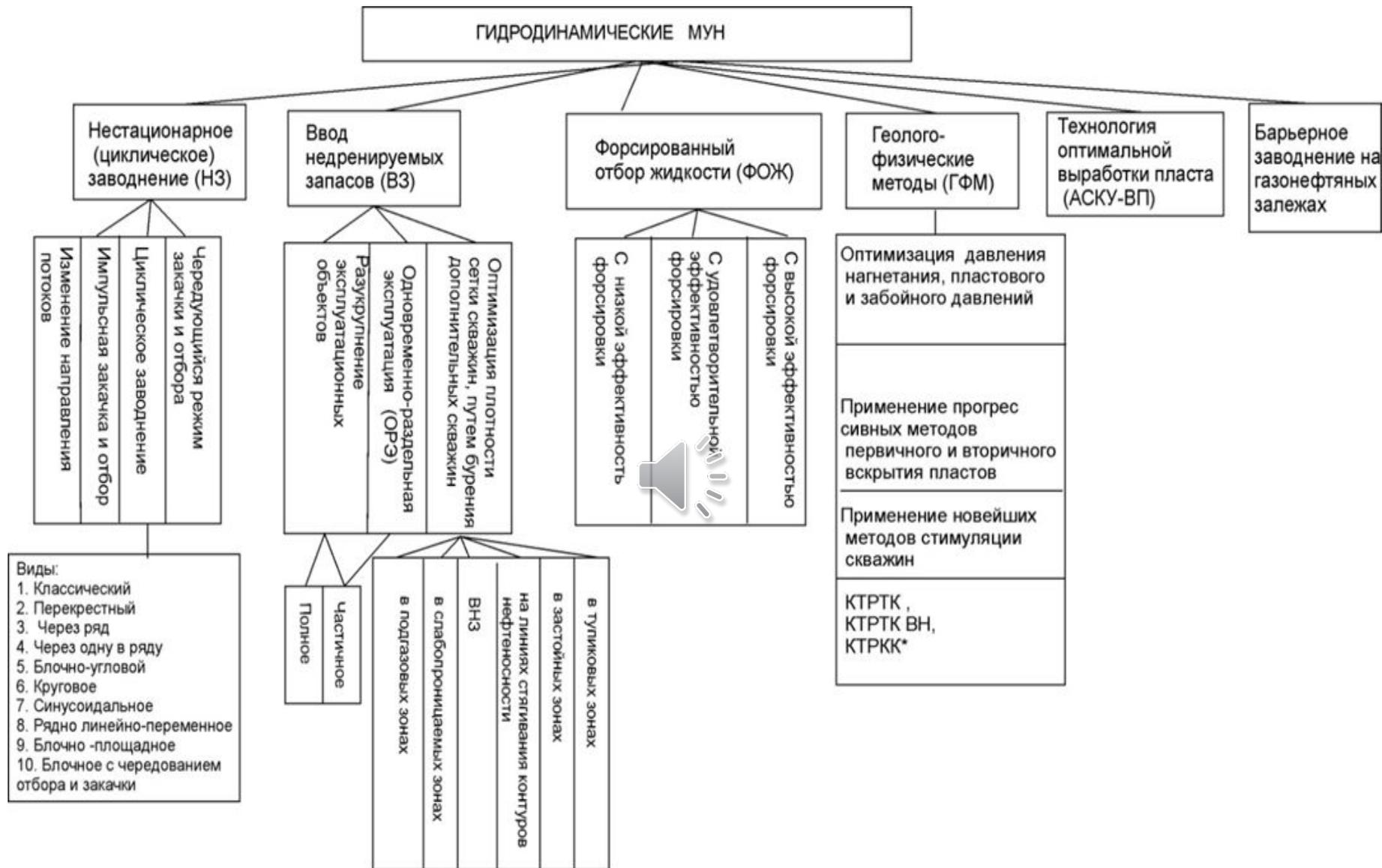


Лекция 4-5

Вторичные (гидродинамические) МУН



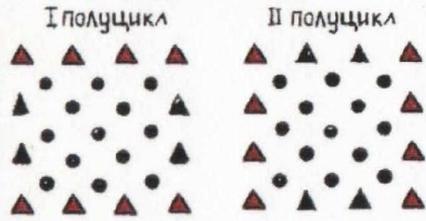


* КТРКК - комплексная технология разработки карбонатных коллекторов
КТРТК - комплексная технология разработки терригенных коллекторов
КТРТКВН - комплексная технология разработки терригенных коллектоов с высоковязкой нефтью

