

atlas

carbonate reservoir rocks
of the oil and gas fields

Edited by
Prof. K.I.Bagrintseva

Principal authors
Prof. K.I.Bagrintseva, Prof. A.N.Dmitrievsky,
Dr. R.A.Bochko

атлас

карбонатных коллекторов
месторождений нефти и газа
Восточно-Европейской
и Сибирской платформ

Под редакцией
проф. К.И.Багринцевой

К.И.Багринцева, А.Н.Дмитриевский, Р.А.Бочко

Багринцева К., Дмитриевский А., Бочко Р.

Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. / Под ред. К. Багринцевой. — М., 264 с.:ил.

ISBN 5-85952-126-X

Впервые в мировой практике нефтегазовой геологии составлен «Атлас карбонатных коллекторов нефти и газа ряда месторождений», который дает возможность познать и увидеть сложность строения и многообразие типов коллекторов. В основу создания «Атласа» положен разносторонний экспериментальный материал, накопленный при изучении карбонатных отложений крупнейших месторождений нефти и газа (Карачаганак, Тенгиз, Астраханское, Оренбургское и др.). Изучены коллектора палеозоя Прикаспия, Тимано-Печорской и Волго-Уральской и Лено-Тунгусской провинций. Основная идея «Атласа» — отразить тесную связь литолого-физических параметров с особенностями строения карбонатных пород и морфологии их пустотного пространства. Освещен комплекс методов, использованных при изучении коллекторов. Предложен принципиально новый оригинальный метод исследования трещиноватости и кавернозности путем насыщения пород люминофором и получения фотоснимков в источнике ультрафиолетового света. Представлены сравнительные данные по структурным характеристикам пустотного пространства различных типов коллекторов, полученных с использованием методов: изучения шлифов, ртутной порометрии, стандартного СЭМ и СЭМ в режиме катодной люминесценции. Все иллюстрации цветные и снабжены количественными параметрами, которые описывают структуру и фильтрационные свойства различных типов коллекторов.

Атлас является значительным вкладом в современную литературу в данной области и послужит важным дополнением для библиотек университетов, исследовательских центров и компаний, вовлеченных в разведку месторождений нефти и газа.

Bagrintseva K., Dmitrievsky A., Bochko R.

Atlas of Carbonate Reservoir Rocks of the Oil and Gas Fields. / Edited by K.Bagrintseva. — M., 264 pp.:ill.

ISBN 5-85952-126-X

This Atlas is the first attempt ever made to provide a coherent synthesis of current data on, and analysis of, the microstructural characteristics of carbonate oil and gas reservoir rocks. The huge amount of experimental data collected by the authors during their investigations of carbonate rocks of the Paleozoic period, from several of the biggest oil and gas fields — Karachaganak, Tengiz, Astrakhan and others. The main idea of the Atlas is to demonstrate the close relationship between lithology/physical parameters and specific features of carbonate rocks and the morphology of their voids. The atlas represents the regional geological aspects of the oil and gas-potential areas including Timan-Pechora, Pre-Caspian, Volga-Ural and Leno-Tungusk basins. It describes the geological structure of the fields, and capacity/flow properties for the different types of the reservoir rocks. The Atlas illustrates methods used in the core studies, and emphasizes the different information obtained by using these methods. The comparative data for the structural features of the reservoir voids space with using: microscopic; mercury injection; the conventional SEM; and SEM cathode luminescence methods, are presented. The most comprehensive information about the complex morphology of pore, vug and fracture space may be gained from the analysis of the cube sample saturated with «luminophore». All the pictures are colored and supplied with quantitative parameters that describe structure and flow properties for the different types of reservoir rock.

The Atlas as such represents a significant contribution to current literature in this field, and will be an important addition to the libraries of universities, research institutions and companies involved in oil and gas exploration.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	vi
РАЗДЕЛ I: РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ	1
Прикаспийская нефтегазоносная провинция	2
Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция	7
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	10
Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция	12
Нюрольская впадина	15
РАЗДЕЛ II: МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ МИКРОПУСТОТНОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ	17
Микроскопический метод	18
Электронная микроскопия	22
Сканирующая электронная микроскопия	22
Рентгеновское микрозондирование	26
Специальные методики изучения микропустотности	28
Методика изучения микропустотности с помощью рентгеновского микрозондирования	29
Метод вдавливания ртути	30
Новый методический подход к оценке теоретической проницаемости по порометрической кривой	30
Метод Багринцевой: капиллярное насыщение пород люминофором для выявления особенностей строения пустотного пространства карбонатных пород	34
Типы микропустот в карбонатных породах	40
Первичная пористость, связанная со структурой породы	40
Вторичная ёмкость, не связанная со структурой породы	44
Характеристика и морфология минералов, слагающих породы карбонатного состава	48
Карбонатные минералы	48
Некарбонатные минералы	48
Оценочно-генетическая классификация карбонатных коллекторов	60
РАЗДЕЛ III: ТИПЫ И СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	61
Прикаспийская нефтегазоносная провинция	62
Карачаганак — нефтегазоконденсатное месторождение	62
Жанажол — нефтегазоконденсатное месторождение	69
Тенгиз — нефтяное месторождение	71
Королёвское нефтяное месторождение	78
Астраханское газоконденсатное месторождение	83
Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция	87
Северное Хоседаю — нефтяное месторождение	87
Южное Хыльчую — нефтяное месторождение	92
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	94
Оренбургское газоконденсатное месторождение	94
Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция и Нюрольская впадина	97
Тас-Юряхское нефтегазовое месторождение	97
Верхнечонское газонефтяное месторождение	99
Юрубченское газонефтяное месторождение	101
Урмонское нефтяное месторождение	106
РАЗДЕЛ IV: АТЛАС МИКРОСТРУКТУР КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	115
Структура Атласа, список образцов	116
Прикаспийская нефтегазоносная провинция	120
Карачаганак — нефтегазоконденсатное месторождение	120
Жанажол — нефтегазоконденсатное месторождение	146
Тенгиз — нефтяное месторождение	160
Королёвское нефтяное месторождение	178
Астраханское газоконденсатное месторождение	188
Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция	198
Северное Хоседаю — нефтяное месторождение	198
Южное Хыльчую — нефтяное месторождение	210
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	214
Оренбургское газоконденсатное месторождение	214
Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция и Нюрольская впадина	222
Тас-Юряхское нефтегазовое месторождение	222
Верхнечонское газонефтяное месторождение	226
Юрубченское газонефтяное месторождение	232
Урманское нефтяное месторождение	242
БИБЛИОГРАФИЯ	250

ВВЕДЕНИЕ

Открытие в различных регионах мира крупных месторождений нефти и газа в карбонатных толщах поставило в разряд первоочередных проблему исследования условий формирования пустот в породах и сохранения их в процессе длительного геологического преобразования отложений.

Разнообразие генетических и морфологических типов пустот, а также их сочетаний в конкретных породах определяет создание в них сложного природного коллектора. Неоднозначность строения пустотного пространства карбонатных коллекторов обусловлена с одной стороны многообразием форм осадения карбонатного материала, а с другой — такими особенностями пород как ранняя литификация осадка, химическая подвижность карбонатных минералов, высокая способность карбонатных пород к растворению. В свою очередь строение пустотного пространства обуславливает тип и свойства коллекторов. С этих позиций детальное и комплексное изучение пустот, как производного от условий формирования породы и как фактора определяющего свойства этой породы-коллектора, представляется очень важным и перспективным для познания закономерностей формирования коллекторов различных типов в карбонатных толщах.

За последний период благодаря изучению месторождений нефти и газа накоплен огромный материал по коллекторским свойствам и микростроению карбонатных пород, однако практически нет монографических работ, в которых систематизирован широкий набор параметров и системно отражена изменчивость морфологии пустот в породах, характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами. К наиболее полным из последних работ можно отнести монографию К.И.Багринцевой, которая была опубликована в 1999 г. издательством «Недра». Монография освещает условия формирования и свойства карбонатных пород нефтегазоносных бассейнов России и Казахстана.

Разносторонние исследования коллекторов с использованием современных оптических и физических методов дали возможность авторам наблюдать особенности состава и строения кристаллической матрицы; размеры и форму вторичных кристаллов, частично заполняющих пустоты, а также оценить морфологию и характер трещиноватости пород-коллекторов. В процессе исследований были разработаны новые методы, позволяющие выявить морфологию сложных видов пустот, оценить истинную длину и раскрытость трещин, характер взаимосвязи различных составляющих пустотного пространства. Среди этих методов наиболее информативными явились: метод капиллярного насыщения люминофором больших образцов пород кубической формы и метод наблюдения в режиме катодной люминесценции в сканирующем электронном микроскопе (СЭМ).

Впервые в мировой научной практике представлен уникальный материал, характеризующий резервуарные свойства гигантских месторождений нефти и газа, изученных комплексом оригинальных, в том числе разработанных авторами, методов. Этот материал собран в «Атласе карбонатных коллекторов нефти и газа месторождений Восточно-Европейской и Сибирской платформ». В основу Атласа положен обширный экспериментальный материал, накопленный при изучении коллекторов крупнейших месторождений, приуроченных к породам различного возраста, состава и генезиса. Предлагаемый Атлас является первой попыткой выявить морфологические особенности строения пустотного пространства коллекторов различных типов и показать изменчивость их в породах, отличающихся фильтрационно-емкостными свойствами и характеризующих различные нефтегазоносные регионы.

При составлении Атласа ставилась задача осветить рациональный комплекс методов, примененных авторами для исследования пород-коллекторов, отразить новейшие методические приемы и степень информативности каждого из них.

Обработка большого экспериментального материала позволила выявить связь между морфологией пустотного пространства карбонатных коллекторов различных типов и их фильтрационно-емкостными свойствами.

В Атласе представлены типичные микроструктуры карбонатных пород различного возраста, генезиса и степени преобразованности которые являются коллекторами нефти и газа важнейших нефтегазоносных регионов Восточно-Европейской и Сибирской платформ. Использование сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) позволило выявить особенности кристаллического строения пород и характер развитых в них пустот.

На фотографиях, полученных с помощью сканирующего электронного микроскопа и рентгеновского микроанализатора при различных увеличениях от $100\times$ до $10000\times$, показан состав и изменчивость кристаллического строения матрицы и кристаллов, частично выполняющих пустоты. Особенности строения пустотного пространства этих пород отражены на фотоснимках, полученных на СЭМ в режиме катодolumинесценции при увеличении $50\times$ и $100\times$; они характеризуют плоскостное распределение пустот различной морфологии, показывают взаимосвязь пор и каверн между собой; часто удается выявить наличие микротрещин, осложняющих строение пустот.

Объемное распределение пор различного диаметра и долевое участие их в фильтрации отчетливо видно на порометрических кривых, полученных при вдавлении ртути в породе в широком диапазоне давлений (от 15 мм рт.столба до 2000 атм).

Открытие в различных регионах мира крупных месторождений нефти и газа в карбонатных толщах поставило в разряд первоочередных проблему исследования условий формирования пустот в породах и сохранения их в процессе длительного геологического преобразования отложений.

Разнообразие генетических и морфологических типов пустот, а также их сочетаний в конкретных породах определяет создание в них сложного природного коллектора. Неоднозначность строения пустотного пространства карбонатных коллекторов обусловлена с одной стороны многообразием форм осаднения карбонатного материала, а с другой — такими особенностями пород как ранняя литификация осадка, химическая подвижность карбонатных минералов, высокая способность карбонатных пород к растворению. В свою очередь строение пустотного пространства обуславливает тип и свойства коллекторов. С этих позиций детальное и комплексное изучение пустот, как производного от условий формирования породы и как фактора определяющего свойства этой породы-коллектора, представляется очень важным и перспективным для познания закономерностей формирования коллекторов различных типов в карбонатных толщах.

За последний период благодаря изучению месторождений нефти и газа накоплен огромный материал по коллекторским свойствам и микростроению карбонатных пород, однако практически нет монографических работ, в которых систематизирован широкий набор параметров и системно отражена изменчивость морфологии пустот в породах, характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами. К наиболее полным из последних работ можно отнести монографию К.И.Багринцевой, которая была опубликована в 1999 г. издательством «Недра». Монография освещает условия формирования и свойства карбонатных пород нефтегазоносных бассейнов России и Казахстана.

Разносторонние исследования коллекторов с использованием современных оптических и физических методов дали возможность авторам наблюдать особенности состава и строения кристаллической матрицы; размеры и форму вторичных кристаллов, частично заполняющих пустоты, а также оценить морфологию и характер трещиноватости пород-коллекторов. В процессе исследований были разработаны новые методы, позволяющие выявить морфологию сложных видов пустот, оценить истинную длину и раскрытость трещин, характер взаимосвязи различных составляющих пустотного пространства. Среди этих методов наиболее информативными явились: метод капиллярного насыщения люминофором больших образцов пород кубической формы и метод наблюдения в режиме катодной люминесценции в сканирующем электронном микроскопе (СЭМ).

Впервые в мировой научной практике представлен уникальный материал, характеризующий резервуарные свойства гигантских месторождений нефти и газа, изученных комплексом оригинальных, в том числе разработанных авторами, методов. Этот материал собран в «Атласе карбонатных коллекторов нефти и газа месторождений Восточно-Европейской и Сибирской платформ». В основу Атласа положен обширный экспериментальный материал, накопленный при изучении коллекторов крупнейших месторождений, приуроченных к породам различного возраста, состава и генезиса. Предлагаемый Атлас является первой попыткой выявить морфологические особенности строения пустотного пространства коллекторов различных типов и показать изменчивость их в породах, отличающихся фильтрационно-емкостными свойствами и характеризующих различные нефтегазоносные регионы.

При составлении Атласа ставилась задача осветить рациональный комплекс методов, примененных авторами для исследования пород-коллекторов, отразить новейшие методические приемы и степень информативности каждого из них.

Обработка большого экспериментального материала позволила выявить связь между морфологией пустотного пространства карбонатных коллекторов различных типов и их фильтрационно-емкостными свойствами.

В Атласе представлены типичные микроструктуры карбонатных пород различного возраста, генезиса и степени преобразованности, которые являются коллекторами нефти и газа важнейших нефтегазоносных регионов Восточно-Европейской и Сибирской платформ. Использование сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) позволило выявить особенности кристаллического строения пород и характер развитых в них пустот.

На фотографиях, полученных с помощью сканирующего электронного микроскопа и рентгеновского микроанализатора при различных увеличениях от $100\times$ до $10000\times$, показан состав и изменчивость кристаллического строения матрицы и кристаллов, частично выполняющих пустоты. Особенности строения пустотного пространства этих пород отражены на фотоснимках, полученных на СЭМ в режиме катодolumинесценции при увеличении $50\times$ и $100\times$; они характеризуют плоскостное распределение пустот различной морфологии, показывают взаимосвязь пор и каверн между собой; часто удается выявить наличие микротрещин, осложняющих строение пустот.

Объемное распределение пор различного диаметра и долевое участие их в фильтрации отчетливо видно на порометрических кривых, полученных при вдавливании ртути в породу в широком диапазоне давлений (от 15 мм рт.столба до 2000 атм).

Раздел I

региональная геология
нефтегазоносных
провинций

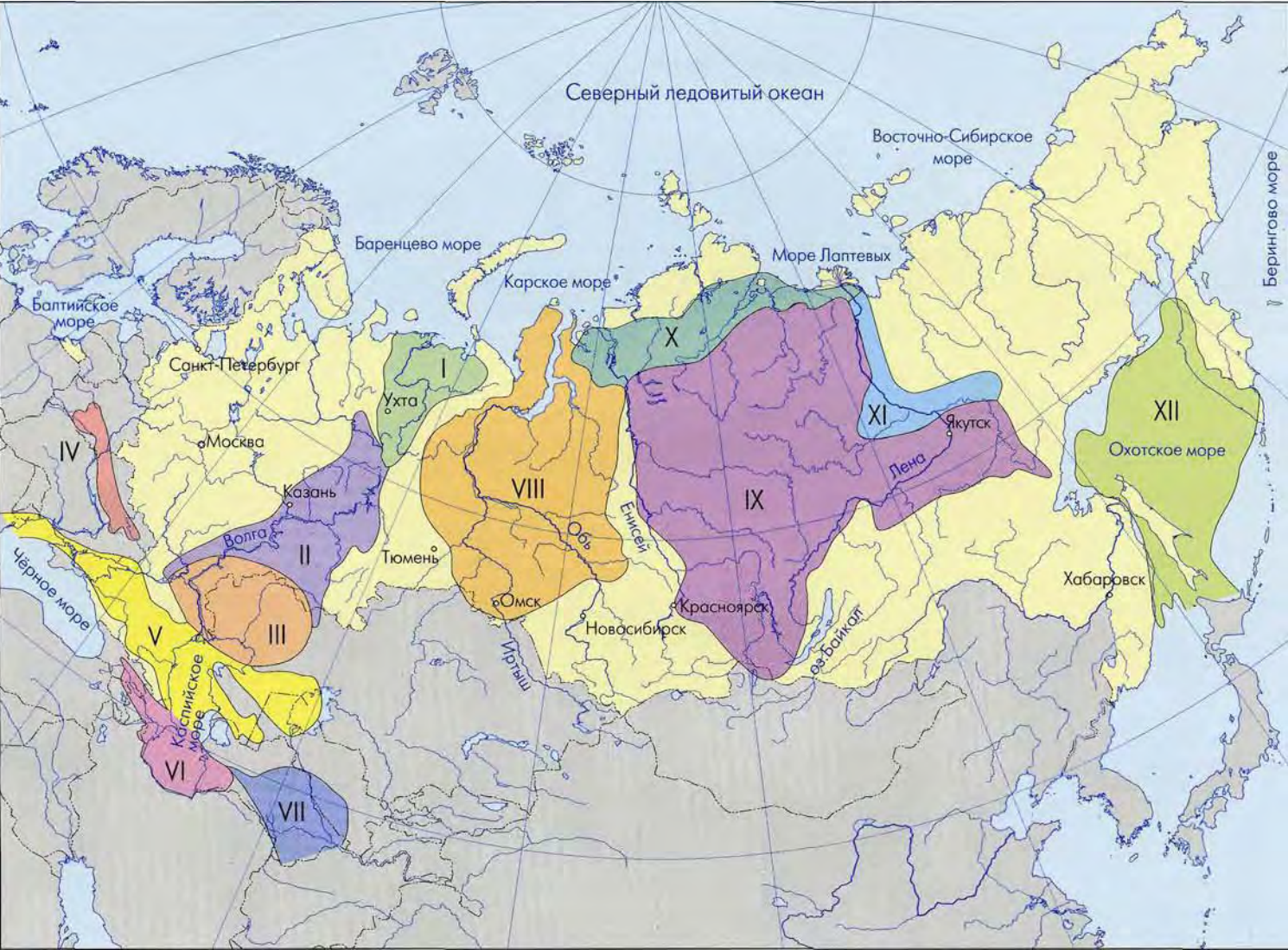
Размещение основных нефтегазоносных провинций, которые выделены на территории бывшего СССР, показано на рис.1. В Атласе освещены коллекторские свойства и особенности микростроения карбонатных отложений ряда месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ.

В пределах Восточно-Европейской платформы в Атлас включены три нефтегазоносные провинции: Прикаспийская, Тимано-Печорская и Волго-Уральская. Лено-Тунгусская газонефтеносная провинция расположена в Сибирской платформе, а Нюрольская впадина приурочена к Западно-Сибирской плите.

В III разделе «Атласа» освещены особенности геологического строения месторождений нефти и газа и типы коллекторов. Детальное описание литолого-физических и структурных свойств карбонатных коллекторов приведено в IV разделе «Собственно Атласа».

Прикаспийская
нефтегазоносная провинция

Прикаспийская впадина, площадь которой более 500 тыс. км2, занимает краевое положение в пределах юго-восточной части Восточно-Европейской платформы. Западная и северная границы впадины проводятся по нижнепермскому тектоно-седиментационному карбонатному уступу, отделяющему ее от Волго-Уральской провинции и Приволжской моноклинали. На востоке впадина обрамлена складчатыми сооружениями Урала и Мугоджар, на юго-западе - отделяется Донецко-Астраханским краевым швом от Скифской плиты. С запада и севера она ограничена областями неглубокого фундамента (3-6 км), поверхность которого к её центральной части увеличивается до глубин 15-20 км (рис.2).



- I

- Тимано-Печорская нефтегазоносная
- II

- Волго-Уральская нефтегазоносная
- III

- Прикаспийская нефтегазоносная
- IV

- Днепровско-Припятская газонефтеносная
- V

- Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная
- VI

- Южно-Каспийская нефтегазоносная
- VII

- Амударьинская нефтегазоносная
- VIII

- Западно-Сибирская нефтегазоносная
- IX

- Лено-Тунгусская нефтегазоносная;
- X

- Енисейско-Анабарская газонефтеносная
- XI

- Лено-Вилуйская газонефтеносная
- XII

- Охотская нефтегазоносная

Рис. 1. Карта размещения нефтегазоносных провинций:

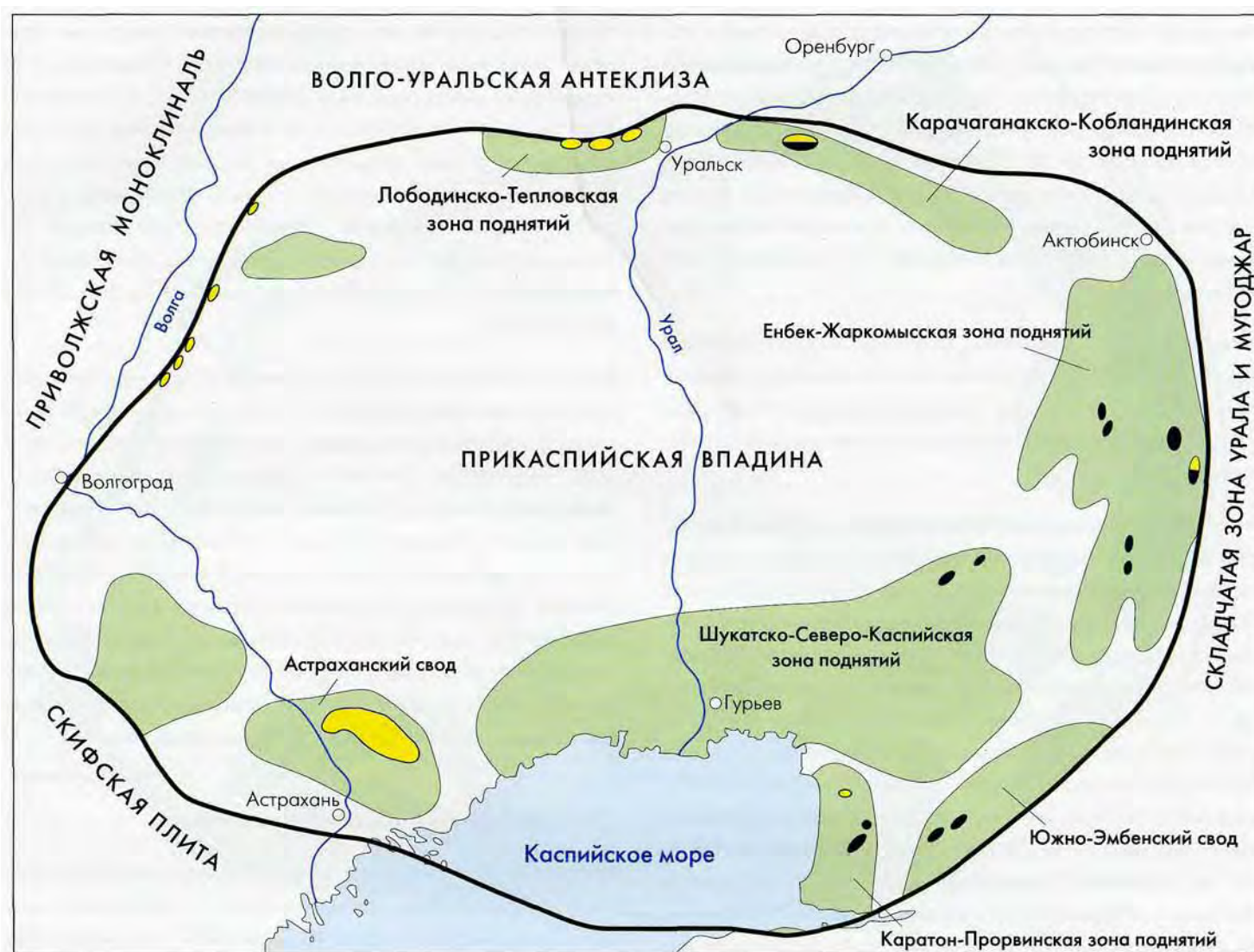


Рис. 2. Прикаспийская нефтегазоносная провинция
(модификация по Г.Х. Дикенштейну, Л.Г. Кирюхину и др.)

Прикаспийская впадина по принятой схеме нефтегеологического районирования соответствует одноименной нефтегазоносной провинции. В историко-геологическом аспекте она является областью длительного интенсивного прогибания и мощного осадконакопления. В центральной ее части мощность осадочного чехла превышает 20 км. Характерной особенностью разреза чехла является наличие мощной (до 5 км) соленосной толщи нижнепермского возраста, разделяющей весь разрез на подсолевой и надсолевой структурно-формационные комплексы. Подсолевые отложения вскрыты в различных районах прибортовых зон Прикаспийской впадины, мощность их изменяется от 3 до 4 км в прибортовых зонах, до 10 км в ее центральной части.

Мощные толщи осадочных пород, содержащие огромные массы органического вещества, при опускании на глуби-

ну до 20-22 км, прошли через все стадии катагенеза, образовав большое количество углеводородов. Особенно это было свойственно подсолевому палеозойскому комплексу пород, составляющему примерно половину всего осадочного чехла и подвергнутому наиболее значительным и длительным погружениям. Эти геологические особенности позволяют рассматривать данную краевую впадину, как генератор углеводородов не только для рассматриваемой, но и для значительной части юго-востока Русской плиты. Подтверждением этого служит открытие по периферии впадины и ее внутренним прибортовым частям газоконденсатных месторождений в районе Оренбурга и Астрахани, а также месторождений нефти, конденсата и газа в пределах внутренней бортовой части Прикаспия.

При общей направленности тектонических движений и погружению темп их менялся в пространстве и во времени, что создавало благоприятные предпосылки для широкого формирования гаммы различных фаций — от мелководных до глубоководных осадков. При этом контуры палеозойских бассейнов были значительно шире современных границ Прикаспийской впадины и включали огромные территории юго-востока Русской плиты и сопредельных герцинских геосинклинальных зон.

Активная соляная тектоника обусловила многообразие структурных форм в надсолевых отложениях и связанных с ними ловушек нефти и газа. Однако в этих отложениях, как правило, ловушки характеризуются незначительными размерами.

В подсолевых отложениях Прикаспийской впадины выделяется ряд крупных структурных элементов, которые осложнены структурами более низкого ранга: линейно-вытянутыми мегавалами, валами, куполовидными поднятиями и рифогенными постройками. Наибольшее внимание привлекает разведка нефтегазоносности подсолевых отложений. Перспективы их связаны с карбонатными отложениями палеозоя внутренних бортовых зон Прикаспийской впадины. Сложное строение подсолевых отложений, резкая изменчивость литологического состава, наличие многочисленных перерывов в осадконакоплении и недостаточная освещенность их бурением не позволяют однозначно трактовать особенности структуры и истории геологического развития Прикаспийской впадины. Именно этим объясняется существование нескольких моделей строения подсолевого комплекса.

В подсолевых отложениях Прикаспийской впадины установлена региональная нефтегазоносность с преимущественной концентрацией запасов углеводородов в небольшом числе крупных месторождений в карбонатных резервуарах. Природные резервуары нефти и газа приурочены к внутренним прибортовым зонам впадины. Развитие карбонатных коллекторов различных типов зафиксировано в широком стратиграфическом диапазоне: от среднего девона до артинского яруса нижней перми.

Накопление разновозрастных карбонатных толщ подсолевого палеозоя тесно связано с историей геологического развития Прикаспийской впадины, прошедшей в среднедевонско-артинское время этап прогрессирующего формирования глубоководной котловины. Замещение мелководных карбонатных отложений на относительно глубоководные происходит с формированием седиментационных уступов различной амплитуды: от первых сотен метров до 2000 м. Наблюдается определенная закономерность в размещении областей карбонатного осадконакопления палеошельфов и участков формирования органогенных построек и приуроченность их к положительным структурным элементам подстилающих более древних толщ.

Разведанные месторождения углеводородов в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины приурочены к крупным

седиментационным или тектоно-седиментационным формам, сложенным отложениями палеозоя. Открытые на ее территории месторождения нефти и газа: Карачаганак, Жанажол, Тенгиз, Королевское и Астраханское связаны с разновозрастными отложениями карбонатных массивов. Месторождения Карачаганак и Тенгиз приурочены к внутрибассейновым рифовым постройкам относительно небольшой площади, но значительной высоты. Жанажол и Астраханское — к шельфовым отложениям карбонатной платформы.

Рассматриваемые месторождения, обладая чертами сходства геологического строения, отличаются составом пластовых флюидов: Карачаганак — газоконденсатное с нефтяной «подушкой», Тенгиз — нефтяное, Астраханское — газоконденсатное, Жанажол — нефтяное с газоконденсатной шапкой. В настоящее время установлены закономерности распределения месторождений углеводородов различного фазового состояния в пределах Прикаспийской впадины. На восточном и юго-восточном бортах располагаются нефтегазовые и нефтяные месторождения; на остальной территории развиты и прогнозируются газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения.

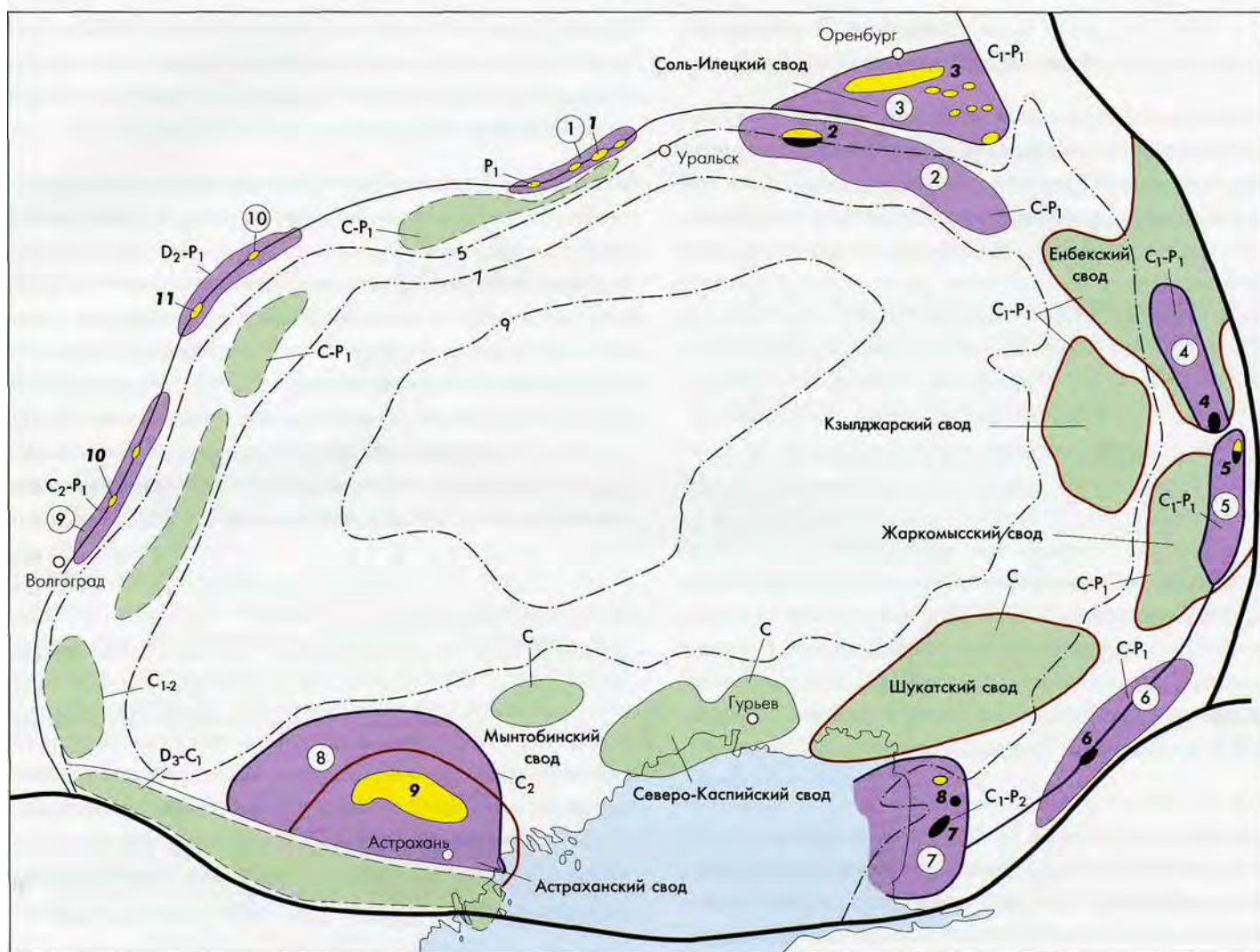
Основные зоны нефтегазонакопления.

Открытые к настоящему времени в Прикаспийской впадине месторождения газа, газоконденсата и нефти располагаются практически по всему ее периметру, где широко развиты биогенные карбонатные отложения девона, карбона и нижней перми.

На основе геолого-геофизических материалов и анализа особенностей нефтегазоносности отдельных структурных элементов в пределах Прикаспийской впадины выделены основные зоны нефтегазонакопления: Уральская (Тепловская), Карачаганак-Кобландинская, Кенкияк-Жанажольская, Тортайская (Южно-Эмбенская), Каратон-Тенгизская, Астраханская, Комсомольско-Лободинская и Ровенско-Мокроусовская. Размещение зон нефтегазонакопления и возраст их пород показан на рис. 3.

Уральская (Тепловская) зона нефтегазонакопления протяженностью более 100 км приурочена к северной бортовой зоне. Фундамент вскрыт на глубине 6-7 км, кровля подсолевых отложений — 3-4 км. Наиболее древними породами, вскрытыми скважинами на глубинах более 4 км, являются отложения нижнего карбона, продуктивны отложения нижней перми. В пределах этой зоны открыты несколько газоконденсатнефтяных месторождений (Западно-Тепловское, Тепловское, Гремячинское).

Западно-Тепловское газоконденсатнефтяное месторождение открыто первым, оно является типичным для северного бортового уступа Прикаспийской впадины. Нефтяная залежь приурочена к рифогенным известнякам артинского яруса и газовая часть — к доломитам кунгурского. Состав газа преимущественно метановый с высоким содержанием



Зоны нефтенакопления:

- предполагаемые;
- установленные:

- ① Уральская (Тепловская)
- ② Карачаганак-Кобландинская
- ③ Оренбургская
- ④ Кенкиякская
- ⑤ Жанажольская
- ⑥ Тартайская (Южно-Эмбинская)
- ⑦ Каратон-Тенгизская
- ⑧ Астраханская
- ⑨ Комсомольско-Лободинская
- ⑩ Ровенско-Мокроусовская

Месторождения:

- 1 Западно-Тепловское
- 2 Карачаганак
- 3 Оренбургское
- 4 Кенкиякское
- 5 Жанажол
- 6 Тортанское
- 7 Тенгиз
- 8 Королёвское
- 9 Астраханское
- 10 Лободинское
- 11 Западно-Ровненское



Крайевые швы



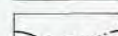
Карбонатные уступы



Крупные положительные элементы по поверхности фундамента



Внешний край распространения надвигов в Астраханском Поволжье



Изогипсы поверхности подсолевых отложений

Месторождения



Нефтяные



Газовые



Нефтегазовые

Рис. 3. Размещение зон нефтегазоаккумуляции и месторождений нефти и газа в отложениях подсолевого палеозоя Прикаспийской впадины

этана и пропана, нефть высокосмолистая, среднесернистая, парафинистая, плотностью 0,877 г/см³.

Карачаганак-Кобландинская зона нефтегазонакопления приурочена к одноименной зоне поднятий в северо-восточной части впадины. Протяженность зоны около 200 км, ширина — 30-50 км. Строение её по подсоевым отложениям изучено недостаточно. По данным сейсморазведки здесь прослеживается полоса выступов фундамента: Карачаганакского, Троицкого, Кобландинского и других, выделенных на глубинах 7-8 км. Карачаганакскому выступу фундамента отвечает поднятие по отложениям терригенного девона. По материалам сейсморазведки и бурения в вышелегающей толще среднего-верхнего палеозоя выделяется крупный рифогенный массив, сложенный породами верхнего девона - нижней перми. Он имеет асимметричное строение и характеризуется субширотным простиранием. Сводовая часть поднятия осложнена несколькими вершинами, амплитуда которых составляет 100-300 м. Внутреннее строение Карачаганакского поднятия характеризуется большой сложностью, различными литолого-фациальными типами пород, присутствием мощной рифогенной толщи и наличием глубокого предпермского размыва.

В западной части Карачаганак-Кобландинской зоны нефтегазонакопления открыто крупное Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение. Залежь приурочена к ловушке рифогенной природы и связана с карбонатными отложениями палеозоя. Нефтегазоконденсатная залежь массивного типа имеет нефтяную оторочку.

Кенкияк-Жаназольская зона нефтегазонакопления приурочена к восточному борту Прикаспийской впадины и занимает южную часть Енбекского и северную часть Жаркомысского выступов фундамента, охватывая территорию распространения карбонатных каменноугольных отложений. Для Кенкияк-Жаназольской зоны нефтегазонакопления характерно многоярусное строение с несовпадением структурных планов по отдельным нефтегазоносным комплексам. В пределах Кенкияк-Жаназольской зоны нефтегазонакопления выявлены Кенкиякское и Кожасайское нефтяные, Жаназольское и Урихтауское нефтегазоконденсатные месторождения, промышленная продуктивность которых связаны с карбонатными каменноугольными отложениями и в меньшей мере - с терригенными породами нижней перми.

Анализ строения природного резервуара верхней залежи Жаназольского месторождения свидетельствует об увеличении эффективных мощностей к своду поднятия, что подтверждает тектоно-седиментационную природу структур, развитых в пределах Кенкияк-Жаназольской зоны нефтегазонакопления в карбонатных отложениях.

Каратон-Тенгизская зона нефтегазонакопления расположена в южной части Прикаспийской впадины на северо-восточном побережье Каспийского моря. Она приурочена к крупной девонско-каменноугольной платформе, осложненной рифогенными высокоамплитудными постройками. Докунгурский разрез палеозоя Каратон-Тенгизской зоны

сложен двумя толщами: терригенной нижнепалеозойско-девонской и карбонатной верхнедевонско-нижнепермского (ассельского) возраста, мощность которой постепенно увеличивается с севера на юг от 2 до 3,5 км.

В пределах Каратон-Тенгизской зоны нефтегазонакопления открыты три месторождения: Тенгизское, Королевское - нефтяные и Тажигалинское газонефтяное. Наиболее крупное месторождение Тенгиз приурочено к крупному рифовому массиву изометричной формы, площадью около 400 км². Нефть этого уникального месторождения легкая — 0,805 г/см³, малосмолистая (1,3%), низкосернистая (0,79%); газ, растворенный в нефти, представлен на 70% метаном, содержит 17% сероводорода. Для Каратон-Тенгизской зоны характерно значительное превышение пластовых давлений над гидростатическим в 1,8-2,0 раза.

Астраханская зона газоконденсатонакопления приурочена к одноименному своду, выраженному по всем горизонтам подсоевого палеозоя и поверхности фундамента. Открытием Астраханского газоконденсатного месторождения здесь доказана продуктивность нижнебашкирских отложений. Наиболее древние породы подсоевого разреза, разведанные бурением, относятся к окскому надгоризонту визейского яруса. Они представлены органогенными известняками и реже доломитами, вскрытая мощность которых 455 м. На размытой поверхности карбонатных пород башкирского яруса с большим стратиграфическим перерывом залегают артинские отложения нижней перми, мощностью от 50 до 175 м. Они представлены кремнистыми аргиллитами с прослоями карбонатных пород. Мощность соленосных отложений кунгура в пределах соляных куполов достигает 3500-4000 м. В нижней части кунгурского яруса разреза присутствуют пакки терригенных и сульфатно-карбонатных пород мощностью до нескольких сотен метров.

Газоконденсатная залежь массивного типа, приуроченная к известнякам башкирского яруса, характеризуется аномально высоким пластовым давлением (63 МПа), пластовые температуры составляют 105-110° С. Флюидоупором залежи служат глинисто-кремнисто-карбонатные породы нижней перми, которые перекрыты соленосной толщей кунгурского яруса мощностью до 3-3,5 км.

Таким образом, рассмотренные зоны нефтегазонакопления приурочены к крупным тектоно-седиментационным структурам.

Месторождения углеводородов подсоевого карбонатного комплекса Прикаспийской впадины отличаются своеобразным составом флюидов, содержат соизмеримые количества (в нормальных условиях) газообразных и жидких УВ. Они представляют собой газовые залежи с исключительно высоким газоконденсатным фактором, а также залежи легкой нефти с высоким газовым фактором.

Плотность конденсата на Астраханском месторождении составляет 0,812 г/см³ до 0,825 г/см³ в его нижней части на глубинах свыше 5000 м. На месторождении Жаназол на глубинах

более 2500 м плотность конденсата составляет 0,710-0,750 г/см³, четко фиксируется утяжеление конденсата с глубиной. На месторождении Тенгиз — установлено наличие легкой нефти — 0,805 г/см³ и очень высокий газовый фактор 603 м³/т.

Содержание конденсата в газе неодинаково: на Астраханском месторождении оно составляет 417 г/см³; на Карачаганакском 450 г/см³ в залежах нижней перми и более 1000 г/см³ в отложениях нижнего карбона; для верхней залежи месторождения Жанажол характерны значения до 500 г/см³; в нижней залежи легкая нефть, плотностью 0,817 г/см³. Газоконденсатные залежи характеризуются уникально высоким содержанием кислых компонентов. Суммарное их количество в северо-восточных частях впадины составляет 6-10%, юго-восточных — до 24% и юго-западных — до 50%. Из них на долю сероводорода приходится на северо-востоке впадины — 4-5%, на востоке — до 6%. максимальное содержание отмечено на юго-востоке до 20% и юго-западе — свыше 23%. Нефти подсолевого комплекса независимо от стратиграфической принадлежности близки по составу и физическим свойствам, плотность нефти меняется в пределах 0,805-0,840 г/см³.

Таким образом, высокие перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений Прикаспийской впадины обусловлены рядом факторов, среди которых надо выделить:

- 1 наличие в разрезе мощных нефтегазоматеринских пород, характеризующихся в бортовых зонах высокой скоростью осадконакопления и обеспечивающих высокий генерационный потенциал;
- 2 пространственное совпадение выявленных зон нефтегазонакопления с очагами генерации углеводородов;
- 3 развитие высокоамплитудных и крупных по площади тектоно-седиментационных структур древнего заложения;
- 4 наличие мощного соленосного экрана кунгурского возраста, который является региональной покрывкой;
- 5 присутствие во внутренних бортовых зонах разновозрастных карбонатных отложений с широким развитием в них рифовых фаций;
- 6 сохранение высокочастотных карбонатных коллекторов в условиях больших глубин за счет развития рифогенных фаций;
- 7 создание аномально-высоких пластовых давлений;
- 8 неоднократные инверсионные движения на различных этапах развития Прикаспийской впадины, которые способствовали выделению, растворенных в пластовых водах газов в свободную фазу;
- 9 возможная миграция жидких и газообразных УВ из центральных областей Прикаспийской впадины к ее бортовым зонам.

В заключение следует подчеркнуть, что наиболее важной особенностью зон нефтегазонакопления подсолевых отложений Прикаспийской впадины является многоярусное строение и автономность структурных планов карбонатных и терригенных комплексов. Это позволяет прогнозировать развитие в подсолевых толщах широкого спектра ловушек антиклинального и неантиклинального типа.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

Тимано-Печорская провинция занимает северо-восточную окраину Европейской части России и ограничена на западе и юго-западе поднятием Тимана, на востоке и северо-востоке — Уралом и Пай-Хоем. Площадь провинции в пределах суши составляет 350 тыс. км².

В пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выделяются крупные структурные элементы -Тиманский кряж на западе, сложно построенная Печорская синеклиза и Предуральский краевой прогиб на востоке (рис.4).

Печорская синеклиза, как единая структура, хорошо выражена по мезозойским отложениям, а по палеозойским разделяется на ряд крупных структур-мегавалов.

Основными тектоническими элементами платформенной части провинции являются Ижма-Печорская и Хорейверская впадины, Печоро-Колвинский авлакоген и Восточно-Тиманский мегавал. На всей территории провинции фундамент сложен интенсивно дислоцированными и метаморфизованными верхнепротерозойскими (рифейскими и, возможно, вендскими образованиями).

Платформенный чехол представлен палеозойскими и мезозойскими осадочными толщами. В осадочном чехле выделяется восемь разновозрастных нефтегазоносных комплексов: от венд-ордовика до триаса, наибольшее число залежей сосредоточено в среднедевонско-нижнефранском терригенном комплексе (Усинское, Возейское, Пашинское).

Карбонатные и глинисто-карбонатные породы этого комплекса распространены по всей территории Тимано-Печорской провинции. Основные коллекторы приурочены к карбонатным пластам, связанным с регрессивными циклами осадконакопления и рифогенными образованиями. Коллекторы поровые и каверново-поровые наиболее широко развиты в нижней части разреза.

Верхнедевонский комплекс развит по всей территории Тимано-Печорской провинции и представлен, главным образом, карбонатными отложениями, состав которых непостоянен и меняется в различных структурно-фациальных зонах: встречены глинисто-мергелистые толщи, рифогенные отложения и слоистые известняки. Мощность комплекса достигает 2 км. В карбонатном комплексе установлены залежи нефти, связанные с пластовыми ловушками и рифовыми массивами (Пашорское, Харьягинское, Северное Хоседаю).

Вторым по значению является верхневизейско-нижнепермский комплекс, который распространен повсеместно и представлен карбонатными отложениями различного состава. Его мощность колеблется в широких пределах от 100-200 до 1100-1200 м. С комплексом связаны Вуктыльское, Усинское, Возейское и др. нефтяные месторождения (рис.4).

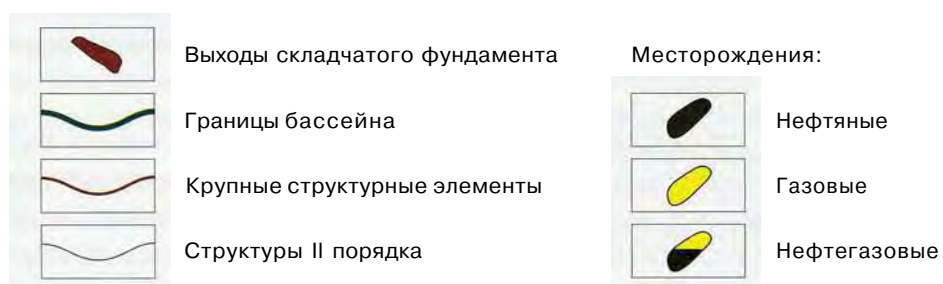
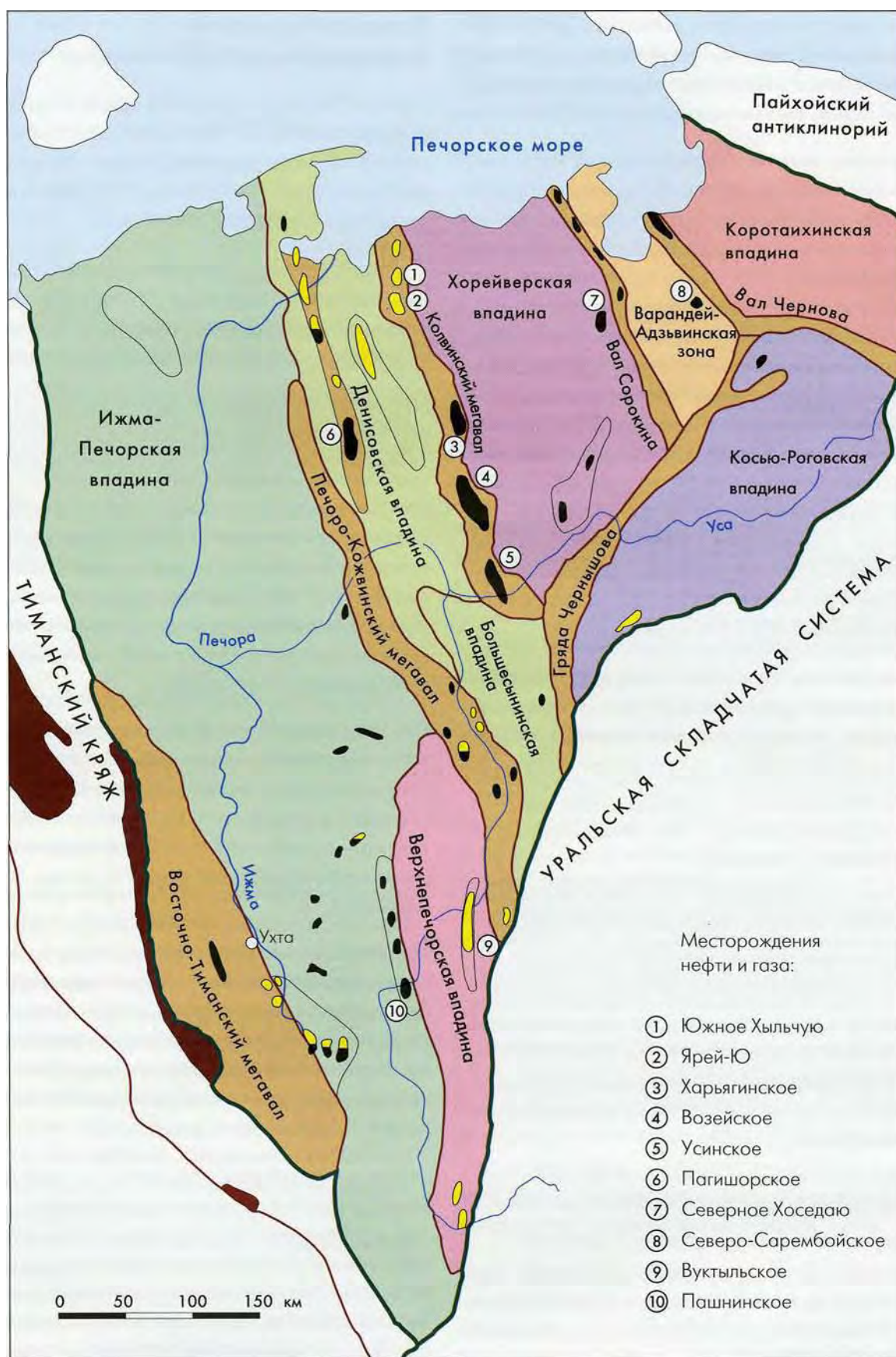


Рис.4. Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн
(модификация по Ульмишику 1982, Дедееву и др. 1986)

Ижма-Печорская впадина располагается между Тиманской грядой и Печоро-Кожвинским мегавалом. По кровле карбонатных отложений впадина представляет огромную (600x200 км) пологую структуру северо-западного простирания, амплитудой до 2000 м, характерной особенностью этой структуры является отсутствие элементов второго порядка типа валов, поднятий. Ижма-Печорская впадина заполнена отложениями палеозоя и мезо-кайнозоя.

Хорейверская впадина располагается между Колвинским мегавалом и Сорокинским валом и протягивается на 280 км при ширине 120 км. (рис. 4). По поверхности фундамента в центральной части впадины выделяется погребенный Большеземельский свод, в пределах которого отложения нижнего и среднего девона отсутствуют, мощность отложений силура-ордовика резко сокращена, а фундамент приподнят и залегает на глубине до 4,5 км. Отложения карбона и девона имеют резко сокращенную мощность. Впадина выполнена мощной толщей пород перми, мезозоя и кайнозоя. Общая мощность разреза осадочного чехла изменяется от 4,0-4,2 км в центральной и южной части до 6,0-6,5 км на его склонах.

Современный структурный план Хорейверской впадины наиболее полно изучен по поверхности каменноугольно-нижнепермских карбонатов и характеризуется спокойным залеганием пород, погружающихся на север и северо-запад в сторону Печорского моря.

Активизация палеосводов в верхнедевонское время подчеркивается зонами развития структурно-рифовых ловушек (Центрально-Хорейверская зона, Северо-Колвинская). Отложения нижнефранско-фаменского нефтегазоносного комплекса отличаются резкой литофациальной изменчивостью. Эта особенность и определяет, в основном, условия нефтегазоносности этого комплекса. В Центрально-Хорейверской зоне основным поисковым объектом следует считать отложения верхнефранского и нижнефаменского подъярусов.

Выделены две крупные зоны рифогенных построек — Центральная и Южная. В Центральной зоне развития барьерных рифогенных образований ранне-позднефранского возраста (Центрально-Хорейверская зона) прогнозируются коллекторы каверново-порового, порово-каверново-трещинного и трещинного типов. Южная зона характеризуется распространением франских атolloвидных построек.

Наиболее крупные — Сандивейская, Веякская, Баганская банки и группа одиночных рифов расположены на наиболее высокоподнятой части палеосвода. В южной части впадины перспективы нефтеносности связываются с отложениями доманиковского горизонта, рифогенными коллекторами в верхней части франского яруса и перекрывающими их мелководно-шельфовыми отложениями фаменского яруса. Прогнозируются залежи с легкими и средними по плотности нефтями.

Печоро-Колвинская зона отличается значительной дислоцированностью пород осадочного чехла с образованием узких и высокоамплитудных антиклиналей, интенсивной насыщенностью тектоническими элементами. В составе зоны выделяются Печоро-Кожвинский и Колвинский мегавалы с расположенным между ними Денисовским прогибом, в свою очередь осложненным Шапкина-Юрьяхинским и Лайским валами (рис. 4).

Колвинский мегавал, ограничивающий с востока Денисовский прогиб, представляет собой так же, как и Печоро-Кожвинский мегавал, крупную зону поднятий, почти целиком расположенную над глубоким доверхнедевонским прогибом. Отдельные структуры мегавала наследуют, однако, выступы фундамента. Восточная граница мегавала совпадает с системой тектонических нарушений, отделяющей Печоро-Колвинский геоблок от Большеземельского. В верхней части осадочного чехла этим нарушениям соответствуют флексурные перегибы. Мегавал протягивается почти в меридиальном направлении с юга на север на расстояние до 300 км при ширине от 20 до 30-35 км. Амплитуда его более 1000 м в южной части и до 500-600 м в северной. Мегавал имеет ассиметричное строение: углы наклона восточных крыльев до 10 и более градусов, западных 2-4°.

В состав Колвинского мегавала входит ряд крупных кулисообразно-расположенных структур (валов). С юга на север: Усинская, Возейская, Харьягинская, Ярейюская, Хыльчюская структуры, осложненные в свою очередь более мелкими куполами и брахиантиклиналями. Все валы вытянуты в северо-северозападном направлении, значительны по размерам (50x60x20 км), достаточно высокоамплитудны (300-400 м). Характерно, что отложения верхней перми-мезозоя, отделенные от нижележащих крупным разрывом, залегают более полого. Кроме того, отмечается некоторое смещение сводов структур по глубоким горизонтам.

Месторождение Северное Хоседаю расположено в восточной части Хорейверской впадины и приурочено к мощному рифогенному массиву. Открыто в 1981 г. Основные запасы нефти сосредоточены в девоне (франский ярус). Продуктивные верхнедевонские отложения отличаются развитием сложных типов коллекторов.

Нефтяное месторождение Южное Хыльчю расположено в северной части Колвинского мегавала. Открыто в 1981г. Структура изометричная, размеры по ассельскому горизонту 7x7 км, амплитуда — 50 м. Основные запасы нефти сосредоточены в ассель-сакмарских отложениях. Эти месторождения описаны в разделе 3.

Преимущественно нефтяные месторождения встречены в южной части Ижма-Печорской впадины, на Колвинском мегавале, в Хорейверской впадине и на Варандейском валу; газовые и газоконденсатные месторождения установлены в Верхнепечорской впадине Предуральяского прогиба.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция охватывает восточную часть Восточно-Европейской платформы и Предуральский краевой прогиб, занимая площадь около 700 тыс. км². С севера и востока она ограничена складчатыми сооружениями Тимана и Урала с юга — Прикаспийской впадиной, а с запада — Сыктывкарским, Котельническим и Токомовским сводами и восточным склоном Воронежской антеклизы. Территория Волго-Уральской провинции исследована неравномерно (рис. 5).

Осадочный чехол Волго-Уральской нефтегазоносной провинции залегает на породах кристаллического фундамента архейско-нижнепротерозойского возраста, наиболее хорошо изученных в центральной и юго-западной частях провинции. В осадочном чехле, сложенном породами верхнего протерозоя и фанерозоя, бурением и геофизическими исследованиями выявлены крупные поднятия и разделяющие их впадины и прогибы.

На западе провинции выделяется Казанско-Кажимский прогиб, в центральной и восточной её частях — соответственно Татарский и Пермско-Башкирский своды, которые разделены между собой Верхнекамской впадиной и Бирской седловиной.

В северной части провинции обособляются Коми-Пермяцкий и Камский своды; в южной части расположен Жигулевско-Оренбургский свод. В отдельных районах имеют развитие флексуры (Самарская Лука, Саратовское и Волгоградское Поволжье).

Состав палеозойских толщ, имеющих мощность во впадинах до 5-7 км, а на сводах 2-4 км, довольно постоянный. Карбонатные отложения (до 90 % разреза) содержат нефтегазоносные пласты палеозойского возраста. Основные нефтегазоносные комплексы и отдельные горизонты представлены песчаниками. Палеозойские отложения подстилаются мощной (до 3,5 км) бавлинской додевонской терригенной толщей, перспективы которой не определены. Мощность палеозойских и додевонских отложений 7-8 км.

В последнее время в концепции геологического строения Волго-Уральской провинции наметились новые направления. С одним из них связано предположение о большой роли рифтогенеза, особенно для восточной части провинции.

Другая концепция заключается в придании большой роли плитной тектонике, предполагается, что Уральский складчатый комплекс надвинут на платформу. Это позволяет по-новому пересмотреть дальнейшие планы поисково-разведочных работ для восточной части Волго-Уральской провинции.

На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции промышленные залежи приурочены к девонским, каменноугольным и пермским отложениям. В них выделяется шесть основных продуктивных комплексов, как в терригенных, так и карбонатных отложениях палеозоя. Основные нефтяные месторождения — Ромашкинское, Туймазинское, Новоелховское; газоконденсатное — Оренбургское (рис. 5). Большое значение для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции имеют нефтегазоносные комплексы и горизонты девонского возраста.

Наибольший интерес представляет франский комплекс. Пашийский горизонт этого комплекса, представленный песчаниками мощностью от 20 до 75 м, является основным продуктивным горизонтом гигантского Ромашкинского месторождения. В среднем отделе франского яруса в карбонатных отложениях отмечается невыдержанность горизонтов. В последнее время из трещиноватых битуминозных известняков и сланцев доманика получены промышленные притоки нефти.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции основная доля прогнозных запасов нефти и газа приходится на карбонатные породы и перспективы открытия новых месторождений связаны с юго-восточной частью Волго-Уральской провинции.

Высокоперспективны карбонатные отложения перми прибортовой зоны Прикаспийской впадины и Соль-Илецкого свода. Оренбургское газоконденсатное месторождение расположено в северной части Соль-Илецкого выступа. Открыто в 1965 г. Представляет собой крупное, линейно вытянутое поднятие широтно-го простираения, протяженностью 130 км и шириной 20-25 км. Экраном служит галогенно-сульфатная толща, мощностью 800 м. Продуктивны отложения нижней перми-карбона, мощностью более 550 м. Месторождение газоконденсатное с большим содержанием сероводорода. Геологические особенности строения Оренбургского газоконденсатного месторождения и типы коллекторов, развитые в продуктивных карбонатных отложениях приведены в разделе III и в разделе «Собственно Атлас».

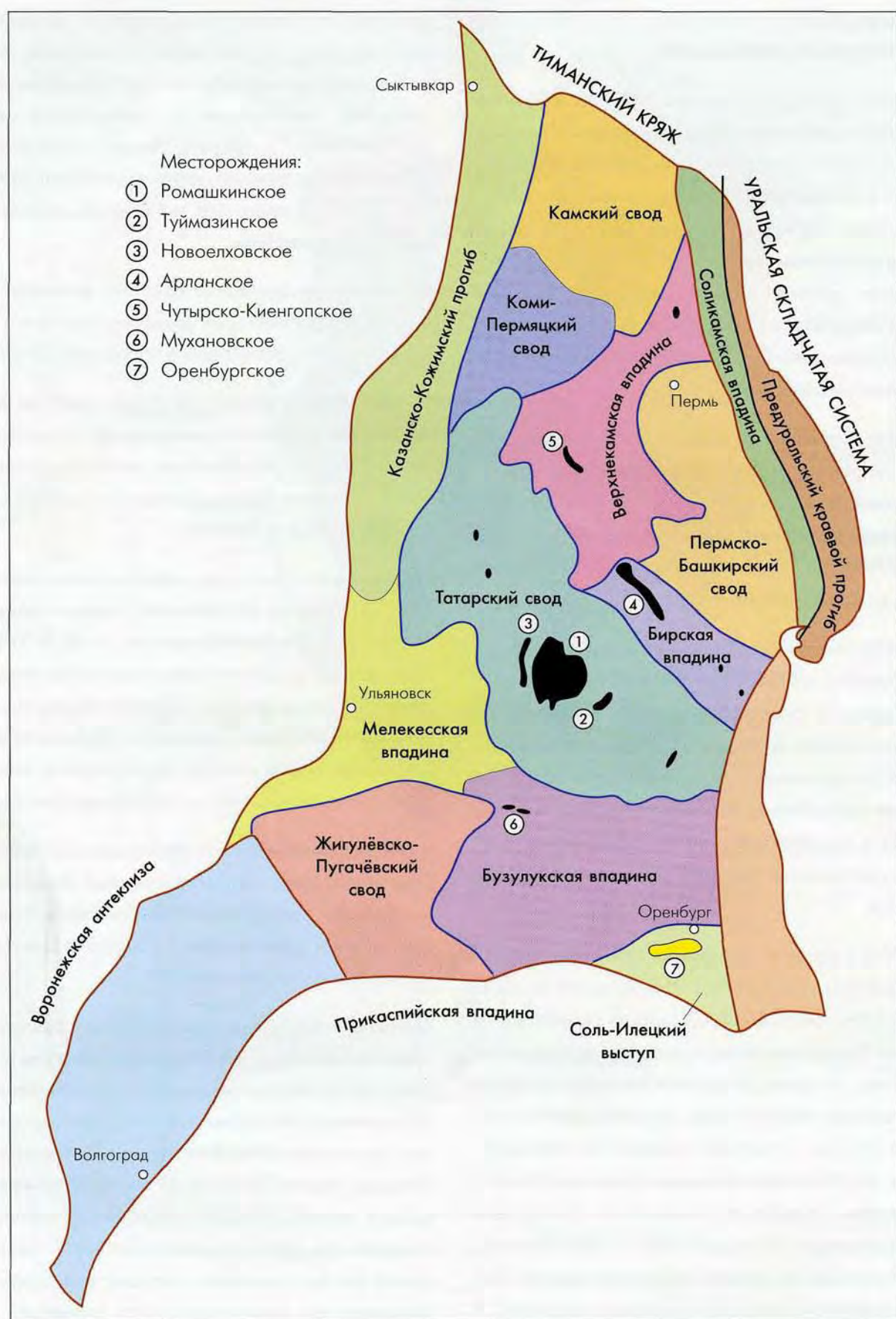


Рис.5. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция
(Модификация по Р.О.Хачатрян, С.А.Винниковскому и др.)

Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция

Лено-Тунгусская провинция (площадь 2800 тыс. км²) находится на территории центральных и северных районов Красноярского края; западной и северной частей Иркутской области и западной части Якутии. Провинция занимает большую часть Сибирской платформы. Границы её на западе и юге в основном совпадают с границами платформы, а на севере проходят по зоне сочленения Тунгусской синеклизы и Анабарской антеклизы с Енисейско-Хатангским региональным прогибом, Хатангской седловиной и Лено-Анабарским мегапрогибом.

Восточная (рис.6) граница провинции контролируется областью перспективных на нефть и газ отложений верхнего палеозоя и мезозоя на территории Вилуйской синеклизы. Кристаллический фундамент представлен магматическими и метаморфическими породами: гранитами, кварцевыми порфирами, кристаллическими сланцами.

Изучение осадочного чехла Лено-Тунгусской провинции позволяет считать, что благоприятные условия для нефтегазообразования существовали здесь в отложениях рифея, венда, нижнего и среднего палеозоя, а в северо-западной части провинции — и верхнего палеозоя. Осадочный чехол представлен чередованием терригенных, карбонатных и повсеместно развитых соленосных формаций при существенной насыщенности разреза интрузиями траппов.

Особое место в разрезе провинции занимают пластовые и секущие интрузии траппов. Наибольшее число их приурочено к бортовым зонам Тунгусской синеклизы. Их влияние на нефтегазоносность различно и ещё недостаточно выяснено. В период внедрения эти интрузии могли разрушать залежи нефти и газа, но связанный с ними добавочный прогрев осадочных пород интенсифицировал процесс нефтегазообразования. Сеть пластовых и секущих интрузий создала дополнительные препятствия на пути мигрирующих углеводородов, а туфогенно-эффузивные образования, перекрывшие палеозойские породы, образовали мощную региональную покрывку. В целом трапповый магматизм усложнил распределение нефти и газа, но видимо, не смог существенно снизить перспективы нефтегазоносности. Второй особенностью провинции является почти повсеместное распространение мерзлоты. Мощность многолетнемерзлых пород достигает 300-450 м.

Наиболее благоприятными предпосылками нефтегазоносности характеризуются осадочные толщи венда и

кембрия, с которыми связаны основные нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции. Всего в разрезе провинции выделяются три продуктивных нефтегазоносных комплексов в венд-рифее и три — перспективных в ордовик-силуре. Стратиграфический объем, литологический состав и мощности всех комплексов, особенно вендского, значительно изменяются в разных зонах провинции.

Рифейский продуктивный комплекс включает карбонатные пласты коллекторов трещинно-порового типа. Комплекс более перспективен в западной части провинции.

В карбонатно-соленосной толще кембрия выделяются восемь перспективных проницаемых горизонтов. Открытая пористость карбонатных пластов-коллекторов нижнего кембрия редко превышает 5-10%, составляя обычно первые проценты.

