Лекция 12

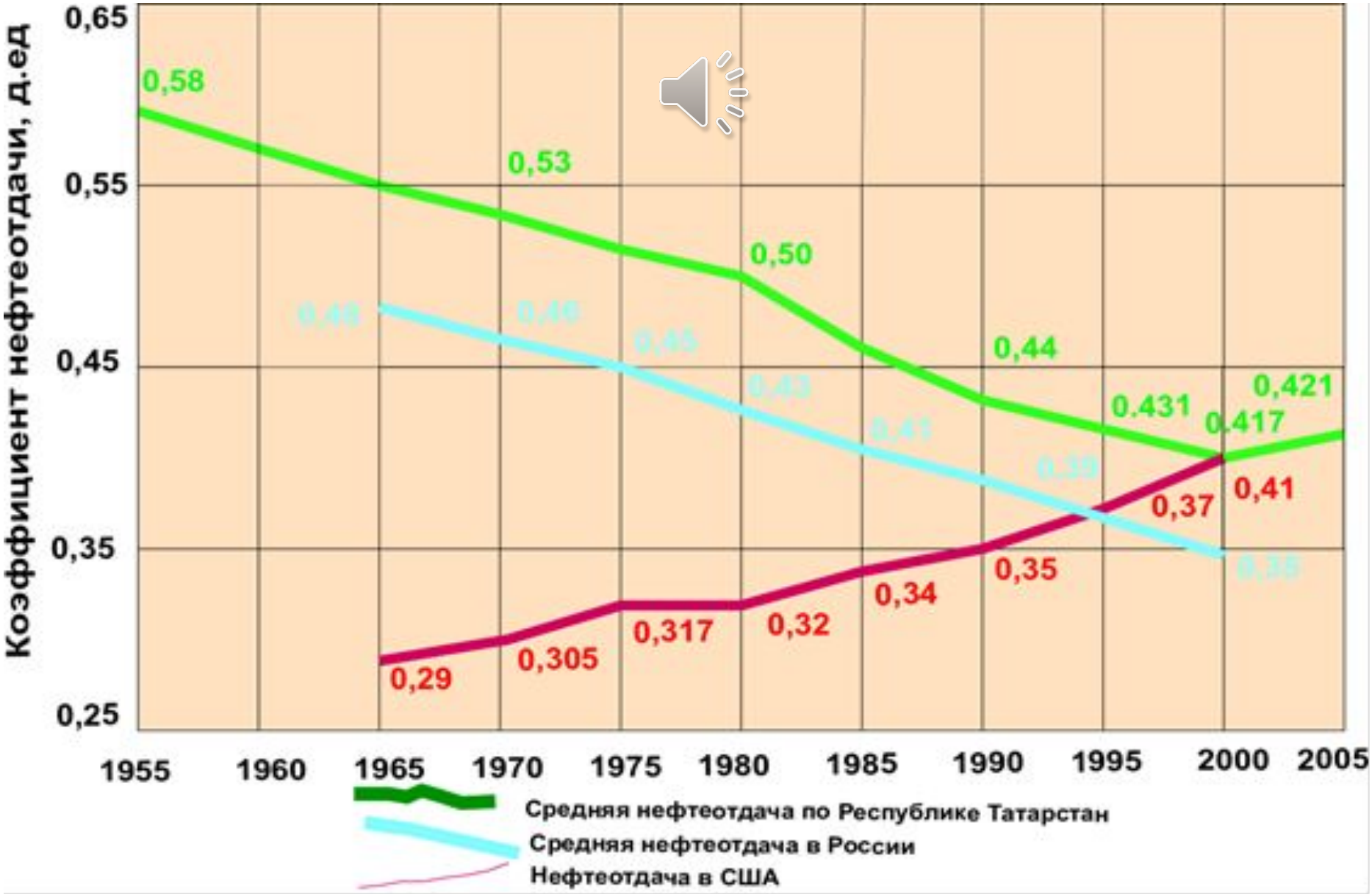
Развитие МУН за рубежом, в РФ и РТ

Первый этап охватывает период от начала испытания до начала 70-х годов, когда изучались возможности применения и проводились опытно-промышленные работы на нефтяных месторождениях, составлялись и были начаты крупные проекты по внедрению в основном тепловых и газовых МУН.