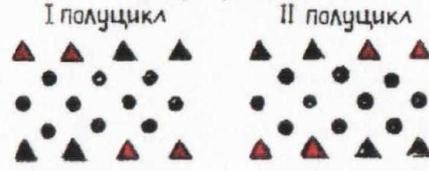
МЕТОДЫ НЗ С ИНФП

Syclic water flooding with change of fluid stream course

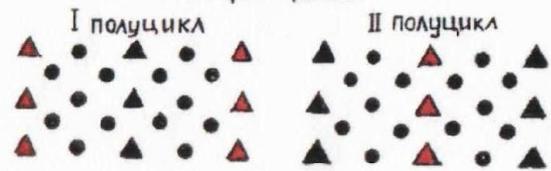
1. Классический



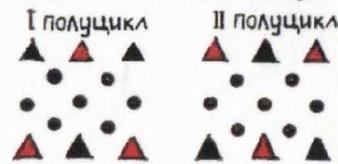
2. Перекрестный



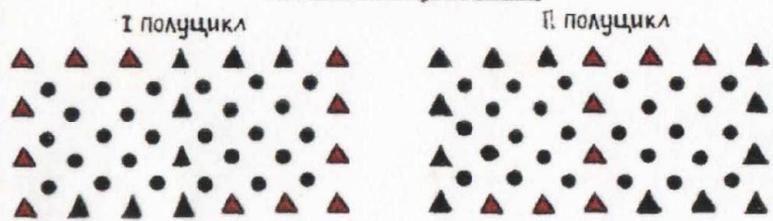
3. Через ряд



