

ПРАВИТЕЛЬСТВО ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА — ЮГРЫ

ДЕПАРТАМЕНТ ПО НЕФТИ, ГАЗУ И МИНЕРАЛЬНЫМ РЕСУРСАМ ХМАО

ГУП ХМАО «НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА»

ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ХМАО

*Седьмая
научно-практическая конференция*

Том 3

Под редакцией

КАРАСЕВА В.И. — кандидата экономических наук,

АХПАТЕЛОВА Э.А. — кандидата технических наук,

ВОЛКОВА В.А. — кандидата геолого-минералогических наук

Ханты-Мансийск
Издательский Дом «ИздатНаукаСервис»
2004

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ПРОЦЕССОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТА ЮВ₁ ПОКАМАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С БУРОВЫМ РАСТВОРОМ И РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ ВОД, ИСПОЛЪЗУЕМЫМИ ДЛЯ ППД

М.Ю. Зубков, О.И. Дерягина
(ООО «Сибгеоцентр»), А.И. Чуйко
(АО НГК «Славнефть») А.П. Рязанов,
В.В. Инюшин (ОАО «Славнефть-Мегион-
нефтегаз»)

В процессе разработки пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения наблюдается резкое уменьшение дебитов продукции из добывающих скважин при появлении в ее составе водной фазы. Наблюдаемое явление может быть объяснено несколькими причинами. Во-первых, изменением фазовой проницаемости нефти и воды по мере изменения величины текущей водонасыщенности продуктивного пласта, что может привести к росту фильтрационного сопротивления в породах-коллекторах по мере увеличения степени обводнения добываемого продукта. Во-вторых, нельзя исключать возможность образования водонефтяных эмульсий в прискважинной зоне или даже непосредственно в пласте. Действительно, вязкость эмульсии может кратно и даже на порядок превосходить вязкость исходных систем. Увеличение вязкости флюида приводит к двойному эффекту: уменьшению расхода жидкости через поровые каналы при том же градиенте давления и уменьшению доли поровых каналов, где градиенты сдвига меньше градиента давления, то есть к дополнительному уменьшению расхода за счет отключения части пор.

Возможны также и другие причины, приводящие к резкому уменьшению дебитов скважин:

- разбухание глинистого цемента в коллекторах;
- несовместимость системы: нагнетаемая вода — порода-коллектор — нефть, приводящая к отложению органических и неорганических соединений, солей в поровом пространстве;
- закупорка пор механическими примесями, присутствующими в воде, используемой для ППД.

Все это ведет к изменению гидродинамической и энергетической структуры запасов либо в объеме продуктивного пласта, либо в призабойной зоне.

С целью выделения главных причин, влияющих на фильтрационные свойства продуктивного пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения в процессе его разработки, а также установления причин, обуславливающих быстрое обводнение продукции и резкое снижение дебитов добывающих скважин, проведен комплекс специальных исследований керна, бурового раствора и различных типов вод, используемых для целей ППД. Кроме того, проведены эксперименты с целью опре-

деления коэффициентов вытеснения нефти различными типами вод и фазовых проницаемостей по нефти и тех же типов вод.

Литолого-петрофизические исследования пород-коллекторов, входящих в состав пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения, позволили с известной долей условности выделить в них три основных класса:

I — высокопроницаемые, с довольно высокой пористостью слабоалевритистые с невысоким содержанием глинистого и карбонатного цемента мелкозернистые песчаники, имеющие открытую пористость 20.5—21.5% и абсолютную проницаемость 100—200 мД (табл. 1);

II — пористые со средними по величине значениями проницаемости алевритистые мелкозернистые песчаники, имеющие проницаемость 30—80 мД и открытую пористость 19.0—20.4%

III — низкопроницаемые с невысокой открытой пористостью сильно алевритистые, глинистые, слабокарбонатные мелкозернистые песчаники или песчаные крупнозернистые алевролиты, имеющие абсолютную проницаемость 4—16 мД и открытую пористость 15.4—18.5% (см. табл. 1).

Таблица 1

Усредненная литолого-петрофизическая характеристика различных классов пород-коллекторов, входящих в состав пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения

Класс коллектора	Литология	Кпр, мД	Кп, %	Кпэф, %	Кво, %	Содержание карбонатов, %	Содержание глины, %	Гс, %	ССО, %	К, %	Хл, %
I	Песчаник м/з	100-200	20.5-21.5	15.5-16.8	20.5-23.5	0-7	5-7	1-2	0-1	3-5	0-0
II	Песчаник м/з алевритистый	30-80	19.0-20.4	14.0-15.2	24.8-29.8	0-9	8-9	2-3	0-1	4-6	0-1
III	Песчаник м/з сильно алевритистый; алевролит к/з песчаный	4-16	15.4-18.5	8.5-12.0	35.0-44.8	0-6	9-15	3-4	1-2	6-9	1-2

Сравнение минералогического состава выделенных классов пород-коллекторов показало, что обломочная их часть сложена, главным образом, зернами кварца и полевых шпатов с небольшой примесью обломков метаморфических пород, представленных различными типами кремнистых сланцев и кварцитов. Цемент обычно имеет глинистый, реже карбонатный состав. Причем среди глинистых минералов доминирует каолинит. Гидрослюда присутствует в подчиненном количестве, а хлорит и смешанослойные образования (ССО) — в виде примеси. Следует обратить внимание на то, что по мере ухудшения фильтрационно-емкостных свойств наблюдается не только увеличение содержания глинистых минералов, но и изменяется их соотношение — отмечается увеличение доли хлорита и, что особенно важно, растет содержание ССО (см. табл.1).

Анализ фотографий прокрашенных смолой петрографических шлифов показал, что если в породах-коллекторах, относящихся к I классу, большое количество пор имеет крупные размеры, причем они «чистые», то есть в них обычно отсутствует глинистый или иной материал, то в породах-коллекторах II и особенно III класса размеры пор заметно меньше и основная их часть занята глинистым цементом (рис. 1).

