Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа

Коллекторами нефти и газа являются горные породы, способные вмещать жидкие, газообразные углеводороды и отдавать их в процессе разработки месторождений. Критериями принадлежности пород к коллекторам нефти и газа служат величины проницаемости и емкости, обусловленные развитием пористости, трещиноватости, кавернозности. Величина полезной (эффективной) для нефти и газа емкости зависит от величины остаточной водонефтенасыщенности. Нижние пределы проницаемости и полезной емкости определяют промышленную оценку пластов, она зависит от состава флюида и типа коллектора. Долевое участие пор, каверн и трещин в процессах фильтрации и в общей емкости коллектора определяет его тип: поровый, трещинный или сложный - трещинно-поровый, каверново-трещинный, каверново-поровый.

Коллекторские свойства карбонатных пород обусловливаются первичными условиями седиментации, интенсивностью и направленностью постседиментационных преобразований, влияющих на развитие пор, каверн, трещин и крупных полостей выщелачивания. Особенности карбонатных пород - ранняя литификация, избирательная растворимость и выщелачивание, склонность к трещинообразованию обеспечивают разнообразие морфологии и генезиса пустот, что проявляется в развитии широкого спектра типов коллекторов нефти и газа. Наиболее значительные запасы углеводородов сосредоточены в коллекторах каверново-порового и порового типов.

Формирование порового пространства карбонатных пород различного генезиса

Зона хлоридных рассолов характеризуется ничтожным развитием процессов выщелачивания карбонатных пород. Очевидно, решающее значение имеют малые скорости движения подземных вод.
Развитие вторичной пустотности известняков под воздействием этих вод затруднено и нередко происходит залечивание пористости в результате выпадения углекислого или сернокислого кальция.

Зона сульфатных вод наиболее благоприятна для растворения магния и выщелачивания доломитов и в ряде случаев наблюдается увеличение емкости. Развитие вторичной пористости происходит главным образом не в первичных, а в диагенетических доломитах, у которых значительно выше первичная пористость и лучше степень сообщаемости пор.

Гидрокарбонатные воды находятся в зоне активного водообмена. Формирование вторичной пористости происходит весьма интенсивно в тех разностях карбонатных пород, которые отличаются высокой первичной пористостью и благоприятным для движения флюидов строением порового пространства.Наиболее интенсивно развитие вторичной пустотности протекает в биоморфных, органогенных известняках, отличающихся высокой седиментационной пористостью. В отличие от зоны сульфатно-кальциевых вод растворимость кальцита в зоне гидрокарбонатных вод существенно превышает растворимость доломита. Процессы выщелачивания в переходных по составу разностях карбонатных пород нередко сопровождаются образованием мучнистых доломитов и доломитовой муки. Оптимальные благоприятные условия для растворения создаются в доломитизированных известняках.

Методы изучения коллекторов

Остаточная водонасыщенность

Процесс формирования месторождений связан с взаимодействием гравитационных и капиллярных сил, которые в сочетании с изменчивостью литологического состава и коллекторских свойств пород обусловливают неравномерное нефтегазонасыщение резервуара ловушки, образование водоносных пропластков и сохранение связанной воды в пластах-коллекторах.

Количество и характер распределения остаточной воды различны и зависят от сложности строения пористой среды, величины удельной поверхности, а также от поверхностных свойств пород. Эту сохранившуюся часть воды исследователи называют остаточной, погребенной, связанной, иногда реликтовой.

Поскольку сохранение ее в породах обусловлено силами молекулярно-поверхностного притяжения, можно и нужно использовать как синоним термин "связанная вода", определяя этим характер взаимоотношения воды с породами.

В практике лабораторных исследований применяют прямые и косвенные методы определения остаточной воды в образцах. Прямой метод требует бурения скважин с применением специальных нефильтрующих буровых растворов.

Новый метод изучения и оценки трещиноватости и кавернозности путем капиллярного насыщения люминофором

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 фильтрационноемкостных свойств пород. Преимущество метода заключается в возможности контрастного выявления открытых зияющих трещин, установлении их морфологии и взаимосообщаемости, установлении различного соотношения пор, каверн и трещин в общем объеме пустот. Метод основан на использовании индикаторных люминесцирующих жидкостей, полностью проникающих в мельчайшие полости горных пород.

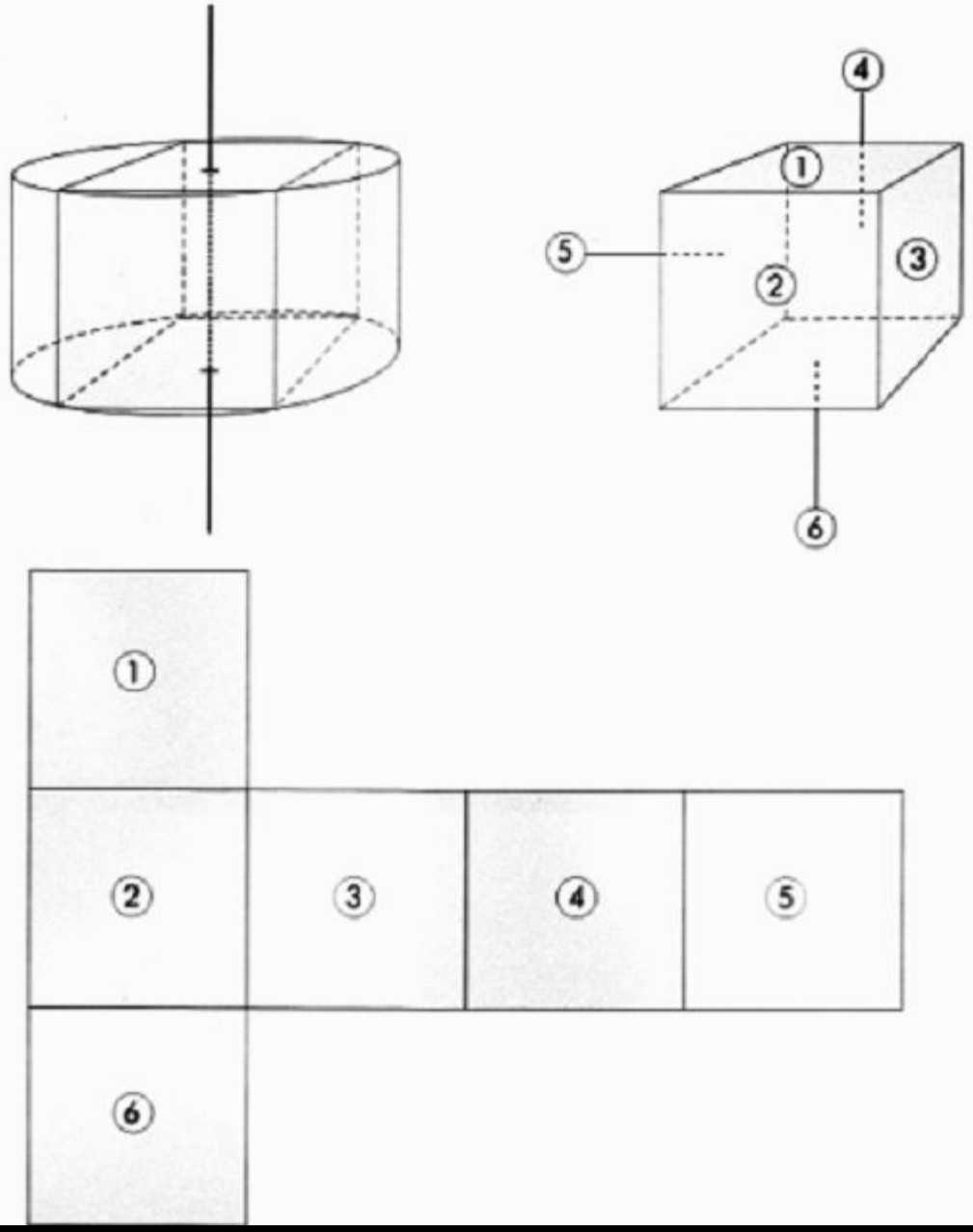
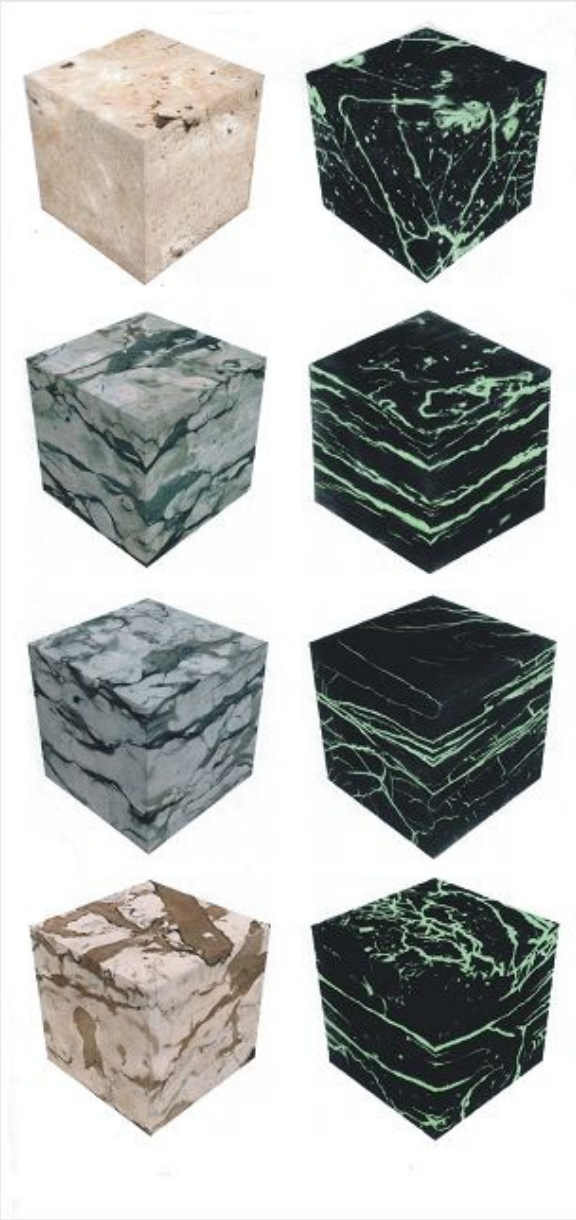


Рис. 1 Ориентировка граней кубика по направлениям. 1 и 6 грани перпендикулярны к наплостованию; 2-5 грани параллельны наплостованию.