4. через одну в ряду



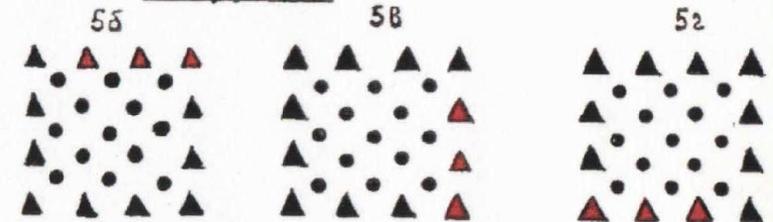
4. Блочное-угловое



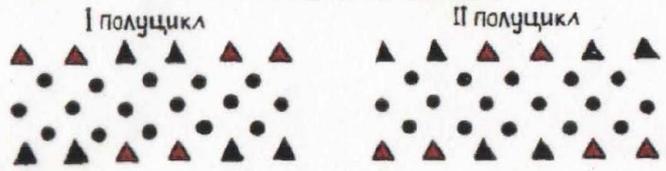
5а



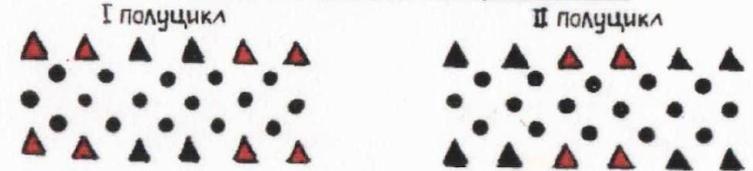
5. Круговое



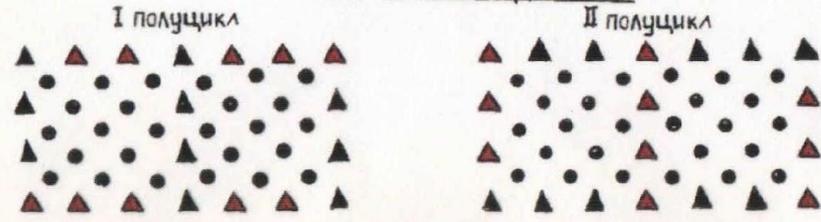
6. Синусоидальное



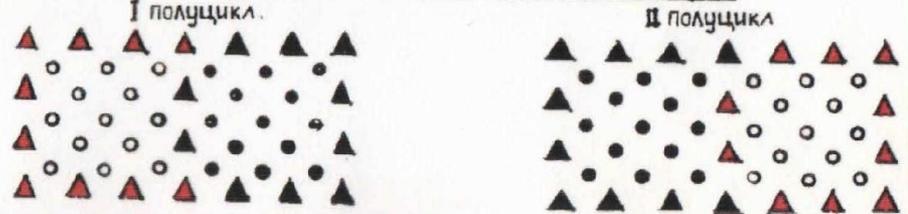