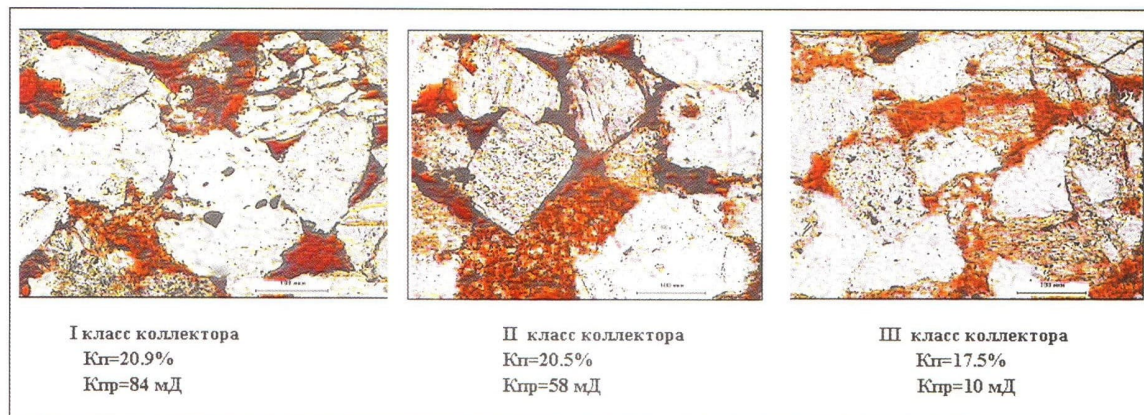


Рис. 1. Фотографии прокрашенных смолой петрографических шлифов, изготовленных из образцов пород-коллекторов различных классов

В породах-коллекторах I и II классов широко развиты процессы растворения и регенерации вследствие чего, с одной стороны, образуется вторичная емкость, а с другой, напротив, возникают уплотненные участки (см. рис. 1). Чаще всего регенерации подвержены обломки кварца и альбита (рис. 2 а, б, в). В породах-коллекторах III класса регенерация развита слабо, зато отмечаются ограниченные кристаллы порового эпигенетического кальцита (см. рис. 2 г).

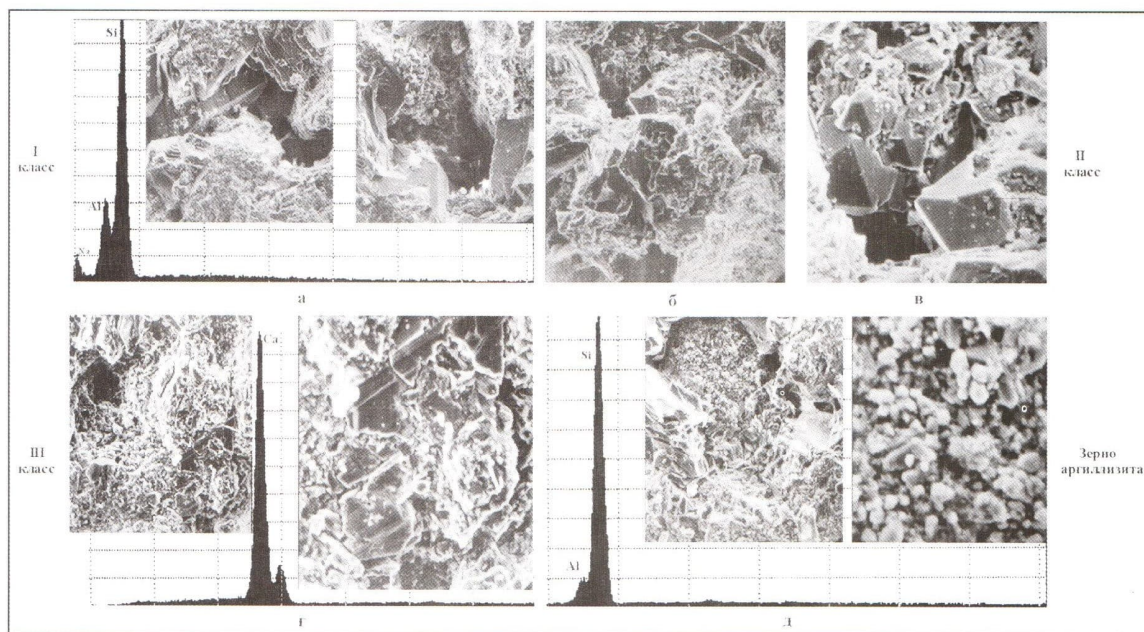


Рис. 2. Структура порового пространства различных классов пород-коллекторов: а — поры с регенерированными обломочными зернами альбита и агрегатами эпигенетического каолинита, под левым снимком приведен элементный спектр, полученный с регенерированного кристалла альбита, увеличено в 100 и 350 раз; б, в — пора с регенерированными и новообразованными кристаллами кварца, увеличено в 100 и 300 раз; г — пора, заполненная аргиллизитом и кальцитом, внизу под снимком приведен элементный спектр порового кальцита, увеличено в 150 и 330 раз; д — аргиллизированное зерно, под левым снимком расположен элементный спектр, полученный с площади этого зерна, увеличено в 130 и 750 раз

Обнаружено также присутствие своеобразных новообразованных минеральных агрегатов, замещающих исходные обломочные зерна, напоминающих псевдоморфозы, названные нами аргиллизитами. Эти агрегаты, скорее всего, образовались в эпигенезе по неустойчивым в пластовых условиях обломочным зернам минералов или пород. Аргиллизитами они названы потому, что сложены очень мелкими зернами или кристалликами различных минералов, которые из-за маленького размера попадают в глинистую фракцию (рис. 2 д). В этих агрегатах содержится остаточная вода, поэтому при прочих равных условиях, чем больше их концентрация в породе, тем выше значение остаточной водонасыщенности.

Несомненный интерес представляют данные о структуре порового пространства пород-коллекторов различных классов, так как именно распределение пор по размерам главным образом определяет их фильтрационные свойства.

В породах-коллекторах I класса преобладают поры и соединяющие их каналы, имеющие радиус 27—83 мкм, причем фильтрация в них осуществляется через каналы, имеющие тот же размер и больше 83 мкм (рис. 3а).

В породах-коллекторах II класса наряду с самыми мелкими порами, в которых содержится связанная вода, преобладают поры и связывающие их каналы, имеющие радиус от 3 до 83 мкм, причем больше всего каналов, имеющих радиус 3—13 мкм (см. рис. 3 б). Основной вклад в фильтрацию осуществляют каналы, имеющие радиус от 13 до 83 мкм.