Рис. 2 Новый метод изучения и оценки трещиноватости и кавернозности путем капилярного насыщения люминоформ

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/см^2 ;
Раскрытость трещин — 14 мкм

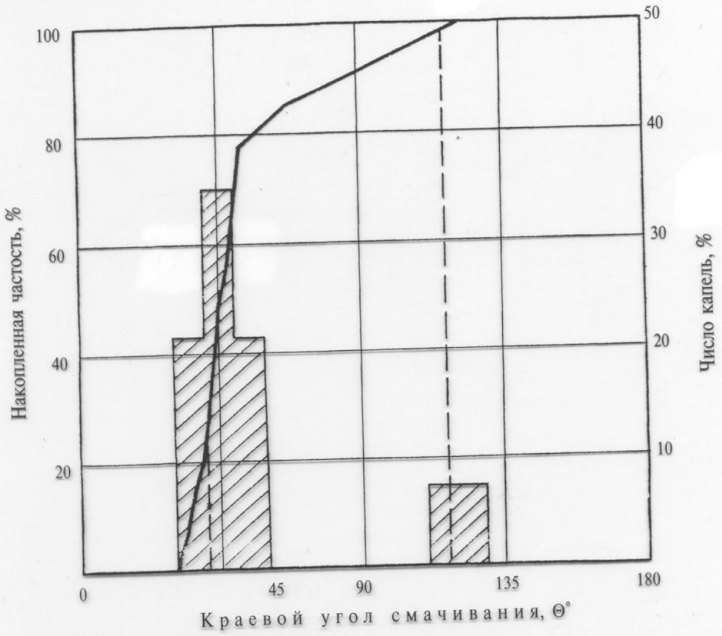
Сеть горизонтальных и наклонных трещин в водорослевым известняке
Ардалинское месторождение (Тимано-Печорская провинция);
Скважина 45; Интервал 3277,3-3286 м (франский ярус); Образец 8349
Емкость трещин — 0,9 %;
Абсолютная газопроницаемость, мД:
I -0,01
II -0,13
III -0,21
Поверхности, плотн. трещин — 1,3 см/см^2; Раскрытость трещин — 7 мкм

Преобладание длинных горизонтальных трещин, определяющих анизотропию проницаемости в доломитизированном водорослевом 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/см^2; Раскрытость трещин — 20 мкм

Система секущих взаимосообщающихся трещин различной ориентировки в пелитоморфном известняке
Месторождение Западное Хоседаю (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/см^2; Раскрытость трещин — 18 мкм

Метод оценки степени гидрофобизации по величене краевого угла смачивания

Образец 8778
Месторождение Юрубченское
Скважина № 106
Глубина отбора 2470,0 м

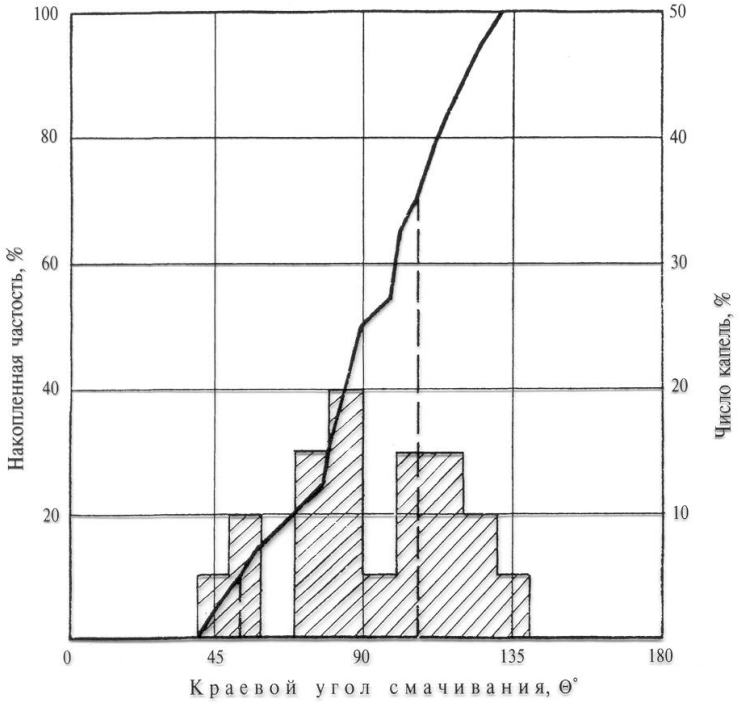


Доломит обломочный со стилолитовым швом, выполненным коричневым ОВ, и открытой трещиной вдоль него. Матрица породы гидрофильная. По полости трещины порода гидрофобна.

Величина краевого угла смачивания, Θ°							
Гидрофильная				Гидрофобная			
Число капель, %	Пределы		$\bar{\Theta}°$	Число капель, %	Пределы		$\bar{\Theta}°$
	мин.	макс.			мин.	макс.	
78	34	48	42	22	112	122	117

Рис. 3 Характеристика смачиваемости гидрофильной матрицы

Образец № 8718
Месторождение Юрубченское
Скважина № 4 Вэдр.
Интервал отбора 2273–2280 м



Доломит микрозернистый, плотный, трещиноватый. Порода сильно гидрофобизована.

Величина краевого угла смачивания, Θ°							
Гидрофильная				Гидрофобная			
Число капель, %	Пределы		$\bar{\Theta}°$	Число капель, %	Пределы		$\bar{\Theta}°$
	мин.	макс.			мин.	макс.	
15,0	46	60	53	85,0	90	132	106

Рис. 4 Характеристика смачиваемости трещиноватого доломита

Новый методический подход к оценке теоретической проницаемости по порометрической кривой

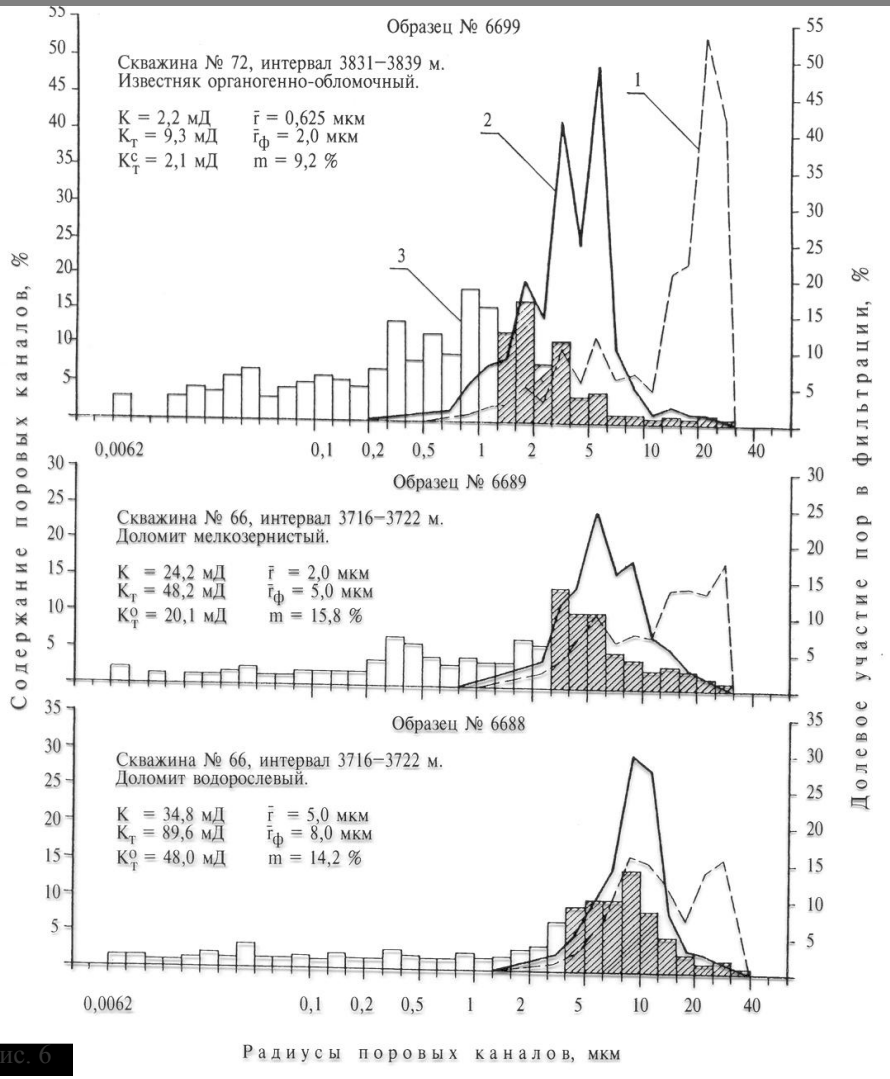


Рис. 6

[redacted]

Рис. 15. Изменение долевого участия пор в фильтрации (по Пурцеллу) и с учетом связанности пор. Месторождение Жанажол

K = экспериментальная газопроницаемость; $K_т$ = теоретическая проницаемость (по Пурцеллу); $K_т^с$ = теоретическая проницаемость с учетом связанности пор в систему; $\bar{r}$ = средний радиус всей совокупности пор; $\bar{r}_ф$ = средний радиус фильтрующих пор; m = открытая пористость; 1 = долевое участие пор в фильтрации (по Пурцеллу); 2 = долевое участие пор в фильтрации с учетом связанности пор; 3 = гистограмма распределения всей совокупности пор; ▒ = поры, определяющие фильтрацию

[redacted]

Природные резервуары нефти и газа в карбонатных формациях Прикаспийской провинции

Методический подход к изучению по керну литолого-физических свойств продуктивных отложений и оценки ФЕС на примере нефтяного месторождения Тенгиз.