7. Рядное, линейно-поперечное



8. Блочное-площадное



9. Блочное с чередованием закачки и отбора



ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЦИКЛИРОВАНИЯ ЗАКАЧКИ НА ЗАЛЕЖИ 302 БАШКИРСКОГО ЯРУСА

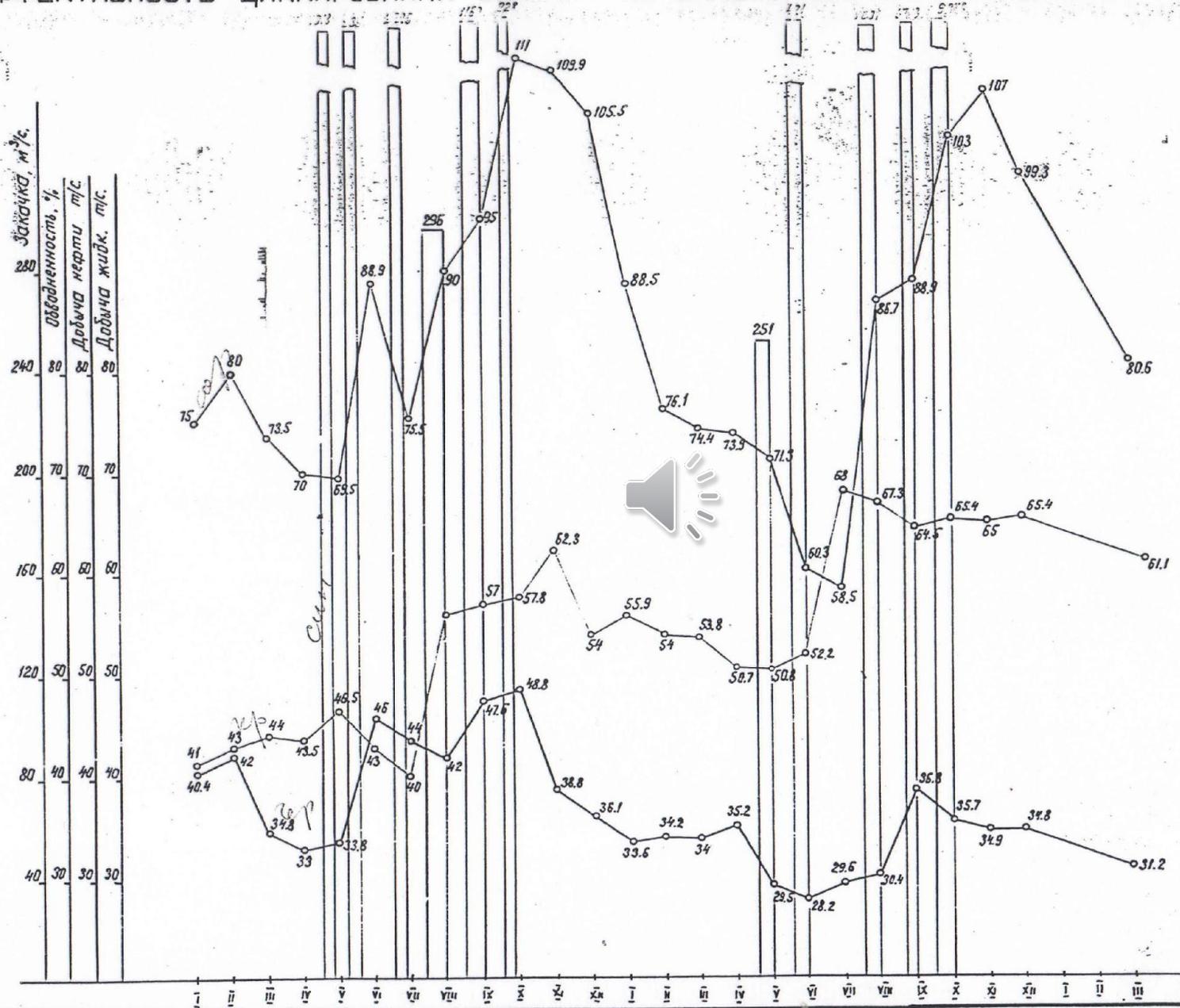
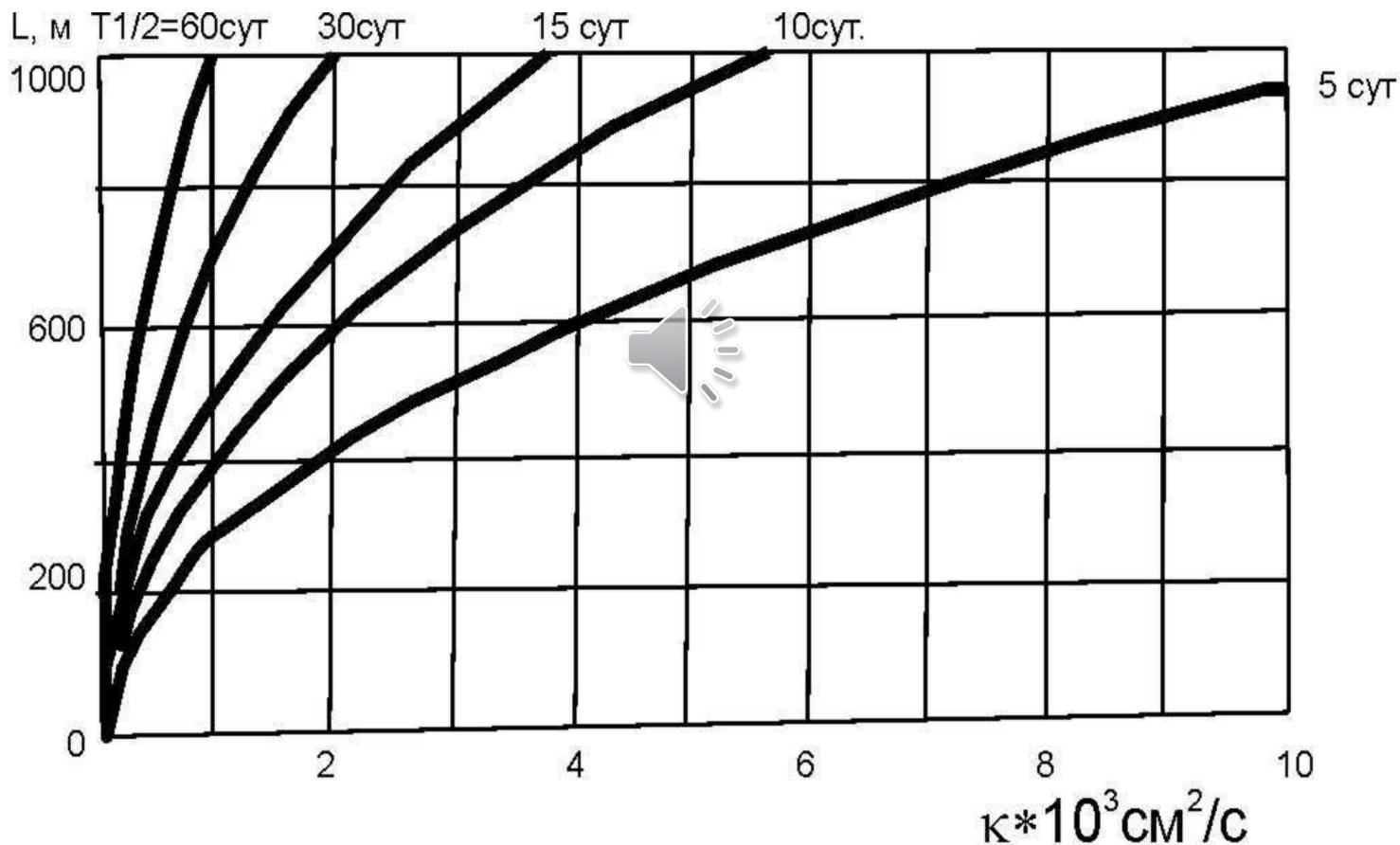


Рис.
стр.

