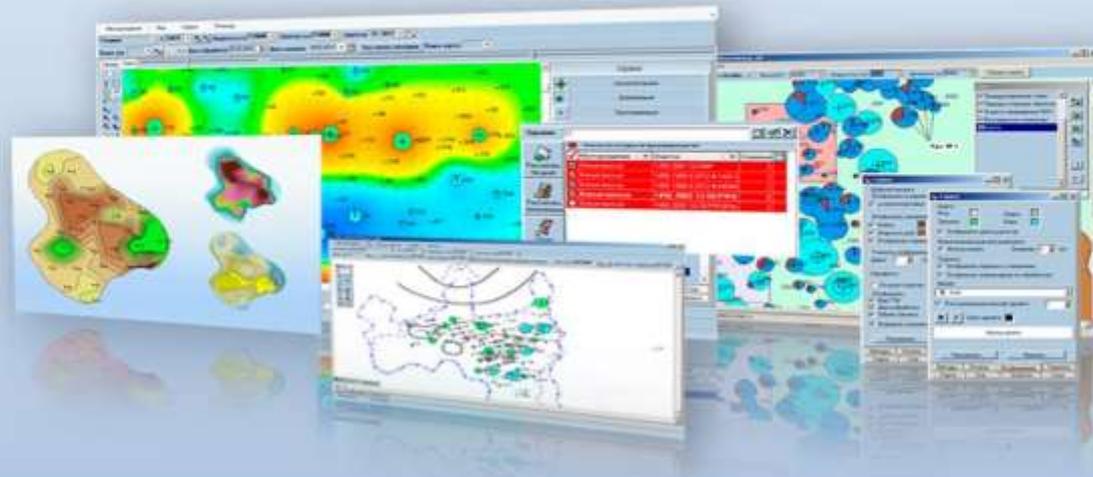


Планирование ГТМ с использованием нейронных сетей в химических технологиях повышения нефтеотдачи пластов

д.х.н., профессор, действительный член РАЕН Фахретдинов Риваль Нуретдинович
Генеральный директор ООО «ЕОР-Софт» Якушин Владимир Борисович

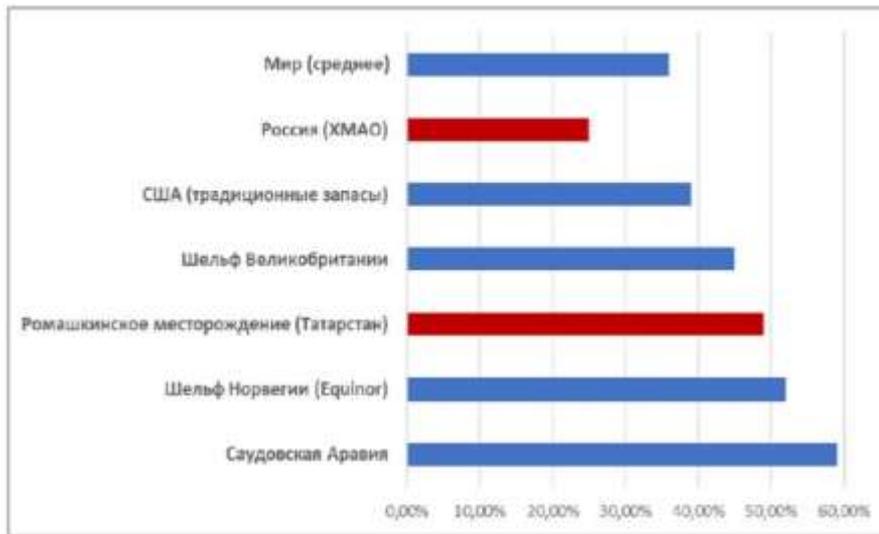


Исключительные права ©: ООО «ЕОР-Софт». Все права зарезервированы.

Данная презентация входит в состав программного комплекса «EOR Effect+» и не подлежит тиражированию, распространению для использования при создании программного обеспечения и ознакомлению с ней третьих лиц (кроме лицензионных пользователей ПК «EOR Effect+») без получения письменного согласия от ООО «ЕОР-Софт».

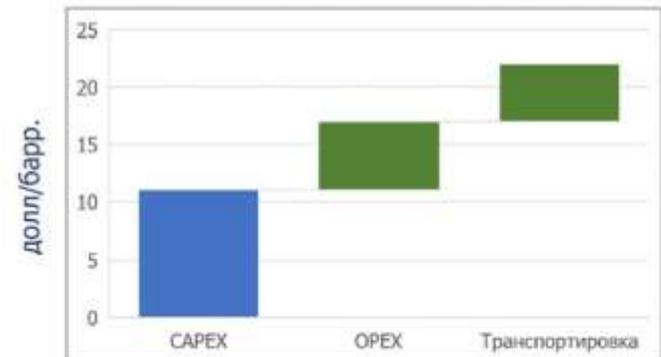
Передача информации из данной презентации третьим лицам и организацией является нарушением авторских прав.

Среднее значение КИН по странам мира

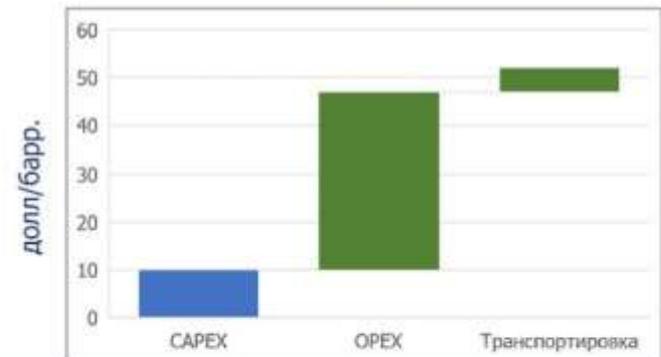


Источник: Е.Грушевенко. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России. – М.: СКОЛКОВО, 2021.

Добыча нефти без использования хМУН



Добыча нефти с использованием хМУН



Мониторинг разработки месторождений

- Анализ работы блоков в границах активного контура (по достижению КИН, по достижению эффективной компенсации)
- Анализ причин приростов и потерь добычи нефти
- Управление заводнением и определение целевой приемистости
- Оценка потенциала скважин
- Подбор ранее не работающих скважин-кандидатов для пуска в эксплуатацию (пуски и переводы)

Где?
Что?
Стоит ли?
Достигли ли?

Список скважин-кандидатов
на проведение мероприятий

Анализ эффективности проведенных мероприятий

- дополнительной добычи нефти, снижения попутно добываемой воды
- изменения приемистости
- Расчет изменения извлекаемых запасов
- изменения компенсации отборов реагирующих скважин и охвата воздействия
- длительности эффекта
- наиболее эффективных и не рентабельных технологий
- баланс потерь и приростов от переводов в ППД

Статистика эффективности
по технологиям

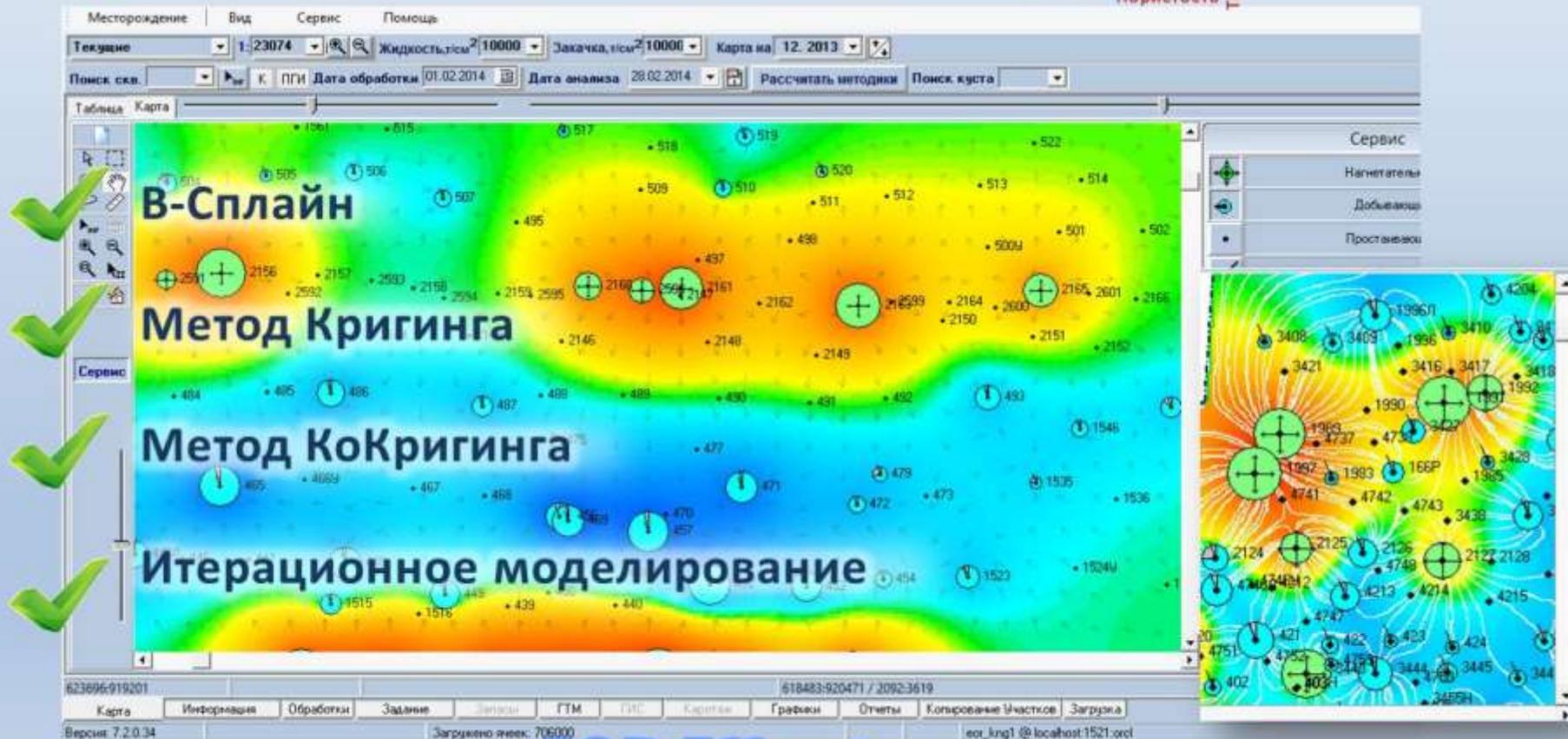
Составление программы планируемых мероприятий