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.

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.

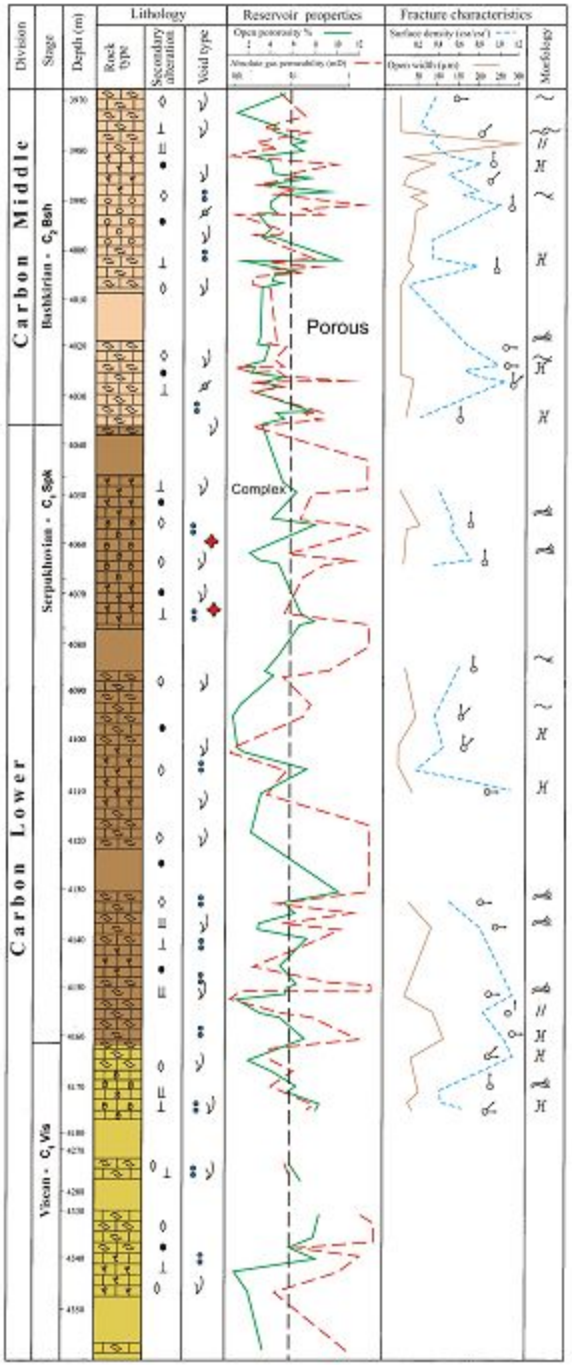


Рис. 7 Распределение поровых и сложных типов коллекторов и их характеристика в разрезе скважины № 8.

Нефтегазоконденсатное месторождение Тенгиз.

Типы пород: - органогенно-детритовые,
- фораминиферовые,
- водорослевые,
- оолиты ;

вторичные изменения: - перекристаллизация,
- доломитизация, - кальцитизация ,
- черное ОВ в порах и трещинах ;

типы пустот: - поры в матрице,
- каверны в пористой матрице,
- каверны в плотной матрице,
- трещины;
- - - граничные значения пористости ;

ориентировка фильтрующих трещин:
- вертикальных,
- наклонных,
- горизонтальных ;

морфология трещин: - прямолинейные,
- извилистые, - ветвящиеся,
- короткие сообщающиеся,
- кулисообразные.

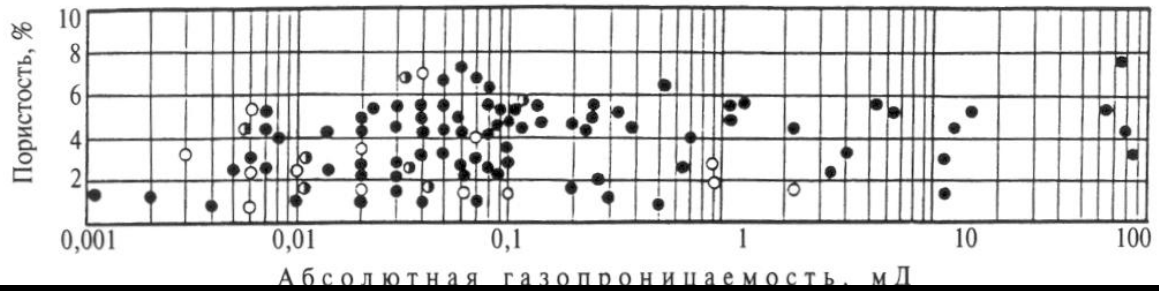


Рис. 9 Соотношение пористости и газопроницаемости в коллекторах сложного строения Месторождение Тенгиз.

Скважины: ○ – № 7, ● – № 8, ◑ – № 44

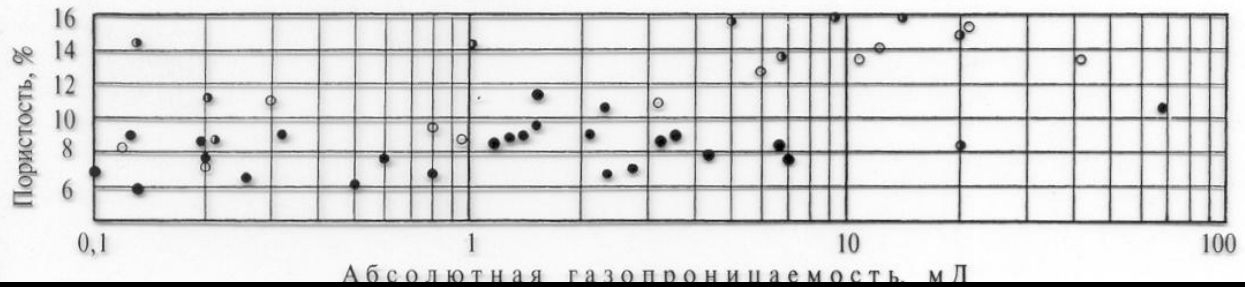


Рис. 8 Соотношение пористости и газопроницаемости в коллекторах порового типа. Месторождение Тенгиз.

Скважины: ○ – № 7, ● – № 8, ◑ – № 44

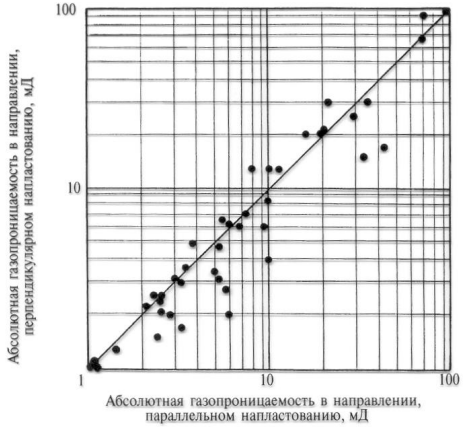


Рис. 52. Изменение газопроницаемости по направлениям в коллекторах порового типа. Месторождение Тенгиз

Рис. 10 Изменение газопроницаемости по направлениям в коллекторах порового типа. Месторождение Тенгиз

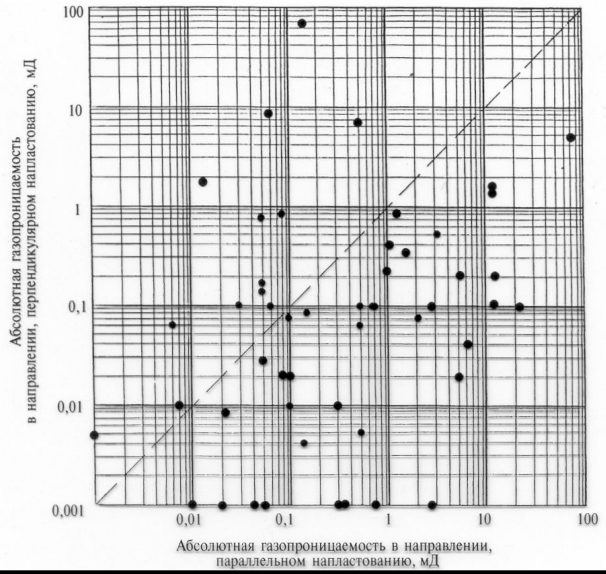


Рис. 11 [redacted] Изменение газопроницаемости по направлениям в коллекторах трещинного и сложного типа. Месторождение Тенгиз

Оценка роли трещин в развитии сложных типов коллекторов и фильтрации флюидов в природных резервуарах

Проблема изучения карбонатных отложений и их коллекторского потенциала относится к числу важнейших. Открытие крупных и уникальных месторождений нефти и газа в карбонатных толщах различного возраста и генезиса, значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств, неоднозначность установления эффективных толщин – поставило перед исследователями задачу более достоверной оценки сложных типов коллекторов.

