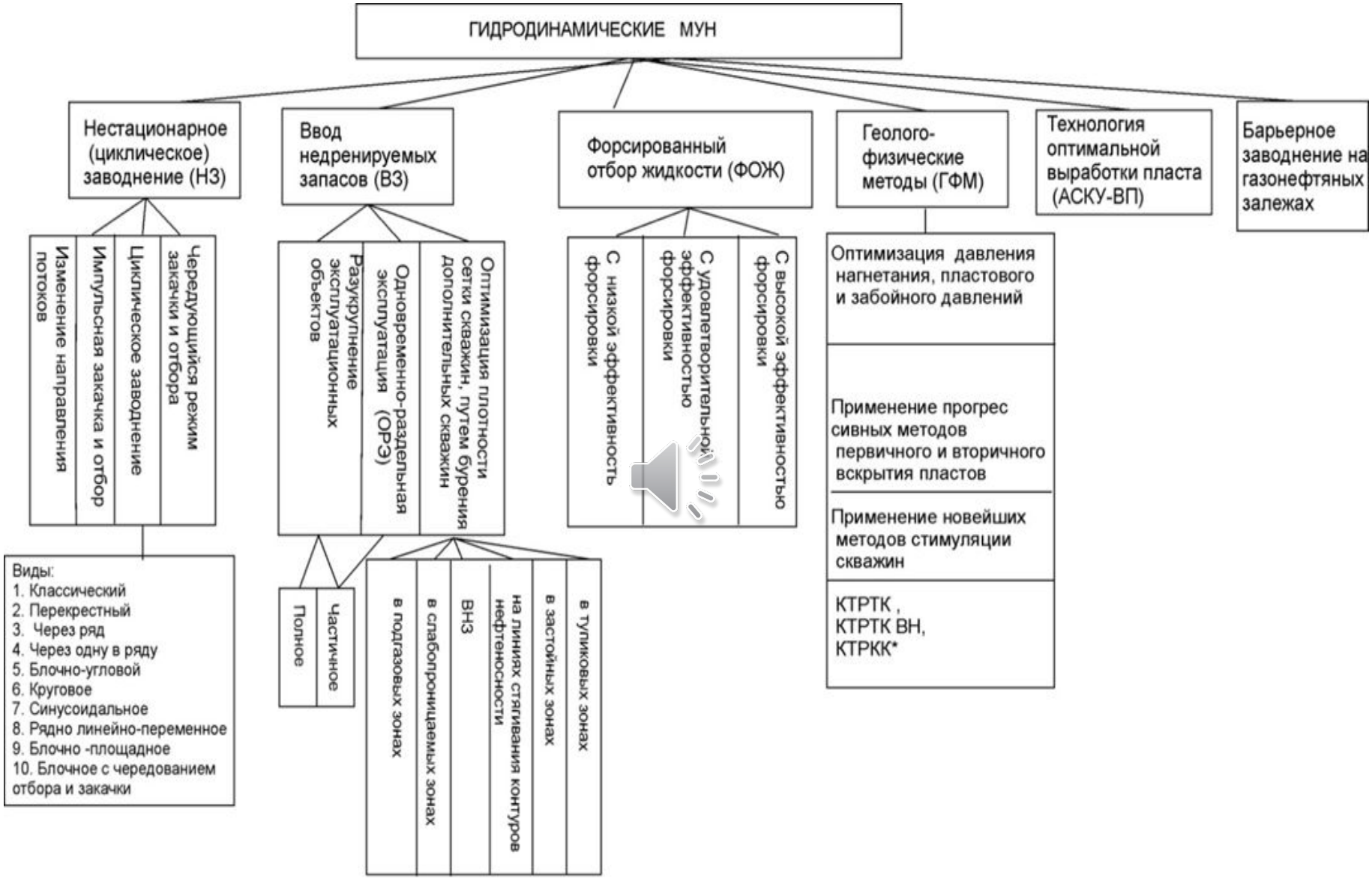
Лекция 4-5

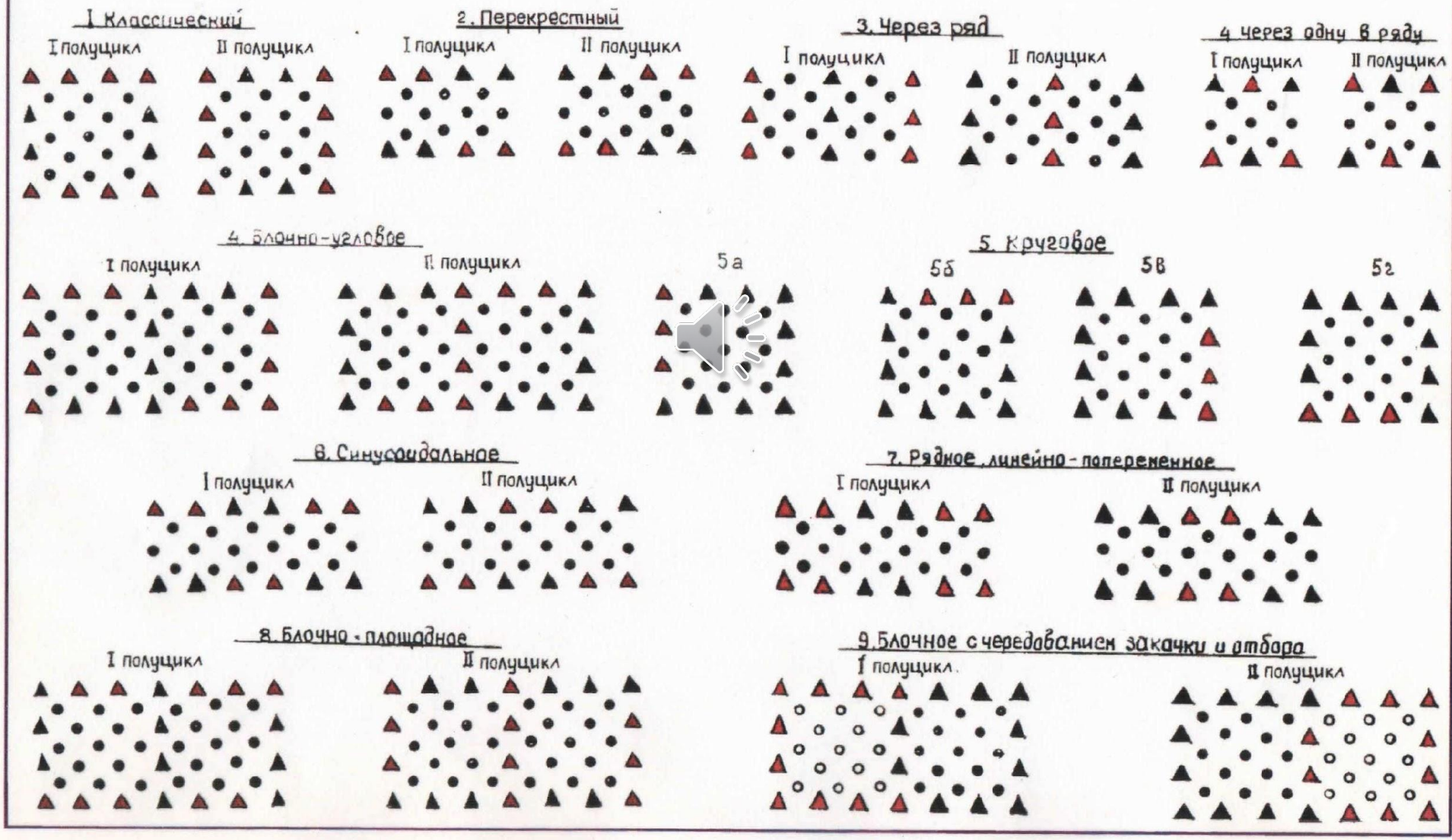
Вторичные (гидродинамические) МУН



* КТРКК - комплексная технология разработки карбонатных коллекторов
КТРТК - комплексная технология разработки терригенных коллекторов
КТРТКВН - комплексная технология разработки терригенных коллектоов с высоковязкой нефтью