**Зависимость длительности полуциклов
нестационарного воздействия ($T_{1/2}$) от
пьезопроводности пласта (κ) 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 "Джа- лильнефть"
Балансовые запасы нефти, тыс.т	53138	33189
Вовлеченные в разработку извлекаемые запасы нефти при $\gamma=0,29$, 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:

$$Z = \left(\frac{C M \mu_0 V_n \lambda}{Q_{ж}^t} \right)$$

где Z - насыщенность подвижной нефтью за фронтом вытеснения;

V_n - дренируемый объем порового пространства;

μ_0 - отношение вязкостей нефти и воды;

$Q_{ж}^t$ - 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:

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

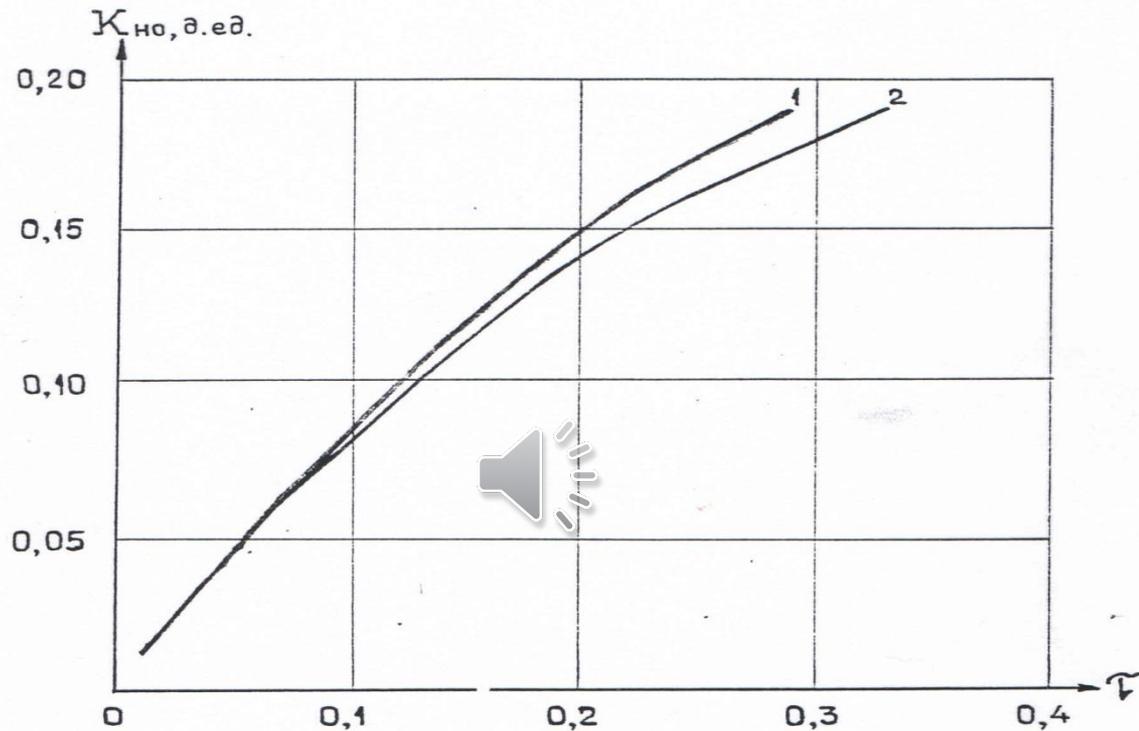


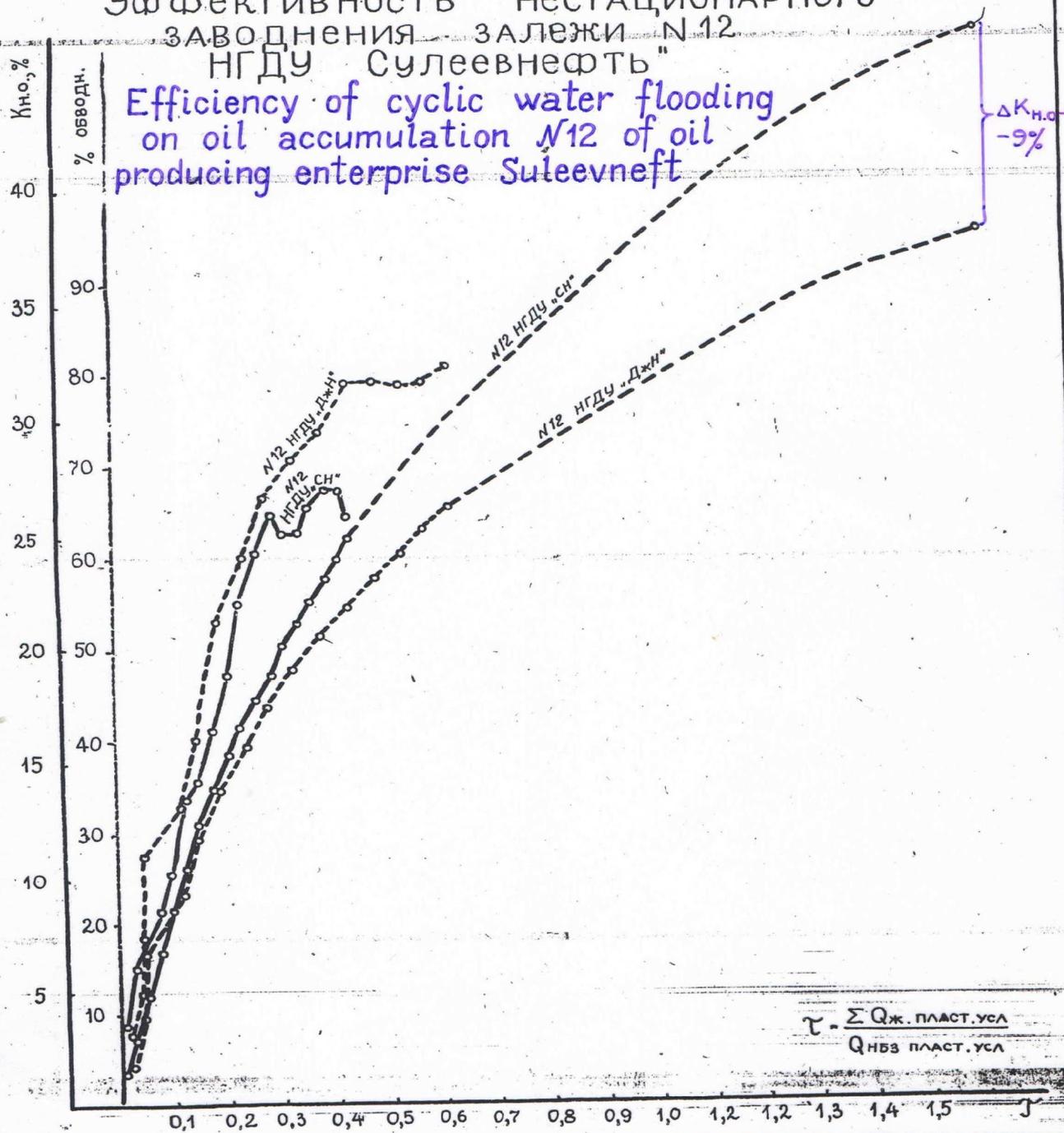
Рис. Зависимость коэффициента нефтеотдачи $K_{но}$ от безразмерного времени τ .
 Залежь: 1 - № 12 НГДУ "Сулеевнефть",
 2 - № 12 НГДУ "Джалмлынефть"

$$K_{но} = \frac{Q_n}{Q_b}, \quad \tau = \frac{Q_{жпп}}{Q_{бпп}}$$

где Q_n , Q_b - накопленная добыча нефти и балансовые запасы в поверхностных условиях;
 $Q_{жпп}$, $Q_{бпп}$ - накопленная добыча жидкости и балансовые запасы в пластовых условиях