Второй этап – от начала 70-х до середины 80-х годов прошлого столетия, когда нашли широкое применение ранее отработанные технологии и бурно развивались исследования по разработке и испытанию большого количеств новых технологий. В этот период перспективы внедрения МУН представлялись весьма оптимистично. Масштабы их применения прогнозировались без видимых технологических и экономических осложнений. Основная концепция применения таких методов в те годы заключалась в стремлении получить максимальный технологический эффект.

Следующий этап связан с падением цен на нефть на мировом рынке до 110-130 долл./т. Ситуация на мировом рынке отразилась не только (и не столько) на текущем состоянии дел в области внедрения МУН, но и – что более важно – на стратегии развития этих методов. Если раньше приоритетными считались процессы, доказавшие свою технологическую эффективность, то в условиях низких цен на нефть основные усилия ученых и промышленников были переориентированы на снижение удельных затрат. Не случайно, на всех последних мировых нефтяных конгрессах и международных нефтяных симпозиумах состояние развития новых методов и их перспективы рассматриваются, прежде всего, в контексте с уменьшением затрат и повышением их экономической эффективности.

Динамика проектной нефтеотдачи в РФ, РТ и США



ДИАПАЗОН ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ И НЕФТЕЙ ДЛЯ УСПЕШНЫХ И ОБЕЩАЮЩИХ БЫТЬ УСПЕШНЫМИ ПРОЕКТОВ М У Н

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

ПАРАМЕТР	ТЕПЛОВЫЕ	ГАЗОВЫЕ	ХИМИЧЕСКИЕ
Пористость, %	26 - 37	< 12 (60 % проектов) 12 - 30 (30 % проектов)	13 - 32
Проницаемость, мд	700 - 500	5 - 5000 (76 % проектов) > 5 (24 % проектов)	5 - 5000
Плотность, кг/м^3	965 - 1030	800 - 900	820 - 960
Вязкость, мПа·с	80 - 15000	< 10	< 100
Толщина пласта, м [3]	3 ÷ 6	< 25	не ограничивается
Глубина залежи, м	300 - 900	1200 - 4000	450 - 2500

МУН	Число проектов на начало года публикации													
	1992		2000		2002		2004		2006		2008		планируемые к вводу	
	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%
Термические														
пар	213	85	191	90	136	87	125	87	119	83	142	85	7	88
горячая вода	17	7	5	2	4	3	3	2	3	2	з	2		
внутрипластовое горение	19	8	16	8	16	10	16	1 1	21	15	21	13	1	2
Газовые														
углеводородные	82	50	51	35	36	31	47	35	38	27	35	21		
CO_2	70	43	84	58	75	64	79	59	94	68	124	73	16	100
N_2	10	6	10	7	6	5	8	6	5	4	6	4		
другие газы	2	1							1		4	2		
Химические														
мицеллярно-полимерные	7	10	1	2	1	3	1	4						
полимерные	56	84	39	95	33	90	24	90	20	100	22	92	6	75
щелочи	4	6					2	6						
ПАВ			1	3	3	7								
ПАВ-полимерные											2	8	2	25
Микробиологические														
микробиологические			3	100	2	100	3	100	2	100	2	100		
ИТОГО по всем МУН	480	100	401	100	312	100	308	100	303	100	361	100	32	100
Термические	249	52	212	53	156	50	144	47	143	48	166	46	8	25
Газовые	164	34	145	36	117	37	134	43	138	45	169	47	16	50
Химические	67	14	41	10	37	12	27	9	20	6	24	6	8	25
Микробиологические			3	1	2	1	3	1	2	1	2	1		

СТАДИИ И МАСШТАБЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОСНОВНЫХ МУН ЗА РУБЕЖОМ