МЕТОДЫ НЗ С ИНФП

Syclic water flooding with change of fluid stream cource



ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЦИКЛИРОВАНИЯ ЗАКАЧКИ НА ЗАЛЕЖИ 302 БАШКИРСКОГО ЯРУСА

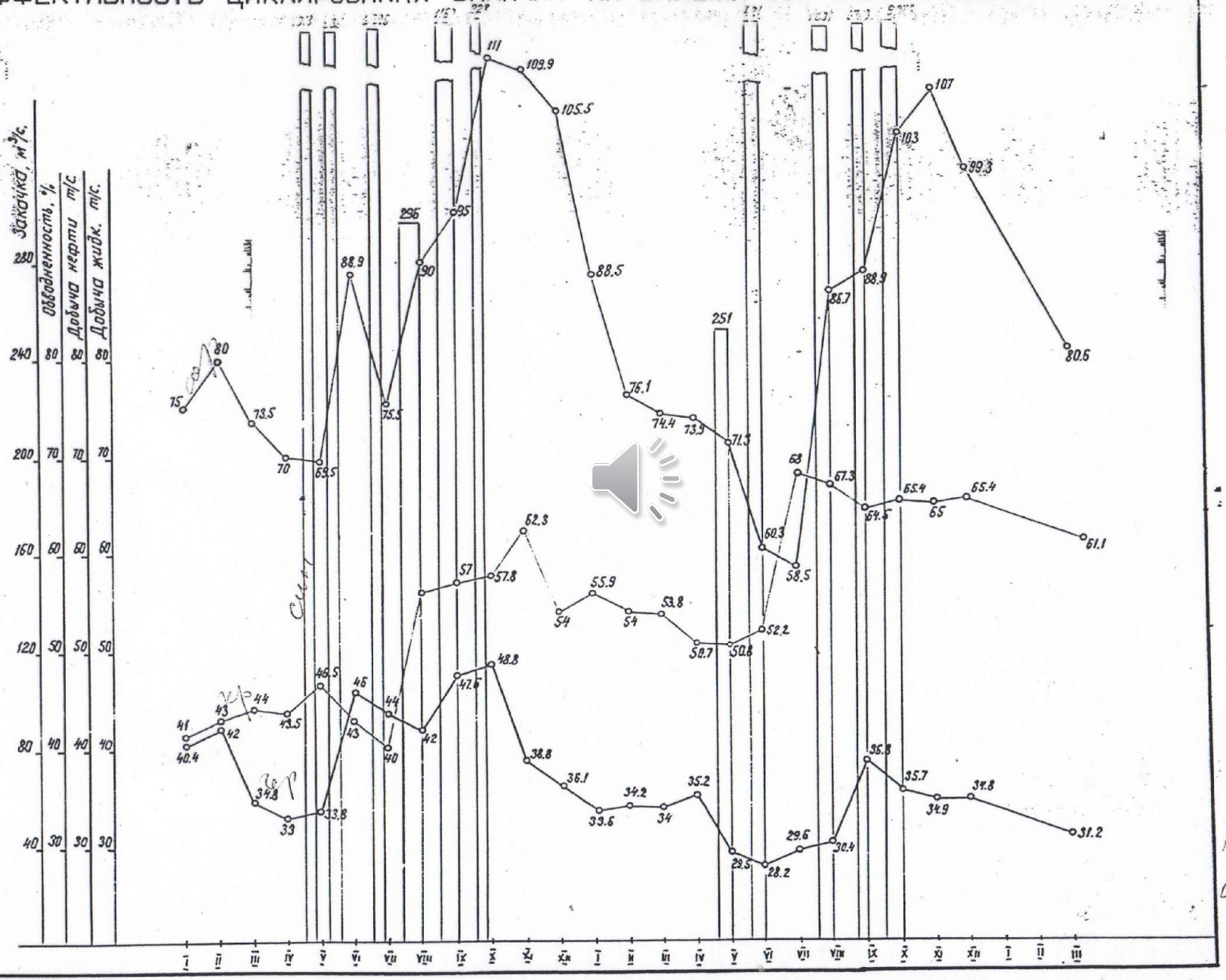
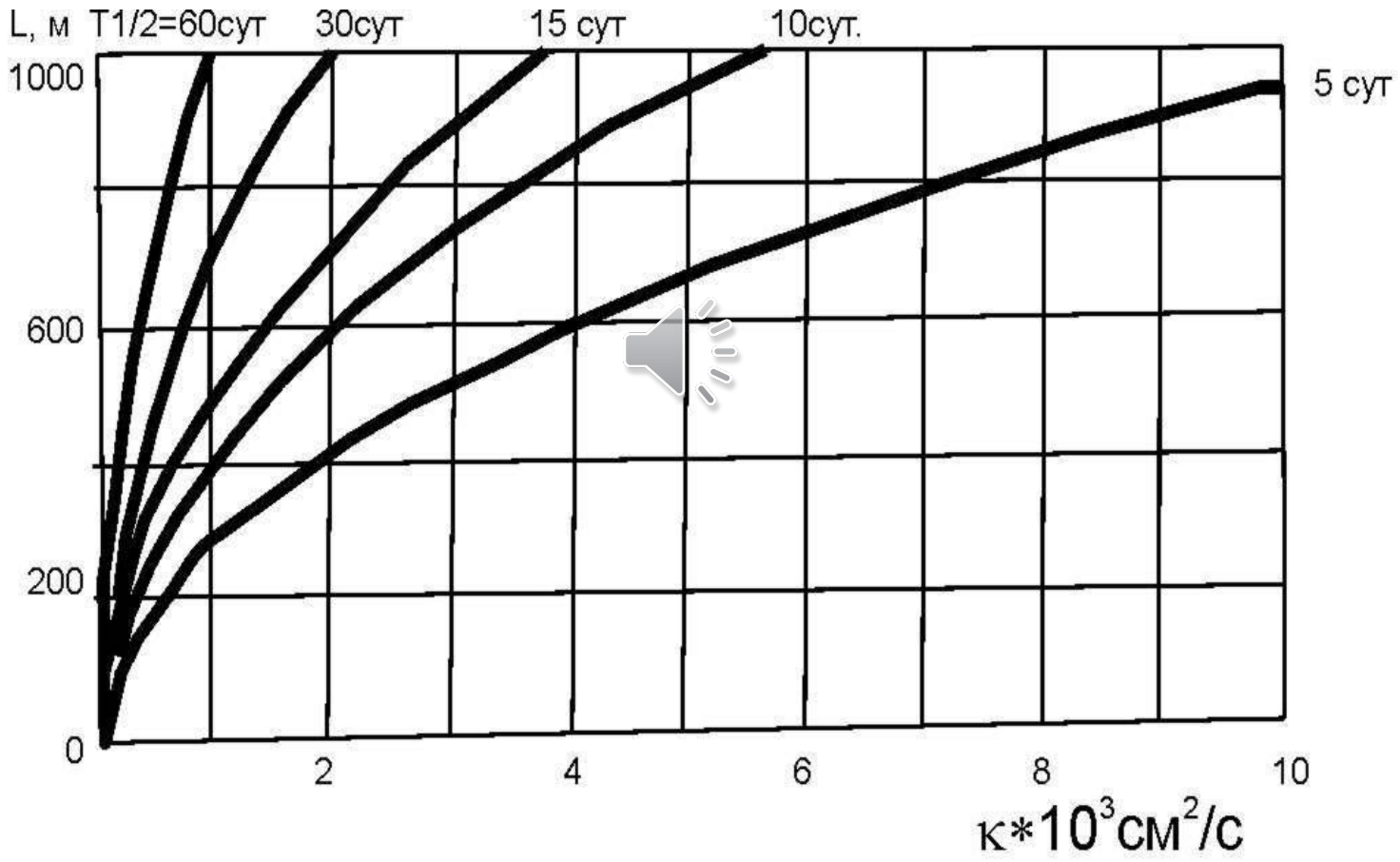


Рис.
стр.