Эффективность нестационарного заводнения залежи N12 НГДУ Сулеевнефть

Efficiency of cyclic water flooding on oil accumulation N12 of oil producing enterprise Suleevneft

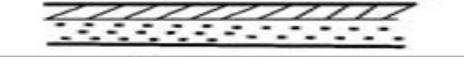
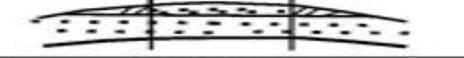
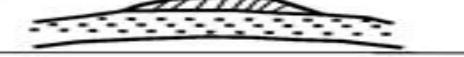


Выводы и причины
потерь запасов

Схема формирова-
ния 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 пластах 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

K_n – кратность изменения дебита нефти, представляющая отношение среднесуточного дебита в первый год после начала форсирования к среднесуточному дебиту за предыдущий год;

$K_{ж}$ – 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:

$$K_n > K_{ж}, K_n > 1.$$

2. Скважины (этапы) с удовлетворительной эффективностью форсирования:

$$K_n < K_{ж}, K_n > 1.$$

3. Скважины (этапы) с низкой эффективностью форсирования:

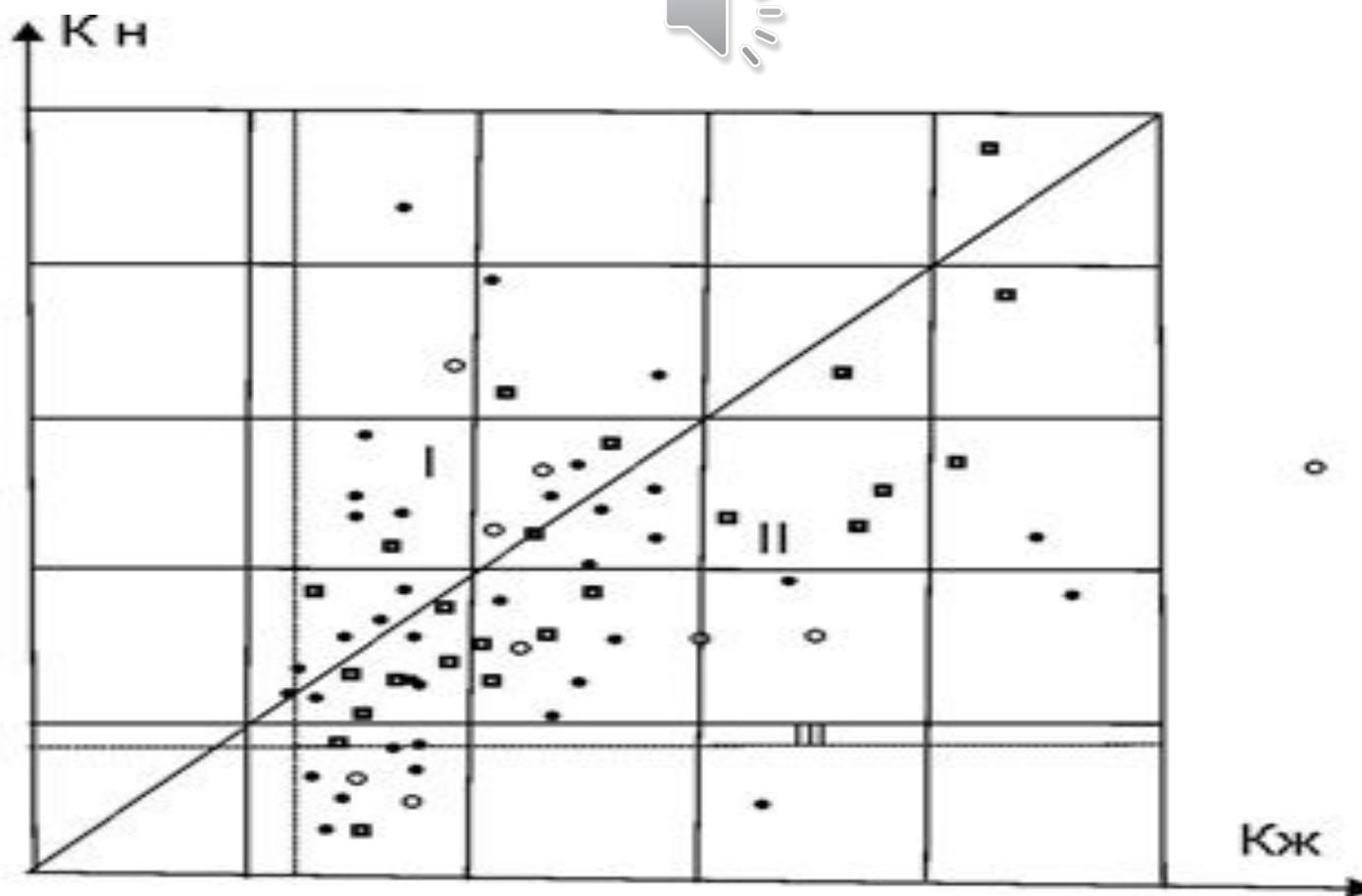
$$K_n < K_{ж}, K_n < 1.$$

4. Скважины (этапы) с отрицательными результатами

$$K_n < K_{ж}, K_n < K_0 < 1,$$

где K_0 – 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).



K_n - коэффициент изменения дебитов нефти
 $K_{ж}$ - коэффициент увеличения жидкости

Данные ФОЖ по Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения

Кол-во скв переведенных 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 разработ ки	Нахо д. 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	нефт ь	пласт	забой н.	жидк	нефт ь	пласт	забой н	жидк	нефт ь	пласт	забой н		
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



**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	19198*	16300	2898	25,6	0,53	0,49	127,8
Кроме того:	1865 дублеров						
По сумме утвержденных проектов (на 01.01.95г.)	22127	21433	694	19,2	0,53	0,51	93,5
Кроме того:	3006 дублеров						
Фактически на 01.01.95г.	18813	9898	8915	22,6	0,53	0,48	117,2
Кроме того:	714 дублеров						
Необходимо для достижения утвержденного КИН	24177	--	--	17,6	0,53	0,53	92,1
Кроме того:	4720 дублеров						
Необходимо для достижения КИН = 0,6 (с применением современных МУН)	28076	--	--	15,0	0,6	0,6	91,6