Повышенная пористость карбонатных коллекторов кембрия характерна для Непского свода и северной части Непско-Ботуобинской антеклизы, а также для наиболее приподнятых районов Байkitской антеклизы. Ловушки рифового типа развиты в зонах резкого увеличения мощности осинского горизонта. Предполагаемая зона барьерных рифов кембрия протягивается узкой полосой в северо-восточной части провинции, (рис.6).

В северо-западной части провинции, в районах распространения карбонатных отложений нижнего кембрия (костинская свита) пластов-коллекторов трещинно-порового типа больше, чем в области развития соленосно-карбонатных отложений.

Силурийский комплекс перспективен в северо-западной части провинции — на Бахтинском выступе и в смежных районах Курейской синеклизы. Повышенная пористость (в среднем до 5-8%) фиксируется в зонах распространения органогенных карбонатов лландоверийского и венлокского ярусов. Такие зоны окаймляют некомпенсированные прогибы раннесилурийского времени, поэтому в силурийском перспективном комплексе ожидается широкое распространение ловушек рифового типа. Покрывками для комплекса служат глинистые, карбонатно-глинистые и сульфатные породы лудловского яруса.

Рифейские отложения слагают нижний и наиболее сложный для изучения нефтегазоносный комплекс. Он представлен разнофациальными и плохо коррелируемыми между собой толщами песчаников и карбонатов. Промышленная нефтегазоносность установлена в западной части Лено-Тунгусской НГП, где коллектор представлен закарстованными трещиноватыми доломитами. В наи-

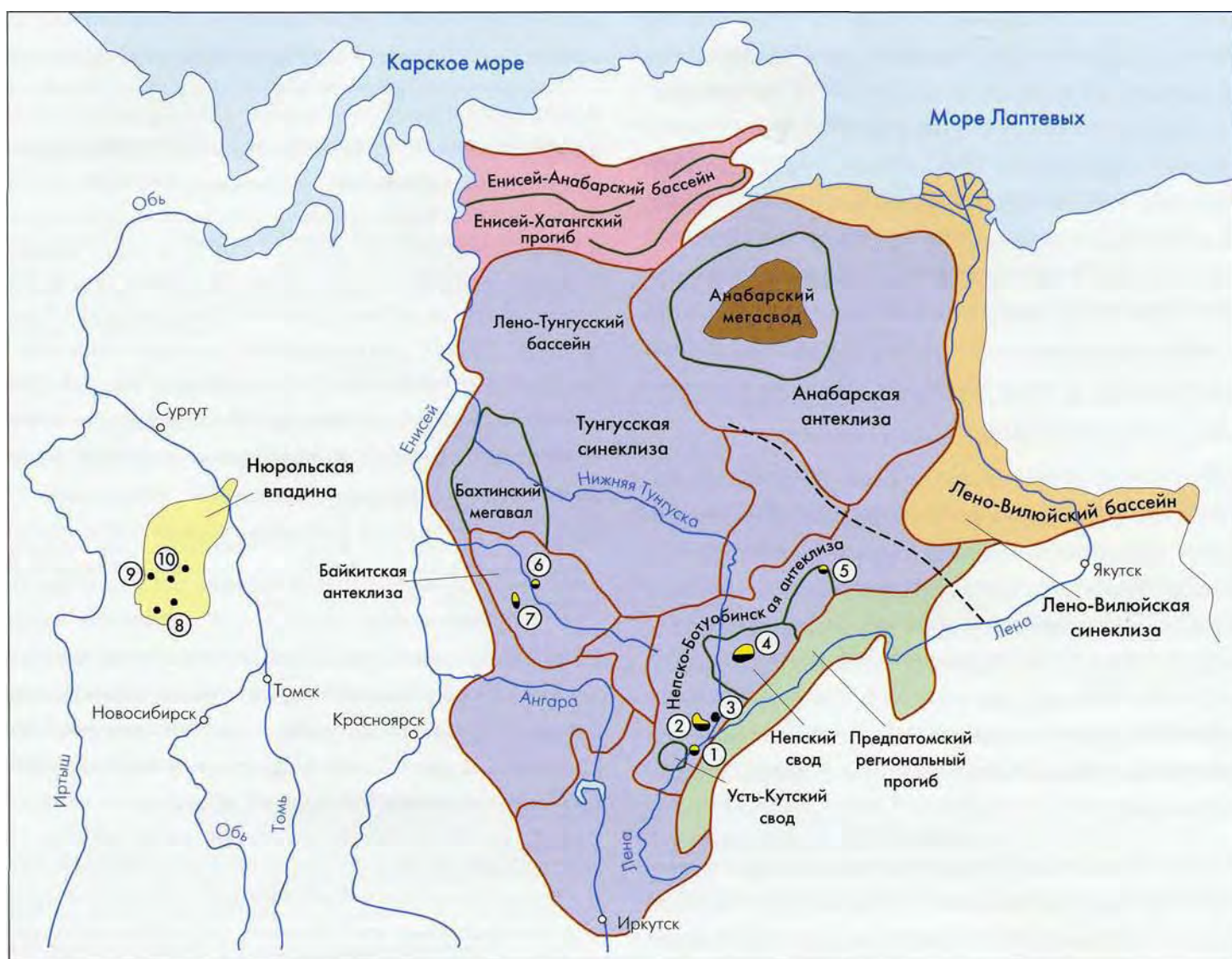


Рис.6. Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция и Нюрольская впадина
(модификация по А.Э.Конторовичу и др.)

более изученной Юрубчено-Тохомской зоне открыты нефтегазоконденсатные Юрубченское и Куюмбинское месторождения, а также ряд более мелких месторождений, имеющих глубину залегания 2000-3000 м. Сложное строение продуктивной толщи не позволяет создать достоверную геологическую модель месторождения. Газ углеводородный (метана 80%), среднеазотистый. Нефти имеют плотность 0,815-0,825 г/м³, присутствует сера до 0,6%. В настоящее время в рифейском комплексе открыты небольшие залежи нефти и газа на Куюмбинском месторождении и крупная массивная залежь на Юрубченском месторождении (рис.6).

Непско-Ботуобинская газонефтеносная область расположена в юго-восточной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в пределах одноименной антеклизы. Площадь равна 300 тыс. км². Разрез сложен породами рифея, венда, палеозоя и триаса. Мощность чехла колеблется от 1,7 до 3,5 км. Основная часть ресурсов приурочена к венд-кембрийскому комплексу, где сосредоточено более 50% ресурсов области. Область относительно хорошо изучена сейсмическими методами разведки и глубоким бурением.

В центре Непско-Ботуобинской антеклизы выделен Непский свод, в северной части — Мирнинский, Сюльдуйкарский структурный мыс и Верхневилучанское куполовидное поднятие, а на юге — Усть-Кутское куполовидное поднятие (рис. 50).

По особенностям строения и типу ловушек здесь выделено пять газонефтеносных районов: Вилучанский, Мирнинский, Пеледуйский, Ченский, Прилиенский, в которых открыто 15 месторождений, в том числе 11 нефтегазовых (Среднеботуобинское, Ярактинское, Тас-Юряхское, Дулисьминское, Верхнечонское и др. и 4 газовых (Иктехское, Хотого-Мурбайское, Вилуйско-Джербинское, Нижнехамакинское).

Залежи - пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные. К числу специфических особенностей залежей следует отнести: наличие зон замещения нефтенасыщенных коллекторов плотными породами, засоление коллекторов, аномально низкие давления и температуры.

Немалую роль в формировании фильтрационных характеристик пластов играет трещиноватость, интенсивно развитая в отложениях рифей-венда. Зоны засоления пространственно тяготеют к участкам глинизации пород-коллекторов, накапливающихся в пониженных застойных участках палеобассейна. Широкое и непо-

всеместное засоление коллекторов значительно осложняет их изучение и оценку запасов углеводородов.

В разрезе Непско-Ботуобинской области два основных нефтегазоносных комплекса: вендский терригенный и кембрийский карбонатно-соленосный.

Вендский терригенный (непско-тирский) нефтегазоносный комплекс является основным по масштабу концентрации ресурсов углеводородов в Лено-Тунгусской провинции. Имеет региональное распространение в центральных и южных районах провинции (Непско-Ботуобинская, Байkitская, Ангара-Ленская и другие нефтегазоносные области). Коллекторами являются разнотерригенные песчаники, зональной покровкой — аргиллиты и глинистые доломиты тирской свиты, локальными покровками — глинистые горизонты внутри комплекса.

Нефтегазоносность терригенного комплекса установлена на 35 месторождениях, из которых Ковыктинское, Собинское, Среднеботуобинское, Чаяндинское, Тас-Юряхское в республике Саха входят в число крупнейших месторождений Восточной Сибири.

Большинство из перечисленных месторождений связаны с Непско-Ботуобинской антеклизой и контролируются разновозрастными песчаниками, образующими ловушки литологического и структурно-литологического типов. Месторождения, как правило, многопластовые, в газе содержание метана 80-86%, при повышенных значениях тяжелых гомологов и азота. Принципиальной особенностью строения большинства месторождений являются аномально низкие пластовые давления и температуры.

Кембрийский комплекс состоит из двух частей - подсолевой и межсолевой. Карбонатные пласты-коллекторы этого комплекса имеют пористость от 5 до 10, реже до 18%, и довольно высокую проницаемость. В пределах этой структуры открыты Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное, Верхневилучанское и Вилуйско-Джербинское газоконденсатные месторождения структурного типа; Марковское, Ярактинское и Аянское газонефтяные месторождения в литологических ловушках. Промышленные притоки нефти получены на Верхнечонском и Преображенском месторождениях.

Важным фактором формирования пород-коллекторов является трещинообразование в кембрийских отложениях Сибирской платформы. Трещиноватые породы отмечаются по всей толще, особенно интенсивна трещиноватость в зонах разломов. Трещины, в совокупности с

другими пустотами, создают коллекторы сложного и трещинного типов, и оказывают в данном районе двойное влияние на формирование емкости коллекторов.

С одной стороны, в зонах пересечения нарушениями пластов засоленных пород, происходит вымывание легкорастворимого галита и образование открытых насыщенных нефтью пустот. Породы характеризуются хорошими коллекторскими свойствами и из них получены притоки углеводородов.

С другой — установлено, что засоление пород устькутского и особенно Преображенского горизонтов непосредственно контролируется развитием трещиноватости.

Огромное отрицательное влияние на строение емкостного пространства оказали в отложениях кембрия Сибирской платформы процессы их засоления. Наиболее сильно засолен осинский горизонт, максимальные значения засоления по отдельным скважинам достигают 13-18%, при средних — 3,24-8,78%; засоление повсеместное. Вниз по разрезу степень засоления и площадь его распространения уменьшаются. В породах Преображенского горизонта, который был перекрыт мощной сульфатно-карбонатной толщей, галит встречается на отдельных участках вблизи разломов, в зонах развития трещиноватости.

Нюрольская впадина

Нюрольская впадина расположена в Томской и Новосибирской областях в Ю-З части Западно-Сибирской плиты. Размер впадины с точностью неизвестен, мощность мезозойского покрова от 2,6 до 4,8 км. Проведенные исследования позволяют считать, что впадина занимает территорию около 180 тыс. км² между реками Иртыш и Обь к северу от Томска (рис.6). Разрез палеозоя представлен отложениями силура, девона и нижнего карбона. Возможно присутствуют более древние породы, но они ещё не вскрыты бурением; предполагается, что они залегают ниже глубины 5 км. Экраном служат глинисто-битуминозные сланцы юры. Нефть найдена на относительно небольших месторождениях, большей частью в кавернозных и трещиноватых карбонатах палеозоя (Урманское, Северо-Останинское, Малоичское, Арчинское и др.).

В разрезе описываемой толщи Нюрольской впадины встречены карбонатные породы разного состава и генезиса: рифовые, кремнисто-карбонатные, хемогенные, органогенные. В продуктивных отложениях месторожде-

ний преобладают известняки, доломиты, кремнистые органогенные породы. Вулканогенно-карбонатные толщи с дайками диабазов имеют преимущественное распространение в краевых зонах районов распространения вулканогенных формаций. Породы интенсивно разбиты трещинами различной ориентировки, которые заполнены доломитом, кварцем, битуминозным материалом. В карбонатном разрезе Северо-Останинской площади имеются покровы сильно измененных базальтовых порфиритов.

Первые промышленные притоки нефти из пород палеозоя на территории Нюрольской впадины были получены в 1971 г. На начало 1988 г. в доюрских породах Нюрольской впадины открыто 19 месторождений углеводородов, в том числе одно - в коре выветривания ультраосновных пород, два - в коре выветривания гранитов и 16 - в карбонатных породах и их корах выветривания. Притоки нефти промышленного значения и газа в отложениях карбонатной формации (D - C₁), были получены на площадях Малоичская, Северо-Останинская, Урманская в объеме от 8 м³/сут до 100-160 м³/сут. На Урманской, Северо-Останинской площадях получены и притоки газоконденсата (23-140 м³/сут).

Палеозойский разрез Нюрольской впадины сложен преимущественно карбонатными породами, образовавшимися в морских условиях при незначительной или средней глубине водоема. Вскрытая мощность карбонатной толщи не превышает 5 км, а её истинная мощность составляет 3650 м, причем нижние горизонты силура пока не вскрыты. Карбонатные породы содержат прослои глинисто-терригенных, кремнистых и эффузивных пород, жилы и дайки, преимущественно основного состава. Среднее содержание магматических пород в карбонатном разрезе составляет 5-7%. Перекрыты карбонатные отложения глинисто-терригенными и осадочно-эффузивными толщами верхнепалеозойского и триасового возраста, небольшой мощности, а во многих участках непосредственно на известняках или доломитах палеозоя залегают терригенно-глинистые породы юры.

Карбонатные и терригенно-карбонатные породы в зоне регионального размыва на контакте с перекрывающими отложениями верхнего палеозоя или мезозоя изменены гипергенными процессами. Последние приводят к образованию довольно мощных (до 180 м) кор выветривания и кавернозных пород. Породы карбонатных формаций испытали также воздействие тектонических процессов, что привело к формированию трещиноватых зон, распространяющихся по-видимому, на всю глубину разреза.

В Нюрольской впадине кора выветривания доюрских образований развита повсеместно, причем характеризуется двумя типами; трещинно-площадной и линейно-трещинной. Исключение составляют наиболее погруженные участки палеорельефа, где коры выветривания размывались в нижне-среднеюрское время, когда шло накопление континентальных осадков тюменской свиты ($J_{1,2}$). Мощность трещинно-площадной коры выветривания колеблется от 5-20 до 80 м. Совокупное воздействие трещиноватости и выщелачивания привело к формированию неоднородных кавернозно-трещиноватых сред.

В разделе III дана более детальная характеристика геологического строения Урманского нефтяного месторождения, карбонатные коллекторы которого отличаются развитием кавернозности и трещиноватости.

В Нюрольской впадине открыто несколько относительно крупных месторождений, среди них надо кратко охарактеризовать Урманское, Герасимовское, Арчинское и др.

Урманское нефтяное месторождение находится в Нюрольской впадине, расположено в 70 км западнее п. Кедровский Парабельского района. Урманское поднятие проявляется по всем стратиграфическим горизонтам, в основании поднятия располагается выступ карбонатных пород палеозоя. Эрозионная поверхность выступа представлена разнофациальными карбонатными отложениями, преобразованными вторичными процессами. Залежь приурочена к кровле палеозоя, к отложениям франского яруса верхнего девона. Промышленная нефтегазоносность установлена в 1974 г.

Арчинское газонефтяное месторождение приурочено к юго-западному склону Нюрольской впадины в зоне сочленения ее с Лавровским валом. По возрасту продуктивные отложения относятся к среднему и верхнему девону и сложены они в основном известняками, значительно измененными вторичными процессами. Эффективная мощность достигает 18,6 м. Наличие сложных типов коллекторов, представленных трещиноватыми известняками, значительно увеличивает эффективную толщину нефтеносного интервала.

Среди месторождений открытых в Нюрольской впадине нужно отметить Герасимовское нефтяное месторождение.

Герасимовское локальное поднятие в тектоническом плане находится в зоне сочленения Пудинского мегавала и Нюрольской впадины. Залежь нефти пластовая, сводовая с газовой шапкой. Промышленные притоки нефти выявлены в отложениях верхней части палеозоя и коры выветривания. Палеозойские образования представлены кремнистыми органическими породами и известняками средне-верхнедевонского и каменноугольного возраста. Кора выветривания глинисто-карбонатно-кремнистого состава имеет мощность до 20 м и более. Особенностью продуктивной толщи Герасимовского месторождения является развитие реликтово-органо-генных силицитов с высокой пористостью и проницаемостью.

Раздел II

методы и технология
исследования
микропустотности
карбонатных пород-
коллекторов

Исследование пород-коллекторов проводилось комплексом методов, который включает в себя стандартные определения фильтрационно-емкостных параметров и ряд специальных методик для исследования геометрии порового пространства, трещиноватости, микростроения и состава.

Для определения фильтрационно-емкостных свойств: пористости, абсолютной и эффективной проницаемости, остаточной водонасыщенности использовались стандартные методики.

Пористость открытая определялась по методу насыщения И.А. Преображенского. Дополнения к нему связаны с необходимостью более длительного вакуумирования образцов (5-6 часов) и обязательного применения капиллярной подпитки до заливки их керосином; затем образцы погружаются в керосин под вакуумом и вакуумируются еще не менее 5 часов до полного насыщения.

Длительное вакуумирование и капиллярная пропитка позволяет максимально освободить от воздуха извилистые поровые каналы и обеспечить наиболее полное проникновение в них жидкости. При исследовании кавернозных разностей производится дополнительное определение емкости крупных поверхностных каверн, из которых вода или керосин механически выливаются. Для определения их объема используется отмытый кварцевый песок, которым заполняют каверны, а затем проводится насыщение обычным методом Преображенского.

Остаточная водонасыщенность оценивалась методом центрифугирования, являющимся наиболее простым и быстрым способом. Под остаточной водой мы понимаем только ту воду, которая, занимая часть полезного порового пространства, удерживается молекулярно-поверхностными силами; эти силы невозможно преодолеть при используемых режимах работы центрифуги. Метод имеет ошибки, связанные с неполным отжатием воды и с явлением «концевого эффекта». Однако, экспрессность его дает возможность провести большое число определений количества связанной воды в однозначных условиях и создает возможность накопления экспериментальных данных, дающих относительную характеристику водонасыщенности пласта в целом.

Газопроницаемость пород определяется по большим образцам кубической формы 5х5х5 см, что является отличаю-

щей особенностью примененной методики. Кубическая форма образца позволяет определить проницаемость в трех взаимоперпендикулярных направлениях и выявлять анизотропию фильтрационных свойств в трещиноватых разностях. Анизотропия проницаемости является важным признаком, позволяющим выделять в разрезах скважин коллекторы трещинного и сложного типов. Изменение газопроницаемости на 1-2 и более порядков доказывает определяющую роль трещин в обеспечении проводимости среды. Величина пористости таких образцов дает возможность дифференцировать их и точно определить тип коллектора. При пористости менее 2 % породы следует относить к трещинному типу коллектора. Увеличение ее до 5-7 %, редко более свидетельствует о присутствии кроме трещин пор и каверн. Эти разности характеризуют коллекторы сложного строения. Более точная дифференциация их на порово-трещинные, каверново-трещинные, каверново-трещинные поровые проводится по фотоснимкам образцов, насыщенных люминофором.

Поровые коллекторы характеризуются изотропностью фильтрационных свойств. В процессе лабораторных исследований используются кубики двух размеров: с гранью 3 см и 5 см. Большой размер кубика 5х5х5 см применяется для изучения трещиноватых и кавернозных разностей пород, так как они дают более достоверную информацию о строении пустот, чем маленькие кубики. Кубики, размером 3х3х3 см используются для оценки газопроницаемости пористых разностей пород, поскольку это максимальный размер образца, который позволяет проводить определение остаточной воды методом центрифугирования.

Стандартные определения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов сопоставляются с данными изучения литогенетических особенностей пород в шлифах и с помощью электронной микроскопии, характеристикой порового пространства, оценкой трещиноватости и кавернозности. Комплексная обработка результатов исследования керна дала возможность выделить наиболее характерные типы коллекторов и показать наглядно изменчивость и сложность строения пустотного пространства карбонатных пород.

МИКРОСКОПИЧЕСКИЙ МЕТОД

Литолого-петрографические исследования являются неотъемлемой частью в общем комплексном изучении поровых, трещинных и сложных типов коллекторов. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, развитие кавернозности и трещиноватости во многом обусловлены структурно-генетическими особенностями пород и их вещественным составом. Обычно указанные методы сводятся к макро- и микроскопическому изучению пород и включают в себя определение: минерального состава, структурных, текстурных особенностей и условий образования. Литологические

исследования пород с точки зрения их коллекторских свойств требуют дополнительного изучения морфо-генетических особенностей порового и трещинного пространства, определения генезиса пустот и оценки роли их в формировании коллекторов.

Задачей литолого-петрографического изучения пород, как коллекторов нефти и газа является исследование процесса формирования их пустотного пространства, который начинается на стадии осадконакопления и прослеживается практически до заполнения пустот углеводородами.

В связи с этим при просмотре прозрачного шлифа восстанавливаются прежде всего седиментационные признаки: абсолютные количества и соотношение форменных компонентов и микрита, первичный минеральный состав породы и характер первичного порового пространства. Учитывая большое влияние первичных условий осадконакопления на формирование порового пространства коллекторов важно в шлифе выявить отличия в породах одинакового генезиса и отразить роль постседиментационных преобразований.

На фотографиях шлифов показаны различные типы органогенных известняков: органогенно-обломочный, комковато-водорослевый, водорослевый, водорослево-детритовый с неодинаковым содержанием микрита. Микрит практически отсутствует в образце 6193 (рис. 7), в небольшом количестве (10-15 %) наблюдается в образце 6694 (рис. 8) и практически полностью заполняет промежутки между форменными компонентами в образце 7798 (рис. 9). Соответственно в первых двух образцах присутствуют первичные межформенные пустоты. Часто в результате различных постседиментационных преобразований — перекристаллизации или доломитизации порода практически полностью утрачивает органогенную структуру, приобретает кристаллическое строение и становится реликтово-органогенной. В этих случаях первичное строение определяется по реликтам (признакам) — контурам органических остатков (рис. 10) или по взаимному расположению кристаллов различных размеров и ориентировки (рис. 11).

После восстановления первичного облика породы в шлифах прослеживается последовательность дальнейших превращений ее твердой части и формирования пустотного пространства, то есть выявляется влияние постседиментационных процессов на сохранение или изменение морфологии пустот, которая определяет типы и свойства коллекторов.

Наиболее характерными для карбонатных пород являются процессы перекристаллизации, доломитизации, замещения, выщелачивания, вторичного минералообразования. В зависимости от конкретных геологических условий интенсивность проявления их неодинакова. В результате в одних случаях доминируют процессы, способствующие сохранению первичной структуры и формированию дополнительных пустот в породах, в других — процессы, уничтожающие уже имеющиеся поры и каверны. Нередко направленность постседиментационных процессов противоположна и они сменяют друг друга в различные периоды формирования структур.

На фотографиях шлифов показаны стадии преобразования карбонатных пород. Так, на рис. 7 видно частичное заполнение первичных межформенных пустот тонкозернистым кальцитом в виде каемок крустификации стенок пор, а также регенерации обломка иглокожего. Однако этот процесс имеет ограниченное развитие. Преобладание выщелачивания в таких разностях приводит к образованию унаследованных пустот выщелачивания за счет расширения первичных межформенных пустот.

Различные стадии перекристаллизации прослеживаются в образцах органогенных известняков, фотографии которых представлены в образце (рис. 11). В образце 7798 (рис. 9) перекристаллизации подверглись цемент и внутренние час-

ти скелетных остатков организмов, однако они сохраняют свою форму и четко выделяются в породе. При дальнейшей перекристаллизации реликты первичной органогенной структуры сохраняются в виде признаков (обр. 4260, рис. 10), либо в виде характерного распределения зерен различных размеров образец 5314 (рис. 11).

Стадийность проявления постседиментационных процессов хорошо видна на рис. 11 (обр. 5314), где она укладывается в последовательность: перекристаллизация — селективное выщелачивание — заполнение пустот сульфатными минералами.

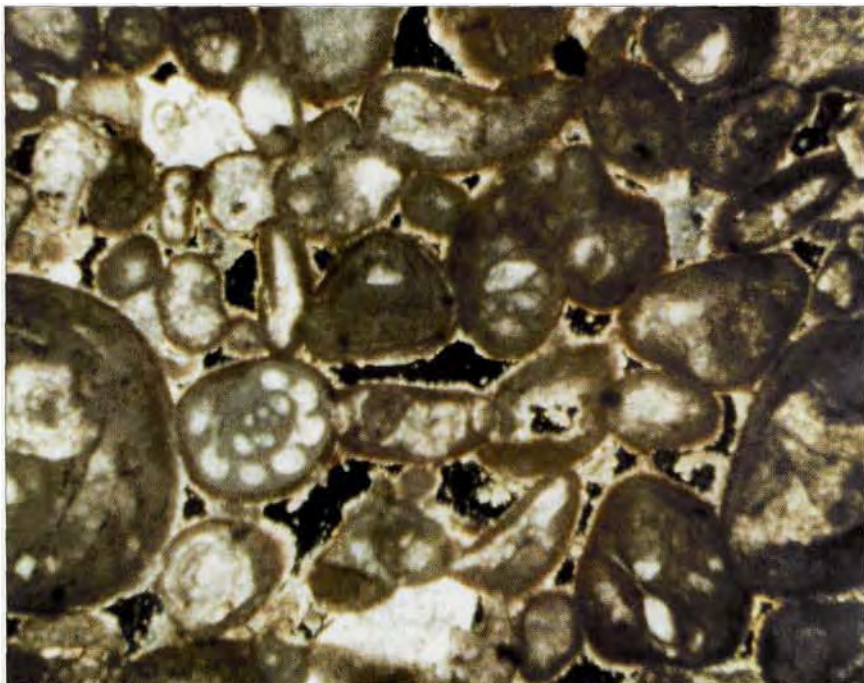
Для обр. 6294 (рис. 12) характерна иная последовательность вторичных изменений: перекристаллизация первичной кальцитовой массы — неравномерная доломитизация породы — выщелачивание неизмененного остаточного кальцита между кристаллами доломита — частичное заполнение межкристаллических пор ангидритом — дальнейшее селективное выщелачивание породы с образованием крупных (2 мм и более) пустот.

Приведенные примеры показывают, что изучение пород с помощью поляризационного микроскопа дает информацию об особенностях преобразования и литогенетических свойствах карбонатных пород; минеральном составе заполнителей и трещин, последовательности их перекристаллизации. Фотографии шлифов отражают изменчивость состава и характера пустотного пространства различных типов карбонатных пород (рис. 7-12).

Микроскопическое изучение карбонатных пород в шлифах целесообразно проводить по схеме, включающей определение следующих характеристик:

1. Минералогический (вещественный состав породы).
2. Структура — органогенная, обломочная, кристаллическая и т.д.
3. Форменные компоненты: количество, размер, характер упаковки.
4. Цемент — состав, количество, тип цементации.
5. Характер кристаллической части породы, состав, размер кристаллов, их количество.
6. Постседиментационные преобразования — название процессов, характер и интенсивность их проявления, стадийность протекания с выявлением преобладающей направленности изменений.
7. Наличие примесей и органических веществ — количество, характер распределения в породе.
8. Текстура.
9. Характеристика пустотного пространства — наличие и типы пустот, их генезис, морфология и размеры.
10. Оценка литогенетического типа породы и процессов, способствующих формированию коллекторов.

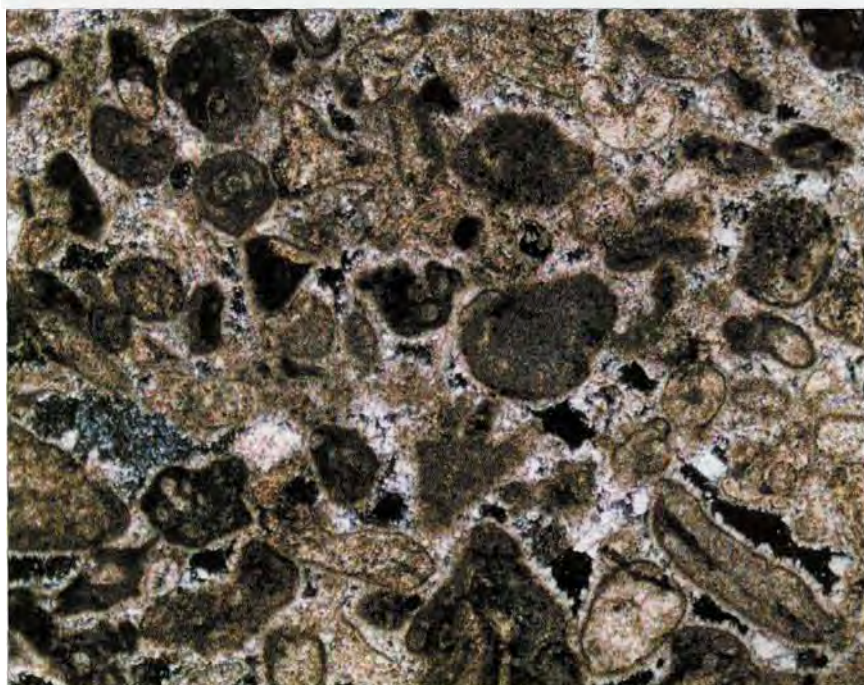
Комплексные макро- и микроскопические литологические исследования позволяют: выделить зоны повышенной пористости, кавернозности и трещиноватости в разрезах; установить типы коллекторов и характер их распределения в пределах природного резервуара; выявить морфологию пустот и влияние седиментационных и постседиментационных процессов на формирование и изменение коллекторских свойств карбонатных пород на различных этапах литогенеза.



Увеличение 10^x, николи +

Рис.7. Месторождение Карачаганак
(Прикаспийская провинция);
скв.9; интервал 4746-4751 м
(серпуховским ярус);
образец №6193

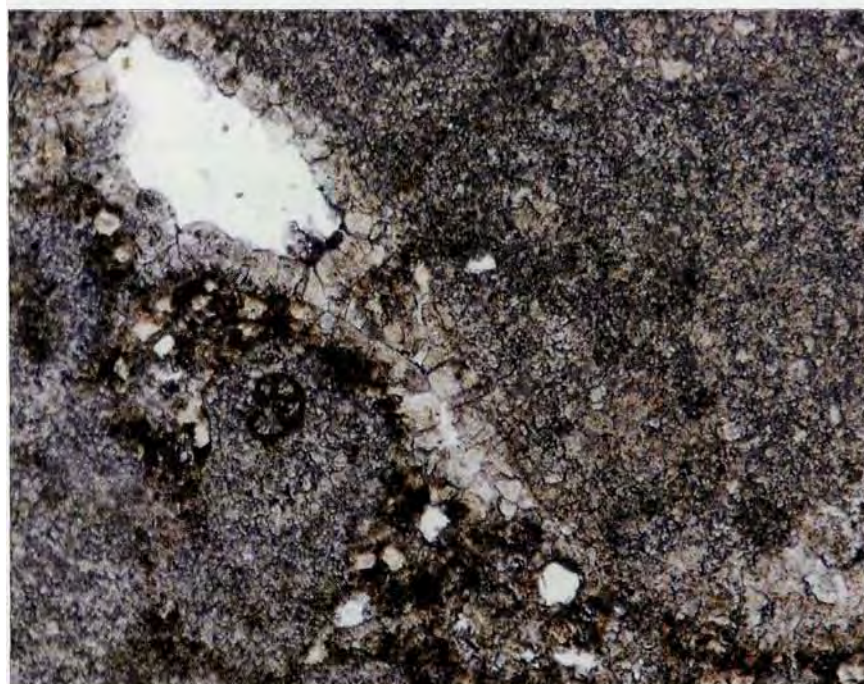
Известняк комковато-водорослевый с детритом, практически не содержит микрита. Внутренние части раковин заполнены перекристаллизованным кальцитом. Межформенные первичные поры (чёрное) несколько сокращены за счет крустификации стенок пор тонкозернистым кальцитом. Слева — крупный обломок криноидей, вокруг которого развивается каёмка регенерации.



Увеличение 10^x, николи +

Рис.8. Месторождение Жанажол
(Прикаспийская провинция);
скв.72; интервал 3803-3811 м
(московский ярус);
образец № 6694

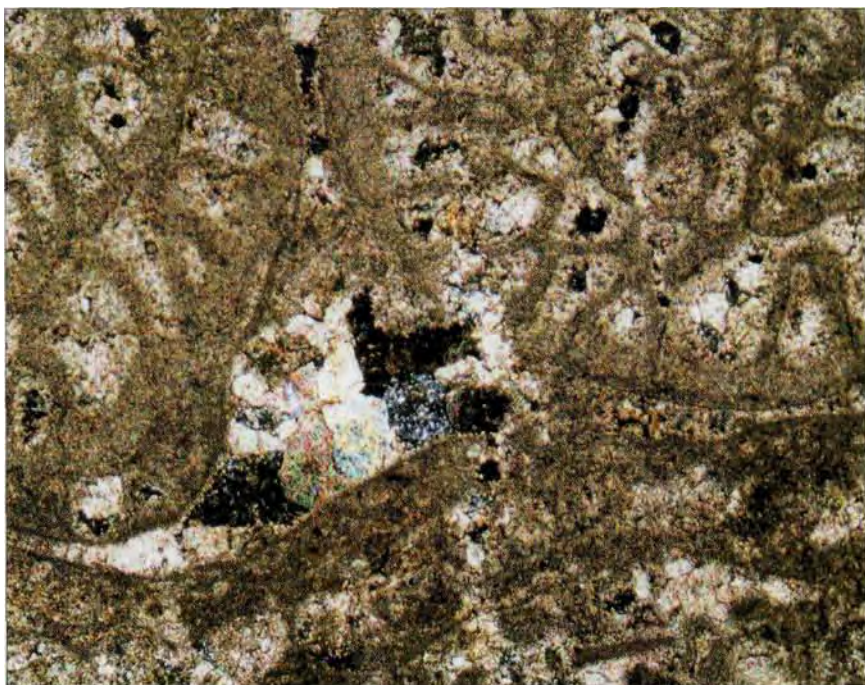
Известняк органогенно-обломочный с незначительным (10-15%) содержанием микрита. Первичные межформенные пустоты (чёрное) расширены выщелачиванием, благодаря чему они имеют неправильные, часто лапчатые очертания, размеры пор незначительно превышают размеры форменных компонентов, что свидетельствует об ограниченном развитии процессов выщелачивания.



Увеличение 10^x, николи II

Рис.9. Месторождение Тенгиз
(Прикаспийская провинция);
скв.8; интервал 4272-4286 м
(визейский ярус);
образец № 7798

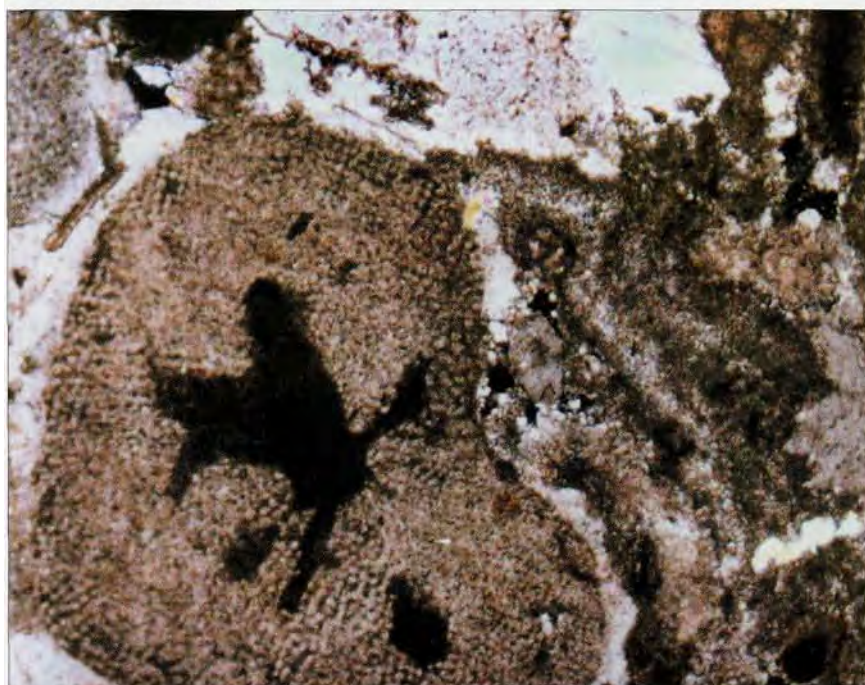
Известняк водорослево-детритовый, с высоким первичным содержанием микрита (30-35%), благодаря чему межформенные пустоты не формировались. Внутренние части остатков раковин и цемент перекристаллизованы и сложены микрозернистым кальцитом. Однако форменные компоненты имеют ещё четкие контуры и не сливаются с цементом.



Увеличение 10^x, николи +

Рис. 10. Месторождение Карачаганак
(Прикаспийская провинция);
скв. 10; интервал 4144-4152 м
(ассельский ярус);
Образец № 4260

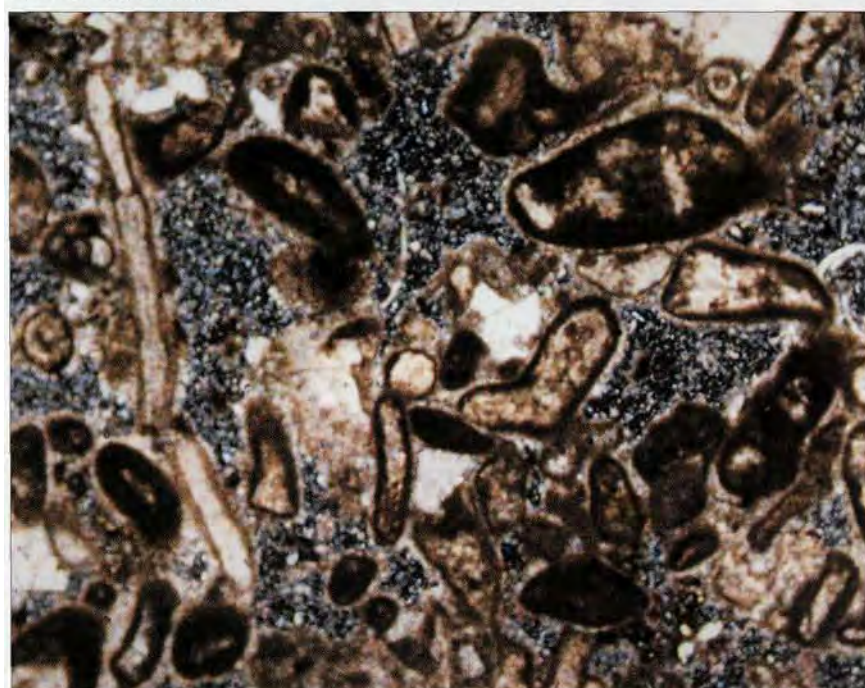
Известняк реликтово-органогенный, мелко-тонкозернистый, перекристаллизованный. Порода полностью перекристаллизована. Реликты первичной органогенной структуры проявляются в виде признаков.



Увеличение 10^x, николи +

Рис. 11. Месторождение Карачаганак
(Прикаспийская провинция);
скв.2; интервал 3908-3917 м
(артинский ярус);
образец №5314

Доломит реликтово-органогенный, микро-тонкозернистый, перекристаллизованный. Реликты первичной органогенной структуры проявляются в виде характерного распределения зерен различного размера. Кроме того, в породе наблюдаются довольно крупные пустоты выщелачивания (чёрные) неправильных очертаний, часть из которых позже была заполнена ангидритом (белое).



Увеличение 10^x, николи +

Рис. 12. Месторождение Карачаганак
(Прикаспийская провинция);
скв. 16; интервал 4756-4765 м
(серпуховский ярус);
образец № 6294

Доломит микро-тонкозернистый, известковый, реликтово-органогенный. На участках доломитизации формируются поры различных размеров — от очень мелких (0,01 - 0,3 мм) межкристаллических до крупных (5-7 мм и более) — каверны выщелачивания. Часть пустот и трещины заполнены ангидритом.

ЭЛЕКТРОННАЯ МИКРОСКОПИЯ

Сканирующая электронная микроскопия (СЭМ)

Изучение микростроения и состава минеральной части карбонатных пород, являющихся коллекторами нефти и газа, на микроуровне стало возможным только с появлением сканирующего электронного микроскопа. Принцип работы СЭМ на отражение, большая глубина фокуса, относительно большие размеры образцов (до 2-3 см), возможность изучать объекты в большом диапазоне увеличений открыли новые перспективы в изучении пород-коллекторов, которые остались за чертой возможностей методов просвечивающей электронной микроскопии.

В настоящее время достаточно работ посвящено конструкциям приборов и методикам подготовки образцов. Сошлемся только на работу под редакцией Joseph I Goldstein and Harvay Yakowitz, 1975, в которой в доступной форме рассмотрены технические возможности электронно-зондовых приборов и примеры их применения.

Изучение породы в СЭМ дает представление о текстуре и структуре породы, поэтому образцы, отобранные для таких исследований, должны быть ориентированы относительно напластования породы. Большинство фотографий получено с поверхности, перпендикулярной напластованию, так как именно она несет максимальную информацию о расположении структурных элементов, характере и взаимосвязи пор, степени уплотнения породы с увеличением глубины.

Нефтегазоносные породы обычно залегают на больших глубинах и являются прочными и маловлажными. Они не требуют специальной сушки для сохранения естественного микростроения и могут быть доставлены в лабораторию сухими, но для помещения их в прибор обязательно должно быть проведено глубокое экстрагирование от нефтяных компонентов, так как электронно-зондовые приборы являются высоковакуумными.

СЭМ обладает большой глубиной фокуса и позволяет просматривать препараты с любой геометрией поверхности. Благодаря этому появилась возможность изучать кусочек пористой породы ненарушенного строения. Ее скол несет наибольшую информацию. Коллекторы в большинстве случаев представляют собой дисперсные породы. Скол происходит по ослабленным зонам, порам, трещинам, по которым идет вторичное минералообразование. Эти поверхности являются наиболее информативными, а раскалывание не искажает формы минералов, их расположения и взаимоотношения. Скол монолитных пород не может быть использован для изучения в СЭМ. При его изготовлении раскалываются кристаллы минералов.

Приготовленный кусочек породы приклеивается к препаратодержателю электропроводящим клеем и затем, для снятия заряда, образующегося при движении электронного луча по поверхности препарата, последовательно напыляется тонким слоем угля и затем золота. Нами использовалась вакуумная напылительная установка JEE-4C, а для напыления только золота Fine Coat, производства фирмы «JEOL» Япония.

Приготовленные таким образом препараты готовы для просмотра в СЭМ.

Приведенные в Атласе фотографии выполнены на приборе JSM-50A (фирмы «JEOL», Япония). Этот прибор стабилен в работе, легок в обращении, имеет достаточное для карбонатных пород разрешение 70 Å и незначительный нагрев препарата под действием электронного луча, что является немаловажным для пород карбонатного состава. Наши исследования проведены при ускоряющем напряжении 25 kV. К тому же этот прибор обладает относительно низким рабочим вакуумом 10^{-4} - 10^{-5} торр, что всегда предпочтительнее при просмотре геологических объектов.

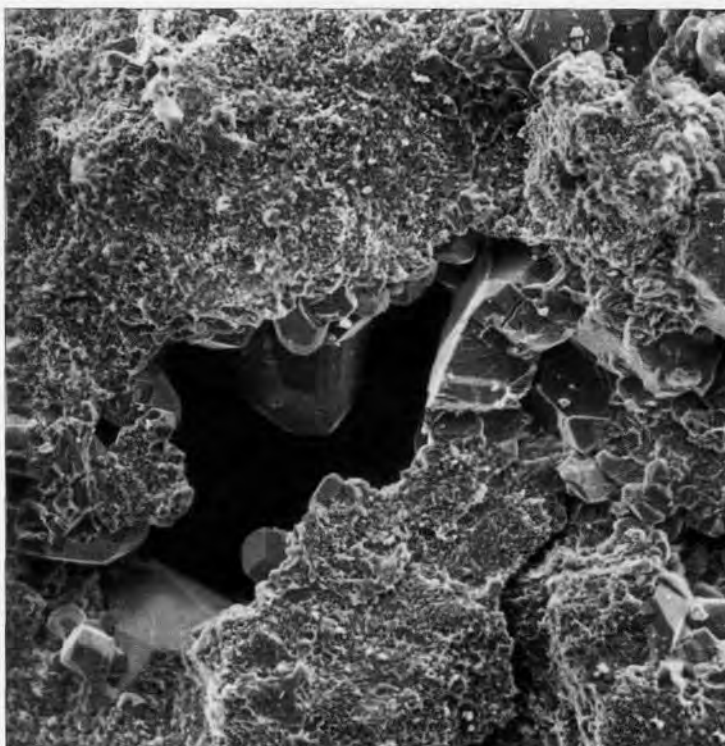
Изучение скола породы проводилось в режиме вторичных электронов в широком диапазоне увеличений 100x - 3000x, при наличии высокодисперсных минералов до 10000x. Увеличение 100x дает представление об общем строении породы, если она содержит большое число элементов (кристаллов, зерен, их агрегатов, пор) размером 50-200 мкм (рис. 13а). Просмотр препарата при малых увеличениях позволяет сориентироваться на его поверхности и выбранный участок для более детальных исследований увеличить в нужное число раз. Последовательное наблюдение строения породы при увеличениях 300x, 1000x, 3000x дает полное о ней представление. Крупные кристаллы в порах удобно изучать при увеличении 300x (рис. 13 б). Строение матрицы породы обычно наиболее полно при увеличении 1000x.

Увеличение 3000x используется для высокодисперсных пород, а также для изучения пленок на поверхности кристаллов (рис. 13 с,d). На этих увеличениях исследователь видит из кристаллов или зерен и какой формы и размеров состоит порода, их расположение, контакты, степень изменения, раскалывание кристаллов под влиянием больших давлений.

Особенно большой объем информации можно получить о вторичных процессах, происходящих в породе, об их направленности, влиянии на коллекторские свойства. Хорошо диагностируется характер и стадийность заполнения пор и трещин вторичными минералами (рис. 14 а). Сами поры могут быть заполнены частично или полностью минералами более поздней генерации. Легко устанавливается наличие вторичной доломитизации, степень разрушения отдельных кристаллов (рис. 14 с,d).

С помощью СЭМ возможно определить присутствие глинистого материала, приблизительное его количество, расположение в порах или в виде пленки на поверхности кристаллов.

Ввиду небольшой жесткости электронного зонда в используемом в данной работе приборе и относительно невысоком вакууме в режиме вторичной эмиссии можно видеть тяжелые нефтяные фракции, которые не удаляются при различных видах экстракции. Большой интерес представляет изучение остаточной нефтенасыщенности карбонатных пород.



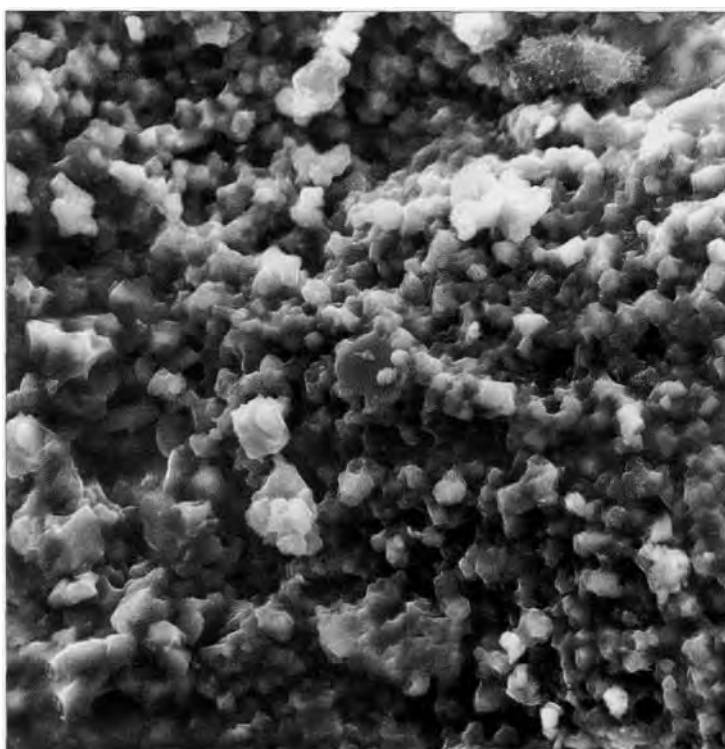
а. Общий вид породы. Общий вид породы (известняк). Видно соотношение кристаллов матрицы, форма, размер, расположение пустот и наличие в них крупных вторичных кристаллов.

Увеличение 100[×]



б. Расположение, размер, форма, степень сохранности и стадийность выделения крупных кристаллов, обычно являющихся аутигенными

Увеличение 300[×]



с. Строение породы, форма, размер кристаллов и кристаллических агрегатов.

Увеличение 1000[×]

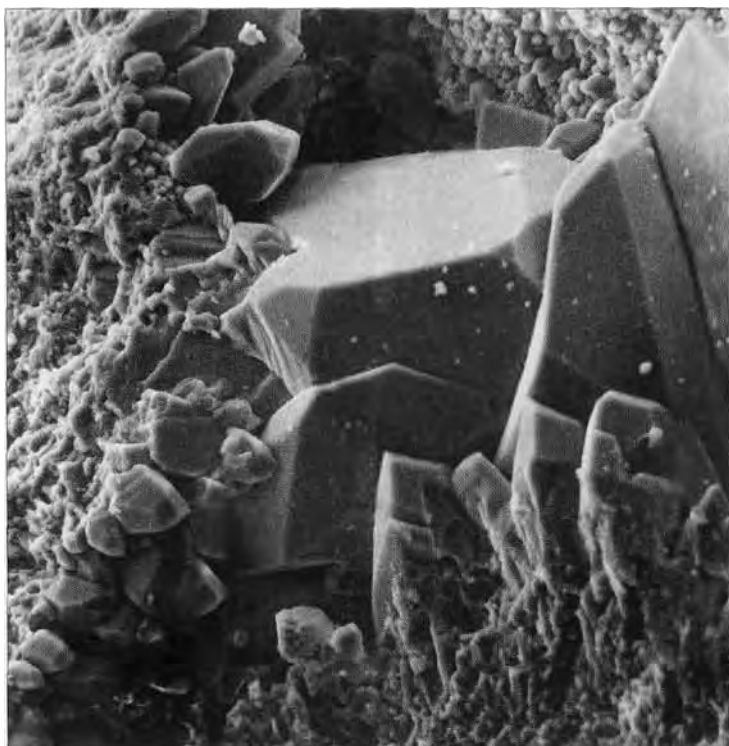


д. Форма, размер, степень сохранности и совершенства отдельных кристаллов слагающих матрицу.

Увеличение 3000[×]

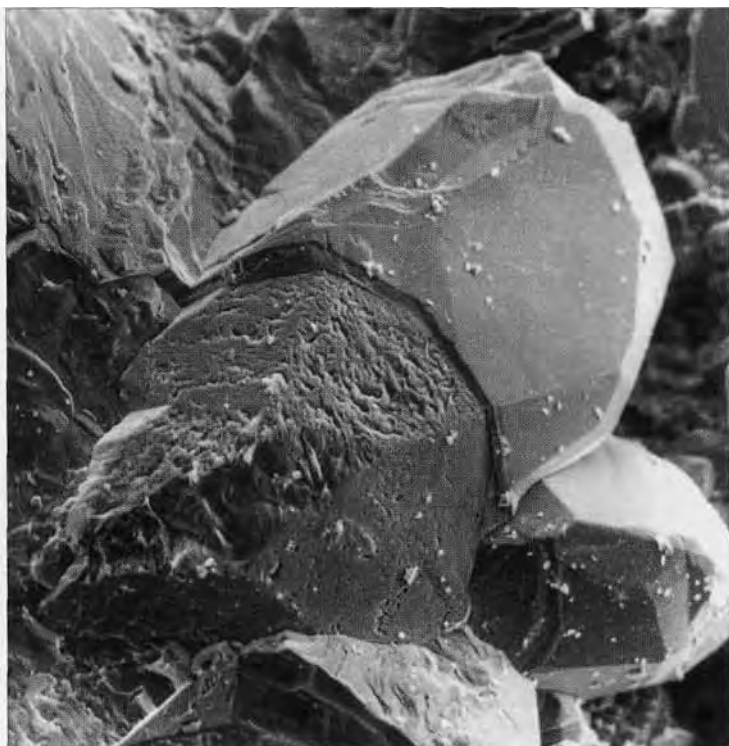
Рис.13. Микростроение и состав карбонатных пород при различных увеличения (СЭМ)

Месторождение Северное Хоседаю (Тимано-Печорская провинция);
скв.2; интервал 2982,4 м (франский ярус); образец 6866



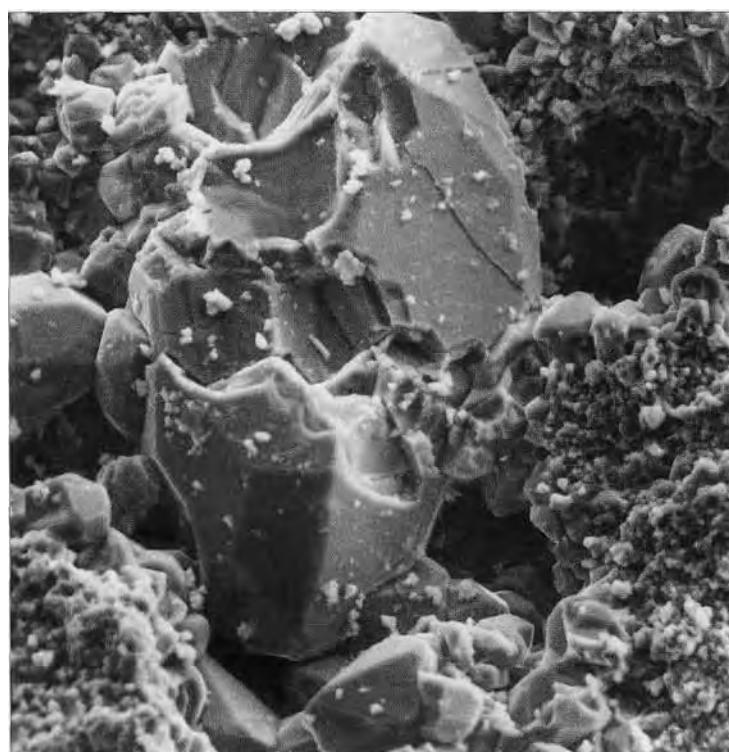
а. Кристаллы оолитического кальцита в поре

СЭМ, увеличение 100[×].
Месторождение Северное Хоседаю
(Тимано-Печорская провинция);
скв.3; интервал 3156,8-3163,9 м (верхний девон)
образец 7244



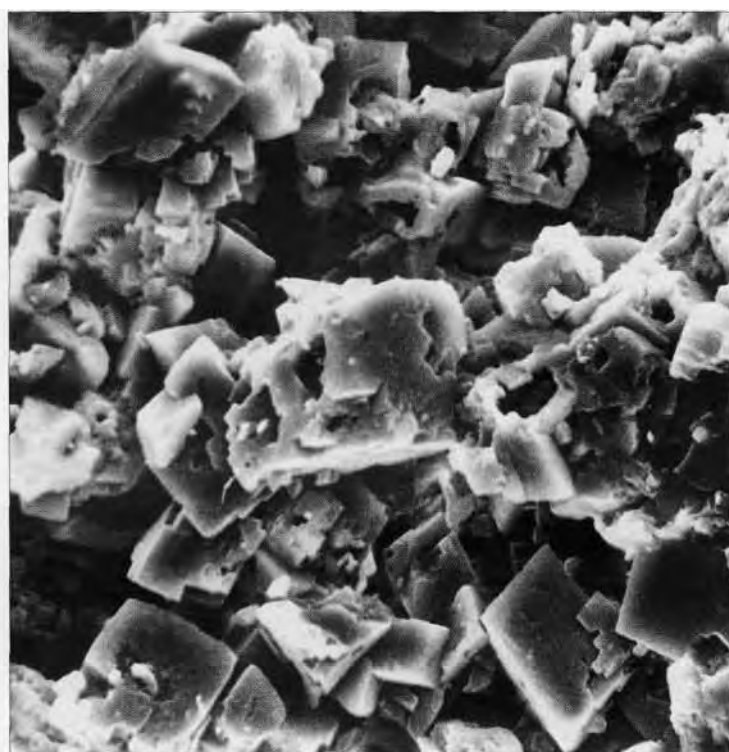
б. Регенерация зерен кальцита в водорослевом известняке

СЭМ, увеличение 100[×].
Месторождение Северное Хоседаю
(Тимано-Печорская провинция);
скв.2; интервал 2982,4 м (франский ярус);
образец 6866.



с. Характер коррозии поверхности зерна кальцита и образование в нем трещин под влиянием давления

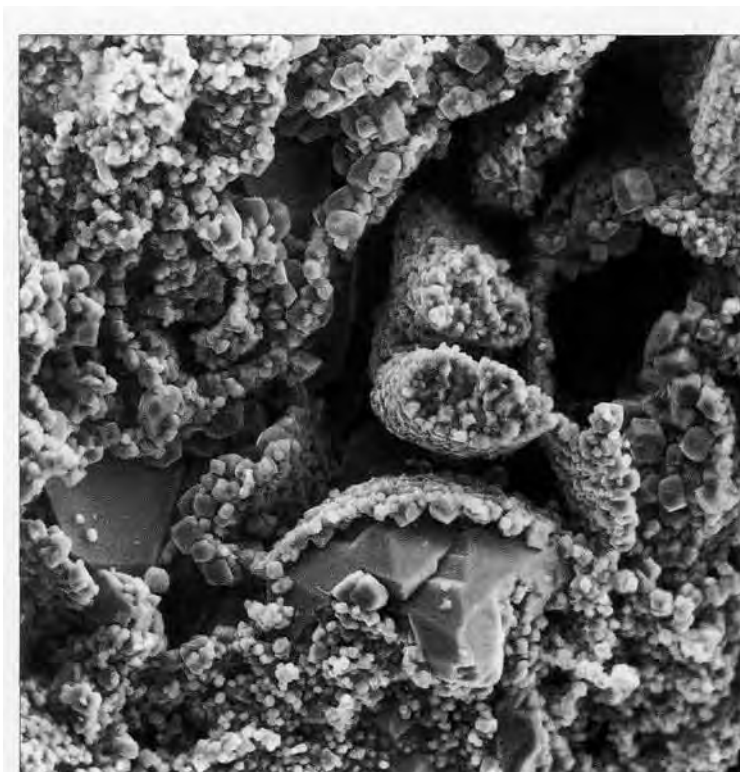
СЭМ, увеличение 300[×].
Месторождение Северное Хоседаю
(Тимано-Печорская провинция);
скв.2; интервал 2982,4 м (франский ярус);
образец 6866



д. Характер разрушения зерен доломита

СЭМ, увеличение 1000[×].
Месторождение Жанажол (Прикаспийская провинция),
скв.66; интервал 3716-3722 м;
образец 6689.

Рис. 14. Вторичные процессы



а. Расположение кристаллов кальцита указывает на органогенное происхождение известняка.

СЭМ, увеличение 300[×].
Месторождение Южное Хыльчю (Тимано-Печорская провинция);
скв.33; интервал 2235,6-2244,0 м (нижняя пермь);
образец 6419.



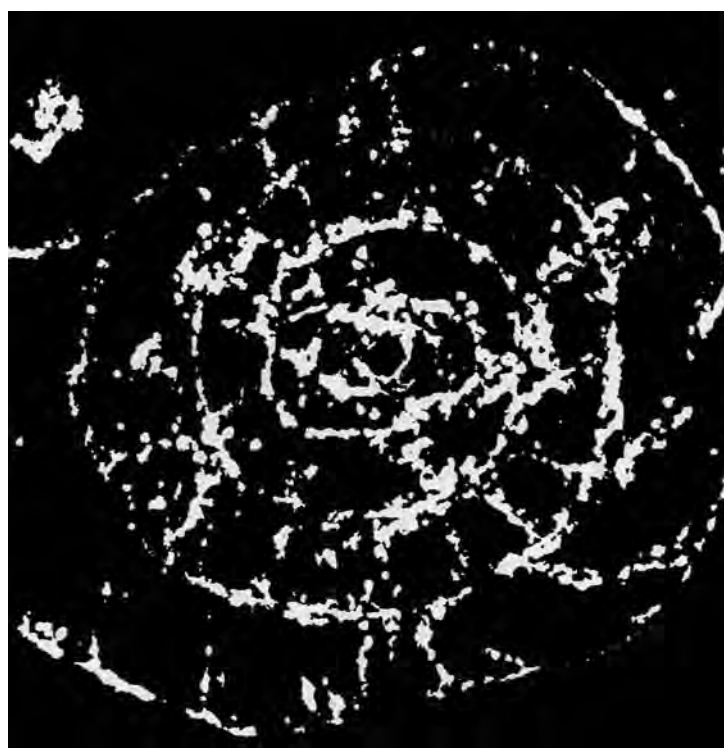
б. Сохранение формы раковины при полной перекристаллизации её стенок в тонкодисперсный кальцит.

СЭМ, увеличение 100[×].
Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
скв. 7; интервал 3991-3997 м (башкирский ярус);
образец 5921.



с. Кусочек наземного растения, замещенный кальцитом.

СЭМ, увеличение 600[×].
Месторождение Жанажол (Прикаспийская провинция);
скв. 19; интервал 2720-2727 м (московский ярус);
образец 4609.



д. Расположение пустот выявляет органогенный генезис известняка. Пустоты насыщены люминофором.

СЭМк, увеличение 200[×].
Оренбургское месторождение (Волго-Уральская провинция);
скв. 9; интервал 1822,3-1827,2 м (московский ярус);
образец 225.

Рис. 15. Органогенный генезис пород.

Несмотря на перечисленные выше большие возможности сканирующей электронной микроскопии в изучении пород-коллекторов укажем на ряд трудностей, возникающих при изучении пород карбонатного состава.

Органогенное происхождение карбонатных пород с помощью СЭМ в большинстве случаев установить не удастся, так как органические остатки замещены тонко-мелкозернистым кальцитом. В редких случаях расположение кристаллов указывает на органическое происхождение исходной породы (рис. 15 а,б,с). В то же время на снимках, полученных в режиме катодolumинесценции (Бочко, Кузьмин, 1982) при исследовании поверхности шлифованных пластин органогенных разностей, такая диагностика проводится легко (15d). Пластины толщиной 3-4 мм, предварительно насыщенные катодolumинофором, предназначены для изучения особенностей пустотного пространства.

Несмотря на незначительное число породообразующих карбонатных минералов они обладают большим разнообразием морфологических форм сходных для различных минералов. В этих случаях применение СЭМ недостаточно и для точной диагностики необходимо использование рентгеновского микрозондирования. Такие исследования тем более необходимы при определении состава пленок и новообразований на гранях кристаллов, а также встречающихся в карбонатных породах агрегатов и глобул, состоящих из частиц, не имеющих четких кристаллографических очертаний, при определении минералов некарбонатного состава, являющихся примесями.

Знание морфологии минералов, слагающих карбонатные породы недостаточно для определения их минерального со-

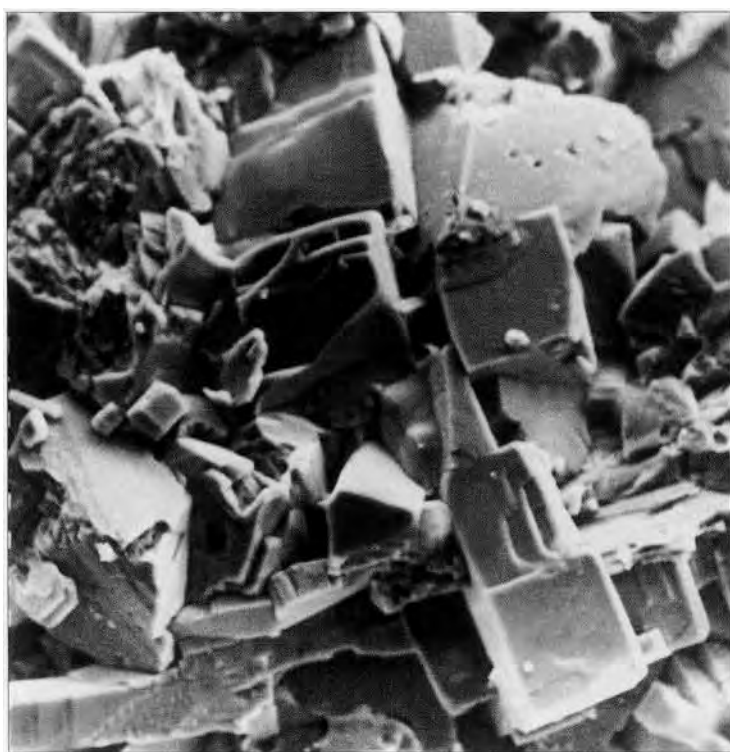
става, поскольку только один кальцит имеет более 600 модификаций (Ivan Kostov, 1968). Отмечены формы выделения одинаковые для кальцита, доломита и анкерита. Значительные сложности представляет идентификация минералов примесей. В тех случаях, когда для полного представления о составе пород и характере распределения различных минеральных фаз было недостаточно данных светового и сканирующего электронного микроскопов, использовано рентгеновское микрозондирование.

Рентгеновское микрозондирование

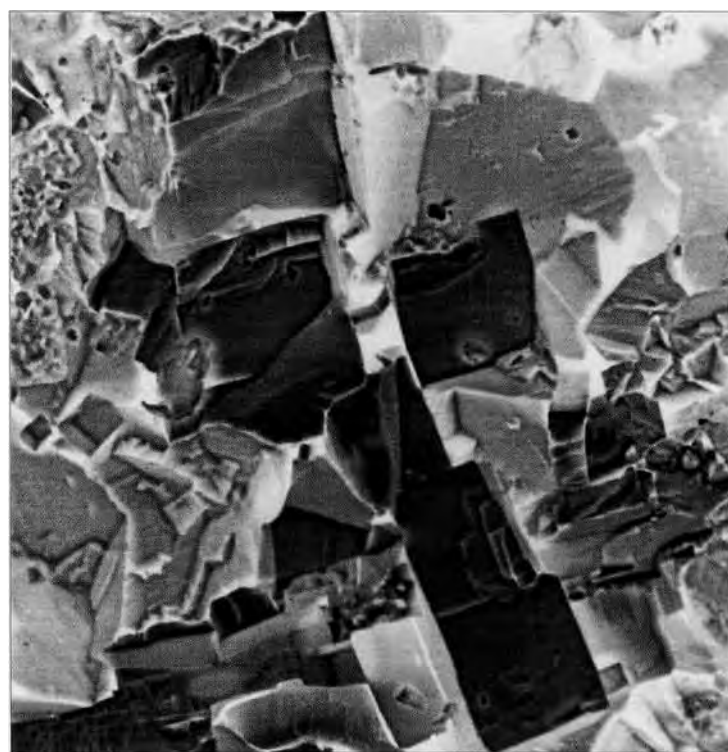
Применение локального рентгеноспектрального анализа позволило получить данные о химическом составе очень мелких кристаллов минералов, выявить закономерности распределения различных по химизму фаз.

