



## Сопоставительный анализ эффективности реализуемых систем разработки на месторождениях Самарской области, находящихся в поздней стадии разработки

---

Выполнил: Мустафаев Р.Ф. 3-НТ-5

Руководитель: Кузнецова Т.И

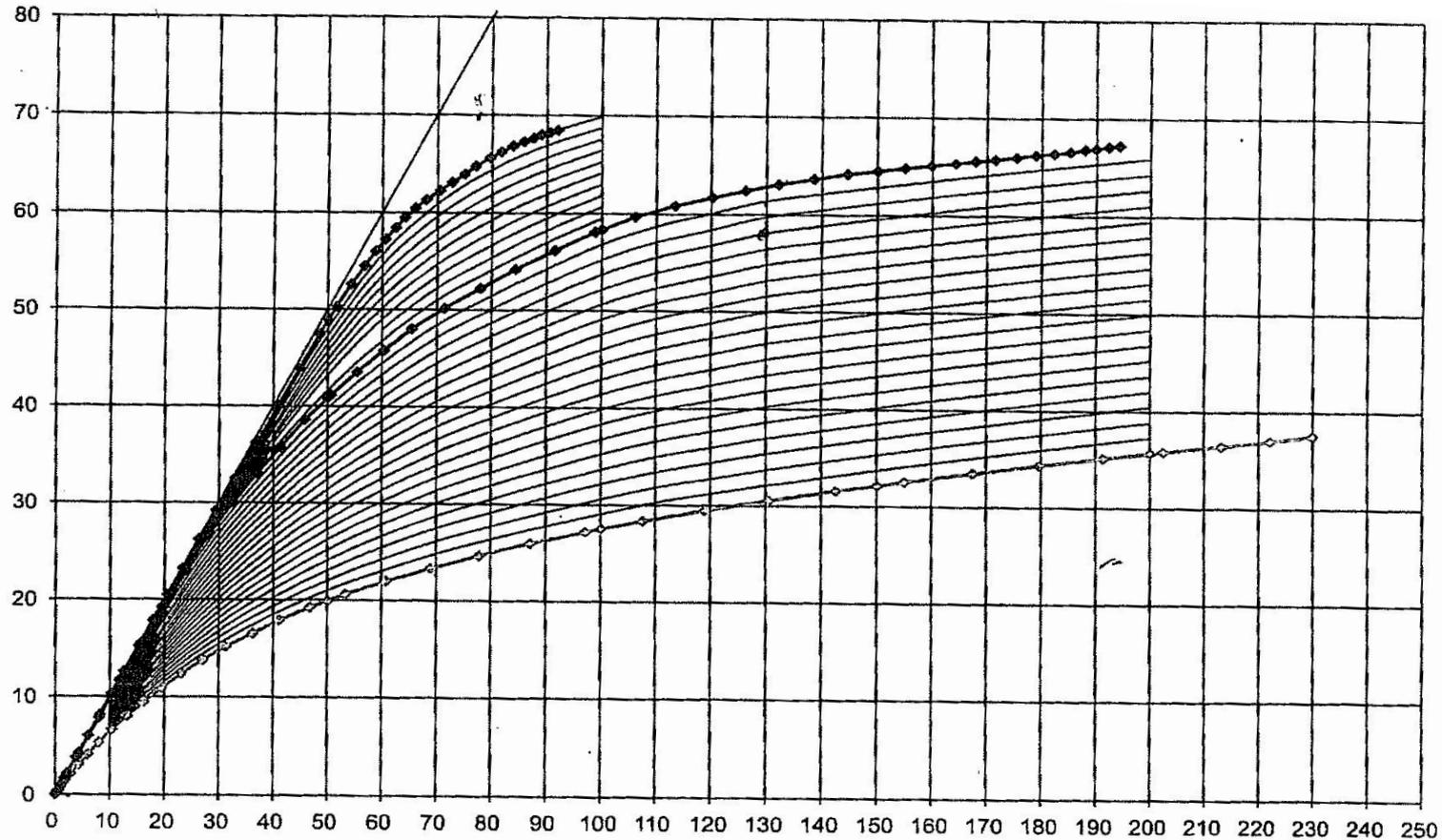
- Задача сопоставительного анализа состоит в том, чтобы оценить величину прироста КИН при различной степени промывки пласта.