Особенность карбонатных отложений: ранняя литификация, склонность к трещинообразованию, избирательная растворимость обусловливают разнообразие морфологии и генезиса пустот, развитие широкого спектра типов коллекторов. К числу сложных и недостаточно решенных вопросов относится трещиноватость и кавернозность пород, которые оказывают решающее влияние на формирование пустотного пространства пород.

Особенности строения пустотного пространства

Ненасыщенные образцы

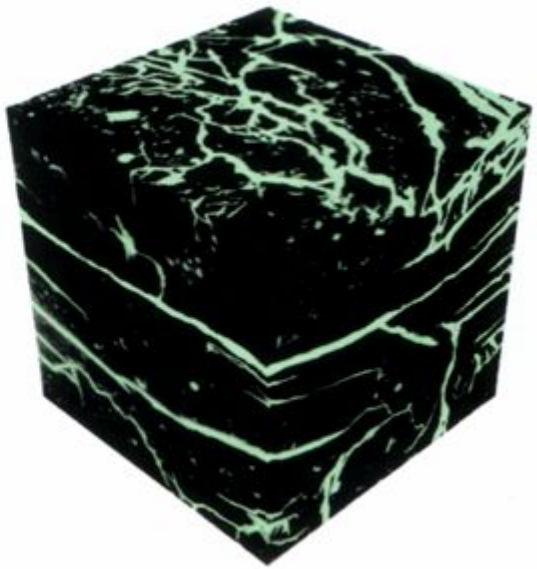
Насыщенные образцы

Известняк доломитизированный, водорослевый пелитоморфный с детритом, трещиноватый. Сеть взаимосвязанных пересекающихся трещин, с преобладанием горизонтальных. Вдоль трещин пустоты расширения;
Скважин 45;
Глубина 3277-3286 м (Франский ярус);
Образец 8350.
Емкость трещин - 0.7 %;
Газопроницаемость, МД:
I - 0.01,
II - 1.7,
III - 1.7;
Поверхностная плотность трещин - 1.3 см/см^2;
Раскрытость трещин - 20 мкм

Рис. 12

Морфология пустотного пространства известняка после насыщения люминофором

Ненасыщенные образцы



Насыщенные образцы

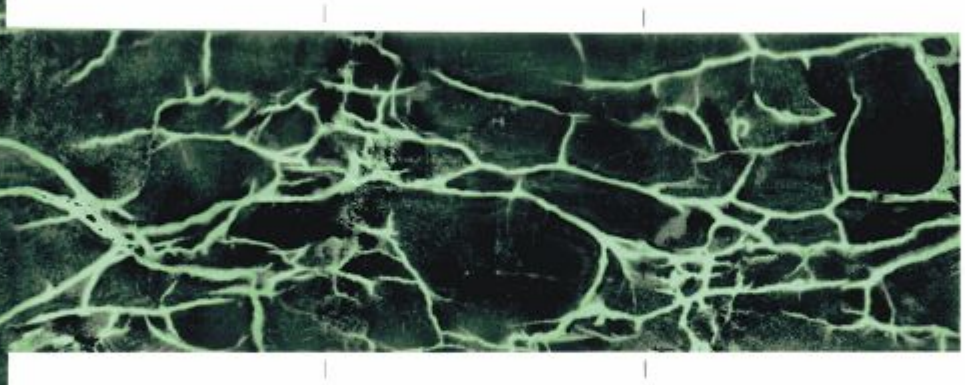
Система пересекающихся трещин различной ориентировки;

Скважин 44;
Глубина 3054.5 м (Франский ярус);
Образец 8403.
Емкость трещин - 0.9 %;
Газопроницаемость, МД:
I - 0.05,
II - 0.14,
III - 0.40;
Поверхностная плотность трещин - 1.2 см/см^2;
Раскрытость трещин - 18 мкм

Рис. 13

Образец: 8610
Месторождение Ардалинское
Скважина: 49
Глубина: 3262 м

Название породы: Известняк доломитизированый, пелитоморфный с детритом, Трещиноватый. Сеть взаимосвязанных пересекающихся трещин различной ориентировки.



Емкость трещин – 1,9 %.
Проницаемость (мД): I –1,23; II – 2,03; III – 5,89.
Поверхностная плотность трещин (см/см^2):

I	II	III	IV	V	VI	сред.
0,68	1,03	1,37	1,03	1,24	0,86	1,04

Раскрытость трещин (мкм):мин. – 10; макс. – 70; сред. – 28; фильт. – 42.

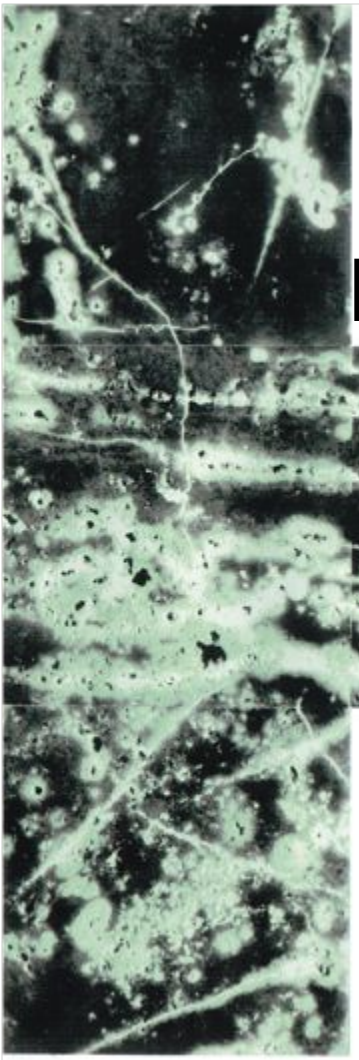
Рис. 14

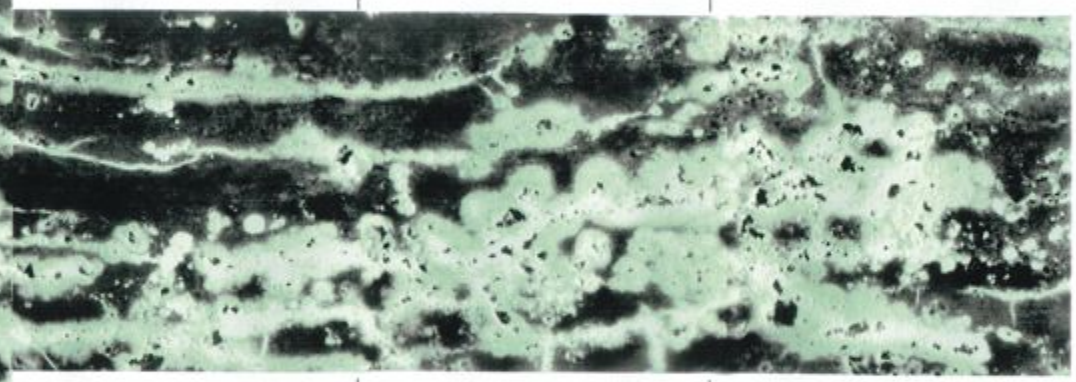
Развитие «вновь образованной кавернозности» в водорослевом известняке по системе трещин.

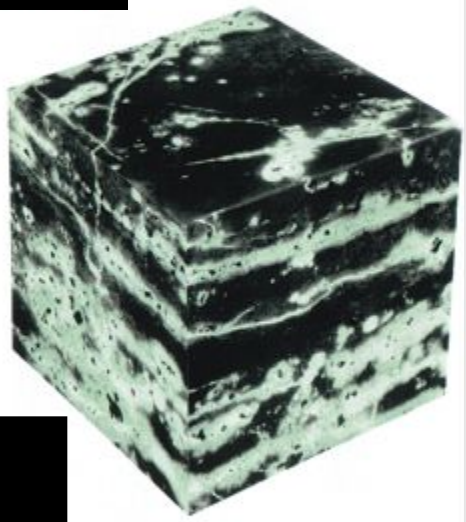
Нефтяное месторождение Северное-Хоседаю, скв.2, интервал 3066-3074м

Емкость пустот – 10.3%

Газопроницаемость по трем направлениям (мД): I-15.2; II-94.2; III-143.9.







Трещино-каверново-поровый коллектор

Емкость трещин – 0,9 %.

Поверхностная плотность трещин (см/см^2):

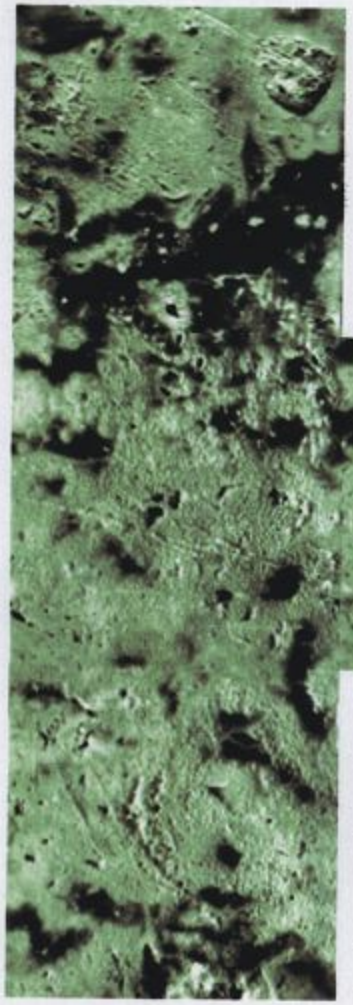
I	II	III	IV	V	VI	сред.
0,42	0,48	0,56	0,28	0,19	0,60	0,42

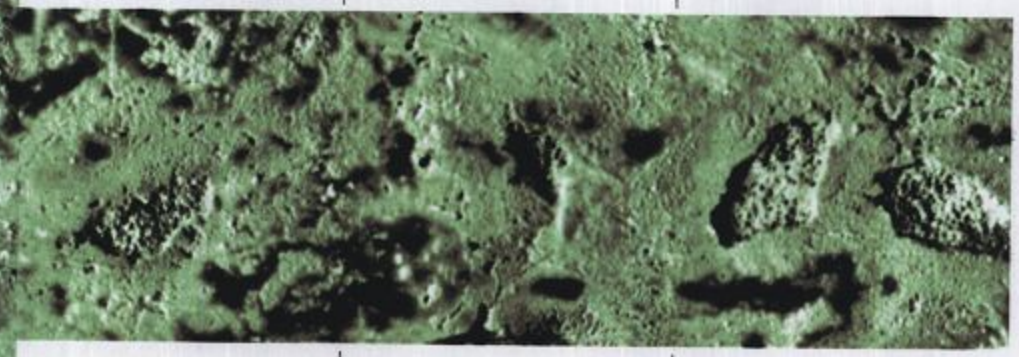
Раскрытость трещин (мкм):мин. – 7; макс. – 10; сред. – 7; фильт. – 7.