Зависимость длительности полуциклов нестационарного воздействия (Т1/2) от пьезопроводности пласта (к) и ширины фронта нагнетания (L).



Сопоставление показателей по залежам приведено в табл.П.13.1, а графические результаты на рис. П.13.1. Прирост конечной нефтеотдачи за счет внедрения циклического заводнения на залежи 12 НГДУ "Сулеевнефть" составляет 9,1 пунктов.

Таблица П .13.1.

Показатели	Залежь № 12 НГДУ "Сулеевнефть"	Залежь № 12 НГДУ " Джалильнефть "
Балансовые запасы нефти, тыс.т	53138	33189
Вовлеченные в разработку извлекаемые запасы нефти при г=0,29, тыс.т.	16317	8533
Текущий коэффициент нефтеотдачи	0,307	0,257
Плотность сетки, га/скв.	27,4	18,8
Коэффициент нефтеотдачи при плотности сетки S_1 =27,4 га/скв.	0,307	0,216
Прирост коэффициента нефтеотдачи за счет нестационарного воздействия	0,091	

При невозможности применения метода оценки эффективности путем сопоставления с эталоном, можно использовать для этих целей методику СибНИИНП.

Методика использует аналитическую зависимость величины насыщенности от координат и объема добытой жидкости:

$$Z = \left(\frac{C\, M\mu_0\, V_n^{\lambda}}{Q^t_ж}\right)$$

где Z - насыщенность подвижной нефтью за фронтом вытеснения;

V_n- дренируемый объем порового пространства;

μ_0 - отношение вязкостей нефти и воды;

$Q^t_ж$ - объем добытой жидкости;

C, λ - фильтрационные параметры, комплексно-отражающие пластовые условия процесса вытеснения.

Параметры уравнения до применения нестационарного заводнения определяются по трем точкам водного периода.

По формуле:

$$\frac{Q_{н2} - Q_{н1}}{\quad} = \frac{\left(\frac{Q_{ж2}}{Q_{ж1}}\right)^{\lambda} - 1}{\left(Q_{ж2}\right)^{\lambda}}$$