- $КИН = K_v \cdot K_{охв} \cdot K_c$ .

- Где  $\frac{\sum Q_{ж}^{пл.у.}}{Q_{бал}} = \tau$  - промывка пласта

- Кратность промывки пласта –  $\tau$  удобна, так как она применима при анализе, как небольших, так и крупных месторождений

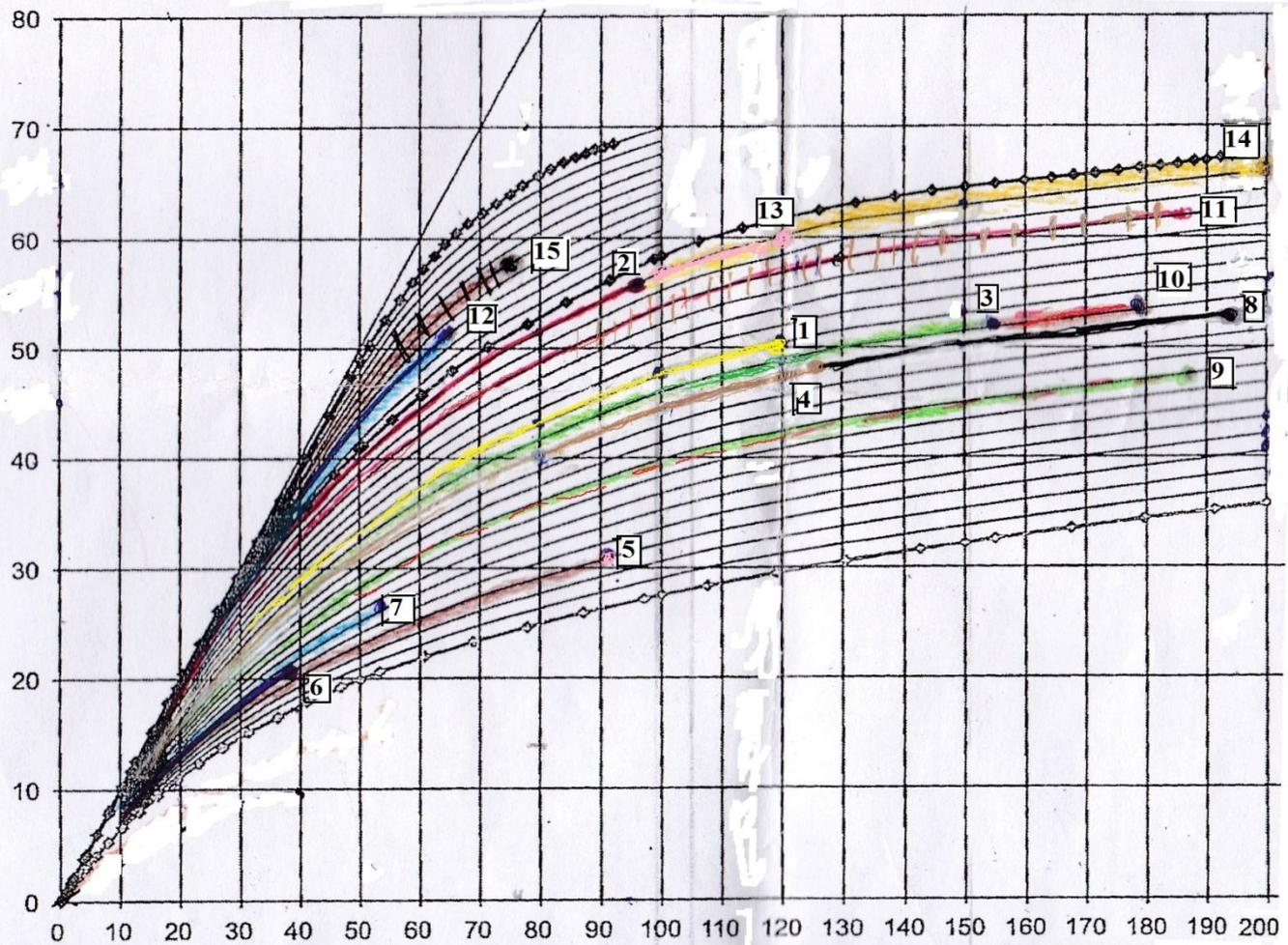
КИН, %



$\frac{\Sigma Q_{ж.пл.у.}}{НБЗ_{пл.}} \times 100\%$

№	месторождение	Кин текущий при t	t=1	k	$\mu$	a=k/ $\mu$	Kp	ЦДНГ
1	Кулешовское, А3 центральный купол	Кин проект.=0,576;Кин тек.=0,564 при t=0,95	0,575	0,185	0,659	0,281	2,4	цднг-9 Нефтегорск
2	Кулешовское, А4 центральный купол	Кин проект.=0,510;Кин тек.=0,495 при t=1,2	0,48	0,206	0,88	0,234	7,5	
3	Кулешовское, Б2 западный купол	Кин проект.=0,590;Кин тек.=0,523 при t=1,54	0,45	0,451	1,92	0,235	5	
4	Кулешевское, А4 благодаровский куп	Кин проект.=0,510;Кин тек.=0,49 при t=1,25	0,45	0,087	1,06	0,082	2,7	
5	Ветлянское поднятие центр, Б2	Кин проект.=0,572;Кин тек.=0,319 при t=0,93	0,325	0,846	2,62	0,323	3,9	
6	ветлянское поднятие, В1	Кин проект.=0,385;Кин тек.=0,2 при t=0,38	0,32	0,009	2,03	0,0044	5,7	
7	Алексеевское мест Пласт Дл	Кин проект.=0,501;Кин тек.=0,263 при t=0,53	0,35	0,068	2,04	0,033	4,45	
8	Покровское мест. пласт А4	Кин проект.=0,566;Кин тек.=0,528 при t=1,97	0,48	0,827	1,44	0,574	4,7	цднг-10 Безенчук