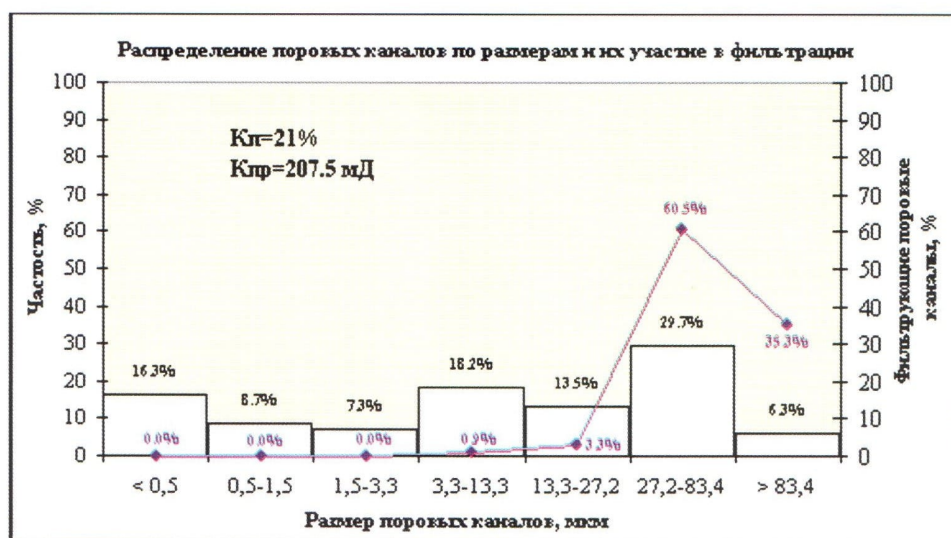
В породах-коллекторах III класса преобладают две группы пор и соединяющих их каналов, имеющих самые маленькие размеры (менее 0.5 мкм) и средние — от 3 до 13 мкм, через которые и осуществляется практически вся фильтрация флюидов в этом образце (рис. 3 в).

Анализ результатов определения химического состава различных типов вод и бурового раствора показал, что пластовая и подтоварная воды имеют близкий состав, а сеноманская вода заметно отличается от них. В ней гораздо меньше гидрокарбонат-иона, калия, кремнезема, заметно больше йода, магния, выше концентрация кальция (табл. 2).

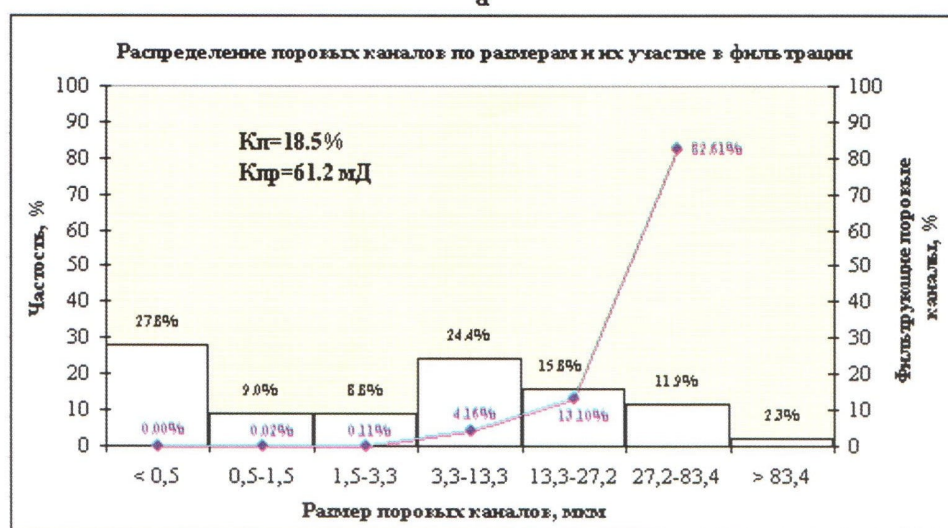
Фильтрат бурового раствора представляет собой пресную воду, в которой однако отмечается очень высокая концентрация гидрокарбонат-иона, а также отмечается присутствие карбонат-иона (см. табл. 2). По этой причине при смешении фильтрата бурового раствора с пластовой водой не исключено образование кальцита, а с сеноманской — и доломита.

Анализ содержания взвешенных частиц или механических примесей в различных типах вод показал, что в пластовой воде их меньше всего (около 0.9 мг/л), а самое высокое содержание взвешенных частиц в подтоварной воде (240 мг/л), табл. 2. В этом же типе воды отмечается самый широкий спектр мехпримесей по размерам — от первых микрон до 0.11 мм (рис. 4б). Следует обратить внимание на то, что максимальное содержание во всех типах вод и в буровом растворе приходится на мелкие частицы, имеющие диаметр от 9—12 мкм в буровом растворе до 14—18 мкм в сеноманской воде (рис. 4 а, в).

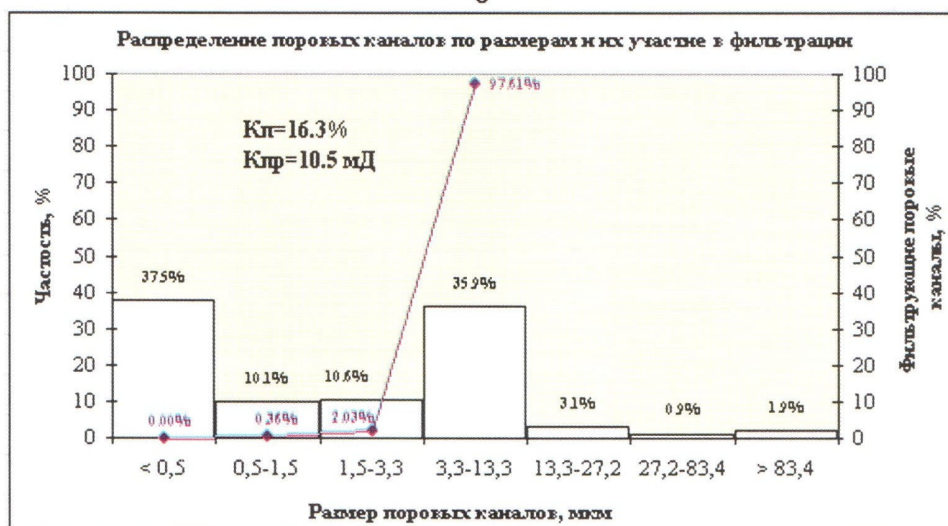
На самом деле глинистые частицы, находящиеся в буровом растворе, имеют гораздо меньшие размеры, чем те, что дали результаты анализа, проведенного с помощью счетчика Культера (см. рис. 4 в).