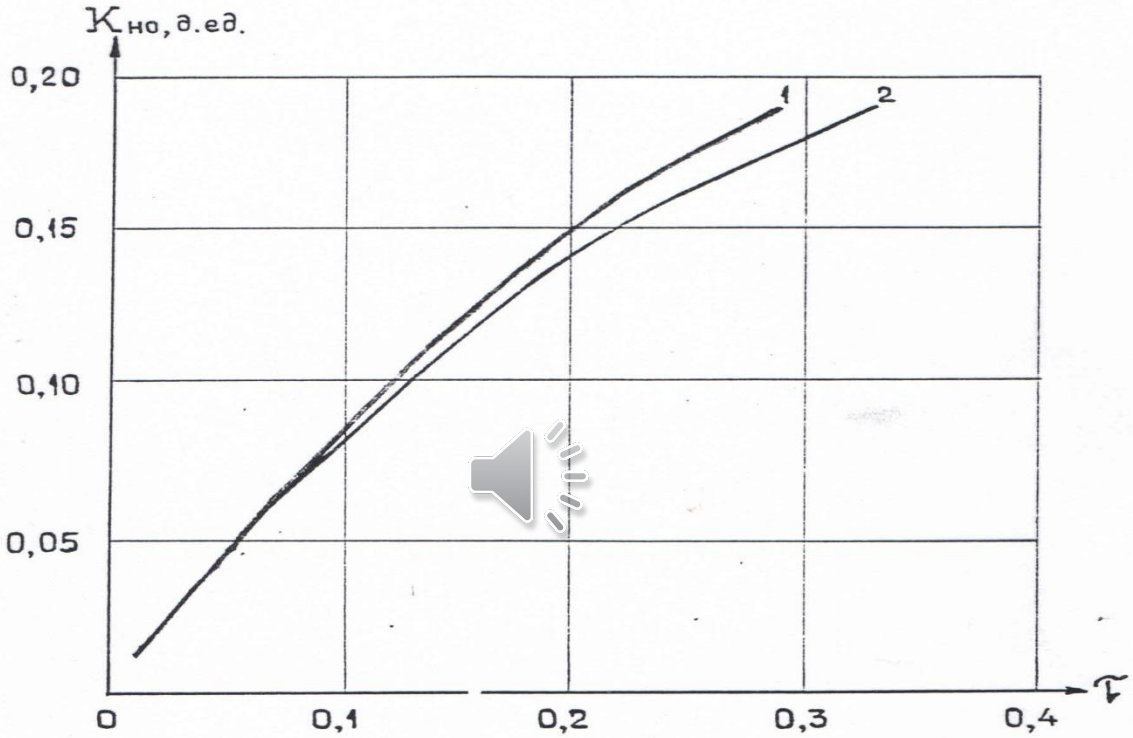
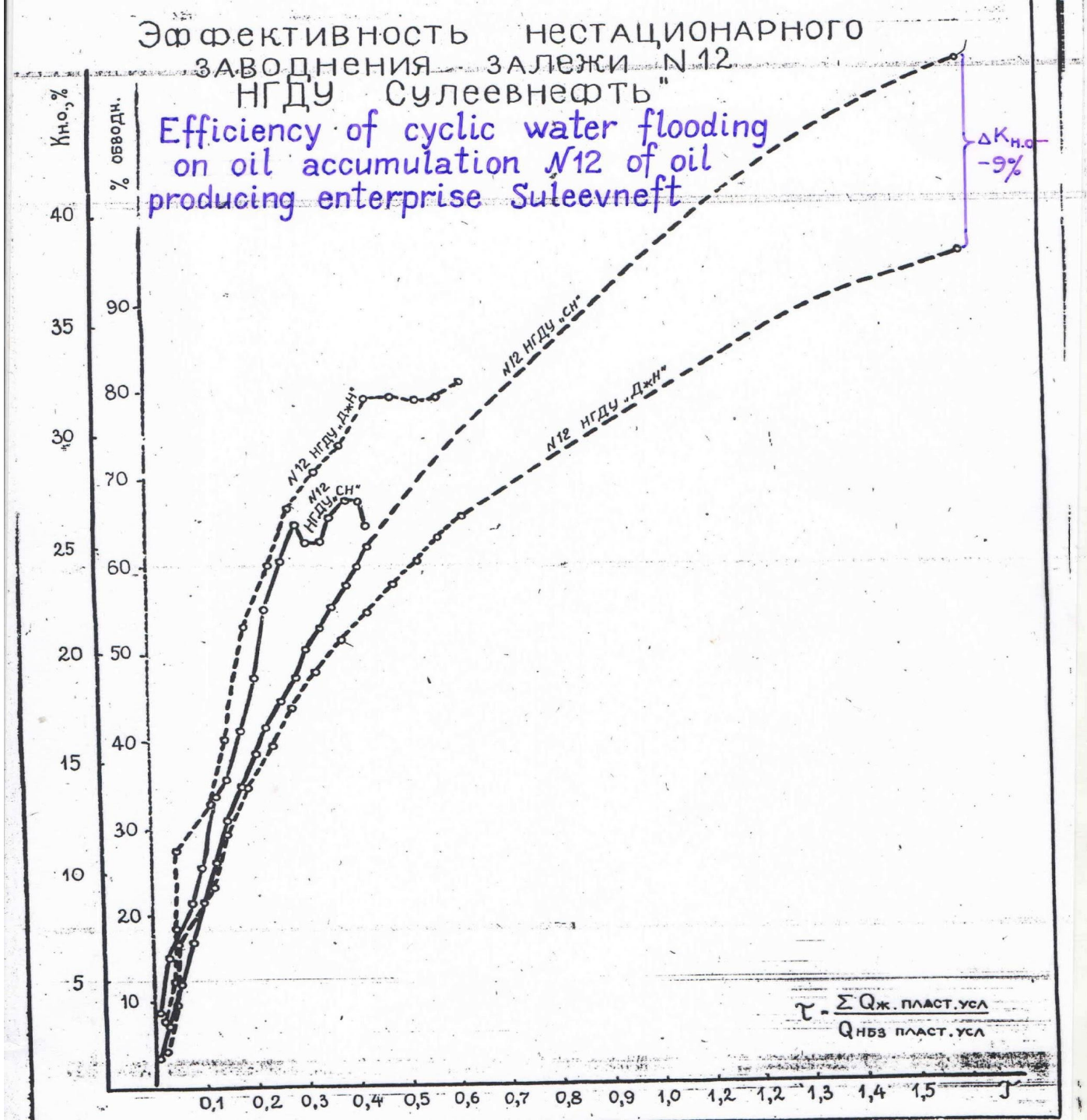


Рис. Зависимость коэффициента нефтеотдачи $K_{но}$ от безразмерного времени τ.
Залежь: 1 – № 12 НГДУ "Сулеевнефть"
2 – № 12 НГДУ "Джалильнефть"

$$K_{но} = \frac{Q_н}{Q_б}, \qquad \tau = \frac{Q_{жпл}}{Q_{бпл}},$$

где $Q_н$, $Q_б$ – накопленная добыча нефти и балансовые запасы в поверхностных условиях; $Q_{жпл}$, $Q_{бпл}$ – накопленная добыча жидкости и балансовые запасы в пластовых условиях


Эффективность нестационарного заводнения залежи N 12 НГДУ Сулеевнефть"
Efficiency of cyclic water flooding on oil accumulation N12 of oil producing enterprise Suleevneft
Кн.о.,%
% обводн.
N12 НГДУ „ДжН"
N12 НГДУ „СН"
N12 НГДУ „СН"
N12 НГДУ „ДжН"
ΔКн.о -9%
τ = Σ Qж. пласт.усл / Qнбз пласт.усл
τ