Масштаб проекта, стадия применения	Методы (% %)		
	Термические (215 проектов)	Газовые (154 проекта)	Химические (70 проектов)
Масштаб применения :			
Пилотный	10,7	5,8	11,4
Расширение на месторождение	49,8	63,0	64,3
Расширение на арендные участки	20	5,8	7,1
Расширение на все месторождения	5,6	14,3	1,4
Ожидается расширение	10,2	7,1	8,6
Не ожидается расширение	3,7	3,9	7,1
	100 %	100 %	100 %
Стадия применения :			
первичный	73,8	50,7	34,9
после заводнения	5,3	47,3	63,5
после пароциклики	20,9	-	-
после иных методов	5,8	2,0	1,6
	100 %	100 %	100 %

Применение МУН в России прошло несколько этапов. Первый с 60-х годов до выхода известного правительственного постановления №700 от 26.08.1976г. До этого работы по разработке МУН в отрасли велись разрозненно, в зависимости от желания руководителей объединений и территориальных институтов. Одни руководители уделяли большое внимание этой проблеме и способствовали не только созданию новых технологий, но их испытанию и внедрению. Основную (около 3/4) дополнительную добычу за счет МУН, составлявшую в стране около 2 млн.т. обеспечивали три месторождения, на которых применялись отечественные МУН: Узеньское (закачка горячей воды), Ромашкинское (закачка серной кислоты) и Ярегское (термошахтный метод).

Второй этап начался с 1976 г., когда правительственное постановление дало большой скачок в применении МУН. Тогда ВНИИнефть составило ТЭО, в котором был прогноз внедрения МУН по СССР до 1990г., а объем дополнительной добычи за счет МУН планировался в объеме 81,4 млн.т. Фактически было добыто всего 11,4 млн.т.

Столь крупные ошибки плана, заложенного в ТЭО, были связаны с технологической неразработанностью МУН, с недопоставкой реагентов и оборудования, просчетами в выборе МУН, заниженностью капитальных вложений (одна тонна прироста извлекаемого запаса обходилась всего 1,15 руб.) и завышенностью технологической эффективности МУН.

Но все же рост добычи нефти за счет МУН существенно ускорился с 1,3 млн.т. в 1975 г. до 11,4 в 1990 г. Этому способствовало принятие программы внедрения МУН, увеличение ассигнований на ее выполнение, в том числе на научные исследования, ОПР и промышленное внедрение, а также стимуляция коллективов за выполнение и перевыполнение планов дополнительной добычи за счет МУН.

Третий этап начался с переходом на рыночные реформы. В начальном периоде объемы применения МУН резко снизились, а затем объемы дополнительной добычи стали расти. Это объясняется тем, что научно-исследовательские институты отрасли для выживания в рыночных условиях и отсутствия государственного финансирования вынуждены были выдать производству все свои разработки, в том числе и оставленные в «заначке», а производственные предприятия (также в целях выживания) усилили работы с целью увеличения добычи нефти. Причем, это увеличение происходило в основном не за счет классических МУН, приводящих к приросту извлекаемого запаса, а в большей мере за счет методов ОПЗ.

Тем не менее можно утверждать, что основной объем дополнительной нефти по-прежнему обеспечивается за счет физико-химических и физических МУН. Доля последних существенно возросла в основном за счет месторождений Зап. Сибири. Но здесь большинство ГРП (кроме ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «Татнефть»).

В применении МУН и стимуляции скважин в РТ можно выделить три этапа. Первый – с начала разработки нефтяных месторождений до конца 60-х годов. В этот период на нефтяных месторождениях применялись лишь методы воздействия на призабойную зону пласта. Основным методом ОПЗ в этот период был ГРП, который применялся на высокопродуктивных пластах горизонта $Д_I$ Ромашкинского месторождения и поэтому его в этот период нельзя отнести к МУН. Также широкое применение в этот период нашли методы гидросвабирования, гидропескоструйная перфорация, обработка нагнетательных скважин высокими давлениями. То есть в основном применялись физические методы ОПЗ в целях восстановления приемистости нагнетательных и дебита добывающих скважин, а также для интенсификации притока и увеличения приемистости скважин. В этот период были сделаны первые шаги по проведению ОПР с применением химреагентов для повышения нефтеотдачи пластов.