- Выбор состава химических реагентов для мероприятия на конкретной скважине
- Расчет и анализ окупаемости эффекта планируемого мероприятия
- Формирование и оптимизация программы мероприятий

Расчет и построение простейших геологических карт (сеток)

✓ **Геологические запасы** (моделирование)

✓ **Изобары и линии тока** (моделирование)

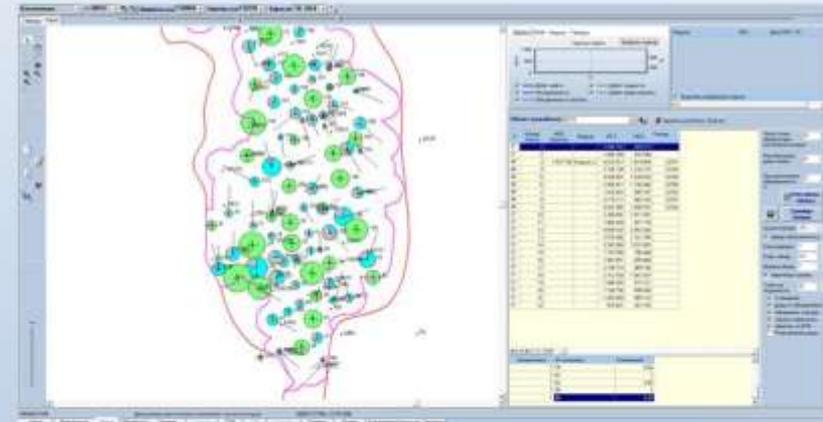
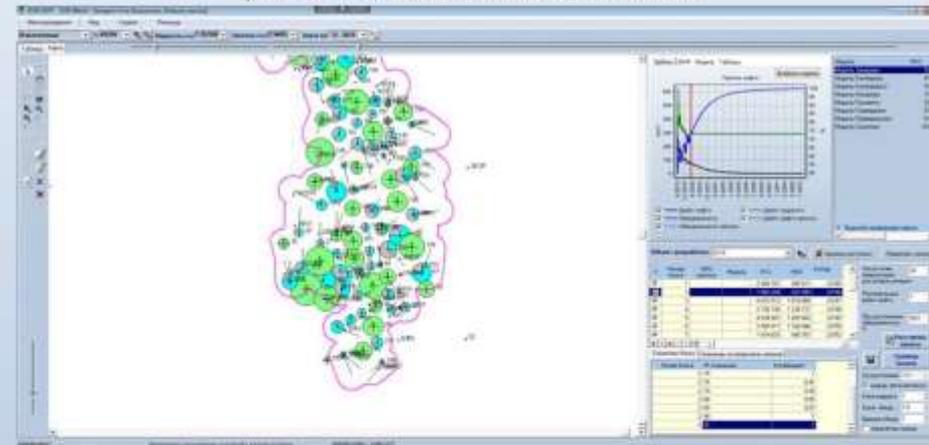


EOR Effect+

Определение границ блоков разработки в границах активного контура

Формирование краевых контуров блоков разработки,
расчет извлекаемых запасов

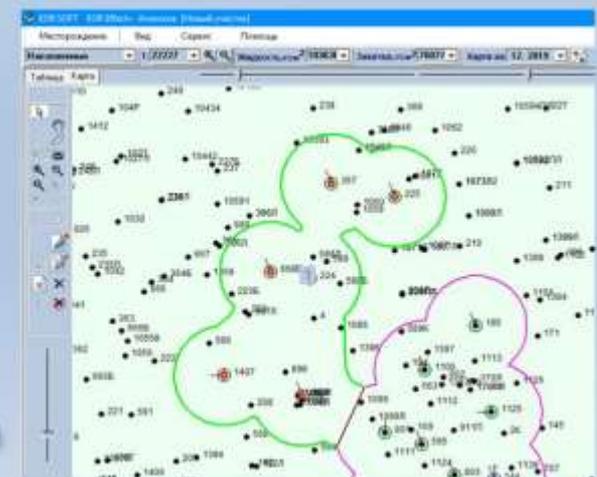
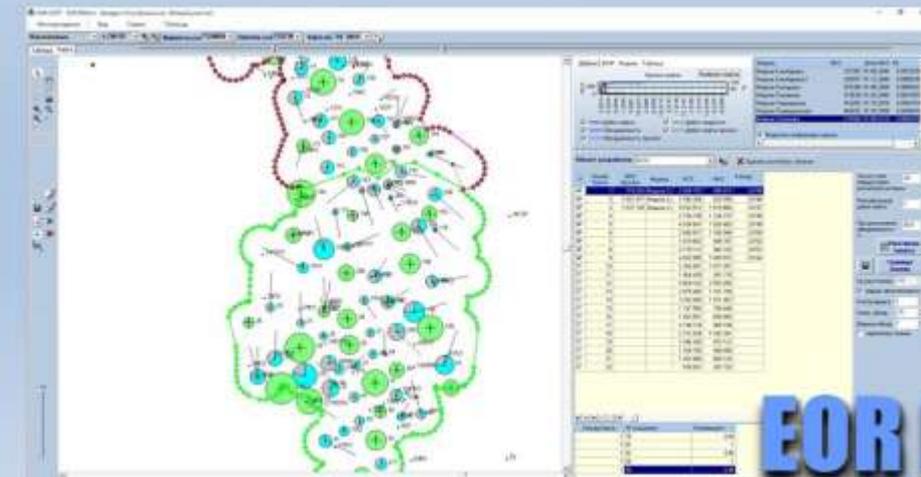
Загрузка контуров ВНК и утвержденных контуров запасов



Корректировка краевых контуров блоков разработки с
учетом контуров ВНК и запасов

Нарезка внутренних контуров блоков разработки:

- Ручная
- автоматическая

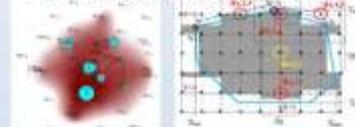


EOР Effect+

Подбор скважин-кандидатов в результате анализа Блоков

- Составление рейтинга блоков месторождения
- Подбор технологий в соответствии с критериями
- Подбор скважин кандидатов для проведения ГТМ