Выводы и причины потерь запасов	Схема формирования потерь	Методика учета потерь
МАКРОМАСШТАБНЫЕ		
В худших участках пластов (застойные зоны)		Коэффициентом охвата заводнением
В худших пластах сложных объектов		Не учитываются
В тупиковых зонах		Коэффициентом сетки
В линзах и полулинзах		Коэффициентом сетки
В краевых частях ВНЗ		Не учитываются
В кровельной части пластов		Отдельно не учитываются
В "кольцевых" зонах		Не учитываются
На участках резких "раздувов" толщины пласта		Коэффициентом охвата заводнением
В зонах стягивания контуров		Коэффициентом охвата заводнением
В зонах, не введенных в разработку		Вывод запасов за баланс
В пластах с меньшими темпами извлечения запасов		Не учитываются
За счет конусообразования		Не учитываются
В техногенно измененных в процессе разработки коллекторах		Не учитываются
В пластахс ухудшенными в процессе разработки нефтями		Не учитываются
В техногенно измененных пластах с ухудшенными свойствами нефтей		Не учитываются
МИКРОМАСШТАБНЫЕ		
В поровых каналах		Коэффициентом вытеснения
В тонких прослоях, заводненных пластах		Коэффициентом охвата заводнением
В поровых каналах по причине техногенного изменения свойств нефтей в процессе разработки		Не учитываются
В прослоях заводненных пластов из-за техногенного изменения свойств нефтей в процессе эксплуатации		Не учитываются

$\mathbf{К_н}$ – кратность изменения дебита нефти, представляющая отношение среднесуточного дебита в первый год после начала форсирования к среднесуточному дебиту за предыдущий год;

$\mathbf{К_ж}$ – кратность изменения дебита жидкости за те же периоды времени.

Эти два параметра взаимосвязаны и поэтому должны рассматриваться совместно.

В зависимости от величины этих параметров скважины и этапы, в которых осуществлялось ФОЖ, могут быть разделены на четыре группы:

1. Скважины (этапы) с высокой эффективностью форсирования:

$$К_н > К_ж,\ К_н > 1.$$

2. Скважины (этапы) с удовлетворительной эффективностью форсирования:

$$К_н < К_ж,\ К_н > 1.$$

3. Скважины (этапы) с низкой эффективностью форсирования:

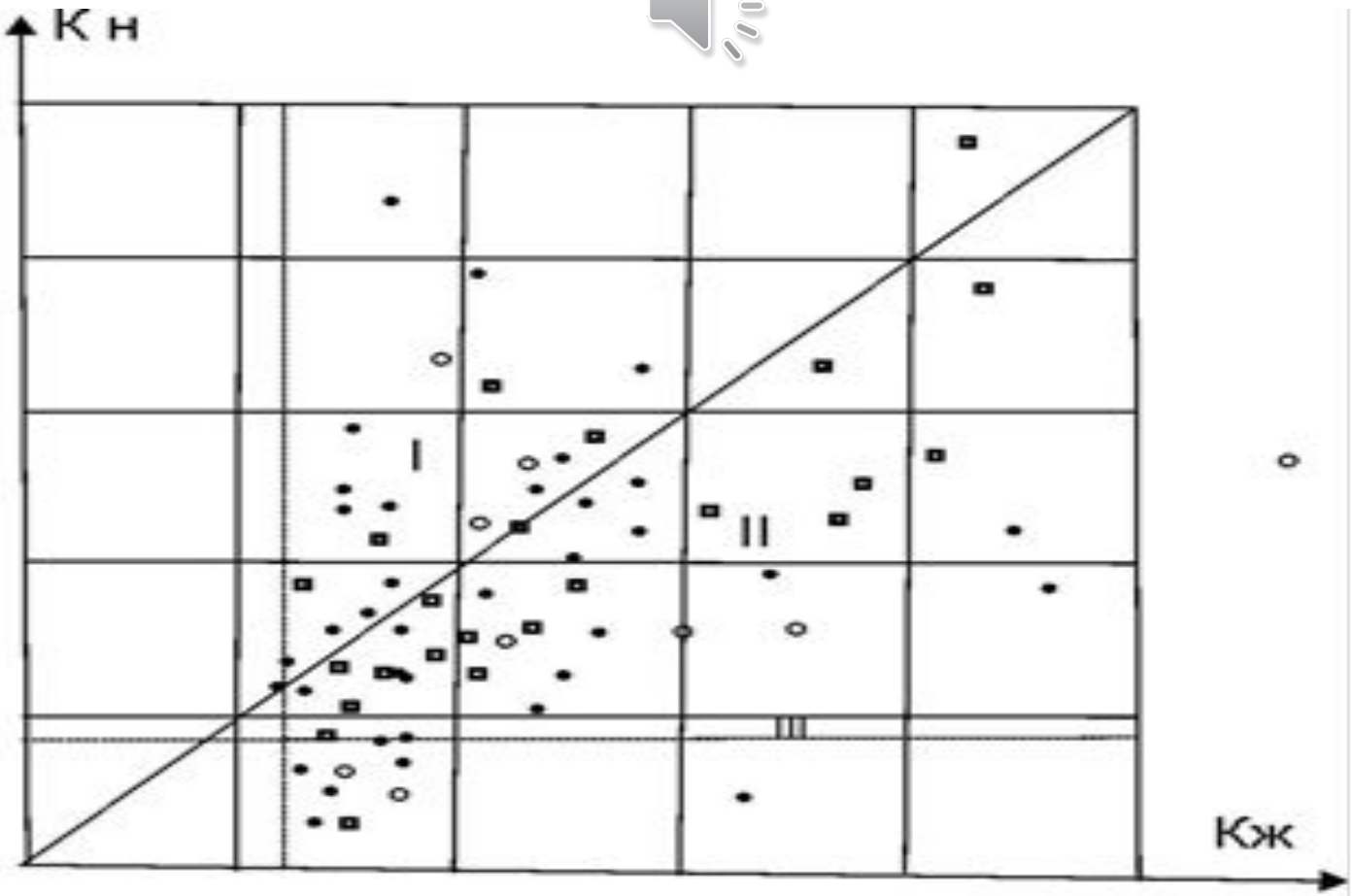
$$К_н < К_ж,\ К_н < 1.$$

4. Скважины (этапы) с отрицательными результатами

$$К_н < К_ж,\ К_н < К_о < 1,$$

где $\mathbf{К_о}$ – кратность изменения среднесуточного дебита нефти в период