Исследования выполнены на Computer automated electron probe x-ray mikroanalyzer, «Super Probe 733» производства фирмы «Jeol» Японии, который позволяет получить изображение поверхности образца в различных видах излучений: в рентгеновских лучах, во вторичных и обратно рассеянных электронах, определять качественный и количественный состав.

Во многих электронах на рентгеновском микроанализаторе можно получить всю ту информацию, которая приведена в предыдущем разделе, так как в этом случае прибор работает в режиме СЭМ. Изображение в обратно-рассеянных электронах дает информацию о сравнительном составе исследуемых фаз. На рис. 16 приведено во вторичных и обратно-рассеянных электронах изображение поверхности об-



а. Снято во вторичных электронах
Увеличение 780^х



б. Снято в обратно-рассеянных электронах
Темные кристаллы — ангидрит, светлые — доломит
Увеличение 780^х

Рис. 16. Доломит содержащий ангидрит. Снимки в различных режимах работы микроанализатора

Оренбургское месторождение (Волго-Уральская провинция); скв. 9; инт. 1811,3-1816,8 м (московский ярус); обр. № 241

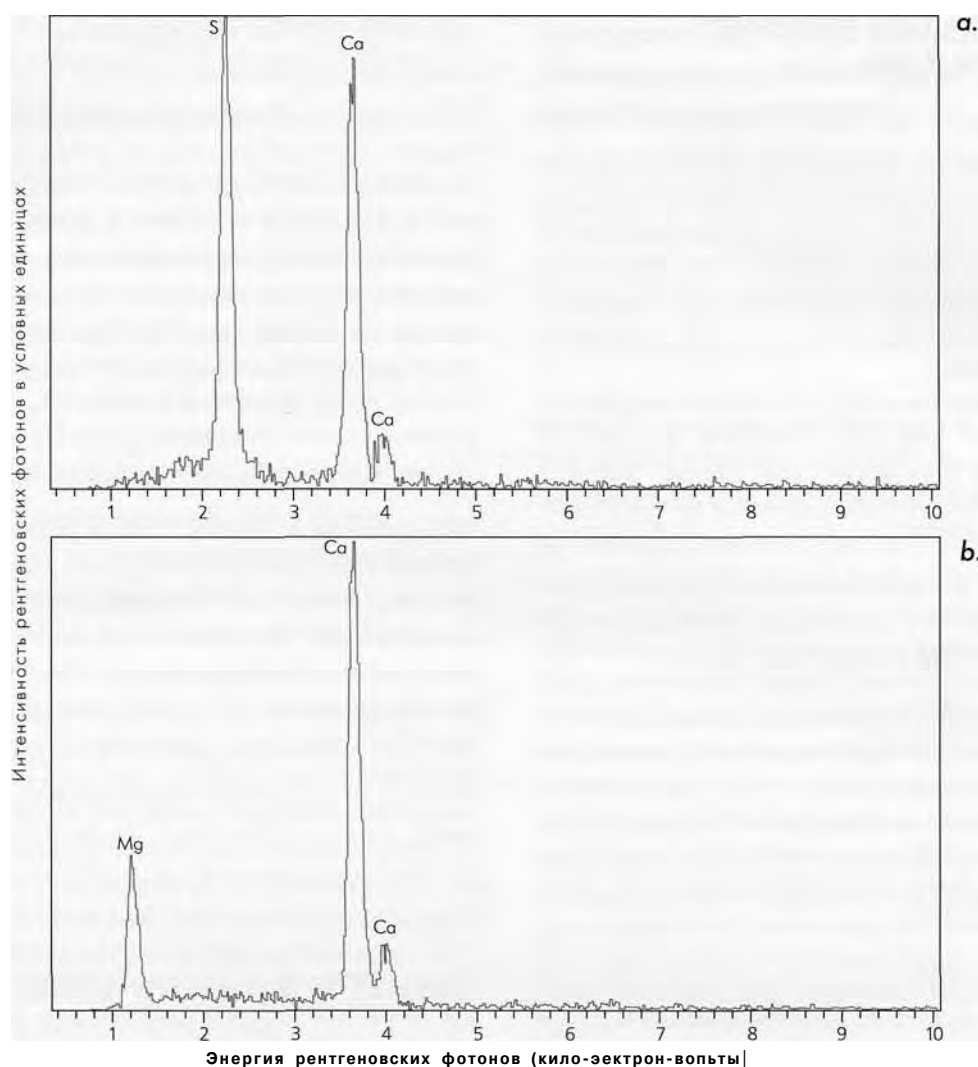


Fig. 17. Энергетический спектр минералов с указанием катионного состава (а — ангидрит, б - доломит).

Месторождение Карачаганак (Прикаспийская провинция);
скв. 10; интервал 4227-4235 м (ассельский ярус); образец № 4524

разца доломита — $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, содержащего ангидрит — CaSO_4 . Изображение поверхности образца в обратно-рассеянных электронах характеризует его состав. Темные кристаллы — ангидрит, светлые — доломит. Различия в интенсивности цвета вызваны различиями в среднем атомном номере ангидрита (13,40) и доломита (17,90).

Такие исследования выполнялись нами, когда в породе присутствовало несколько различных минералов близких по морфологическим особенностям и достаточно дисперсных, чтобы проводить химический анализ каждого кристалла отдельно.

Для определения химического состава отдельных кристаллов и их агрегатов нами была применена система «Link System» (производство Юни Экспорт, Англия), соединенная с «Super Probe 733», использующая принцип энергетической дисперсии, который позволяет практически мгновенно определять качественный химический состав изучаемого объекта.

Этот метод основан на применении кремниево-литиевого детектора, попадающие на него фотоны вызывают возникновение зарядных сигналов, амплитуда которых пропорци-

ональна энергии этих фотонов. Многоканальный анализатор накапливает сигналы, сортируя их по энергиям. Получающийся таким образом энергетический спектр изображается на экране осцилографа или воспроизводится самописцем в виде системы пиков, высота которых пропорциональна количеству импульсов определенных энергий, а расположение по горизонтали соответствует определенным рентгеновским линиям всех химических элементов, содержащихся в анализируемом веществе (рис. 17 — кривые).

Применение кремниево-литиевых детекторов позволяет вести анализ одновременно большого числа элементов. Несомненным достоинством метода энергетической дисперсии является возможность его использования при изучении сколов образцов дисперсных пород с одновременным просмотром их в СЭМ.

Комплексное изучение пористых сред в СЭМ и параллельное исследование химического состава с помощью «Link System» является наиболее оптимальным.

Специальные методики изучения микропустотности (СЭМ)

Микроструктура порового пространства изучалась на образцах карбонатных пород после экстрагирования из них нефтяных фракций хлороформом и спиртобензольной смесью; пластинки ориентированы перпендикулярно напластованию. Это сечение позволяет наблюдать не только структурные элементы породы, но и получать максимальную информацию о ее текстурных особенностях, учесть возможности движения флюидов.

Препараты готовились в виде пластин площадью не менее 2х2 см и толщиной 5-6 мм. Образец просматривался полностью, фотографировались отдельные участки, представляющие наибольший интерес.

Структура порового пространства высокопористых карбонатных пород изучалась на сканирующем электронном микроскопе марки JSM-50A (фирма «JEOL», Япония).

Благодаря большой глубине фокуса сканирующих электронных микроскопов с их помощью можно исследовать скол породы любой шероховатости и наблюдать на нем поры и трещины. Такие исследования проводятся во вторичных электронах, так как именно в этом виде излучения изображение имеет наилучшую четкость и разрешение.

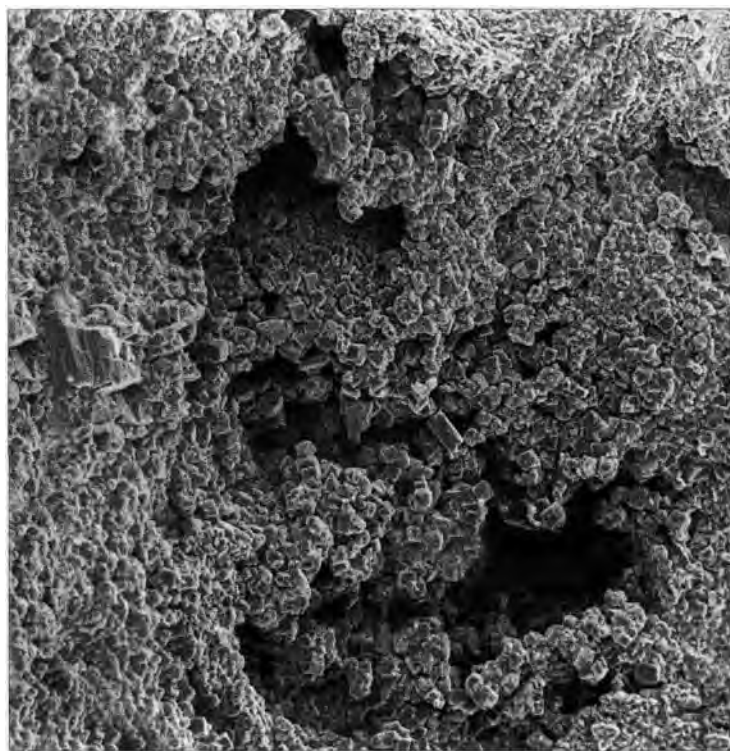
Есть работы, в которых приводятся методики и результаты исследования структуры пустотного пространства на СЭМ во

вторичных электронах (Афанасьев Н.Ф., Бочко Р.А., 1971 г.; Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцева Н.А., 1989 г.).

В настоящей работе приведены результаты исследования пористости, выполненные по методике, разработанной в Московском институте нефти и газа им. И.М. Губкина (Бочко Р.А., Кузьмин В.А., 1982 г.; Кузьмин В.А., 1987 г.). Авторы исходили из того, что изображение скола породы во вторичных электронах является полутонковым и трудно определить границы поры (рис. 18а). Кроме того, при изготовлении скола могут выкалываться отдельные частицы породы, их агрегаты, зерна первичных минералов, что приводит к образованию ложных (псевдопор) пор. Предложенная методика исключает эти недостатки и состоит в следующем.

Выдержанные не менее 5 часов (время зависит от свойств породы) в вакууме при остаточном давлении 10^{-3} - 10^{-4} торр пластины пород пропитывались расплавленным катодолюминофором. После охлаждения он затвердевает. Из пластин готовят аншлифы и исследуют их в СЭМ в режиме катодолюминесценции. Катодолюминофор, заполняющий поры, при облучении электронным зондом дает сильное катодолюминесцентное свечение, которое используется для формирования изображения в СЭМ. Указание на возможность контрастирования пор тонкодисперсными люминесцентными материалами для последующего исследования образцов пород в СЭМ сделано еще в 1976 г. Р. Бланше.

Поры, заполненные катодолюминофором видны в виде белых пятен под электронным лучом в режиме катодолюми-



а. Фотография во вторичных электронах. Известняк

Увеличение 100[×]

Месторождение Карачаганак
(Прикаспийская провинция);

скв.2; интервал . 3866-3873 м (артинский ярус)



б. СЭМк. Известняк. В катодолюминесценции белые пятна — поры, заполненные катодолюминофором;

Увеличение 100[×]

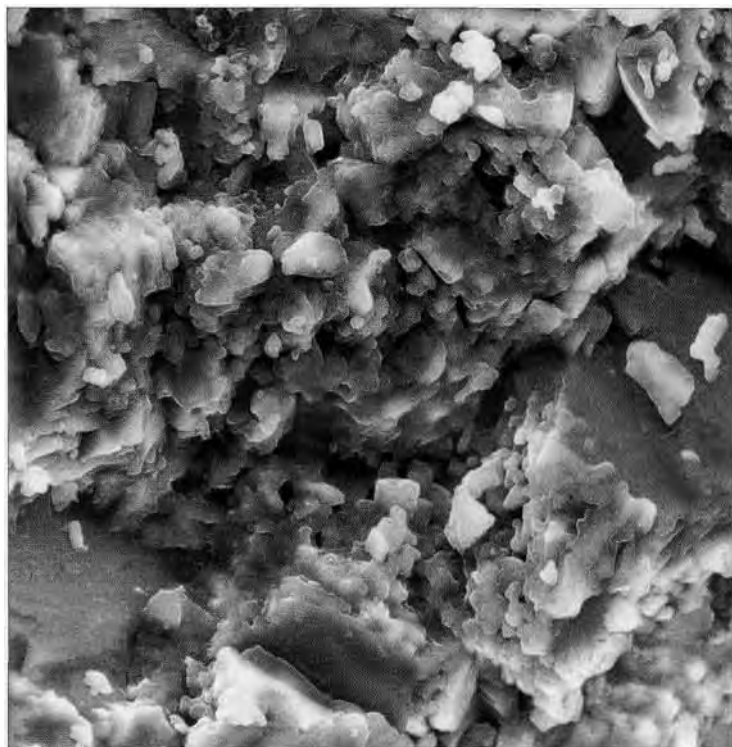
Месторождение Жанажол (Прикаспийская провинция);
скв. 23; инт. 3809-3813 м (московский ярус)

Рис. J 8. Микроструктуры пустотного пространства, полученные в СЭМ в различных режимах

несценции (рис. 18 б). Непроницаемая часть породы представлена черным фоном. В Атласе представлены фотоснимки, полученные по этой методике (раздел IV).

Но можно получить светлопольное изображение, когда поры видны как черные пятна, в непроницаемая часть породы является белой. Такие стационарные изображения, состоящие из двух тонов черного и белого могут быть использованы для получения различных статистических характеристик пустотного пространства с помощью анализаторов изображений.

Пропитанные катодолюминофором и шлифованные пластины пород исследовались в СЭМ в режиме катодолюминесценции при ускоряющем напряжении 25 **KV** и увеличениях 50^{*} и 100^{*}, реже 300^{*}, что позволяет наблюдать поры размером от 1-3 мкм и более. Количество контрастного вещества в мелких порах незначительно, что быстро приводит к деградации люминофора под воздействием электронной бомбардировки и, как следствие этого, к уменьшению интенсивности или исчезновению на экране отдельных люминесцирующих точек. По этой причине низкопористые породы с высоким содержанием пор радиусом меньше 1-3 микрон изучались на рентгеновском микроанализаторе с помощью методики, также разработанной сотрудниками Московского института нефти и газа им. И.М.Губкина.



а. Во вторичных электронах. Известковый доломит

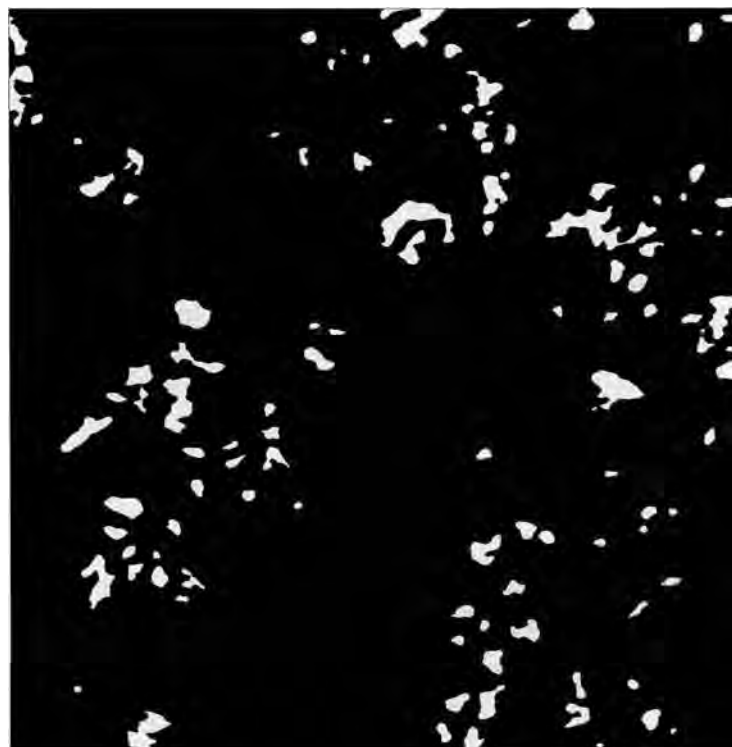
Увеличение 1000^{*}

Месторождение Карачаганак
(Прикаспийская провинция);
скв. 16; интервал 4756-4765 м (серпуховский ярус);
образец № 6294

Методика изучения микропустотности с помощью рентгеновского микрозондирования

Методика заключается в том, что пластина породы пропитывается коллоидным раствором, содержащим рентгеноконтрастное вещество $BaCl_2$ (Киреев Ф.А, Бочко Р.А., Буря Г.Ф, Попов В.А., 1989 г.). Высушенный и шлифованный образец исследовался на микроанализаторе «Super Probe-733» с энерго-дисперсионной приставкой «Linf System».

Для формирования изображения использовались обратно-рассеянные электроны, дающие информацию о сравнительном составе фаз, входящих в исследуемое тело. Это изображение является особенно эффективным при наблюдении и дает двумерное распределение состава на поверхности с высоким разрешением относительно величины номера. На экране отчетливо выделяются даже небольшие различия в атомном номере в пределах 0,1-0,3. Поскольку средний атомный номер большинства пород не превышает 20, а средний атомный номер $BaCl_2$ составляет 41,26, то на экране это различие проявляется в виде четкой контрастной картины - на темном поле непроницаемой матрицы яркие белые пятна пор и микротрещин, заполненных солью бария (рис. 19 а, б). Это происходит от того, что фазы с большим средним атомным номером отражают большее количество электронов и на экране будут более яркими. При насыщении твердых тел, наоборот, будут соответствовать барий-содержащей смеси, а светлые — более тяжелой матричной массе.



**б. В обратнорассеянных электронах, белые пятна - поры, заполненные $BaCl_2$
Реликтивно-органогенный известняк**

Увеличение 1000^{*}

Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
скв.8; интервал 3980 м (башкирский ярус)

Рис. ? 9. Фотографии микропустотности пород, полученные

рентгеновском микроанализаторе

С помощью энергодисперсной приставки «Link System» всегда можно проверить соответствие белых пятен участкам, содержащим барий и хлор (рентгеноконтрастное вещество), а черное поле — матричной массе образца соответствующего состава.

Деструкции барий-содержащей смеси под электронным пучком не происходит. Способ обеспечивает высокое разрешение, позволяющее обнаружить поры менее 0,1 мкм. Увеличения, при которых исследуются образцы, определяются микростроением породы. Этот метод успешно используется при изучении пористости глин.

Следует отметить, что весь диапазон размера пор, исследуемых в микрозондовых приборах, можно изучать одним методом на рентгеновском микроанализаторе

Но микрозонд значительно сложнее в эксплуатации, чем СЭМ, да и жаль использовать приборы со столь широкими возможностями для исследования пустотности.

Изучение пор, в образцах пропитанных катодолюминофором, в СЭМ происходит значительно быстрее и проще и как с точки зрения подготовки препаратов, так и с точки зрения эксплуатации прибора. Опыт многочисленных исследований, проведенных авторами показывает, что разумнее исследовать вначале структуру пустотного пространства пород-коллекторов (именно этого типа пород) указанными выше методиками. Такие исследования требуют статистического набора данных. Далее следует дополнить их изучением строения и минерального состава матрицы породы на рентгеновском микроанализаторе с привлечением других видов анализов. Это позволяет восстановить генезис микропустот и оценить их влияние на коллекторские свойства породы.

Некоторые затруднения возникают при обобщении результатов, так как изучение пустотного пространства и минеральной части породы происходит на разных препаратах, а значит наблюдать один и тот же участок невозможно.

МЕТОД ВДАВЛИВАНИЯ РТУТИ

Новый методический подход к оценке теоретической проницаемости по порометрической кривой

Критерием оценки типа коллекторов является геометрия порового пространства, определяющая фильтрационные и емкостные свойства пород и количество остаточных флюидов.

Наиболее полную информацию о структуре порового пространства дает метод вдавливания ртути в образец при различных давлениях от 15 мм до 2000 атм. Особенности структуры порового пространства осадочных пород, а именно: размеры поперечного сечения, извилистость и форма поровых каналов, распределение их в пороге объема, степень сообщаемости между собой — предопределяют фильтрационные свойства пористых сред.

Исследованиями, проведенными во ВНИГНИ, выявлено значительное расхождение между значениями проницаемости, теоретически рассчитанной по формуле Пурцелла при обработке ртутной порометрической кривой и экспериментально измеренной на кубиках большого размера. Наибольшие отклонения отмечены для коллекторов порового типа с проницаемостью 10 до 500 мД, при этом расчетная (теоретическая) проницаемость значительно превышает экспериментальную.

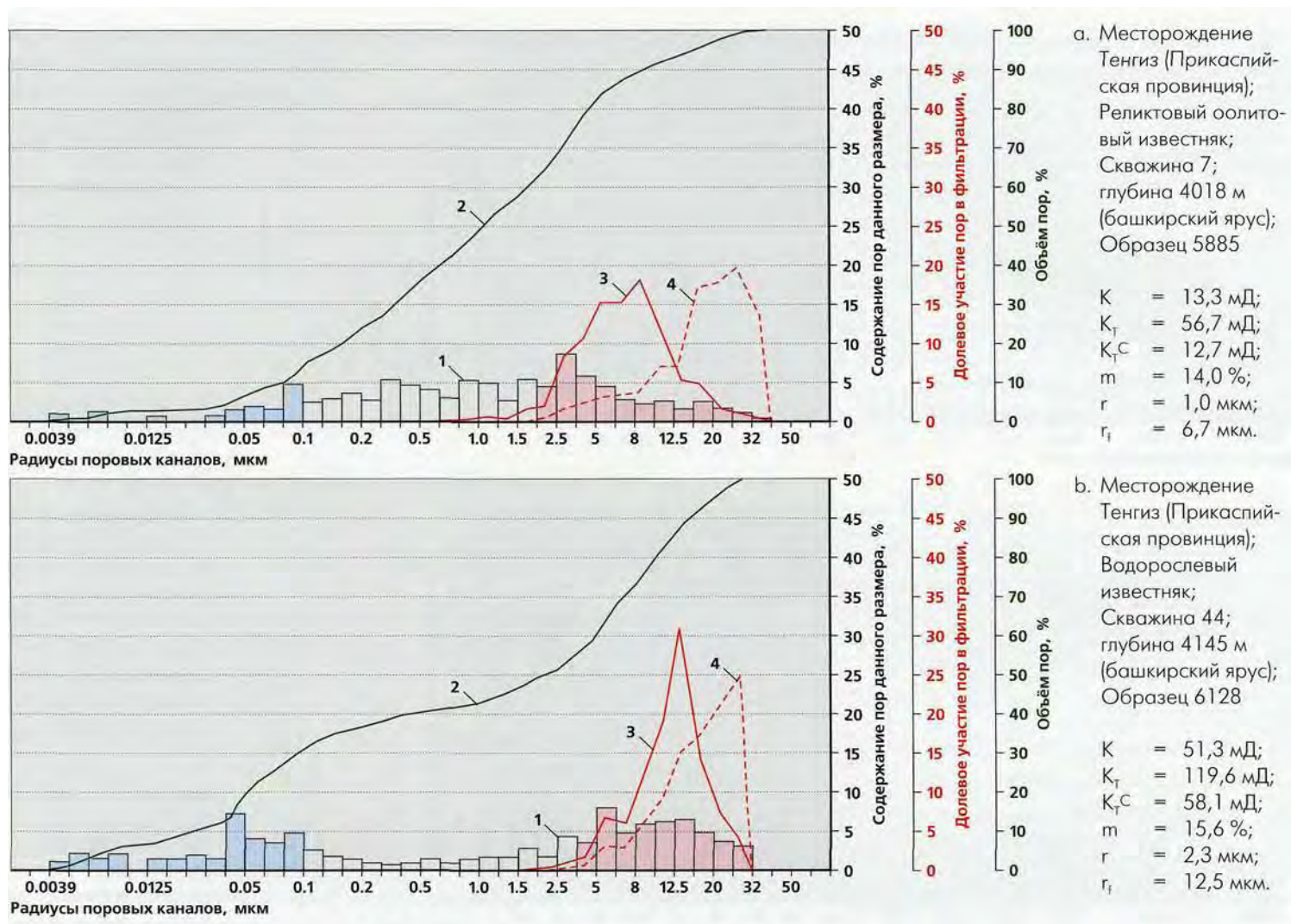
Расчет фильтрационной способности пористой среды при обработке данных ртутной порометрии, как правило, проводится способом Пурцелла. Он считал, что пористая среда представляет собой набор прямолинейных капиллярных трубок различного сечения и одинаковой длины.

Однако, пористые среды в карбонатных породах отличаются более сложным строением и характеризуются сочетани-

ем длинных и коротких по протяженности поровых каналов, а также значительной изменчивостью их поперечного сечения. За счет этого в реальных средах нарушается связанность некоторой части поровых каналов наиболее крупных размеров, в результате чего они сообщаются только через мелкие поры.

Обработка большого числа порометрических кривых по формуле Пурцелла позволила получить кривую распределения фильтрующих пор, из которой видно, что для обеспечения экспериментально измеренной величины фильтрации через эти породы было бы достаточно незначительного числа пор крупного размера (рис.20, кривая 4). На типичных порометрических кривых показаны структурные характеристики двух моделей (рис.20,21). Распределение всей совокупности пор по размерам отражено на гистограммах (кривая 1); кумулятивная кривая 2 позволяет оценить неоднородность структуры и средний радиус пор; на кривых 3 и 4 показаны диапазоны фильтрующих пор и долевое участие их в фильтрации.

Сравнение величин теоретической проницаемости, рассчитанной по формуле Пурцелла, и экспериментальной, замеренной на кубиках, выявило значительные расхождения и показали несостоятельность вывода о существенном вкладе самых крупных пор в фильтрацию (рис. 20,21, кривая 4). Полученное расхождение между значения проницаемости объясняется большей сложностью геометрии порового пространства карбонатных пород и неучетом степени связанности пор между собой. Результаты оценки структурных параметров, полученные для различных моделей, свидетельствуют о



- K - газопроницаемость;
- K_T - теоретическая проницаемость по Пурцеллу;
- K_{TC} - теоретическая проницаемость с учетом связанности пор;
- m - пористость, %;
- r - средний радиус всей совокупности пор;
- r_f - средний радиус фильтрующих пор;
- 1 - гистограмма распределения пор;
- 2 - кумулятивная кривая;
- 3 - кривая долевого участия поровых каналов в фильтрации с учетом их связанности;
- 4 - кривая долевого участия поровых каналов, определяющих фильтрацию по Пурцеллу.

Рис.20. Распределение поровых каналов и фильтрационная характеристика по данным ртутной порометрии

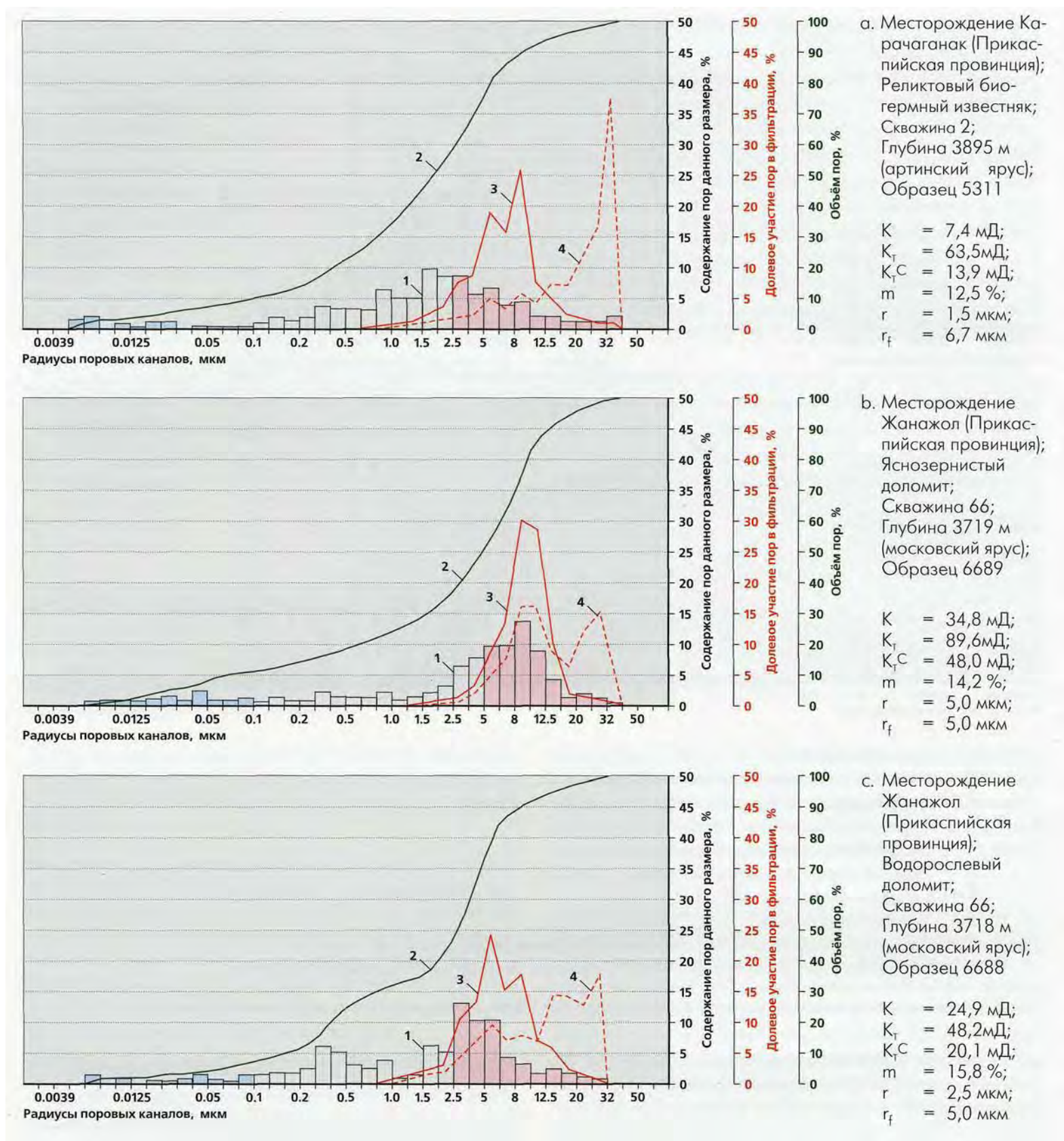
необходимости введения поправочного коэффициента. На типичных порометрических кривых показаны структурные характеристики для двух моделей (рис. 20,21).

С целью получения более достоверных значений теоретической проницаемости Шершуковым И.В. в 1986 г. был разработан новый методический прием математической обработки результатов ртутной порометрии, позволяющий учитывать извилистость и сообщаемость поровых каналов при расчете фильтрации. Как отмечалось, геометрия поровых каналов реальных сред существенно отличается от модели Пурцелла. В пористых карбонатных средах поровые каналы сообщаются друг с другом и образуют сложную систему проводящих элементов. Фильтрационная способность системы трубок определяется «пропускной» способностью наименьшего по размерам элемента. Более крупные пустоты в этой системе, составляя малую часть ее объема, не могут сформировать свою самостоятельно свя-

занную и протяженную систему, т.е. оказываются не способны обеспечить фильтрацию.

Модель строения порового пространства, предложенная Шершуковым И.В., более точно соответствует реальным пористым средам и представляет собой набор пересекающихся капиллярных трубок разной длины и переменного сечения. Он доказал необходимость введения в формулу Пурцелла поправочного коэффициента, который учитывает связь поровых каналов между собой. Существенное отличие предложенной модели от использованной Пурцеллом заключается в необходимости учитывать связанность проводящих элементов. Шершуков И.В. предложил рассматривать извилистые капилляры переменного сечения, как ряд прямоугольных отрезков, соединенных друг с другом.

На необходимость введения поправок за извилистость указывалось и ранее (Бурдайн Н.Т. и др., 1950; Амикс Дж. и др.,



K - газопроницаемость;
 K_t - теоретическая проницаемость по Пурцеллу;
 K_{tC} - теоретическая проницаемость с учетом связанности пор;
 m - пористость, %;
 r - средний радиус всей совокупности пор;
 r_f - средний радиус фильтрующих пор;

1 - гистограмма распределения пор;
2 - кумулятивная кривая;
3 - кривая долевого участия поровых каналов в фильтрации с учетом их связанности;
4 - кривая долевого участия поровых каналов, определяющих фильтрацию по Пурцеллу.

Рис.21. Изменение долевого участия поровых каналов в фильтрации при учете связанности пор в систему

1962), но работ по достоверному учету этого параметра не было. В. Энгельгард (1964) отмечал, что для полного описания геометрической структуры порового пространства надо определить пористость, проницаемость, удельную поверхность твердого вещества, функцию распределения пор и извилистость.

В формулу Пурцелла для расчета теоретической проницаемости входит литологический коэффициент λ :

$$K_T = 70m\lambda \int_{p=0}^{p=1} \frac{dp}{P_c^2}, \quad (1)$$

где K_T — теоретическая проницаемость;

m — пористость, %;

P_c — доля объема капилляров, заполненных ртутью при давлении P_c (%).

Для карбонатных пород значение λ принято равным 0,071.

Этот коэффициент соответствует более сложной, чем пучок прямолинейных капиллярных трубок, конфигурации порового пространства. Однако сложность геометрической структуры порового пространства литологическим коэффициентом полностью не учитывается. Система проводящих элементов образует «кластер», т.е. является связанной, если выполняется условие:

$$nl^3 > X_c, \quad (2)$$

где n — концентрация или число капиллярных трубок данного радиуса в единице объема (например, в 1 см³);

l — длина капиллярной трубки, см;

X_c — некоторое число, которое называется пороговым значением.

Критерий связанности заимствован из математической теории перколяции.

Пороговое значение X_c зависит от пространственной организации проводящих элементов. При данных расчетах использовано значение 0,25, характеризующее расположение проводящих элементов в трех взаимно перпендикулярных направлениях. Таким образом, граничное значение длины элементов l_c определяется из условия:

$$nl_c^3 = 0.25 \quad (3)$$

С точки зрения связанности пор значение l_c характеризует относительно прямолинейный отрезок извилистого капилляра, на конце которого в результате перегиба происходит как бы переход к другому капилляру длиной l_c .

Длина поровых капилляров в карбонатных породах превышает их диаметр в 2-6 раз, что было установлено при использовании метода электронной микроскопии в режиме катодной люминесценции (Багринцева К.И., Шершуков И.В., 1988). Для поровых каналов с радиусом 10-32 мкм длина не более 100 мкм; для крупных пор радиусом 40-50 мкм она составляет 100-150 мкм, реже до 300 мкм. Для ртутного поромера «Поромер-70Н» значения радиусов пор 50 мкм являются максимальными, поэтому для учета связанности поровых капилляров выбрано критическое значение $l_c = 100$ мкм.

Для расчета условия связанности поровых каналов по данным метода ртутной порометрии Шершуковым И.В. выделены следующие формулы:

Объем пор данного радиуса R_i в единице объема (1 см³):

$$V_i = \frac{m \cdot m_i}{100}, \quad (4)$$

где m — пористость, %; m_i — насыщенность или содержание пор, данного радиуса R_i , %.

Суммарная длина всех капиллярных трубок данного радиуса R_i в 1 см³:

$$L_i = \frac{V_i}{\pi R_i^2}, \quad (5)$$

Для трубок критической длины l_c концентрация в 1 см³:

$$n = \frac{L_i}{l_c}. \quad (6)$$

Тогда согласно формулам (3)-(6) определим критические значения длины капилляров l_c при данной их концентрации, необходимые для образования «кластера» в объеме 1 см³:

$$l_c = \frac{\sqrt{0.25 \cdot 10^4 \pi R_i^2}}{m \cdot m_i}. \quad (7)$$

Для системы состоящей из капиллярных трубок различных радиусов R_i при насыщенности m_i , используя выбранное значение $l_c = 100$ мкм, с учетом формул (2), (7) получаем условие связанности:

$$\frac{m}{10^4 \pi} \sum_i \frac{m_i}{R_i^2} > 2500. \quad (8)$$

Результаты расчетов по предложенным формулам свидетельствуют, что в сложных пористо-кавернозных средах поры крупного размера не образуют самостоятельно связанной системы. Это наблюдается в тех случаях, когда в 1 см³ породы их суммарная длина составляет менее 2500 см. Например, связанность системы пор радиуса R_1 будет достигаться при включении в нее пор меньшего радиуса R_2 , величина которых и определит значение фильтрации.

При расчете проницаемости необходимо принимать во внимание, что за счет крупных пор радиуса R_1 увеличивается число пор в системе, образованной более мелкими порами радиуса R_2 .

Если L_1 и L_2 — суммарные длины пор соответственно радиусов R_1 и R_2 , то увеличенное значение насыщенности, подставляемое в формулу Пурцелла (1), составит:

$$m_2^* = m_2 \frac{L_1 + L_2}{L_2}, \quad (9)$$

Аналогично, если связанность достигается позднее, лишь при включении в систему пор радиуса R_a , значение насыщенности m_a^* рассчитывается по формуле:

$$m_a^* = R_a^2 \sum_{i=\max}^{i=a} \frac{m_i}{R_i^2}. \quad (10)$$

Таким образом, используя методику И.В. Шершукова (1986), по формулам (8) и (10) оценена связанность пор данного радиуса в систему и получены значения насыщенности, которые можно подставить в формулу Пурцелла.

Существенные расхождения количественных структурных параметров, полученных на различных моделях доказывают более сложное строение порового пространства в карбонатных породах и необходимость учета взаимосвязанности и извилистости пор. Из приведенных в разделе IV данных видна хорошая сходимости теоретической и экспериментальной проницаемостей после введения в формулу поправочного коэффициента.

Сравнение кривых, полученных с учетом и без учета связанности поровых каналов (рис. 20 и 21), показывает существенное различие в диапазоне радиусов пор, определяющих основной объем фильтрации.

На рисунках видно смещение области фильтрующих пор на порометрической кривой влево — в зону меньших радиусов при учете связанности пор в единую систему. При этом существенно меняется величина среднего радиуса фильтрующих пор, определяемая по кривой долевого участия пор в фильтрации.

Таким образом введение поправочного коэффициента в формулу Пурцелла при расчете теоретической проницаемости с учетом реального участия крупных пор в фильтрации дало возможность получить значения теоретической проницаемости близкие к экспериментальным. Это позволяет использовать порометрическую кривую для достоверной оценки фильтрационных свойств коллекторов и показать, что основную роль играют не пустоты породы, а соединяющие их каналы.

В четвертой части «Собственно Атласа» для каждого образца приведены структурные характеристики, полученные с учетом связанности пор:

кривая 1 — гистограмма распределения пор по размерам;

кривая 2 — кумулятивная кривая построенная на тех же данных опыта;

кривая 3 — доленое участие пор в фильтрации с учетом их связанности;

кривая 4 — первичная кривая по Пурцеллу в кривых «Атласа» не показана.

В таблице под порометрической кривой для каждого образца приведены:

теоретическая проницаемость, мД;

процентное содержание поровых каналов радиусом менее 0,1 мкм, количество их соответствует содержанию остаточной воды;

диапазон и средний радиус всей совокупности пор (50% с кумулятивной кривой).

диапазон и средний радиус пор, определяющих фильтрацию.

МЕТОД БАГРИНЦЕВОИ: КАПИЛЛЯРНОЕ НАСЫЩЕНИЕ ПОРОД ЛЮМИНОФОРМ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА

Метод капиллярного насыщения горных пород люминесцирующими жидкостями был разработан и использован для оценки особенностей строения сложного пустотного пространства карбонатных коллекторов (Багринцева К.И., 1977). Метод простой, не требует дорогостоящего оборудования, основан на использовании нескольких физических явлений: капиллярное насыщение, эффект сорбции и люминесценцию вещества в источнике ультрафиолетового света.

Метод включает ряд операций:

1. изготовление ориентированного кубика с гранью 5 см;
2. насыщение под вакуумом образца люминесцирующей жидкостью;
3. снятие фона с граней кубика;
4. проявление различных видов открытых пустот, имеющих в коллекторе;
5. последовательное фотографирование каждой грани образца и его общего вида в источнике ультрафиолетового света;
6. определение количественных параметров.

Особенно важно привлечение этого метода для качественной и количественной характеристики трещиноватых пород при обработке фотоснимков, для дифференциации заполненных («минерализованных») и открытых трещин, выявления кавернозности, для определения значимости кавернозно-трещиноватых участков в формировании фильтрационно-емкостных свойств пород. Преимущество метода заключается в возможности контрастного выявления открытых зияющих трещин, установлении их морфологии и взаимосвязанности, определении различного соотношения пор, каверн и трещин в общем объеме пустот.

По своей сущности капиллярная пропитка карбонатных пород жидкостями, состоящими из органических веществ, аналогична природному явлению заполнения горных пород углеводородами. Преимущество метода заключается в том, что насыщающая жидкость, проникая под вакуумом внутрь пустотного пространства, заполняет лишь открытые трещины, каверны и поры и удерживается внутри образца кубической формы под действием молекулярно-поверхностных сил.

ненасыщенные образцы

насыщенные образцы



Система тонких наклонных трещин в перекристаллизованном известняке

Урманское нефтяное месторождение
(Нюрольская впадина)
Скважина 7;
Глубина 3133,7 м

Емкость трещин — 1,8%;
Абсолютная газопроницаемость, мД:
I - 0,02
II - 0,01
III - 0,004

Поверхности, плотн. трещин — 0,5 см/см²;
Раскрытость трещин — 14 мкм

Сеть горизонтальных и наклонных трещин в водорослевым известняке

Ардалинское месторождение
(Тимано-Печорская провинция);
Скважина 45;
Интервал 3277,3-3286 м (франский ярус);
Образец 8349

Емкость трещин — 0,9 %;
Абсолютная газопроницаемость, мД:
I - 0,01
II - 0,13
III - 0,21

Поверхности, плотн. трещин — 1,3 см/см²;
Раскрытость трещин — 7 мкм

Преобладание длинных горизонтальных трещин, определяющих анизотропию проницаемости в доломитизированном водорослевым известняке

Ардалинское месторождение
(Тимано-Печорская провинция);
Скважина 45;
Интервал 3277-3286 м (франский ярус);
Образец 8350

Емкость трещин — 0,7%;
Абсолютная газопроницаемость, мД:
I - 0,01
II - 1,7
III - 1,7

Поверхности, плотн. трещин — 1,3 см/см²;
Раскрытость трещин — 20 мкм

Система секущих взаимособобщающихся трещин различной ориентировки в пелитоморфном известняке

Месторождение Западное Хосеаау
(Тимано-Печорская провинция);
Скважина 44;
Глубина 3054,5 м (Франский ярус);
Образец 8403

Емкость трещин — 0,9%;
Абсолютная газопроницаемость, мД:
I - 0,05
II - 0,14
III - 0,40

Поверхности, плотн. трещин — 1,2 см/см²;
Раскрытость трещин — 18 мкм

Рис.22. Выявление морфологии пустотного пространства карбонатных пород после насыщения их люминофором

Метод основан на капиллярном проникновении люминофора в открытые полости трещин, сохранении его внутри образца, а после снятия фона — на проявлении люминесцирующей жидкости за счет эффекта сорбции. Чем больше суммарный объем внутренних пустот, тем интенсивнее люминофор под действием сорбента проявляется на гранях кубика. Естественно, что движение жидкости происходит по пустотам и трещинам, которые сообщаются с поверхностью. В источнике ультрафиолетового света пустоты светятся яркозеленым цветом. Выявление морфологии трещин показано на рис. 22, 23.

Трещиноватость и пористость выделяются по интенсивности свечения, так как имеется резкий контраст между темным фоном непроницаемых участков породы и нарушенными участками. Карбонатные породы отличаются значительной плотностью матрицы, а имеющиеся поры, каверны или трещины характеризуются очень большой сложностью строения, извилистостью, поэтому люминесцирующая жидкость хорошо удерживается внутри породы.

Для получения более четкой картины необходимо снять поверхностный слой покрывающий образец, поскольку кубик насыщался люминофором под вакуумом; после удаления внешней пленки с граней образца по зияющим трещинам люминофор «вытягивается на поверхность», проявляются следы всех пустот, которые имеют связь с внутренним объемом.

Лучшим люминофором считается нориол-А, но он обладает очень высокой вязкостью и поэтому применяется в различных соотношениях с керосином и бензином.

Из большого числа светящихся индикаторных жидкостей, описанных А.С. Боровиковым (1972) 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, дефектоль золотисто-зеленый 0,03%;
3. керосин 64,5%, нориол-А 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 (К.И. Багринцева, 1977, 1982). Нориол является нефтью, он выпускается в качестве флюоресцирующего компонента индикаторной жидкости, хорошо растворяется в углеводородных растворителях и люминесцирует в ультрафиолетовом свете ярким зеленым цветом. Разновидность его -нориол-А отличается более высокой концентрацией люминесцирующих веществ и большей чистотой зеленого тона. К достоинствам, благодаря которым именно его применяют для насыщения карбонатных пород, относятся: свечение в ультрафиолетовых лучах зеленым цветом в наиболее чувствительном для глаз спектре; большая яркость, насыщенность тона при освещении ультрафиолетовыми лучами; устойчивость в течение длительного срока; хорошая

растворимость в углеводородных растворителях — керосине, бензине, т.е. в веществах, которые наиболее часто используются при исследовании коллекторов; высокая проникающая способность, обеспечивающая полноту насыщения; сравнительно легкая смываемость теплой водой или очищенным бензином; хорошая адсорбируемость и нетоксичность.

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 поверхностного фона люминофора с грани образца. При применении химически чистого бензина для 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 кубика. Предложенный способ снятия поверхностной пленки бензином позволяет получать более четкие контуры трещин и пористых участков на фотографиях, предупреждает резкое вытекание жидкости из крупных трещин.

Следующая немаловажная операция заключается в нанесении на образец сорбирующих веществ, способствующих выявлению зияющих пустот, 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, заполняющей зияющие полости. Небольшое воздушное обвеивание, создаваемое при напылении порошка из распылителя, не позволяет порошку задерживаться на неповрежденной поверхности кубика, сорбент с нее механически сдувается. На полосках и трещинах с люминофором порошок осаждается и взаимодействует с жидкостью.

При напылении рекомендуется брать образец только за ребро кубика, чтобы не повредить и не смазать картины взаимосвязи выявленных открытых трещин. 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 (рис.24).

Фотографируется образец в натуральную величину обязательно в полной темноте и при наличии сильного источника ультрафиолетового света. При снятии общего вида необходимо предусматривать хорошую освещенность боковых граней, что достигается за счет использования эффекта от-



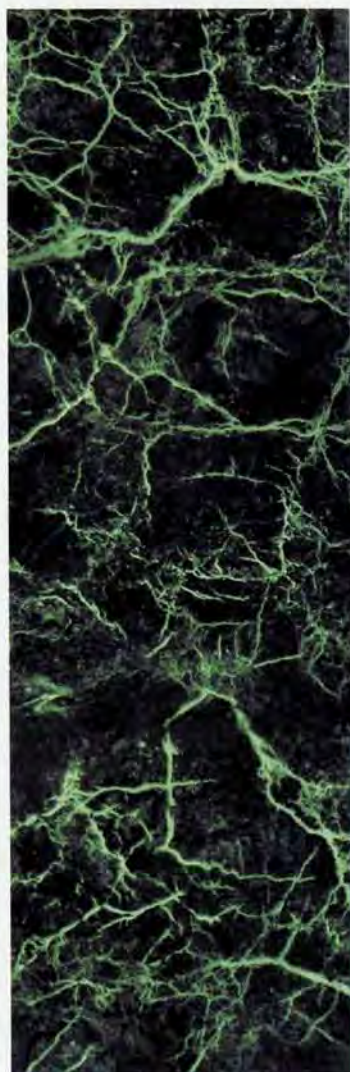
ненасыщенный образец



Нефтяное месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
Скважина 8;
Глубина 4022,6 м (башкирский ярус);
Образец 7529

Емкость трещин — 2,3%;
Абсолютная газопроницаемость, мД:
I - 0,5
II - 0,3
III - 0,5

Поверхностная плотность трещин — 1,46 см/см²;
Раскрытость трещин — 20 мкм



насыщенный образец

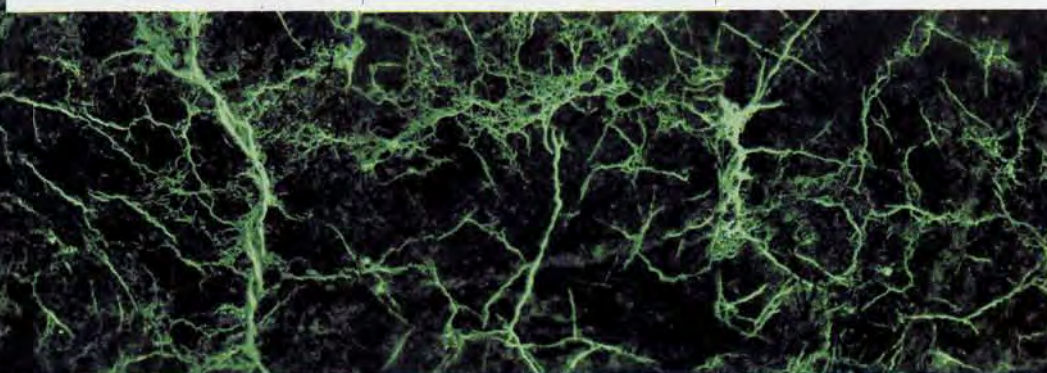


Рис.23. Выявляемость трещин различной раскрытости и морфологии в микрозернистом известняке при насыщении люминофором

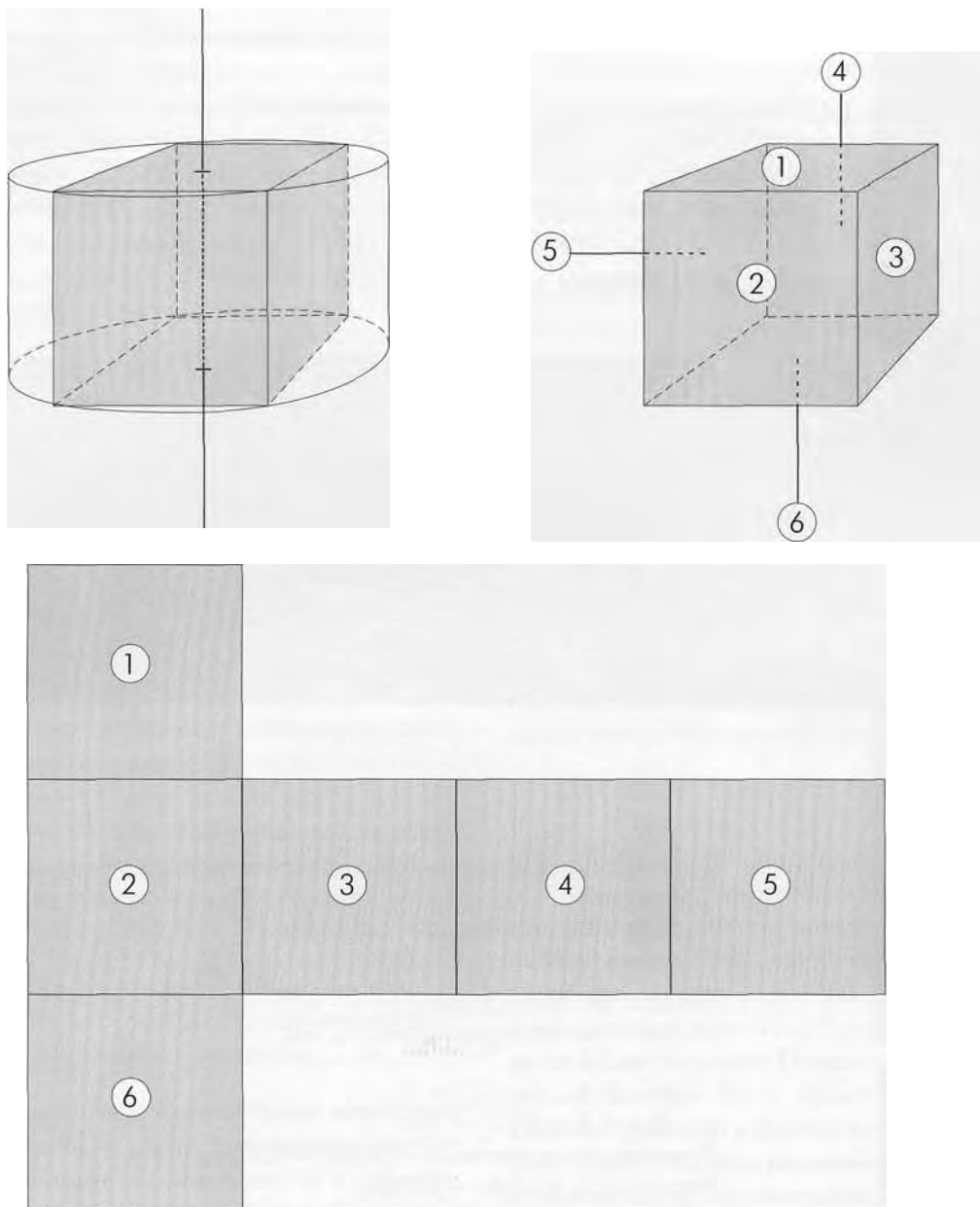


Рис.24. Ориентировка граней образца кубической формы. Грани 1 и 6 перпендикулярны к оси керна; грани 2-5 параллельны напластованию.

ражения с помощью зеркал. После обработки кубика сорбентом на поверхности образца отчетливо выявляются в виде точек или полос нарушенные участки, которые светятся 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 пустот определенного типа - каверн, пор или трещин.

Для фотоснимков используются фотоаппараты «Зенит», «Пентакон» со светложелтым светофильтром ЖС-12 для поглощения ультрафиолетовых лучей. Наиболее удобен широкоплечный фотоаппарат, позволяющий снимать образцы в натуральную величину. Выдержка меняется от 30 сек. до нескольких минут в зависимости от интенсивности свечения. Очень важны равномерность и интенсивность освещения, что достигается применением мощных источников ультрафиолетового света.

Основное преимущество метода искусственной капиллярной пропитки заключается в возможности дифференциации пустотного пространства: выявляются поры, каверны и открытые трещины, зияющие с поверхности и имеющие внутренний объем пустот, заполненный люминофором. Одновременно на ненасыщенном кубике выделяются минеральные заполненные трещины, которые недоступны для проникновения люминофора, поэтому они после пропитки не светятся (рис. 22).

На рис. 22, 23 приведены фотографии граней образца до насыщения образца люминофором и после насыщения. Сравнение фотографий позволяет выявить особенности строения пустот. Насыщенные участки зеленого цвета соответствуют открытым трещинам, порам и кавернам. В тех случаях, когда карбонатные породы отличаются одновременным развитием пор и трещин, доступных для проникновения люминофора, на фоне равномерно светящихся точек (поровых каналов) выделяются зеленоватые полосы различной ориентировки и раскрытости (трещины). Съемка образцов после пропитки, особенно фотографирование каж-

дой из граней кубика, дает наглядное представление о строении пустотного пространства, позволяет более достоверно оценить тип коллектора, выявить наличие зияющих и заполненных трещин, характер их взаимосвязи, морфологии и протяженности, а также определить преобладающее развитие пор, каверн или трещин (рис.23).

Последним этапом является обработка полученных фотоснимков: подсчитывается количество вертикальных и горизонтальных трещин, определяется курвиметром их общая длина, рассчитывается поверхностная плотность трещин, по граням определяется средняя их раскрытость, описываются морфология и сообщаемость пустот. Все представленные в Атласе фотографии сделаны на кубиках с гранью 5 см.

Раскрытость зияющих трещин измеряется по большему числу точек, поскольку вдоль трещин она меняется весьма значительно за счет выщелачивания. К числу важных характеристик трещиноватости относится ориентировка трещин, морфология и протяженность, так как именно эти параметры обуславливают фильтрационные свойства пород. Очень важно оценивать взаимосвязь трещин между собой

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

Истинная ширина трещин измеряется непосредственно на гранях кубика при помощи бинокулярной лупы.

Накопленный опыт позволяет считать более правильным измерение раскрытости трещин проводить непосредственно по кубику под бинокулярной лупой. Определение раскрытости трещин производится до насыщения кубика люминофором, либо после экстракции люминофора. Замеры ши-

рины трещин проводятся на каждой грани так же, как в шлифе. Измеренные трещины зарисовываются. После насыщения образца люминофором и фотографирования зарисовки идентифицируются с фотоснимками. Около каждой трещины наносится ее раскрытость. Часто на фотоснимках выявляется большее число трещин, чем на зарисовках. Учитывая, что цена деления линейки бинокулярной лупы 0,016 мм, все трещины раскрытостью больше 8 мкм можно измерить.

Раскрытость трещин, не измеренных под бинокулярной лупой, мы условно принимаем равной 5 мкм. Затем на фотоснимках выделяются трещины, участвующие в фильтрации. Подсчитывается их средняя раскрытость и определяется преобладающее направление фильтрации. Вычисляется также среднее значение раскрытости с учетом всех трещин, выявленных в образце.

Использование кубика для измерения раскрытости позволяет в большинстве случаев избежать ошибок за счет неперпендикулярности плоскостей 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.

Методические приемы по определению раскрытости трещин дают возможность выявить значительную изменчивость этого параметра. Абсолютные величины раскрытости трещин изменяются в широких пределах от 5 мкм до 500 мкм.

Высокие значения раскрытости присущи трещиноватым породам, полости которых расширены выщелачиванием. Одна и та же трещина часто имеет различную раскрытость вдоль длины. Она может изменяться без учета расширений выщелачивания по длине трещины почти в 2 раза: от 16 мкм до 40 мкм, от 80 до 160 мкм. На участках интенсивного выщелачивания раскрытость трещин достигает нескольких миллиметров и сопровождается развитием каверн.

ТИПЫ МИКРОПУСТОТ В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ

Карбонатные породы отличаются значительной изменчивостью пустотного пространства, одновременным развитием пор, каверн или трещин. Немаловажное значение для характеристики коллекторов имеет генезис пустот и морфология их проявления. В связи с существенно различной ролью генезиса пустот для формирования коллекторов нами была разработана морфо-генетическая классификация и

выделены типы пустотности, связанные со структурой пород и вторичная пустотность, возникающая независимо от структурных особенностей карбонатных пород (Багринцева К.И., 1982,1989). В данном разделе выделены и описаны типы микропустотности при изучении карбонатных пород в СЭМ (Табл.1).

Таблица 1. Типы микропустотности в карбонатных породах (по СЭМ)

Генезис	Форма	Размер, мкм
/.Пористость, связанная со структурой породы		
1. Межкристаллическая	Округлая, овальная, изометричная, вытянутая, щелевидная, треугольная, прямоугольная	0,3-8 преобладает 0,5 - 5
2. Внутриформенная	Округлая, овальная, преобладает сложная	30 - 300
3. Межформенная	Сложная, угловатая, вытянутая, изогнутая	30 - 100
4. Межгранулярная	Округлая, сложная заливообразная	30 - 500
5. Унаследованная кавернозность	Округлая, овальная, изометричная, редко угловатая	50 - 200
6. Поры вторичной доломитизации	Угловатая, вытянутая	20 - 300
//. Вторичная емкость, не связанная со структурой породы		
1. Формы растворения на гранях кристаллов	Округлая, овальная, прямоугольная, сложная, извилистая с узкими пережимами	0,3- 100
2. Трещины в кристаллах:		
а) результат глубинного растворения	Извилистые сообщающиеся	Раскрытость 0,05 - 0,1
б) результат давления вышележащих пород	Прямолинейные	Раскрытость 0,1 - 0,5
3. Микротрещины тектонические в породе	Прямые параллельные, ветвящиеся, прерывистые	Раскрытость 5 - 50
4. Изолированные каверны в непористой матрице	Округлая, овальная, извилистая	30 - 500
5. Вторичные каверны вдоль полостей трещин	Сложная, вытянутая, извилистая	30 - 500

Первичная пористость, связанная со структурой породы

1. Межкристаллическая пористость выделена в первую группу, поскольку в большинстве пород-коллекторов она является основной пористостью матрицы, во многих случаях состоящей из зерен или кристаллов кальцита или магниевого кальцита мелкотонкозернистой размерности. В кристаллических известняках и доломитах эта пористость является самой распространенной и во всех типах карбонатных пород самой тонкой (рис. 25 а, б).

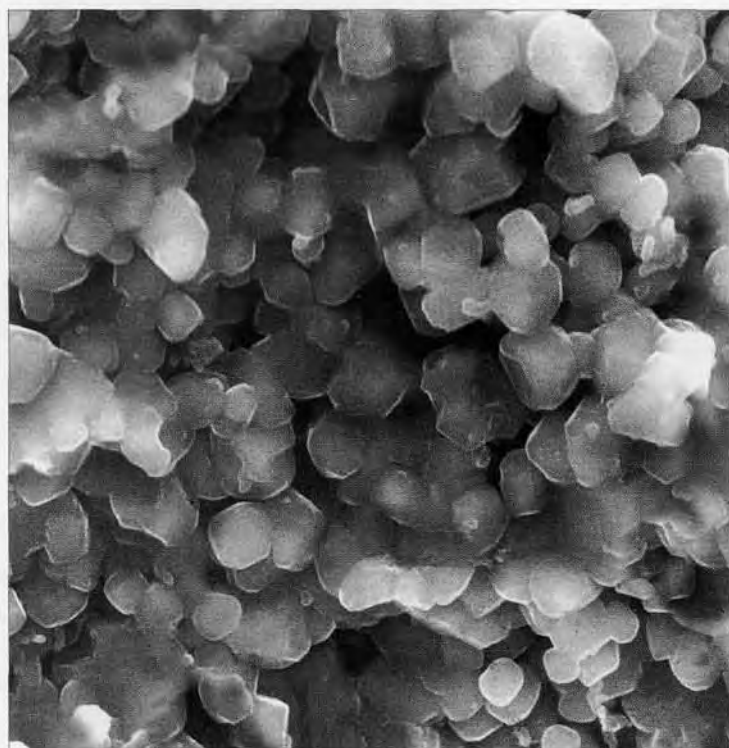
Морфология межкристаллических пор определяется формой кристаллов, составляющих матрицу породы, а размер - их дисперсностью. В известняках, представленных кристаллами скаленоэдрической или близкой к изометричной формы, форма пор угловато-округлая, изометричная, реже вытянутая. Если матрица сложена кристаллами ромбоэдрической, таблитчатой или призматической — форма пор прямоугольная, треугольная, щелевидная. Размер 0,5-8 мкм, преобладает 0,5-5 мкм. Эти поры могут составлять значительную часть общей пористости породы, но влияние их на ее коллекторские свойства невелико.

2. Внутриформенная пористость присуща органогенным, органогенно-детритовым известнякам. По микрофотографиям сколов пород, полученным в растровом электронном микроскопе в режиме вторичных электронов в большинстве случаев не диагностируется органогенный генезис пород, так как органические остатки полностью замещены тонко-мелкокристаллическим карбонатом и только в редких случаях упорядоченное расположение кристаллов свидетельствует о наличии перекристаллизованной органики.

Возможность видеть внутрифирменные поры появилась при исследовании шлифованных поверхностей пород, пропитанных веществом контрастным к электронному лучу.

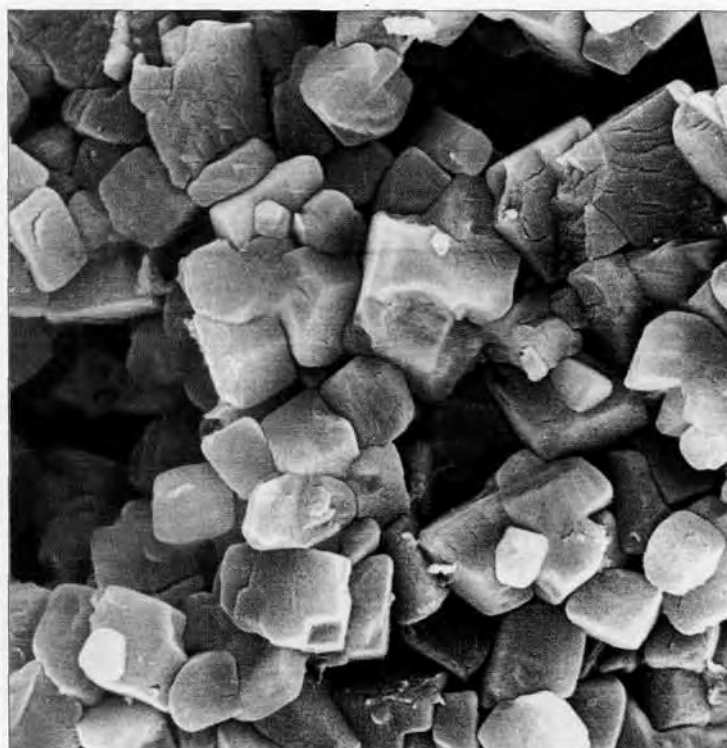
На фотографии (рис. 25 с) отчетливо видны общие очертания внутриформенных пор, и за счет вторичного минералообразования они разбиты на множество более мелких.

Форма таких пор зависит от родового состава органических остатков и повторяет очертания внутренней ячейки, занятой живым телом; они могут быть овальной, округлой, но в большинстве случаев сложной формы из-за частичного заполнения или растворения внутренних частей раковин.