Кроме того:	4720 дублеров						

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

Методы увеличения извлечения нефти	Параметры пласта							Характеристика нефти			Характеристика пластовой воды		Температура, С°	% текущей обводненности	Проницаемость скважин, м3/сут	Факторы, благоприятные для проведения метода	Факторы, осложняющие применение метода	Увеличение нефтеотдачи в процентных пунктах	
	Тип коллектора	Глубина пласта, м	Проницаемость, мкм2	Пористость, %	Степень неоднородности	Глинистость, карбонатность, %	Толщина пласта, м	Плотность, кг/м ³	Вязкость, мПа*с	состав	Минерализация	Насыщенность пор							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	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 рассредоточенных систем заводнения	глинистость <2	> 1м	<900	<30						> 50	малая вязкость нефти, низкая степень неоднородности, высокая проницаемость	расчлененность высокая послойная неоднородности, наличие газовой шапки, обширные ВНЗ, высокая вязкость нефти, высокое содержание парафина		
1.ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ (ГМУН)		до 3500			неоднородный	глинистость <2	> 2 м	<900	<30						>95	высокая проницаемость, мощность, неоднородность	ВНЗ, высокая вязкость, газовая шапка	до 3	
1.1 форсированный отбор (ФОЖ)	терр. карб.		>0,1	>16		глинистость <2													
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	глинистость < 5	> 2 м	<900	<30										до 10-15
-разукрупнения эксплуатационных объектов	терр. карб.	не огр.	"	"	пласты с различными коллекторскими свойствами (>3 раза)	глинистость < 5	>2 м								>50	расчлененный			
-оптимизации плотности сетки скважин	терр. карб.	не огр.	"	"	не ограничено	не огр	>3 м	для всех							>50	неоднородность			
-совершенствования системы поддержания пластового давления	терр. карб.	не огр.	"	"	не ограничено	не огр	>2 м	<900	<60						>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	глинистость < 5	>1	<930	< 500 эффект 10-60						>100	увеличение неоднородности и пластов, содержание нефти вязкостью 10-60 мПа*с	наличие газ. шапки, ВНЗ	до 3-9 иногда до 15	