Расчет геологических запасов по блокам



Анализ по блоку

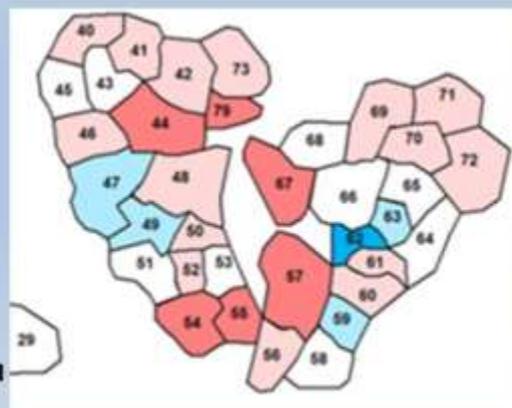


Сводный отчет по блокам

Месторождение	Объект Разработки	№ блока	Анализ											Номера скважин	
			Выработка запасов				Энергетика			Энергетика					
			Обв. ЭТАЛОН 1, %	Обв. ЭТАЛОН 2, %	Δ% Обв.	Δ Динамики Обв ЭТАЛОН / Факт	Потери нефти блока от естественного обводнения, т	Потери нефти базового фонда блока от естественного обводнения, т	Активность контура (тек), м3/сут	Активность контура (тек), %	Эффективная компенсация 1, %	Эффективная компенсация 2, %	Превышение потерь по обв. относительно эталонного		
63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	77	Кандидат AC CSE-1313				
1	2	3	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	77	78	
Аганское															
Западно-Усть-Балыкское	БС10	1	61,90%	64,93%	1,28	-10,11	-16	-16	-16 081	-81,88%	12,43%	26,91%	-17,40	76, 79	
Локосовское	БВ6	2	98,31%	98,37%	0,96	-0,04	0	-1	-350 269	-100,00%	0,00%	0,00%	-22,91	306	
Мегнионское	БВ10	5	96,96%	97,30%	0,76	0,13	-1	-1	-48 723	-233,86%	0,00%	0,00%	8,97	1 052	
Тайлаковское	Ю2-3	15	86,56%	87,51%	0,98	0,20	-5	-2	3 586	3,56%	95,42%	87,12%	19,19	599	
Тайлаковское	Ю2-3	53	88,65%	89,55%	0,82	0,47	-3	-3	720	1,17%	86,03%	82,73%	3,42	926	
Тайлаковское	Ю2-3	56	84,29%	85,33%	0,89	0,21	-4	-3	-11 470	-63,97%	46,69%	60,27%	13,64	155, 150, 137, 145, 1522	
Тайлаковское	Ю2-3	73	70,11%	74,93%	0,91	1,15	-30	-16	-647	-1,54%	94,23%	86,35%	-3,57	1 743	
Тайлаковское	Ю2-3	82	83,79%	84,73%	0,90	0,22	-4	-4	-25 789	-119,08%	0,00%	0,00%	12,82	155	
Узунское	БВ10/3	7	93,38%	94,33%	0,85	0,86	-7	-6	3 408	2,37%	69,07%	55,47%	0,85	39, 10	

Предварительная обработка информации:

- Сбор различной информации
- Нарезка блоков
- Расчет извлекаемых запасов
- Расчет геологических запасов
- Расчет взаимовлияния скважин
- Расчет выработки запасов
- Расчет эталонной кривой обводнения
- Расчет энергетики пласта



По результатам обработки информации, сохраненной в базе данных, формируется **сводный отчет** по всем блокам, с предложением технологий и скважин для проведения ГТМ

Мониторинг разработки месторождения с указанием причин потери нефти

Скриншот интерфейса программы EOR Effect+ с таблицей мониторинга добычи нефти. Интерфейс включает панель шаблонов, панель таблиц с фильтрами, панель колонок для отображения, панель строк и панель фильтров. Таблица содержит данные по годам 2023 и 2024, сгруппированные по периодам (1, 10, 100, 1000, 1001, 1002). Причины потерь включают влияние закачки, выход на режим, конус, негерметичность Э/К, интерференция, коррективировка коэффициента, и прочие.

Вид	2023			2024		
	Потери по жидкости	Потери по объ-ти	Потери по Траб	Потери по жидкости	Потери по объ-ти	Потери по Траб
1						
Влияние закачки	0.23	-0.3651	0.00			
Выход на режим	0.13	2.2283	0.60			
Конус						
Негерметичность Э/К...						
Прочее						
Снижение производи...						
10						
Влияние закачки	9.11	5.1776	0.11	0.46	0.4460	0.17
Выход на режим	8.88	6.6890	8.21	1.00	2.1007	1.41
Интерференция	2.58	0.4054	0.00			
Конус	0.24	8.5891	0.17	0.11	0.7047	0.00
Коррективировка коэф...	1.84	-4.0117	0.00			
Прочее	0.24	-0.6598	0.00			
Снижение производи...	2.26	-2.1007	4.37			
100						
Влияние закачки	-0.22	-1.6392	0.00	0.54	-3.1848	0.00
Выход на режим	0.24	1.3476	1.55			
Интерференция	0.07	0.3777	0.00			
Конус	0.32	12.4843	0.00			
Коррективировка коэф...						
Негерметичность Э/К...						
Снижение производи...						
1000						
Влияние закачки				3.21	4.0715	0.11
Конус						
Прочее						
1001						
Влияние закачки	0.00	0.0000	0.00			
Выход на режим						
Интерференция						
Конус				0.79	22.5614	0.00
1002						
Влияние закачки						
Выход на режим						
Интерференция						
Конус						0.40

Определение причин потери или прироста нефти по обводнению и по жидкости

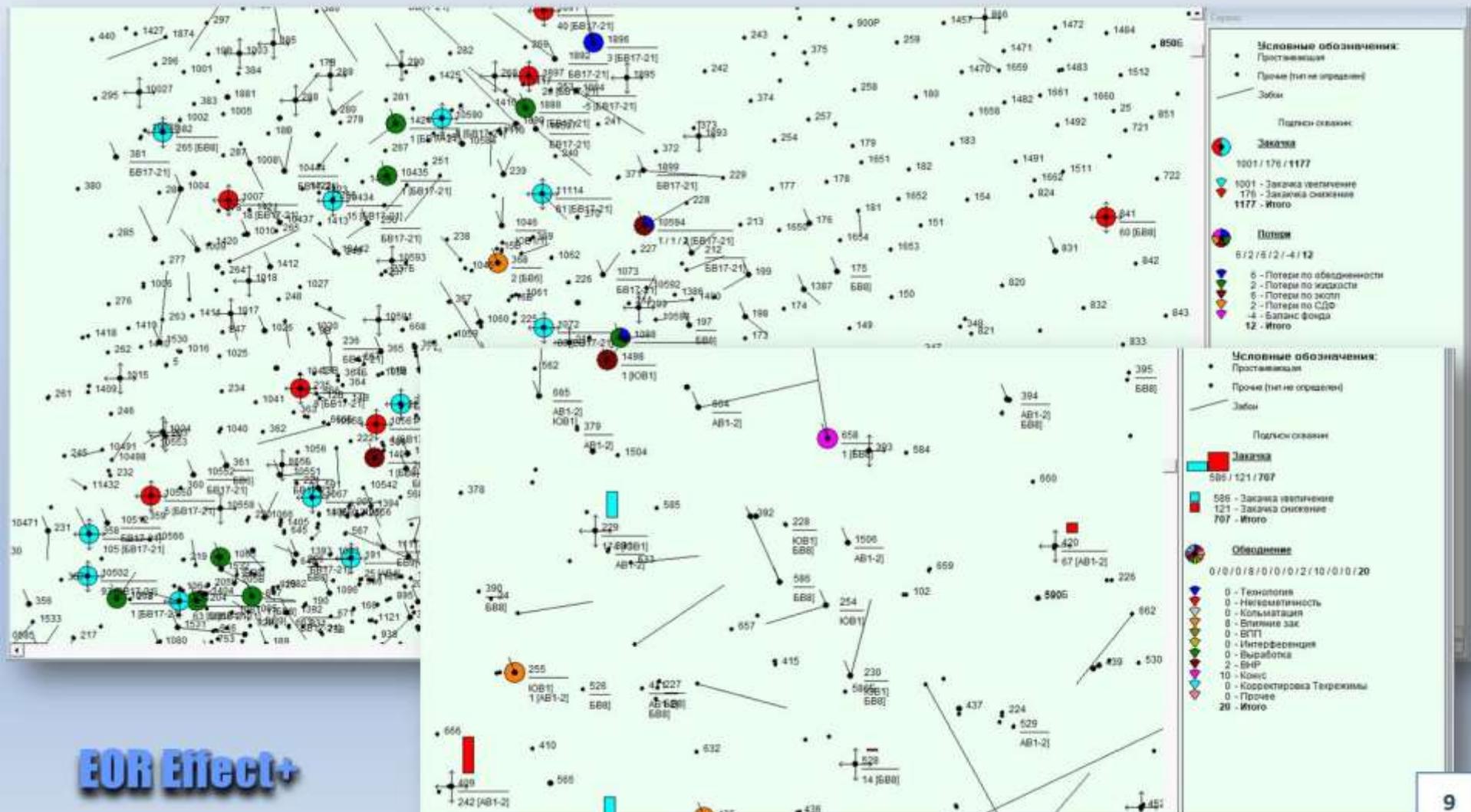
Microsoft Excel - Потери_приросты_ж_жидкост - Microsoft Excel