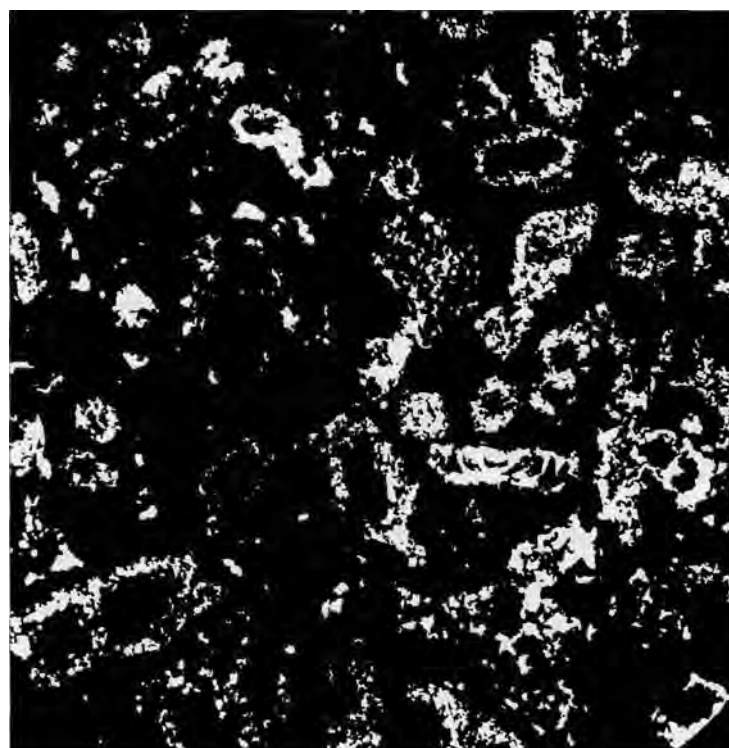
а. Межкристаллическая пористость определяется формой кристаллов, слагающих матрицу известняка

СЭМ, увеличение 3000[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 10;
 Интервал 4144-4152 м (ассельский ярус);
 Образец 4260



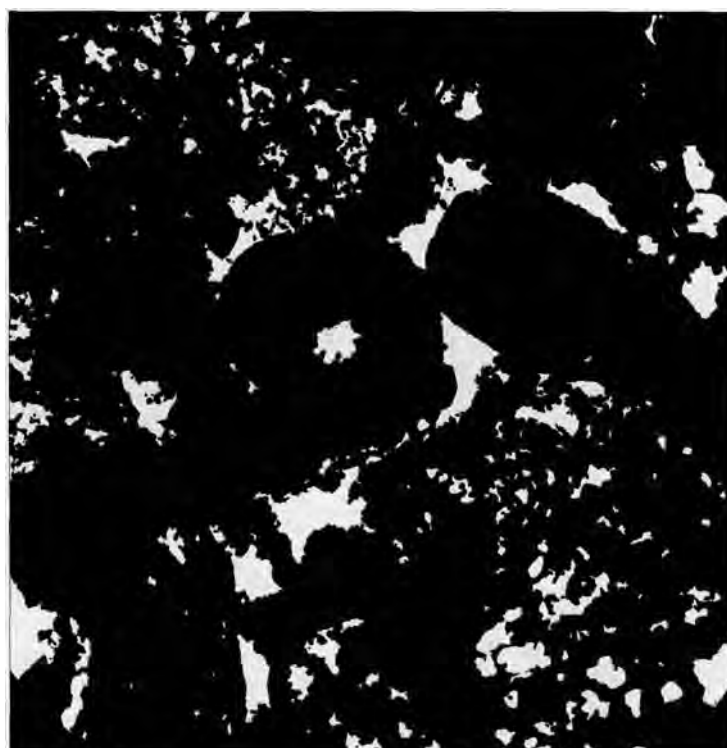
б. Межкристаллическая пористость определяется формой кристаллов, слагающих матрицу известняка

СЭМ, увеличение 3000[×]
 Астраханское месторожд. (Прикаспийская провинция);
 Скважина 32;
 Интервал 3997-4002 м;
 Образец 116



с. Внутрiformенная пористость в известняке полидетритовом, слабо доломитизированном

СЭМк, увеличение 100[×]
 Астраханское месторожд. (Прикаспийская провинция);
 Скважина 25;
 Глубина 4041,78 м (башкирский ярус);
 Образец 4859



д. Межформенные поры в органогенном известняке

СЭМк, увеличение 100[×]
 Жанажольское месторожд. (Прикаспийская провинция);
 Скважина 23;
 Интервал 3809-3813 м;
 Образец 4393

Рис.25. Первичная пористость, связанная со структурой породы



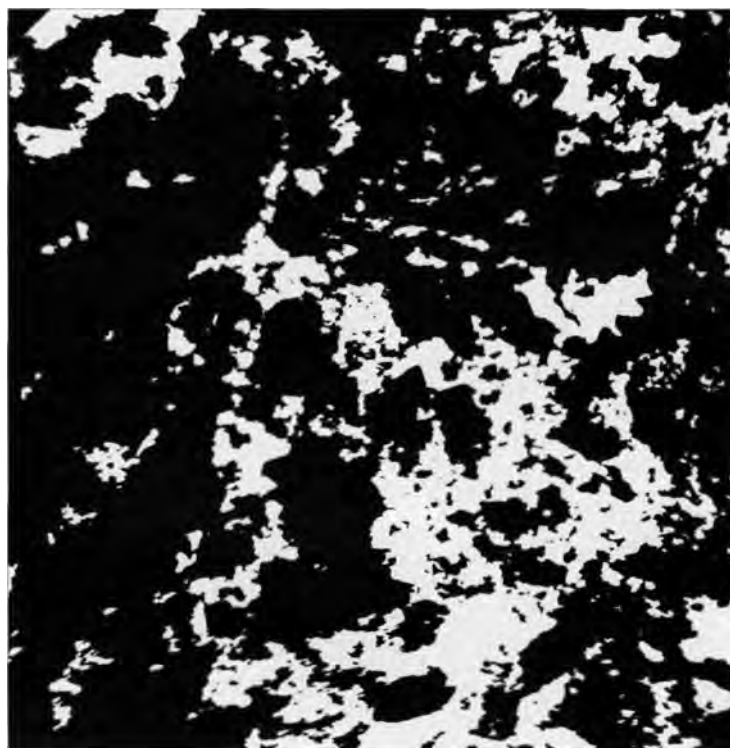
е. Межгранулярная пористость в комковатом перекристаллизованном известняке

Снято во вторичных электронах (СЭМ), увеличение 44^х
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 9;
 Интервал 4746-4751 м (карбон);
 Образец 6193



ф. Межгранулярная пористость в комковатом перекристаллизованном известняке

Снято в режиме катодолюминесценции (СЭМк), увеличение 50^х
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 9; Интервал 4746-4751 м (карбон);
 Образец 6193



г. Вторичная унаследованная кавернозность в известняке водорослевым, сферово-сгустковым

Снято в режиме катодолюминесценции (СЭМк), увеличение 50^х
 Северное Хоседаю (Тимано-Печорская провинция);
 Скважина 3; Интервал 3197-3203,9 м (франский ярус);
 Образец 7250



h. Вторичная унаследованная кавернозность в водорослевом известняке.

Снято в режиме катодолюминесценции (СЭМк) увеличение 50^х
 Северное Хоседаю (Тимано-Печорская провинция);
 Скважина 7; Интервал 3431 -3439 м (франский);
 Образец 7455

Рис.25 (Продолжение). Первичная пористость, связанная со структурой породы.



г. Поры вторичной доломитизации в известняке органично-детритовом, доломитизированном

Снято во вторичных электронах (СЭМ), увеличение 100[×]
Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
Скважина 44;
Интервал 4141 -4148 м (башкирский ярус);
Образец 6127



ж. Пористость доломитизации в железистом доломите (анкерит).

Снято в режиме катодолуминесценции (СЭМк),
увеличение 100[×]
Урманское месторождение (Нюрольская впадина);
Скважина 7; Интервал 3111 -3115 м (франский ярус);
Образец 8138

Рис.25 (Продолжение). Первичная пористость, связанная со структурой породы.

Обычно такие поры почти не выходят за пределы органического остатка, не сообщаются между собой, расположены в породе равномерно или сконцентрированы в отдельных участках в зависимости от текстуры породы. Их вклад в общую емкость породы может быть значительным, но проницаемость пород с преобладанием такого типа пустот низкая. Она повышается за счет развития трещин. Размер полых пустот 30-300 мкм.

3. Межформенную пористость удается диагностировать только по микрофотографиям, полученным с шлифовок пород, пропитанных контрастным к электронному лучу веществом. Отделить этот тип пористости от вторичных видов пустотности удается только в случае хорошей сохранности форм органических остатков (рис. 25d).

4. Межгранулярная пористость встречается в биоморфных разностях, органично-обломочных и обломочных карбонатных породах, образующихся при накоплении склоновых и бортовых отложений. Породы сложены целыми раковинами или окатанными обломками органических остатков овальной и округлой формы, отличаются высокой степенью сортировки, размер 400-600 мкм. Структура порового пространства зависит от формы, размера и характера упаковки отдельных форменных компонентов и представлена различной формы пустотами, иногда изолированными в результате вторичного минералообразования. Размеры пор зависят от размеров форменных компонентов и составляют 30-100 мкм или больше 450-500 мкм (рис. 25 e,f). Тип цементации и количество цемента различны.

5. Унаследованная кавернозность характерна для пород с высокой первичной пористостью, благоприятной для циркуляции в породах химически активных флюидов. Процессы растворения и выщелачивания, активно протекающие в таких случаях, увеличили размеры и сообщаемость пор между собой с образованием каверн, что приводит к увеличению эффективной пористости и проницаемости. Данный тип пустот характерен для биоморфных, органических и обломочных разностей, накапливавшихся в условиях высокой гидродинамики. Этот тип пустотности выявляется в СЭМ при преобладающем развитии мелких каверн (рис. 25 q, h). В породах преобладают крупные поры радиусом от 50 мкм до 200 мкм, сообщающиеся между собой по широким пережимам. Форма пустот округлая, заливообразная, овальная, изометричная, извилистая, пережимы между порами широкие, нередко соизмеримы с размерами пор. Унаследованная кавернозность обычно наблюдается в пористо-проницаемых разностях пород. Такие породы являются наиболее высокеемкими коллекторами и содержат наибольшие запасы углеводородов.

6. Поры вторичной доломитизации. Пустотность этого типа довольно широко распространена в коллекторах карбонатного состава. Поры образуются при доломитизации литифицированных пород (поздний диагенез, катагенез, гипергенез). В зависимости от степени доломитизации известняка пустоты этого типа расположены отдельными пористыми, не сообщающимися между собой гнездами, или относительно равномерно распределены в породе. Такие поры могут со-

составлять значительную долю общего объема пустотности. Для формирования коллекторов с преобладанием пор доломитизации очень важно строение пустотного пространства, по которому протекает доломитизация. Эти поры обычно имеют вытянутую форму и угловатые очертания. Их форма настолько характерна, что генезис легко устанавливается на снимках, сделанных в режиме катодолюминесценции, где мы не видим строение самой породы (рис. 25 i, \).

Следует отметить, что на этих участках также широко развит межкристаллическая пористость, образуемая крупными кристаллами вторичного доломита. Форма пор треугольная, прямоугольная, угловатая. Они вносят свой вклад в общий объем пустотного пространства, но не влияют на фильтрационные свойства породы.

Вторичная емкость, не связанная со структурой породы

К вторичной пустотности, не связанной с условием накопления пород следует отнести пустоты образующиеся в литифицированной породе в период протекания постседиментационных и тектонических процессов, когда в плотных низкеемких породах развивается дополнительная пустотность в виде пор, микротрещин или каверн. К ним относятся «вновь образованная кавернозность» и трещиноватость, реже поры вторичной доломитизации. Особенно большую роль играет в этих случаях химизм и скорость движения подземных вод, фильтрующихся по системе остаточных пор или трещин в растворяющих полости и отдельные участки пород или способствующих развитию процессов доломитизации. Важно подчеркнуть, что для возникновения вторичных пустот не имеет значения генезис пород. Они представляют значительно меньший интерес для оценки коллекторских параметров, но позволяют понять механизм возникновения сложных типов коллекторов (рис.26, 27).

Наименьшей размерностью среди типов пустотности, связанных со вторичными процессами выщелачивания в породе, обладают ямки травления на гранях кристаллов. Можно их назвать **формами растворения**. Морфология таких пустот определяется внутренней структурой кристалла и его дефектностью. Для карбонатов это обычно округлая, овальная, прямоугольная форма с размерностью 0,3-100 мкм и до полного разрушения кристалла (рис. 26 а,б). В последнем случае такие пустоты приобретают сложную извилистую форму с узкими пережимами. Такой тип пористости может составлять значительную долю пустотности в породах, минеральная часть которых образована сильно корродированными кристаллами.

Трещины растворения глубинного выветривания широко распространены в породах карбонатного состава. В результате химического растворения кристалл покрывается очень тонкой сетью трещин с раскрытостью 0,05-0,1 мкм (рис. 26 с). На емкостные и фильтрационные свойства такая трещиноватость влиять не может, но она способствует разрушению пород.

Трещины, образовавшиеся в кристаллах под давлением вышележащих пород, встречаются при изучении в СЭМ в коллекторах карбонатного состава довольно редко, даже в

породах залегающих на очень больших глубинах. Объясняется это вероятно тем, что каждый кристалл имеет много контактов, на которые распределяется нагрузка. Трещины обычно прямолинейные, раскрытость 0,1-0,5 мкм. Кристалл может сохранять целостность или же может произойти смещение его части (рис. 26 d). Такой тип трещин в кристаллах не влияет на коллекторские свойства породы, поскольку эти кристаллы по отношению к пласту являются единичными.

Микротрещины тектонические различной морфологии и раскрытости в породах карбонатного состава наблюдаются повсеместно, что хорошо видно на фотоснимках кубиков, насыщенных люминофором. Значительно труднее выявить их с помощью сканирующего электронного микроскопа из-за размера исследуемого образца. Снимки трещиноватых пород дают возможность проследить рост вторичных кристаллов в полости трещин, оценить микрообщаемость и истинную раскрытость трещин (рис. 27 а, б, с, d).

На микроснимках скола породы, полученных во вторичных электронах, трещины не видны из-за малого размера образца. Более информативно наблюдать их на полированных поверхностях пластин, пропитанных под вакуумом контрастным веществом.

Общим для всех трещин этого типа является протяженность (обычно не более 0,5-1 мм), незначительная раскрытость 5-50 мкм и прерывистость. Морфология трещин существенно различна; единичные прерывистые, ветвящиеся. Исследование образцов кубической формы дает большую информацию об изменчивости микротрещин.

Изолированные каверны довольно часто встречаются в карбонатных породах. В плотной матрице низкеемких карбонатных пород основной объем пустотного пространства составляют каверны выщелачивания, это так называемая «вновь образованная кавернозность». Каверны могут быть изолированными и сообщающимися посредством микротрещин.

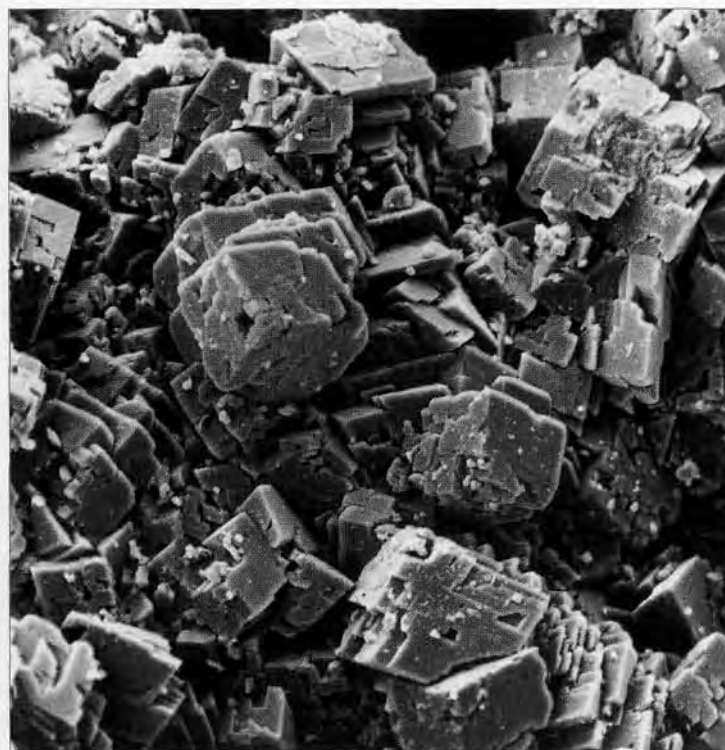
На рис. 27 с, d можно видеть многочисленные «полости выщелачивания вдоль трещин». Они могут размещаться в конце трещин, объединяться с ней узким каналом, значительно увеличивать ее раскрытость. Форма пустот сложная, извилистая. Размер 20-30 мкм и более. Каверны большего размера при электронно-микроскопических увеличениях не имеет смысла изучать. Большинство микротрещин является прерывистыми (рис. 27 е, f, q, h), что обусловлено вторичным минералобразованием. Этим же объясняется и шероховатость стенок трещин, так как они часто инкрустированы кристаллами вторичного кальцита или доломита. Наиболее информативен рост крупных кристаллов внутри полостей выщелачивания, что позволяет сделать вывод о длительности процесса растворения и о выпадении минералов последней генерации.

Наличие микротрещин мало увеличивает полезную емкость, но за счет развития изолированных каверн емкость породы существенно возрастает; влияние их на фильтрационные свойства трещин незначительно, поскольку они взаимосвязаны между собой через трещины. При изучении образцов пропитанных люминофором появляется возможность наблюдать одновременное развитие трещин, каверн и пустот выщелачивания, что хорошо видно на всех образцах насыщенных люминофором.



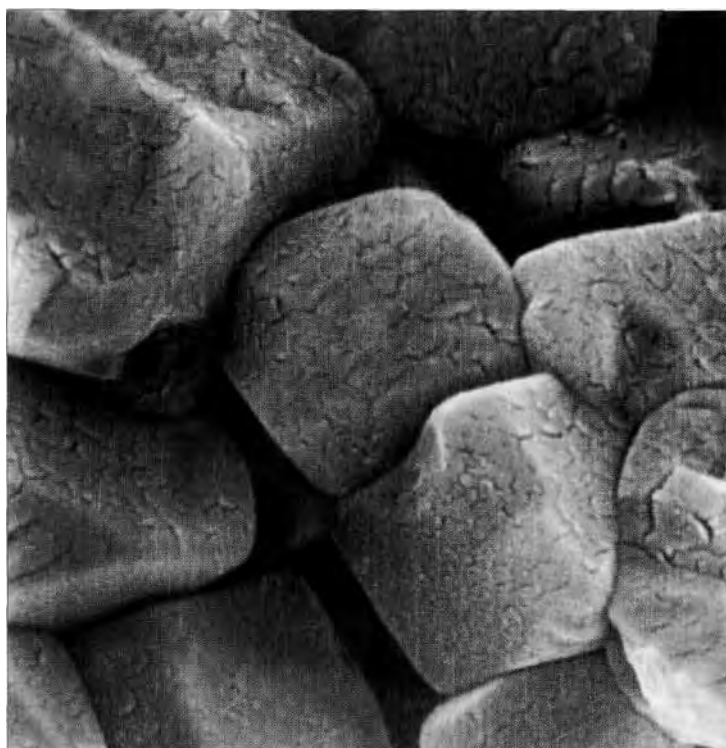
а. Формы растворения на гранях кристаллов кальцита

СЭМ, увеличение 1000[×]
Астраханское месторожд. (Прикаспийская провинция);
Скважина 32;
Интервал 3997-4002 м;
Образец 116



б. Характер разрушения кристаллов доломита в известняке водорослево-фораминиферовом, доломитизированном

СЭМ, увеличение 300[×]
Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
Скважина 44;
Интервал 4141-4148 м (башкирский ярус);
Образец 6127



с. Образование трещин на кристаллах кальцита в результате глубинного растворения

СЭМ, увеличение 2000[×]
Астраханское месторожд. (Прикаспийская провинция);
Скважина 32;
Интервал 4034,8-4037,8 м;
Образец 172



д. Образование трещин на поверхности кристаллов кальцита в органогенно-обломочном известняке под действием давления

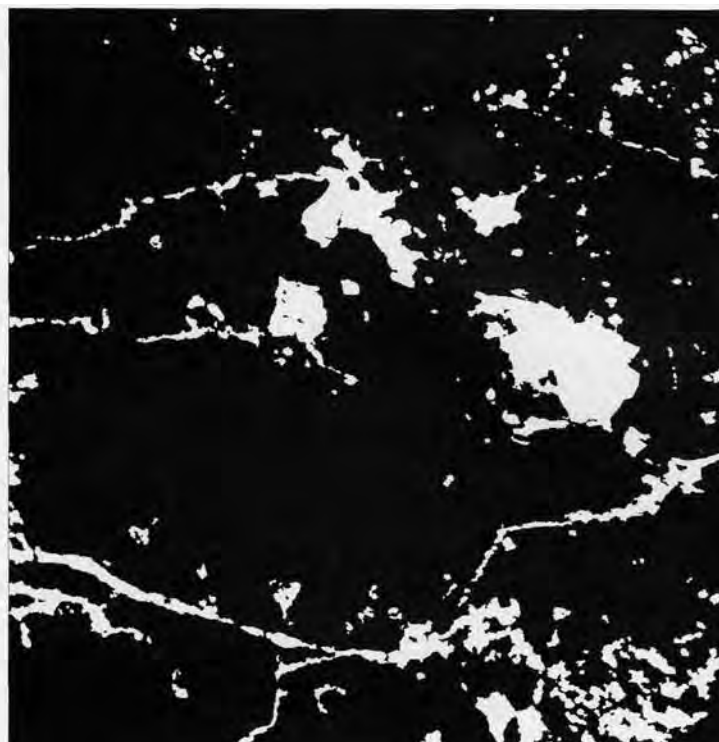
СЭМ, увеличение 10000[×]
Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
Скважина 44;
Интервал 4255-4262 м (визейский ярус);
Образец 6145

Рис.26. Вторичная пустотность, не связанная со структурой пород



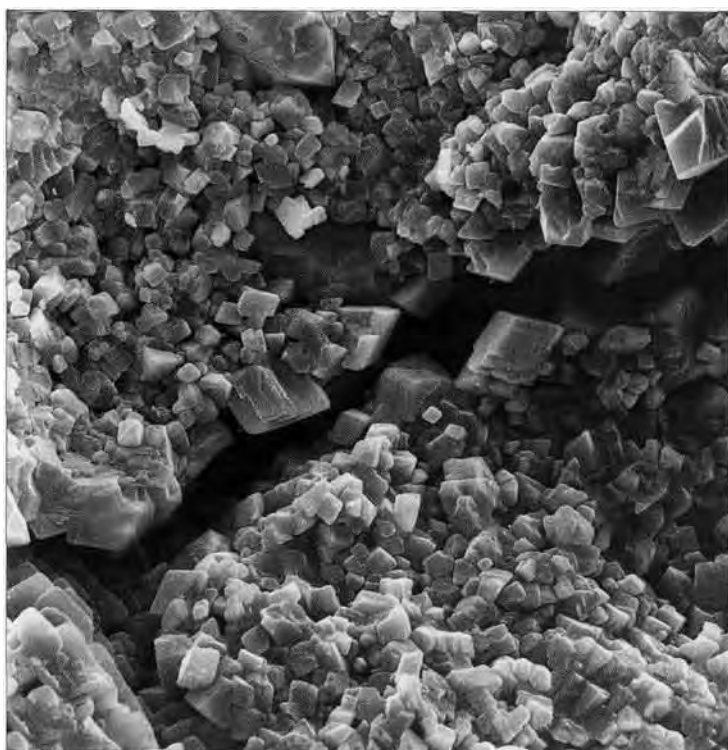
а. Параллельные трещины в непроницаемой матрице известняка микрозернистого

СЭМк, увеличение 50[×]
Месторождение Жанажол (Прикаспийская провинция);
Скважина 19;
Интервал 2720-2727 м (московский ярус);
Образец 4609



б. Ветвящиеся трещины с полостями выщелачивания вдоль них в известняке биоморфно-детритовом

СЭМк, увеличение 100[×]
Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
Скважина 1;
Интервал 4622-4627 м (московский ярус);
Образец 5301



с. Вторичное минералообразование по стенкам трещин в известковистом доломите

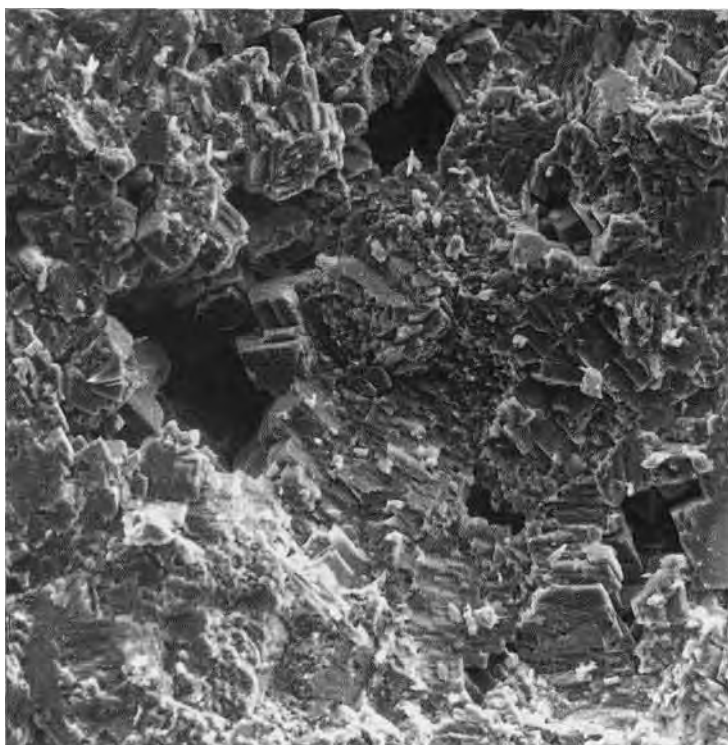
СЭМ, увеличение 100[×]
Астраханское месторожд. (Прикаспийская провинция);
Скважина 32;
Интервал 4034,8-4037,8 м (башкирский ярус);
Образец 172



с/. Прерывистость трещин в анкерите, связанная с вторичным минералообразованием

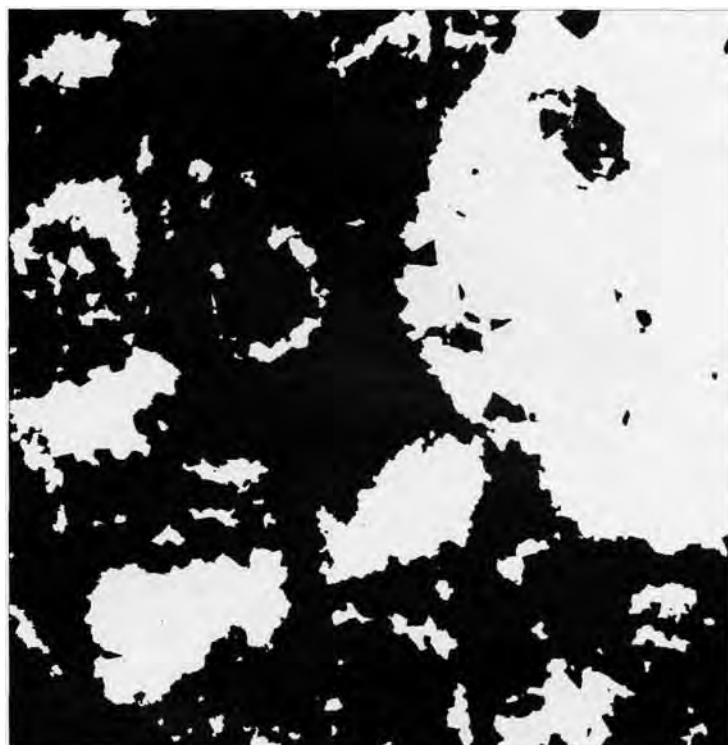
Снято в режиме катодолюминесценции (СЭМк)
увеличение 100[×]
Урманское месторождение (Нюрольская впадина);
Скважина 7; Интервал 3107-3111 м (верхний девон);
Образец 8128

Рис.27. Микротрещины тектонические и пустоты растворения вдоль полостей трещин



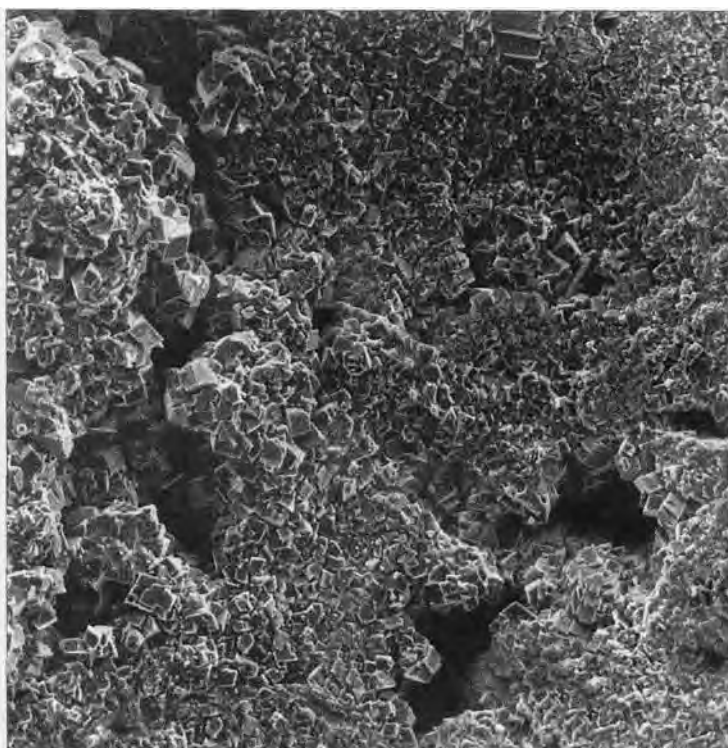
е. Изолированные каверны в непроницаемой матрице доломита

СЭМ, увеличение 200[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 16;
 Интервал 4696-4702 м (серпуховский ярус);
 Образец 6284



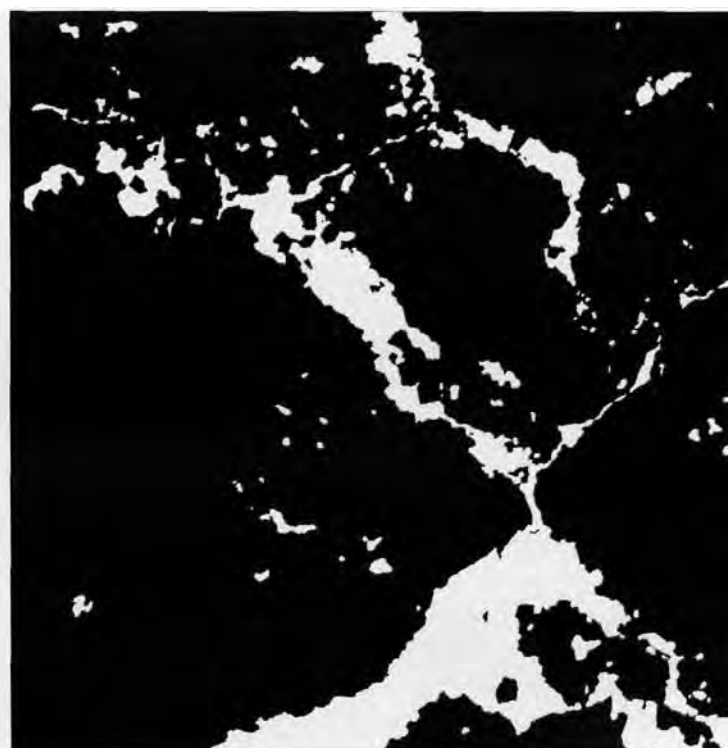
ф. Изолированные каверны в слабоизвестковистом доломите

СЭМк, увеличение 100[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 11;
 Интервал 4549-4554 м (ассельский ярус);
 Образец 5695



д. Сообщающиеся каверны в непористой матрице доломита

СЭМ, увеличение 100[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 16;
 Интервал 4830-4840 м (серпуховский ярус);
 Образец 6305



г. Сообщающиеся каверны в плотной матрице доломита известковистого

СЭМк, увеличение 100[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 5;
 Интервал 5070-5078 м (серпуховский ярус);
 Образец 5293

Рис.27 (Продолжение). Вторичная пустотность, не связанная со структурой пород

ХАРАКТЕРИСТИКА И МОРФОЛОГИЯ МИНЕРАЛОВ СЛАГАЮЩИХ ПОРОДЫ КАРБОНАТНОГО СОСТАВА

Карбонатные минералы

Основными минералами, слагающими породы карбонатного состава, являются кальцит, доломит, анкерит.

Раздел не претендует на абсолютную полноту информации о составе породообразующих минералов, слагающих карбонатных коллекторы. Он является результатом исследования 180 образцов коллекции, характеризующих карбонатные коллекторы нефти и газа.

Кальцит, составляющий матрицу породы, отличается высокой дисперсностью, размер кристаллов 0,5-1,5 мкм. Форма близкая к скаленоэдру, ромбоэдру, изометричная (рис. 28 а). Часто эти кристаллы образуют агрегаты овальной, изометричной или неправильной формы, размером 3-15 мкм (рис. 28 б, с).

Известняки, подвергшиеся перекристаллизации, но сохранившие зернистое строение матрицы, состоят из более крупных и совершенных кристаллов кальцита. Размер их 5-50 мкм (рис. 28 д, е, ф). Известняки с зернистым строением матрицы характеризуются преобладанием низких величин пористости и проницаемости.

Кальцит может образовывать плотные перекристаллизованные массы (рис. 28 г, h), пустотное пространство в таких породах состоит из трещин и изолированных каверн выщелачивания. Нередко в известняках встречаются сферические образования размером 30-200 мкм, состоящие из мелких (2-4 мкм) кристаллов кальцита (рис. 29 а, б, с, d).

Крупные совершенные кристаллы кальцита являются результатом вторичного минералообразования, они расположены в порах и трещинах, инкрустируя стенки, заполняя их частично или полностью. Формы кристаллов весьма разнообразны, преобладают скаленоэдрическая, таблитчатая и призматическая (рис. 30). Морфология вторичных кристаллов существенно различна в генетических типах: перекристаллизованных известняках (рис. 30 а, б, с, d); в органогенно-обломочных, органогенно-детритовых и брахиоподово-криноидных (рис. 30 е, ф, g, h).

Доломиты. Кристаллы матрицы доломита, слагающие породу имеют большие размеры, чем кальцит. Минимальный размер 4-5 мкм, форма близкая к ромбоэдру или изометричная. Они могут образовывать агрегаты изометричной и неправильной формы размером 10-30 мкм (рис. 31 а). Чаще кристаллы доломита, составляющие матрицу породы имеют форму ромбоэдра, степень их совершенства и сохранности различна, размер 5-20 мкм (рис. 31 в, с). В таких породах преобладает межкристаллическая пористость. Доломиты могут образовывать плотные непроницаемые участки в породах с зернистым строением. В этих случаях они не образуют правильных кристаллов (рис. 31d).

Изучение микростроения породы позволило установить наличие на кристаллах доломита пленок анкерита (Рис. 32 а) или новообразований кальцита (рис. 32 в), разъедание кристаллов доломита кальцитом новой генерации (рис. 32 с).

Крупные совершенные кристаллы доломита приурочены к пустотам или участкам вторичной доломитизации. В большинстве случаев они имеют форму ромбоэдра с совершенными кристаллографическими очертаниями размером 30-500 мкм и более. Нами были встречены кристаллы иной формы только в одном образце (рис. 32 d).

С помощью таких исследований можно определить стадийность вторичного минералообразования, а также проследить влияние его на коллекторские свойства.

Коллекторы, состоящие из железистых доломитов — анкеритов встречаются значительно реже и в большинстве случаев образуют плотную матрицу. На участках с зернистым строением видно, что анкерит образует кристаллы ромбоэдрической формы, реже призматической с ромбоэдром в сечении (рис. 33 а, в, с).

На отдельных участках анкерита может произойти полное замещение магния железом с образованием минерала сидеродота $\text{CaFe}(\text{CO}_3)_2$. Его кристаллы также имеют ромбоэдрическую форму (рис. 33 d).

Энергетические спектры кальцита и доломита (рис. 35 а, б), а также анкерита и сидеродота позволяют произвести идентификацию и выделить их (рис. 35 с, d).

Некарбонатные минералы

Из некарбонатных минералов в карбонатных отложениях осадочного генезиса чаще всего присутствует ангидрит. Он может образовывать плотные непроницаемые участки, встречающиеся в виде призматических кристаллов среди основной дисперсной массы породы или запечатывать поры. На его гранях часто присутствует грубая штриховка (рис. 34 а, в).

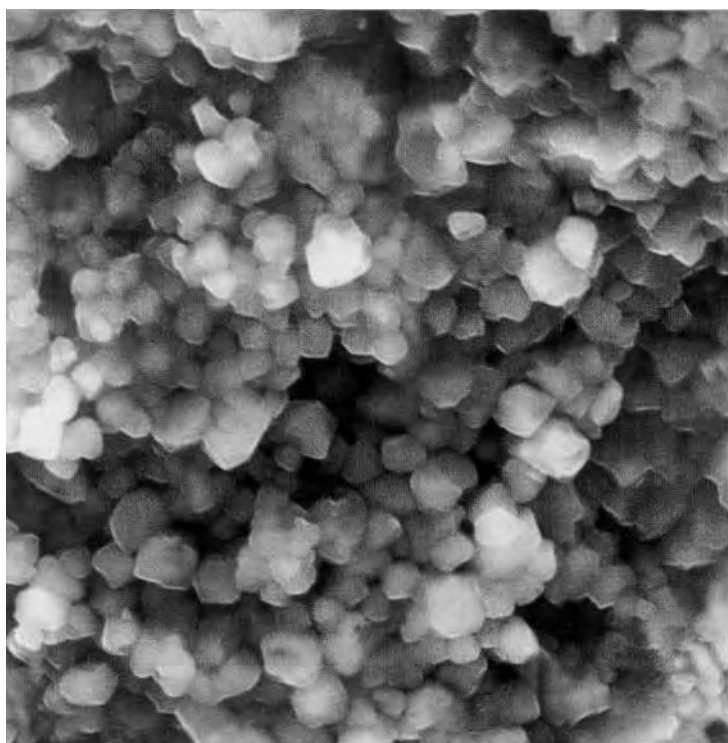
Гипс, также широко распространенный в карбонатных отложениях, легко диагностируется по морфологическим особенностям. Он образует тонкие пластинчатые или игольчатые кристаллы на гранях доломита (рис. 34 с, d). В ряде случаев гипс может заполнять поры, ухудшая коллекторские свойства породы. Размер кристаллов 0,2x1 - 1,5x2,5 мкм.

Кварц в карбонатных отложениях может быть рассеян в основной массе породы, расти на гранях карбонатных минералов, быть приуроченным к порам. Несмотря на очень малые размеры 15-20 мкм, он может обладать совершенной дипирамидальной формой (рис. 34 е, f).

Галит встречается в основной массе породы в виде мелких 5-15 мкм кристаллов воронкообразной формы с оплавленными очертаниями (рис. 34 q).

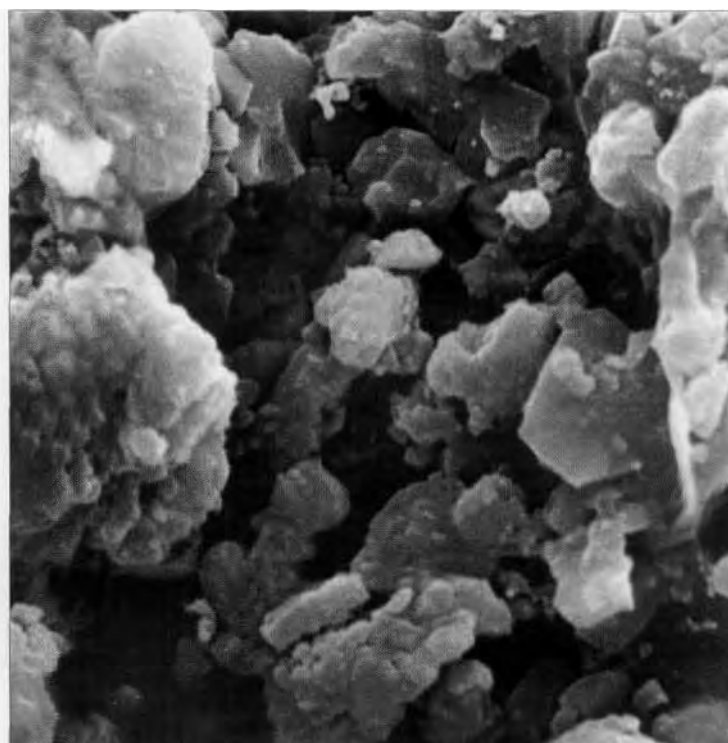
Наличие барита устанавливается довольно редко. Он может быть рассеян в основной массе породы или быть приуроченным к порам. В последнем случае он имеет огранку и характерную для барита таблитчатую или призматическую форму при малых размерах 30-60 мкм (рис. 34h). Приводятся энергетические спектры галита и бария (рис. 36а, в).

Мы надеемся, что приведенные фотографии некарбонатных минералов представят интерес для минералогов, поскольку образовались в осадочных карбонатных породах и обладают высокой дисперсностью 10-50 мкм. Кроме того, присутствие минералов — примесей всегда способствует установлению условий преобразования пород, а приведенные фотографии окажут помощь при пользовании Атласом.



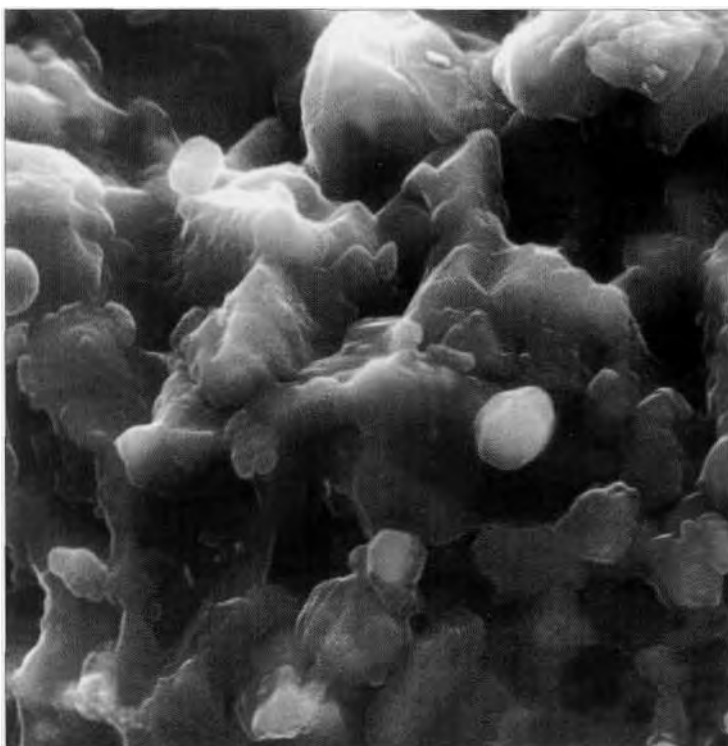
а. Известняк микрозернистый

СЭМ, увеличение 4000"
Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
Скважина 9;
Интервал 4746-4751 м (серпуховский ярус);
Образец 6195



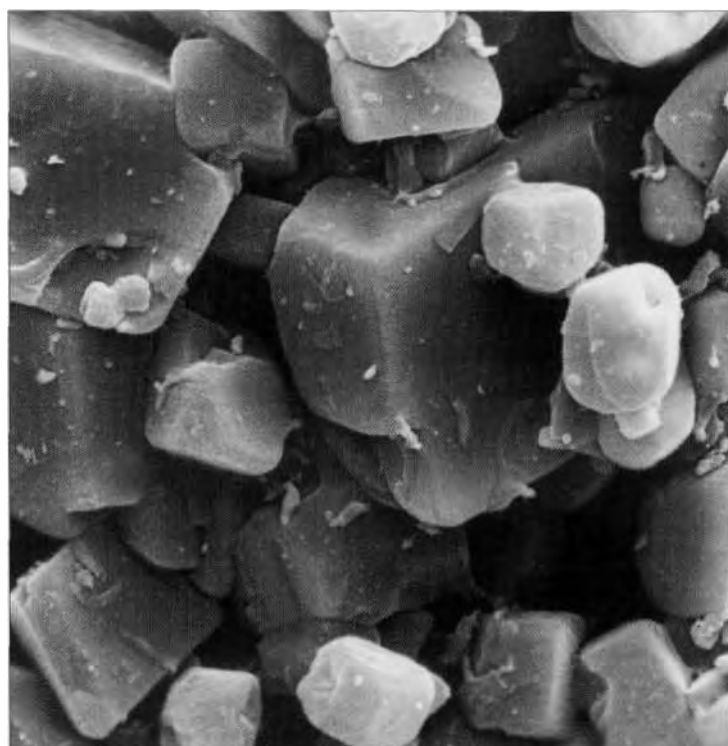
б. Известняк обломочный

СЭМ, увеличение 3000"
Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
Скважина 7;
Интервал 4118-4125 м (серпуховский ярус);
Образец 5917



с. Известняк тонкозернистый

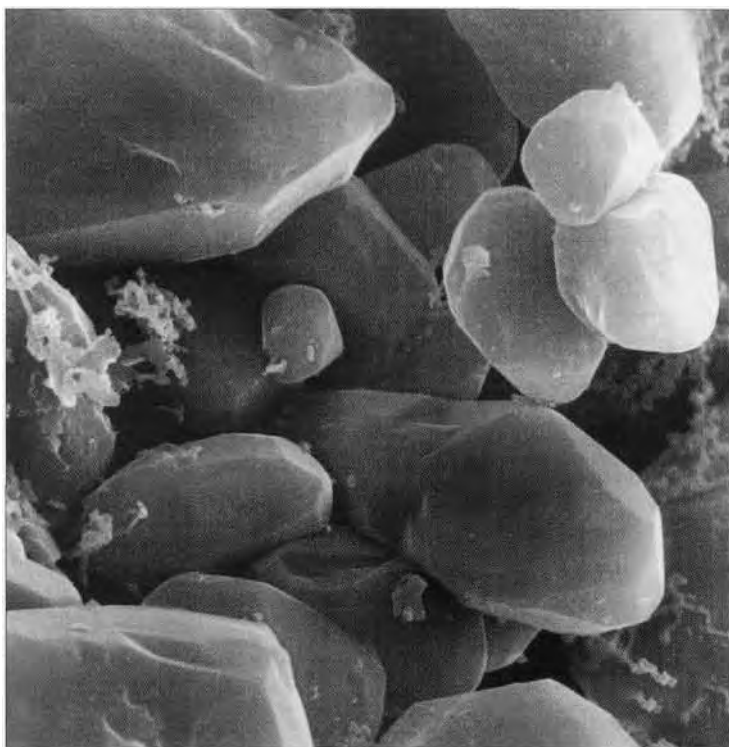
СЭМ, увеличение 3000"
Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
Скважина 5;
Интервал 5021-5029 м (серпуховский ярус);
Образец 5286



д. Известняк органогенно-обломочный

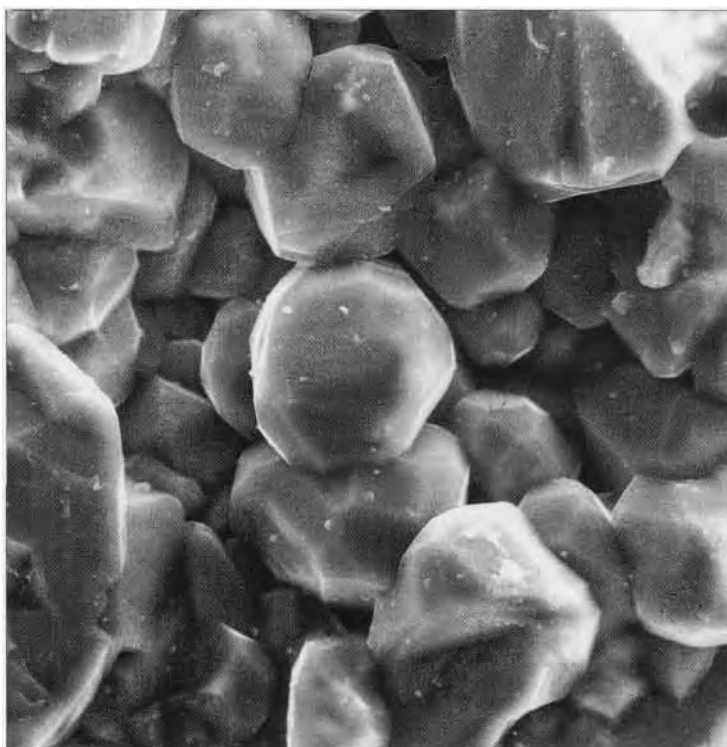
СЭМ, увеличение 3000"
Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
Скважина 44;
Интервал 4255-4262 м (визейский ярус);
Образец 6145

Рис.28. Строение матрицы кальцитового состава в перекристаллизованных известняках



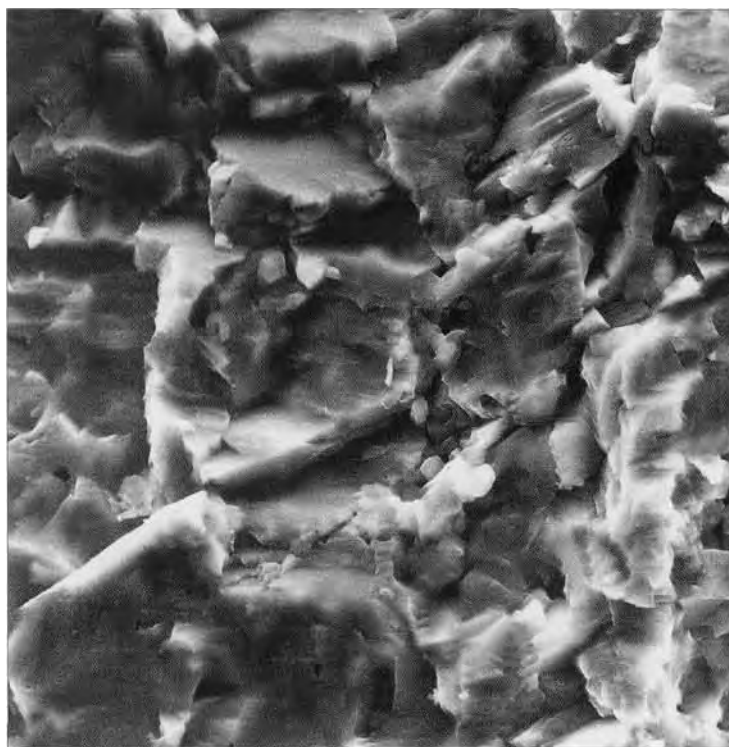
е. Известняк органогенный

СЭМ, увеличение 3000[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 2;
 Интервал 3866-3873 м (артинский ярус);
 Образец 5229



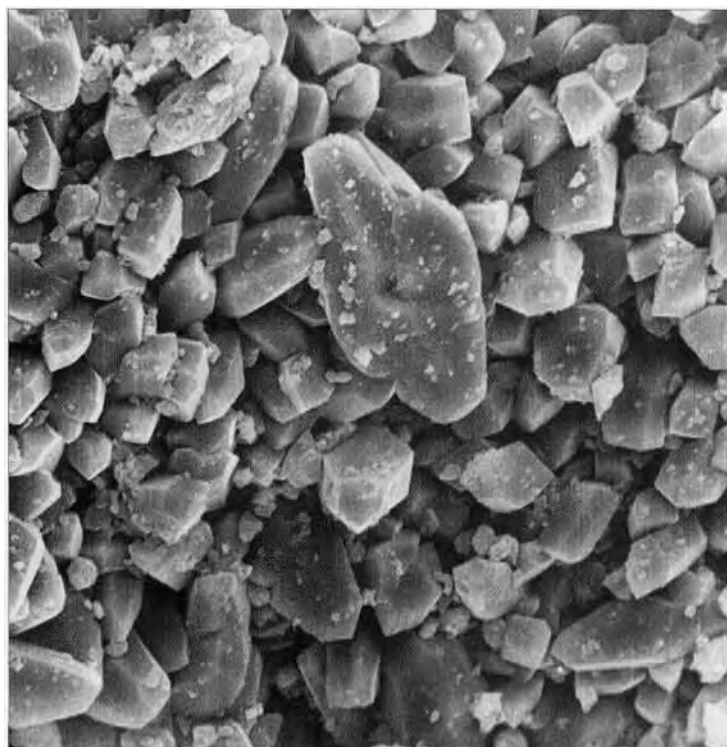
ф. Известняк органогенный

СЭМ, увеличение 1000[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 10;
 Интервал 4144-4152 м (ассельский ярус);
 Образец 4260



г. Известняк органогенно-детритовый

СЭМ, увеличение 1000[×]
 Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
 Скважина 44;
 Интервал 4337-4340 м (визейский ярус);
 Образец 6158



н. Фораминиферо-водорослевый известняк

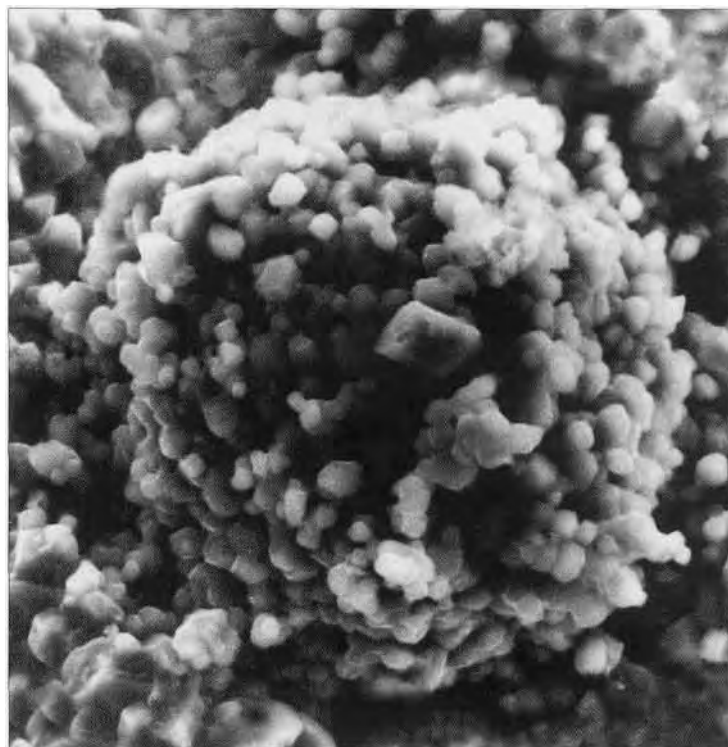
СЭМ, увеличение 1000[×]
 Месторождение Жанажол (Прикаспийская провинция);
 Скважина 19;
 Интервал 2601-2610 м (касимовский ярус);
 Образец 4558

Рис.28. (Продолжение). Строение матрицы кальцитового состава в перекристаллизованных известняках



а. Глобула кальцитового состава диаметром 220,5 мкм в известковистом доломите

СЭМ, увеличение 400[×]
 Месторождение Южное Хыльчую
 (Тимано-Печорская провинция); Скважина 33;
 Интервал 2235,6-2244 м (ассельский ярус);
 Образец 6419



б. Глобула кальцитового состава диаметром 60 мкм в известняке органогенно-обломочном

СЭМ, увеличение 1000[×]
 Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
 Скважина 44;
 Интервал 4141-4148 м (башкирский ярус);
 Образец 6127



с. Глобула кальцитового состава диаметром 30 мкм в известняке тонкомелкозернистом

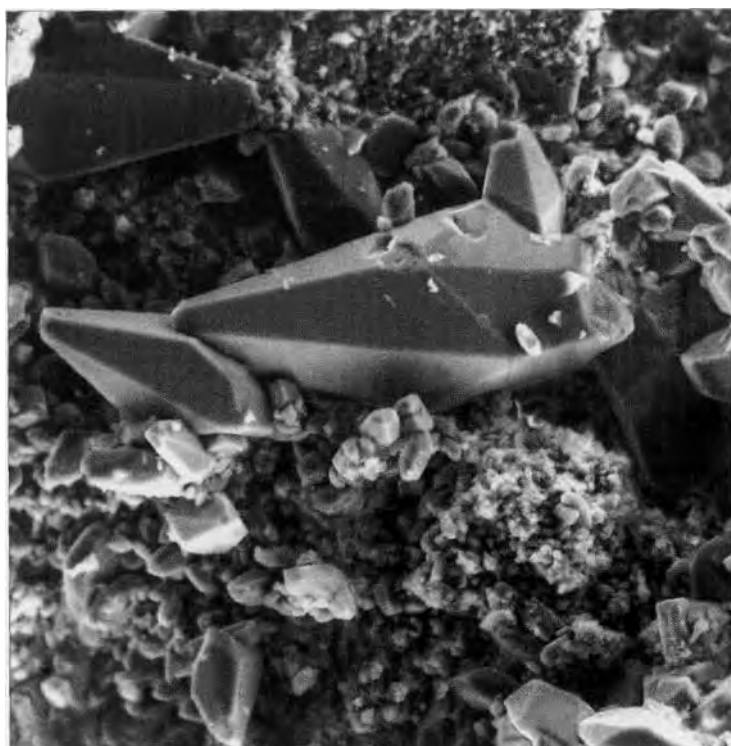
СЭМ, увеличение 2000[×]
 Месторождение Седьяга
 (Тимано-Печорская провинция); Скважина 10;
 Интервал 996-1012 м;
 Образец 4720



д. Сферическая структура кальцита в органогенно-обломочном известняке

СЭМ, увеличение 100[×]
 Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
 Скважина 44;
 Интервал 4141-4148 м (башкирский ярус);
 Образец 6128

Рис.29. Сферические образования кальцитового состава в известняках



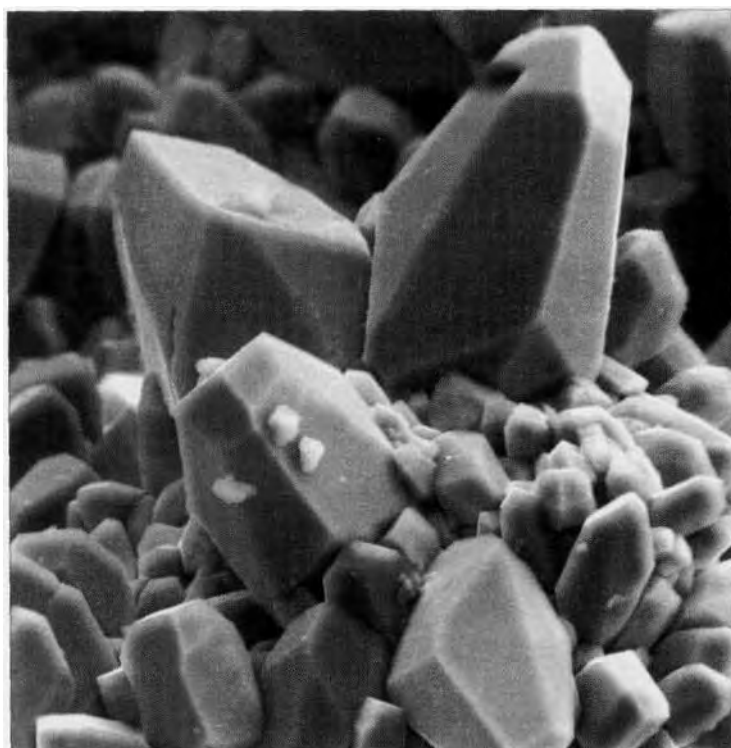
а. Известняк комковатый, перекристаллизованный

СЭМ, увеличение 300[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 9;
 Интервал 4746-4751 м (серпуховский ярус);
 Образец 6193



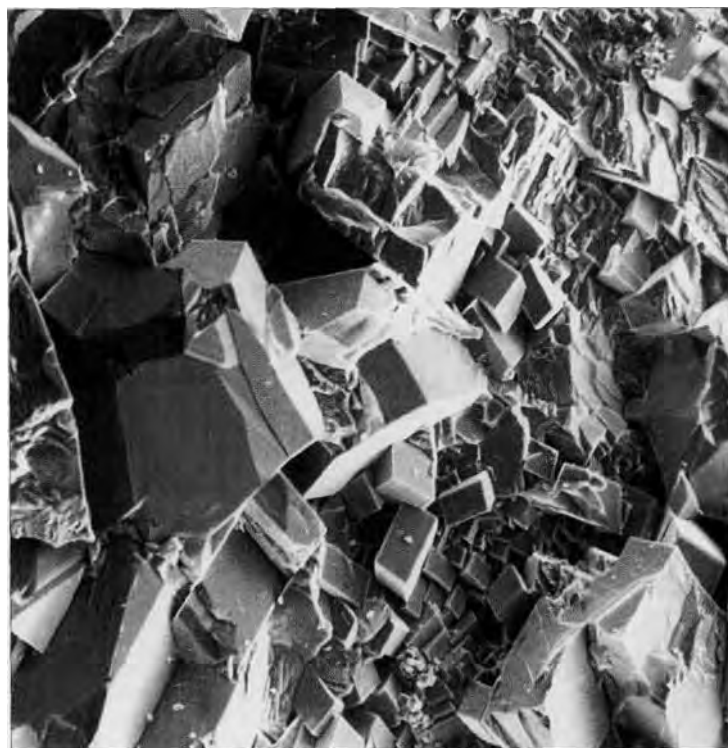
б. Известняк комковатый, перекристаллизованный

СЭМ, увеличение 600[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 9;
 Интервал 4746-4751 м (серпуховский);
 Образец 6193



с. Известняк водорослевый, перекристаллизованный

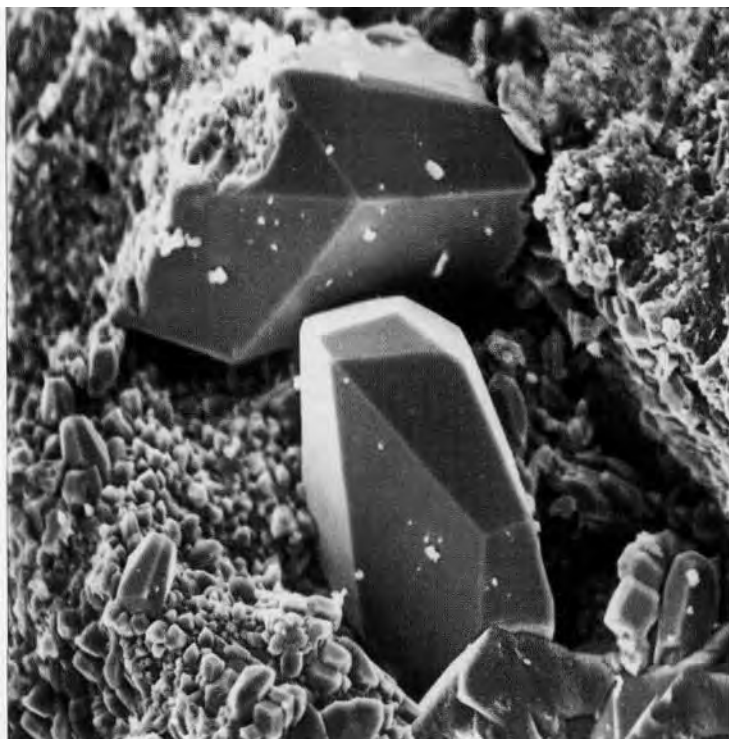
СЭМ, увеличение 660[×]
 Месторождение Северное Хоседаю
 (Тимано-Печорская провинция);
 Скважина 7;
 Интервал 3439,3-3450 м (верхний девон);
 Образец 7461



д. Известняк органо-генно-детритовый, перекристаллизованный

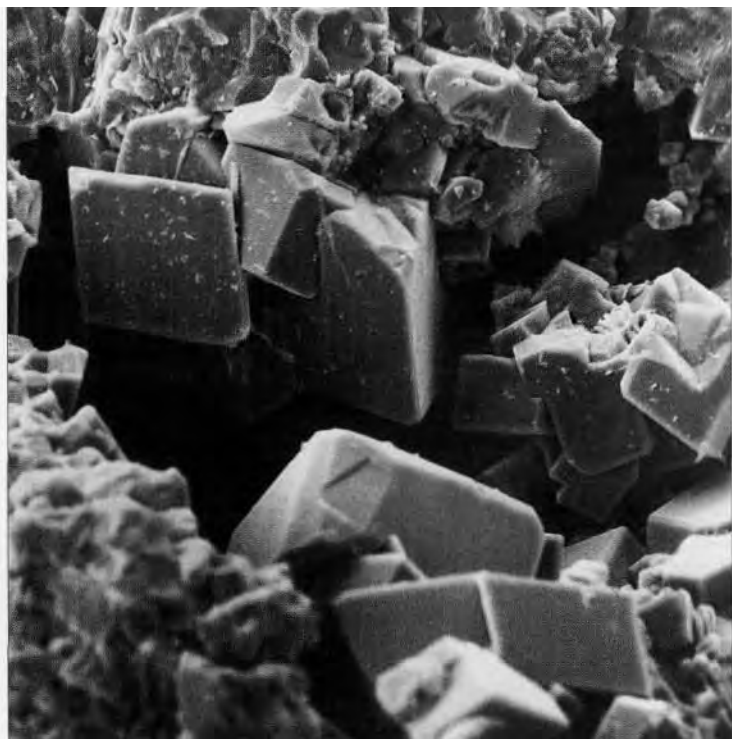
СЭМ, увеличение 100[×]
 Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
 Скважина 44;
 Интервал 4337-4340 м (визейский ярус);
 Образец 6158

Рис.30. Аутигенные (вторичные) кристаллы кальцита, встреченные в карбонатных коллекторах



е. Известняк органогенно-обломочный

СЭМ, увеличение 300[×]
 Месторождение Жанажол (Прикаспийская провинция);
 Скважина 72;
 Интервал 3831-3839 м (московский ярус);
 Образец 6700



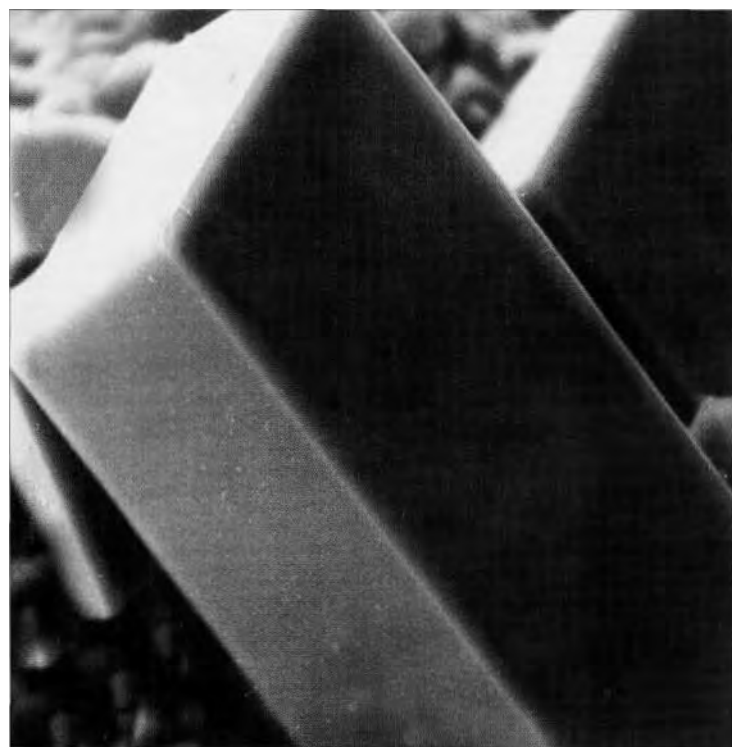
ф. Известняк реликтово-детритовый

СЭМ, увеличение 300[×]
 Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
 Скважина 8;
 Интервал 3980,05 м (башкирский ярус);
 Образец 7428



