоднородных карбонатных пород	116
§ 4. Неоднородность изменения относительной смачиваемости карбонатных пород	132
Глава IV. ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ	147
§ 1. Роль литогенетических особенностей и постседиментационных изменений в развитии трещиноватости	147
§ 2. Формирование емкостного пространства трещин и фильтрация флюидов в трещиноватых породах	157
§ 3. Неоднородность строения природных резервуаров нефти и газа	171
Глава V. ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА	184
§ 1. Типы карбонатных коллекторов	184
§ 2. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных коллекторов различных типов	195
§ 3. Трещиноватость продуктивных отложений Оренбургского газоконденсатного месторождения	204
§ 4. Характеристика зарубежных месторождений нефти и газа, приуроченных к трещиноватым породам	230
Список литературы	235
Приложения	237

3871

2

НЕДРА