0.0501851977484282

Потери в кредиты за 2022 год 12 месяц

Месторождение	Скважина	Потеря по объ	Прирост по объ	Потеря по жидкости	Прирост по жидкости	Причина по объ	Причина по жидкости	Добыч. нефть за период	Добыч. нефть за период	Изменение эксплуатационных дней	Изменение объёмов обработки	Налик текущий	Налик прошлый	Частота прилива	Частота прилива	Механизация на скважине	Механизация на скважине	Измена операционных расходов	Измена операционных расходов	Добыч. операционных расходов	Добыч. операционных расходов	Механизация эксплуатационная	Резерв		
Галицкое	3004	0.04	-0.2375763	Вероятно	Платовое давление	80.21822	35.84417	0	95.71060733	1337.154	1264.25	81	81			2088.236				218.78326	228.8617				
Галицкое	3008	0.06	0.338507762	Выход на режим	Выход на режим	30.21855	46.58864	6.458	98.89118184	1444.903	1341					2088.316	1088.234			36.3218264	49.81613339				
Галицкое	3007	0.03	-0.23778273	Вероятно	Платовое давление	32.20164	27.48234	0	95.00024243	1432.761	1485.51	173	173							286.8401239	282.4073742				
Галицкое	3006	0.13	0.544611929	Вероятно	Платовое давление	160.21864	164.42384	0	96.89111211	963.9677	967.1564					2088.948				209.2161611	211.6737467				
Галицкое	3025	-0.01	0.228714116	Включив скважину	Платовое давление	12.32122	13.73617	23.25	92.81402965	1281.826	1346.4	60	60							1264.481761	1372.251338				
Галицкое	3026	2.83	0.231484591	Вероятно	Платовое давление	44.22813	47.22737	0	96.81102024	1313.583	1322.64	98	98							211.02	214.9072867				
Галицкое	3063	0.13	-0.32162845	Вероятно	Прочие	116.34116	118.3	7.75	96.32902434	1737.781	1740.7									732.961	736.965	1088.210	1088.961	66.2324564	-84.5706
Галицкое	3069	-0.01	1.11424442	Включив скважину	Платовое давление	3.74026	4.6083	24.734	91.12539028	1271.071	1279.07	48.5	48.5												
Галицкое	3022	2.20	-0.37239641	Выход на режим	Прочие	40.37823	8.3504	4.75	72.00840301	1388.733	1381	94.3	25	761	1232					308.1214	1102.1117	1121.1214		89.7091613	92.10066497
Галицкое	3027	0.48	-0.2679766	Вероятно	Платовое давление	422.43442	404.22173	0	96.14688077	1024.261	1064.14	80	80							422.7684603	444.734403				
Галицкое	3028	0.01	-0.03739989	Вероятно	Прочие	12.01844	9.32083	6.458	96.21537471	1388.385	1478.37	80	80							52.9627277	57.28713333				
Галицкое	3026	0.17	0.062126912	Вероятно	Платовое давление	437.32452	446.40483	0	99.44050588	879	800.8103	80	80							733.961	730.261	1088.951		118.371646	108.3416333
Галицкое	3018	0.18	-0.28426989	Вероятно	Платовое давление	119.37189	128.34134	0	96.1290461	1331.467	1336.3									733.961	738.951	1088.951		497.324516	444.8043333
Галицкое	3036	-0.03	0.473947819	Включив скважину	Платовое давление	13.48881	14.42967	23.25	90.28140211	3.1	0.1	98.5	207							1088.1195	1088.1294	1088.1197	1088.1295	94.517605	89.82139619
Галицкое	304	0.30	-0.06743844	Вероятно	Платовое давление	4.86416	4.687	29.706	12.78883462	1883.677	1828.13									1088.101	1088.750	1102.750	1180.750	4218.800214	8425.22388
Галицкое	3040	0.80	0.357909211	Вероятно	Выход на режим	40.14506	42.88873	12.817	85.04781368	3	893	49.5	49.5							118.371646	1088.951			40.9782936	30.52104854
Галицкое	3048	1.00	-0.26203653	Вероятно	Прочие	32.79803	37.30787	18.083	96.228026	3	1500	60	60							118.371646	1088.951			40.9782936	6.8204
Галицкое	3025	-0.29	0.17617938	Включив скважину	Платовое давление	814.32655	828.3342	0	96.74729269	1382.823	1414.53	60	60							1277.62004	1323.6338				
Галицкое	3026	0.09	0.017797173	Вероятно	Платовое давление	22.21073	21.2405	23.25	87.30157452	1585.128	1537.48	60	60												
Галицкое	3025	0.07	0.281213818	Выход на режим	Выход на режим	46.5871	47.82216	0	97.76192227	1316.765	1403.19									948				33.8304774	31.7594
Галицкое	3062	0.06	-0.1070322	Вероятно	Прочие	6.86640	6.37293	28.417	83.61474128	1381.29	1380.83														
Галицкое	3053	0.02	0.248738548	Выход на режим	Выход на режим	1.55400	2.20003	12.847	79.7814560	1719	1718.1	174.5	170.5												
Галицкое	3040	0.06	-0.08093487	Вероятно	Прочие	9.33603	9.1388	19.376	64.84301109	1961	1961.52														
Галицкое	3068	0.21	-0.08440674	Вероятно	Платовое давление	135.1911	131.76814	0	97.81804148	1280.846	1028														
Галицкое	3064	0.06	0.288242927	Вероятно	Платовое давление	45.78888	50.33989	0	96.14892618	1320.003	1389.73														
Галицкое	3066	0.30	-0.21388192	Вероятно	Платовое давление	408.20814	381.2434	0	96.78943882	1320.643	1300.43														
Галицкое	3067	0.18	-0.002158849	Вероятно	Платовое давление	119.02519	128.8341	0	96.78944128	1318.154	1208.81	200	189												
Галицкое	3066	0.31	-0.15794901	Вероятно	Платовое давление	424.80861	411.78283	0	96.78940641	0.1	0.1	80	90												
Галицкое	3068	0.04	0.047761306	Вероятно	Платовое давление	24.23826	26.1634	9.241	97.51995186	1442.813	1445.67	60	60												
Галицкое	3068	-0.09	0.125402146	Включив скважину	Платовое давление	96.38013	105.00017	2.24	96.11869127	1048.583	1420	60	60												
Галицкое	3026	0.14	-0.06474084	Вероятно	Платовое давление	23.23241	24.20466	0	71.07946296	2426.021	1403.68														
Галицкое	3028	-0.13	-0.206181203	Вероятно	Прочие	29.17815	27.46719	7.75	88.30270742	1394.118	1380.38	88.6	88												
Галицкое	3079	0.93	0.271348887	Вероятно	Платовое давление	371.34895	371.7338	0	96.76943915	854.129	879.219														
Галицкое	308	0.31	0.456497306	Выход на режим	Выход на режим	306.8444	309.2216	0	87.7618472	1381.607	1457.32														
Галицкое	3084	0.08	-0.1168812	Вероятно	Прочие	5.54113	6.4834	25.893	81.18051891	1789.31	1840.9	60	60												
Галицкое	3080	0.18	0.833120010	Вероятно	Платовое давление	23.14016	27.06827	5.187	96.81895748	1246.414	1297.97	52.5	54												
Галицкое	3082	0.08	0.338887812	Вероятно	Платовое давление	24.83829	28.71642	30.867	81.80211011	1247.619	1321.83	80	80												
Галицкое	3086	2.09	0.474871283	Вероятно	Платовое давление	211.93071	211.12894	0	96.89107107	703	701														
Галицкое	3005	0.10	-0.01436307	Вероятно	Платовое давление	81.84209	81.01049	0	97.51894723	1287.514	1263.20														
Галицкое	8803	-0.78	-1.12819184	Некорректность X/Y или X/Z	Некорректность X/Y или X/Z	279.98747	272.7124	0	96.18891238	1268.044	1264.284	49	46.8	738	1340										
Галицкое	1505	0.14	2.317508936	Вероятно	Платовое давление	34.17423	21.30567	81.898	96.81847782	3	390	47.5	48.3												

Карта изменения закачки и добывающих скважин с указанием причин потери нефти



Анализ ячеек заводнения

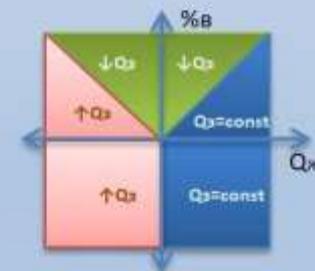
- расчет целевой приемистости для ячеек заводнения
- ревизия штуцеров
- планирование изменения давления
- анализ скважин достигших целевую закачку