предшествующий форсированию. По фактическим данным его величина составляет 0,9-0,95.

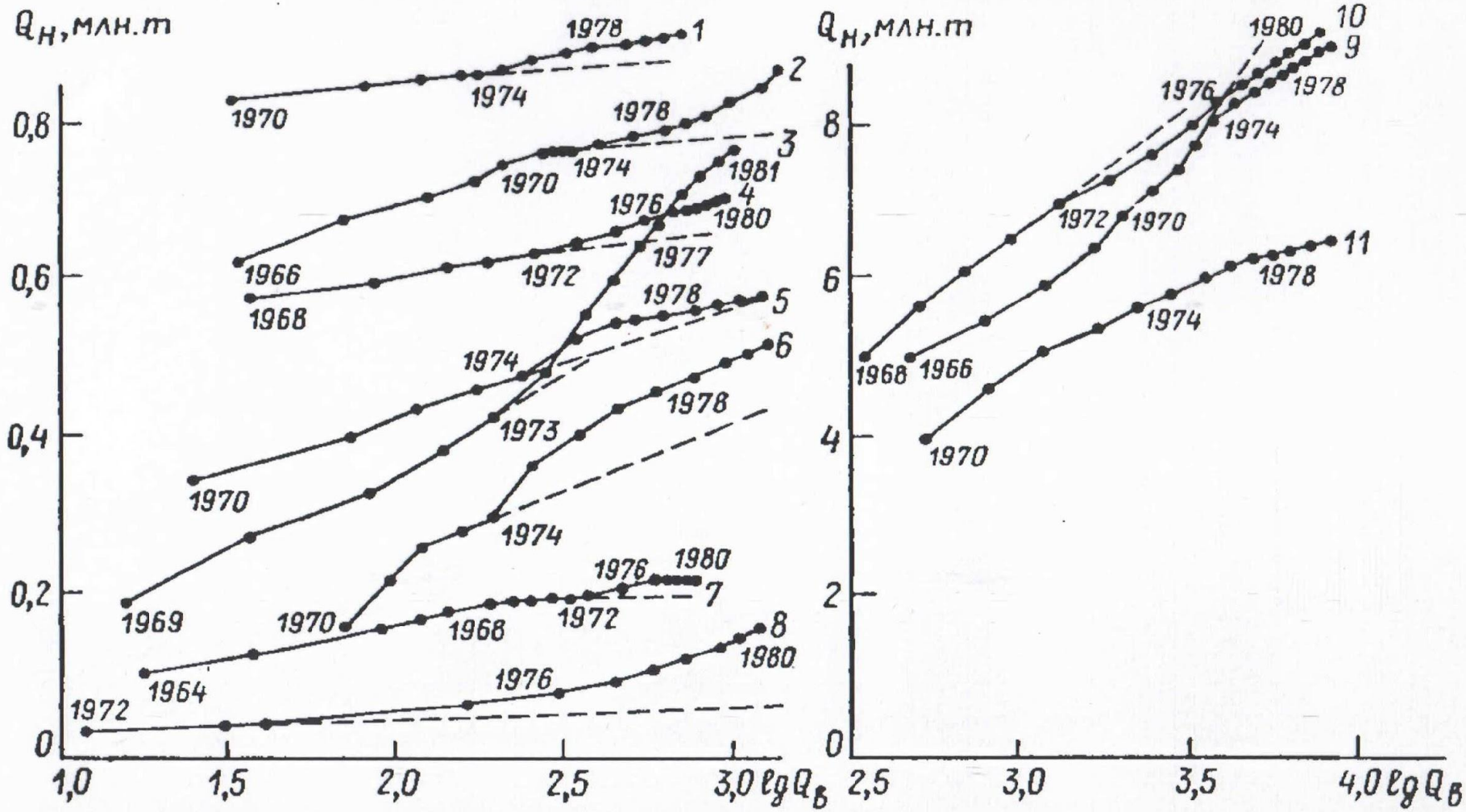
Эффективность форсированного отбора жидкости при различной обводненности (по К.С. Баймухаметову).