I
КЛАСС



II
КЛАСС



III
КЛАСС

Рис. 3. Порометрические характеристики различных классов пород-коллекторов пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения: а — I класс, Кп = 21%, Кпр = 207.5 мД; б — II класс, Кп = 18.5%, Кпр = 61.2 мД; в — III класс, Кп = 16.3%, Кпр = 10.5 мД

Результаты химического анализа различных типов вод и бурового раствора (мг/дм³)

№ п/п	Тип воды	Анионы						Катионы				PH	SiO ₂	B	Минерализация	Взвешенные вещества
		CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	NO ₂ ⁻	F ⁻	Br ⁻	I ⁻	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	NH ₄ ⁺		
1	Пластовая (ЮВ ₁)	н/обн	1403	14893	н/обн	н/обн	1.6	62.51	4.25	9600	130	442	40	52.5	26621	0.885
2	Сеноман	н/обн	183	12234	н/обн	н/обн	0.7	48.94	13.76	7200	50	500	117	30	20331	102
3	Подтоварная	н/обн	1098	16312	н/обн	н/обн	1.5	62.24	5.48	10005	130	420	61	75	28069	240
4	Фильтрат бурового раствора	6	2379	33.6	н/обн	н/обн	-	-	-	1000	25.5	100	17	-	3616	-

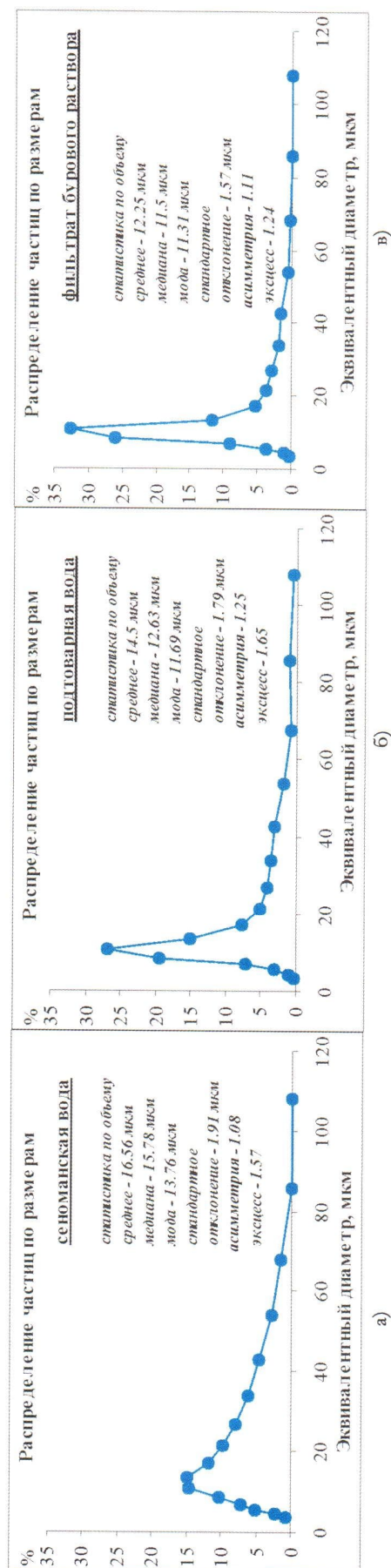


Рис. 4. Фракционный состав механических примесей, присутствующих в различных типах вод и фильтрате бурового раствора, а — распределение частиц по размерам механических примесей, отобранных из сеноманской воды (КНС-1), б — распределение частиц по размерам механических примесей, отобранных из подтоварной воды (ДНС-1), в — распределение глинистых частиц бентонита, присутствующих в буровом растворе

Этот феномен объясняется тем, что глинистые частицы в буровом растворе присутствуют в виде прочных коллоидных агрегатов, которые даже под действием ультразвука не разрушились до отдельных глинистых частиц. Поэтому полученные данные по распределению частиц взвешенного вещества по размерам в буровом растворе характеризуют размеры и содержание коллоидных глинистых агрегатов в буровом растворе.

Сопоставление размеров каналов в породах-коллекторах различных классов и диаметра взвешенных частиц, содержащихся в подтоварной и сеноманской воде, показало, что они в основном перекрывают друг друга. Однако подавляющее большинство взвешенных частиц имеет эквивалентные диаметры, близкие по величине к поровым каналам средних размеров, которые являются основными фильтрующими элементами в самых низкопроницаемых породах-коллекторах (III класс). Поэтому использование для ППД неочищенных подтоварных и сеноманских вод окажет максимально негативное влияние на проницаемость пород-коллекторов III класса, имеющих самые низкие фильтрационно-емкостные свойства (см. рис. 3 и 4).

Изучение вещественного состава взвешенных частиц в различных типах вод показало, что в пластовой воде они представлены, главным образом, асфальтосмолистыми образованиями и, вероятно, парафинами (рис. 5 а, б).

В сеноманской воде мехпримеси — это обломочные зерна преимущественно мелкоалевритовой размерности, которые, скорее всего, выносятся из пласта вместе с водой. Действительно, они в подавляющем большинстве имеют кварц-полевошпатовый состав (рис. 5 в, г).

Состав мехпримесей в подтоварной воде резко отличается от таковых, рассмотренных ранее. Взвешенные частицы, содержащиеся в подтоварной воде, представлены преимущественно хемогенными отложениями: карбонатами кальция и бария, агрегатами кремнекислоты, окислами и гидроокислами железа, иногда покрытыми пленками галита (рис. 5 д-з).

Исследование влияния минерализации различных типов вод на проницаемость моделей пласта, составленных из образцов пород-коллекторов различных классов, показало, что самые высокопроницаемые коллекторы сохраняют первоначальную проницаемость независимо от типа прокачиваемых через них вод (табл. 3).