Рис. 15

Развитие «унаследованной кавернозности» в органогенном известняке.

Месторождение Жанажол (Прикаспий), скв.1, глубина 2959 м.
Пористость – 16.6%;
Газопроницаемость (мД): I-185.1; II-332.7; III-468.5.





Кавернозно-поровый тип коллектора
Пористо-кавернозный перекристаллизованый известняк
Емкость трещин – - %.
Поверхностная плотность трещин (см/см^2):

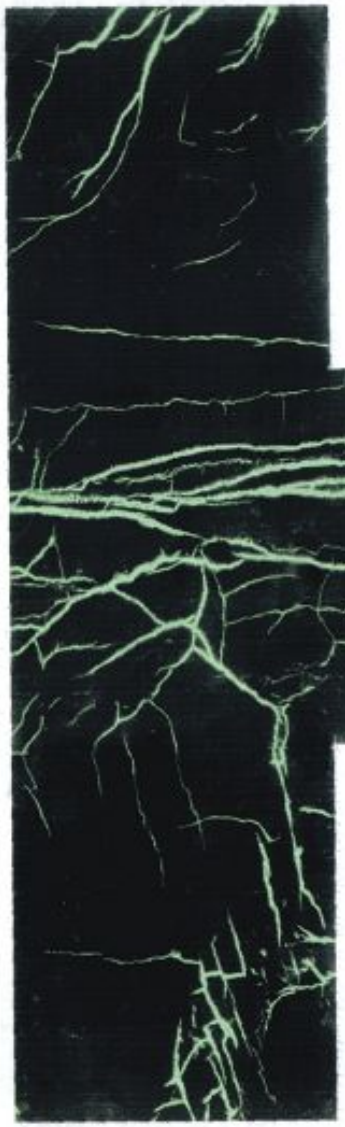
I	II	III	IV	V	VI	сред.
-	0,04	0,06	-	-	-	0,1

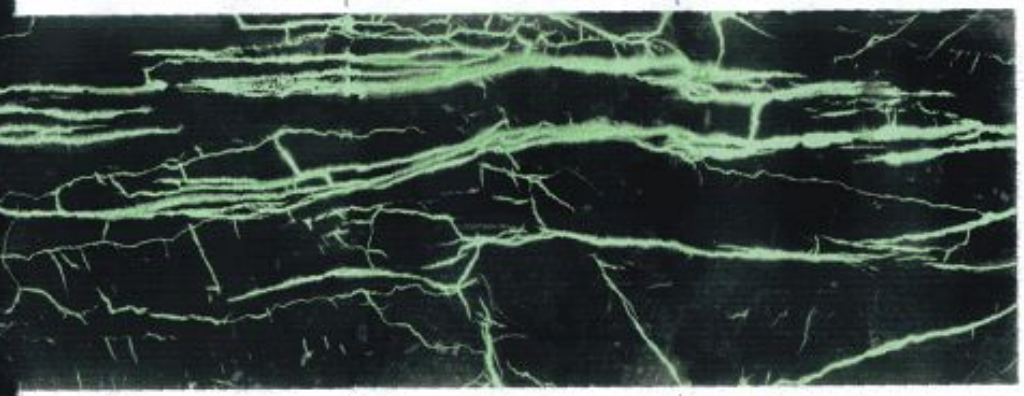
Раскрытость трещин (мкм):мин. – -; макс. – -; сред. – 5.0; фильт. – -.

Рис. 16

Морфология трещин в известняке после насыщения люминофором.

Астраханское газоконденсатное месторождение, скв.15, глуб. 4230м
Емкость трещин – 1.8%. Проницаемость (мД):I-0.02; II-1.2; III-1.1.
Преобладание тонких горизонтальных трещин, определяющих анизотропию проницаемости по направлениям.





Емкость трещин – 0,8 %.
Поверхностная плотность трещин (см/см^2):

I	II	III	IV	V	VI	сред.
0,5	1,72	1,4	1,6	1,28	0,4	0,98

Раскрытость трещин (мкм):мин. – 1.0; макс. – 15.0; сред. – 5.0; фильт. – 7.

Рис. 17

Рис. 18 Распределение поровых и сложных типов коллекторов в скв. 10 месторождение Карачаганак