Скв.	№ ячейки заводнения	Расчет Куч				1	Режим (период 1)				Режим (период 2)							
		Расстояние	Нн	Нд	Коэф участия		Коэф-эфф	Опр. м3/сут	Ож. м3/сут	Ож. т/сут	%	Ожак с учетом Нвл. м3/сут	Компенсац. в ячейке, %	Опр. м3/сут	Ож. м3/сут	Ож. т/сут	%	Ожак с учетом Нвл. м3/сут
999	141	608	3,92	4,18	0,90		0	35	2	94%	130		0	26	1	97%	290	
141						1,00	130	35	2		130	371	290	26	1		290	1113
482	463	421	2,43	3,13	1,00		0	0	0	0%	35		0	20	0	100%	12	
1624	463	563	2,43	3,7	1,00		0	0	0	0%	31		0	9	1	92%	11	
1338	463	477	2,43	3,05	0,61		0	25	1	97%	50		0	20	1	96%	17	
463						1,00	115	28	2		115	411	40	49	1		40	82
514	520	492	1,54	2,6	1,00		0	21	2	87%	0		0	34	2	92%	48	
1913	520	695	1,54	3,97	1,00		0	24	2	88%	0		0	29	1	97%	52	
520						1,00	0	45	8		0	0	100	63	8		100	198



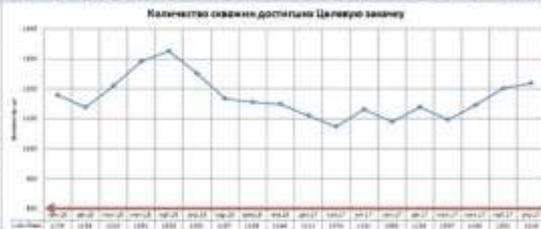
Анализ ячеек

Отклонение добычи по скважинам в ячейке							Расчет целевой приемистости					
По % воды, т/сут	По жид-ти, %	По % воды, %	Всего, т/сут	Общий темп откл. нефти за период	Темп пад. жид-ти, %	Темп пад. закачки, %	Δ Закачки, м3/сут	Qж1 в ПУ, м3/сут	Qж1 в ПУ, м3/сут	Расчет необходимой закачки, м3/сут	ΔQпр, м3/сут	
-0,9	13%	49%	-1,1	62%	34%	-55%	160	37	27	147	-143	
-0,9	13%	49%	-1,1	62%	34%	-55%	160	37	27	147	-143	

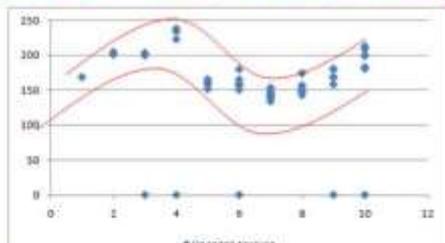


- **Помесячный анализ по целевой закачке за скользящий год (12 точек)**

Месторождение	Имя вышки	Скважина	Пласт закл.	2017, октябрь			2017, ноябрь			2017, декабрь			2018, январь			Целевая закачка 12	Целевая закачка 11	Целевая закачка 10	Целевая закачка 9	Целевая закачка 8	Целевая закачка 7	Целевая закачка 6	Целевая закачка 5	Целевая закачка 4	Целевая закачка 3	Целевая закачка 2	Целевая закачка 1			
				IQe по м³/сут	IQn по м³/сут	Оприм. м³/сут	IQe по м³/сут	IQn по м³/сут	Оприм. м³/сут	IQe по м³/сут	IQn по м³/сут	Оприм. м³/сут	IQe по м³/сут	IQn по м³/сут	Оприм. м³/сут	IQe по м³/сут	IQn по м³/сут	Оприм. м³/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
22 Атланское	48	48 517-21	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56			
23 Атланское	71	71 817-21	154,37	32,33	95,9	148,14	98,9	46,13	0	0	66,9	0	0	76,82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
24 Атланское	71	71 817-21	98,12	14,88	111,74	95,75	15,43	97,97	0	0	110,68	0	0	114,48	56,2107	66,7812	115,405	0	138,941	137,153	197,798	114,776	174,114	144,996	0	0	0	0		
29 Атланское	73	73 817-21	112,68	47,7	109,68	110,50	42,85	185,71	0	0	206,8	0	0	206,15	236,89	235	58,4272	260,77	272,11	241,57	246,78	197,03	169,68	185,71	0	0	0	0		
25 Атланское	80	80 817-21	24,38	16,5	211	30,3	16,27	231	0	0	361	0	0	271	97,5	101,99	231	362,23	250,79	222,5	229	247	231	231	231	231	231	231		
26 Атланское	124	124 817-21	57,01	36,48	302,23	44,53	29,29	389,33	0	0	384,03	0	0	525,55	260,77	326,19	389,33	237,951	467,37	222,71	221	235,17	302,23	389,33	0	0	0	0		
27 Атланское	307	307 817-21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	189,53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
28 Атланское	410	410 817-21	41,32	15,41	197	43,29	15,01	218	0	0	243	0	0	252,5	235	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
29 Атланское	568	568 817-21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	362,85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
30 Атланское	702	702 817-21	12,82	36,69	112,68	12,59	37,13	115,53	0	0	147,52	0	0	174,84	155,57	145,06	179,072	250,153	153,67	157,87	153,13	183,89	112,68	115,53	0	0	0	0		



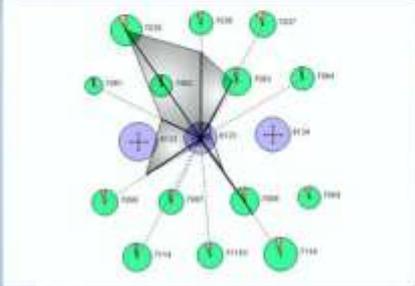
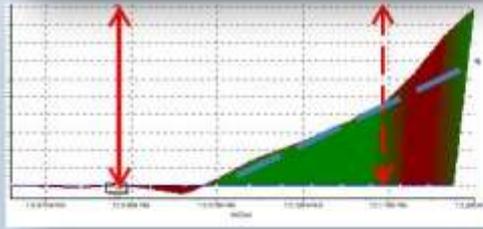
Расчетно скважин достигли целевую закачку



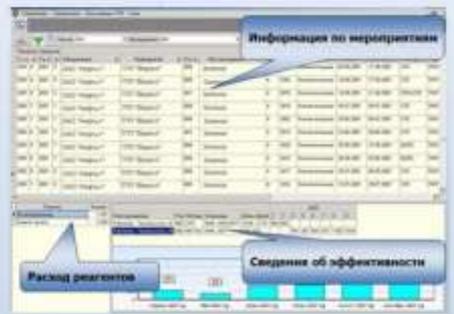
Целевая закачка

- **Возможен анализ целевой закачки за скользящий год (78 точек)**

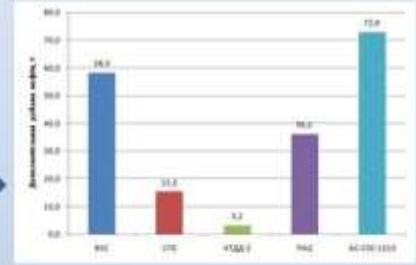
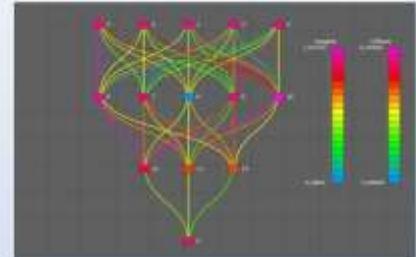
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569	570	571	572	573	574	575	576	577	578	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624	625	626	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710	711	712	713	714	715	716	717	718	719	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785	786	787	788	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848	849	850	851	852	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880	881	882	883	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928	929	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992	993	994	995	996	997	998	999	1000
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------



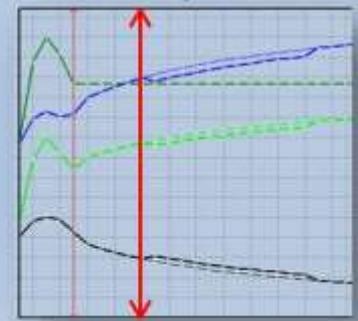
прогноз нефти по характеристикам вытеснения для расчета эффекта от проведенного воздействия и распределения эффекта по скважинам



База Данных проведенных мероприятий, рейтинг эффективности и окупаемость технологий