Второй этап охватывает период с конца 60-х до начала 90-х годов прошлого столетия. Это был период широкого применения разработанных к этому времени отечественных МУН и проведения широкомасштабных работ по созданию и апробации новых методов и технологий увеличения нефтеотдачи пластов. Этому способствовало ухудшение структуры запасов эксплуатируемых объектов за счет опережающей выработки высокопроницаемых пластов, рост обводненности добываемой продукции и особенно выход правительственного постановления № 710 от 6.08.1976г.

Этот период начался с широкого внедрения разработанного в ТатНИПИнефть метода закачки в пласт серной кислоты. Этот отечественный метод применялся в больших масштабах, объем закачки серной кислоты и продуктов на ее основе в РТ достиг 60 тыс.т. в год, а всего в пласт было закачано 780 тыс.т. серной кислоты, добыто около 11 млн.т. нефти.

Следующим по объемам применения была также отечественная технология – закачка ПАВ. В Татарстане за счет закачки 74 тыс.т. ПАВ дополнительно добыто 2,3 млн.т. нефти.

Широкое применение во второй половине этапа нашли методы, повышающие охват заводнением за счет блокирования высокопроницаемых обводненных прослоев (ПДС, ЭЦ, полимеры, различные гелеобразующие составы).

Третий период начался с переходом на рыночные реформы. Он совпал с ростом обводненности продукции большинства эксплуатируемых объектов Татарстана и массовым вводом в разработку новых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, в том числе независимыми нефтяными компаниями (ННК). В начальном периоде рыночных реформ власти республики создали благоприятные условия для разработки новых технологий МУН и широкого внедрения их в производство. Финансирование создания новых МУН и ОПР проводилось за счет средств воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ), оставляемых полностью в РТ, а дополнительная добыча велась при применении различных схем налогового стимулирования.

В конце второго и на третьем этапе были созданы МУН второго поколения, пригодные для частично заводненных высокопродуктивных пластов в третьей стадии разработки месторождений. Все это позволило резко увеличить объемы работ и дополнительной добычи за счет МУН и стимуляции скважин.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОЕКТОВ ПО МУН В БЫВШЕМ СССР И РОССИИ

М У Н	Число проектов (в т. ч. действующих)	
	Бывший СССР	Россия
Химические	318 (194)	287 (175)
Полимерное	65 (40)	56 (38)
Щелочное	42 (31)	37 (27)
Водные растворы ПАВ	50 (28)	36 (16)
Композиции ПАВ (включ. системные технологии)	81 (54)	80 (54)
Мицеллярное	6 (3)	6 (3)
Газовые	16 (9)	15 (8)
Углеводородные	11 (8)	10 (7)
CO_2	5 (1)	5 (1)
Тепловые	55 (34)	25 (12)
Паротепловые	24 (16)	11 (7)
ВПГ	22 (9)	10 (1)
Горячая вода	9 (9)	4 (4)
Итого, %		
Химические	81,7 (81,9)	87,8 (89,7)
Газовые	4.1 (3,8)	4,6 (4,1)
Тепловые	14,1 (6,8)	7,6 (6,2)

Опытно-промышленные работы по повышению нефтеотдачи (трудноизвлекаемые запасы - ТЗН)

Experimental works to increase oil recovery (Hard-to-recover reserves)

Разновидности ТЗН	Кол во объектов раз-раб.	Кол-во участков	Пробурено скважин			Результаты ОПР
			Всего	Доб	Нагн	
Слабопроницаемые терригенные коллектора	12	14	688	533	155	Опробовано 9 технологий, принято 5
Водонефтяные зоны	5	14	377	278	99	Опробовано 6 технологий, принято - 2
Высоковязкие слабопрониц. карбонатные коллектора	16	41	559	492	67	Опробовано 16 технологий, принято - 9
Высоковязкие терригенные коллектора	3	9	79	67	12	Опробовано 6 технологий, принято - 5
Заводненные коллектора ("доотмыв")	5	12	163	131	32	Опробована и принята 1 технология - АСКУ-ВП в сочетании с НЗ и ИНФП
Итого АО "Татнефть"	41	90	1866	1501	365	Опробовано 38 технологий,принято для внедрения - 22