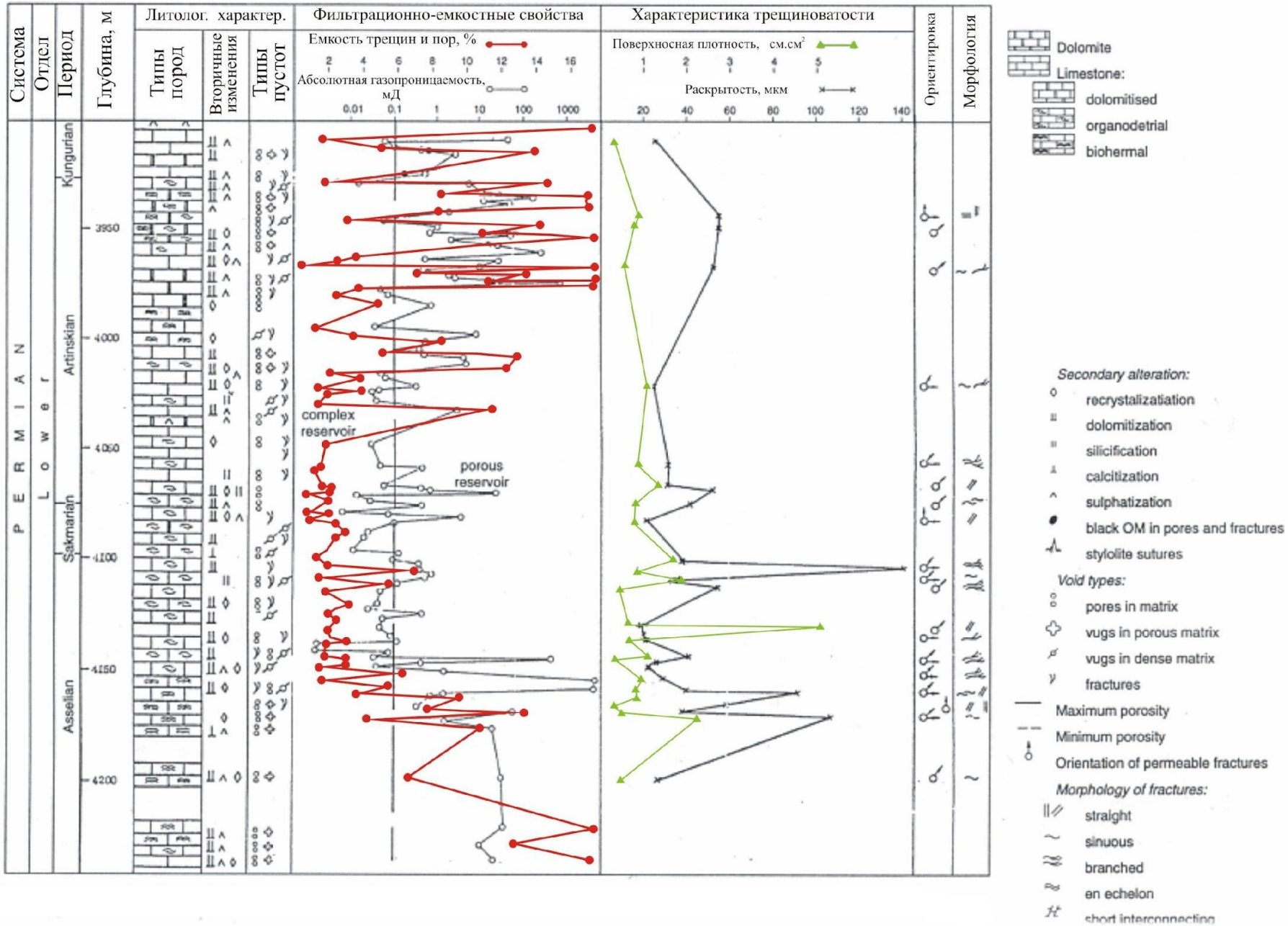
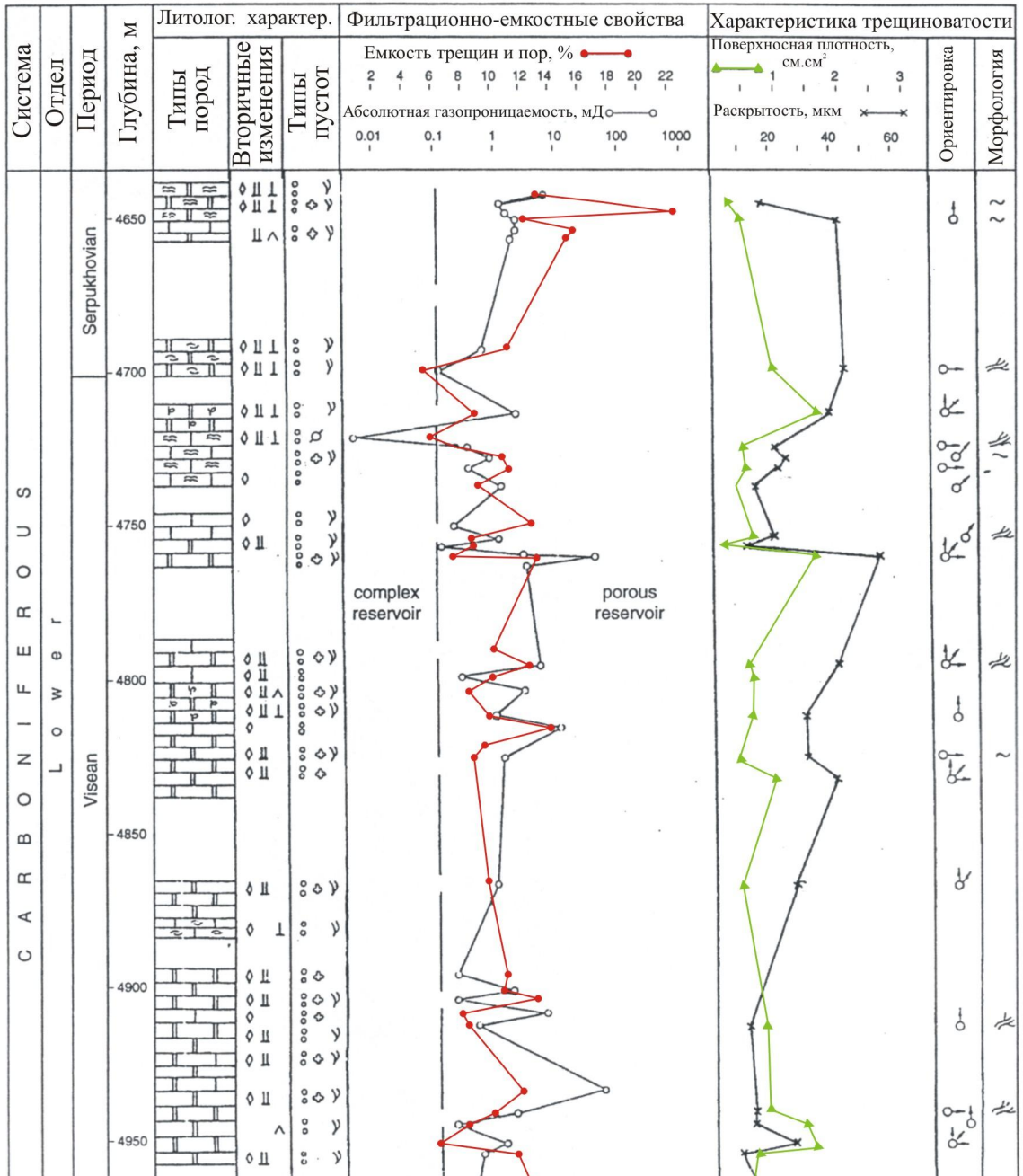
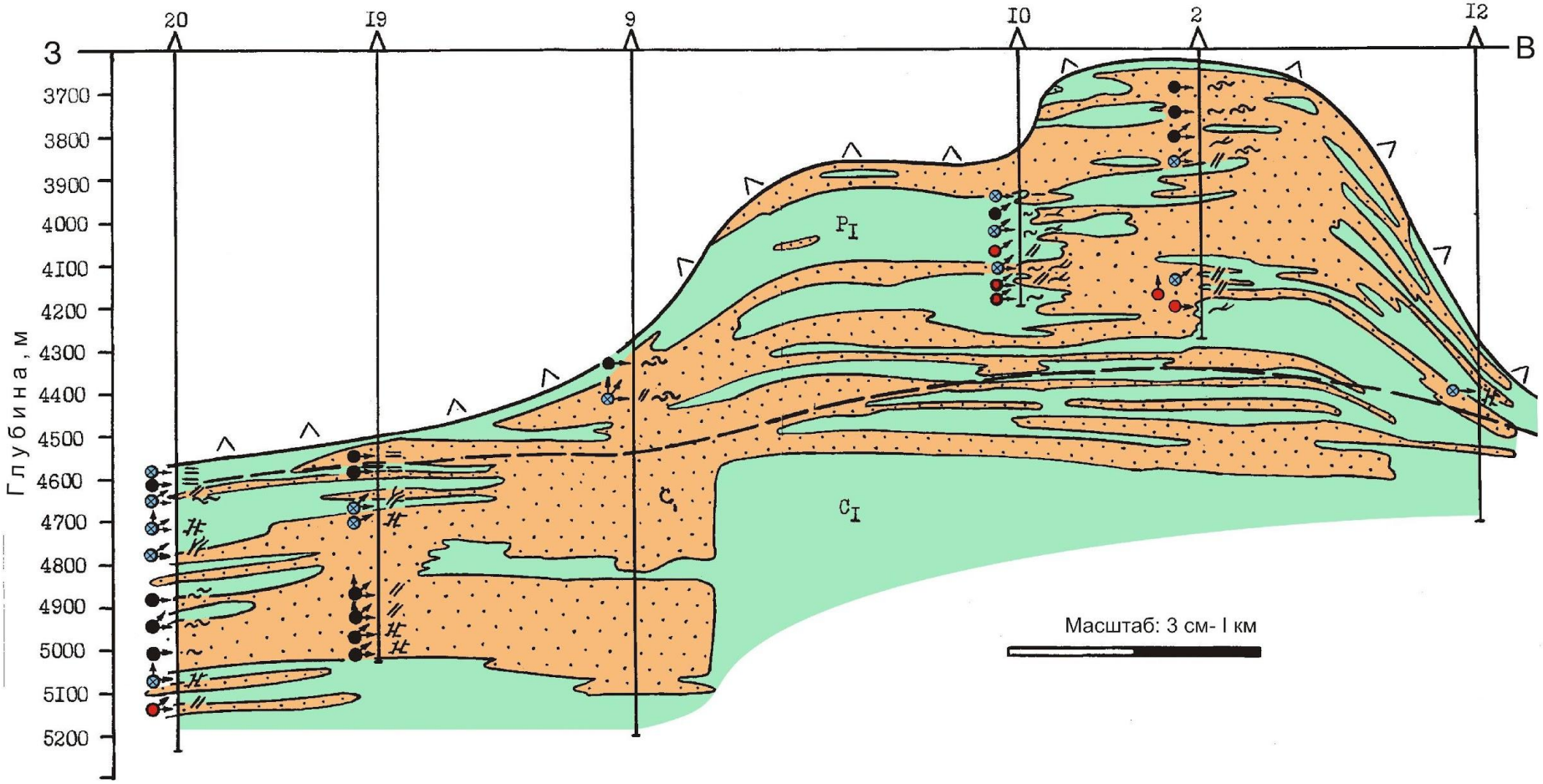


Рис. 19 Распределение порового типа коллектора в скв.16 месторождение Карачаганак



Изменение трещиноватости в поровых и сложных типах коллекторов в природном резервуаре. Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак.



Условные обозначения:

2 -Номер скважины, -Ангидриты, -Граница перми и карбона; -Ориентация трещин;

Тип коллектора: -Поровый, -Сложный;

Поверхносная плотность: - > 1,0 см/см², - > 0,5 - 1,0 см/см², - < 0,5 см/см²;

Рис. 20

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

Гр.	Кл	Абсолютная газопроницаемость, мД	Пористость открытая, %	Остаточная водонасыщенность, % к объему пор I	Остаточная водонасыщенность, % к объему пор II	Коэффициент нефтегазонасыщенности	Относительная газопроницаемость, мД	Тип и характеристика коллектора		Характеристика породы: состав	Характеристика породы: Текстура и структура	Характеристика породы: Генезис
А	I	1000-500	20-35	5	10	0,95-0,9	1-0,9	Каверново-поровый и поровый	Высокие: полезные емкость и фильтрационные свойства	Известняки	Биоморфные, органогенно-обломочные и комковатые породы , слабосцементированные (цемента до 10 %), рыхлая упаковка фрагментов, поры седиментационные, увеличенные унаследованным выщелачиванием до каверн, хорошая сообщаемость пустот, радиусы пор более 30 микрон.	Биогермные,биоморфные, органогенно обломочные
	II	500-300	16-30	10	15	0,9-0,85	0,95-0,8	поровый				
Б	III	300-100	15-28	12	22	0,88-0,78	0,95-0,9	поровый	Средние: полезная емкость и фильтрационные свойства	Известняки, доломиты и все переходные разности	Органогенно-детритовые, слабо перекристаллизованные, сравнительно сце-ментированные, цемента 10-20%. Тонко-, мелко- и среднезернистые породы, поры седиментационные и реликтовые, развитие мелкой кавернозности	Рифовые, шельфовые, органогенные, обломочные
	IV	100-50	12-25	16	30	0,84-0,7	0,9-0,75	поровый				
	V	50-10	12-25	20	38	0,8-0,62	0,75-0,5	поровый и трещинно-поровый				
В	VI	10-1	6-15	30	50	0,5-0,7	0,5-0,3	поровый	Низкая полезная емкость и низкие фильтрационные свойства		Пелитоморфно-микрозернистые, сгустковые и сгустково-детритовые, сильно перекристаллизованные породы с плохо различимыми форменными элементами вновь образованные изолированные пустоты в виде каверн и полостей расширения трещин, возможно, реликтово-седиментационные поры. Интенсивное развитие системы трещин.	Хемогенные, биохемогенные органогенные сильно измененные
		матрица	6-10	35	55	0,65-0,45	0,55-0,3	трещинно-поровый, порово-трещинный и трещинный				
		трещины 300-20	1-3	-		1,0						
	VII	1-0,1	2-5	100		матрица	0,2	преимущественно трещинный				
		300-20	1-3 1,5-4,5	- -		трещины 1,0 каверны	-	каверново-трещинный				

* Даны значения характерные для нефтяных (I) и газовых (II) месторождений

Отличительные черты карбонатных коллекторов порового типа

Величина абсолютной проницаемости колеблется от 1 до 1000 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: пористостью, 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 карбонатных коллекторов сложного типа.