г. Известняк брахиоподово-криноидный

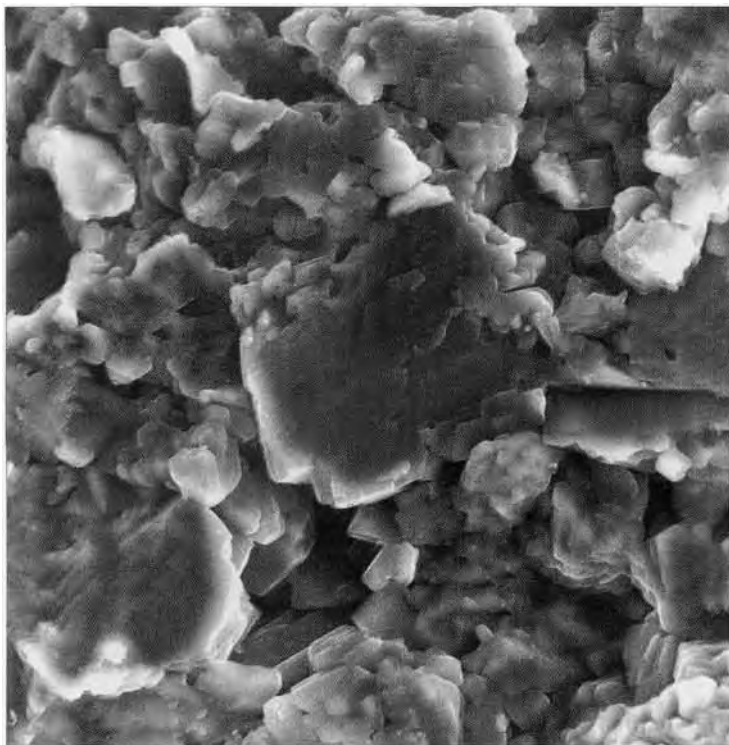
СЭМ, увеличение 200[×]
 Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
 Скважина 7;
 Интервал 4069-4075 м (серпуховский ярус);
 Образец 5907



h. Известняк органогенно-детритовый

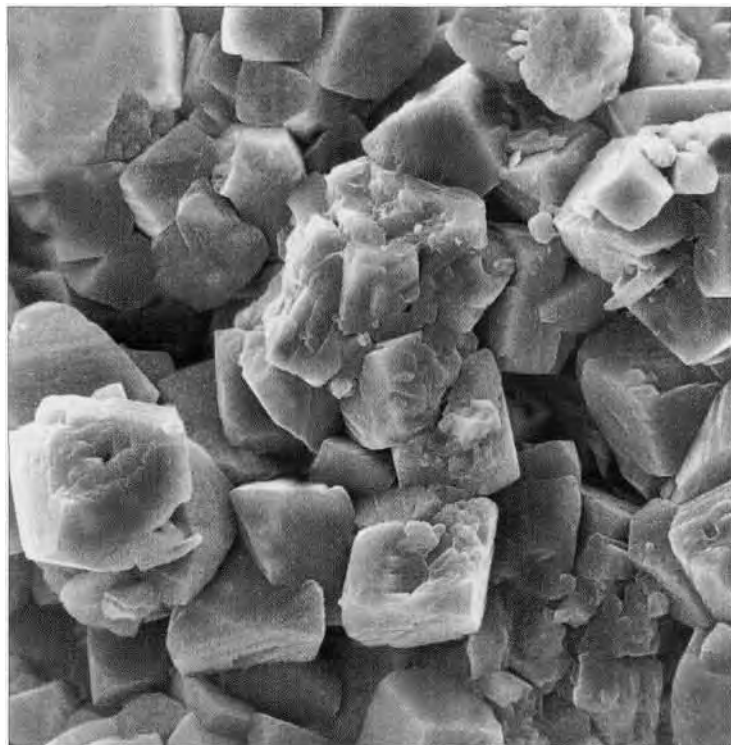
СЭМ, увеличение 1000[×]
 Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
 Скважина 44;
 Интервал 4337-4340 м (визейский ярус);
 Образец 6158

Рис.30. (Продолжение). Аутигенные (вторичные) кристаллы кальцита, встреченные в карбонатных коллекторах



а. Доломит мелкозернистый, известковистый

СЭМ, увеличение 1000[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 10;
 Интервал 3976,5-3982м (ассельский ярус);
 Образец 6193



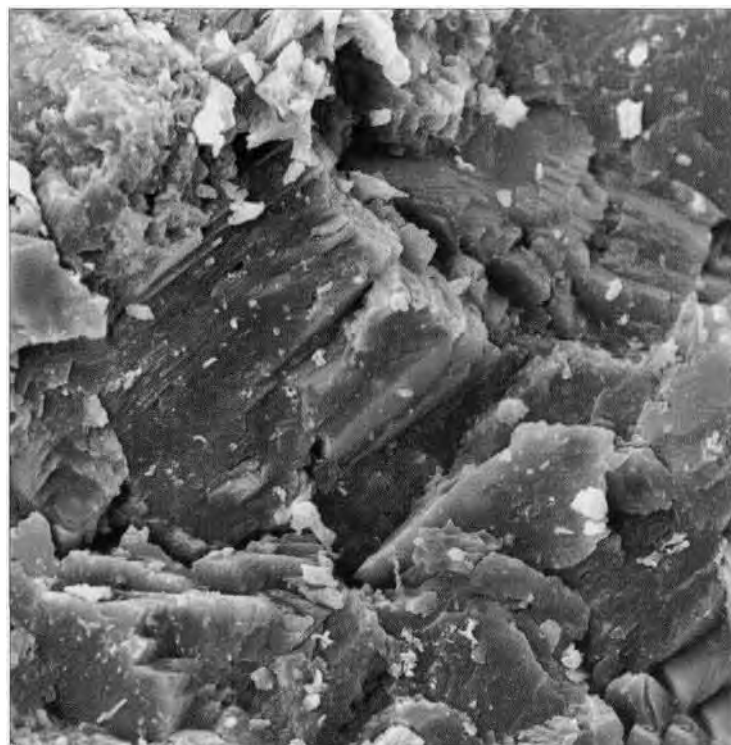
б. Доломит

СЭМ, увеличение 1000[×]
 Месторожд Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 2;
 Интервал 4054-4064 м (ассельский ярус);
 Образец 3548



с. Доломит известковистый

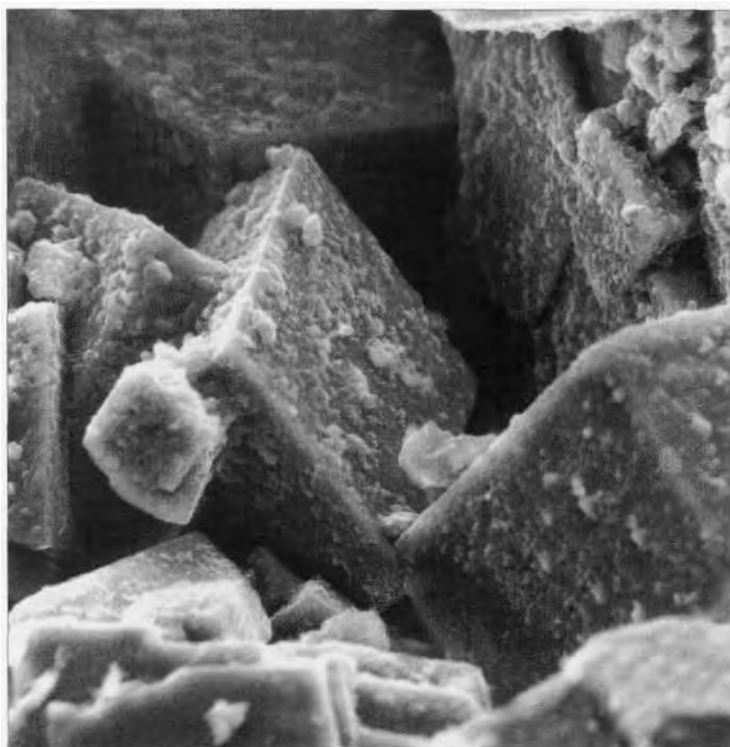
СЭМ, увеличение 1000[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 5;
 Интервал 5070-5078 м (серпуховский ярус);
 Образец 5293



д. Известняк доломитизированный

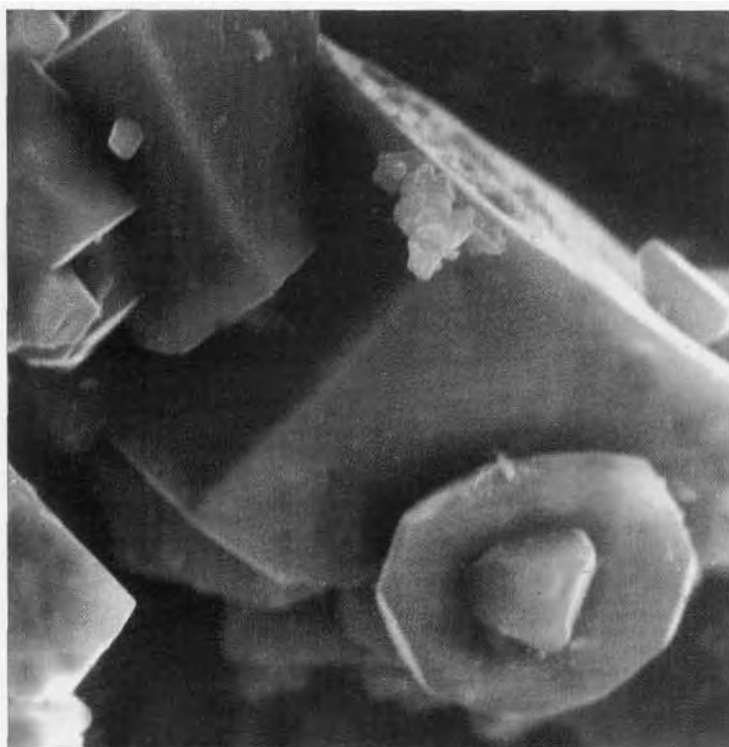
СЭМ, увеличение 100[×]
 Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
 Скважина 44;
 Интервал 4141-4148 м (башкирский ярус);
 Образец 6127

Рис.3 1 .Строение матрицы в доломитах



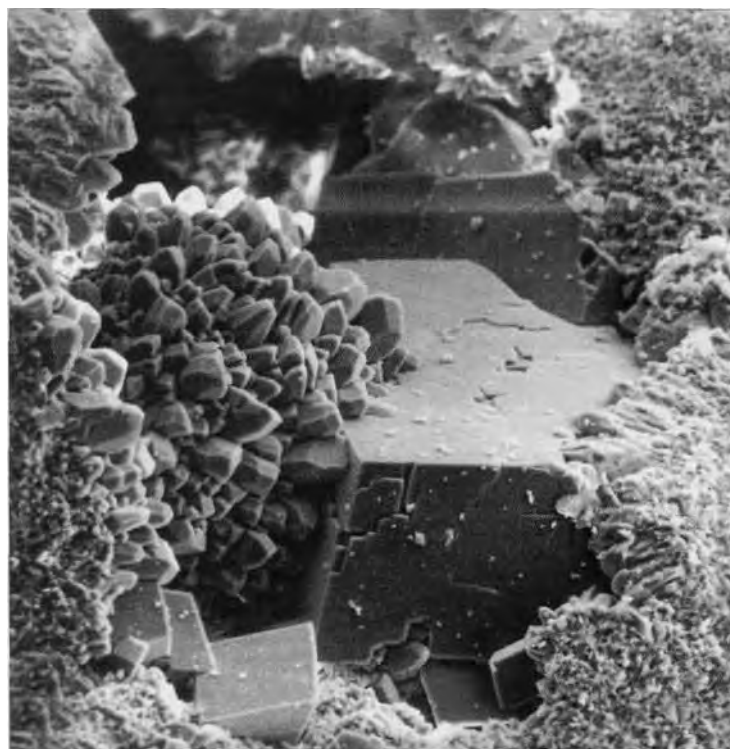
а. Кристаллы доломита, покрытые пленкой анкерита

СЭМ, увеличение 1000[×]
Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
Скважина 10;
Интервал 4168-4174 м (ассельский ярус);
Образец 4272



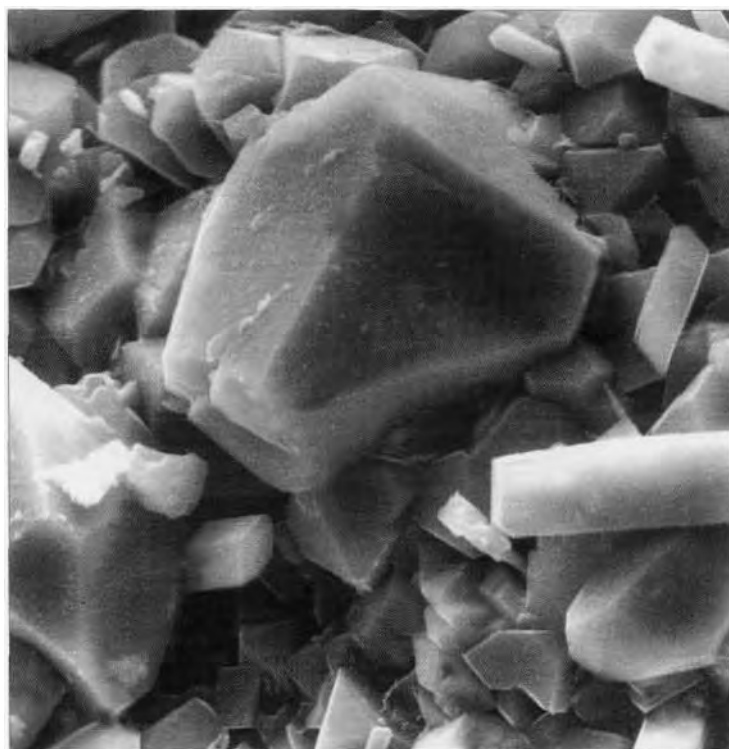
б. Кристаллы кальцита на грани кристалла доломита

СЭМ, увеличение 2000[×]
Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
Скважина 10;
Интервал 4168-4174 м (ассельский ярус);
Образец 4272



с. В центре поры ромбоэдры доломита, корродируемые более поздней генерацией кальцита

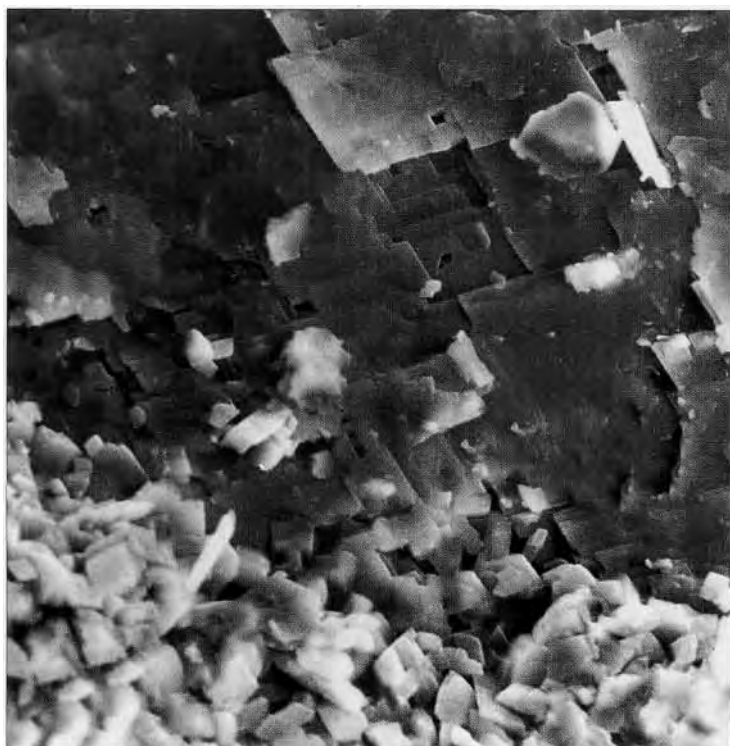
СЭМ, увеличение 200[×]
Месторождение Северное Хоседаю
(Тимано-Печорская провинция);
Скважина 3; Интервал 3156-3163,9 м (франский ярус);
Образец 7244



д. Кристалл доломита

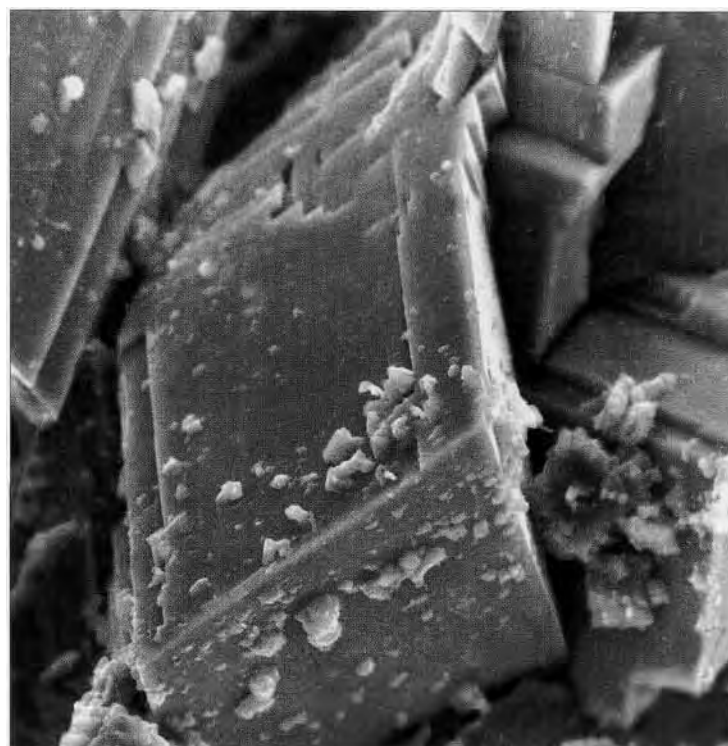
СЭМ, увеличение 200[×]
Месторождение Северное Сорембой
(Тимано-Печорская провинция);
Скважина 16;
Интервал 3031,6-3038,6 м (франский ярус);
Образец 5394

Рис.32. Кристаллы аутигенного доломита, встреченные в карбонатных породах



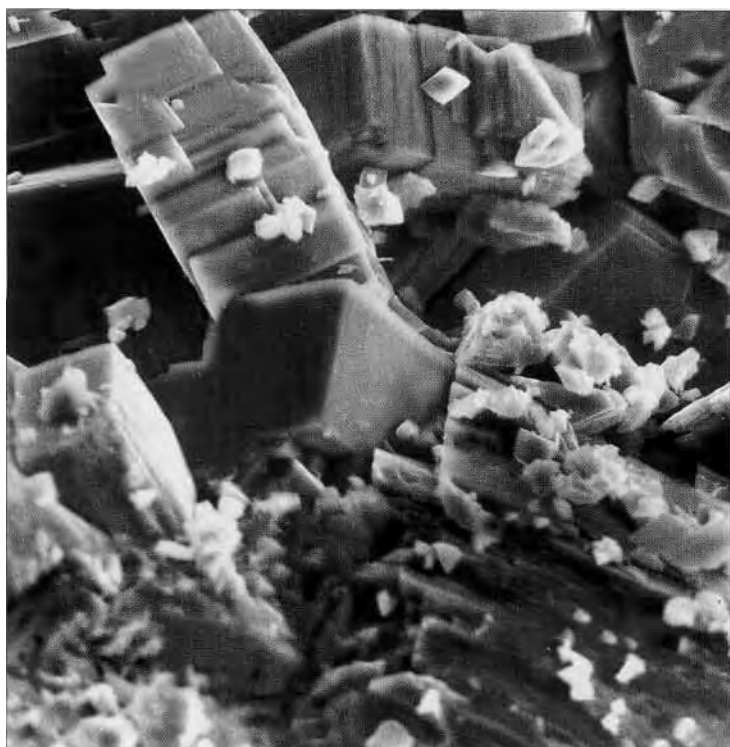
а. Строение матрицы анкеритового состава

СЭМ, увеличение 1000[×]
 Урманское месторождение (Нюрольская впадина);
 Скважина 7;
 Интервал 3107-3111 м (верхний девон);
 Образец 8133



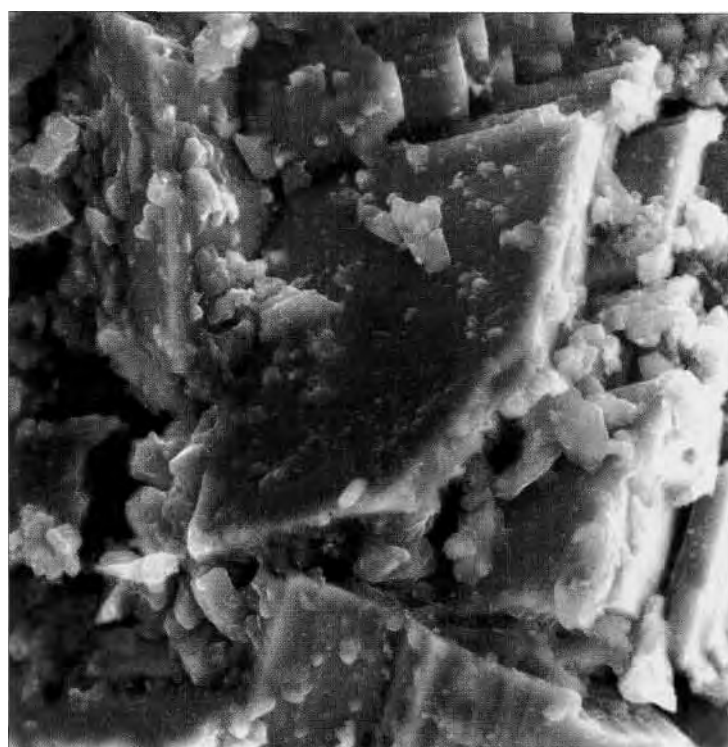
б. Кристаллы анкерита ромбоэдрической формы

СЭМ, увеличение 720[×]
 Урманское месторождение (Нюрольская впадина);
 Скважина 7;
 Интервал 3107-3111 м (верхний девон);
 Образец 8128



с. Кристалл анкерита призматической формы

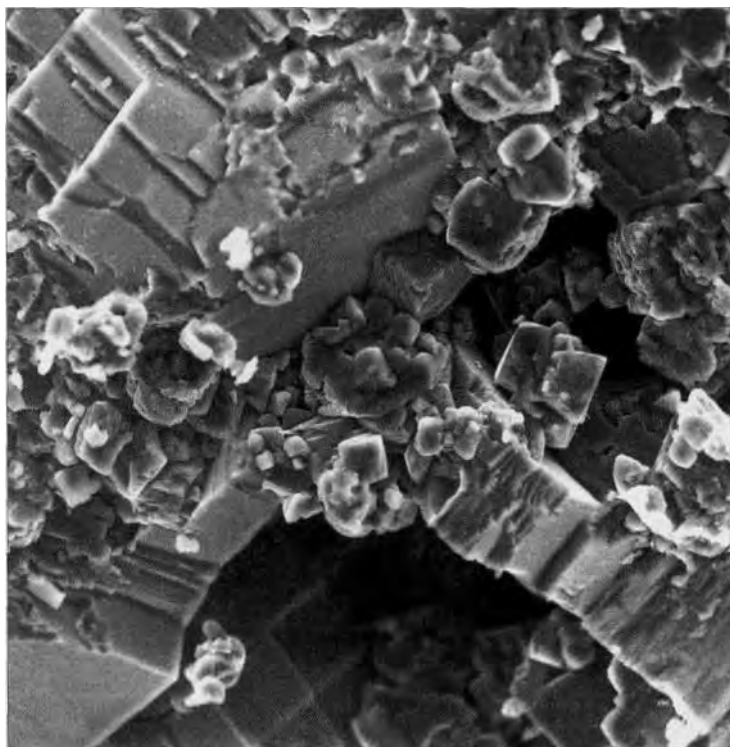
СЭМ, увеличение 600[×]
 Урманское месторождение (Нюрольская впадина);
 Скважина 7;
 Интервал 3107-3111 м (верхний девон);
 Образец 8133



д. Кристалл сидерита ромбоэдрической формы

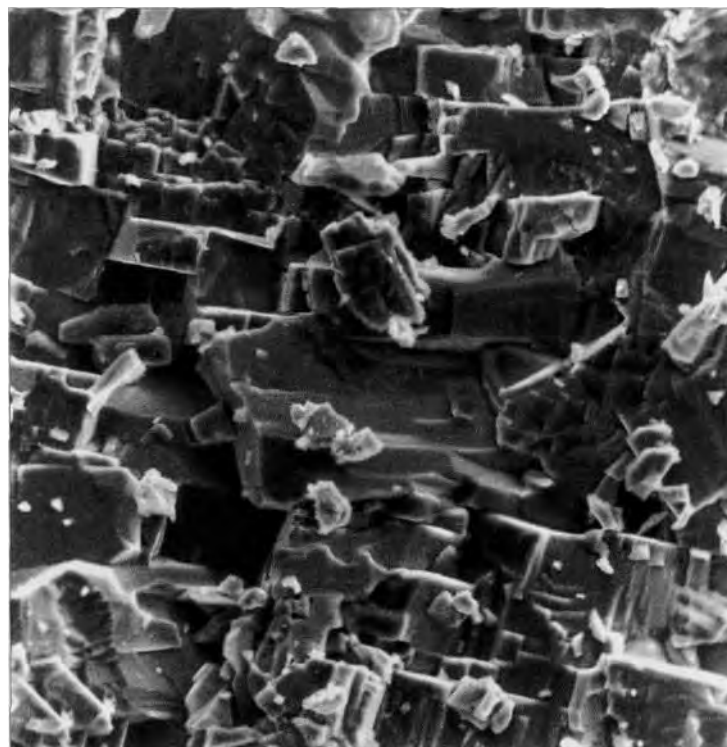
СЭМ, увеличение 1000[×]
 Урманское месторождение (Нюрольская впадина);
 Скважина 7;
 Интервал 3107-3111 м (верхний девон);
 Образец 8128

Рис.33. Кристаллы железистых доломитов, встреченные в породах доломитового состава



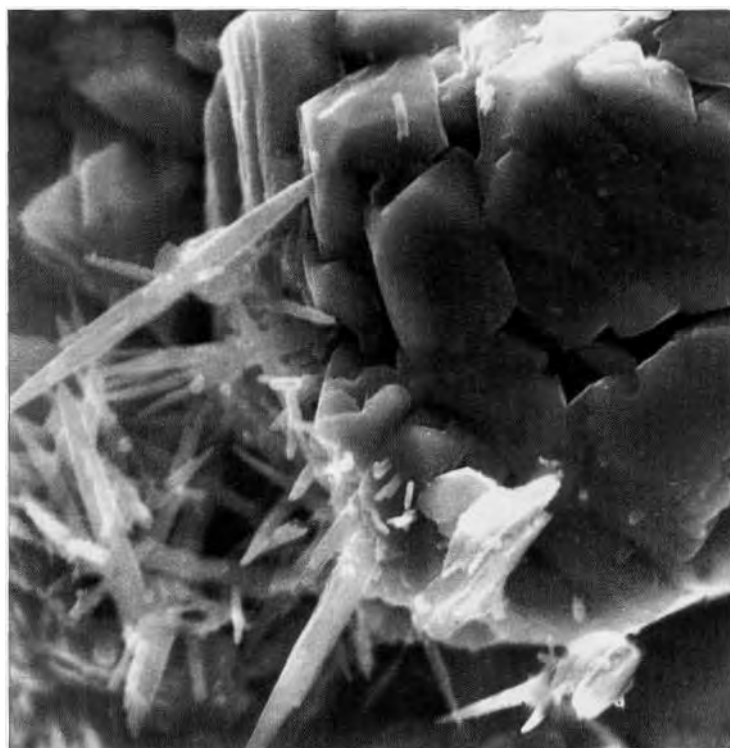
а. Призматические кристаллы ангидрита в известковистом доломите

СЭМ, увеличение 400[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 10;
 Интервал 3976,5-3982 м (ассельский ярус);
 Образец 4205



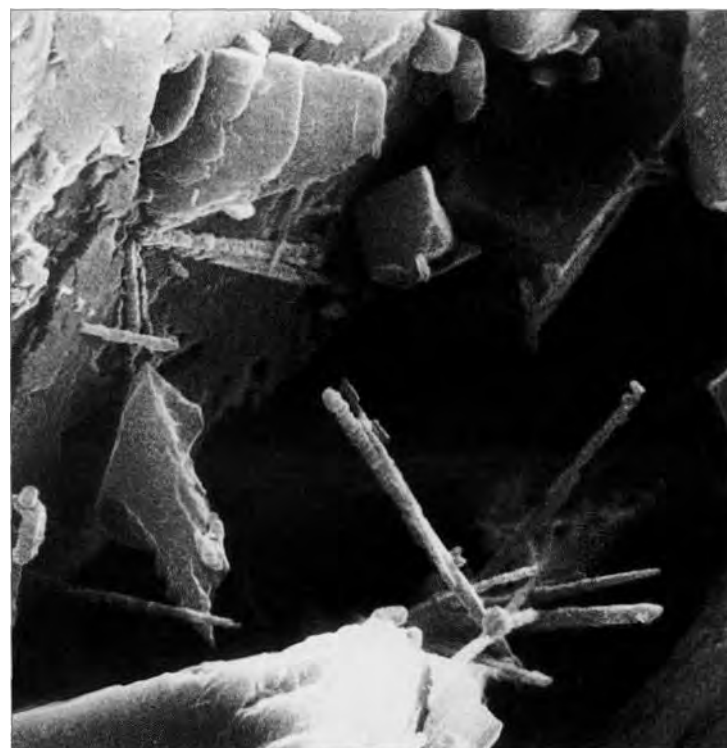
б. Участок, выполненный ангидритом в тонко-мелкозернистом доломите

СЭМ, увеличение 300[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 16;
 Интервал 4950-4960 м (визейский ярус);
 Образец 6317



с. Пластиначатые кристаллы гипса на кристаллах доломита

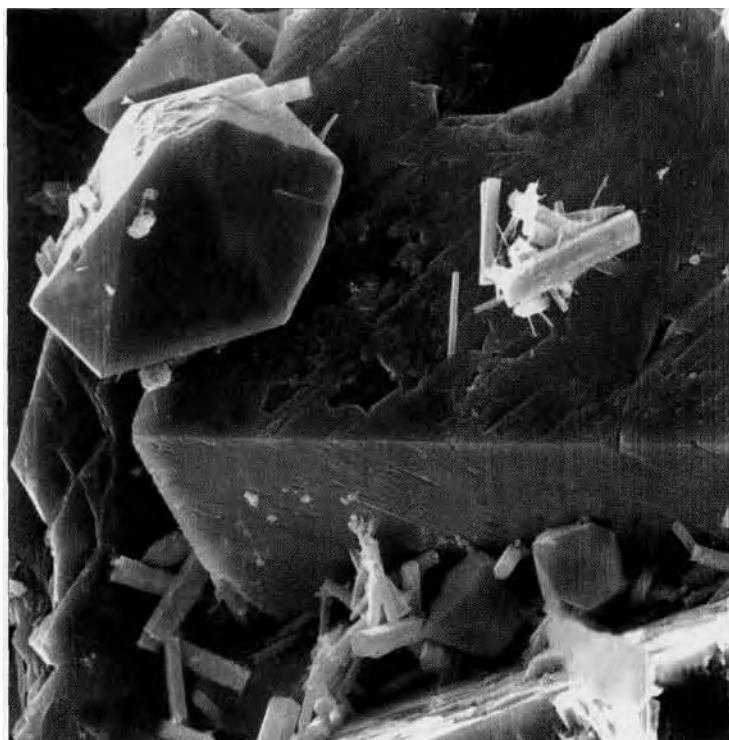
СЭМ, увеличение 2000[×]
 Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
 Скважина 10;
 Интервал 3976,5-3982 м (ассельский ярус);
 Образец 4205



д. Игольчатые кристаллы гипса в доломите известковистом

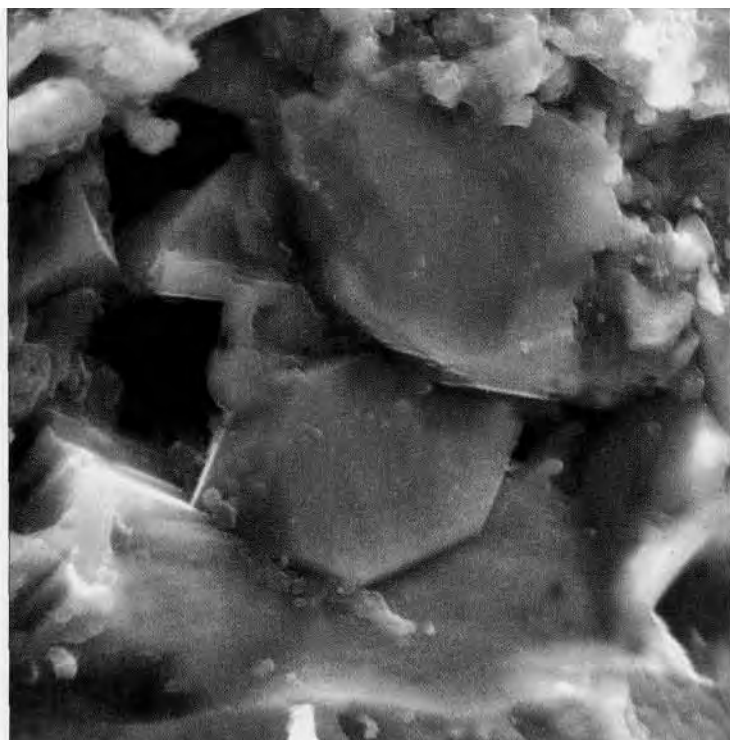
СЭМ, увеличение 3000[×]
 Месторождение Жанажол (Прикаспийская провинция);
 Скважина 66;
 Интервал 3716-3722 м (московский ярус);
 Образец 6687

Рис.34. Кристаллы некарбонатных минералов, встреченные в карбонатных породах



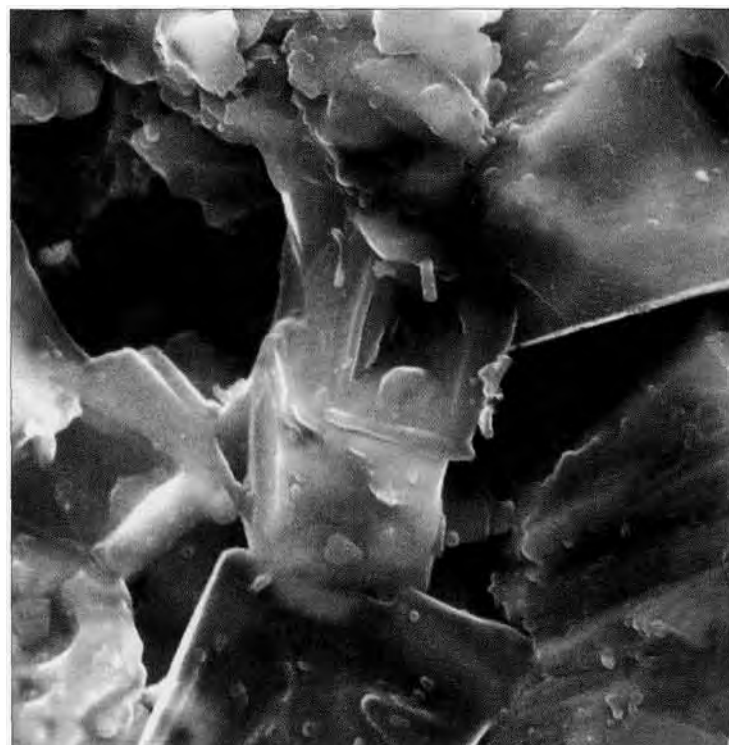
е. Кристаллы кварца на поверхности доломита известковистого

СЭМ, увеличение 1000×
Месторождение Жанажол (Прикаспийская провинция);
Скважина 19
Интервал 2750-2757 м (московский ярус);
Образец 4585



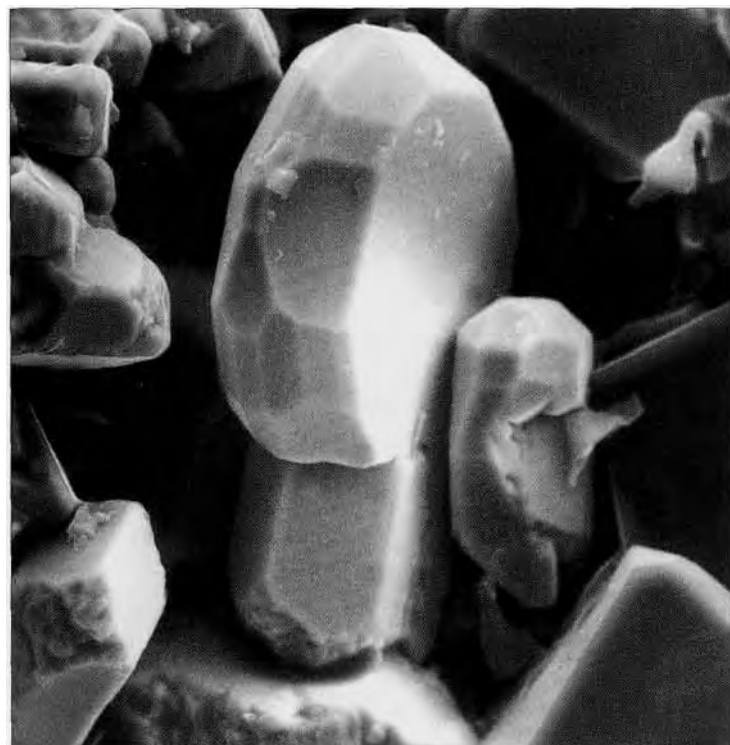
ф. Кристаллы кварца в доломите тонкозернистом

СЭМ, увеличение 2000×
Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
Скважина 4;
Интервал 4548-4555 м (ассельский ярус);
Образец 5376



г. Воронкообразные кристаллы галита в известковистом доломите

СЭМ, увеличение 3000×
Месторожд. Карачаганак (Прикаспийская провинция);
Скважина 10;
Интервал 4168-4174 м (ассельский ярус);
Образец 4272



н. Пластинчатые кристаллы барита в водорослево-фораминиферовом известняке

СЭМ, увеличение 1000×
Месторождение Тенгиз (Прикаспийская провинция);
Скважина 44;
Интервал 4141-4148 м (башкирский ярус);
Образец 6127

Рис.34. (Продолжение). Кристаллы некарбонатных минералов, встреченные в карбонатных породах

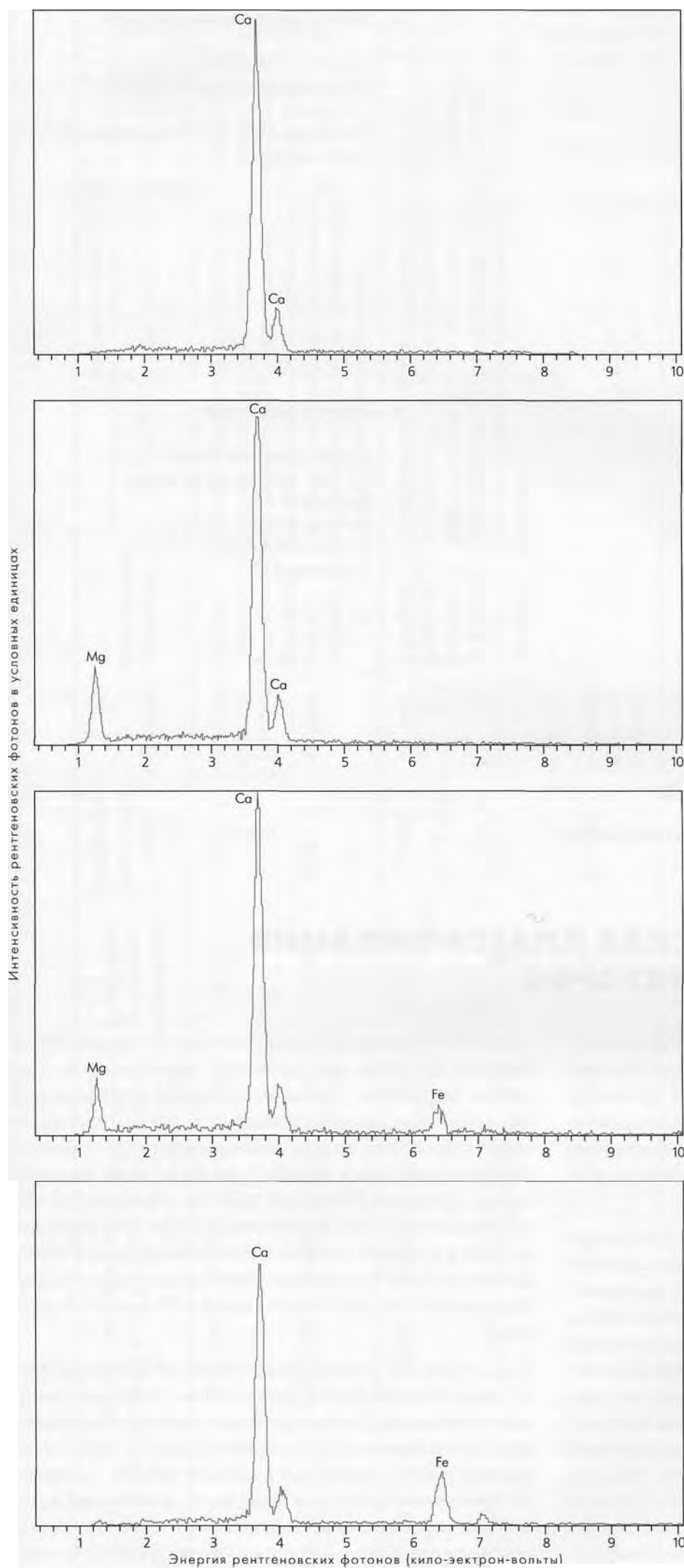
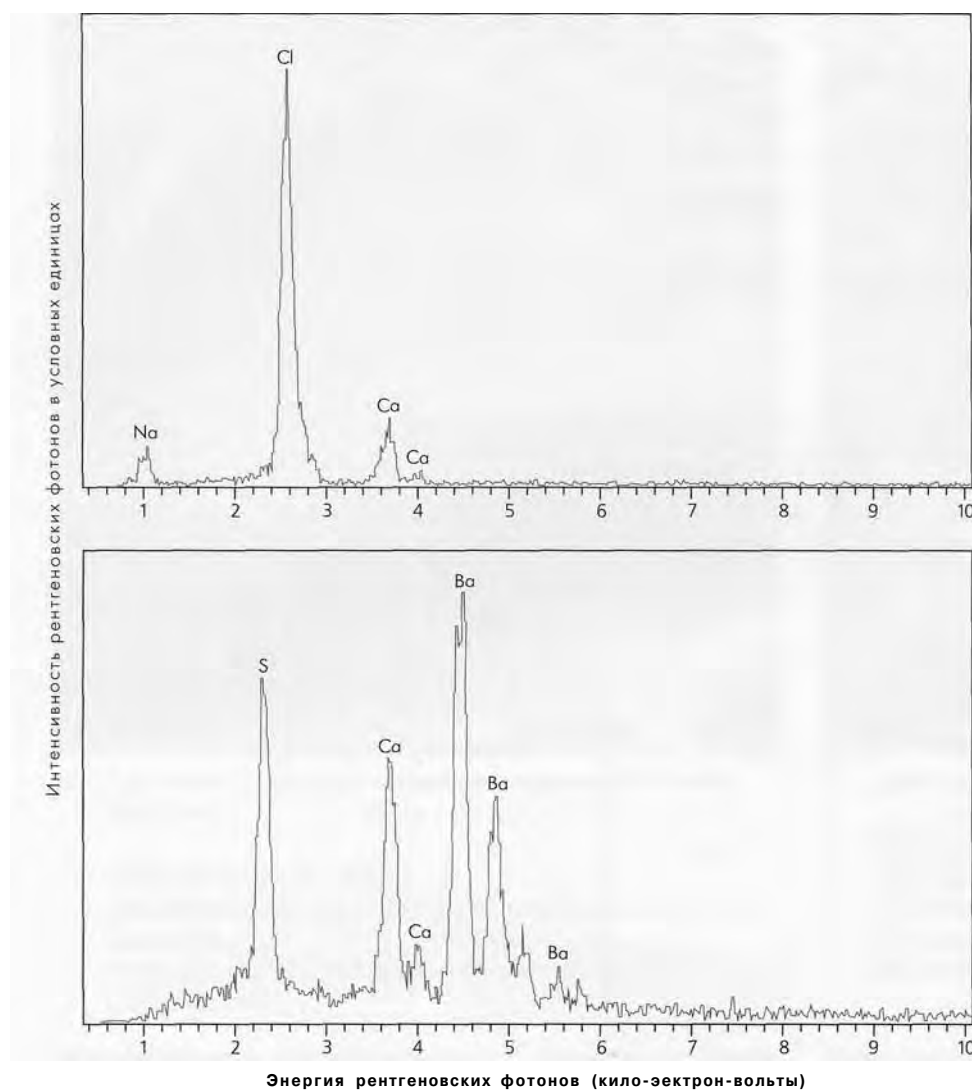


Рис.35. Энергетические спектры карбонатных минералов, показывающие катионный состав



а. Галит в известковом доломите

Месторождение Карачаганак
(Прикаспийская провинция);
Скважина 10;
Интервал 4168-4174 м (ассельский ярус);
Образец 4272

б. Барит в известняке

Месторождение Тенгиз
(Прикаспийская провинция)
Скважина 44;
Интервал 4141-4148 м
(башкирский ярус);
Образец 6127

Рис.36. Энергетические спектры некарбонатных минералов

ОЦЕНОЧНО-ГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Впервые в 1977 г. Багринцевой К.И. была предложена классификация коллекторов нефти и газа, в которой величины основных оценочных параметров: пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности были увязаны с литогенетическими типами карбонатных пород и обоснована роль условий седиментации в формировании коллекторов различного типа (табл.2).

Длительное использование разработанной классификации при изучении коллекторов различных нефтегазоносных регионов подтвердило принципиально правильный подход к прогнозной оценке параметров. В процессе изучения подсолевых карбонатных отложений рифовых массивов Прикаспийской впадины выявилось развитие пород с более сложным строением пустотного пространства за счет интенсивной кавернозности и трещиноватости. Наличие каверн различного генезиса и трещин, значительно увеличивающих емкостные и фильтрационные свойства пород, обусловило развитие коллекторов сложного типа. Неодинаковое соотношение пор, каверн или трещин в породах предопределяет тип коллектора, в результате создается: каверново-поровый, поровый и сложные типы коллекторов.

В основу определения типа коллектора по данной классификации положено два параметра: **проницаемость и открытая пористость**. Основным критерием, определяющим тип коллектора, является способность породы пропустить через себя флюид, то есть проницаемость. Как правило в породах-коллекторах преобладает фильтрация по порам или по трещинам. Емкостные свойства определяются способностью пород удерживать флюид (нефть, газ, воду) внутри себя в развитой системе взаимосоединяющихся пустот. Дополнительная пустотность обеспечивается развитием кавернозности в пористо-проницаемой либо в плотной породах.

В предложенной классификации название типа коллектора определяется этими двумя параметрами. Например, каверново-поровый тип коллектора подразумевает преобладающую роль поровых каналов в проницаемости и пористости и дополнительное увеличение их за счет каверн. Граничные значения проницаемости и пористости, приведенные в данной классификационной схеме, взяты не произвольно, а на основе анализа изменчивости коллекторских свойств пород

Таблица 2. Оценочно-генетическая классификация карбонатных коллекторов (Багринцева К.И., 1977, 1989 гг.)

Группа	Класс	Абсолютная газопроницаемость, мД	Пористость открытая, %	Остаточная водонасыщенность, % к объему пор		Коэффициент нефтегазо- насыщенности	Относительная газопроницае- мость, мД	Тип коллектора	Характеристика коллектора	Характеристика породы		
				нефть	газ					Текстура и структура	Генезис	Состав
А	I	500-1000	20-35	5	10	0,9-0,95	1,0-0,9	каверново- поровый и поровый	Высокие: полезная ёмкость и фильтраци- онные свойства	Биоморфные, органогенно-обломочные и комковатые породы, слабосцементирован- ные (цемента до 10 %), рыхлая упаковка фрагментов, поры седиментационные, уве- личенные унаследованным выщелачивани- ем до каверн, хорошая сообщаемость пус- тот, радиусы пор более 30 микрон.	Биогермные, биоморфные, органогенно- обломочные	Известняки
	II	300-500	16-30	10	15	0,85-0,9	0,95-0,8	поровый				
В	III	100-300	15-28	12	22	0,78-0,88	0,95-0,9	поровый	Средние: полезная ёмкость и фильтраци- онные свойства	Органогенно-детритовые, слабо перекрис- таллизованные, сравнительно сцементи- рованные, цемента 10-20%. Тонко-, мелко- и среднезернистые породы, поры седимента- ционные и реликтовые, развитие мелкой ка- вернозности	Рифовые, шельфовые, органогенные, обломочные	
	IV	50-100	12-25	16	30	0,7-0,84	0,9-0,75	поровый				
	V	10-50	12-25	20	38	0,62-0,8	0,75-0,5	поровый и трещинно- поровый				
С	VI	1-10	6-15	30	50	0,5-0,7	0,5-0,3	поровый	Низкая полезная ёмкость и низкие фильтраци- онные свойства	Пелитоморфно-микрозернистые, сгустко- вые и сгустково-детритовые, сильно пере- кристаллизованные породы с плохо разли- чимыми форменными элементами, вновь образованные изолированные пустоты в виде каверн и полостей расширения тре- щин, возможно, реликтово-седиментацион- ные поры. Интенсивное развитие системы трещин.	Хемотропные, биохемотроп- ные, органогенные сильноизме- ненные	
	матрица	—	6-10	35	55	0,45-0,65	0,55-0,3	трещинно- поровый				
	трещины	20-300	1-3	—	—	1,0	—	трещинно- поровый и трещинный				
	VII	матрица	0,1-1,0	2-5	100	—	0,2	преимуществ. трещинный				
	трещины	20-300	1-3	—	—	1,0	—	каверново- трещинный				
	каверны	—	1,5-4,5	—	—	1,0	—					

различного генезиса и состава. Минимальные и максимальные значения основных оценочных параметров (пористости, остаточной водонасыщенности, относительной газопроницаемости) получены из корреляционных зависимостей, установленных при изучении коллекторов различных нефтяных и газовых месторождений Восточно-Европейской платформы. Проведенная статистическая обработка экспериментальных материалов показала наличие тесной функциональной зависимости между параметрами пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности (коэффициент корреляции 0,88) для коллекторов порового типа.

Важно подчеркнуть, что количество остаточной воды увеличивается в породах по мере снижения проницаемости, то есть по мере усложнения геометрии порового пространства. Характерно, что при одной и той же величине проницаемости породы отличаются неодинаковой пористостью и содержанием остаточной воды. Этот разброс обусловлен микронеоднородностью строения коллекторов порового типа, различным сочетанием крупных и мелких пор, обеспечивающих общую пустотность и проницаемость.

В классификационной схеме предельное значение пористости и коэффициента нефтегазонасыщенности соответствуют максимальной величине проницаемости. Очень большое значение для сохранения остаточной воды в связанном состоянии имеют поверхностные свойства. Степень гидрофобизации внутренней поверхности порового объема зависит от типа насыщающего флюида: нефти, газа или газоконденсата. Гидрофильные и гидрофобные карбонатные коллекторы с одинаковым строением порового пространства характеризуются различным содержанием остаточной воды, именно поэтому в классификационной схеме приведено два значения — для нефти и газа.

Таким образом, количество остаточной воды, сохранившейся в породах-коллекторах, зависит от двух факторов - сложности строения порового пространства (диаметра, формы, извилистости и сообщаемости поровых каналов), а также от поверхностных свойств пород. При исследовании карбонатных отложений следует обращать серьезное внимание на выявление и генезис вторичных пустот крупного размера, образующихся за счет растворения и выщелачивания. Нами выделяются два вида кавернозности: «унаследованная» и «вновь образованная», они принципиально различны по значимости для формирования коллекторов.

«Унаследованная кавернозность» образуется за счет расширения хорошо взаимосоединяющихся поровых каналов седиментационного происхождения в первично пористопроницаемых породах. Образовавшиеся каверны, радиусом 2-5 и более мм, значительно повышают проницаемость пород и способствуют увеличению полезной для нефти и газа пористости. Наиболее часто они развиваются в органогенных известняках и характеризуют каверново-поровый тип коллектора I класса. Как правило, эти кавернозные разности содержат минимальное количество остаточной воды и отличаются высокой эффективной пористостью и проницаемостью.

«Вновь образованная кавернозность» формируется в плотных породах с практически непроницаемой матрицей и с интенсивной трещиноватостью. Каверны развиваются за

счет расширения полостей трещин или выщелачивания отдельных фрагментов. Образующиеся каверны не влияют на проницаемость, поскольку они не образуют связанной системы. В таких коллекторах фильтрационные свойства пород зависят от системы микротрещин, а вновь образованные каверны обеспечивают более высокие значения вторичной пустотности. Породы характеризуются анизотропией проницаемости по трем направлениям за счет фильтрации флюидов по трещинам и некоторым увеличением вторичной емкости за счет каверн. Эти породы представляют каверново-трещинный тип коллектора.

Основное отличие данной классификации заключается в том, что значения оценочных параметров увязаны с генетическими особенностями карбонатных пород различного состава.

В классификационной схеме все породы-коллекторы подразделены на три группы А, В, С. Они объединяют семь классов коллекторов, отличающихся друг от друга оценочными параметрами, структурой порового пространства, литогенетическими и структурными особенностями карбонатных пород (табл.2).

Группа А и В представлены высоко и среднеемкими коллекторами каверново-порового и порового типов, группа С — низкоемкими коллекторами сложного типа (порово-трещинного, каверново-трещинного и порово-каверново-трещинного).

Группа А представлена, в основном, биоморфными, органогенно-обломочными и обломочными известняками, реже доломитизированными разностями. Они отличаются рыхлой упаковкой фрагментов и большим размером, хорошей сортированностью и окатанностью обломков. Цемент содержится в небольшом количестве (5 % реже до 10 %). Характерно относительно однородное строение пустотного пространства, в котором преобладают хорошо взаимосвязанные поры лапчатой заливообразной формы. Преобладают первично заложенные седиментационные поры радиусом 100-300 мкм, они соединяются между собой широкими (до 80-200 мкм), но короткими каналами. Основной особенностью коллекторов группы А является интенсивное проявление процесса унаследованного выщелачивания, протекающего по хорошо взаимосвязанным крупным порам и способствующего выносу растворенных минеральных частиц.

Группа В представлена средне- и мелкофрагментарными органогенно-обломочными и обломочными породами, в которых содержание цемента увеличивается до 15-20 %. По составу это известняки и переходные разности. Характерна плотная упаковка фрагментов, ухудшается сортировка, благодаря чему породы характеризуются различной степенью микронеоднородности, более сложным строением порового пространства и худшей сообщаемостью пустот друг с другом. Породы этой группы отличаются значительной вторичной минерализацией (кальцитизацией или сульфатизацией), интенсивность и неоднородность проявления которой определяет сложное строение порового пространства: морфологию, размеры и форму поровых каналов, а также характер их взаимосвязи. Размеры пустот колеблются от 100 до 60 мкм, они сильно сократились за счет выделения в них новообразованного кальцита в виде крустификаций, регенераций и различной величины кристаллов. Соединение поровых каналов осуществляется по узким (5-10 мкм) каналам, одновременно наблюдаются соединительные каналы шириной до 100 мкм между органогенными обломками. Наличие поровых ка-

налов различного сечения и преобладание узких, сильно извилистых обуславливают значительный разброс величин проницаемости этих пород от 300 до 10 мД.

Степень уплотнения, цементации и перекристаллизации пород возрастает от III к V классу коллекторов. В породах III класса преобладают поры седиментационные и наблюдается развитие кавернозности в виде отдельных мелких каверн, относительно слабая сообщаемость их мало влияет на величину проницаемости.

Породы-коллекторы **группы С** отличаются низкой полезной емкостью матрицы и низкими фильтрующими свойствами - доли и единицы миллидарси. Группа С представлена породами различного генезиса и состава. В ней присутствуют сильно измененные органогенные, хемогенные и биохемогенные породы. Открытая пористость пород незначительна, преобладают значения 5-8 %. Основное отличие этой группы коллекторов заключается в развитии интенсивной трещиноватости и кавернозности, что обуславливает преобладающее значение сложных типов коллекторов. Фильтрация осуществляется по развитой системе трещин. В сильно перекристаллизованных, измененных постседиментационными процессами органогенных породах, форменные элементы практически неразличимы или сохраняются в отдельных участках.

Поровое пространство хемогенных и биохемогенных пород крайне неоднородно и сложно по строению: морфология, размеры пор, форма их взаимосвязи определяются интенсивностью вторичных процессов. Характерно наличие вновь образованных пустот выщелачивания, развитых за счет расширения полостей трещин или участков перекристаллизации.

Комплекс литолого-физических исследований, проведенный на керне разновозрастных продуктивных отложений ряда крупных месторождений нефти и газа дает нам основание сделать вывод о том, что карбонатные коллекторы порового и сложного типов отличаются не только величиной оценочных параметров, но и условиями образования коллекторов и формирования залежей. Состояние изученности карбонатных коллекторов позволяет сделать обобщение и выделить принципиальное различие между поровым и сложным типами коллекторов.

Отличительные черты карбонатных коллекторов порового типа:

- Величина абсолютной проницаемости колеблется от 1 до 1 000 мД и более. При этом породы обнаруживают относительную изотропность свойств в отношении проницаемости.
- Пористость открытая изменяется в широких пределах, от 6-7 % до 35 %, рост ее происходит соответственно увеличению проницаемости. Нижний предел пористости равен 6-7 % для пород проницаемостью 1 мД (для нефти) и 0,1 (для газа).
- Количество связанной воды колеблется от 5 до 70 % и определяется фильтрационными свойствами пород. Влияние воды неодинаково в породах с различной структурой порового пространства и с различными поверхностными свойствами. Это проявляется в значениях эффективной проницаемости.
- Для коллекторов порового типа характерна относительная изотропность свойств в распределении акустических волн, скорость распространения которых меняется от 3000 до 5000 м/с и находится в тесной обратной связи с открытой пористостью.
- Между основными оценочными параметрами: пористос-

тью, проницаемостью и остаточной водонасыщенностью существует тесная корреляционная связь.

- Геометрия порового пространства является главным критерием, определяющим предельные значения пористости открытой и полезной, проницаемости абсолютной и эффективной, а также коэффициент нефтегазонасыщенности.

Отличительные черты коллекторов трещинного и сложного типов:

- Абсолютная величина проницаемости, измеряемая в лабораторных условиях, незначительна и определяется долями, реже единицами миллидарси. Благодаря развитию ориентированных трещин этим породам присуща сильная анизотропия проницаемости, именно поэтому фильтрационные свойства в перпендикулярном и параллельном направлениях различаются на один-два порядка. В природных условиях проницаемость пластов значительно выше.
- Емкость собственно трещин невелика, составляет 0,6 - 1,5 %, иногда достигает 2-3 %. За счет расширения полостей трещин и развития каверн увеличивается до 4,5-8 %. Трещины обуславливают сообщаемость пластов и массивное строение резервуаров.
- Связанная вода отсутствует в трещинах и изолированных кавернах. В коллекторах сложного типа при низкой пористости матрицы вода не оказывает существенного влияния на насыщенность коллекторов флюидом. Коэффициент нефтегазонасыщенности трещинных и сложных типов коллекторов близок к единице. При развитии в матрице субкапиллярных пор, радиусом менее 0,1 мкм, она не участвует в фильтрации и не имеет эффективной пористости.
- Резкая анизотропия акустических свойств обусловлена неодинаковой интенсивностью развития трещин, раскрытостью и их ориентировкой. Скорость распространения ультразвуковых волн резко меняется в параллельном и перпендикулярном направлениях (от 1500 до 5000 м/с) при одинаково низкой пористости пород (3-4 %). По изменению скорости прохождения упругих волн в трещиноватых разностях пород оценивается неоднородность развития трещин и их ориентировка.

При изучении карбонатных отложений большое внимание должно быть уделено генезису пустот, которые образуются за счет растворения и выноса части карбонатов. Мы выделяем первичную пористость, связанную с условиями осадконакопления карбонатных толщ и вторичную пустотность, развитие которой не зависит от процесса седиментогенеза. На рис. 37 приведена морфогенетическая классификация пустот, которые имеют принципиальное значение для оценки типа коллектора и запасов углеводородов.

Формирование высокеемких коллекторов каверново-порового типа возможно только в породах биоморфных, органогенно-обломочных и других разностях, в поровом пространстве которых преобладают первичные крупные хорошо взаимосвязанные поровые каналы. Как правило, в них протекает интенсивное выщелачивание и образуется «унаследованная кавернозность». Породы, в которых пористость не обусловлена первичными благоприятными условиями осадконакопления, отличаются сложным строением пустот и развитием их после образования трещиноватости. Как правило, это «вновь образованная» кавернозность свойственна сложным типам коллекторов.

ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ПУСТОТНОСТИ

Первичная пористость

Связана с генезисом и структурой пород



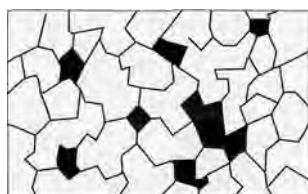
межформенная



внутриформенная



межфрагментарная



межкристаллическая



«унаследованная кавернозность»,
которая развивается
в пористо-проницаемой породе

Вторичная емкость

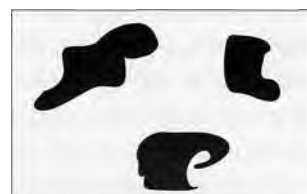
Не связана со структурой пород



трещинная



полости выщелачивания
вдоль трещин



изолированные каверны
в непористой матрице
(«вновь образованная
кавернозность»)



пещеры
и крупные полости,
которые не могут быть
оценены в породах

Рис. 37 Классификационная схема морфо-генетических типов пустот в карбонатных породах
Багринцева К.И. 1989 г.

Раздел III

ТИПЫ И СВОЙСТВА
коллекторов нефтяных и
газовых месторождений

ПРИКАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Активная соляная тектоника обусловила многообразие структурных форм в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины и повлияла на размещение залежей нефти и газа. Для подсолевого комплекса характерно многообразие типов ловушек, на окраинах карбонатных палеошельфов широко развиты неструктурные ловушки, связанные с биогермами и рифами. Особенности геологического строения этого региона обусловили различие состава углеводородных флюидов, развитие сложных типов коллекторов и наличие аномальных пластовых давлений.

В IV разделе «Собственно Атласа» приведена характеристика типов и свойств карбонатных коллекторов по 5 крупнейшим месторождениям нефти и газа: Карачаганак, Жанажол, Тенгиз, Королевское и Астраханское.

Нефтегазоконденсатное месторождение *Карачаганак*

Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак расположено в пределах Карачаганак-Кобландинской зоны нефтегазонакопления Прикаспийской впадины. Карачаганакской структуре соответствует выступ фундамента, амплитуда которого достигает 700 м; согласно сейсмическим данным кристаллическое основание перекрыто терригенной толщей девона. Выше по разрезу залегают карбонатные отложения позднедевонско-раннепермского возраста, общей толщиной до 2200 м. Мощность этих отложений вне поднятия уменьшается до 600 м. Карбонатные отложения перекрываются карбонатно-сульфатной толщей переменной мощности от 7 до 300 м, экраном является соль.

Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак приурочено к крупному рифовому массиву субширотного простирания. Современная амплитуда поднятия в сводовой части по кровле подсолевых отложений достигает 1600 м. Над сводом мощность соленосных отложений уменьшается до 60 м. Продуктивная толща подсолевого комплекса вскрыта большим числом скважин на глубинах от 3750 до 5500 м. Нефтегазоконденсатная залежь приурочена к палеозойским отложениям. Скважинами в пределах месторождения вскрыты карбонатные отложения верхнего девона (фаменский ярус), турнейского, визейского и серпуховского ярусов нижнего карбона, на отдельных участках установлено наличие башкирского яруса; нижняя пермь представлена ассельским, сакмарским и артинским ярусами. Нижнепермские отложения со стратиграфическим несогласием перекрывают разновозрастные карбонатные породы ниже- и среднекаменноугольного возраста. Максимальная вскрытая толща карбона составляет более 660 м (скв.9). В основании ассельского яруса на границе нижнепермских и каменноугольных толщ прослеживается выдержанный прослой темно-серых, местами черных, глинистых известняков.

В пределах рифового массива установлено значительное колебание толщин отложений: ассельского яруса от нескольких метров до сотен метров; сакмарского — в пределах первых десятков метров; артинского от десяти до первых сотен мет-

ров. Столь значительная невыдержанность отложений связана с условиями накопления разнофациальных отложений: рифовых, межрифовых, склоновых, шлейфовых. Суммарная мощность отложений нижней перми от 17 м (скв. 19) до 725 м (скв.23), карбона от 41 м (скв.5) до 600 м (скв.9).

В целом продуктивная толща представлена карбонатными породами, чистыми от терригенных примесей, преобладают, в основном, органогенные разности биоморфных, биогермных, органогенно-детритовых пород. Подчиненное развитие имеют биохемогенные и органогенно-обломочные разности. Характерна сильная изменчивость пустотного пространства карбонатного массива, повсеместное развитие трещиноватости и кавернозности. Преобладающее развитие имеют известняки пористые, плотные, массивные, неравномерно кавернозные и трещиноватые, в различной степени доломитизированные, реже доломиты.

Продуктивные отложения палеозоя сильно изменены постседиментационными процессами, направленность и интенсивность проявления которых обусловлена литогенетическими типами пород, погружением на глубину. Отложения карбона по сравнению с пермскими более перекристаллизованы и доломитизированы, вплоть до полного уничтожения первичной структуры. Значительное проявление процессов растворения и выщелачивания привело к формированию крупных пористо-кавернозных зон, мощностью от 10 до 20 м.