Потенциал увеличения запасов УВ и добывных возможностей недр в РТ (с позиции сегодняшних знаний)	
Мероприятия и ресурсы	**Ожидаемые результаты**
Традиционные нефтяные объекты.	
1. Инновационное проектирование разработки	
1.1.1По крупнейшим месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки с применением новых методов геологических исследований пород и пластовых флюидов, новых методов интерпретации ГИС и ГДИС, создания новых геолого-гидродинамических моделей, применение новых систем разработки, внедрения новейших МУН на высокообводненных участках залежи, специальных режимов эксплуатации, внедрение АСКУ-ВП – Разработка способов извлечения части остаточных запасов нефти.	Прирост извлекаемых запасов около 1 млрд.т Увеличение КИН с 0.4-0.5 до 0.6-0.7
1.2.2.По мелким и средним месторождениям, дающим более 38% добычи РТ. – Разработка залежей в карбонатных коллекторах (балансовые запасы-2.6 млрд.т, извлекаемые-440 млн.т, КИН-0.17-от 0.11 до 0.25) – Разработка залежей ПВН и ВВН (КИН- от 0.Идо 0.3)	Прирост извлекаемых запасов на 400 млн.т Увеличение КИН до 0.25-0.4
2. Нетрадиционные углеводороды.	
2.1.СВН и ПБ пермского комплекса отложений. «Татнефть» ведет ОПР в основном по некоторым западным технологиям. В 2011г. АН РТ разработана сводная программа освоения залежей СВН и ПБ перми до 2030г. Однако, она не выполняется. Нужна ее реализация с целью поиска рентабельных технологий выработки ресурсов УВ пермского комплекса с различной геолого-физической характеристикой.	Увеличение ресурсов УВ на 2.2 мрд.т
2.2. Углеводороды сланцевых и им подобных отложений. В РТ разработана «Программа оценки перспектив нефтегазоносности сланцевых и им подобных отложений Р»	Увеличение ресурсов УВ РТ на 9 миллиардов тонн.
2.3.В РФ и в РТ создана теория возобновления углеводородных ресурсов эксплуатируемых месторождений за счет подпитки нефтяных месторождений осадочного чехла углеводородами по скрытым трещинам и разломам из глубин недр Земли за счет дегазации недр.	Необходимо пробурить на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения специальную скважину для поиска канала подпитки с целью опробования для получения глубинных УВ, В дальнейшем составить программу.