выбор для скважины химических реагентов на основе нейронных сетей

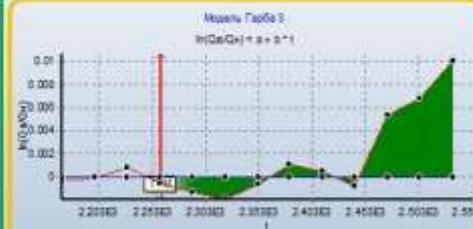
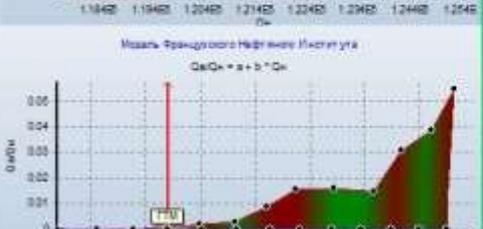
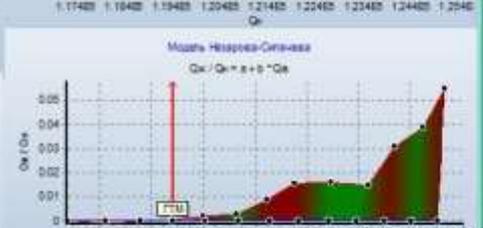
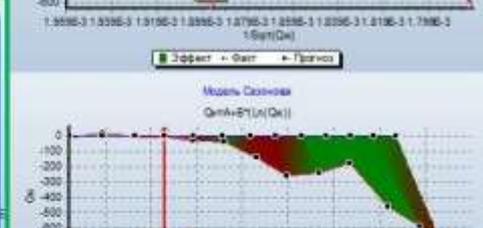
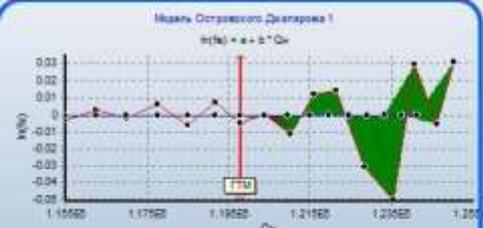
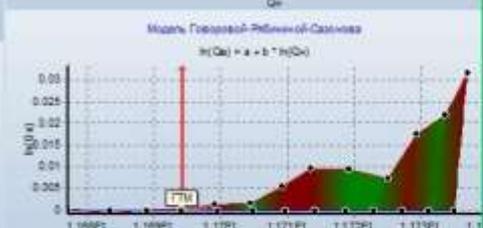
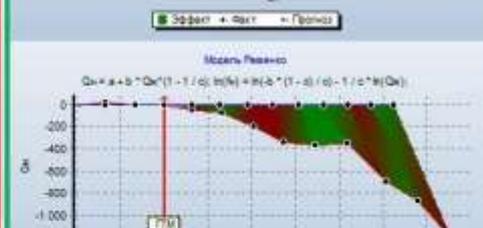
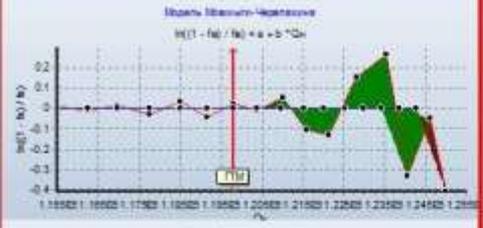
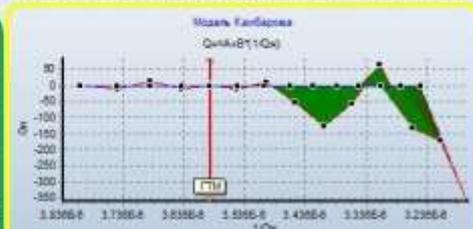
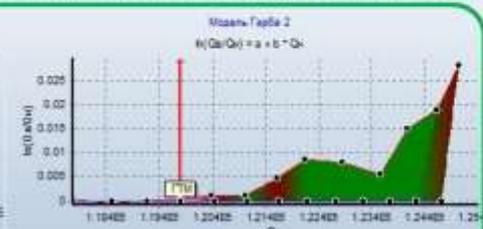
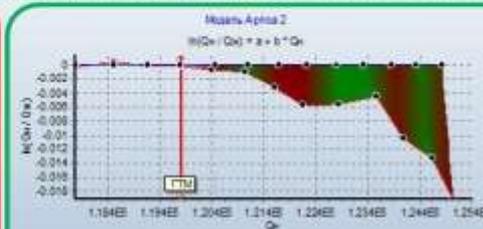
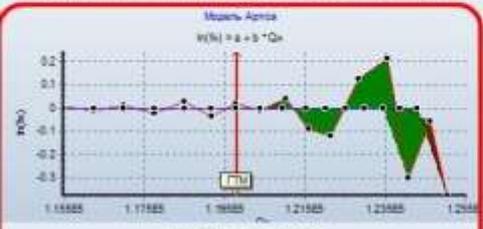


прогноз эффекта планируемого ГТМ



Хорошо ли много рассчитанных характеристик? И их группы

Расчет по характеристикам вытеснения - выбор лучших, исключение недостоверных характеристик
Группы одинаковых характеристик на графике отклонений интегральных кривых обводнения (7 групп для одной скв.)

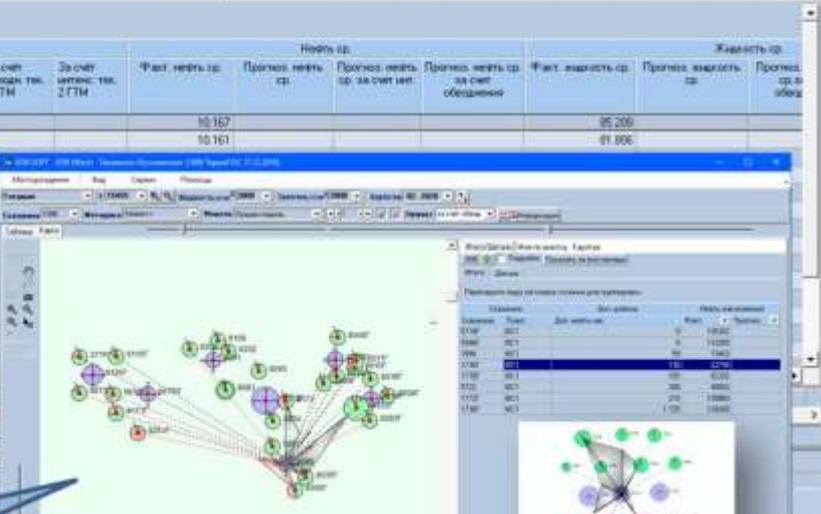


Результаты расчета эффекта от проведения ГТМ



Взаимовлияние скважин

Дата	Доб. нефти				Доб. воды				Эффект				Жидкость ср.									
	Год	Месяц	Тех. нефть	Нат. нефть	Тех. вода	Нат. вода	За счет вытесн. тех.	За счет вытесн. нат.	За счет обводн. тех.	За счет обводн. нат.	Тех. нефть 2	За счет вытесн. тех. 2 ГТМ	За счет вытесн. нат. 2 ГТМ	Факт. жидкость ср.	Прогноз. нефть ср.	Прогноз. нефть ср. за счет выт.	Прогноз. нефть ср. за счет обводнения	Факт. жидкость ср.	Прогноз. жидкость ср.	Прогноз. жидкость ср. за счет обводн.		
2018	Сентяб													10 167				95 200				
2018	Октяб													10 161				91 806				
2018	Нояб																					
2018	Декаб	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000													
2019	Январь	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000													
2019	Февраль	39.689	39.689	109.941	109.941	21.000	21.000	43.000	43.000													
				96.038	206.019	0.000	21.000	50.000	93.000													
				114.634	90.385	-14.000	-35.000	170.000	271.000													
				-223.967	-133.577	6.900	-41.900	214.000	-406.000													
				166.017	-200.394	-4.000	-46.500	209.000	694.000													
				85.961	364.365	5.900	-41.000	234.000	-918.000													
				-35.961	-292.316	7.000	-34.000	263.500	1.171.500													
				-2.317	364.633	3.000	-31.000	206.500	1.378.000													
				115.777	513.410	-2.700	-33.700	129.000	1.507.000													



В нефтяных компаниях РФ и Казахстана сформированы базы данных эффективности проведенных мероприятий за последние 30 лет:

- *ЛУКОЙЛ*
- *Газпром нефть*
- *ТАТНЕФТЬ*
- *Роснефть*
- *КазМанайгаз*
и других

Накопленная информация позволяет обучать нейронные сети для выбора состава химических реагентов планируемых мероприятий

- *«ЛУКОЙЛ», г. Москва*
- *«ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»*
- *«ЛУКОЙЛ - Нижневолжскнефть»*
- *«ЛУКОЙЛ – Коми»*
- *«ЛУКОЙЛ-Пермь»*
- *Славнефть-Мегион нефтегаз*
- *Газпром нефть НТЦ г. С-Петербург*
- *«Газпромнефть Ноябрьскнефтегаз»*
- *ОАО «Удмуртнефть»*
- *ГУП «Удмуртторф»*
- *ОАО «Саратовнефтегаз»*
- *ООО «Архангельскгеолдобыча»*
- *НГДУ «Иркеннефть» (НК Татнефть)*
- *ОАО «УзеньМанайгаз»*
- *РОСНЕФТЬ Термнефть*
- *ОАО МПК «Аганефтегазгеология»*
- *КозалымНИПИнефть*
- *ПермьНИПИнефть*
- *ВлгоградНИПИморнефть*
- *РасНИПИтермнефть*
- *НПО Oil Technology Overseas*
- *Казманайгаз*
- *ВНИИнефть им. Крылова*
- *ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»*
- *Альтаир*
- *СНК*
- *РИТЕК*
- *АТЭК*
- *ООО «ПрогрессНемеСервис»*
- *Oil Technology Overseas*

Сравнение нового решения в технологиях выравнивания профиля приемистости скважин

SPA-Well – альтернатива полиакриламида



При большей концентрации реагента AC-CSE-1313-B (SPA-Well) в рабочем растворе по сравнению с ПАА, требуется в 2 раза **меньший** объем закачки рабочего раствора.