Таблица 3

Влияние минерализации прокачиваемых вод на проницаемость пород-коллекторов
Покамасовского месторождения

Номер опыта/ко- личество образцов	Средняя пористость, Кп, %	Средняя про- ницаемость, Кпр, мД	Относительная проницаемость, %			
			Пластовая вода, С=26,62 г/л	Подтоварная вода, С=28,06 г/л	Сеноман- ская вода, С=20,33 г/л	Фильтрат бурового рас- твора, С=3,62 г/л
1/6	20.0	233.7	100	100	100	-
2/6	18.6	52.3	100	87.5	87.5	-
3/6	17.1	22.1	100	54.5	50.0	-
4/5	19.8	125.5	100	-	-	87.5
5/5	16.4	14.4	100	-	-	26.3

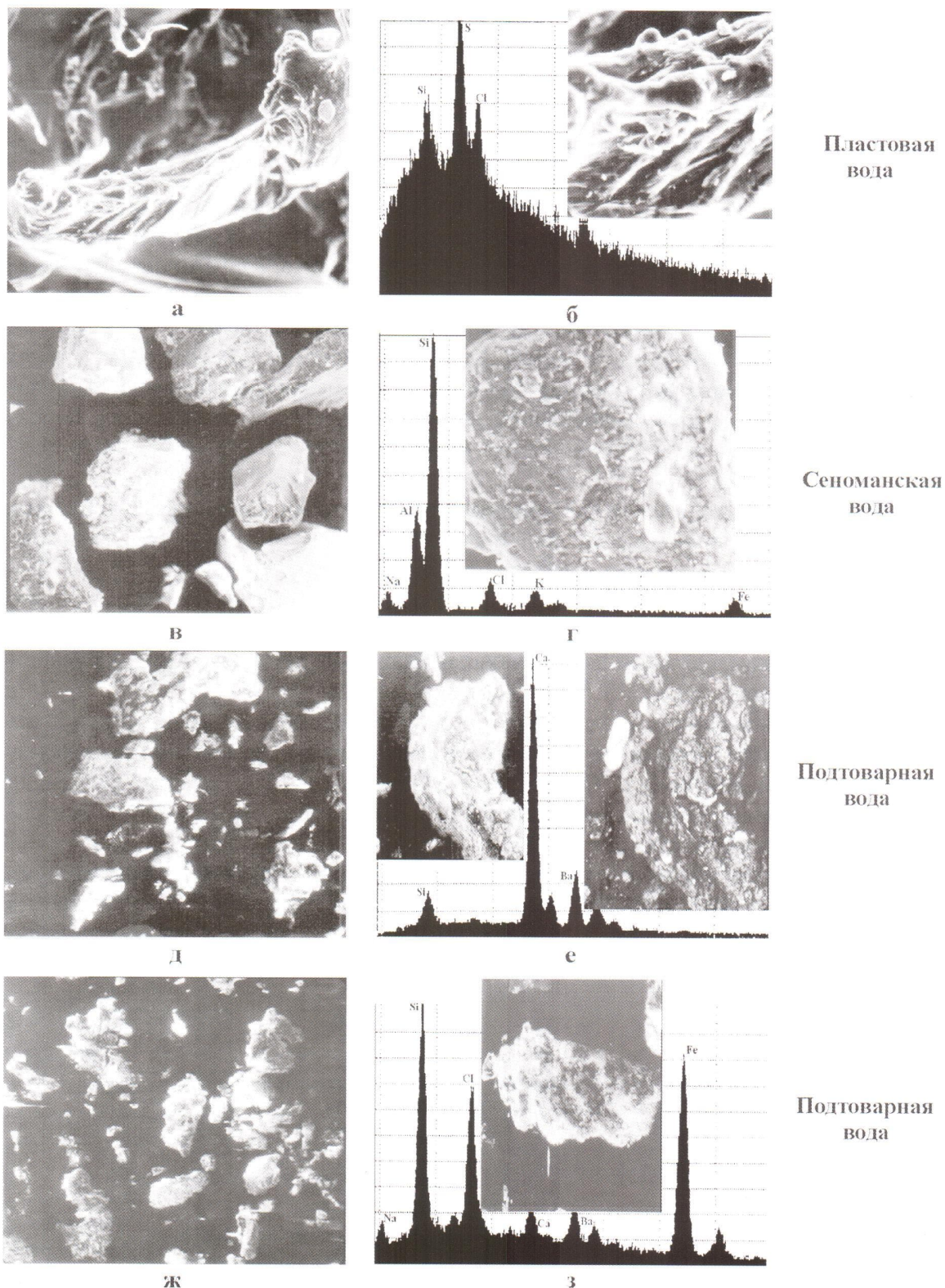


Рис. 5. Морфология частиц мехпримесей, извлеченных из: а, б — пластовой воды (ЮВ1) и представленных нефтепродуктом, под снимком — б приведен элементный спектр, полученный с этой частицы, увеличено в 150 и 600 раз; в, г — сеноманской воды, под снимком — г приведен элементный спектр обломка, увеличено в 300 и 1000 раз; д — з — подтоварной воды, е — слева частица, снятая в режиме КОМПО, под снимком приведен ее элементный спектр, увеличено д, е в 100 и 300 раз, з — увеличенный фрагмент центральной части снимка ж, под ним приведен элементный спектр, увеличено в 100 и 400 раз

Различия в проницаемости пород-коллекторов при использовании вод того или иного состава начинают сказываться на моделях II класса пород-коллекторов, и максимальные изменения в проницаемости отмечаются для самых низкопроницаемых моделей (III класс пород-коллекторов). Причем самое значительное влияние на низкопроницаемые коллекторы оказывает фильтрат бурового раствора (см. табл. 3).

Выявленные закономерности объясняются тем, что, как отмечалось выше, по мере ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов в их составе увеличивается содержание ССО, в которые входят набухающие (монтмориллонитовые) пакеты (см. табл. 1).

Таким образом, чем хуже коллектор, тем значительнее влияние на его проницаемость оказывает снижение минерализации закачиваемой в него воды.

Сопоставление кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, полученных для разных классов пород-коллекторов и различных типов вод, показало, что они имеют схожую форму для близких по проницаемости образцов (рис. 6).

По мере уменьшения абсолютной проницаемости образцов наблюдается прогрессирующее снижение и их фазовых проницаемостей по нефти и воде. Кроме того, отчетливо прослеживается увеличение степени гидрофобности образцов, используемых в моделях пласта ЮВ₁ в направлении увеличения их проницаемости (см. рис. 6).

На основе полученных данных о фазовых проницаемостях выделенных классов пород-коллекторов с различными типами вод построены графики, отражающие зависимость фильтрационного сопротивления моделей обсуждаемых классов пород-коллекторов от степени обводненности продукции (рис. 7).