Эффективность применения различных МУН в зависимости от глубины месторождений

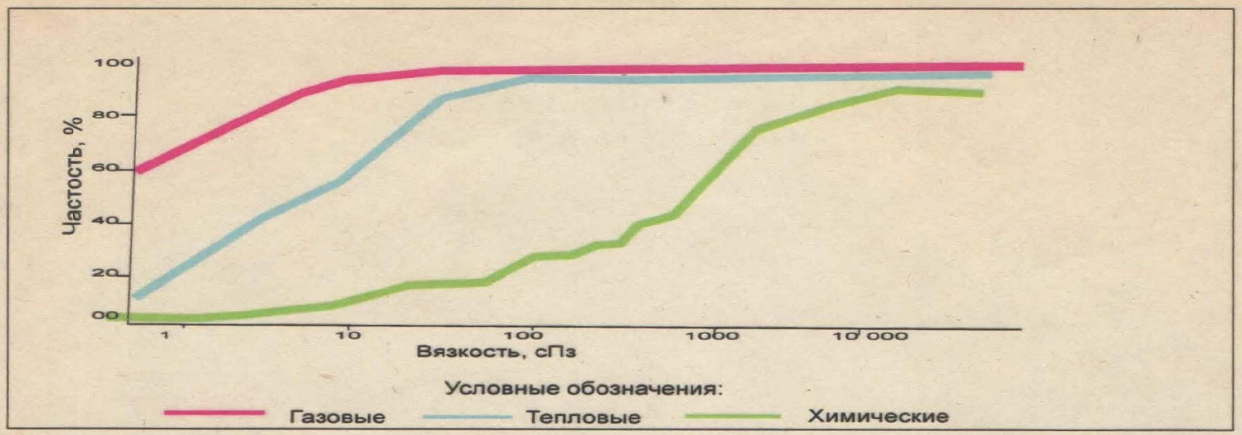


Рис. 10.2.Эффективность применения различных МУН в зависимости от вязкости нефти

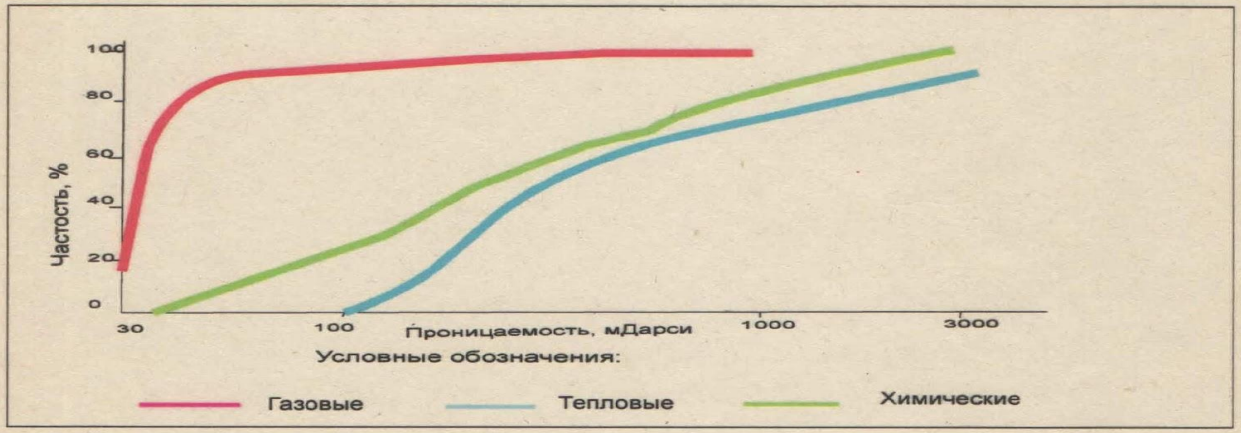
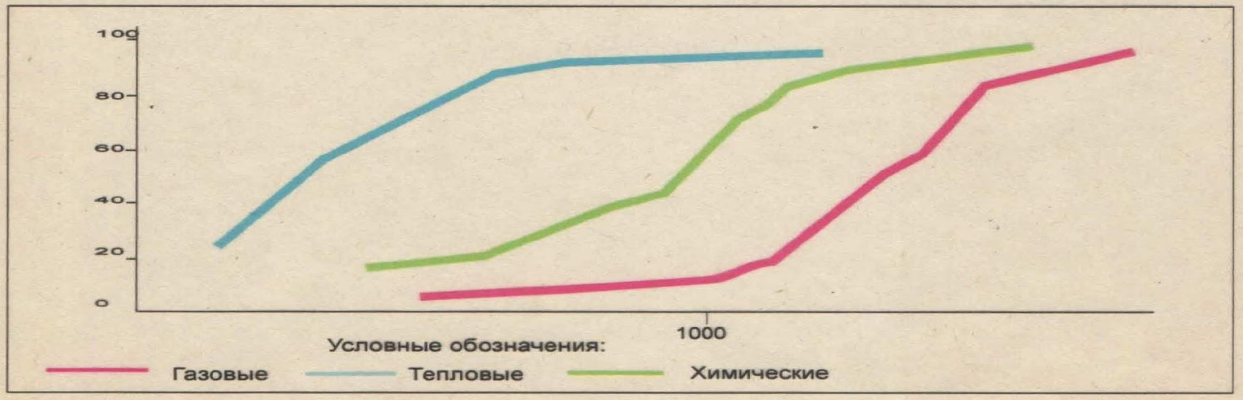



Рис. 10.3.Эффективность применения различных МУН в зависимости от проницаемости нефти