При этом **превышение** по объему ДДН составляет почти в 2 раза, по объему сокращения попутной воды – почти в 3 раза.



Моделирование технологий с использованием нейронных сетей

Составление программы планируемых мероприятий по повышению нефтеотдачи со сравнением технологий в одинаковых пластовых условиях

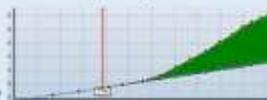
Цель: получение достоверной рассчитанной дополнительной добычи нефти

Исходные данные о работе скважин

Исходные данные о проведенных мероприятиях по сравниваемым технологиям

Расчеты эффективности по всем проведенным мероприятиям

- за много лет
- по сравниваемым технологиям
- на различных пластах и месторождениях



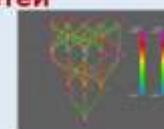
Сохранение результатов расчета в базе данных

Данные о рассчитанных участках:

- извлекаемые запасы нефти
- обводненность
- отборы жидкости
- проницаемость пород
- толщина пласта

Список скважин-кандидатов на проведение мероприятия

Построение отдельных моделей нейронных сетей для каждой сравниваемой технологии для группы месторождений: получение формулы для каждой технологии



- $\Delta Q_{n1} = f(a, b, c, d, e)$ СПС
- $\Delta Q_{n2} = f(a, b, c, d, e)$ ВУС
- $\Delta Q_{n3} = f(a, b, c, d, e)$ КТДД-2
- $\Delta Q_{n4} = f(a, b, c, d, e)$ AC-CSE1313-A
- $\Delta Q_{n5} = f(a, b, c, d, e)$ PAG

Цель: получение дополнительной добычи нефти по скважине для каждой технологии

Расчеты эффективности по скважине-кандидату из списка по:

- по всем формулам для каждой сравниваемой технологии
- в её пластовых условиях



Доп. добыча на одну реагирующую скважину

СПС	15,3 т.
ВУС	58,3 т.
КТДД-2	3,2 т.
AC-CSE1313-A	72,9 т.
PAG	36.2 т.

Выбор для скважины-кандидата наиболее эффективной технологии

Проверка планируемой эффективности по характеристикам вытеснения



Формирование сводного отчета с программой планируемых мероприятий и планируемой эффективности с детализацией по реагирующим скважинам



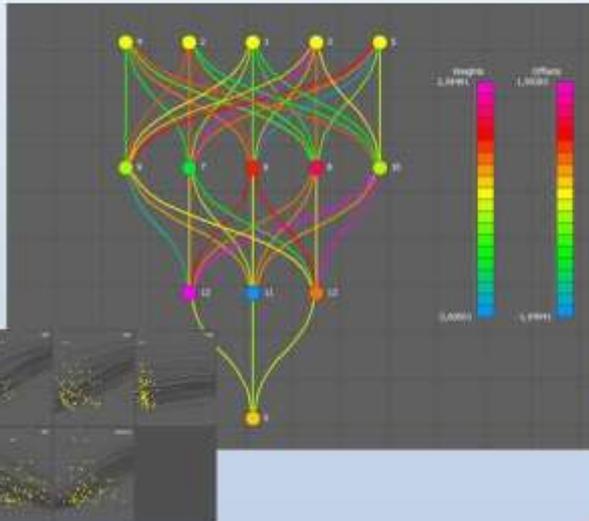
Моделирование технологий с использованием нейронных сетей

Построение нейронной сети для каждой из пяти технологий в одинаковых пластовых условиях

СПС

ВУС

КТДД-2



Структура нейронной сети:

Входные нейроны:

Обв.

Прон.

ОИЗ

Толщ.

1) Дебит жидкости

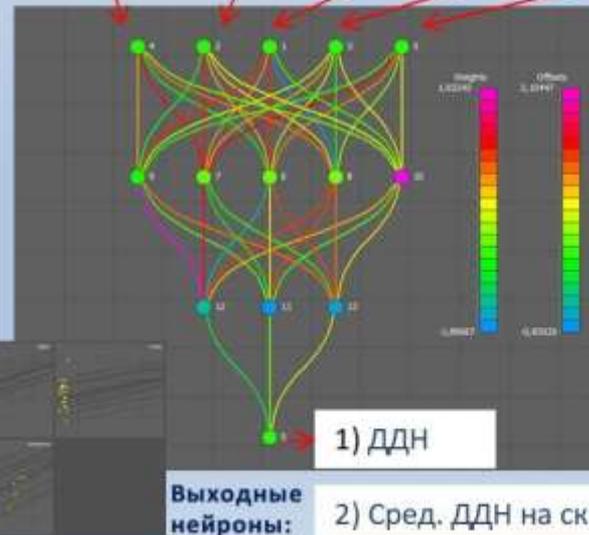
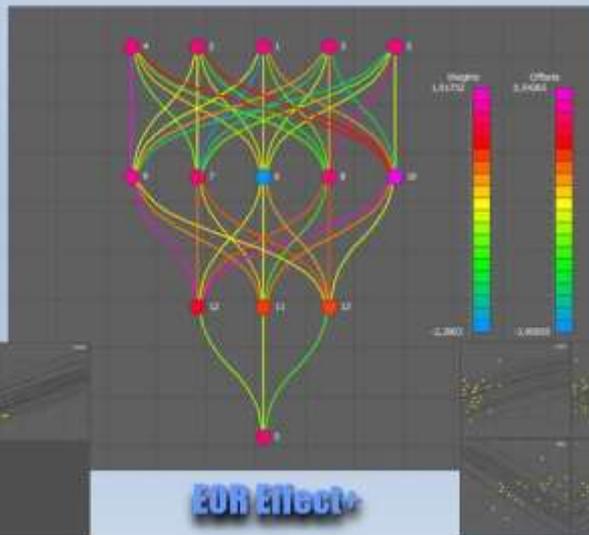
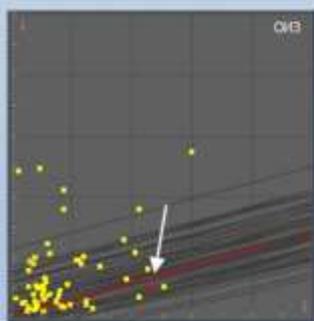
2) Объем закачки

- Фактические данные для моделирования отмечены желтыми точками.
- Темные линии – результат моделирования.
- Красная точка, выделенная белой стрелкой – это отдельный рассматриваемый участок.

- Красная линия – результат моделирования по данному рассматриваемому участку. На каждом графике линия обозначает изменение доп. добычи нефти от изменения конкретного параметра при фиксированных остальных параметрах

AC-CSE1313-A

PAG



1) ДДН

Выходные нейроны:

2) Сред. ДДН на скв.