Наблюдается закономерное увеличение величины фильтрационного сопротивления по мере обводнения добываемой продукции, причем тем больше, чем хуже фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Уменьшение фильтрационного сопротивления отмечается лишь при обводнении добываемой продукции более чем на 80% (см. рис. 7). Таким образом, основная причина снижения притоков жидкости из скважин при обводнении продукции, вероятно, — резкий рост фильтрационного сопротивления, выявленный на основе анализа результатов проведения экспериментов по определению фазовых проницаемостей различных классов пород-коллекторов по нефти и воде.

Анализ функций Баклея-Леверетта, полученных на основе проведенных экспериментов по определению фазовых проницаемостей по нефти и различным типам вод, показал, что основной объем нефти добывается на первых этапах разработки до момента обводнения продукции на 20% (рис. 8). На этом этапе добывается приблизительно от 40 до 65% всего извлекаемого объема нефти. Затем наступает длительный период очень медленного вытеснения нефти водой (интервал от 20 до 80% воды в продукции). Этот феномен объясняется тем, что рассматриваемым этапам разработки соответствуют максимальные значения фильтрационного сопротивления (см. рис. 7). В этот этап из пласта извлекается всего 16—27% всего объема содержащейся в нем подвижной нефти (см. рис. 8).

Наконец, на самом последнем этапе разработки при содержании в составе продукции воды более 80% вновь отмечается увеличение темпа извлечения нефти. На этом заключительном этапе извлекается порядка 20—40% от всего объема подвижной нефти (см. рис. 8).

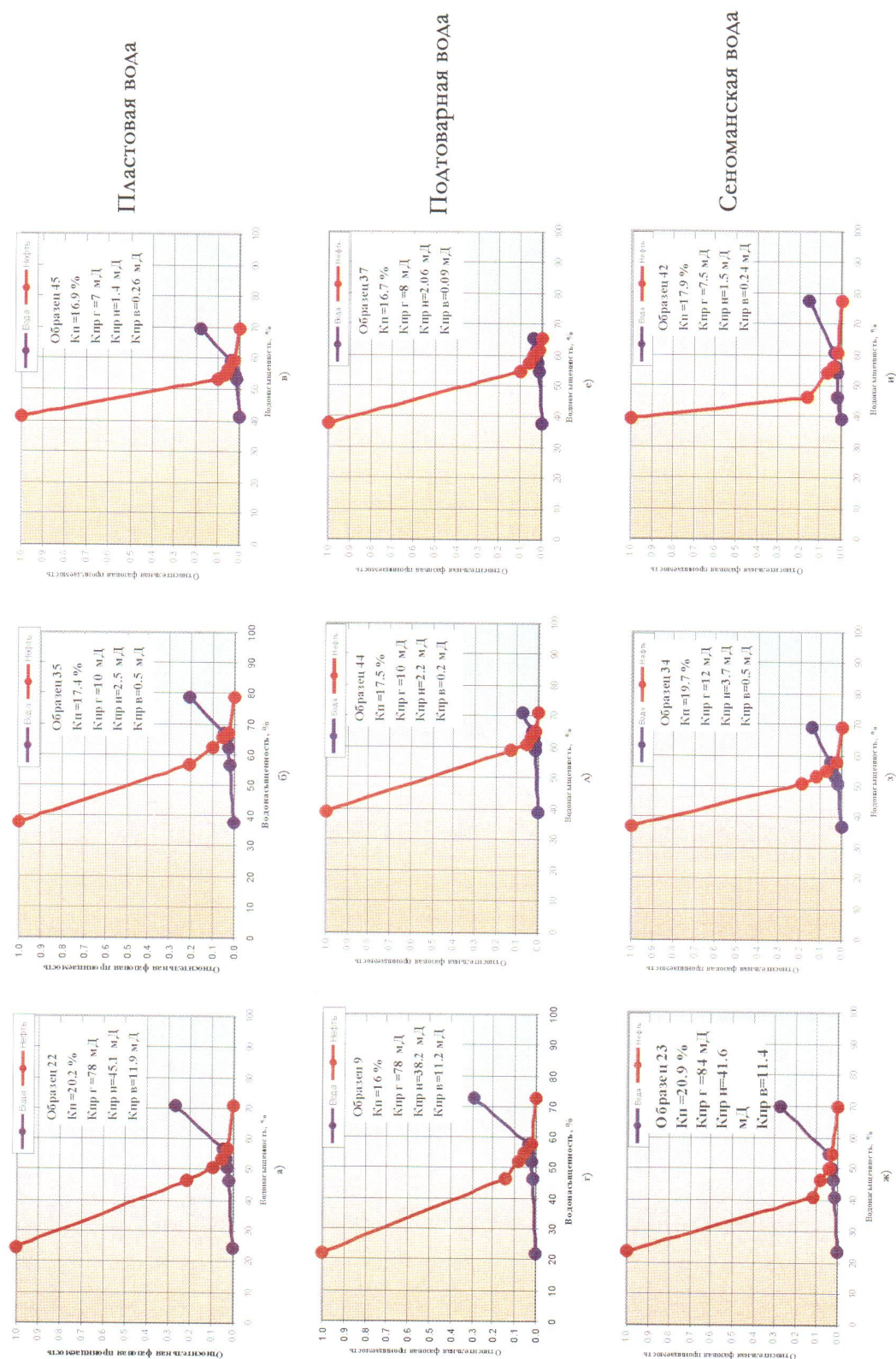


Рис. 6. Кривые относительных фазовых проницаемостей по нефти и различным типам вод, построенных для основных классов пород-коллекторов пласта ЮВ₁ Показовского месторождения (скв. 19-Р)