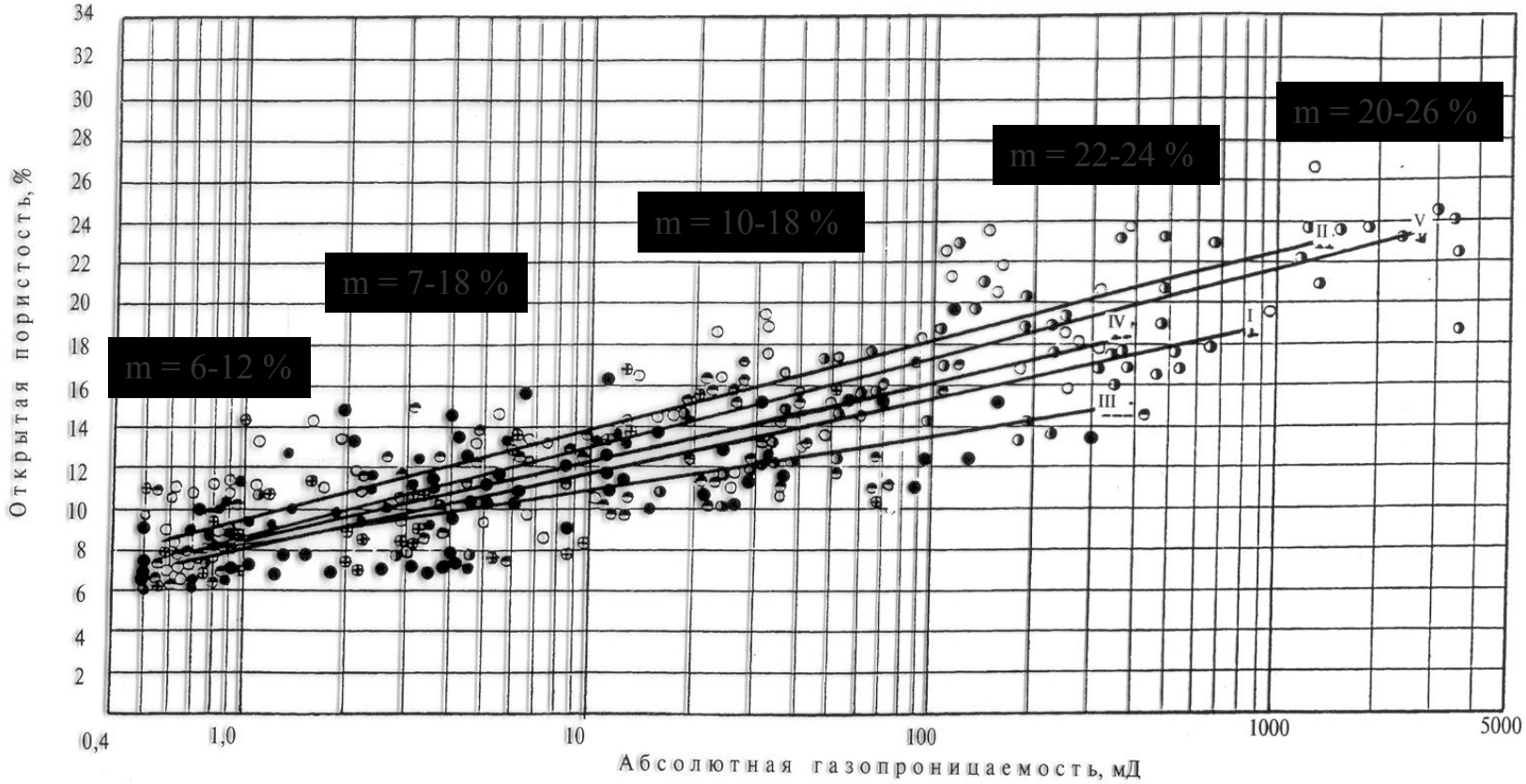
Абсолютная величина проницаемости измеряемая в лабораторных условиях, незначительна и определяется долями, реже единицами миллидарси. Благодаря развитию ориентированных трещин этим породам присуща сильная анизотропия проницаемости, именно поэтому фильтрационные свойства в перпендикулярном и параллельном 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 массивные обуславливают сообщаемость пластов и строение резервуаров.

Связанная вода отсутствует в трещинах и изолированных кавернах. В коллекторах сложного типа при низко пористой матрице 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, раскрытостью и ориетировкой трещин. 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.

Рис. 21 Соотношение пористости и проницаемости в коллекторах порового типа.

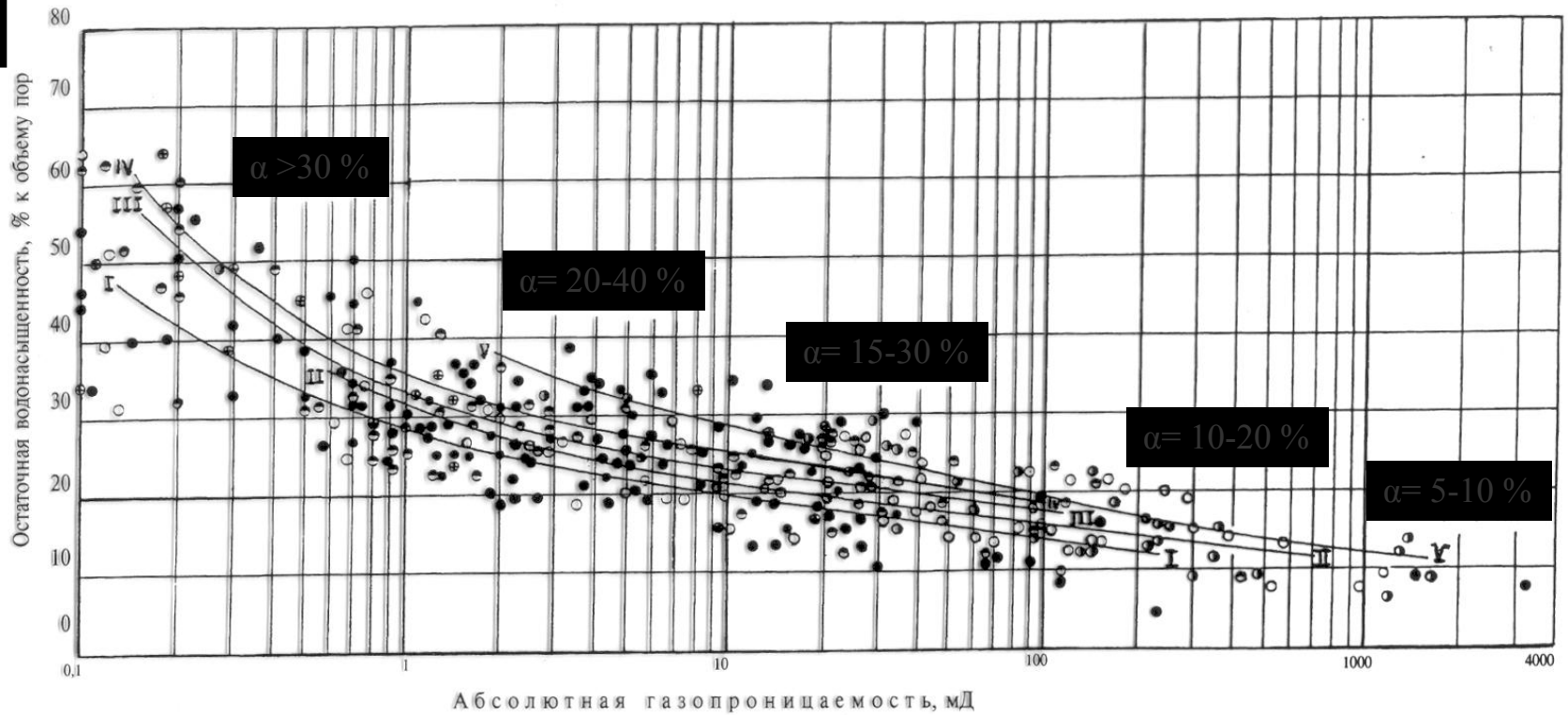


[redacted]

Месторождения: ●, – I Карачаганака; ○, II – Жанажол (КТ-I); ◓, III – Жанажол (КТ-II); ⊕, IV – Тенгиз; ◑, V – Северное Хоседаю.
m – диапазон изменения пористости, %

Соотношение остаточной водонасыщенности и абсолютной газопроницаемости в карбонатных породах-коллекторах порового типа

[redacted]



[redacted]

Месторождения: ●, I – Карачаганак; ○, II – Жанажол (КТ-I); ◐, III – Жанажол (КТ-II); ⊕, IV – Тенгиз; ◑, V – Северное Хоседаю.