На месторождении Карачаганак карбонатные породы отличаются значительной изменчивостью оценочных параметров. Пористость открытая изменяется от 8,7 до 23,8%, проницаемость при этом соответственно колеблется от 1 до 500 мД, реже более (табл. 3). Остаточная водонасыщенность незначительна, но влияние ее на снижение эффективных параметров емкости и проницаемости неодинаково: при высокой проницаемости содержание связанной воды не превышает 10%. Она приурочена к порам радиусом менее 0,1 мкм. В низкопористых разностях с проницаемостью 1 - 10 мД количество ее возрастает до 20-25% и она значительно снижает эффективную проницаемость. Величины полезной ёмкости и проницаемости по трем направлениям приведены в табл.3.

Важным вопросом, возникающим в процессе исследования условий формирования высокеемких коллекторов в рифовом массиве, является установление причин сохранения высокой пористости и благоприятной структуры пор в породах при их погружении. Направленность изменения пористости с увеличением глубины от 3500 до 5300 м в породах различной фациальной принадлежности отражена на рисунке 38. Выделены фациальные зоны: биогермной постройки, склоновые, межрифовые лагуны и шлейфовые. Из приведенного графика очевидно, что снижения пористости с ростом глубины не наблюдается, следовательно, фактор гравитационно-уплотнения не является решающим.

В продуктивных отложениях месторождения Карачаганак существенное значение приобретает каверново-поровый тип коллектора, развитый преимущественно в биоморфных и

Таблица 3. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов порового типа
Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)

№ обр.	№ скв.	Интервал отбора керна, м	Пористость, %		Остаточная водонасыщенность, % к объему пор	Газопроницаемость, мД			Эффект.	Литологическая характеристика пород
			откр.	эффект.		абсолютная по 3 направлениям				
						I	II	III		
5218	2	3769-3773	11,4	9,2	19,5	186,2	509,5	50,2	218,4	Известняк органогенно-обломочный, кавернозный
5228	2	3845-3852	10,0	8,55	14,5	31,3	153,7	29,1	118,3	Известняк реликтово-органогенный
5316	2	3980-3989	13,5	9,9	26,7	0,8	1,5	0,8	0,44	Доломит реликтово-биогермный, сульфатизированный
5324	2	4114-4122	15,4	12,3	20,0	24,2	14,7	12,7	9,1	Известняк водорослевый, перекристаллизованный
6194	9	4746-4751	23,8	22,4	6,0	2845,2	3274,9	3118,0	3262,8	Известняк органогенно-обломочный, кавернозный
6200	9	4858-4863	18,6	16,2	13,0	5,0	5,8	6,1	2,2	Известняк органогенный, перекристаллизованный
6217	9	5027-5034	8,7	6,6	24,0	1,2	5,1	2,3	2,7	Известняк органогенный, доломитизированный
5474	13	5158-5165	9,4	8,0	15,0	2,0	3,4	5,0	2,4	Известняк мелкозернистый, водорослевый
5477	13	5178-5185	10,9	8,0	26,2	1,6	1,3	1,1	0,72	Известняк реликтово-органогенный
5480	13	5254-5262	10,0	7,3	26,8	0,5	0,3	0,2	0,05	Известняк органогенно-обломочный
6282	16	4651-4657	14,8	11,6	21,8	1,3	1,3	2,3	0,8	Известняк доломитизированный, реликтово-биогермный перекристаллизованный
6295	16	4756-4765	12,5	10,9	12,6	35,6	61,5	36,9	28,9	Известняк доломитизированный, тонко-микрозернистый
6302	16	4811-4830	13,5	11,4	17,5	2,9	17,0	4,3	13,4	Известняк тонкозернистый, перекристаллизованный
6305	16	4830-4840	10,0	8,5	15,0	214,5	471,3	476,6	194,4	Доломит тонко-микрозернистый, пористо-кавернозный

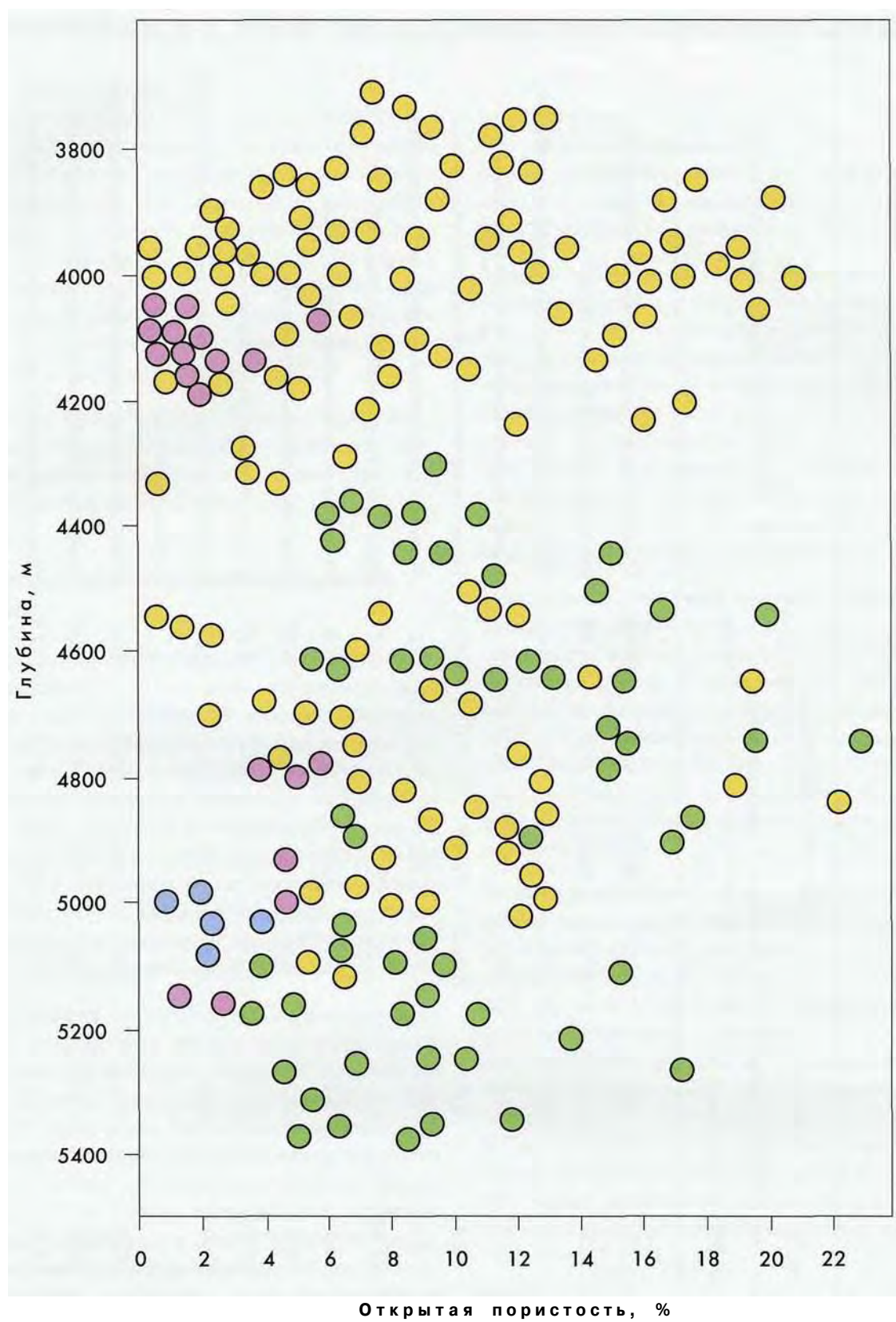


Рис. 38. Изменение пористости пород с глубиной в разнофациальных отложениях Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)

биогермных известняках (Атлас, обр.6305, 6193). Широко развитые процессы доломитизации и растворения привели к формированию крупных пористо-проницаемых линзовидных зон, в которых в результате унаследованного выщелачивания развилась кавернозность. Одновременно значительное распространение имеют мелкие каверны в поровом типе коллектора и породы отличаются сложным строением пустот (Атлас, обр. 5711, 5314, 5695). Преобладание пор, каверн или трещин создает многообразие типов коллекторов развитых в карбонатном рифовом массиве.

Интенсивные вторичные изменения пород, такие, как ангидритизация и окремнение, снижают фильтрационно-емкостные параметры, одновременно ухудшают пластические свойства, что способствует развитию трещин. Трещины развиты в пористо-проницаемых и плотных разностях пород, но роль их в обеспечении емкостных и фильтрационных свойств неодинакова. Основное значение трещин заключается в повышении фильтрационной способности пластов. Наличие их обеспечивает сообщаемость продуктивных пластов в природном резервуаре и усиливает анизотропию проницаемости даже в пористо-проницаемых слоях.

В карбонатной толще преобладают трещины горизонтальной и наклонной ориентировки, в подчиненном количестве проявляются вертикальные трещины, количество их увеличивается в карбоне. Морфология трещин зависит от вещественного состава пород, генезиса, текстурно-структурных особенностей, минерального состава вторичных заполнений: сульфатизации, кальцитизации и окремнения. Насыщение пород люминофором позволяет выявить многообразие и изменчивость строения пустотного пространства и более достоверно оценить роль трещин в формировании коллекторов (рис. 39, а,в,с,д).

В биогермных разностях развиты преимущественно хаотически ориентированные, извилистые трещины (рис. 39 а). Наиболее сложно выявление наклонных трещин, которые в образце не влияют на проницаемость, поскольку не секут грань кубика полностью. Различная система взаимосвязанных наклонных трещин видна на рис. 39 б,с. Доломитизированный известняк характеризуется сложной системой извилистых трещин, которая обуславливает анизотропию проницаемости. Пористо-проницаемые разности в скв. 16 отличаются высокой интенсивностью развития трещин (рис. 39 д). В ангидритах и глинистых известняках преобладают слабоизвилистые горизонтальные трещины. По протяженности выделяются трещины длинные (3-5 см), средние (1-3 см) и короткие (до 1 см). Типичные примеры коллекторов трещинного типа можно видеть в Атласе (обр. 4229, 4273).

Трещиноватость каменноугольных карбонатных отложений столь же высока, как в пермских: ориентировка и раскрытость трещин сохраняется на глубинах свыше 5 км, характерно возрастание числа вертикальных трещин. Несмотря на значительную изменчивость геометрии трещин по отдельным образцам, выявляется общая тенденция их ориентировки, раскрытости и густоты в выделенных интервалах продуктивных отложений. Закономерного уменьшения раскрытости трещин с глубиной не наблюдается. Диапазон ее изменения составляет 10-60 мкм, единичные значения достигают 140 мкм и более в разностях, подвергшихся выще-

лачиванию. Поверхностная плотность трещин варьирует от 0,5 до 3,5 см/см². Емкость трещин по отдельным образцам изменяется от 0,5 до 2,8% за счет образования каверн вдоль трещин она возрастает до 5,7, реже 6,8% (табл. 4).

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы-коллекторы рифовой постройки ранне-пермского возраста, вскрытые скв. 23, 2 и 10 на глубинах 3930 - 3970 м, а также отложения склоновой фации и биогермной постройки ранне-каменноугольного возраста, пройденные скв. 9 и 16 на глубинах 4750 - 4850 м. Для них характерны значения пористости 13,6 - 23,8 % и проницаемости от 100 до 500 мД.

Анализ изменения фильтрационно-емкостных параметров и фациальных условий осадконакопления подсолевых карбонатных отложений месторождения Карачаганак позволяет сделать вывод о преобладающей роли седиментационных процессов в формировании и сохранении полезной емкости. Неодинаковая гидродинамическая активность седиментации в пределах биогермной постройки предопределяет неоднородное строение порового пространства пород, а различная интенсивность катагенетических преобразований обуславливает формирование поровых коллекторов различных классов. Породы биогермной постройки, склоновых фаций и межрифовых лагун накапливаются преимущественно в благоприятных условиях и представляют собой в основном коллекторы порового типа, а шлейфовые и лагунные отложения практически не являются коллекторами, либо приобретают фильтрационные свойства после развития в них трещиноватости.

Типичным примером развития каверн в пористо-проницаемой матрице являются образцы (Атлас, 5695, 6305). Сложное строение пустот присуще породам с одновременным развитием пор и трещин (Атлас, обр 6317, 6284, 6285, 5292), где подчас трудно определить тип коллектора: трещинно-порового или порово-трещинного. При развитии мелких каверн или кавернозных участков пустотное пространство карбонатных пород усложняется (Атлас, обр 6294, 5293). Редким примером пород, отлагающихся в условиях рифовой отмели (бар), является исследование органогенно-обломочного известняка (Атлас, обр 6193), где в породе практически отсутствует цемент и она состоит из хорошо окатанных крупных обломков.

Принципиальная модель размещения коллекторов различных типов (рис 40) отражает неоднородное соотношение пористо-проницаемых и плотных пластов в скважинах, вскрывших различные фациальные зоны рифового массива. Пространственное размещение коллекторов имеет сложный «линзовидный характер» и отражает влияние седиментационного облика пород, несмотря на существенные вторичные изменения. Сохранение признаков первично благоприятной структуры наблюдается в породах даже на глубинах 5 км и более. К числу главных факторов, определяющих формирование высокеемких коллекторов на месторождении Карачаганак и сохранение их при погружении, можно отнести рифогенную природу отложений, интенсивное унаследованное выщелачивание и значительное развитие трещиноватости, обеспечивающей возможность движения углеводородных флюидов в резервуаре.

Таблица 4. Характеристика параметров трещиноватости карбонатных пород. Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак

№ обр.	Интер- вал, м	Порис- тость, %	Ём- кость тре- щин, %	Газопроницаемость, мД по направлениям			Поверхностная плотность трещин по граням, см/см ²							Раскрытость и ориентировка трещин, мкм			Литологическая характеристика пород
				I	II	III	1	2	3	4	5	6	Средн.	верт.	накл.	гор.	
Скважина № 10																	
4226	4060- 4061	1,4	0,6	0,35	0,20	0,43	0,60	0,44	0,88	0,76	0,20	0,04	0,57	27	15	30	Известняк органогенно-детритовый, окремнелый
4233	4074- 4081	4,2	1,5	0,014	0,034	0,37	0,15	0,52	0,39	0,59	0,59	0,63	0,52	37	39	58	Известняк органогенно-обломочный
4245	4105- 4113	1,9	1,9	0,038	0,31	0,62	0,60	0,56	0,60	0,40	0,64	0,32	0,55	140	314	21	Известняк органогенно-детритовый
4247	4113- 4120	5,0	2,8	0,066	0,10	0,084	1,25	2,08	1,22	1,12	1,72	0,8	1,54	25	40	—	Известняк органогенный
4260	4144- 4152	2,7	1,8	0,26	1,27	2,34	1,04	0,76	1,20	1,0	1,04	1,28	1,0	37	47	—	Известняк водорослевый, кавернозный
Скважина № 16																	
6285	4711- 4720	8,5	2,3	2,2	3,2	2,6	2,0	1,44	2,0	2,02	1,17	1,59	1,70	16,9	18,8	16,3	Доломит известковистый
6289	4720- 4729	10,8	1,1	0,23	0,5	0,3	0,34	0,78	0,8	0,06	0,84	0,16	0,50	10,3		12,5	Известняк биогермный
6305	4830- 4840	18,0	2,5	204,0	729,4	607,0	1,44	0,9	0,92	0,88	1,0	0,72	0,96	24,4	24,4	24,4	Доломит пористо-кавернозный
6315	4941- 4950	9,4	1,8	0,06	1,4	0,5	0,4	1,04	1,0	1,2	0,6	0,34	0,90	7,2		13,1	Известняк доломитизированный
Скважина № 19																	
5931	4670- 4677	4,2	1,5	0,1	0,4	1,5	0,52	0,96	0,72	0,92	0,8	0,4	0,72	28,6	18,3	35,8	Известняк перекристаллизованный
5934	4864- 4870	9,9	1,6	4,4	6,7	1,4	0,4	0,23	0,12	1,12	0,46	0,16	0,42	21	26,7	16,0	Известняк перекристаллизованный
5936	4918- 4924	4,5	1,5	1,6	7,5	2,4	0,4	0,61	0,78	0,31	0,08	0	0,36	55,8	102,0	30	Известняк реликтово-органогенный



а. Сеть хаотических, взаимопересекающихся трещин и кавернозно-пористых участков в известковом реликтивно-органогенном доломите

Скважина 16
Интервал 4756-4765 м (серпуховский ярус)
Образец 6294

Ёмкость трещин — 2,5 %

Проницаемость, мД:

I - 1,5

II - 31,9

III - 2,6

Поверхностная плотность трещин — 1,64 см/см²

Средняя раскрытость — 26,8 мкм

б. Система наклонных извилистых трещин в известняке фузулинидово-детритовом, слабо доломитизированном

Скважина 10
Интервал 4144-41652 м (ассельский ярус)
Образец 4260

Ёмкость трещин — 1,8 %

Проницаемость, мД:

I - 0,26

II - 1,27

III - 2,34

Поверхностная плотность трещин — 1,0 см/см²

Средняя раскрытость — 21,0 мкм

в. Развитие наклонных, прямолинейных секущих трещин в сгустковом сульфатизированном доломите

Скважина 5
Интервал 5029-5036 м (серпуховский ярус)
Образец 5287

Ёмкость трещин — 0,8 %

Проницаемость, мД:

I - 2,6

II - 5,0

III - 1,2

Поверхностная плотность трещин — 0,64 см/см²

Средняя раскрытость — 12,5 мкм

г. Короткие, хорошо сообщающиеся микротрещины в кавернозно-пористом доломите

Скважина 16
Интервал 4830-4840 м (визейский ярус)
Образец 6306

Ёмкость каверн — 10,0 %

Ёмкость трещин — 2,5 %

Проницаемость, мД:

I - 214,5

II - 471,3

III - 476,3

Поверхностная плотность трещин — 0,98 см/см²

Средняя раскрытость — 24,4 мкм

Рис.39. Морфология пустотного пространства карбонатных пород после насыщения их люминофором
Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)

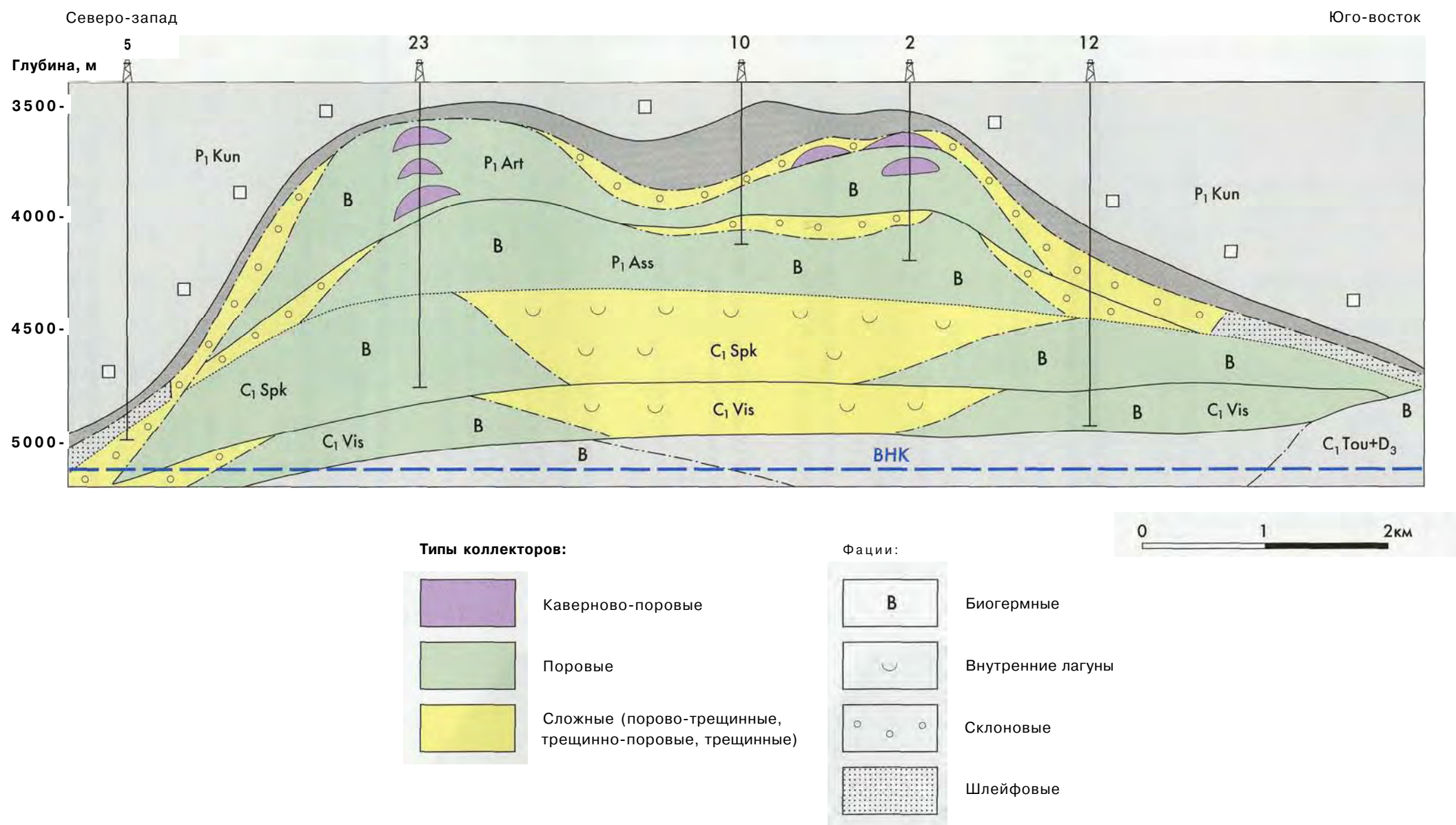


Рис. 40. Модель распространения различных типов коллекторов в разнофациальных карбонатных отложениях Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)

Нефтегазоконденсатное месторождение *Жанажол*

Месторождение Жанажол, расположенное в восточной части прибортовой зоны Прикаспийской впадины, находится в пределах Жанажол-Кенкиякской зоны нефтегазонакопления. Оно приурочено к одноименной брахиантиклинальной складке размером 17х6 км и амплитудой 400 м. В разрезе месторождения выделяются две карбонатные толщи: верхняя продуктивная толща (КТ-I) — стратиграфически приурочена к отложениям касимовского яруса верхнего карбона - верхней части московского яруса среднего карбона; нижняя (КТ-II) — объединяет средне-нижекаменноугольные отложения. Этаж продуктивности месторождения более 300 м. Продуктивные карбонатные отложения КТ-I на северном куполе перекрываются ангидритовой пачкой верхней части касимовского яруса верхнего карбона. В пределах южного купола ангидритовая толща отсутствует и залежь перекрыто песчано-глинистыми породами ранне-пермского возраста. Отложения карбона отлагались в условиях мелководного шельфа.

В подсолевых карбонатных отложениях установлено наличие двух самостоятельных залежей. Залежь, заключенная в КТ-1, нефтегазоконденсатная, пластово-массивная. Общая высота залежи составляет 290 м, на ее газовую часть приходится 200м, на нефтяную — 90 м.

С нижней карбонатной толщей (КТ-II) связана нефтяная залежь массивно-пластового типа. Вещественный состав, текстурно-структурные особенности и интенсивность вторичных изменений карбонатных пород существенно различны для верхней и нижней продуктивных толщ.

Верхняя карбонатная толща сложена известняками и доломитами. Известняки светлые с желтоватым или коричневатым оттенком и серые, нередко перекристаллизованные. Известняки подразделяются на органогенные и биохемогенные, микрозернистые и разнотернистые, криптогенные и обломочные. Среди органогенных известняков (КТ-I) различаются биоморфные, биоморфно-детритовые, комковатые, сгустково-органогенные и полидетритовые разности. Биоморфные известняки представлены водорослево-фузулиновыми и фораминиферовыми разностями: содержание микрозернистого кальцита колеблется от 1 до 25%. Биоморфно-детритовые известняки часто перекристаллизованы, очень слабо доломитизированы, отмечаются трещины и стилолитовые швы, выполненные черным глинисто-битуминозным материалом.

Доломиты широко распространены в разрезе карбонатной толщи месторождения Жанажол, установлено наличие тонко-мелкозернистых и мелко-среднезернистых разностей, они имеют метасоматическое происхождение. Замещение отмечается в органогенных и биохемогенных разностях известняков. Максимально доломитизация проявилась в сгустковых и биоморфно-детритовых известняках.

Нижняя карбонатная толща (КТ-II) сложена известняками органогенно-обломочными, органогенно-детритовыми, би-

оморфными и биоморфно-детритовыми, и в отличие от верхней толщи редко — доломитами. Биоморфные известняки представлены водорослевыми, реже фораминиферо-во-водорослевыми разностями; отмечается наличие оолитовых известняков.

Продуктивные карбонатные толщи подсолевых отложений месторождения Жанажол представлены широким набором различных литогенетических типов пород. Разнонаправленные постседиментационные процессы обусловили формирование в них неоднородного и сложного пустотного пространства.

Сравнение верхней и нижней карбонатной толщи выявляет существенные отличия в направленности и интенсивности проявления вторичных процессов, за счет чего в этих толщах преимущественно наблюдаются различные типы пустот.

В продуктивных отложениях КТ-I главная роль в формировании пустот принадлежит процессам растворения и выщелачивания, происходивших неоднократно, а процессы минерального заполнения — кальцитизация, окремнение проявилось незначительно.

В продуктивных отложениях КТ-II главное, неблагоприятное воздействие на формирование пустотного пространства оказал процесс кальцитизации, который протекал наиболее интенсивно и почти повсеместно.

Процессы перекристаллизации и доломитизации сыграли заметную роль в формировании пустотного пространства в верхней карбонатной толще, где присутствуют также первично более плотные известняки. Неоднородная масса по структуре и составу породы подверглась селективному выщелачиванию с образованием крупных пор или каверн. Кавернозность развивалась унаследовано по первично благоприятной структуре порового пространства за счет растворения и увеличения размеров пор (Атлас, обр.4585). В доломитах, а также в перекристаллизованных и доломитизированных известняках вновь образованные поры и каверны выщелачивания большей частью формируются в плотных измененных участках. В наиболее плотных разностях растворение и выщелачивание обусловлены трещиноватостью, вдоль полостей трещин развиваются каверны.

Для Жанажольского месторождения характерно протекание процессов выщелачивания, главным образом в субгоризонтальном направлении, что проявляется в форме каверн, отличающихся удлиненными щелевидными очертаниями, наличии ориентированных полос пор и каверн, анизотропии проницаемости по направлениям. Интенсивное растворение и вынос материала в отложениях касимовского яруса способствовали формированию коллекторов порового и каверново-порового типов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (Атлас, обр 4555, 4580, 4558, табл. 5).

В отложениях КТ-I преобладает горизонтальная ориентировка большинства трещин, длинных прямолинейных, иногда кулисообразных; это приводит к увеличению проницаемости

на один-два порядка Морфология трещин существенно различна, столь же непостоянны качественная и количественная характеристика трещиноватости. Это четко выявляется при насыщении пород люминофором (рис. 41 а,b,c,d, табл.6).

Для низкопористых мелко-комковатых известняков характерна интенсивная трещиноватость. Преобладают трещины горизонтальной ориентировки, длинные (до 5 см) слабо-извилистые, кулисообразные. Среднее значение их поверхностной плотности высокое — $1,69 \text{ см/см}^2$; раскрытости — 19,5 мкм, хотя иногда раскрытость возрастает до 50 мкм. Емкость трещин — 3,1 %. Эти породы представляют типичный трещинный тип коллектора (рис. 41 а,в). Интенсивность развития трещиноватости уменьшается в пористых доломитах. Величина поверхностной плотности трещин снижается до $0,75 \text{ см/см}^2$. Трещины более короткие, но за счет выщелачивания трещин увеличивается среднее значение раскрытости до 89 мкм. Тонкие открытые трещины соединяют каверны и служат путями основной фильтрации. Нередко в породах наблюдается одновременное развитие трещин различной ориентировки (рис. 41 d), которые определяют проницаемость до 29,2 мД. Наряду с горизонтально ориентированными трещинами увеличивается число наклонных и субвертикальных, создается анизотропия проницаемости. Величины поверхностной плотности трещин также невысоки и колеблются в пределах $0,22\text{--}0,76 \text{ см/см}^2$, а раскрытость трещин значительна и составляет 50–173 мкм. Ширина каверн 5–8 мм, длина 30–40 мм. Незначительная поверхностная плотность трещин связана с интенсивным растворением полостей трещин и развитием каверн выщелачивания вдоль них. Собственно трещины сохранились только как каналы, соединяющие пористые зоны (рис.41 с).

В разрезе продуктивной толщи месторождения Жанажол присутствуют типично поровые коллекторы высоких классов с проницаемостью в 10–100 м (табл. 5). В таких коллекторах минимальные значения пористости не ниже 7,5%, нижний предел проницаемости составляет 1 мД. Остаточная водонасыщенность — 15% и достигает 39% в низкопроницаемых. За счет интенсивного развития кавернозности эти породы характеризуются более высокой пористостью от 16 до 25% и проницаемостью 500–1000 мД и более; содержание остаточной воды незначительно - 7–10%. В коллекторах каверново-порового типа дополнительная емкость каверн составляет в среднем 2,5 % (Атлас, обр. 4580).

На формирование различных типов коллекторов месторождения Жанажол оказало влияние несколько факторов: накопление осадков в условиях открытого шельфа, существование неустойчивого тектонического режима, неоднократный подъем отложений на поверхность, неодинаковая направленность постседиментационных процессов. Всё это проявилось в одновременном наличии в разрезе пористо-проницаемых пластов, маломощных низкоемких плотных и трещиноватых прослоев. Характерна значительная изменчивость эффективных толщин пластов-коллекторов, широкий диапазон изменения пористости и проницаемости, повсеместное развитие трещин и каверн различного генезиса. Перечисленные особенности способствовали со-

зданию неоднородного пустотного пространства и обеспечили практически наличие коллекторов всех типов, но доле-вое содержание их в КТ-I и КТ-II неодинаково (табл. 5,6).

Коллекторы порового **типа** преобладают в КТ-1, нижний предел пористости их равен 6,5%. Наблюдается постепенное возрастание предельных значений пористости до 22%, и увеличение проницаемости от 1 до 500 мД и более (Атлас, обр. 4558). Содержание остаточной воды в поровых коллекторах закономерно снижается с 38% до 10% по мере улучшения фильтрационных свойств коллекторов. Коллекторы порового типа образуют пласты толщиной от 10 до 40 м. В типичных коллекторах порового типа очень часто наблюдается мелкая кавернозность (Атлас, обр. 4555).

Каверново-поровый **тип** коллектора представлен биоморфными известняками. За счет интенсивно развитой унаследованной кавернозности пористые разности известняков отличаются более высокими значениями проницаемости и эффективной пористости, содержание воды незначительно менее 10%. В каверново-поровом типе коллектора дополнительная емкость каверн составляет в среднем 2,5%. Нижний предел пористости в каверново-поровом коллекторе равен 18%, проницаемости 500 мД (Атлас, обр. 4170, 4585).

Коллекторы трещинного **типа** встречаются в различных интервалах продуктивной толщи. Ёмкость собственно трещин достигает 1,5–3,1 % (Атлас, обр. 4609, 4629). Сильно трещиноватые разности представляют относительно мощные интервалы, развитые в нижней части продуктивного разреза скв. 19. Толщина плотных разностей трещиноватых известняков составляют 2–3 м, реже до 50 м. Интенсивное развитие кавернозности и трещиноватости в плотных доломитах приводит к образованию каверново-трещинного типа коллектора, емкость которого за счет каверн возрастает до 4,5–8%. В породах с очень плотной матрицей развиты крупные изолированные каверны и пористые участки, за счет этого пустотное пространство коллекторов приобретает сложное строение.

Закономерности пространственного размещения карбонатных коллекторов различных типов показаны на модели природного резервуара (рис 42). Отложения мелководного шельфа, характерные для верхней карбонатной толщи месторождения Жанажол, обладают выдержанным характером распространения коллекторов порового типа в пределах резервуара, одинаковой направленностью постседиментационных преобразований пород. Небольшие глубины погружения и особенности тектонического режима обеспечили интенсивное выщелачивание пород и образование высокеемких коллекторов каверново-порового и порового типов. Последующие тектонические процессы способствовали развитию микротрещиноватости и образованию сложных — каверново-трещинных и трещинных коллекторов. Существенная разница между каверново-поровым и каверново-трещинным типами определяется генезисом пустот: вторичная пустотность развивается в изначально пористо-проницаемых средах, либо в плотных, после образования в пластах трещиноватости.



a. Преобладание горизонтальных трещин, соединенных более короткими оперяющими в микрозернистом известняке

Скважина 19

Интервал 2720-2727 м (московский ярус)

Образец 4609

Емкость трещин — 1,2 %

Проницаемость, мД:

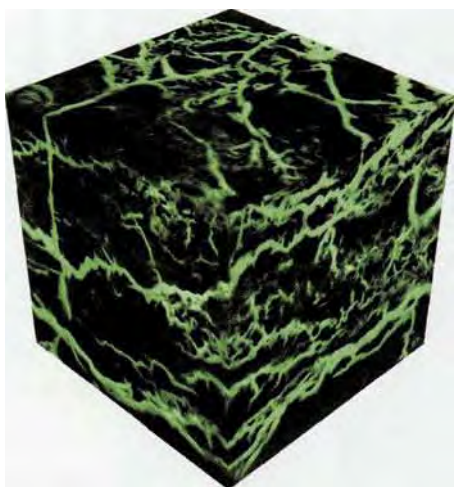
I - 0,38

II - 1,6

III - 7,8

Поверхностная плотность трещин — 1,6 см/см²

Средняя раскрытость — 26,8 мкм



b. Система ветвящихся трещин горизонтальной и вертикальной ориентировки в органогенном доломитизированном известняке

Скважина 19

Интервал 2979-2985 м (московский ярус)

Образец 4629

Емкость трещин — 1,6 %

Проницаемость, мД:

I - 0,011

II - 0,17

III - 0,3

Поверхностная плотность трещин — 2,8 см/см²

Средняя раскрытость — 20,0 мкм



с. Кавернозно-пористый реликтивно-органогенный доломит

Скважина 19

Интервал 2750-2757 м (московский ярус)

Образец 4585

Емкость каверн — 11,0 %

Проницаемость, мД:

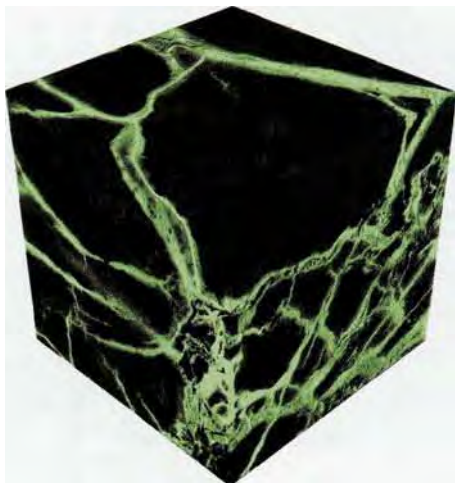
I - 0,9

II - 1,65

III - 2,6

Поверхностная плотность трещин — 0,19 см/см²

Средняя раскрытость — 23,7 мкм



d. Наклонные взаимосвязанные трещины в тонкозернистом детритово-водорослевом известняке

Скважина 65

Интервал 3831-3838 м (московский ярус)

Образец 6607

Емкость трещин — 1,5 %

Проницаемость, мД:

I - 9,4

II - 26,8

III - 29,2

Поверхностная плотность трещин — 1,04 см/см²

Средняя раскрытость — 40,0 мкм

Рис.41. Морфология пустотного пространства карбонатных пород, насыщенных люминофором
Нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол [Прикаспийская нефтегазоносная провинция]

Таблица 5. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных коллекторов порового типа
Нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)

№ обр.	№ скв.	Интервал отбора керна, м	Пористость, %		Остаточная водонасыщенность, % к объему пор	Газопроницаемость, мД				Литологическая характеристика породы
			откр.	эффект.		абсолютная по 3 напр.			эффект.	
						I	II	III		
5599	3	3954-3602	10,9	8,3	23,5	10,7	20,5	38,7	17,6	Известняк оолитовый, пористый с кавернами
5631	3	3628-3635	12,1	9,7	20,2	2,4	19,6	19,6	13,0	Известняк мелкозернистый, органогенно-детритовый
3803	5	2883-2888	12,8	11,3	12,0	6,5	579,9	428,6	509,3	Доломит пористо-кавернозный
3803а	5	2883-2888	19,1	18,0	5,5	1061,7	950,1	817,3	921,8	Доломит известковистый, кавернозный
3804	5	2888-2896	10,1	9,7	13,5	38,3	363,2	999,4	323,0	Доломит известковистый, трещиновато-кавернозный
4172	17	2792-2795	27,1	24,8	8,6	925,4	1096,6	1352,1	766,6	Известняк органогенный, доломитизированный, кавернозный
4644	19	2585-2593	13,2	10,4	21,3	6,9	40,3	37,6	35,8	Известняк сгустково-детритовый
4567	19	2622-2630	17,4	14,5	16,6	474,8	516,1	430,7	468,2	Известняк фораминиферово-детритовый, кавернозный
4582	19	2694-2697	16,2	13,0	19,5	7,2	13,5	28,8	9,8	Известняк доломитизированный
4393	23	3809-3813	15,5	13,1	15,5	62,2	110,6	75,1	107,2	Известняк биоморфно-детритовый
5354	27	3774-3783	14,4	13,2	8,3	979,4	427,5	828,9	414,7	Известняк органогенный, кавернозный

Таблица 6. Фильтрационно-емкостные свойства трещиноватых пород
Нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)

№ обр.	№ скв.	Интервал отбора керна, м	Открытая пористость, %	Емкость трещин, %	Газопроницаемость, абсолютная по 3 напр., мД			Литологическая характеристика породы
					I	II	III	
5606	3	3642-3651	8,1	2,1	0,8	8,0	12,3	Известняк органогенно-детритовый, трещиновато-кавернозный
5610	3	3683-3692	5,8	2,9	0,01	1,8	2,1	Известняк органогенный, неравномерно-пористый
5638	3	3720-3731	4,1	1,9	0,12	0,04	0,24	Известняк водорослевый, перекристаллизованный
6903	23	3685-3690	4,6	1,5	0,03	1,7	2,1	Известняк органогенный, трещиноватый
5345	27	3734-3741	3,9	1,3	0,001	0,4	0,4	Известняк комковатый, реликтивно-водорослевый
5621	40	3698-3708	4,7	1,4	0,17	0,19	0,1	Известняк органогенно-обломочный, трещиноватый
6596	62	3257-3264	1,8	1,8	0,001	0,05	0,31	Известняк органогенно-обломочный
6856	64	3653-3661	2,2	0,9	0,01	0,8	0,02	Известняк органогенно-детритовый, кальцитизированный
6684	66	3666-3674	4,6	1,6	0,09	0,07	0,1	Известняк органогенно-детритовый, трещиноватый

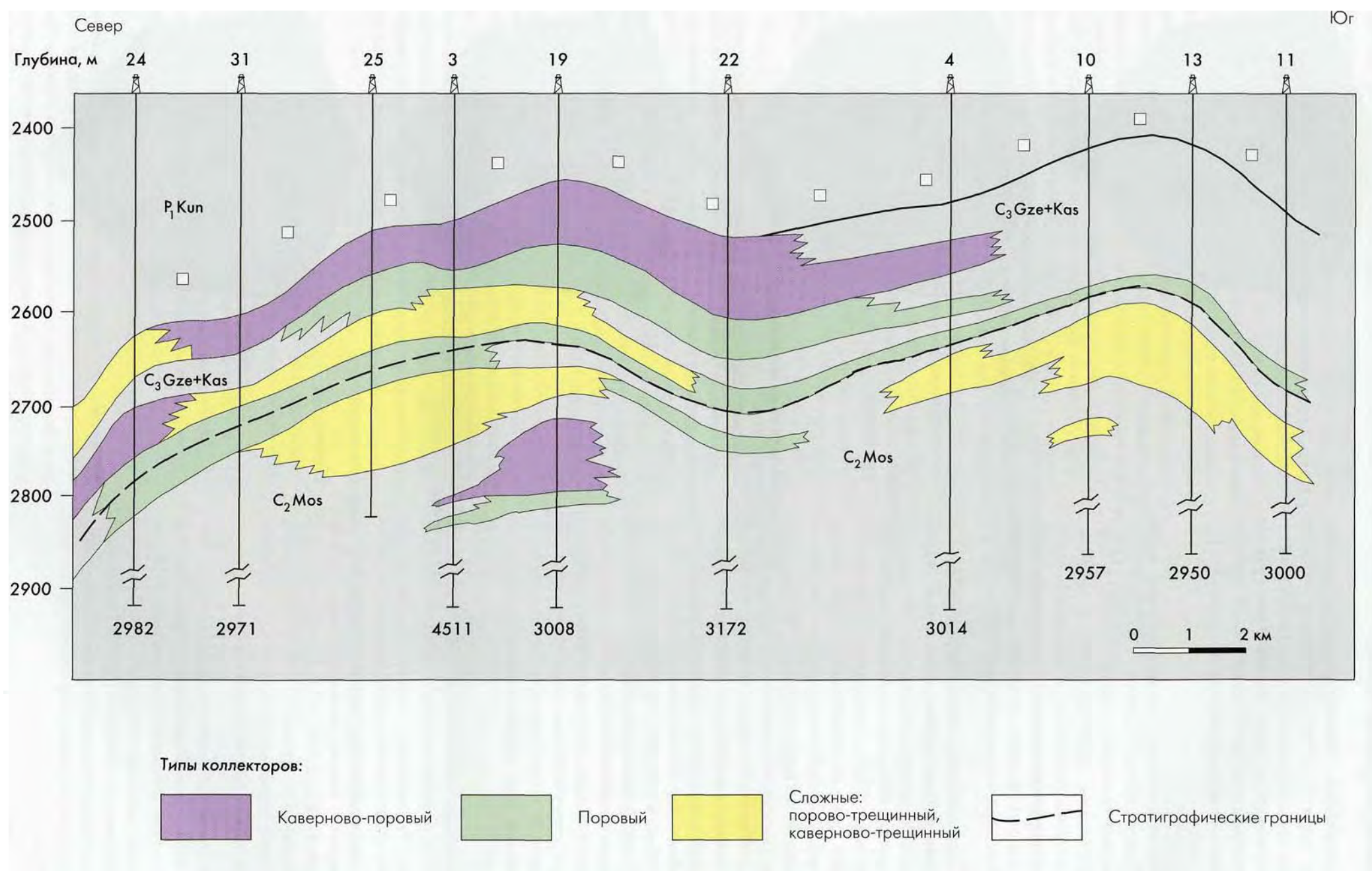


Рис. 42. Модель размещения различных типов коллекторов в карбонатных отложениях карбона
Нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)

Нефтяное месторождение Тенгиз

Тенгизское месторождение, открытое в пределах Каратон-Тенгизской зоны поднятий, является уникальным нефтяным месторождением, оно находится во внутренней прибортовой зоне Прикаспийской впадины. Месторождение Тенгиз приурочено к высокоамплитудной органогенной постройке, расположенной на верхнедевонском карбонатном цоколе (рис.3).

Структура Тенгиз по кровле подсолевых отложений имеет размеры 23х17 км, амплитуда поднятия — 1000 м. В строении месторождения принимают участие подсолевые нижнепермские (артинские), среднекаменноугольные (башкирские), нижнекаменноугольные и верхнедевонские отложения. Вся толща представлена карбонатными породами, общая мощность которых в сводовой части структуры по данным сейсморазведки достигает 3500 м.

Нижнюю часть карбонатного разреза составляют шельфовые слоистые известняки верхнего девона, образующие единое сравнительно пологое основание в пределах Тенгизской и Королевской структур. Мощность отложений верхнего девона составляет около 2000 м, скважинами вскрыта лишь верхняя часть этой толщи на периферии структуры. Нижне-среднекаменноугольные карбонатные породы формируют ярко выраженную органогенную постройку. Их мощность в сводовой части Тенгизского поднятия достигает 1500 м. Верхнюю часть карбонатной толщи (35-100 м) составляют известняки нижнебашкирского возраста, на которых с резким стратиграфическим несогласием залегают маломощные терригенно-карбонатные образования артинского яруса. Мощность последних в сводовой структуре колеблется от 10 до 100 м. В продуктивных отложениях месторождения Тенгиз интенсивное развитие кавернозности и трещиноватости обеспечивает высокие емкостные и фильтрационные свойства пород и развитие сложных типов коллекторов. Емкостное пространство представлено неодинаковым соотношением вторичных пор, каверн и трещин различного размера и генезиса.

Выделяются коллектора трех основных типов: трещинного (емкость менее 3%), порово-каверново-трещинного с пористостью от 3 до 7%, порового — свыше 7%. Коллекторы различного типа неравномерно распределены по месторождению, но в целом образуют гидродинамически единый природный резервуар. Залежь массивного типа, характеризуется развитием АВПД (81-93 МПа). Дебиты нефти, как правило, превышают 100 куб.м/сут., ВНК не установлен. Экраном для залежи служат артинские глинисто-карбонатные и кунгурские сульфатно-галогенные породы.

В настоящее время нет однозначного представления о геологическом строении и литофациальных особенностях подсолевых продуктивных отложений месторождения Тенгиз. Ряд исследователей связывают структуру с антиклинальной складкой, не нарушенной разломами. Другие высказывают мнение о тектоно-седиментационной модели месторождения Тенгиз. Некоторые исследователи отождествляют Тенгиз с палеоатоллом.

На месторождении Тенгиз продуктивны отложения нижнего и среднего карбона, вскрытые на глубинах 3900-5000 м.

Они отличаются неоднородностью вещественного состава, частым чередованием прослоев известняков с различными текстурно-структурными особенностями, сильной рассланцованностью керна на тонкие (1-2 мм) пластинки. В толще преобладают органогенные известняки, которые в пределах нижнебашкирского и серпуховского ярусов имеют биогермный характер. Среди них выделены биоморфные, изобилующие остатками водорослей, органогенно-детритовые, сгустковые и в меньшем количестве органогенно-обломочные разновидности. В разрезах отдельных скважин широко развиты органогенно-обломочные и доломитовые известняки. Отмечаются прослои микрозернистых известняков. Продуктивные отложения, изученные по различным скважинам, характеризуются широким диапазоном изменения пористости и проницаемости (табл. 7,8). Нижний предел коллекторов порового типа — 6% при проницаемости 0,1 мД. Мощность прослоев поровых коллекторов по скважинам существенно различна, что видно на представленной ниже модели (рис.44). Проницаемость колеблется от 10 мД до 320 мД, реже в отдельных кавернозно-пористых разностях она равна 540 мД и более (табл. 7). Иногда даже в пористых известняках отмечается увеличение проницаемости в горизонтальном направлении, что связано с расширением пор до мелких каверн (Атлас. Обр. 7433). Количество остаточной воды изменяется от 10,2% до 25%. В породах с большим содержанием черного органического вещества содержание остаточной воды снижается до 6-9%.

Породы сильно изменены постседиментационными преобразованиями: перекристаллизация и кальцитизация оказали наибольшее влияние, характерно распространение новообразований кальцита в виде мелких щеточек по стенкам пор и каверн. Повсеместное развитие имеют процессы растворения и выноса материала; выщелачивание способствовало формированию мелких вторичных пустот (0,06 до 3-5, реже до 10 мм).

Кавернозность отмечается по всему разрезу, но интенсивность проявления ее различна. Каверны имеют различный генезис: одни — «унаследованные», развиты в пористо-проницаемых разностях (Атлас, обр 7433, 6127, 7435), другие — «вновь образованные» в породах с плотной матрицей (Атлас, обр. 7793, 7435). Существенные различия каверн заключаются в неодинаковом влиянии их на фильтрационные свойства пород и в объеме углеводородов, которые в них содержатся.

Характерно, что продуктивные отложения содержат в большом количестве сильно обуглероженное, черное органическое вещество, которое частично заполняет первичные пустоты, располагается между кристаллами кальцита на участках перекристаллизации. Оно значительно уменьшило эффективное поровое пространство, однако в настоящее время это черное органическое вещество является минеральной частью пород и не оказывает никакого влияния на характеристики порового пространства коллекторов.

Основная часть породы сложена тонкозернистым кальцитом неправильной изометричной формы. Размер кристаллов от 3 до 10 мкм, нередко зерна кристаллов собраны в агрегаты. Порода характеризуется микронеоднородностью, много плотных участков перекристаллизованного кальцита. В породе присутствуют отдельные крупные поры 50-300 мкм, очертания их



а. Система горизонтальных трещин в органогенно-детритовом известняке

Скважина 7

Интервал 3981-3987 м (ассельский ярус)

Образец 5868

Ёмкость трещин — 1,9 %

Проницаемость, мД:

I - 0,01

II - 2,20

III - 1,30

Поверхностная плотность трещин — 0,75 см/см²

Средняя раскрытость — 25 мкм

б. Сеть извилистых трещин различной раскрытости и длины в реликтово-биоморфном известняке

Скважина 8

Глубина 4022,6 м (башкирский ярус)

Образец 7529

Ёмкость трещин — 2,3 %

Проницаемость, мД:

I - 0,5

II - 0,3

III - 0,5

Поверхностная плотность трещин — 1,46 см/см²

Средняя раскрытость — 16 мкм

с. Пористые участки, соединенные трещинами в органогенном известняке

Скважина 44

Интервал 4323-4330 м (визейский ярус)

Образец 6158

Пористость — 13,7 %

Проницаемость, мД:

I - 1,9

II - 6,1

III - 9,3

Поверхностная плотность трещин — 0,8 см/см²

Средняя раскрытость — 27,5 мкм

д. Развитие наклонных трещин в шламово-детритовом известняке

Скважина 7

Интервал 4091-4097 м (серпуховский ярус)

Образец 5910

Ёмкость трещин — 1,3 %

Проницаемость, мД:

I - 0,02

II - 0,07

III - 0,06

Поверхностная плотность трещин — 1,06 см/см²

Средняя раскрытость — 32 мкм

**Рис.43. Морфология пустотного пространства карбонатных пород, насыщенных люминофором
Нефтяное месторождение Тенгиз (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)**

Таблица 7. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов порового типа.
Нефтяное месторождение Тенгиз (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)

№ обр.	№ скв.	Интервал отбора керна, м	Пористость, %		Остаточная водонасыщенность, % к объему пор	Газопроницаемость мД			эфф.е.	Литологическая характеристика породы
			откр.	эфф.е.		абсолютная по 3 напр.				
						I	II	III		
5885	7	4015-4021	14,0	10,4	26,3	1,6	13,2	3,3	12,6	Известняк реликтово-органогенный, перекристаллизованный
7644	8	4056,25	7,8	5,9	24,9	5,4	320,4	117,8	3,6	Известняк водорослево-криноидный, перекристаллизованный, с черным ОВ
7786	8	4159-4177	7,6	5,6	26,3	8,6	20,4	35,4	8,7	Известняк криноидно-детритовый, кальцитизированный
7802	8	4338,5	8,5	5,6	34,6	2,2	1,2	1,4	0,45	Известняк криноидно-водорослево-детритовый
8057	24	4151-4155	15,7	11,6	26,2	7,8	8,6	8,3	5,0	Известняк органогенно-детритовый, перекристаллизованный
8251	32	5145-5151	20,3	17,0	16,5	20,1	18,9	19,4	6,8	Известняк реликтово-биоморфный
8322	32	5225-5232	14,4	11,4	20,7	11,9	15,9	11,1	3,9	Известняк реликтово-органогенный, перекристаллизованный
6145	44	4255-4262	17,5	14,8	15,2	9,2	9,3	9,2	6,2	Известняк водорослево-фораминиферовый, кальцитизированный
6156	44	4330-4337	16,5	13,0	21,4	3,4	5,4	4,9	2,8	Известняк органогенно-обломочный, кальцитизированный
6128	44	4141-4148	15,6	14,5	9,1	51,3	117,9	123,6	95,3	Известняк органогенно-обломочный, кальцитизированный
6571	44	4400-4404	16,4	12,5	24,1	3,7	13,1	10,2	6,5	Известняк органогенно-детритовый, перекристаллизованный
6187	44	4141-4148	12,0	9,8	18,0	20,4	195,8	1351,8	1292,0	Известняк водорослево-фораминиферовый

Таблица 8. Характеристика параметров трещиноватости карбонатных пород.
Нефтяное месторождение Тенгиз (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)

№ обр.	№ скв.	Интервал отбора керна, м	Открытая пористость, %	Ёмкость трещин, %	Газопроницаемость, абсолютная по 3 напр., мД			Поверхностная плотность трещин, см/см ²	Раскрытость трещин, мкм	Литологическая характеристика породы
					I	II	III			
6682	6	4307-4313	5,6	1,2	0,2	0,3	0,1	0,83	29,5	Известняк водорослево-органогенно-детритовый, доломитизированный
5868	7	3981-3987		1,9	0,008	2,2	1,3	0,74	8,0	Известняк органогенно-детритовый, перекристаллизованный
5916	7	3981-3987	8,2	2,0	0,23	0,97	1,7	0,42	33,5	Известняк органогенно-обломочный, кальцитизированный
5922	7	4009-4015	2,1	2,1	0,01	0,92	0,70	0,38	27,0	Известняк органогенно-детритовый, кальцитизированный
7430	8	3982,1	5,9	2,8	0,001	0,9	83,1	0,83	300	Известняк реликтово-органогенно-детритовый, трещиноватый, с чёрным ОВ
7440	8	4003,1	5,2	1,6	2,0	14,6	0,44	0,84	80,0	Известняк биоморфно-детритовый, мелкозернистый
7446	8	4026,1	7,6	1,6	0,8	0,5	1,4	1,07	40,0	Известняк водорослево-криноидный, перекристаллизованный
7770	8	4103-4113	3,4	2,3	0,03	1,6	1,0	1,1	40,0	Известняк криноидно-детритовый, трещиноватый, с чёрным ОВ
7777	8	4123-4140	3,6	1,3	1,2	11,9	37,2	0,8	85,0	Известняк криноидно-детритовый, доломитизированный
7788	8	4159-4177	—	3,6	0,05	0,19	0,34	1,1	30,0	Известняк криноидно-детритовый
6588	44	4403-4408	8,1	1,2	0,001	23,2	2,9	0,50	34,5	Известняк перекристаллизованный, тонко-зернистый, сгустковый, трещиноватый
7774	8	4123-4140	5,6	0,6	0,04	1,1	2,3	0,50	40,0	Известняк водорослево-криноидный с чёрным ОВ

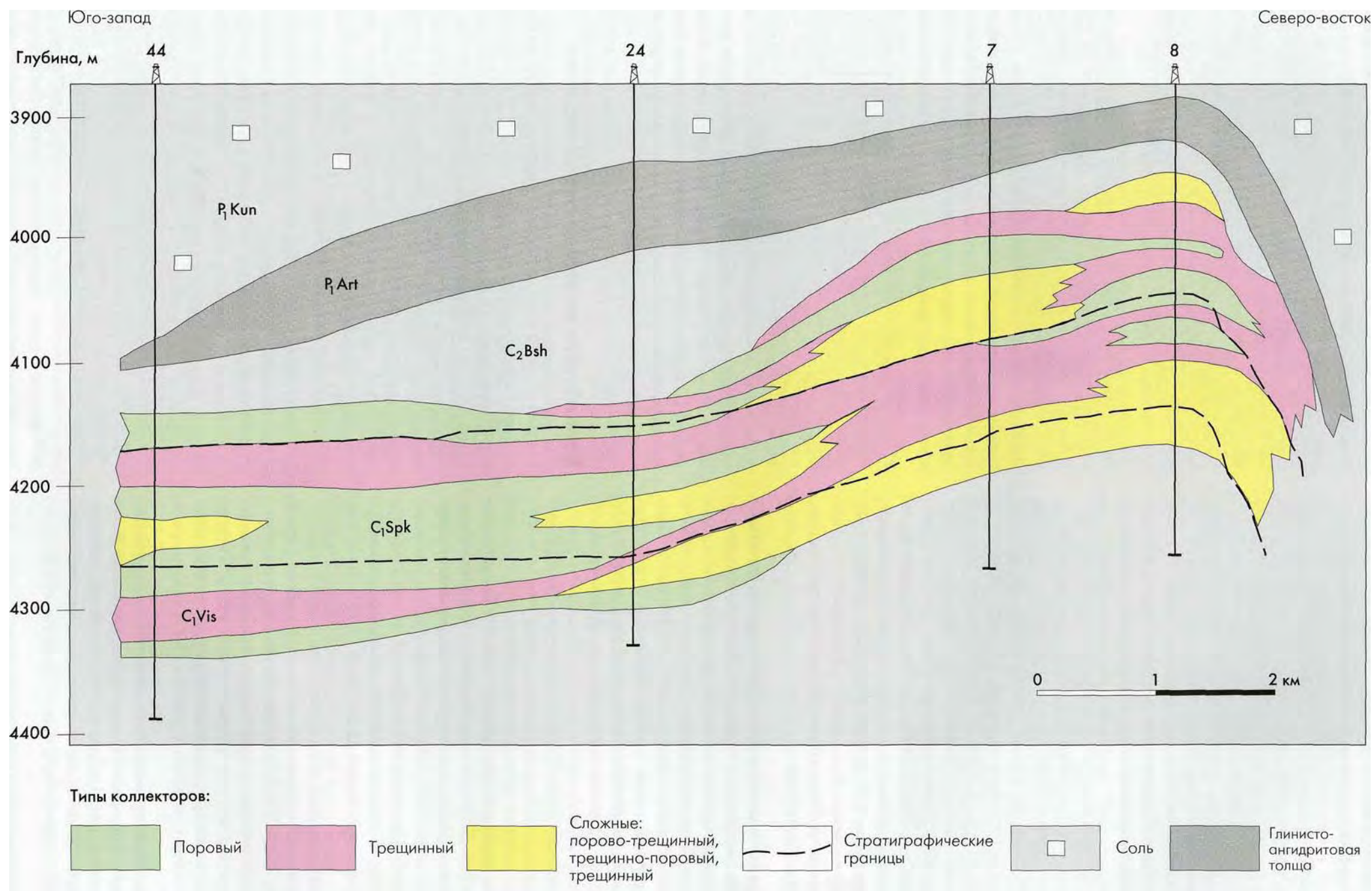


Рис. 44. Модель размещения различных типов коллекторов в карбонатных отложениях Нефтяное месторождение Тенгиз (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)

сложные, они плохо сообщаются друг с другом. Большинство пор инкрустировано крупными кристаллами доломита.

При исследовании геометрии порового пространства выделены тонко и крупнопористые разности, которые отличаются широким диапазоном пор от 0,025 до 50 мкм. В тонкопористых породах радиусы фильтрующих пор изменяются в пределах 0,625-5 мкм; в крупнопористых разностях средние размеры пор, определяющих фильтрацию, больше 2,5-10 мкм. Содержание микропор радиусом менее 0,1 мкм соответствующее остаточной воде, сравнительно невелико 6,8-15,9%. Геометрия порового пространства — сложная.

В разрезе продуктивных отложений установлена интенсивная повсеместная трещиноватость пород, причем наибольшее распространение имеют горизонтальные и наклонные трещины. Морфология трещин и изменчивость параметров показана на фотографиях образцов, насыщенных люминофором (рис. 43 а,b,c,d, табл. 8). Тонкие секущие трещины обеспечивают резкую анизотропию фильтрационных свойств (рис. 43а); взаимосвязанные тонкие трещины образуют систему (рис. 43 б), а наклонные тонкие трещины даже при большой поверхностной плотности не обеспечивают проницаемости (рис. 43 d). Развитие трещин отмечается в пористо-проницаемых разностях с пористостью до 15% (рис. 43 с) и в относительно более плотных породах с пористостью до 4 — 8% (табл. 8).

Наличие трещин в них определяет резко выраженную анизотропию проницаемости, последняя меняется по взаимно перпендикулярным направлениям на два-три порядка. Средние значения поверхностной плотности трещин в подобных разностях колеблются в пределах 0,74 — 1,06 см/см², раскрытость их неодинаковая — от 5 до 200 мкм. В более пористых разностях количество трещин снижается, поверхностная плотность составляет 0,2 — 0,4 см/см². Характерной особенностью карбонатных пород месторождения Тенгиз является развитие трещин различной раскрытости и морфологии практически во всех типах коллекторов.

Коллекторы порового типа представлены слабосцементированными разностями органогенных и органогенно-обломочных известняков с широко развитой кавернозностью (Атлас, обр 6158, 7433, 5907, 5921). Мощность коллекторов порового типа варьирует от 2 до 15 м. Как правило, значения пористости равны 10-16%, проницаемость изменяется в пределах от 0,4 мД до 541,0 мД.

Коллекторы каверново-трещинного типа обладают пористостью от 4 до 8%, проницаемостью от 0,6 мД до 2,5 мД (Атлас, обр 7435, 7793). Как правило, они сложены плотными разностями известняков с неравномерно распределенной пористостью при одновременном присутствии в них выщелоченных трещин и каверн. Мощности прослоев подобных коллекторов составляют 3 — 12 м.

Трещинный коллектор устанавливается по наличию образцов с относительно низкой емкостью трещин (менее 2%) и проницаемостью от 0,1 мД до единиц и сотен мД, которая изменяется по взаимно перпендикулярным направлениям на один-два порядка (Атлас, обр. 7428, 7435, табл 7).

Трещинно-поровый тип коллектора отличается повышенными значениями пористости либо за счет объема изолиро-

ванных каверн, расширения полостей трещин или наличия тонко-пористых участков (Атлас, обр. 7786, 6158).

Следует отметить, что несмотря на относительно глубокое (свыше 5,5 км) погружение продуктивных пород месторождения Тенгиз в них широко развиты типичные коллекторы порового типа, а трещины, сохраняя значительную протяженность и раскрытость, обеспечивают сообщаемость пластов между собой. Большое влияние на раскрытость трещин и сохранение поровых коллекторов на больших глубинах оказывает аномально высокое пластовое давление (АВПД).

Надо подчеркнуть, что этот рифовый массив отличается хорошей сообщаемостью пластов между собой за счет широкого развития разно-ориентированных трещин, обеспечивающих фильтрацию флюидов. Особенностью пород-коллекторов является развитие всех видов пустот: трещин, каверн и пор практически в каждом образце, но долевое содержание их неодинаково, что обеспечивает преобладание фильтрации по порам или трещинам и развитие пластов с поровой или трещинной проницаемостью.

Изучение пространственного размещения различных типов коллекторов и изменчивость их свойств позволили построить модель природного резервуара месторождения Тенгиз (рис.44). На представленной модели видно частое чередование пластов с преобладанием поровых, трещинных или сложных типов коллекторов. Размещение пластов и их мощность имеет «линзовидный» характер, что обусловлено изменчивостью литофациального состава рифогенных отложений. Мощность пластов весьма непостоянна и колеблется от 5 до 10 м, реже более. Наблюдается частая смена типов коллекторов от одной скважины к другой, изменчивость величин эффективной пористости и проницаемости.

Королёвское нефтяное месторождение

Королёвское нефтяное месторождение расположено на юго-востоке Прикаспийской впадины и приурочено к восточной части Приморского свода, на юге оно сочленено с Тенгизским поднятием. По сейсморазведочным данным Королёвская и Тенгизская структуры размещаются в пределах единого пологого крупного поднятия, которое фиксируется по подошве верхнедевонского комплекса (сейсмический горизонт П₃). Существование этого поднятия подтверждено разрезами скважин 10 месторождения Тенгиз и скв. 13 месторождения Королёвское. Залежь нефти открыта в 1984 скв. 10.

Для Королёвского месторождения характерно наличие аномально высокого пластового давления. Поднятия Тенгизское, Королёвское и др., которые наблюдаются в каменноугольно-нижнепермском комплексе, по-видимому, представляют собой останцы единого крупного рифового поднятия. Они отделились друг от друга в результате интенсивного предпермского размыва. Это фиксируется артинскими врезами, отделяющими Тенгизскую структуру от Королёвской. Изначальная общность условий седиментации определила сходство строения карбонатных толщ, а также типов и свойств коллекторов, развитых в них. По подошве соли Королёвское поднятие представляет собой асимметричную антиклинальную складку субмеридионального простирания размером 4,5х8,5 км (в пределах замкнутой изогипсы 4600 м) и высотой 800 м.

Южная сводовая часть поднятия осложнена двумя небольшими куполами с амплитудами 100 м и 200 м. По перекрывающим соленосным отложениям на Королёвской площади сейсморазведкой закартирован соляной купол Южный Атанак (в районе скв. 10). В сводовой части структуры (скв. 16) под артинской толщей на глубине 3869 м вскрыты отложения среднего карбона, а в крыльевых частях структуры (скв. 9 и 10) на глубинах 4554-4568 м известняки серпуховского и визейского ярусов (скв. 13 гл. 4755), что свидетельствует о значительном размыве каменноугольных отложений.

Роль экрана выполняют глинисто-сульфатные непроницаемые породы верхнеартинского возраста. Продуктивными являются отложения нижнего-среднего карбона. Толщина нефтенасыщенных пластов различного возраста неодинакова и меняется по скважинам от 250 до 300 и более метров.

Среди постседиментационных преобразований основная роль принадлежит процессам перекристаллизации и выщелачивания. Вторичное минералообразование проявилось слабее и наблюдается в настоящее время в виде инкрустаций части полостей в биогермных разностях, а также присутствует в виде вторичного кальцита по стенкам каверн. Перекристаллизация развивалась неравномерно. В детритовых известняках ей подверглись только скелетные остатки организмов, водорослевые и биогермные разности перекристаллизованы почти полностью. Процессы доломитизации имели частичное развитие в продуктивной толще.

Так же, как и на Тенгизе, особенностью известняков Королёвского месторождения является наличие большого количества черного органического вещества, которое занимает межкристаллическое пространство перекристаллизованных разностей и, частично, заполняет первичные поры. Оно является твердой минеральной частью породы, заполняющей первичные пористые участки.

Процессы растворения и выноса материала проявились широко и привели к образованию вторичной пористости и кавернозности пород. Размеры пустот изменяются от 0,08 до 5 мм и более. Отличительной особенностью кавернозности является развитие ее вдоль полостей трещин и расширение радиусов фильтрующих поровых каналов в пористых разностях известняков. Выщелачивание по трещинам было настолько интенсивным, что собственно трещины почти не сохранились, от них остались только довольно редкие и короткие следы, располагающиеся между отдельными кавернами или пористо-кавернозными участками. Это сильно затрудняет определение величины поверхностной плотности трещин и оценку типа коллектора. Нередко в разрезе присутствуют разности известняков, в которых развиты каверны различной формы, сообщающиеся между собой, они являются следами ранее заложенных трещин.