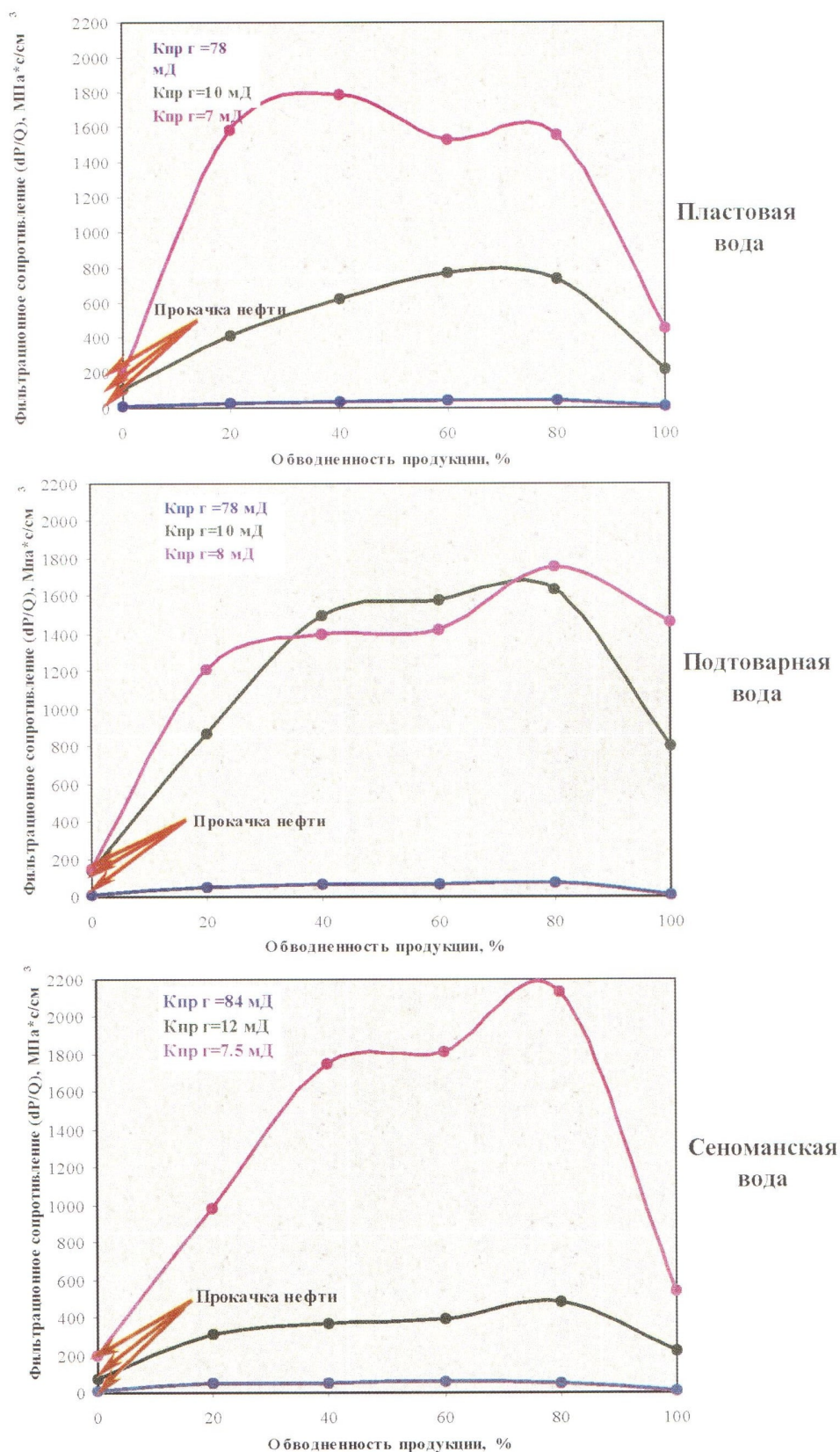


Рис. 7. Изменение фильтрационного сопротивления различных классов пород-коллекторов пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения в зависимости от величины обводненности продукции и типа воды

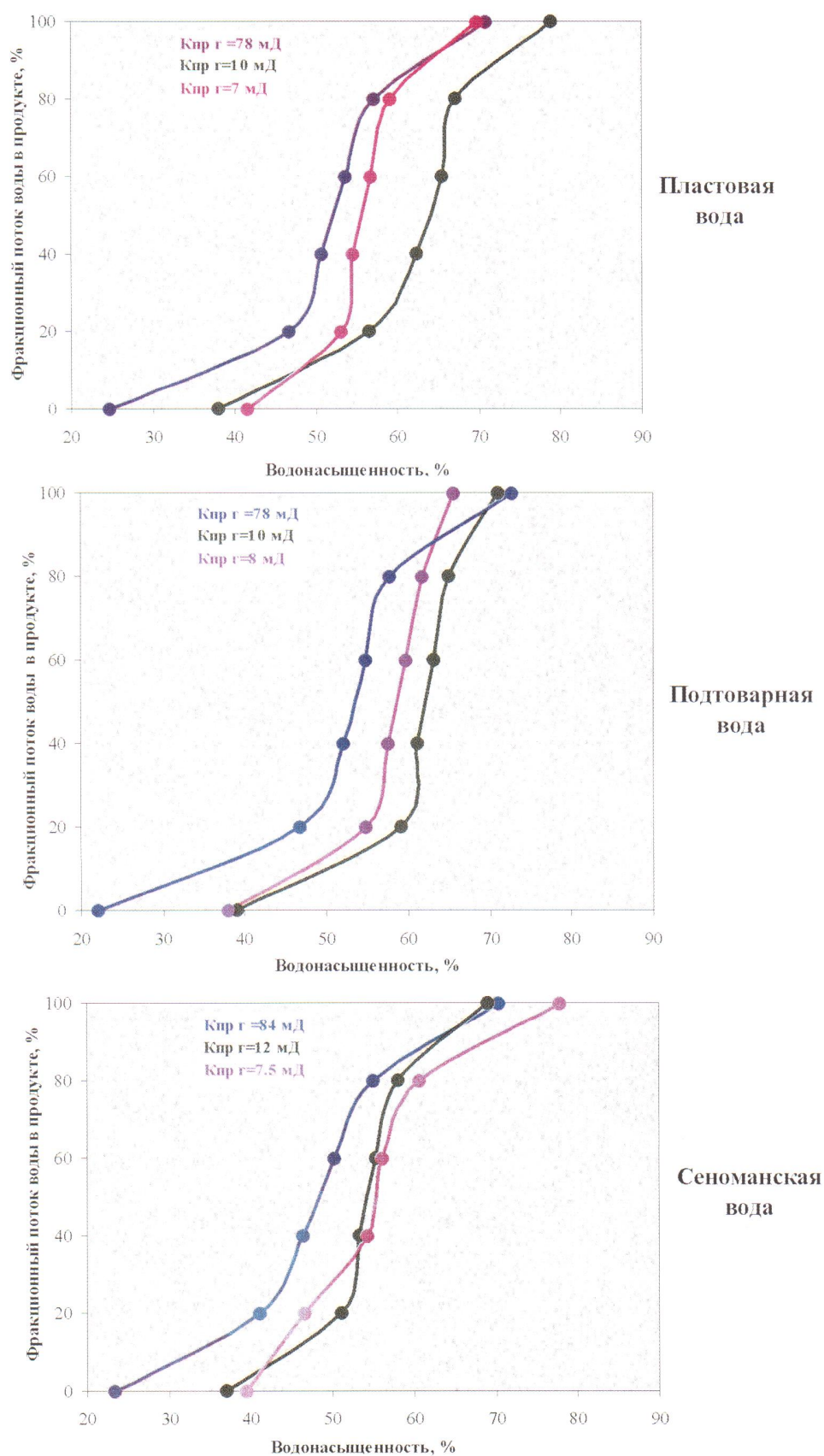


Рис. 8. Функции Баклея-Левретта, полученные для различных классов пород-коллекторов пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения при использовании трех типов воды