Кн - коэффициент изменения дебитов нефти
Кж - коэффициент увеличения жидкости

Данные ФОЖ по Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения

Кол-во скв переве-денных на форсир. отбор жидкости		Эксплуатационные характеристики скважин, находившихся на форсированном отборе жидкости													
		До перевода на форсир. отбор				После перевода на форс. отбор				По состоянию на 1.01.1995г.				Прирост доп. добычи, тыс т	
Всего за весь период разработки	Наход. на форс на 1.01 95 г.	Сум.деб, т/сут		Ср. давл. МПа		Сум.деб, т/сут		Ср. давл. МПа		Сум.деб, т/сут		Ср. давл. МПа			
		жидк.	нефть	пласт.	забойн.	жидк	нефть	пласт.	забойн	жидк	нефть	пласт.	забойн	жидк	нефть
266	24	3160,2	79,6	16,6	9,6	7018	209,8	16,9	9,2	4513	160,1	16,3	6,9	606,7	33,1



Характеристики вытеснения нефти водой по форсированным скважинам и участкам 1-8 – скв.146, 116, 9501, 9562, 3464, 108111; 9-11 – участки I, II, III – соответственно

Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от принятой в проектных документах плотности сетки скважин и возможности ее достижения

	Фонд скважин			УПС га/скв	Коэффициент извлечения нефти		
	Общий	Основной	Резервный		Проектный	Возможный при выпол. проект.ных решений	Запасы на 1 скв., тыс.т.
I Генсхема	9364	8364	1000	34/45**	0,6	0,38	190,4
Необходимо для достижения проект. КИН (при применении принципов разработки по I Генсхеме)	53132	--	--	8	--	--	44,3
II Генсхема	12020	9880	2140	36	0,53	0,42	172,6
III Генсхема Кроме того:	19198* 1865 дублеров	16300	2898	25,6	0,53	0,49	127,8
По сумме утвержденных проектов (на 01.01.95г.) Кроме того:	22127 3006 дублеров	21433	694	19,2	0,53	0,51	93,5
Фактически на 01.01.95г. .Кроме того:	18813 714 дублеров	9898	8915	22,6	0,53	0,48	117,2
Необходимо для достижения утвержденного КИН Кроме того:	24177 4720 дублеров	--	--	17,6	0,53	0,53	92,1
Необходимо для достижения КИН = 0,6 (с применением современных МУН) Кроме того:	28076 4720 дублеров	--	--	15,0	0,6	0,6	91,6

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МУН В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (ПРИРОСТ КИН, ПРОЦЕНТНЫХ ПУНКТОВ)

Методы увеличение извлечения нефти	Параметры пласта							Характеристика нефти			Характеристика пластовой воды		Тем пера тура, C^0	% теку-щей обвод-ненно-сти	Приеми-стость скважин, м3/сут	Факторы, благоприятные для проведения метода	Факторы, осложняющие применение метода	Увели-чение нефте-отдачи в проце нтных пунк-тах
	Тип кол-лек-тора	Глу-бина плас-та, м	Про-ницае мость, мкм2	Порис тость, %	Степень неоднород-ности	Глинис-тость, карбонат ность, % %	Толщи-на пласта, м	Плот-ность, кг/м^3	Вязко-сть, м Па*с	состав	Минера-лизация	Насыщен-ность пор пор						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	6	17	18	19
1. ВТОРИЧНЫЕ МЕТОДЫ																		
Стационарное заводнение необработанной водой (базовый для сравнения прогрессивных МУН)	терр. карб.	до 3500	> 0.1 >0.01	>12,5 >10	однородный для законтур. и площадного заводнения; неоднородный для рассредоточен-ных систем заводнения	глини-стость <2	> 1м	<900	<30						> 50	малая вязкость нефти, низкая степень неоднород-ности, высокая проницае мость	расчлененность высокая послойная неоднородн, наличие газовой шапки, обширные ВНЗ, высокая вязкость нефти, высокое содержание парафина	
1.ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ (ГМУН) 1.1 форсированный отбор (ФОЖ)	терр.	до 3500	>0,1	>16	неоднородный	глини-стость <2	> 2 м	<900	<30			>50			>95	высокая проницае мость, мощность, неоднородность	ВНЗ, высокая вязкость, газовая шапка	до 3
1.2.Вовлечение в разработку недренируемых запасов за счет:	терр. карб.	не огр.	терр. >0.03 карб >0.01	терр. >12,5 карб >8	неоднородный	глини-стость < 5	> 2 м	<900	<30			>50						до 10-15
-разукрупнения эксплуатационных объектов	терр. карб.	не огр.	"	"	пласты с различ ными коллектор скими свойствами (>3 раза)	глини-стость < 5	>2 м					>50			>50	расчлененный		
-оптимизации плотности сетки скважин	терр. карб	не огр.	"	"	не ограничено	не огр	>3 м	для всех				>50			>50	неоднородность		
-совершенствования системы поддержания пластового давления	терр. карб.	не огр.	"	"	не ограничено	не огр	>2 м	<900	<60			>50			>50	неоднородность		
1.3.Нестационарное (циклическое) заводнение с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пластах (НЗ)	терр. карб.	до 3500	терр. >0.03 карб >0.01	терр. >10 карб >8	неоднородные трещиноватые	глини-стость < 5	>1	<930	< 500 эффек 10-60			>50			>100	увеличение неоднородност и пластов, содержание нефти вязкостью10-60 мПа*с	наличие газ. шапки, ВНЗ	до 3-9 иногда до 15