Продуктивная толща Королёвского месторождения сложена разными литогенетическими типами известняков, среди которых можно выделить биогермные, органогенно-обломочные, органогенно-детритовые и биохеогенные. Преобладают водорослевые и реликтивно-водорослевые известняки, реже присутствуют органические остатки мшанок, криноидей, брахиопод, фораминифер.

В разрезе артинских отложений отмечается частое чередование ангидритов, ангидрито-доломитовых пород и темно-

серых глинистых известняков. В продуктивной толще нижнего карбона большое число органогенно-детритовых и обломочных известняков. Серпуховско-окские отложения представлены светлосерыми микрозернистыми трещиноватыми известняками с низкой пористостью 2-3%; встречаются органогенно-детритовые, пористо-кавернозные разности известняков. Они неравномерно перекристаллизованы, емкостные свойства их значительно выше, за счет кавернозности они достигают 8% и более.

В скв. 10 серпуховские отложения сложены темно-серыми и черными сильно перекристаллизованными известняками с реликтивно-биоморфной структурой. Они кавернозны за счет интенсивного проявления процесса выщелачивания. Частично открытые крупные поры и мелкие каверны выполнены черным органическим веществом. В скв. 10 сгустковые, шламово-детритовые известняки характеризуются низкими свойствами пористости 0,57-6,0% и проницаемости до 0,8 мД. Нижняя часть разреза представлена сильно трещиноватыми известняками.

В скв. 9 облик пород меняется: преобладают светлосерые сгустковые известняки, биогермные, встречаются фрагменты мшанок, кораллов, криноидей. Полости пустот выполнены вторичными кристаллами кальцита. Отмечено интенсивное развитие вертикальных открытых трещин, со следами коричневого битума. Пористость низкая до 1,0, реже до 6,7%.

В разрезе нижнего карбона (малиновский горизонт-визе) преобладающее развитие имеют органогенно-обломочные и сгустковые известняки. Обломки органических фрагментов мелкой, средней и крупной размерности, окатанность неодинакова — очень хорошая и средняя. Цемент микрозернистый. В известняках интенсивно проявились процессы унаследованного выщелачивания, за счет которых размеры пор значительно увеличены.

Крупнозернистые органогенно-обломочные разности отличаются повышенной пористостью до 10%. Пористо-проницаемые, сильно кавернозные брахиоподовые, органогенно-детритовые и реликтивно-водорослевые известняки слагают разрез отложений визе скв. 13, 15, 16. Они характеризуются высокими фильтрационными свойствами поровых коллекторов: пористость более 9%, проницаемость до 157 мД (табл. 9). Максимальные значения проницаемости установлены в известняках, вскрытых скважиной 16 в интервале 3945 — 4056 м, где преобладают органогенно-обломочные и реликтивно-водорослевые известняки.

Характерной особенностью коллекторов Королёвского месторождения является сложное строение пустотного пространства карбонатных пород. Одновременное наличие пор, каверн и трещин, которые присутствуют в различном сочетании, создает многообразие видов пустот и определяет изменчивость их морфологии.

Систематизация материала, проведенного на основе данных электронной микроскопии и фотоснимков образцов кубической формы, насыщенных люминофором, позволила составить схему, в которой дана детальная качественная и количественная характеристика пор, каверн и трещин (табл. 10).

Выбрано 5 литогенетических типов пород, для которых проведено сравнение величин фильтрационно-емкостных па-

Таблица 9. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород-коллекторов
Нефтяное месторождение Королевское

№ обр.	№ скв.	Интервал отбора керна, м	Емкость пустот, %	Абсолютная газопроницаемость по 3 направлениям, мД			Литологическая характеристика породы
				I	II	III	
8069	12	4987-4993	1,3	0,09	0,13	2,78	Известняк реликтово-органогенный, перекристаллизованный
8072	13	4925-4932	3,9	0,001	<0,001	0,001	Известняк детритовый с органическими остатками остракод
8075	13	4925-4932	8,9	46,2	1,17	5,3	Известняк сгустковый с детритом, перекристаллизованный
8077	13	5029-5035	8,0	1,31	157,2	84,1	Известняк детритовый перекристаллизованный, трещиноватый
8079	15	5116-5117	2,1	<0,001	0,17	0,07	Туфоаргиллит с трещинами
8483	15	5300-5306	8,1	<0,001	4,2	3,8	Известняк детритовый
8484	15	5280-5285	2,1	0,30	3,8	6,4	Известняк органогенно-детритовый, трещиноватый
8486	15	5342-5349	1,7	<0,001	<0,001	0,001	Доломит известковый, перекристаллизованный
8487	15	5342-5349	7,1	9,8	0,03	40,7	Доломит сильно окремнелый
8488	15	5342-5349	4,8	0,003	0,01	0,004	Доломит известковистый, перекристаллизованный
8078	16	3945-3952	10,7	0,34	1,2	1,2	Известняк брахиоподовый с детритом, кавернозный
8080	16	3945-3952	7,0	8,0	18,0	33,6	Известняк органогенно-брахиоподовый, трещиноватый
8081	16	3945-3952	6,6	0,04	0,12	3,0	Известняк органогенно-обломочный
8082	16	4041-4049	4,4	0,01	0,03	0,01	Известняк органогенно-обломочный, кавернозный
8083	16	4041-4049	4,5	<0,001	0,37	0,83	Известняк микрозернистый, перекристаллизованный, трещиноватый
8084	16	4041-4049	7,2	3,5	10,2	9,5	Известняк реликтово-органогенный
8085	16	4049-4056	6,1	1,3	142,5	132,7	Известняк детритовый, кавернозный
8086	16	4049-4056	8,9	0,01	5,1	6,3	Известняк детритовый, перекристаллизованный
8087	16	4049-4056	9,0	2,99	260,0	14,3	Известняк реликтово-органогенный, кавернозный

раметров и отражена изменчивость морфологии пор, каверн и трещин. Самым трудным моментом является определение по совокупности пустот типа коллектора; в нашей терминологии слово, стоящее на последнем месте определяет преобладающие условия фильтрации. Из этой сравнительной таблицы, очевидно, что величины пористости и проницаемости свойственны поровым типам коллекторов, а имеющиеся каверны увеличивают полезную емкость и усложняют строение пустот.

Фотографии образцов насыщенных люминофором отчетливо отражают сложное строение пустот, которое обусловлено интенсивным проявлением процесса выщелачивания (рис.45 а,В,с,d). Все представленные разности реликтово-органогенных известняков характеризуются либо развитием каверн вдоль полостей трещин (рис. 45 а, в), либо более интенсивным выщелачиванием, за счет чего создается сплошная пористая среда (45 с). Система разноориентированных трещин видна в органогенно-детритовом известняке (рис. 45 d).

Следует подчеркнуть, что известняки Королёвского месторождения отличаются крайне сложным, прихотливым строением пустот, истинное соотношение пор, каверн и трещин видно только на фотоснимках, полученных в источнике ультрафиолетового света, особенно четко на них выделяются каверны различной формы и размера.

Продуктивные отложения Королёвского месторождения повсеместно трещиноваты. Трещины присутствуют в плотных и в пористых разностях пород. Преобладают слабоизвилистые трещины горизонтальной ориентировки. Средняя величина поверхностной плотности трещин в целом невысока —

0,1 — 0,2 см/см² за счет интенсивного выщелачивания по ним и образования на их месте каверн (Атлас, обр. 8080, 8087). В некоторых случаях она достигает значений 0,8 — 1,1 см/см² (обр. 8077). Раскрытость трещин, оставшихся невыщелоченными, в среднем около 7 мкм. В единичных образцах она достигает 40 — 56 мкм.

На представленных в Атласе фотографиях видно неоднородное строение пустотного пространства, что обуславливает развитие преимущественно каверново-трещинного или каверново-трещинно-порового типов коллекторов. Нередко породы, которые по параметрам пористости и проницаемости представляют типично поровый коллектор, по морфологии пустот должны быть отнесены к трещинно-каверновому типу. Образовавшиеся в результате интенсивного выщелачивания по густой сети трещин поры и каверны обеспечивают высокие значения емкости сложных типов коллекторов (7-13%) и проницаемости от 1,0 до 260 мД. Развитие пустот, генетически связанных с трещиноватостью, определяет наличие анизотропии проницаемости и увеличение ее на 1-2 порядка в направлении первоначальной ориентировки фильтрующих трещин (Атлас, обр.8087). В продуктивной толще скв.15 встречено немало разностей микрозернистых известняков, в которых много тонких слабоизвилистых горизонтальных трещин.

Коллекторы чисто трещинного типа в продуктивной толще Королёвского месторождения выделяются по низким значениям емкости (1,1%) и величин проницаемости (0,3-6,4 мД) с резко выраженной анизотропией проницаемости. Они имеют незначительное распространение в разрезах сква-



а. Изолированные мелкие каверны и поры выщелачивания в органогенном обломочном известняке

Скважина 16
Интервал 4041 -4049 м (средний карбон)
Образец 8082

Ёмкость трещин и каверн — 5,1 %
Проницаемость, мД:
I - 0,008
II - 0,03
III - 0,06
Поверхностная плотность трещин — 0,1 см/см²
Средняя раскрытость — 7 мкм



б. Тонкие горизонтальные трещины, осложненные вертикальными в низкопористом детритовом известняке

Скважина 16
Интервал 4049-4056 м (средний карбон)
Образец 8088

Ёмкость трещин — 3,3 %
Проницаемость, мД:
I - 0,002
II - 0,03
III - 0,02
Поверхностная плотность трещин — 0,7 см/см²
Средняя раскрытость — 12 мкм



в. Крупные полости выщелачивания в пористо-кавернозном известняке

Скважина 16
Интервал 4049-4056 м (средний карбон)
Образец 8086

Ёмкость каверн — 7,8 %
Проницаемость, мД:
I - 0,01
II - 5,1
III - 6,3
Поверхностная плотность трещин — 0,1 см/см²
Средняя раскрытость трещин < 7 мкм



г. Каверны выщелачивания вдоль полостей тонких горизонтальных трещин в детритовом известняке

Скважина 13
Интервал 5029-5035 м (визейский ярус)
Образец 8077

Ёмкость каверн и трещин — 8,3 %
Проницаемость, мД:
I - 1,3
II - 157,2
III - 84,1
Поверхностная плотность трещин — 1,1 см/см²
Средняя раскрытость — 70 мкм

Рис.45. Морфология пустотного пространства карбонатных пород, насыщенных люминофором
Нефтяное месторождение Королевское (Прикаспийская провинция)

Таблица 10. Характеристики пустотного пространства карбонатных пород
Королевское нефтяное месторождение

№	№ скв.	Глубина отбора керна, м	Ёмкость пустот, %	Газопроницаемость по 3 направлениям, мД			Характеристика матрицы	Поры			Каверны		Трещины			Тип коллектора		
				Размер, мкм				Генезис и форма	Характер распределения	Размер, мм	Генезис и форма	Сред. повер. плотн. см/см²	Морфология и ориентировка	Характер распространения				
				мин.	макс.	преоб.												
8077	13	5032,5	8,3	1,3	157,2	84,1	Матрица сложена кристаллами ромбоздрической формы.	20	300	120	Выщелачивания. Форма овальная, изометричная, сложная.	Межзерновые поры многочисленные, распределены равномерно	2-5	Каверны выщелачивания вдоль трещин	0,1	Тонкие, прерывистые трещины и секущие прямые	Секущие трещины, горизонтальные, расширены до размеров каверн	Каверново-трещинно-поровый
8080	16	3974,0	7,0	8,0	18,1	33,6	Матрица представлена зернами кальцита-изометричной, неправильной формы	20	400	150	Унаследованного выщелачивания. Форма овальная, сложная	Кристаллы вторичного кальцита выполняют стенки пор.	2-5	Единичные	0,1	Тонкие извилистые, прерывистые, постоянной раскрытости	Вдоль трещин — крупные пустоты выщелачивания	Трещинно-каверново-поровый
8084	16	4042,4	7,2	3,5	10,2	9,5	Зерна и сгустки микротонкозернистого кальцита	150	1000	500	Поры выщелачивания. Форма овальная, изометричная, сложная	Пористые участки распределены в породе равномерно.	2-7	Редкие удлиненной и сложной формы	0,1	Тонкие, прерывистые	Тонкие трещины	Поровый с трещинами
8087	16	4050,7	9,0	3,0	260,1	143,0	Матрица состоит из зерен и сгустков кальцита	40	1000	500	Межформенные поры выщелачивания. Форма изогнутая, сложная	Пористые участки с кавернами расположены равномерно	2-7	Многочисленные в пористых участках, сложной формы	0,1	Редкие, тонкие, прерывистые	Соединяют пористые участки	Каверново-поровый.
8484	15	5282,0	2,1	0,3	3,8	6,4	Матрица представлена плотно упакованными зернами кальцита	1	5	3	Поры межзерновые. Форма изометричная, угловатая	Поры мелкие		Нет	0,93	Ветвящиеся секущие, реже прерывистые	Полые без вторичных минералов	Трещинный

жин и обуславливают сообщаемость пластов-коллекторов друг с другом. Типичный пример коллектора трещинного типа виден на фотоснимке образца 8484 (Атлас).

Нижнее граничное значение в 6% соответствует породам с проницаемостью более 1 мД, то есть коллекторам порового типа. Следует подчеркнуть, что определение пористости проводилось по обычной методике без засыпки внешних каверн, поэтому емкость кавернозных разностей известняков занижена на 1,5-2,5%.

Сопоставление величин абсолютных значений газопроницаемости в параллельном и перпендикулярном направлениях отражает анизотропию, свойственную коллекторам сложного строения. Увеличение газопроницаемости в параллельном направлении свидетельствует о выщелачивании полостей трещин горизонтальной ориентировки и об образовании пористо-кавернозных зон, ориентированных в той же плоскости. Эта особенность кавернозно-пористых разностей известняков хорошо видна на фотоснимках образцов, насыщенных люминофором.

Строение продуктивных отложений на Королёвском месторождении отличается неоднородностью и изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств. В массиве развиты пласты, в которых преобладает фильтрация по порам или по трещинам, они не коррелируются между собой по скважинам. Это объясняется разнообразием литогенетических типов пород, что обусловлено условиями седиментации и неравномерным проявлением вторичных, постседиментационных процессов, особенно выщелачивания, которые протекали по пористо-проницаемым и по трещиноватым породам. Очень трудно однозначно определить тип коллектора даже по совокупности признаков.

В разрезе отложений можно выделить три типа коллекторов, которые представлены в IV разделе «Собственно Атлас».

Трещинный тип коллекторов представлен наиболее плотными, почти не затронутыми процессами выщелачивания породами, в структуре пустотного пространства которых преобладает матричная межкристаллическая пористость, со средним размером пустот 0,005 мкм. Фильтрация осуществляется по трещинам. Пористость не превышает 2%. Характерна анизотропия проницаемости. (Атлас, обр. 8484).

Коллекторы каверново-трещинного и порово-трещинного типов представлены породами с вторичной пористостью и кавернозностью и увеличенной трещинной емкостью. Фильтрация нефти осуществляется также по крупным порам и трещинам, повышенная емкость (до 5%) обусловлена кавернами, при сильном развитии которых резко повышается пустотность до 8-10 %, но проницаемость таких коллекторов остается низкой (Атлас, обр. 8084).

Коллекторы трещинно-каверново-порового типа отличаются от первых двух резким возрастанием роли вторичных пор и каверн в структуре пустотного пространства, наибольшим содержанием эффективных пустот, хорошей проницаемостью до 150, редко 260 и более мД. Фильтрация углеводородов в этих коллекторах осуществляется в основном по матрице, повышенная емкость определяется суммарным объемом пор и каверн. Кавернозность развита повсеместно. (Атлас, обр. 8077, 8080, 8087).

Астраханское газоконденсатное месторождение

Астраханское месторождение расположено во внутренней прибортовой зоне Прикаспийской впадины в пределах Астраханского свода. Оно имеет размеры 100x40 км, приурочено к отложениям среднего карбона, которые залегают на глубинах 3880-4250 м. Месторождение газоконденсатное находится в юго-западной части Прикаспийской впадины, отличается большим содержанием сероводорода — до 25%. Продуктивная толща представлена комплексом органических известняков башкирского яруса. Фундамент сложен основными и ультраосновными породами. Изучение этапов формирования подсолевой структуры Астраханского свода показывает, что в среднем и позднем палеозое это была область активного карбонатонакопления.

Продуктивная толща Астраханского месторождения залегает на эрозионной поверхности серпуховских отложений нижнего карбона и перекрыта глинисто-карбонатными породами нижней перми. Газонасыщенная часть разреза представлена различными литогенетическими типами известняков светлой окраски, различной структуры, массивных, преобладают разности преимущественно плотные, тонкопористые, иногда с наличием микротрещин, редко мелкокавернозные.

Микроскопическое исследование позволило подразделить органические известняки на биоморфно-детритовые, полидетритовые и детритово-шламовые. Определенной закономерности в распределении этих разностей в разрезе не наблюдается. Известняки практически чистые, содержание нерастворимого остатка в них не превышает 5 %, чаще колеблется около 1 %.

Наиболее широко распространены в разрезе известняки органогенно-детритовой структуры, основной составляющей их является раковинный детрит фораминифер и водорослей. Различаются фораминиферовые, водорослевые и смешанные фораминиферово-водорослевые разности. Кроме них присутствуют обломки криноидей, кораллов, брахиопод, а также обломки органогенно-шламовых известняков. Размер породообразующих фрагментов обычно изменяется от 0,1 до 0,5 мм, хотя встречаются и более грубозернистые разности с величиной обломков 0,5-1 мм. Органические остатки распределены неравномерно, благодаря чему породы имеют пятнистую текстуру.

Содержание кристаллического микро-, мелко и среднезернистого кальцита различно и изменяется от 10 до 20-40%. Он присутствует в виде каемок крустификации, заполняет внутренние полости первичных пустот или представляет собой первичный микрозернистый кальцит. Отмечается присутствие монокристаллов кальцита, прорастающих породу и выполняющих первичные пустоты. Органогенно-детритовые известняки в отдельных микропрослоях сменяются суглинисто-органогенно-детритовыми.

Известняки биоморфно-детритовые отличаются присутствием неповрежденных остатков водорослей, одиночных кораллов, сцементированных микрозернистым известняком с примесью органогенного шлама, состоящего из фораминифер, водорослей, остракод. Иногда микрозернистая масса

преобладает, а кораллы или крупные пелециподы присутствуют в ней в виде отдельных фрагментов.

Органогенно-шламовые известняки сложены тонкоперетертым раковинным детритом фораминифер, водорослей, иглокожих, размеры которого изменяются от 0,02 до 0,2 мм. Крупные остатки фауны в них рассеяны редко. Довольно часто шламовые известняки переходят в шламово-сугликовидные. Изредка в сугликовидных наблюдаются неясные следы камер, что свидетельствует от органогенной природе мелко-сугликовидного материала. Связующей массой служит микрозернистый кальцит (0,04-0,2 мм), среди которого рассеяны более крупные (0,05-0,15 мм) кристаллы кальцита, крустифицирующие обломки раковин или заполняющие поры.

Наиболее характерными постседиментационными изменениями для пород являются процессы перекристаллизации и вторичного минералообразования. В разрезе присутствуют прослои с достаточно высокой первичной пористостью свыше 15 %, неравномерно распределенной в породе. Однако первичная пористость пород в результате интенсивного воздействия кальцитизации, которая продолжалась в диагенезе и катагенезе, в настоящее время почти полностью запечатана. В шлифах четко отмечается различный характер направленности процесса перекристаллизации: связанная со структурой породы и независимая от нее. Замещение форменных элементов органогенных известняков вторичным кальцитом микро-тонкозернистой размерности приводит к появлению разнокристаллических цементов замещения. Интенсивность перекристаллизации в изучаемых отложениях зависит от плотности упаковки органогенных остатков. Действие вторичных процессов кальцитизации и перекристаллизации обусловило залечивание первичных седиментационных пор.

Для пород-коллекторов продуктивной карбонатной толщи характерно преобладание межкристаллических пор, являющихся остаточными от седиментационных, размеры от 2-5 мкм, редко более. В значительно меньшем объеме обнаруживаются пустоты в раковинах и в цементе, возникшие за счет растворения неустойчивых минералов, размеры их 10-20 мкм. Вторичная пористость выщелачивания (размеры пустот 100-300 мкм) занимает в изученном участке карбонатного массива небольшой объем и приурочена к зонам интенсивной трещиноватости. Выщелоченные прослои, представленные мелкокавернозными известняками, залегают в скв. 5 в виде маломощных (1-2 м) прослоев. Процессы перекристаллизации и кальцитизации взаимосвязаны с трещиноватостью, выщелачиванием и растворением. Другие процессы вторичного преобразования пород — доломитизация, сульфатизация и окремнение в породах Астраханского месторождения проявились незначительно. Растворение и выщелачивание, которые во всех случаях являются основными в формировании высокеемких и проницаемых разностей, явно подавлялись процессами вторичного минералообразования и запечатывания поровых каналов. Их протекание было однонаправленным и привело к формированию разнообразных участков с плохой со-общаемостью.

Пустоты наблюдаются как в органических остатках, так и между ними. Среди последних присутствуют межкристаллические поры перекристаллизации, размером от 1 до 3 мкм

и поры выщелачивания цемента и органических остатков, размером 7-10 мкм, реже 20 мкм, а также каналы выщелачивания, длиной в 100-200 мкм и шириной в 200 мкм. Со-единение пустот друг с другом осуществляется по очень тонким пережкам и микротрещинам. В матрице известняков преобладают поры радиусом 0,01-3,5 мкм, редко их размеры возрастают до 10 мкм.

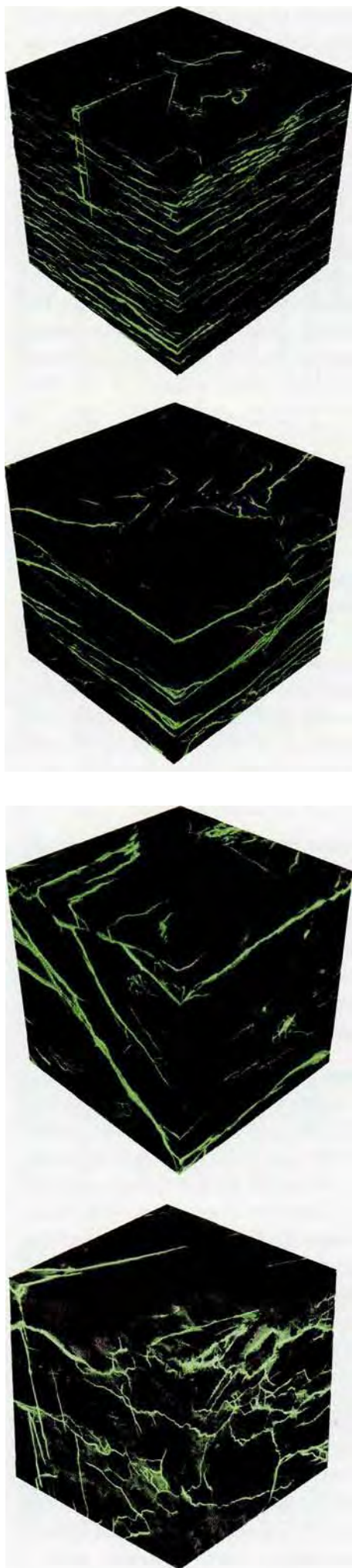
Коллекторские свойства пластов башкирского резервуара связаны с пористостью, трещиноватостью и редкой кавернозностью пород. Пористость относительно высокая — достигает 15 %, реже 18 % (табл. 11) при низкой проницаемости, величина которой редко составляет единицы миллиарда. Трещиноватость повсеместная, она значительно осложняет строение продуктивных пластов и резервуара в целом.

Все выделенные разновидности известняков (органогенные, биоморфные, детритовые) селективно пористые, редко пористо-мелко-кавернозные. В шлифах видны единичные, изолированные каверны, располагающиеся на значительном расстоянии друг от друга; либо они образуют скопления в отдельных участках. Отличительной особенностью коллекторов Астраханского газоконденсатного месторождения является низкое содержание остаточной воды — от 9 % до 25 % в пористых породах. Морфология пустотного пространства трещиноватых и пористо-трещиноватых органогенных известняков показана на рис. 46 а, в, с, d). Система тонких горизонтальных трещин в органо-генном известняке обуславливает анизотропию проницаемости и относительно высокую емкость до 1,6% (46 а). Аналогичный характер трещиноватости показан на рис. 46 в. Преобладание наклонных секущих трещин при повышенных значениях раскрытости в 21 мкм и поверхностной плотности — 1,04 см/см² не проявляется в фильтрационных свойствах (рис. 46с). В пористо-проницаемых разностях нередко наблюдается система взаимосвязанных трещин вертикальной и горизонтальной ориентировки (рис. 46 d).

Изучение геометрии порового пространства известняков Астраханского месторождения выявило тонкопоровую структуру, за счет чего проницаемость их невелика 3,6 мД, при относительно высокой пористости — 12-15 %. Радиусы поровых каналов группируются в очень узком диапазоне. Максимальные радиусы фильтрующих пор не превышают 3,75 мкм. Содержание субкапиллярных пор с радиусом менее 0,1 мкм незначительно — 9-16 % (Атлас, обр. 4882).

В структуре порового пространства пород с низкой проницаемостью до 0,23 мД максимальные радиусы поровых каналов не превышают 1 мкм, в основном (65 %) присутствуют поры с радиусом 0,375-0,5 мкм, которые и определяют низкую фильтрацию, величина пористости сохраняется высокой 10-12 % Фотографии образцов, сделанные в СЭМ приведены в Атласе, они отражают тонкопоровое строение органогенных известняков.

Поровый тип коллектора представлен типичными органогенными разностями с относительно высокой пористостью 12,7-15% и проницаемостью от 0,93 до 2,5 мД. В некоторых известняках присутствуют тонкие трещины (Атлас, обр. 4859, 4867, 4882). Практически эти разности можно отнести к нижнему пределу пород, являющихся коллекторами порового типа VI класса.



а. Система тонких горизонтальных кулисообразных трещин в органогенном известняке

Скважина 26

Интервал 3861-3867 м (башкирский ярус)

Образец 4848

Емкость трещин — 1,6 %

Проницаемость, мД:

I - 0,001

II - 2,20

III - 1,30

Поверхностная плотность трещин — 0,75 см/см²

Средняя раскрытость — 25 мкм

б. Развитие секущих горизонтальных кулисообразных трещин в органогенном известняке

Скважина 15

Глубина 4229,1 м (башкирский ярус)

Образец 7868

Емкость трещин — 0,5 %

Проницаемость, мД:

I - 0,001

II - 2,6

III - 1,6

Поверхностная плотность трещин — 0,89 см/см²

Средняя раскрытость — 14 мкм

с. Преобладание наклонных трещин в органогенном известняке

Скважина 15

Глубина 4206,42 м (ассельский ярус)

Образец 7852

Емкость трещин — 0,6 %

Проницаемость, мД:

I - 0,02

II - 0,03

III - 0,04

Поверхностная плотность трещин — 1,04 см/см²

Средняя раскрытость — 21 мкм

д. Развитие горизонтальных и наклонных трещин в трещиноватом известняке

Скважина 1

Интервал 4184-4191 м (башкирский ярус)

Образец 4875

Емкость трещин — 0,9 %

Проницаемость, мД:

I - 0,01

II - 0,14

III - 0,1

Поверхностная плотность трещин — 1,0 см/см²

Средняя раскрытость — 18 мкм

Рис.45. Морфология пустотного пространства карбонатных пород, насыщенных люминофором Астраханское газоконденсатное месторождение (Прикаспийская провинция)

Таблица 11. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород
Астраханское газоконденсатное месторождение (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)

№ обр.	№ скв.	Глубина отбора керна, м	Пористость, %		Остаточная водонасыщенность, % к объему пор	Газопроницаемость, мД				Литологическая характеристика породы
			открытая	эффективная		абсолютная по 3 напр.			эффективная	
						I	II	III		
3679	1	4171,8	9,3	6,8	26,0	0,46	0,29	0,29	0,2	Известняк органогенно-обломочный
3683	1	4172,5	9,2	6,0	35,1	0,10	2,34	1,45	1,2	Известняк фораминиферово-водорослевый
3684	5	4002,5	12,9	9,1	30,4	0,58	3,60	2,38	1,9	Известняк органогенно-обломочный
3685	5	4003,5	14,4	10,5	26,9	1,45	1,48	1,67	0,7	Известняк криноидно-водорослевый
3687	5	4004,0	14,4	10,7	25,1	1,45	1,26	1,19	0,5	Известняк органогенно-обломочный
3688	5	4005,5	12,2	9,0	26,1	1,3	0,77	1,3	0,5	Известняк фораминиферово-водорослевый
3697	5	4133,1	10,3	6,4	38,3	0,30	0,33	0,33	0,1	Известняк водорослевый
4882	20	3923,4	15,0	9,6	36,3	2,0	2,5	3,8	0,8	Известняк комковатый
4857	25	4038,9	14,2	12,1	14,5	1,3	1,3	1,2	0,75	Известняк полидетритовый, доломитизированный
4859	25	4041,8	12,7	8,6	32,0	0,76	0,93	0,98	0,4	Известняк полидетритовый, перекристаллизованный
4860	36	4080,1	11,8	8,3	30,0	2,9	0,84	0,91	0,3	Известняк полидетритовый с микротрещинами
4867	32	4972,3	10,2	8,8	13,5	0,21	0,25	0,20	0,15	Известняк полидетритовый
4873	32	4111,7	7,9	6,6	16,5	0,08	0,1	0,11	0,001	Известняк полидетритовый

Таблица 1 1 а. Характеристика параметров трещиноватости карбонатных пород
Астраханское газоконденсатное месторождение (Прикаспийская нефтегазоносная провинция)

№ обр.	№ скв.	Глубина отбора керна, м	Емкость пустот, %	Газопроницаемость, мД по направлениям			Поверхностная плотность трещин по граням, см/см ²							Раскрытость трещин, мкм			Тип коллектора
				I	II	III	1	2	3	4	5	6	средн.	мин.	макс.	средн.	
4875	1	4191,0	1,5	0,01	0,04	0,1	0,40	1,3	1,40	1,00	0,60	0,90	0,97	7	25	18	Известняк полидетритовый, перекристаллизованный
7852	15	4206,4	0,7	0,006	1,2	0,7	0,80	1,16	0,60	1,20	1,20	0,29	0,88	5	25	14	Известняк органогенно-детритовый
7854	15	4207,1	1,2	0,007	0,085	0,18	1,18	1,28	1,28	1,60	1,24	0,9	1,23	5	40	15	Известковая брекчия
7855	15	4207,3	1,2	0,09	0,5	0,3	1,40	1,72	1,52	1,66	1,72	0,16	1,36	5	28	14	Известняк органогенный, трещиноватый
7856	15	4207,4	0,9	0,001	0,025	0,01	0,58	1,00	1,12	1,00	1,16	0,76	0,94	5	25	6	Известняк водорослево-детритовый
7858	15	4209,9	1,0	0,001	45,9	97,5	0,49	0,94	0,90	0,80	0,76	0,24	0,67	5	84	25	Известняк мелко-тонкозернистый, трещиноватый
7861	15	4225,6	1,2	0,02	5,6	8,6	0,27	1,44	0,96	1,20	1,00	1,61	1,08	5	70	25	Известняк реликтово-органогенный, трещиноватый
7867	15	4229,2	0,9	0,001	2,6	1,6	0,13	1,24	0,50	0,72	1,10	0,34	0,67	7	42	25	Известняк детритово-водорослевый, трещиноватый
7868	15	4230,0	0,8	0,02	1,2	U	0,50	1,72	1,40	1,60	1,28	0,40	1,15	1	15	9	Известняк микрозернистый

Большую роль в фильтрации играет трещиноватость пород, которая развита как в пористых, так и в плотных низкеемких породах. Морфология трещин весьма изменчива, но преобладают тонкие трещины горизонтальной ориентировки. Именно за счет трещин породы с преобладанием очень мелких пор обладают проницаемостью. Развитие сети горизонтальных трещин, осложненных сетью коротких секущих видно в обр. 7868 (Атлас).

Коллекторы порово-трещинного типа характеризуются пористостью от 4 до 15 % реже более и проницаемостью — 0,1 -2,34 мД. Развита микротрещины горизонтальной и вертикальной ориентировки, раскрытость — 5-30 микрон, сообщаемость трещин значительная. Поверхностная плотность трещин достигает 1,0 - 1,72 см/см² (Атлас, обр. 4875, 7868).

Анализ условий седиментации и степени преобразования карбонатных пород башкирского яруса позволяют сделать вывод, что породы Астраханского месторождения испытали сильное залечивающее влияние процессов вторичного минералообразования — кальцитизацию; растворение и выщелачивание проявилось очень слабо. Сложная и неоднородная структура пустотного пространства, когда пористые участки сообщаются через более крупные пережимы или микротрещины, обуславливает низкие фильтрационные свойства пластов при достаточно высокой пористости, что хорошо видно на общих видах образцов, после насыщения известняков люминофором.

ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Тимано-Печорская провинция характеризуется сложностью геологического строения, одновременным развитием структурных элементов первого и второго порядка (валы, мегавалы, поднятия, своды и др.). Наличие их, а также изменчивость литофациальных условий определяют широкий диапазон коллекторских свойств карбонатных отложений. В разделе IV «Собственно Атласа» рассмотрены типы коллекторов месторождений Северное Хоседаю и Южное Хильчю.

Нефтяное месторождение **Северное Хоседаю**

Месторождение Северное Хоседаю приурочено к одному массиву в полосе барьерного рифа, который протягивается в пределах восточного борта Хорейверской впадины и расположено в северо-восточной части, осложняющего его Централно-Хорейверского поднятия.

Северо-Хоседаюская структура представляет собой карбонатный массив верхнедевонского возраста неправильной формы, осложненный тремя куполами. Бурением освещены южный (скв. 7, 14, 23, 33), центральный (скв. 2, 10, 24) и северо-восточный (скв. 1, 3, 5) купола. Основная залежь нефти высотой 94 м (по скв.7) приурочена к кровле органогенной постройки, в теле которой установлены ещё 2 залежи малой высоты, не имеющие промышленного значения. Нефтяное месторождение Северное Хоседаю может считаться типичным для этой зоны, изучение закономерностей распространения коллекторов в пределах его позволяет прогнозировать типы и свойства коллекторов на смежных площадях.

Продуктивные отложения франского яруса мощностью около 260 м сложены довольно однообразными известняками, органогенными водорослево-сгустковыми, комковато-сгустковыми, сферово-сгустковыми. Различаются крупно- (0,5 - 3 мм) и мелкокомковатые (0,1-0,5 мм) разновидности известняков, которые располагаются линзовидно и постепенно переходят друг в друга. Четкой закономерности в распространении крупно- и мелкокомковатых разновидностей по разрезу не отмечается. Породы состоят из чистого карбоната, содержание

нерастворимой примеси не более 2%. Толща водорослевых известняков перекрыта глинисто-карбонатными отложениями фаменского возраста. Это известняки глинистые, пятнисто доломитизированные, с неравномерным распределением детритового материала и прослоями глин; они являются экранами на месторождении Северное Хоседаю.

Продуктивные отложения франского возраста, изученные в ряде скважин, дают представление о характере изменчивости литогенетических свойств пород, типах преобладающих пустот и предельных значениях емкости и проницаемости. Наблюдается кавернозность двух типов: «вновь образованная» в плотных низкеемких породах и «унаследованная» — в пористо-проницаемых высокеемких известняках.

Вторичные процессы, проявляются в развитии неравномерной перекристаллизации и кальцитизации, при этом они затронули форменные компоненты и цемент. Значительное количество светлого новообразованного кальцита свидетельствует о высокой первичной емкости известняков, причем кальцитизация протекала в несколько этапов, благодаря чему первичная высокая пористость сильно сокращена. Отмечены мелкие, межкристаллические, изолированные поры размером 0,05-0,3 мм.

В целом, верхняя часть толщи характеризуется преобладанием водорослевых известняков с низкопористой матрицей и неравномерной трещиноватостью. Изменчивость значений пористости карбонатных пород незначительна, в некоторых образцах за счет кавернозности она достигает 5,6%. Проницаемость обусловлена интенсивностью развития сообщающихся трещин; она изменяется от 0,05 до 10,6 мД. О преимущественном влиянии трещин на фильтрационные свойства пород говорит и анизотропия проницаемости по направлениям: в ряде образцов проницаемости в параллельном и перпендикулярном напластованию направлениях изменяются на один-два порядка.

В нижней части толщи широко развиты процессы растворения и выщелачивания, за счет чего создаются высокопористые и высокопроницаемые известняки (табл. 12, рис. 48). Особенно широко развита «унаследованная» каверноз-

ность, значительно увеличивающая размеры пустот и обеспечивающая хорошую сообщаемость пустот между собой. Известняки водорослевые, сгустково-комковатые и сферово-сгустковые, подвергшиеся интенсивному выщелачиванию отличаются текстурно-структурными свойствами и характером распределения мелких и крупных сгустков и комков. Сгустки составляют 0,1-0,5 мм, комки — до 1 мм. Вместе с тем характер вторичных преобразований в девоне существенно различен: в верхней части разреза породы интенсивно кальцитизированы, а в нижней части преобладает сильное выщелачивание. Благодаря особенностям проявления вторичных процессов породы характеризуются неодинаковым строением пустотного пространства, что особенно ярко проявляется при изучении образцов, насыщенных люминофором.

Неоднородность пустотного пространства отражает структурные характеристики породы: крупнокомковатые — высоко и крупнопористые (пустоты — более 100 мкм), мелкокомковатые — высоко и низкопористые, но всегда тонкопористые (поры менее 100 мкм). Текстурно-структурная микroneоднородность водорослевых известняков обусловила значительную анизотропию проницаемости пористой среды. Максимальные величины проницаемости характерны для крупнопористых и кавернозных известняков с каналобразными пустотами, минимальная — в доли миллиарда — для плотных мелкокомковатых разностей.

В нижней части разреза преобладает растворение и вынос материала, что привело к созданию высокеемких коллекторов. Из постседиментационных преобразований повсеместно развиты перекристаллизация, кальцитизация, а в скв. 7 — доломитизация. Доломитизация вторичная, неравномерная. Выщелачивание проявилось неоднозначно в продуктивном разрезе пород франского яруса, оно имеет различный генезис и затронуло плотные и пористо-проницаемые известняки. Установлено, что в разрезе отложений франского яруса месторождения Северное Хоседаю коллекторские свойства пород изменяются в широких пределах: пористость — 0,7, до 24,8 %, проницаемость — 0,001 до 7501 мД, что свидетельствует о развитии в данной толще широкого спектра типов коллекторов, в том числе и сложных (табл. 12).

Коллекторы порового типа характеризуются пористостью более 6 % и проницаемостью выше 1 мД. Для них характерно закономерное возрастание проницаемости от 1 до 7500 мД при увеличении пористости от 6 до 25 %. Количество остаточной воды колеблется от 6,7 до 49,7 %, она приурочена к субкапиллярным порам радиусом менее 0,1 микрона (табл. 12).

Высокоемкие и хорошо проницаемые коллекторы порового и особенно **каверново-порового типов** распространены на месторождении Северное Хоседаю преимущественно в нижней, непродуктивной части разреза, где наиболее интенсивно проявились процессы выщелачивания. Эти породы отличаются очень сложной конфигурацией пустот, изрезанностью и прихотливостью форм каверн (Атлас, обр. 6885, 7244, 6873). Формирование неоднородного строения пустот обусловлено проявлением процесса растворения отдельных органогенных фрагментов и обломков пород.

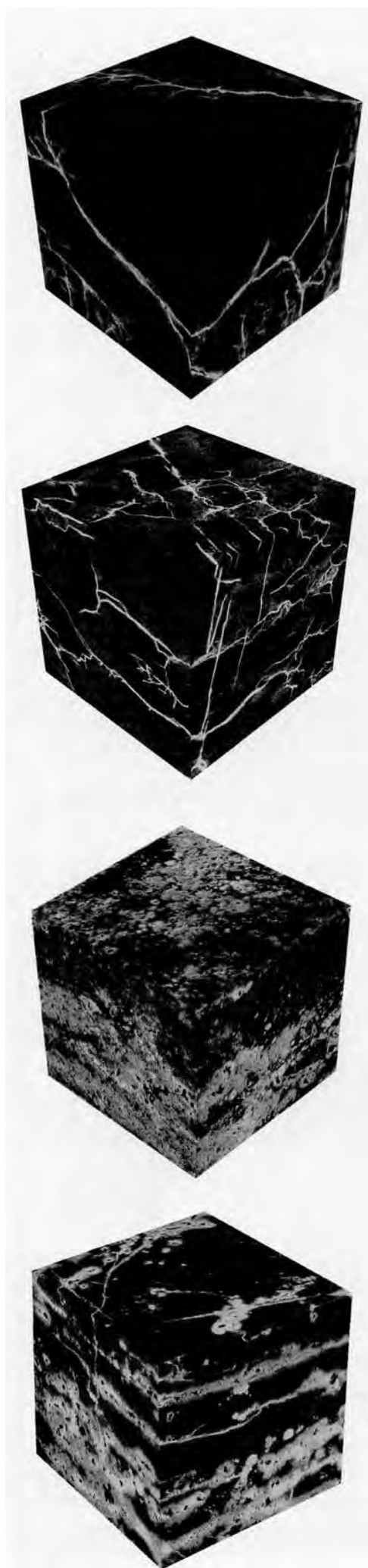
Нефтенасыщенная верхняя часть карбонатных отложений характеризуется развитием низкоемких пород со сложным строением пустотного пространства. Пористо-проницаемые разности образуют среди них маломощные прослои, толщиной 3-8 м. Преобладают в разрезе продуктивных отложений коллекторы сложного типа: порово-трещинного, каверново-трещинного и трещинного. Основная особенность этих пород заключается в развитии каверн вдоль полостей трещин; поскольку выщелачивание протекает с неодинаковой интенсивностью, то морфология пустот в каждом образце существенно различна. Отличительной чертой этих коллекторов является анизотропия фильтрационных свойств. В целом доля сложных типов коллекторов в разрезе франского яруса по скважинам изменяется от 5 до 30 % мощности продуктивной толщи.

В коллекторах **трещинного типа**, в пустотном пространстве которых преобладающее развитие имеют трещины, емкость последних изменяется от 0,7 до 3,30 %, проницаемость — от долей мД, реже до 10,5 мД. Трещинному типу коллектора свойственно расширение полостей трещин с образованием мелких каверн (Атлас, обр. 6866).

Каверново-порово-трещинные коллекторы характеризуются более сложным строением пустот, увеличением пористости до 4-5 %, редко до 6% и проницаемостью от десятых долей до десятков миллиарда (рис. 47, d). При преобладании каверн фильтрационно-емкостные свойства сильно возрастают (Атлас, обр. 6888).

В разрезе продуктивных отложений девона широко развит трещиноватость, наличие которой оказывает решающее влияние на формирование сложных типов коллекторов, (табл. 13). Чем интенсивнее представлена трещиноватость, тем сложнее строение пустот. Морфология и ориентировка трещин существенно различны, что видно на фотоснимках образцов, насыщенных люминофором (рис. 47 а, б, с, d). Раскрытость по длине трещин непостоянна, колеблется от 5 до 63 мкм, увеличиваясь за счет растворения. Поверхностная плотность трещин существенно изменяется по отдельным граням кубика, а также по средним значениям, характеризующим образцы пород, в пределах от 0,72 см/см² до 1,48 см/см². Весьма разнообразна морфология: выделяют трещины извилистые, расщепляющиеся, секущие и ветвистые. Длинные — 3-5 см, которые секут весь образец и короткие, их оперяющие.

Трещины распространены повсеместно, но с различной интенсивностью: проявляются в плотных низкоемких разностях (рис. 47 а, в) и в пористо-проницаемых водорослевых известняках (рис. 47 с). Значительное выщелачивание полостей горизонтальных трещин обеспечило создание каверново-трещинного типа коллектора (рис. 47 d). Эти коллекторы отличаются наибольшей микroneоднородностью строения и различным долевым участием пустот-каверн или трещин в общем объеме резервуара. Каверново-трещинный коллектор характеризуется различной морфологией трещин и каверн, протяженностью и сообщаемостью их между собой, а также ориентировкой основных фильтрующих трещин. Интенсивность развития трещиноватости по разрезу скважин с глубиной не уменьшается. Интересно отметить, что кристаллы, ограничивающие полости трещин, в 5-10 раз больше размеров кристаллов, слагающих матрицу.



а. Развитие наклонных трещин в известняке

Скважина 1
Глубина 3050,2 м (франский ярус)
Образец 6467

Ёмкость трещин — 2,1 %
Проницаемость, мД:
I - 1,2
II - 0,9
III - 1,2
Поверхностная плотность трещин — 0,97 см/см²
Средняя раскрытость — 15,5 мкм

б. Система взаимопересекающихся ветвящихся, извилистых трещин различной ориентировки в водорослевом известняке

Скважина 24
Глубина 2988,1 м (франский ярус)
Образец 7630

Ёмкость трещин — 1,3 %
Проницаемость, мД:
I - 2,7
II - 10,7
III - 8,2
Поверхностная плотность трещин — 1,09 см/см²
Средняя раскрытость — 28 мкм

с. Пористо-кавернозный водорослевый известняк

Скважина 2
Глубина 3001,25 м (франский ярус)
Образец 6868

Ёмкость пустот — 14,4 %
Проницаемость, мД:
I - 2,6
II - 80,2
III - 52,5

д. Развитие пор и каверн выщелачивания вдоль полостей трещин

Скважина 2
Глубина 3066,2 м (франский ярус)
Образец 6887

Ёмкость пустот — 5,8 %
Проницаемость, мД:
I - 0,32
II - 26,3
III - 34,0
Поверхностная плотность трещин — 0,42 см/см²
Средняя раскрытость — 7 мкм

Рис.47. Морфология пустотного пространства карбонатных пород, насыщенных люминофором
Нефтяное месторождение Северное Хоседау (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция)

Таблица 12. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов порового и каверново-порового типов
Нефтяное месторождение Северное Хоседаю (Тимано-Печорская провинция)

№ обр.	№ скв.	Интервал отбора керна, м	Пористость, %		Остаточная водонасыщенность, %	Газопроницаемость, мД				Литологическая характеристика породы
			открытая	эффективная		абсолютная по 3 напр.			эффективная	
					кобъемупор	I	II	III		
6869	2	3016-3018	14,8	12,6	12,1	90,3	371,3	252,2	356,2	Известняк водорослевый, сферо-сгустковый, нефтенасыщенный
6871	2	3026-3034	22,2	20,0	10,1	510,3	1316,9	1135,3	1291,6	Известняк водорослевый, пористо-кавернозный, рыхлый
6885	2	3050-3058	24,3	22,4	8,5	6407,0	7502,5	7502,5	7022,0	Известняк водорослевый, мелко-комковатый, пористо-кавернозный,
6889	2	3074-3082	15,9	14,4	9,3	239,2	339,5	312,2	334,7	Известняк водорослевый, сгустково-комковатый, выщелоченный
6896	2	3074-3082	10,0	8,1	18,7	30,9	22,8	25,9	19,9	Известняк водорослевый, кальцитизированный, мелкокавернозный
7244	3	3157-3164	19,0	15,4	19,1	510,0	1316,2	1435,0	1219,5	Известняк сгустково-водорослевый, выщелоченный
7245	3	3157-3164	21,2	18,4	13,4	1532	1353	1119	798,5	Известняк водорослевый, сгустково-комковатый, пористо-кавернозный
7515	5	3429-3435	14,8	12,2	17,7	53,2	53,1	65,2	43,3	Известняк водорослевый, сгустковый, выщелоченный
7512	5	3420-3425	15,8	14,0	10,8	163,0	185,0	190,0	152,0	Известняк оолитовый, перекристаллизованный
7222	7	2995-3000	9,9	9,3	6,0	23,6	22,9	94,9	20,9	Известняк водорослевый, перекристаллизованный
7225	7	3000-3005	18,9	16,9	10,8	87,2	177,2	189,9	160,4	Известняк сгустково-комковатый
7609	24	3205-3212	18,6	16,8	9,8	1986,0	3445,0	1829,0	3250,0	Известняк оолитовый, пористо-кавернозный

Таблица 13. Характеристика параметров трещиноватости карбонатных пород
Нефтяное месторождение Северное Хоседаю (Тимано-Печорская провинция)

№ обр.	№ скв.	Глубина отбора керна, м	Емкость пустот, %	Газопроницаемость, мД по направлениям			Поверхностная плотность трещин по граням, см/см ²							Раскрытость трещин, мкм			Тип коллектора
				I	II	III	1	2	3	4	5	6	средн.	мин.	макс.	средн.	
6864	2	2981,5	1,4	0,008	0,08	0,15	0,34	0,68	0,56	0,44	0,68	0,72	0,57	—	5	—	трещинный
7210	7	2916,3	0,9	0,2	6,5	1,4	0,86	1,36	1,28	1,32	148	0,88	1,16	5	32	12,5	трещинный
7211	7	2918,4	2,0	0,7	4,9	4,4	0,42	0,98	0,78	0,94	0,92	0,34	0,73	5	42	16,3	трещинный
7246	3	3158,4	1,2	0,003	0,07	0,3	0,20	1,07	0,83	1,05	1,16	1,7	1,0	10	84	15,4	трещинный
7247	3	3158,9	1,1	0,008	0,015	0,001	0,56	0,60	0,42	0,94	0,68	0,20	0,57	5	42	12,3	трещинный
7630	24	2988,1	1,3	2,7	10,7	8,2	0,76	1,16	1,28	0,78	1,12	0,72	1,09	5	42	28,3	трещинный
7632	24	2989,6	1,3	0,001	2,8	2,1	0,16	0,96	0,52	0,56	0,64	0,48	0,67	5	21	12,7	трещинный
7636	24	2999,8	2,3	0,06	0,6	0,09	0,4	0,96	0,4	0,2	0,44	0,9	0,5	5	30	10,2	трещинный
6460	1	2976,8	5,6	0,29	11,2	10,4	0,56	0,87	0,80	0,64	0,91	0,24	0,67	10	315	60,3	порово-трещинный
6461	1	2977,8	3,8	6,8	0,12	0,18	0,4	0,38	0,36	0,61	0,44	0,3	0,42	10	147	49	порово-трещинный
6863	2	2966,8	6,0	0,12	2,6	5,4	0,13	0,56	0,62	0,42	0,12	0,12	0,33	10	21	14	порово-трещинный
7201	2	2809,4	4,2	0,029	0,173	0,312	0,38	0,84	1,2	0,92	0,54	0,56	0,74	5	32	12,5	порово-трещинный
6474	1	3154,6	4,8	27,4	184,4	305,2	0,30	0,43	0,60	0,66	0,46	0,26	0,45	10	63	27	каверново-трещинный
6888	2	3066,2	5,8	0,32	26,3	34,0	0,42	0,48	0,56	0,28	0,19	0,6	0,42	—	7		каверново-трещинный
7197	7	2797,05	4,9	0,02	0,06	1,03	0,10	0,38	0,72	0,68	0,36	0,52	0,46	5	42	18,6	каверново-трещинный
7252	7	3203,9	6,5	52,9	9,1	76,4	0,64	0,30	0,40	0,43	0,64	0,96	0,56	5	67	25,5	каверново-трещинный

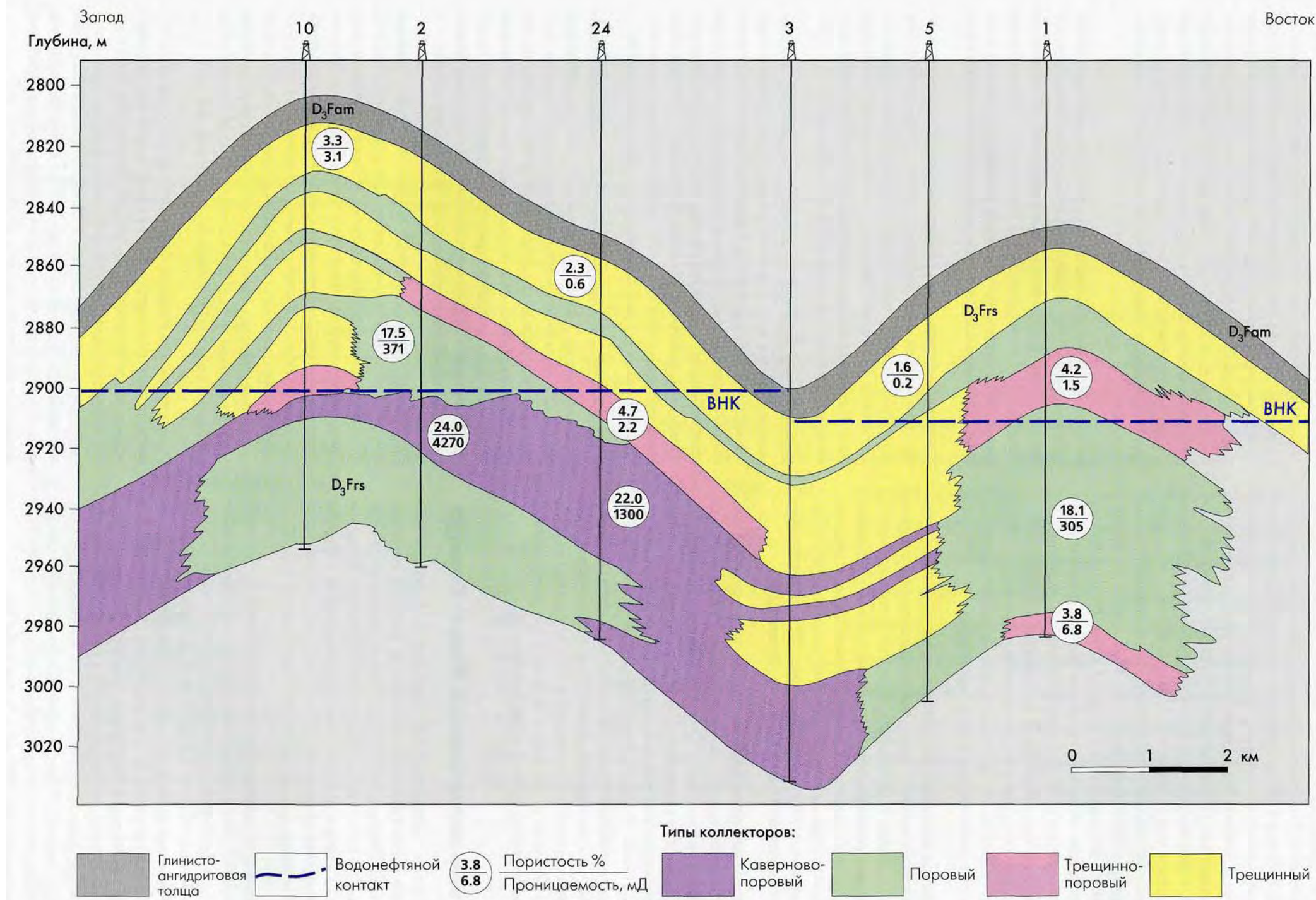


Рис. 48. Модель размещения различных типов коллекторов в природном резервуаре. Нефтяное месторождение Северное Хоседау (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция)

Наиболее характерной особенностью нефтяного месторождения Северное Хоседаю является широкое развитие кавернозности. Кавернозность пород различного генезиса распространена в продуктивных отложениях с неодинаковой интенсивностью. Каверны отмечены в плотной, практически непроницаемой матрице - это «вновь образованная кавернозность», развивающаяся после образования трещин. В пористо-проницаемых водорослевых известняках развивается «унаследованная кавернозность», образующаяся за счет повышенной растворимости седиментационных, хорошо взаимосвязанных пор. Роль каверн различного генезиса для оценки полезной емкости и для фильтрации углеводородов неоднозначна. К сожалению, в нефтенасыщенной продуктивной части разреза преобладает развитие каверн в плотной матрице и наблюдается значительное расширение полостей трещин за счет выщелачивания. В отдельных разностях эти пустоты частично заполнены крупными кристаллами кальцита (Атлас, обр. 6885).

Комплексное литолого-физическое изучение карбонатных пород позволило выявить изменчивость параметров в разрезе скважин в пределах резервуара. Модель пространственного размещения различных типов коллекторов в продуктивной толще нефтяного месторождения Северное Хоседаю отражает сложность и невыдержанность эффективных толщин и фильтрационно-емкостных параметров (рис. 48). В пределах природного резервуара выделено 4 типа коллекторов.

На модели приведены средние значения пористости и проницаемости, характеризующие пласт, видна расчлененность пластов на тонкие пропластки. Отложения верхнего девона отличаются невыдержанным характером размещения различных типов коллекторов, интенсивной трещиноватостью и кавернозностью. Пласты по своим фильтрационно-емкостным свойствам очень изменчивы: пористо-кавернозные породы сменяются плотными, низкоемкими и трещиноватыми. Совокупное воздействие тектонической трещиноватости и последующего выщелачивания обусловило на месторождении Северное Хоседаю развитие широкого спектра типов коллекторов.

Нефтяное месторождение Южное *Хыльчую*

Нефтяное месторождение Южное Хыльчую расположено в северной части Колвинского мегавала Тимано-Печорской провинции. Открыто в 1981 году. Структура изометричная, размеры по ассельскому горизонту 7x7 км, амплитуда — 125 м. Основные запасы нефти сосредоточены в ассельско-сакмарских отложениях. Экраном служит глинисто-карбонатная толща нижней части артинского яруса (рис 4).

Продуктивными породами являются отложения ассельского яруса нижней перми, представленные органогенными, органогенно-детритовыми, органогенно-обломочными и биогермными известняками. Толщина их колеблется от 40 до 91 м. Эффективная мощность разреза представлена в основном высокопористыми и проницаемыми известняками, в большей своей части интенсивно выщелоченными и кавернозными. Поры и каверны обладают хорошей сообщаемостью. Мелкие каверны размером от 2 до 4 мм буквально пронизывают породу. Пористо-кавернозные разности пород характеризуются высокими значениями пористости до 29 % и проницаемости до 1400 мД и более (табл 14).

В продуктивной части разреза преобладают коллекторы порового и каверново-порового типов. Среди них располагаются маломощные, невыдержанные по площади, пласты пород-коллекторов порово-трещинного и трещинного типов; они имеют в разрезе подчиненное значение. Широкое развитие «унаследованной кавернозности» карбонатных пород в продуктивной толще месторождения Южное Хыльчую обусловлено литогенетическими особенностями пород и благоприятными постседиментационными изменениями, преобладанием процесса растворения и выщелачивания.

Большая часть разреза складывается органогенно-детритовыми известняками (60-75 %), обычно полидетритовыми, с преобладанием иглокожих, фораминифер или водорослей. Изменчивость фильтрационно-емкостных свойств определяется резко неодинаковым соотношением органогенных фрагментов, детрита и цемента. Наиболее часто цементом является кальцит, реже доломит.

Направленность и степень проявления постседиментационных преобразований (доломитизация, кальцитизация или дедоломитизация) в литогенетических разностях пород существенно различны. В нижней и реже верхней частях разреза встречаются микромелкозернистые известняки с прослоями глинистых или известковистых аргиллитов.

Крупнопоровая структура пустотного пространства, обусловленная существенным развитием процессов растворения и выщелачивания, наблюдается в органогенных известняках, сложенных обломками мшанок, члеников криноидей и брахиопод. Поры межформенные, внутрифирменные, хорошо сообщающиеся между собой. Высокие значения проницаемости до 100 мД обеспечивают поры от 5 до 32,0 мкм. Количество субкапиллярных пор радиусом менее 0,1 мкм незначительно и составляет 7-12 %.

В известняках органогенно-детритовых, сложенных несортированными по размеру обломками, преимущественное развитие получили процессы кальцитизации, которые значительно усложнили структуру пустотного пространства. Поры мелкие, остаточные после минерального заполнения крупных пустот сложной конфигурации кристаллами кальцита. Усложнение структуры пустотного пространства приводит к снижению проницаемости до единиц миллиарда.

Особенность рассматриваемой карбонатной толщи нередко заключается в развитии в ней биогермных мшанковых и, видимо, биостромных водорослевых построек, а также криноидных линз. Природный резервуар отличается неоднородностью, долевое содержание пористо-проницаемых и плотных известняков неодинаково в разрезе отдельных скважин. Неодинаковые текстурно-структурные особенности органогенных известняков предопределяют значительную изменчивость фильтрационно-емкостных свойств в разрезе продуктивных отложений и развитие коллекторов различных типов в пределах природного резервуара.

Применяемый для изучения структуры порового пространства метод ртутной порометрии не позволил изучить крупнокавернозные разности известняков, так как разрешающая способность прибора позволяет измерять максимальные эквивалентные радиусы поровых каналов в 50 мкм, а раскрытость даже мелких каверн составляет 2-4 мм. В связи с этим были изучены пористые разности, относящиеся к коллекторам порового типа различных классов (Атлас, обр. 6419, 6396).

Таблица 14. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных коллекторов порового типа
Нефтяное месторождение Южное Хыльчую (Тимано-Печорская провинция)

№ обр.	№ скв.	Интервал отбора керна, м	Пористость, %		Остаточная водонасыщенность, % к объему пор	Газопроницаемость, мД				Литологическая характеристика породы
			открытая	эффективная		абсолютная по 3 напр.			эффективная	
						I	II	III		
512	23	2175-2185 (0,34)	10,4	8,8	15,2	59,8	113,9	146,2	110,3	Известняк органогенно-обломочный, пористый с кавернами
518	23	2175-2185(1,93)	13,2	11,3	14,5	172,8	263,2	249,4	261,5	Известняк органогенно-обломочный, пористо-кавернозный
520	23	2175-2185 (2,25)	18,8	15,5	12,0	368,2	458,8	482,0	453,9	Известняк оолитовый, обломочный, пористо-кавернозный
526	23	2175-2185 (3,84)	17,7	14,8	16,2	215,8	261,8	150,0	250,6	Известняк органогенно-обломочный, пористо-кавернозный
535	23	2175-2185 (6,05)	29,0	26,0	10,1	1252,8	1408,9	2039,2	1377,2	Известняк органогенно-обломочный, пористо-кавернозный
537	23	2175-2185 (6,85)	23,5	20,5	12,7	167,1	191,6	237,5	187,6	Известняк органогенно-обломочный, пористо-кавернозный
6368	25	2206-2220 (4,0)	19,6	17,0	13,5	52,1	55,3	64,6	56,0	Известняк органогенно-детритовый, кавернозно-пористый
6369	25	2206-2220 (4,65)	7,1	4,8	32,2	0,18	0,15	0,14		Известняк органогенно-детритовый, кальцитизированный
6385	30	2204,7-2215,2(0,35)	6,4	4,3	34,0	0,1	0,11	0,1	—	Известняк органогенно-детритовый, кальцитизированный
6396	30	2232,4-2240,5(1,1)	15,2	12,5	18,0	104,4	61,4	88,2	58,4	Известняк органогенно-детритовый, пористый с кавернами
6749	33	2217-2232(1,15)	8,4	5,1	39,3	14,1	0,15	2,0	0,10	Известняк органогенно-детритовый, трещиноватый
6409	33	2232-2235,6(1,05)	15,4	11,9	22,6	2,1	1,8	4,4	—	Известняк органогенно-детритовый, пористый

ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Территориальная зональность распределения нефти и газа в палеозойских отложениях Волго-Уральской провинции имеет сложный характер и зависит от тектонических и литофациальных условий этого региона. Соль-Илецкий свод является крупным структурным элементом фундамента Русской платформы. Важнейшее Оренбургское газоконденсатное месторождение приурочено к Соль-Илецкому своду. В IV разделе «Собственно Атлас» освещены типы коллекторов, характеризующие продуктивные отложения нижней перми.

Оренбургское газоконденсатное месторождение

Оренбургское газоконденсатное месторождение расположено в пределах одноименного вала, осложняющего северную часть Соль-Илецкого выступа фундамента Русской платформы (рис 5). По кровле артинских известняков вал представляет крупное линейно-вытянутое поднятие широтного простирания, общей протяженностью 130 км и шириной 22-25 км. Открыто в 1965 году.

Основная продуктивная толща сложена карбонатными отложениями артинского, сакмарского, ассельского ярусов нижней перми и породами верхнего и среднего карбона, мощность газоносной толщи 560 км. Экраном служат сульфатно-галогенные породы кунгурского возраста, мощность которых достигает примерно 800 м. По материалам промысловой геофизики установлено, что пористо-проницаемые разности пород распространены по всей продуктивной толще, но не образуют выдержанных по площади прослоев. Карбонатная толща характеризуется чередованием пористо-проницаемых и плотных пластов. Мощности пористо-проницаемых пластов отличаются непостоянством и изменяются от 2 до 60 м. Плотная часть продуктивной толщи занимает более 70 % разреза и представлена низкопористыми (до 2 %) и практически непроницаемыми по матрице известняками, в подчиненном количестве развиты в разрезе высокопористые разности с величиной проницаемости более 100 мД и пористости свыше 10 %.

Интенсивно развитая трещиноватость пород создает удовлетворительную связь между отдельными пористо-проницаемыми прослоями в различных участках этого месторождения и обеспечивает высокие дебиты скважин. Наличие интенсивно развитой трещиноватости и кавернозности в ассельских отложениях доказано всесторонним изучением.

Газоносный массив сложен преимущественно известняками, среди которых прослеживаются органогенные, обломочные, хемогенные и криптогенные разности. По структурному признаку известняки подразделяются на органогенно-детритовые, биоморфно-детритовые, сгустковые, микрозернистые.

В разрезе продуктивной толщи выделяются пачки, отличающиеся друг от друга по цвету, соотношению пористых 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. Выделенные пачки ха-

рактеризуются невыдержанностью толщины и изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов в пределах резервуара.