9	покровское мест. пласт Б2	Кин проект.=0,549;Кин тек.=0,471 при t=1,88	0,4	1,076	3,29	0,327	5,8	
10	белозерско-чуб мест. б2+б3, центр участок	Кин проект.=0,570;Кин тек.=0,52 при t=1,8	0,48	0,898	4,58	0,196	4,1	цднг-4 Мирный
11	белозерско-чуб мест. б2+б3, западный уч.	Кин проект.=0,65;Кин тек.=0,625 при t=1,86	0,54	0,898	4,17	0,215	2,9	
12	Дмитриевское мест. пласт Д2	Кин проект.=0,530;Кин тек.=0,512 при t=0,65	0,62	0,132	0,73	0,181	3	цднг-3 Отрадный
13	дмитриевское мест. пласт С4+С5	Кин проект.=0,610;Кин тек.=0,597 при t=1,2	0,57	1,367	1,84	0,743	2,3	
14	мухановское мест. 1 объект	Кин проект.=0,696;Кин тек.=0,683 при t=2,06	0,57	1,028	1,7	0,605	2,9	
15	Мухановское мест. 3 объект	Кин проект.=0,620;Кин тек.=0,578 при t=0,76	0,64	0,181	0,83	0,218	2,9	

КИН, %



**Месторождение, пласт:**

- 1 - Кулешовское, А4, центральный купол
- 2 - Кулешовское, А3, центральный купол
- 3 - Кулешовское, Б2, западный купол
- 4 - Кулешовское, А4, благодаровский куп
- 5 - Ветлянского поднятие, центр, Б2

- 6 - Ветлянского поднятие, В1
- 7 - Алексеевское, Дл
- 8 - Покровское, А4
- 9 - Покровское мест, Б2
- 10 - Белозерско-чуб, 62+63, центр

- 11 - Белозерско-чуб, 62+63, западный уч.
- 12 - Дмитриевское, Д2
- 13 - Дмитриевское, С4+С5
- 14 - Мухановское, I объект
- 15 - Мухановское, III объект