α – пределы содержания остаточной воды в %

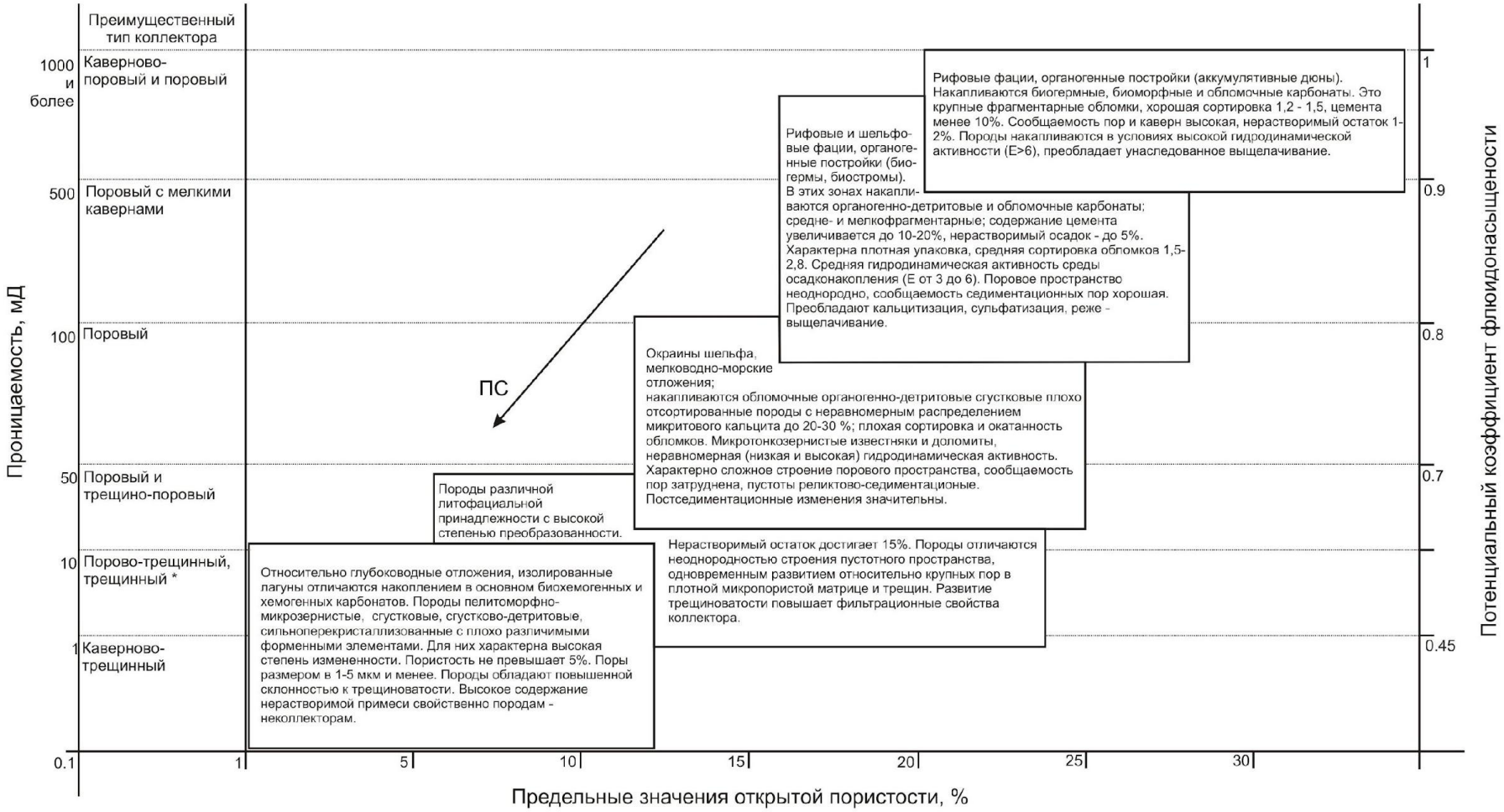
Сравнительная характеристика месторождений Прикаспийской впадины

Геологическая характеристика	Месторождения		
	Карачаганак	Жанажол	
Условия осадконакопления	Рифовый массив	Мелководный шельф	
Возраст отложений	Раннепермские – каменноугольные, P_1 - C	C – каменноугольные	
Тип залежи	Массивная,нефте-газоконденсатная, единое строение резервуара	Пластово-массивная, нефтегазоконденсатная (две карбонатные толщи)	
		КТ-I (верхняя)	КТ-II (нижняя)
Глубина залегания, м	3750 – 5360	2568(скв.19)–3264(скв.5)	3096(скв.62)–4511 (скв.3)
Состав пород	Известняки: преобладают биогермные,биоморфные, биоморфно-детритовые; доломиты: тонко-микрозернистые	Известняки: преобладают органогенные, (биоморфные, биоморфно-детритовые) доломиты замещения: тонко-мелкозернистые, известковые	Известняки: органогенно-обломочные, органогенно-детритовые, биоморфные
Постседиментацион-ные процессы	Перекристаллизация – сильная; доломитизация – сильная; выщелачивание – унаследованное и вновь образованное	Выщелачивание – сильное, унаследованное и вновь образованное; доломитизация – сильная; кальцитизация – умеренная	Кальцитизация – преобладает, перекристаллизация – средняя
Трещиноватость	Интенсивная, повсе-местная, трещины раз-личной ориентировки	Интенсивная; преобладает горизонтальная ориенти-ровка трещин, подчиненное значение – наклонная ориентировка	
Типы и классы коллекторов	Поровый (III-IV класс) реже каверново-поровый, сложный: трещинный, порово-каверново-трещинный	Каверново-поровый, поровый (I-II классы), сложный: каверново-трещинный, трещинный	Поровый (V-VI классы) сложный: порово-трещин-ный, трещинный
Характер пространст-венного распростране-	“Линзовидный”, “пятнистый”	Выдержанный пластовый	

Условия, влияющие на формирование коллекторов	
Благоприятные	**Неблагоприятные**
1. Фации	
бентогенные, рифовые и мелководного шельфа	хемогенные, биохемогенные, относительно глубоководные
2. Гидродинамическая активность	
высокая (E > 6)	низкая (E < 3)
А) Размеры форменных компонентов	
крупные и средние (> 0,5 мм)	мелкие (< 0,05 мм)
Б) Сортировка	
хорошая (< 2,5)	плохая (> 2,5)
3. Чистота карбонатного состава	
высокая (глины < 5%)	низкая (глины > 15%)
4. Преобладающий постседиментационный процесс	
растворение вынос материала, унаследо-ванное выщелачивание	минеральное заполнение, вновь образованное выщелачивание
доломитизация, перекристаллизация	
5. Строение порового пространства	
хорошая сообщаемость пустот и сохранение первично благоприятной структуры, средний радиус пор более 10 мкм	плохая сообщаемость пустот и уничтожение первичной структуры, средний радиус пор менее 1 мкм

Факторы контролирующие создание благоприятных условий для формирования зон высокоемких коллекторов

Бентогенные карбонатные формации	
Тектонический режим седиментационного бассейна	
благоприятные	неблагоприятные
1.Скорость накопления осадков	
большая	низкая
2. Экология и гидродинамика	
высокая чистота вод бассейна, теплые воды и нормальная соленость	высокая соленость и низкая температура вод, привнос кремнистого и терригенного материала
высокий энергетический потенциал E > 6	низкий энергетический потенциал E < 6
высокий темп роста организмов	медленное накопление биохемогенных и хемогенных отложений
3. Глубина бассейна	
небольшая	относительно глубоководные
повышенный биоценоз, рост каркасных форм	наличие высокомагнезиальных растворов
переотложение органогенных карбонатов	накопление первичных доломитов
4. Тектонический режим	
неоднократная смена знака движения, длительность перерывов в осадконакопле-нии	стабильное прогибание бассейна
5. Скорость и химизм движения подземных вод	
преобладание растворения и выноса материала	вторичное минеральное заполнение порового пространства
формирование высокоемких коллекторов	формирование сложных коллекторов
6. Заполнение ловушек углеводородами	
ранее	позднее
сохранение седиментационных признаков	образование пород-неколлекторов и локальных флюидоупоров



Принципиальная схема формирования карбонатных коллекторов в породах различной литофациальной принадлежности

ПС - направленность и интенсивность постседиментационных изменений, ухудшающих свойства коллекторов, возрастает.

* - В условиях интенсивной трещиноватости и активного выщелачивания в плотной матрице развивается вторичная пустотность и происходит увеличение емкости за счет каверн до 4.5-8%

Теоретической основой прогноза зон распространения высокоемких коллекторов служат нижеперечисленные условия. Они вытекают из особенностей, присущих именно карбонатным отложениям

- ранняя литификация (до погружения осадков на большие глубины), вследствие которой фактор гравитационного уплотнения не является решающим;
- первичная седиментационная неоднородность карбонатной толщи, определяющая неравномерное движение флюидов через пласты;
- склонность к трещинообразованию, обеспечивающая возникновение новых путей фильтрации флюидов, сообщаемость пористых интервалов и развитие коллекторов сложного типа.
- повышенная растворимость и селективность ее проявления, за счет воздействия которых формируются карстовые пустоты и каверны различного генезиса; изменение растворимости минералов в условиях повышенной температуры и давления;
- скорость движения и химический состав подземных вод, обусловливающие неоднозначную и избирательную растворимость компонентов магния или кальция и способствующие образованию пустот нового вида;
- неодинаковая смена направленности процесса растворения и осаждения минералов под влиянием термодинамических условий.