Результаты определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения на образцах Покамасовского месторождения

№ п/п	Пористость, Кп, %	Проницаемость, Кпр, мД	Начальная нефтенасыщенность, Кнн, %	Остаточная нефтенасыщенность, Кон, %	Коэффициент вытеснения	Линейная скорость, Vлин, м/сут	Объем прокачки, Vпор	Вязкость модели нефти, сП
<i>вытесняющий агент - сеноманская вода</i>								
1	16.2	12.2	65.5	27.6	0.529	1.18	7.50	0.91
2	17.0	12.2	63.5	27.9	0.561	1.18	7.50	0.91
3	17.6	11.0	60.7	25.2	0.585	1.18	7.50	0.91
4	16.3	10.8	62.5	30.0	0.520	1.18	7.50	0.91
5	15.2	9.7	65.9	34.1	0.483	1.18	7.50	0.91
6	17.2	9.5	60.9	29.9	0.509	1.18	7.50	0.91
7	16.2	8.3	59.4	25.4	0.572	1.53	9.65	0.91
8	16.0	8.1	59.3	28.1	0.526	1.53	9.65	0.91
среднее значение					0.536			
9	15.6	7.8	59.5	29.6	0.503	1.53	9.65	0.91
10	15.7	7.6	58.3	32.9	0.436	1.53	9.65	0.91
11	14.6	6.4	58.2	31.9	0.452	1.53	9.65	0.91
12	15.8	6.4	55.9	30.9	0.417	1.53	9.65	0.91
среднее значение					0.452			
<i>вытесняющий агент - подтоварная вода</i>								
1	17.2	21.5	65.1	25.2	0.613	1.28	10.1	0.91
2	17.4	19.3	66.3	32.7	0.507	1.28	10.1	0.91
3	17.0	16.1	68.3	33.8	0.506	1.28	10.1	0.91
4	16.8	15.4	63.0	29.9	0.525	1.28	10.1	0.91
5	16.9	14.9	63.8	30.2	0.523	1.28	10.1	0.91
6	14.7	14.9	58.0	29.8	0.486	1.28	10.1	0.91
среднее значение					0.527			
7	16.2	9.3	59.2	33.9	0.427	1.57	9.74	0.91
8	16.3	9.3	59.1	30.3	0.487	1.57	9.74	0.91
9	16.0	9.2	58.6	34.0	0.420	1.57	9.74	0.91
10	16.2	8.8	59.8	34.2	0.422	1.57	9.74	0.91
11	15.9	8.8	60.4	33.0	0.454	1.57	9.74	0.91
12	16.1	8.4	58.6	33.2	0.433	1.57	9.74	0.91
среднее значение					0.441			

Анализ результатов определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения нефти сеноманской и подтоварной водой показал, что значительных различий при использовании того или другого типа вод на рассматриваемые значения не наблюдается (табл. 4). Можно лишь отметить, что при использовании в качестве вытесняющего агента сеноманской воды величина остаточной нефтенасыщенности немного ниже, чем при закачке подтоварной воды, а значение коэффициента вытеснения, наоборот, немного выше (см. табл. 4). Отмечается наличие тенденции уменьшения коэффициента вытеснения нефти водой по мере ухудшения фильтрационных свойств пород-коллекторов.

Таким образом, при вытеснении нефти как сеноманской, так и подтоварной водой, получаются близкие значения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения, поэтому для цели ППД можно использовать оба типа вод.

Выводы

1. Исходя из фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, входящих в состав пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения, в них выделяется три класса.
2. По мере ухудшения коллекторских свойств пород-коллекторов отмечается закономерный рост в их составе глинисто-алевритистой фракции, а в глине — увеличение относительного содержания хлорита и ССО.
3. Анализ структуры порового пространства выделенных классов пород-коллекторов показал, что по мере ухудшения их фильтрационно-емкостных свойств происходит уменьшение радиуса каналов, через которые осуществляется фильтрация флюидов (от 27—83 до 3—13 мкм).
4. Химический состав пластовой и подтоварной воды похож, а сеноманской — значительно отличается от них.
5. В фильтрате бурового раствора отмечается высокое содержание гидрокарбонат-иона и присутствие карбонат-иона, поэтому при его смешении с пластовой водой в поровом пространстве пород-коллекторов возможно образование кальцита.
6. Больше всего взвешенных частиц присутствует в подтоварной воде, они представлены хемогенными образованиями (карбонатами, окислами, гидроокислами, аморфным кремнеземом).
7. Анализ распределения взвешенных частиц в различных типах вод и буровом растворе по размерам показал, что основная их часть имеет эквивалентные диаметры, лежащие в интервале 8—18 мкм, что соответствует размерам главных фильтрующих каналов в низкопроницаемых и отчасти в среднепроницаемых коллекторах.
8. Изучение влияния минерализации закачиваемых вод и фильтрата бурового раствора на проницаемость различных классов пород-коллекторов показало, что наиболее сильно на изменение минерализации реагируют самые низкопроницаемые разновидности.
9. Фазовые проницаемости по нефти и воде независимо от типа вод близки; отмечается закономерное увеличение степени гидрофобности коллекторов по мере роста их проницаемости.
10. По мере обводнения добываемой продукции отмечается резкий рост фильтрационного сопротивления, что может стать главной причиной уменьшения дебитов добывающих скважин при их обводнении.
11. Величина остаточной нефтенасыщенности и коэффициент вытеснения нефти слабо зависят от типа закачиваемой в пласт воды, поэтому с целью ППД можно использовать как подтоварную, так и сеноманскую воду.