$$\frac{\Sigma Q_{ж.пл.у.}}{НБЗ_{пл.}} \times 100\%$$

Таблица ступеней

№	месторождение	КИН при t=1	k	μ	a=k/μ	Kp
1	Мухановское мест. 3 объект	0,640	0,181	0,83	0,218	2,9
2	Дмитриевское мест. пласт Д2	0,620	0,132	0,73	0,181	3
3	Кулешовское, А3 центральный купол	0,575	0,185	0,659	0,281	2,4
4	дмитриевское мест. пласт С4+С5	0,570	1,367	1,84	0,743	2,3
5	мухановское мест. 1 объект	0,570	1,028	1,7	0,605	2,9
6	белозерско-чуб мест. б2+б3, западный уч.	0,540	0,898	4,17	0,215	2,9
7	Покровское мест. пласт А4	0,480	0,827	1,44	0,574	4,7
8	Кулешовское, А4 центральный купол	0,480	0,206	0,88	0,234	7,5
9	белозерско-чуб мест. б2+б3, центр участок	0,480	0,898	4,58	0,196	4,1
10	Кулешовское, Б2 западный купол	0,450	0,451	1,92	0,235	5
11	Кулешевское, А4 благодаровский куп	0,450	0,087	1,06	0,082	2,7
12	покровское мест. пласт Б2	0,400	1,076	3,29	0,327	5,8
13	Алексеевское мест ПластДл	0,350	0,068	2,04	0,033	4,45
14	Ветлянское поднятие центр, Б2	0,325	0,846	2,62	0,323	3,9
15	ветлянское поднятие, В1	0,320	0,009	2,03	0,0044	5,7

Кроме того, по характеристикам вытеснения и проведенным расчетам для данных месторождений рассмотрим:

- 1. Сколько отбирается запасов нефти на различных этапах промывки пласта;
- 2. Сколько отбирается воды на 1 тонну добываемой нефти на различных этапах промывки пласта;

Для этого нам необходимы следующие параметры:

- 1. Балансовые запасы  $Q_{\text{бал}}$ .
- 2. Пересчетный коэффициент перевода в пластовые условия
- 3. Текущий КИН.

$$Kn = \frac{\beta}{\rho n}$$

По всем пластам при  $\bar{\tau} 1; 1,5; 2$  определим показатели промывки пласта.

## Схема определения показателей отбора жидкости из пласта на любом этапе его прокачки.

- Рассмотрим пример по Белозёрско-Чубовскому месторождению, пласта Б2+Б3.
- 1. КИН при различной степени промывки определяем по палетке прогноза.

τ	КИН
1	0,460
1,5	0,510
2	0,535

- 2. Накопленный отбор нефти определяем по известным геологическим запасам нефти и по КИН:

$$\sum Q_{\text{н}} = Q_{\text{бал}} \times \text{КИН}$$

τ	∑Q <sub>н</sub> , тыс. т
1	8840,7
1,5	9801,7
2	10282,2

- 3. Накопленный отбор воды определяем по формуле:

$$\sum Q_{\text{в}} = K_{\text{п}}(\tau \times Q_{\text{вал}} - \sum Q_{\text{н}})$$

τ	∑Q <sub>в</sub> , тыс.т
1	9077,04
1,5	21185,1
2	33292,9

- 4. Определяем накопленный отбор жидкости:

$$(\sum Q_{\text{жс}} = \sum Q_{\text{н}} + \sum Q_{\text{в}})$$

τ	∑Q <sub>ж</sub> , млн.т
1	17917,8
1,5	30986,8
2	43575,1

- 5. Определим отбор воды на одну тонну нефти (ВНФ)

$$(\sum Q_{\text{в}} / \sum Q_{\text{н}})$$

τ	ВНФ, т/т
1	1,02672853
1,5	2,16137217
2	3,23792703

## Отбор нефти и воды на различных этапах обводненности.

Показатели	Диапазон обводненности:							
	0 - 5%		5,1 - 50%		50,1 - 90%		>90%	
	млн.т	%	млн.т	%	млн.т	%	млн.т	%
QN	232,8	9,7	1029,4	40,1	693,9	27,5	656,7	22,7
QВ	4,1	0,03	503,7	4,2	2209,6	16,9	10143,8	78,87
QЖ	236,9	1,9	1533,1	10,8	2903,5	19,2	10800,5	68,1
ВНФ	0,02	-	0,49	-	3,18	-	15,45	-
обводн.	1.73	-	32,8	-	76.1	-	93.9	-

## Выводы

- - На этапе прокачки жидкости в количестве одного объема пор ( $\tau = 1,00$ ) из недр месторождений, разрабатываемых с заводнением в среднем извлекается 84,5% запасов нефти.
- - За период разработки месторождений с обводненностью до 5% отбираются всего лишь 9,7% извлекаемых запасов нефти. В диапазоне от 5,1-50%-отбирается 40,1% запасов; на этапе обводненности 50,1-90% отбор запасов нефти составляет 27,5% и на этапе обводненности, превышающий 90% отбирается 22,7% запасов.