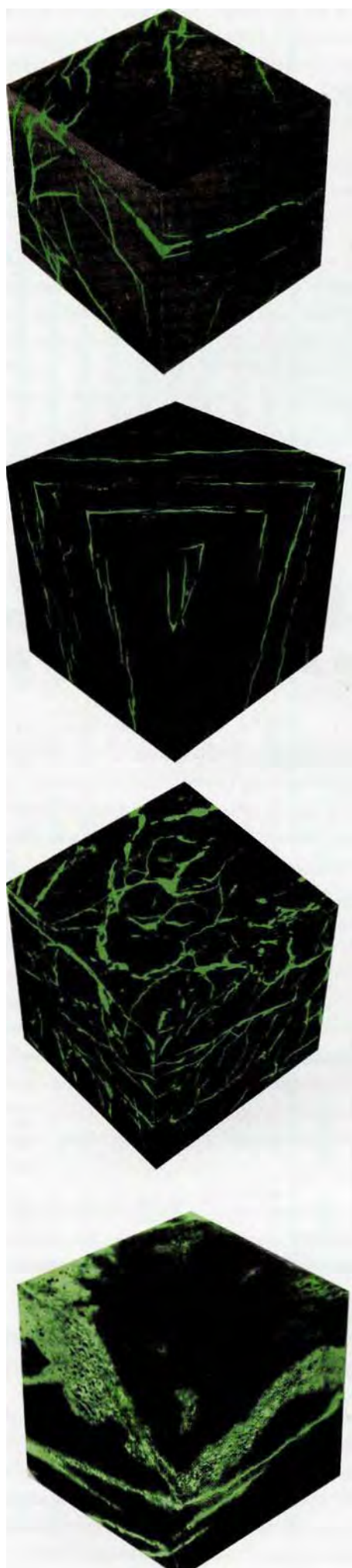
Постседиментационные изменения, наиболее развитые в продуктивных отложениях месторождения, связаны с процессами вторичного минералообразования (кальцитизация), выщелачивания различных компонентов и перекристаллизации пород. Доломитизация и сульфатизация пород развиты достаточно слабо и не оказывают существенного влияния на структуру и пустотное пространство, которое образовано различными по генезису, форме и размерам пустотами — порами, кавернами и трещинами.

Микроскопические исследования показывают, что в формировании пустотного пространства пород продуктивной толщи важную роль играли процессы выщелачивания, обусловившие формирование вторичных пор и каверн. Более всего таким процессам подвержены ассельские отложения, в которых за счет этого сформировались пласты — коллекторы каверново-порового типа. Вследствие кальцитизации объем пор несколько сокращается, усложняется их конфигурация и способы соединения друг с другом, что приводит к развитию коллекторов сложного типа.

Большую роль в образовании коллекторов в разрезе Оренбургского месторождения играла трещиноватость, способствующая развитию процессов выщелачивания и возникновению вторичных пустот как в прослоях первично пористых, так и первично плотных разностях. Благодаря интенсивной трещиноватости, вся карбонатная толща перми и карбона является продуктивной, газоконденсатонасыщенной, несмотря на то, что пористо-проницаемые прослои составляют в среднем только 30 % мощности.

Изучение трещиноватости методом насыщения пород люминофором показало исключительное разнообразие морфологии, протяженности, ориентировки, взаимосвязанности трещин и дало возможность установить крайнюю неоднородность распространения трещин (рис. 49 а, в, с, d). По морфологии различаются трещины: длинные и секущие, прямолинейные или, наоборот, извилистые и ветвящиеся; кулисообразные, сохраняющие общее направление ориентировки; короткие, различно ориентированные ветвящиеся, создающие на поверхности образца густую сеть; часто видно сочетание трещин первого и второго порядка (рис. 49 с, Атлас, обр. 1893). Они обеспечивают проницаемость толщи значительной мощности и взаимосвязь пластов в природном резервуаре

Не менее изменчивы и количественные параметры трещиноватости: величины поверхностной плотности трещин изменяются от 0,1 до 3,5 см/см², а чаще всего от 0,4 до 1,2 см/см², причем максимальными значениями характеризуются наиболее плотные разности. Раскрытость трещин, значительно меняется от 5-8 до 300 мкм, за счет выщелачивания полостей. Средние значения её колеблются в пределах 20-38 мкм, лишь в ряде случаев, возрастая до 80 мкм. Ёмкость трещин также непостоянна и не превышает 1,5 - 2 %. Однако емкость трещинного коллектора может достигать и больших



о. Система горизонтальных и вертикальных трещин с мелкими оперяющимися в микрозернистом известняке

Скважина 362

Глубина 1812,5 м (сакмарский ярус)

Образец 1881

Ёмкость трещин — 0,6 %

Проницаемость, мД:

I - 0,001

II - 0,05

III - 0,04

Поверхностная плотность трещин — 1,26 см/см²

Средняя раскрытость — 28 мкм

ь. Система вертикальных, кулисообразных трещин в водорослево-фораминиферовом известняке

Скважина 362

Глубина 1712,49 м (артинский ярус)

Образец 1868

Ёмкость трещин — 0,7 %

Проницаемость, мД:

I - 0,02

II - 0,01

III - 0,02

Поверхностная плотность трещин — 0,83 см/см²

Средняя раскрытость — 14 мкм

с. Развитие хаотических трещин в плотном микрозернистом сульфатизированном известняке

Скважина 9

Глубина 1838,3 м (средний карбон)

Образец 216

Ёмкость трещин — 1,74 %

Проницаемость, мД:

I - 1,13

II - 1,65

III - 1,14

Поверхностная плотность трещин — 3,3 см/см²

Средняя раскрытость — 10 мкм

д. Развитие пористых зон вдоль полостей трещин в фузулинидово-детритовом известняке

Скважина 12

Глубина 1736,8 м (верхний карбон)

Образец 289

Ёмкость пустот (пор, каверн и трещин) — 1,38 %

Проницаемость, мД:

I - 0,56

II - 8,51

III - 10,15

Поверхностная плотность трещин — 0,34 см/см²

Средняя раскрытость — 19 мкм

Рис.49. Морфология пустотного пространства карбонатных пород, насыщенных люминофором Оренбургское газоконденсатное месторождение (Волго-Уральская провинция)

**Таблица 15. Характеристика параметров трещиноватости карбонатных пород
Оренбургское газоконденсатное месторождение (Волго-Уральская провинция)**

№ обр.	№ скв.	Глубина отбора керна, м	Емкость трещин и пустот, %	Газопроницаемость, абсолютная по 3 напр., мД			Поверхностная плотность трещин, см/см ²	Раскрытость трещин,	Литологическая характеристика породы
				I	II	III			
213	9	1841,2	3,6	0,4	2,69	1,16	0,65	30	Известняк фораминиферово-фузулинидовый
227	9	1826,9	0,7	0,414	0,357	0,404	0,8	20	Известняк органогенно-детритовый
250	9	1807,5	4,6	1,28	0,57	1,09	0,4	22	Известняк комковатый
255	9	1880,4	2,4	0,553	0,403	2,21	0,8	21	Известняк органогенный, фузулинидово-детритовый
261	9	1794,2	1,1	1,28	1,55	0,65	1,82	12	Известняк органогенный, фораминиферово-детритовый
1894	96	1381,9	1,47	0,27	0,47	0,75	1,36	28	Известняк микрозернистый, трещиноватый
1904	96	1425,9	1,70	0,05	0,81	0,92	1,30	38	Известняк органогенно-детритовый, трещиноватый
1908	96	1456,1	3,72	1,42	0,55	1,05	1,39	36	Известняк биоморфный, перекристаллизованный
1911	96	1483,3	1,40	0,44	0,01	0,05	0,64	22	Известняк микрозернистый, трещиноватый
1929	96	1708,5	1,90	0,07	0,10	0,42	1,33	23	Известняк органогенно-детритовый, трещиноватый
1834	352	1667,6	3,10	1,34	0,26	2,33	1,24	21	Известняк детритово-фораминиферовый
1893	362	1870,1	1,30	0,16	1,43	1,32	1,33	32	Известняк микрозернистый, трещиноватый

**Таблица 16. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов порового типа.
Оренбургское газоконденсатное месторождение (Волго-Уральская провинция)**

№ обр.	№ скв.	Глубина отбора керна, м	Пористость, %		Остаточная водонасыщенность, % кобъемупор	Газопроницаемость, мД				Литологическая характеристика породы
			откр.	эффект.		абсолютная по 3 напр.			эффект.	
						I	II	III		
251	9	1805,5	19,4	17,8	8,1	345,6	496,2	460,1	496,2	Известняк органогенно-обломочный
256	9	1798,8	15,1	13,7	9,0	31,8	94,1	109,0	76,8	Известняк разномзернистый, перекристаллизованный
249	9	1807,8	17,5	14,6	16,5	45,6	53,7	55,9	51,9	Известняк водорослевый
236	9	1820,6	9,5	7,8	18,0	10,6	6,6	7,7	5,6	Известняк органогенно-детритовый, пеллетовый
267	9	1787,4	8,8	6,5	25,7	3,7	3,9	4,3	1,6	Известняк органогенно-детритовый
1927	96	1703,2	13,9	10,6	23,4	10,2	11,5	10,2	8,4	Известняк биоморфно-детритовый
1929	96	1709,8	13,7	11,5	16,0	18,5	27,8	28,6	19,8	Известняк пеллетово-детритовый
1938	96	1824,9	13,2	11,6	12,5	103,2	93,9	80,7	78,7	Известняк детритово-фораминиферовый
1884	362	1841,1	9,6	6,6	31,3	0,12	0,11	0,13	0,05	Известняк фораминиферово-пеллетовый

значений до 3,6%, за счет развития в тонкопористой матрице единичных каверн до 4,6%. Проницаемость трещиноватых образцов невысока, ей свойственна анизотропия, фильтрационные свойства изменяются на 1-2 порядка по направлениям в зависимости от ориентировки трещин (табл. 15).

В продуктивных карбонатных отложениях выделены следующие типы коллекторов: поровый, трещинный и сложные — порово-трещинный, трещинно-поровый и каверново-поровый.

Коллекторы порового типа, присутствующие на месторождении, относятся, как правило, к NI-IV классам, реже развиты каверново-поровые (Атлас, обр. 236). С увеличением проницаемости от 0,1 до 500 мД значения пористости их возрастают от 8 до 19,4 % (обр. 251). Содержание остаточной воды колеблется от 8 до 31 % (табл. 16).

В целом газоносный массив Оренбургского месторождения сложен породами, характеризующимися различными величинами пористости — от 2 до 20 % и низкой проницаемостью. Основная масса пород характеризуется проницаемос-

тью от 0,1 до единиц миллидарси, реже превышает 100 мД. В пористо-проницаемых разностях пород присутствуют трещины, увеличивающие их фильтрационные свойства.

Коллекторы трещинного типа характеризуются резкой анизотропией проницаемости, которая по направлениям изменяется на 1-2 порядка (Атлас, обр. 308) и относительно низкой емкостью (таблица 15).

Коллекторы сложного типа характеризуются промежуточными величинами фильтрационно-емкостных свойств. Поскольку в строении таких коллекторов существенную роль играют трещины, им также свойственна анизотропия проницаемости (Атлас, обр. 1881, 1893).

Природный резервуар Оренбургского месторождения отличается сложным строением, невыдержанностью пластов по простирацию, изменчивостью толщин и характерным линзовидным залеганием пластов-коллекторов порового типа. Как правило, при сопоставлении скважин пористые породы сменяются трещиновато-пористыми и плотными.

ЛЕНО-ТУНГУССКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ И НЮРОЛЬСКАЯ ВПАДИНА

Наиболее продуктивными для формирования нефти и газа в осадочной толще Лено-Тунгусской провинции являются отложения венда, рифея и палеозоя. Особое место в разрезе осадочного чехла занимают пластовые и секущие интрузии траппов, влияние которых на нефтеносность неоднозначно. Большое значение имеет повсеместное распространение мерзлоты. Мощность многолетнемерзлых пород достигает 300-450 м. В пределах Непско-Ботуобинской газонефтеносной области в карбонатных отложениях венд-кембрия изучены коллектора Верхнечонского и Тас-Юряхского месторождений (рис. 50). Характеристика сложных типов карбонатных коллекторов рифея приведена на основе изучения Юрубченского газонефтяного месторождения. В Нюрольской впадине карбонатные отложения верхнего девона исследованы на Урманском нефтяном месторождении.

Микроструктурные и фильтрационно-емкостные свойства различных типов коллекторов перечисленных месторождений приведены в разделе IV «Собственно Атлас».

Нефтегазовое

Тас-Юряхское месторождение

Тас-Юряхское нефтегазовое месторождение открыто в 1981 г. на одноименной брахиантиклинальной структуре, к востоку от Средне-Ботуобинского месторождения. Расположено в пределах Мирнинского свода Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Возраст продуктивной толщи — венд-нижний кембрий. Экраном является галогенно-карбонатные отложения надосинской части усольской свиты. По данным сейсморазведки структура осложнена рядом куполов и разрывных нарушений. По материалам глубокого

бурения амплитуда её не превышает 40 м. Притоки нефти и газа получены из горизонтов B_2 и B_5 .

С горизонтом B_2 связана ограниченная по площади нефтегазовая залежь, контролируемая западным куполом, осложняющим структуру. Приток газа получен в сводовой скв. 547. Литологический состав продуктивной толщи — карбонатные и песчано-алевритовые отложения, породы сильно преобразованы вторичными процессами.

Залежь горизонта B_5 — нефтегазовая, пластово-экранированная сводовая, осложненная разрывными нарушениями. Горизонт сложен песчаниками с прослоями алевритов и аргиллитов. Коллекторы представлены песчаниками кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми, серыми, средне- и мелкозернистыми, большей частью слабосцементированными. Общая толщина пласта достигает 39 м. Полоса максимального развития коллекторов прослеживается в северо-восточном направлении от скважин 28-33 Средне-Ботуобинской площади к скважинам 564-574 Тас-Юряхской. Типы ловушек в терригенном комплексе венда весьма разнообразны, преобладают ловушки, связанные с фациальными изменениями и литологическим выклиниванием.

Высота газовой части залежи в западном блоке структуры 33 м, в северо-западной части — 31 м, в восточном блоке — 14 м. Нефтенасыщенная толщина коллекторов непостоянна. Притоки свободного газа получены из шести скважин, притоки газа с нефтью — из четырех.

Продуктивные карбонатные отложения представлены известняками органогенной и реликтово-органогенной структуры. Породы сильно изменены постседиментационными процессами, в неодинаковой степени проявились доломитизация и выщелачивание, за счет которых сформировалось сложное пус-

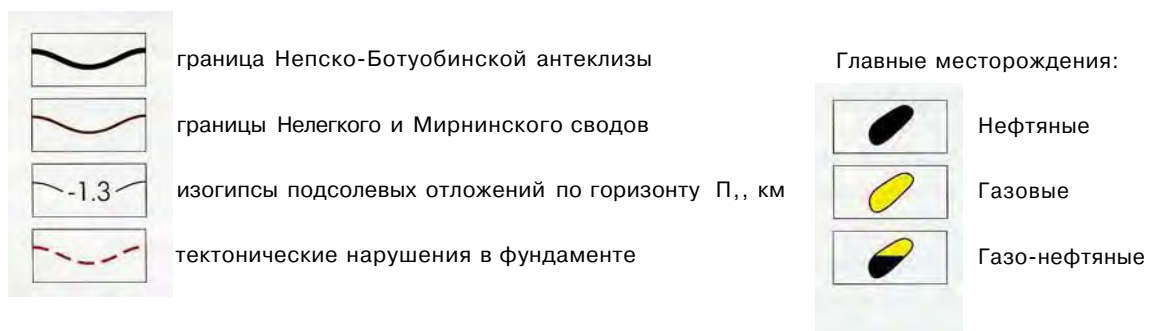
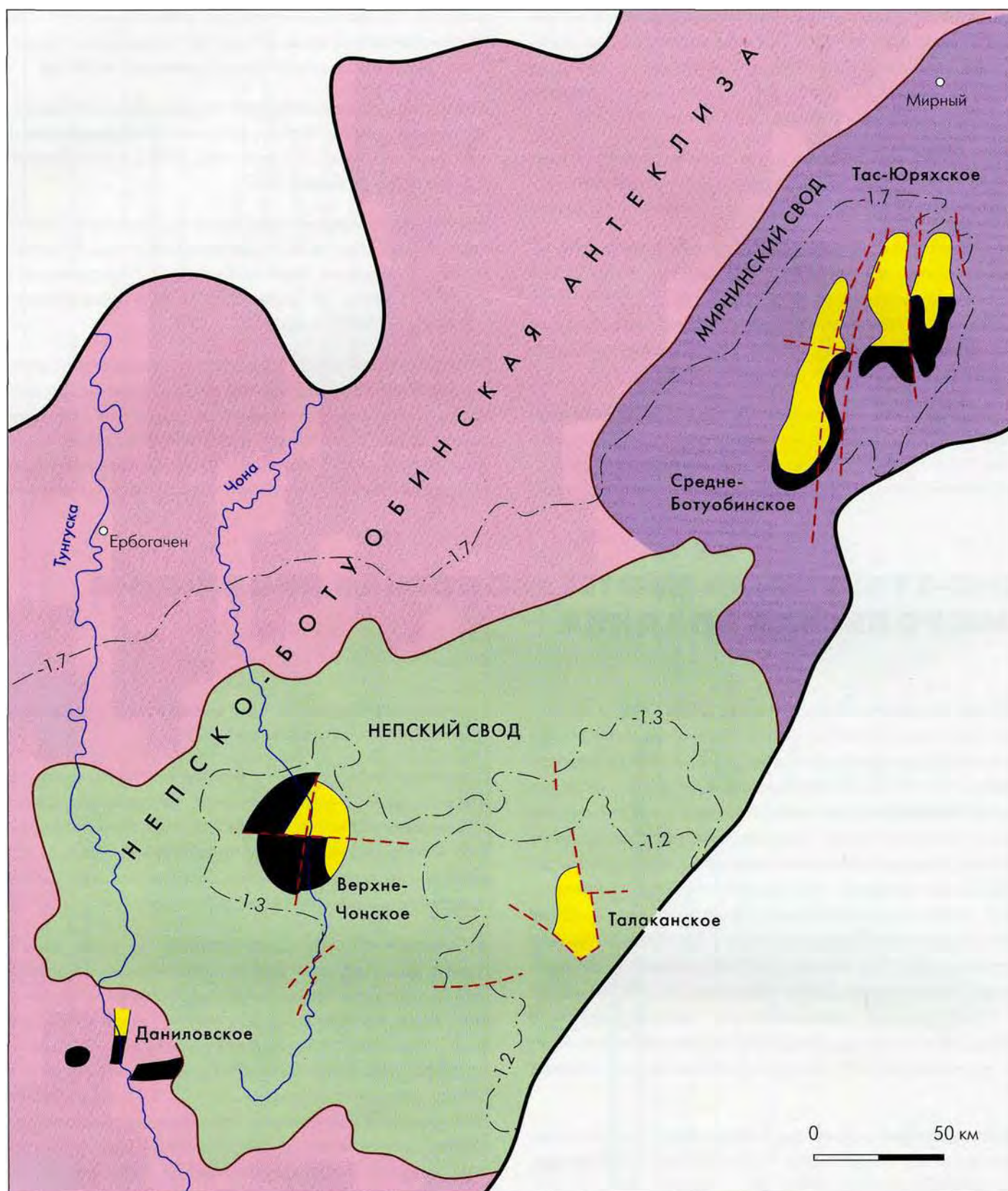


Рис.50. Месторождения нефти и газа, Непско-Ботубинаская антеклиза (Лено-Тунгусская провинция).
По А.Э. Конторовичу, 1986 г

тотное пространство. Изучение пород-коллекторов выявило развитие интенсивной разноориентированной трещиноватости, полости трещин подверглись значительному выщелачиванию и расширению. Под действием этих процессов в породах сформировалось сложное пустотное пространство с относительно высокими емкостными и фильтрационными свойствами.

Наиболее высокие фильтрационно-емкостные свойства установлены в скв. 570 в интервале 1510,8-1513,0 м. Коллектора представлены водорослевыми доломитами известковыми, сильно перекристаллизованными. Пористость пород достигает 20% при проницаемости 1429, 6 мД.

Неоднородность первичных условий осадконакопления, последующих процессов трещинообразования и развитие кавернозности предопределили распространение различных типов коллекторов в продуктивной толще Тас-Юряхского месторождения. В Атласе приведена характеристика двух типов коллекторов: трещинно-поровый (обр. 8523) и каверново-трещинно-поровый (8525).

Верхнечонское газонефтяное месторождение

Верхнечонское газонефтяное месторождение расположено в верховьях реки Чоны, северо-восточнее г. Усть-Кута. Оно приурочено к центральной части Непского свода в пределах Непско-Ботубинской антеклизы. Открыто в 1978 г, притоки нефти и газа получены из терригенных и карбонатных отложений.

Верхнечонское месторождение представляет собой крупное полого-сводовое поднятие. По подсоевным горизонтам осадочного чехла структура имеет размеры 55х45 км и амплитуду 80 м, она характеризуется изометричным строением, наиболее приподнятым, крутозалегающим восточным склоном и значительно более пологим — западным.

Для Верхнечонского поднятия характерно развитие большого количества разнонаправленных нарушений, имеющих субширотное, северо-западное и северо-восточное простирания, которые в той или иной мере повлияли на размещение залежей углеводородов.

Месторождение многозалежное. Углеводородные скопления встречены в пластах карбонатного и песчано-алевритового состава венд-кембрия, а также в коре выветривания нижнепротерозойского фундамента, (рис. 50). В основном контролирующим залежи фактором является литологический, что определяет развитие зон улучшенных коллекторов. Отмечается существенное изменение физических свойств коллекторов в природных резервуарах, представленных терригенными отложениями. Особенностью Верхнечонского месторождения является наличие пластовых интрузий (траппов) в отложениях венд-кембрия. Внедрение их связано с активизацией глубинных разломов.

Перспективы нефтегазоносности Верхнечонского месторождения связаны с терригенными (еерхнечонский горизонт) и карбонатными (преображенский горизонт) подсоевными отложениями.

Верхнечонский горизонт представлен песчаниками с прослоями глинистых песчаников. Экраном является 6-8 м пач-

ка аргиллитов. Характерна резкая изменчивость коллекторских свойств, что обусловлено засолением и глинизацией песчаников. Пористость песчаников 14-16%, проницаемость от 10 до 150 мД.

В Преображенском горизонте (усольская свита подсоевного карбонатного комплекса) установлены две залежи, имеющие газоконденсатонефтяное насыщение. Наиболее крупную залежь, приуроченную к центральному (юго-западному) блоку месторождения, можно отнести к структурно-литологическому типу с элементами тектонического экранирования. Вторая залежь локализована в пределах восточного участка северного блока месторождения. Залежи характеризуются сложным строением резервуаров, невыдержанностью коллекторов за счет изменения литологии и локального засоления. По мнению большинства исследователей, доломиты Преображенского горизонта образовались в раннем диагенезе в условиях периодического осушения мелководного полузамкнутого бассейна седиментации. В составе фитогенных доломитов встречаются различные виды микрофитолитов, онколиты в виде микрогустков и комков, редко — строматолиты и водоросли.

Преображенский горизонт представлен, в основном, фитогенными доломитами, интенсивно перекристаллизованными, иногда до песчаниковидного облика с прослоями ангидритов-доломитов, реже ангидритов и глинистых доломитов мощностью 15-22 м. Коллекторы Преображенского горизонта связаны с обломочными доломитами. Обломки доломита размером от 2-3 до 14-17 мм, имеющими неправильную угловатую, иногда удлиненную форму, характеризуются микро-тонкозернистой и органогенной структурой. Эти породы обычно содержат редкие щелевидные пустоты размером 0,5-2,5 мм и поры выщелачивания, а также прерывистые извилистые микротрещины.

В целом породы отличаются низкими емкостными и фильтрационными свойствами, лишь в некоторых пластах встречены породы с пористостью 7-12% и проницаемостью до 10 мД. Эффективная пористость пород составляет до 9%, газопроницаемость меняется от 0,001 до 3,5 мД. Сложный тип коллектор характеризуется анизотропией проницаемости по направлениям от сотых долей до 8,6 мД (таблица № 17).

В Преображенском горизонте выделяются **коллекторы порового**, (Атлас, обр. № 8530), **трещинно-порового** (Атлас, обр. № 8529) и **трещинного** типов (Атлас, обр. № 8528).

Полезная емкость коллекторов формируется за счет межформенных и внутрифирменных пустот, отмечаются поры выщелачивания и перекристаллизации. Размеры поровых каналов, как правило, небольшие — 0,1-0,6 мм, изометричной, овальной, реже удлиненной и заливообразной формы; они равномерно распределены в породе. Реже встречаются более крупные поры и мелкие каверны — 2-3 мм, в единичных случаях — крупные каверны до 1 см. За счет неравномерного выщелачивания создается сложное строение пустотного пространства пород. Выщелачивание сопровождалось интенсивной перекристаллизацией карбонатных пород Преображенского горизонта.

В большинстве разрезов Преображенского горизонта проницаемые пропластки разделены плотными непроницаемы-

Таблица 17. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных коллекторов
Верхнечонское газонефтяное месторождение (Лено-Тунгусская провинция)

№ обр.	№ скв.	Глубина отбора керна, м	Пористость, %		Остаточная водонасыщенность, % к объему пор	Газопроницаемость, мД			эффек- тивная	Цитологическая характеристика породы
			открытая	эффе- к- тивная		абсолютная по 3 напр.				
						I	II	III		
8528	72	1599,7	3,2		—	0,001	0,11	0.79	—	Доломит микро-тонкокристаллический, окремнелый, известковистый
8529	72	1602,2	4,9		—	0,18	0,004	0.06		Доломит микрозернистый, известковистый
8530	72	1611,4	13,0	9,1	30,0	0,42	1,41	1.28	3,49	Доломит известковистый
8531	72	1613,1	11,2	8,0	28,8	0,55	2,82	3.12	1,2	Доломит микрозернистый, сгустковый
8532	72	1614,2	8,4	—	—	0,02	0,04	0.49	—	Доломит микрозернистый, сгустковыйдрещиноватый
8644	112	1636,8	4,0	—	—	0,001	6,63	0.76	—	Доломит тонкозернистый с включениями сульфатов
8645	112	1638,8	2,9	—	—	0,06	8,62	0.02	—	Доломит тонко-микрозернистый с включениями кристаллов ангидрита
8646	112	1650,3	8,3	—		0,14	0,26	0.25		Доломит мелкозернистый с порами выщелачивания
8647	112	1651,6	12,3	8,7	37,5	0,16	2,69	2.57	1,31	Доломит тонкозернистый, известковый, неравномерно-пористый
8648	112	1652,4	12,3	7,6	38,5	2,68	2,68	2.56	0,73	Доломит микро-тонкозернистый, перекристаллизованный, сульфатизированный
8649	112	1654,0	13,9	9,0	35,0	1,77	3,48	3.50	2,34	Доломит тонкозернистый, перекристаллизованный

ми породами. Большую роль в строении коллекторов продуктивного пласта играют трещины, которые обеспечивают фильтрацию флюидов, а также определяют эффективные толщины. Ухудшение коллекторских свойств Преображенского горизонта связано с ангидритизацией и увеличением количества глинистого вещества.

В значительно меньшей степени в Преображенском горизонте проявилось засоление. Содержание галита в органогенных доломитах здесь составляет 0,2-6,3%. Наиболее часто и повсеместно отмечается засоление в хемогенных трещиноватых и кавернозных доломитах нижней пачки продуктивного пласта. На отдельных участках в карбонатных породах Верхнечонского месторождения распространены другие вторичные минералы — кальцит, кварц и анкерит, заполняющие пустотное пространство коллекторов, их образование, вероятно, связано с активизацией глубинных разломов.

Юрубченское газонефтяное месторождение

Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления (ЮТЗ), основные запасы нефти и газа которой связаны с отложениями рифея, расположена в пределах Байкитской антеклизы (юго-запад Сибирской платформы) (рис.6). Различные условия седиментации и неодинаковая интенсивность постседиментационных процессов обусловили сложное и неоднородное строение коллекторов. Решающую роль в формировании коллекторов сыграли постседиментационные процессы.

Гетерогенный фундамент протерозойского возраста перекрывается осадочным чехлом, сложенным породами рифея, венда и кембрия. Наибольший интерес вызывает состав и строение рифейских отложений, так как к ним приурочены основные скопления нефти и газа. Продуктивные отложения рифея Юрубченского месторождения в стратиграфическом отношении представлены несколькими толщами сходными по литологическому составу, в основном: Юрубченской ($R_2\text{yur}$), Долгоктинской ($R_2\text{Cilg}$), Куюмбинской ($R\text{gkmb}$).

Рифейские отложения представлены преимущественно карбонатными породами, в основном доломитами. Кровля рифейских отложений представляет размытую поверхность, которую несогласно перекрывают более молодые отложения.

Юрубченская толща рифея вскрыта довольно большим количеством скважин. Верхняя часть толщи сложена доломитом микрозернистым с прослоями доломита слоистого слабо кремнистого. Кремнезем развит в породе в рассеянном состоянии и в виде линз. Имеются включения, выполненные тонко-мелкозернистым доломитом, в результате заполнения первичных пустот вторичным доломитом. В плотной матрице развиты микротрещины, часть из которых заполнена яснозернистым доломитом белого цвета.

Ниже по разрезу верхняя часть толщи сложена доломитом водорослевым, сгустково-водорослевым, иногда встречаются реликты строматолитов. Доломиты чистые, средняя карбонатность 85-100 %, редко снижается до 56 %. Основная масса породы (-65 %) сложена округлоромбоэдрическими кристаллами доломита микро-тонкозернистой размерности, которые слагают перекристаллизованные остатки водо-

рослей и образуют различной формы и размеров пятна. Сгустки и остатки водорослей сцементированы тонко-мелкозернистым доломитом. Сильная перекристаллизация форменных компонентов и цемента обусловила образование неясно-сгустковой структуры породы, а также доломитов реликтово-водорослевых. Нижняя часть Юрубченской толщи довольно однородна и сложена темно-серыми с коричневым оттенком разнозернистыми доломитами сильно трещиноватыми и в значительной мере кремнистыми, с единичными редкими кавернами и микростяжениями пирита.

Основная масса породы микро-тонкозернистая, реже встречаются средне- и крупнозернистые кристаллы (до 0,5 мм). Зерна доломита неправильной формы, часто близкие к изометричным. Более крупные зерна нередко имеют несовершенную ромбоэдрическую форму, в них определенно выражена спайность и следы зонального роста. Текстура пород слоистая и волнистослоистая, нередко неяснослоистая. Исходные текстуры иногда маскируются процессами окремнения. В различных частях разреза наблюдаются маломощные прослои и линзы обломочных доломитов (скв.8). Обломочная часть этих пород обычно сложена угловатыми и полуокатанными фрагментами фитогенных, тонкослоистых и массивных доломитов с примесью хорошо окатанных зерен кварца.

Юрубченская толща весьма неравномерно окремнена. Наиболее значительное окремнение наблюдается в разрезе скважин 8, 25 и 50. Кремнезем развит в породах в рассеянном состоянии или в виде микро-тонкозернистых включений, имеющих неправильную или округлую форму. Иногда кремнезем встречается в виде линз и в рассеянном состоянии (скв.50, интервал 2318-2328 м.). Отчетливо улавливается связь повышенных содержаний кремнезема в породах с брекчиевидными и фитогенными разностями доломита.

Отложения долгоктинской толщи характеризуются преимущественно преобладанием доломитов глинистых и известковистых. Они часто образуют с вышележащей куюмбинской толщей единый массив. Породы представлены доломитами вторичными раннедиагенетическими от светло-серого до темно-серого цвета микроволнистослоистыми, строматолитоморфными. В доломитах развиты вторичные кристаллы кальцита, которые заполняют первичные пустоты.

Куюмбинская толща верхнего рифея сложена доломитами пластово-строматолитовыми и представляет собой чередование различных по мощности пачек светло-серого, серого и темносерого цветов. Доломиты микро-мелкокристаллические лапчатые, ромбоэдрические, микроволнистослоистые, узорчатые (строматолитоморфная текстура). Наличие волнистой слоистости, обломков карбонатных пород и окатанных зерен кварца, следов седиментационных деформаций свидетельствует о прибрежной обстановке в период формирования фитогенных построек и разрушения их под действием волн и течений. Присутствуют прослои с явной биоморфной структурой. Встречаются доломиты обломочные с фрагментами горизонтальнослоистых известняков.

Вторичное минеральное заполнение в рифейских отложениях проявилось в запечатывании первичных пустот более светлым крупнокристаллическим доломитом. В шлифах хорошо видны палеопустоты, стенки которых инкрустированы крупными ромбоэдрическими кристаллами доломита. В кавернах

встречаются кристаллики пирита размером не более 0,5 мм. В доломитах отмечено присутствие остатков черного органического вещества в виде битума. Нередко пространство между кристаллами доломита, выполняющими стенки каверн, заполнено черным ОВ. Вертикальные частично открытые трещины несут следы и примазки черного битума.

В целом, продуктивная толща рифея представлена довольно широким спектром доломитов различной текстуры и генезиса. Породы совершенно идентичны по составу, содержание кремнезема в них по разрезу колеблется от первых единиц до 30 %.

Пустотное пространство рифейских отложений отличается сложностью строения, одновременным развитием пустот различного вида и времени возникновения. Невозможно проследить стадийность возникновения трещин и каверн и заполнения их минеральным веществом, важно, что они развивались неоднократно. Продуктивная часть рифея сложена разнородными доломитами, в различной степени трещиноватыми и кавернозными. Большой процент керна фиксируется в виде боя разного размера, что свидетельствует о высокой трещиноватости отложений.

Главная особенность морфологии пустот — преобладающая роль трещин и каверн, различное соотношение их, то есть, вторичная пустотность, которая характерна для продуктивных доломитов рифея. За счет развития каверн вдоль полостей трещин значительно увеличивается эффективный объем, доступный для нефти и газа.

Исследования матрицы доломитов с использованием метода электронной микроскопии дали возможность оценить кристаллическое строение породы и характер пустотного пространства в режиме катодной люминесценции. При значительных увеличениях в 100 и более раз при насыщении пород катодолюминофором в них не выявлено пористых участков или наличия отдельных пор, обеспечивающих проницаемость и создающих пористость. Фотографии срезов показывают наличие непроницаемой матрицы и развитие каверн извилистой морфологии в виде отдельных пятен и трещин (Атлас, обр. 8104, 8105, 8107, 8766).

Кавернозность в отложениях рифея развита практически повсеместно с различной степенью интенсивности. Изучение кавернозности в доломитах рифея является очень важным моментом для оценки емкостных свойств всей толщи. Это вторичная пустотность, образовавшаяся за счет выноса кальцитового и доломитового материала из полостей трещин и селективного выщелачивания отдельных гнезд и стяжений.

В доломитах рифея установлены каверны разнообразной формы: от округлых, овальных и причудливо-угловатых до щелевидных. Столь прихотливые формы объясняются интенсивным ростом вторичных кристаллов доломита по стенкам палеопустот. Инкрустации хорошо видны за счет более светлой окраски. Нередко полости каверн полностью выполнены вторичным доломитом. Размеры каверн от первых миллиметров до 0,5х10 см. Это максимально возможные размеры, которые можно зафиксировать в керне. В природных пластах вполне могут иметь место пустоты выщелачивания размером более 80 мм вплоть до расщелин и карстовых пустот. Косвенным доказательством наличия этих пустот в разрезе рифея служат случаи провала бурового инструмента и катастрофические поглощения промывочной жидкости.

Преимущественным развитием пользуются целые серии каверн, соединяющиеся сетью хорошо фильтрующих микро-трещин, сужений и каналов. Морфология пустотного пространства кавернозных доломитов показана в Атласе на фото образца 8816. Наиболее кавернозные разности встречены в разрезе продуктивных отложений скважин 18, 25, 28, 55 и 57. В некоторых разностях емкость единичных каверн достигла 15 см³, это крупные округлой или удлиненной формы пустоты, приуроченные к широким вертикальным трещинам. Средняя эффективная величина емкости каверн составляет 2,5 %, а проницаемость кавернозно-трещиноватых пластов может достигать 500 мД и выше.

В сильно кавернозных разностях за счет интенсивного выщелачивания и трещиноватости создаются пористые зоны, например в образце 8816 (Атлас) пористость достигает 10 %, а фильтрация протекает по этим пористым участкам за счет хорошей сообщаемости пустот.

Трещиноватость в продуктивных отложениях Юрубченского месторождения развита весьма интенсивно, трещины различной ориентировки, длины и раскрытости распространены по разрезу скважины. Время возникновения трещин различно. Интенсивность развития трещин в продуктивных отложениях неодинакова. В отдельных интервалах преобладающее развитие имеют плотные разности почти без трещин, в других установлена система взаимосвязанных трещин различной степени раскрытости. Морфология пустотного пространства доломитов рифея существенно различна, что отчетливо видно на фотоснимках образцов, насыщенных люминофором (рис. 51 а, б, в, г). Тонкие извилистые горизонтальные трещины развиты в обломочном известняке (рис. 51 а); слабо извилистые трещины вертикальной ориентировки представлены на рис. 51 в. Система наклонных сообщающихся трещин характерна для микрозернистых известняков (рис. 51 с). Микро-трещиноватость в доломитах рифея представлена в основном трещинами горизонтальной и наклонной ориентировки. Трещины длинные, прямолинейные и извилистые, характеризуются непостоянством раскрытости от 5-10 микрон до 25 микрон, в среднем фильтрующие трещины имеют раскрытость 12,5 мкм - 25 мкм. Поверхностная плотность таких микро-трещин в среднем составила 0,24-0,38 см/см². Максимальные значения поверхностной плотности трещин отмечены в скважинах 25 (0,68 см/см²), 28 (0,88 см/см²) и 106 (1,72 см/см²).

Детальные исследования характера трещиноватости позволили сделать вывод, что породы рифея как макро-, так и микро-трещиноваты. Развиты трещины разноориентированные, нередко образующие сеть, которая и обеспечивает высокие фильтрационные способности коллекторов. Вдоль трещин отмечены многочисленные пустоты выщелачивания. Протяженные секущие трещины осложнены короткими трещинами чаще наклонной ориентировки.

В доломитах рифея выявлена вертикальная секущая трещиноватость с наличием крупных каверн (более 2,5х2 см), внутренние полости их частично выполнены крупнокристаллическим доломитом последней генерации, что препятствует проявлению процесса смыкания. Длина трещин 12 см и более, раскрытость от 1 до 10 мм. По типу вертикальные трещины можно разделить на трещины «сжатия» и трещины расширенные выщелачиванием. Трещины «сжатия» возникают за счет напряженного состояния массива и обуславливают растрескивание



а. Тонкие извилистые горизонтальные трещины в обломочном известняке

Скважина 106
Глубина 2387,8 м (рифей)
Образец 8763

Ёмкость трещин — 1,2 %
Проницаемость, мД:
I - < 0,001
II - 1,63
III - 1,08
Поверхностная плотность трещин — 0,8 см/см²
Средняя раскрытость — 12,5 мкм

б. Слабоизвилистые трещины вертикальной ориентировки в микрофитолитовом доломите

Скважина 106
Глубина 2488,4 м (рифей)
Образец 8785

Ёмкость трещин — 1,1 %
Проницаемость, мД:
I - 0,03
II - < 0,001
III - 0,075
Поверхностная плотность трещин — 0,45 см/см²
Средняя раскрытость — 10 мкм

в. Система сообщающихся трещин в микрозернистом доломите

Скважина 21
Глубина 2343,7 м (рифей)
Образец 8827

Ёмкость трещин — 1,1 %
Проницаемость, мД:
I - 0,007
II - 0,028
III - 0,026
Поверхностная плотность трещин — 1,04 см/см²
Средняя раскрытость — 7 мкм

г. Каверны выщелачивания в реликтивно-водорослевом известняке

Скважина 18
Глубина 2360,0 м (рифей)
Образец 8105

Ёмкость пустот — 8,0 %
Проницаемость, мД:
I - 0,01
II - 0,01
III - 0,01
Поверхностная плотность трещин — 0,1 см/см²
Средняя раскрытость — 15 мкм

Рис.51. Морфология пустотного пространства карбонатных пород, насыщенных люминофором
Газонефтяное месторождение Юрубченское (Лено-Тунгусская провинция)

**Таблица 18. Характеристика параметров трещиноватости
Юрубченское газонефтяное месторождение (Лено-Тунгусская провинция)**

№ обр.	№ скв.	Глубина отбора керна, м	Емкость пустот, %	Газопроницаемость, мД по направлениям			Поверхностная плотность трещин по граням, см/см ²							Раскрытость трещин, мкм		
				I	II	III	1	2	3	4	5	6	средн.	мин.	макс.	средн.
8665	61	2332-2340	U	0,01	4,15	2,92	0,06	0,25	0,62	0,46	0,45	0,20	0,34	5	25	10
8699	61	2433,4	U	<0,001	0,012	0,016	0,72	1,28	0,80	1,19	1,33	0,30	0,94	<5	25	7
8899	39	2486,3	0,24	<0,001	0,75	0,18	0,05	0,76	0,5	0,68	0,72	0,31	0,50	<5	32	7
8763	106	2381,1	1,2	<0,001	1,63	1,08	0,12	1,00	1,00	1,28	0,88	0,28	0,76	10	25	12,5
8766	106	2421,9	1,4	0,62	1,11	0,73	1,28	1,04	1,72	1,36	0,92	0,96	1,21	7	62,5	25
8774	106	2445,9	0,8	0,01	0,03	3,22	0,52	0,30	0,70	0,60	0,40	0,20	0,45	<5	25	10
8787	106	2489,2	1,4	0,17	2,68	1,02	0,40	0,58	0,64	0,50	0,8	0,64	0,59	<5	25	12,5
8788	106	2490,0	1,0	8,65	7,86	3,67	0,24	0,56	0,02	0,24	—	0,16	0,20	<5	150	50
8791	106	2496,0	0,9	0,13	1,43	6,96	0,23	0,42	0,52	0,48	0,76	0,12	0,43	7	25	10
8107	28	2482,4	2,3	1,9	0,6	16,1	0,60	0,30	0,88	0,40	0,84	0,26	0,56	7	70	21
8816	55	2342,0	10,0	6,86	0,1	6,7	0,04	0,08	0	0,10	0	0,08	0,05	5	125	25
8106	18	2363,0	3,5	0,009	0,03	0,03	0	0,22	0,09	0,02	0,25	0	0,06	5	25	12
8827	21	2343,3	ы	0,017	0,028	0,026	0,29	1,12	1,16	1,64	1,44	0,57	1,04	5	40	7
8755	49	2450-2458	0,8	0,001	0,001	0,001	0,02	0,02	0,08	0,09	0,04	0	0,04	—	—	

Таблица 19. Фильтрационно-емкостные свойства доломитов Юрубченское газонефтяное месторождение

№ обр.	№ скв.	Глубина отбора керна, м	Ёмкость трещин, %	Абсолютная газопроницаемость по 3 направлениям, мД			Литологическая характеристика породы
				I	II	III	
8893	39	2431,4	0,50	0,001	2,01	0,7	Доломит мелкокристаллический с развитием вторичного кальцита
8898	39	2478,6	0,86	0,001	0,012	0,13	Доломит мелкокристаллический, обломочный
8911	39	2482,2	0,34	0,001	3,27	2,19	Доломит микро-тонкозернистый, обломочный, трещиноватый
8899	39	2486,8	0,24	0,001	0,75	0,18	Доломит мелко-тонкокристаллический
8914	39	2505,4	0,31	0,001	8,93	9,42	Доломит тонко-микрозернистый, пятнисто-слоистый
8916	39	2516,6	0,42	0,001	8,48	7,89	Доломит тонкозернистый, перекристаллизованный
8762	106	2371,4	1,5	0,001	0,040	0,040	Доломит строматолитовый, волнисто-слоистый
8763	106	2387,8	1,2	0,001	1,630	1,080	Доломит обломочный с гнездами вторичного, сильно трещиноватый
8766	106	2421,0	1,4	0,620	1,110	0,730	Доломит обломочный с примесью гидроокислов железа, трещиноватый
8771	106	2443,1	1,4	0,001	1,120	0,050	Доломит тонкозернистый с прослоями мелкозернистого, трещиноватый
8772	106	2444,2	2,6	0,001	0,001	0,001	Доломит микрозернистый, трещиноватый
8774	106	2447,0	0,8	0,010	0,030	3,220	Доломит тонко-микрозернистый, волнисто-слоистый, трещиноватый

керна после его подъема. Это выражается в выносе керна в виде мелкого и крупного боя и невозможности в ряде случаев выпилить кубик при обработке доломитов в лаборатории.

Трещины, расширенные выщелачиванием, представляют собой редкие вертикальные широкие секущие трещины, которые заполнены углеводородом и являются эффективными. Вдоль полостей трещин развиты каверны. Емкость собственно каверн в ряде случаев превышает 5 см^3 , в пласте вероятны более высокие значения полезной емкости. Эти протяженные вертикальные и наклонные трещины обеспечивают фильтрацию флюидов. Особенностью этих трещин является значительное удаление их друг от друга, они имеют широкий «шаг» — расстояние между ними составляет 3-5 см и более (Атлас, обр. 8107). Удаленность трещин друг от друга определяет сложность их выявления даже на кубиках больших размеров. Величины поверхностной плотности и раскрытости трещин в доломитах Юрубченского месторождения приведены в таблице 18.

Выявленные трещины имеют различный генезис и характеризуются различным временем их возникновения. Вертикальные трещины, на плоскостях скола которых отмечается рост новых крупных кристаллов доломита, без сомнения относятся к наиболее ранней генерации. На первой стадии возникновения они длительное время оставались открытыми и определяли пути фильтрации флюидов. Несмотря на частичное заполнение их новообразованными кристаллами, они сохраняют фильтрационные свойства и определяют высокую проводимость флюидов в вертикальном направлении.

Следует подчеркнуть, что открытые микротрещины, широко развитые в продуктивной толще рифея своим возникновением обязаны тектоническим процессам, но морфология,

раскрытость и протяженность их обусловлены литогенетическими особенностями образования доломитов и дальнейшим движением по ним подземных вод.

Продуктивные отложения рифея отличаются значительной дифференциацией фильтрационно-емкостных свойств (табл. 19). Пористость меняется от 0,2 % до 14%, при средних значениях 1-3 %. Максимальное значение пористости отмечено в доломитах с рассеянной примесью кремнезема песчано-алевритистой разности, встреченных в разрезе скважин 25 (13,5 %) и 50 (10,9 %). Наибольшие значения трещинной емкости установлены в строматолитовом доломите в разрезе скважин 28 (2,3 %) и 46 (2,7 %). Характерна анизотропия фильтрационных свойств. Диапазон изменения проницаемости еще больше от тысячных долей до 40 мД, что безусловно связано с неравномерной трещиноватостью. Максимальные значения проницаемости установлены в сильно трещиноватых доломитах скважин 28 (1000 мД) и 46 (250 мД). Именно к интервалам повышенной трещиноватости приурочены притоки нефти с высоким дебитом до $446 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Вся продуктивная толща рифейских отложений является эффективной, поскольку в ней преимущественно развит **трещинный и каверново-трещинный типы коллекторов**, не исключена возможность развития крупных полостей, заполненных нефтью. Средняя величина емкости в 1,1 % не является завышенной, так как все трещины отличаются развитием полостей выщелачивания и мелких каверн. Среднее значение емкости с учетом развития кавернозных разностей — 2,5 %, пределы изменения — 4,5-5,5 % (Атлас, обр. 8107, 8766, Атлас, обр. 8816, 8105).

Урманское нефтяное месторождение

Урманское нефтяное месторождение (рис.6) находится в Нюрольской впадине, расположено в 70 км западнее п. Кедровый Парабельского района. В тектоническом отношении оно приурочено к юго-восточной части Западно-Сибирской платформы, к одноименной структуре Казанского нефтегазоносного региона и северо-восточному борту Лавровского вала. По отражающему горизонту Φ_2 (подошва осадочного чехла) представляет собой эрозионный выступ значительных размеров, оконтуривающийся изогипсой — 3020 м. С запада и востока выступ ограничивается тектоническими нарушениями северо-восточного простирания. Структура представляет собой линейную складку субмеридионального простирания. Размеры складки — 9х16 км, амплитуда — 80 м. В целом структура имеет изрезанную форму, осложненную многочисленными куполами небольших размеров.

Урманское поднятие проявляется по всем стратиграфическим горизонтам, в основании поднятия располагается выступ карбонатных пород палеозоя. Эрозионная поверхность выступа представлена разнофациальными карбонатными отложениями, преобразованными вторичными процессами.

Промышленный приток нефти и газа получен из скв. 1 с верхней толщи палеозоя в 1974 г.

Продуктивная толща Урманского нефтяного месторождения представлена разнофациальными карбонатными отложениями, значительно преобразованными вторичными процессами перекристаллизации, анкеритизации и др. Коллекторские свойства и литогенетические особенности пород изучены в продуктивных отложениях скважин № 5, 7, 9 и 10. Эти скважины вскрыли карбонатную толщу и отложения «коры выветривания» франского и фаменского ярусов верхнедевонского отдела. Исследованные образцы представлены доломитами, известняками и переходными разностями, а также бокситами. Последние встречены в разрезе скважин 9 и 10. К продуктивным нефтяным отложениям этой скважины отнесены только породы «коры выветривания» — бокситы.

Продуктивные отложения в скв. 7 представлены разномерными, перекристаллизованными реликтово-органогенными доломитами, неравномерно ожелезненными серого и коричневатого цвета. В плотной матрице широко распространены каверны и трещины. Практически во всех исследуемых породах отмечаются палеотрещины и гнезда, заполненные белым яснокристаллическим вторичным доломитом.

В пустотах встречены хорошо сформированные кристаллы анкерита ромбоэдрической формы. Минерализованные палеотрещины имеют раскрытость от 2 до 10 мм и более. Внутри этих палеопустот сохранились открытые щелевидные каверны различного размера, характеризующие неполное заполнение полостей трещин.

Первоначально исследуемые отложения представляли собой высокопористые органогенные породы. В основной кристаллической массе различаются реликты организмов очень плохой сохранности, среди которых иногда удается диагностировать обрывки водорослей, членики криноидей и остатки кораллов. Отмечается типичная микрослоистость, характерная для строматолитов. Форменные компоненты имеют в основном мелко-среднезернистую размерность.

Особенностью литологического состава пород продуктивной толщи Урманского месторождения является наличие трех генераций доломита. Мелко-тонкозернистый реликтово-органогенный доломит коричневатого-серого цвета относится к доломиту первой генерации. Белый яснокристаллический доломит 2-ой генерации выполняет в породе сложные по форме гнезда и широкие палеотрещины. Внутри белого доломита сохранились палеопустоты линзовидной формы, стенки которых инкрустированы крупными кристаллами доломита третьей генерации и анкерита.

Данные отложения подверглись воздействию процессов доломитизации на ранней стадии своего развития сразу же после их аккумуляции, в раннем диагенезе. В результате практически во всех исследуемых образцах наблюдаются палеотрещины различной ориентировки, в последующем прекратившие свое развитие в результате вторичного минералообразования. Ширина палеотрещин в среднем составляла 2-5 мм, иногда достигала нескольких сантиметров, что доказывает длительность этапа вторичного доломитообразования.

Циркуляция агрессивных флюидов определила образование палеопустот унаследованного выщелачивания и значительное расширение полостей трещин. Первичная емкость карбонатных отложений, вероятно, была существенная и достигала 20% и более. Большая часть из них «залечена» средне-крупнозернистым яснокристаллическим вторичным доломитом и анкеритом. Внутри этих пустот сохранились щелевидные полости и мелкие каверны, они имеют широкое распространение.

В большинстве случаев емкость их в основном равна 1,9-2,1 %, в единичных случаях достигает 3,9%. Каверны отличаются плохой сообщаемостью между собой. В настоящее время в породах преобладает вторичная пустотность, представленная крупными кавернами, соединенными между собой микротрещинами.

Процессы перекристаллизации, протекавшие при высоких значениях температуры и давления, определили формирование большого количества палеопор нового образования — межкристаллических. После перекристаллизации карбонатные отложения подверглись интенсивному выщелачиванию. Это привело к существенному увеличению объема и размеров межкристаллических пустот, что видно на фотографиях, полученных на сканирующем микроскопе и приведенных в разделе IV Атласа. Большая часть рассматриваемых межкристаллических палеопор на более поздних этапах развития породы была уничтожена.

В настоящее время в исследуемых разностях образцов сообщение между порами и кавернами осуществляется по открытым трещинам последней генерации. Полости трещин I и II генерации нередко столь сильно выщелочены, что образовались крупные пористо-проницаемые участки внутри плотной перекристаллизованной матрицы (Атлас, обр. 8128,8132).

Метод растровой электронной микроскопии выявил, что матрица пород состоит из плотного доломита неравномерно ожелезненного, местами переходящего в анкерит и, реже за счет увеличенного количества железа в сидеродот. Очевидно, процесс анкеритизации происходил после перекристаллизации доломитов в результате проникновения в отложения вод, обога-

**Таблица 20. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных коллекторов
Урманское нефтяное месторождение (Нюрольская впадина)**

№ обр.	№ скв.	Глубина отбора керна, м	Ёмкость пустот, %	Абсолютная газопроницаемость по 3 направлениям, мД			Литологическая характеристика породы
				I	II	III	
8123	7	3094,2	4,2	0,14	0,36	0,21	Доломит водорослевый, реликтово-органогенный, кавернозный
8124	7	3094,6	4,2	1299,7	0,16	0,16	Доломит реликтово-органогенный, водорослевый, трещиноватый
8125	7	3101,4	4,3	0,001	0,001	0,001	Доломит водорослевый, реликтово-органогенный, трещиноватый
8127	7	3103,4	4,2	0,04	0,04	0,01	Доломит реликтово-органогенный, водорослевый, трещиноватый
8128*	7	3107,25	7,9	9,9	12,5	32,2	Доломит реликтово-органогенный, кавернозный
8129	7	3107,4	4,5	2,1	0,6	56,4	Доломит реликтово-органогенный, кавернозно-трещиноватый
8130	7	3107,8	5,5	0,08	0,16	0,01	Доломит реликтово-органогенно-детритовый, кавернозный
8131	7	3108,1	5,0	9,3	0,4	4,6	Доломит водорослевый, реликтово-органогенный, кавернозный
8132	7	3108,3	8,4	1,6	8,7	0,004	Доломит водорослевый, реликтово-органогенный, кавернозно-трещиноватый
8133**	7	3108,6	16,0	184,8	176,5	244,4	Доломит водорослевый, реликтово-органогенный, кавернозно-трещиноватый
8134	7	3108,9	6,1	5,6	5,6	16,8	Доломит водорослевый, реликтово-органогенный, кавернозно-трещиноватый
8136	7	3110,2	3,5	0,01	3,9	1,5	Доломит водорослевый, реликтово-органогенный, трещиноватый
8137	7	3112,0	4,5	0,12	0,13	0,14	Доломит водорослевый, реликтово-органогенный, кавернозно-трещиноватый

*Остаточная водонасыщенность, % к объёму пор — 15,2; эффективная проницаемость — 31,1 мД

** Остаточная водонасыщенность, % к объёму пор — 12,3; эффективная проницаемость — 146,6 мД

ценных железом. Так как образование анкерита происходит преимущественно в гидротермальных условиях, можно предположить, что данные преобразования осуществлялись во время активизации вулканической деятельности. Доломит плотный, массивный, преобладают кристаллы призматической и плитчатой отдельности. Размеры кристаллов матрицы изменяются в широких пределах от 1 -5 мкм до 150-200 мкм. Основная часть матрицы сложена кристаллами, размеры которых составляют 50-150 мкм. Поэтому правомерно предположение, что процессы перекристаллизации доломитов осуществлялись при очень высоких значениях температуры и давления, характерных для больших глубин. Между крупными хорошо ограниченными кристаллами доломита часто наблюдаются скопления мелких кристаллов анкерита размером 1-5 мкм.

Исследования показали, что эффективная пустотность, наблюдаемая в породах, является результатом выщелачивания плотной матрицы. Трещины и каверны имеют сложные очертания, стенки инкрустированы вторичными кристаллами доломита и анкерита. Судя по форме пустот, именно по трещинам прошло неравномерное и неоднократное выщелачивание. Трещины прерывистые, раскрытость от 50 до 100 мкм, раскрытость непостоянная, она сильно меняется по протяженности трещин. За счет выщелачивания трещин раскрытость достигает 300 мкм.

Размеры каверн до 100x200 мкм и более, в образце 8133 (Атлас) отдельные каверны полностью заполнены ромбоэдрами анкерита, размер крупных полых каверн достигает 4,5 мм. Полости выщелачивания часто имеют щелевидную

сложную форму, отдельные полости состоят из нескольких каверн, соединенных между собой, размерность колеблется весьма значительно от 200 до 1100 мкм, самые мелкие из них размером 10-20 мкм являются результатом выщелачивания межкристаллических пор. Вся пустотность эффективна для нефти, величина достигает 7,9-8,4 %.

Реликтово-органогенные доломиты характеризуются различными фильтрационно-емкостными свойствами (Таблица 20). Их можно разделить на две группы: пористо-кавернозные проницаемые породы и неравномерно-кавернозные, практически непроницаемые разности. В пустотном пространстве всех изученных доломитов присутствуют поровые каналы с радиусами от 0,0039 до 32 мкм.

Пористо-кавернозные разности (Атлас, обр. 8128 и 8133) имеют однородное крупнопоровое строение пустотного пространства. На порометрических кривых хорошо заметно преобладание поровых каналов с радиусами от 2,5 до 25 мкм. Средний радиус всей совокупности пор — 2,5 мкм. Содержание субкапиллярных пор с радиусом менее 0,1 мкм незначительно — 7,6-8,6%, что говорит о практическом отсутствии остаточной воды. Количество её, определенное методом центрифугирования, составляет 12,3-15,2%. Некоторое завышение обусловлено проведением опытов на кавернозных породах, при исследовании которых происходит потеря объема. Следует подчеркнуть, что низкое содержание остаточной воды практически не уменьшает эффективную проницаемость коллекторов.

**Таблица 21. Характеристика паромеров трещиноватости в водорослевых доломитах
Урманское нефтяное месторождение (Нюрольская впадина)**

№ обр.	Глубина отбора керна, м	Емкость трещин и каверн, %	Газопроницаемость, мД по направлениям			Поверхностная плотность трещин по граням, см/см ²							Раскрытость трещин, мкм		
			I	II	III	1	2	3	4	5	6	средн.	мин.	макс.	средн.
8122	3099,3	3,1	<0,001	0,003	<0,001	0,12	0,01	0	0,09	0,24	0,14	0,1	10	35	28
8124	3100,1	4,2	<0,001	0,06	<0,001	0,6	0,1	0,3	0,7	0,2	0	0,3	7	20	10
8125	3101,4	4,3	<0,001	<0,001	<0,001	0	0,1	0,1	0,02	0,3	0,1	0,1	10	28	14
8127	3103,75	4,2	0,04	0,04	0,008	0	0,2	0,1	0,1	0	0,1	0,1	5	20	7
8128	3107,25	7,9	10,0	42,3	32,2	1,0	0,5	0,4	0,6	0,7	0,3	0,6	5	280	20
8129	3107,4	4,5	2,1	0,6	56,4	1,0	1,0	0,9	0,5	0,5	0,9	0,7	15	48	10
8130	3107,75	5,5	0,08	0,16	0,008	0	0,1	0,1	0,4	0,04	0,1	0,2	10	56	20
8132	3108,3	8,4	1,6	3,7	0,004	0,2	0,1	0	0	0,3	0,3	0,15	20	70	30
8134	3108,9	6,1	5,6	5,6	16,8	0,7	0,6	0,6	1,0	0,7	0,6	0,7	10	300	20
8136	3110,2	3,5	0,09	3,9	1,5	0,4	0,3	0,4	0,2	0,2	0,3	0,3	5	28	7
8137	3112,2	4,5	0,12	0,13	0,14	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	10	56	25
8138	3113,15	4,2	0,18	0,04	0,02	0	0,2	0,2	0	0,6	0,3	0,3	5	15	7
8141	3133,2	3,2	0,02	0,006	0,004	0,3	0,5	0,8	0,6	0,4	0,4	0,6	5	70	10
8142	3134,6	3,2	0,005	0,02	0,09	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,2	0,4	5	70	10

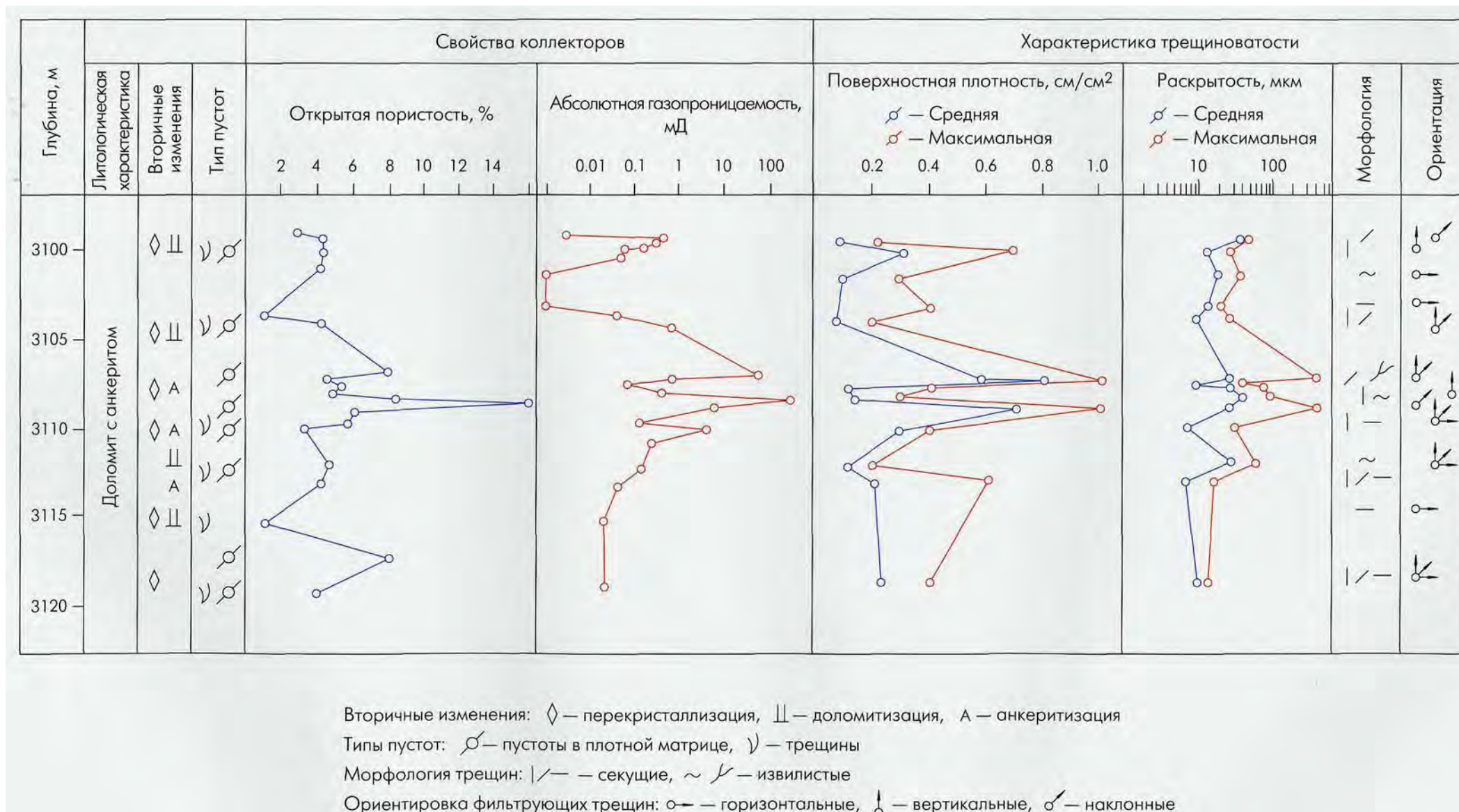


Рис.52. Свойства сложных типов коллекторов и характеристика трещиноватости Урманское нефтяное месторождение, скважина 7

Основную фильтрацию обеспечивают поровые каналы радиусом 2,5-25 мкм, и 5,0-32 мкм, доля которых в общем, объеме пустот составляет соответственно 57% и 43%.

Неравномерно низкоемкие доломиты (Атлас обр. 8137 и 8141) характеризуется неоднородным строением пустотного пространства, особенностью их является наличие крупных каверн и трещин. Порометрические кривые типичны для пород, в которых наряду с порами развиты трещины, Стандартная интерпретация позволила бы отнести эти породы к поровому типу коллектора.

Несмотря на присутствие относительно крупных поровых каналов с радиусом до 32 мкм, проницаемость доломитов не превышает 0,1 мД. Это связано с тем, что крупные поровые каналы являются фактически мелкими кавернами, они приурочены к пористым участкам, развитым в плотном доломите. Пористо-проницаемые участки соединяются между собой открытыми трещинами.

Сложное строение пустот четко выявляется при изучении этих разностей насыщением люминофором. На фотоснимках (Атлас, обр. 8128, 8132, 8137, 8141), полученных в источнике ультрафиолетового света, отчетливо видно сочетание микротрещин с изолированными кавернами и развитие пористых участков. Трещины нередко создают сложную систему, хорошо взаимосвязаны между собой. Полости трещин отличаются большой раскрытостью до 150-300 мкм. Эта группа пород относится к сложному трещинно-каверновому типу коллекторов. Основная особенность этого типа коллекторов заключается в практическом отсутствии остаточной воды, так как полезная емкость складывается из основного объема крупных каверн и трещин.

Изменение основных параметров: пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности доломитов Урман-

ского месторождения приведено в Таблице 21. В отдельных разностях доломитов емкость достигает 7,9-8,4%, реже более. Проницаемость при этом характеризуется небольшими величинами от тысячных долей до 26,8 мД.

Низкая проницаемость, в тысячные доли миллидарси, обусловлена слабой сообщаемостью крупных каверн. В других разностях доломитов, например обр. 8124 отмечается резкая анизотропия проницаемости по направлениям. Максимальное значение около 1000 мД связано с наличием трещины, полость которой расширена выщелачиванием.

Разрез верхнего девона представлен однородными породами с сильно развитой каверновой емкостью. Трещины соединяют каверны разной формы и размера между собой. Тем не менее степень трещиноватости по разрезу изменяется значительно (рис.52), поверхностная плотность трещин увеличивается от 0,1 до 0,3-0,7 см/см², преобладает наклонная и горизонтальная ориентировка.

Исследования доломитов показали, что пустотное пространство коллекторов Урманского месторождения сформировалось в течение длительного периода. В настоящее время в породах преобладают крупные каверны, размером до 1-2 см, сообщаясь между собой, они создают пористо-проницаемые зоны. Именно эти пустоты определяют высокую эффективную емкость коллекторов.

Главная особенность изученных доломитов Урманского нефтяного месторождения — сложное строение пустотного пространства, наличие крупных, вторичных каверн и полос-тей выщелачивания вдоль трещин. Одновременное развитие в породах пор, каверн и трещин в различном сочетании не позволяет однозначно дифференцировать пустотное пространство и определить тип коллектора.