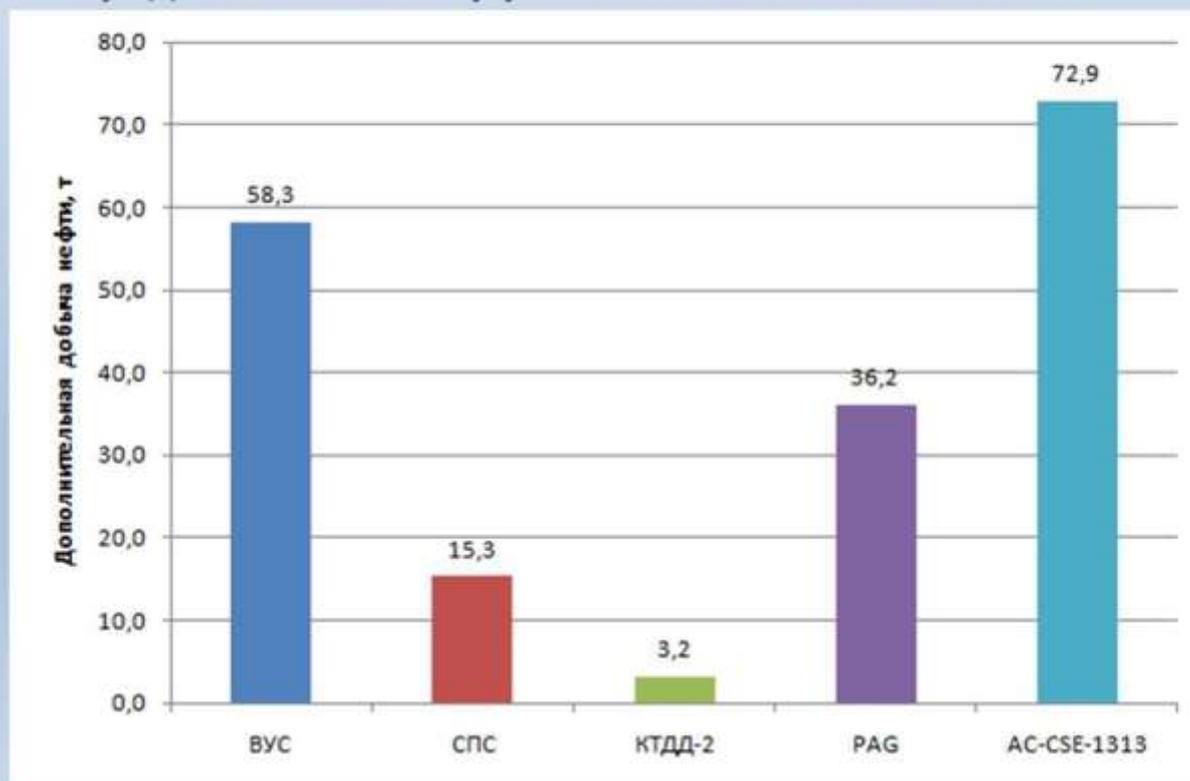
EOR Effect

Выбор технологий планируемого мероприятия для скважины в одинаковых пластовых условиях на основе нейронных сетей

Исходные данные:

- ОИЗ – 100 000 т.
- Проницаемость – 100 мД.
- Нефтенасыщенная толщина - 7 м.
- Обводненность – 70%
- Объем закачки 300 м³

Среднемесячная эффективность по 1 скважине:



Составление программы планируемых мероприятий

Прогнозирование добычи нефти и расчет эффекта планируемых ГТМ

✓ Расчет прогнозной добычи нефти, даты окончания рентабельной работы скважины, извлекаемых запасов

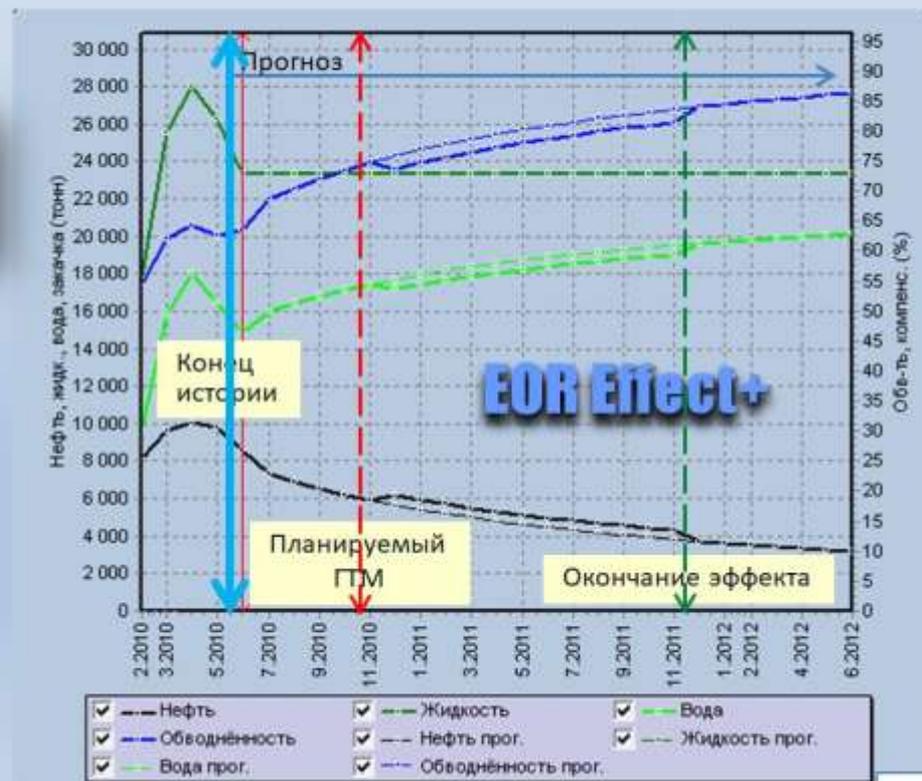
✓ Прогноз эффекта ГТМ на основе сопоставления аналогичных проведенных мероприятий

- Какой уровень прогнозной нефти?
- Какой процент снижения обводнения?
- Сколько будет длиться эффект?



Перечень код записей скважин для группировки

№ скважины	Историческое	План	Газовый	Сква	Доп. добыча	Нефть	Вода	Итого	Обводн.	Доп. эффект	Сред. обводненность
ГТМ-1А(С)	Нефтяное	АБ1/3	2 013.02.7.5266		144	427	2394	2720	88.134	9	4.481 (0.83395)380754
ГТМ-2А	Нефтяное	АБ1/3	2 018.01.02.0207		21	122	316	229	60.940	3	8.752 (0.97940)154205
ГТМ-1А(С)	Нефтяное	АБ1/3	2 015.02.7.238P		54	287	1293	1580	82.883	8	3.259 (1.1720548)93521
ГТМ-1А(С)	Нефтяное	АБ1/3	2 015.02.7.5288		78	504	2492	3074	84.081	14	3.442 (1.1720548)93521
											16 3.389



Составление программы мероприятий

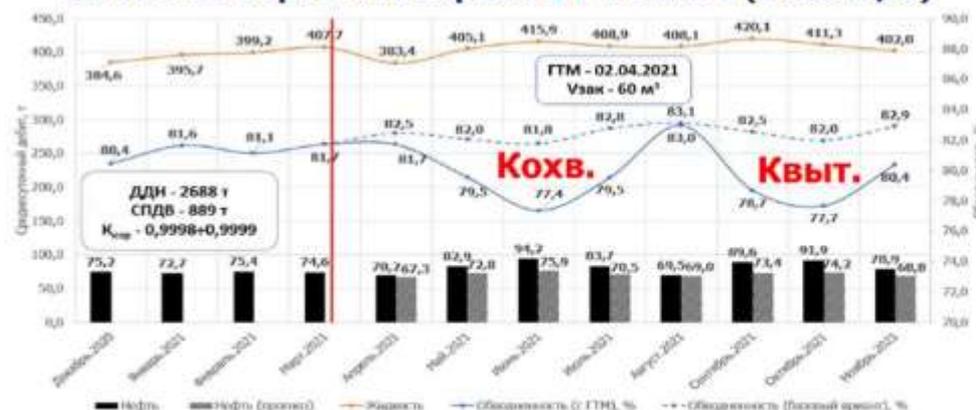
Нагнетательная скв.	Добыча за месяц по участку, т	Количество скважин в участке, кол.	Остаточные запасы суммарные по участку, т	Обводненность по участку, %	Реаг. скв.	Остаточные запасы по скважине, т	Расстояние до наг, м	ДДН	
								ДДН	Сумма
1336	1113	6	155253	93	1337	14744	630	110	1379
					1308	69763	749	521	
					1278	6276	852	267	
					1305	25372	988	189	
					1334	35770	694	267	
					1350	3329	543	25	
1418	1249	8	1878328	94	1385	14751	841	110	681
					1401	12796	492	95	
					1433	8792	821	66	
					1436	7707	920	58	
					410P	19688	999	25	
					1384	7493	934	56	
					1402	1788531	671	133	
					1417	18571	410	139	
14196	1203	7	1887731	91	1401	12796	847	25	431
					1436	7707	588	58	
					1453	28545	942	25	
					410P	19688	588	147	
					1402	1788531	626	13	
					1417	18571	870	139	
1825	1066	6	124439	93	1452	11893	956	25	819
					1826	4957	996	37	
					1836	5397	869	25	
					1839	23846	850	178	
					1854	15953	950	25	
					1808	23898	646	178	
1928	1097	7	149352	88	1810	50389	946	376	1115
					430P	23907	661	178	
					1913	3481	529	26	
					1893	16527	587	123	
					1894	4623	971	35	
					1965	78451	896	585	

Промышленные результаты применения состава SPA-Well

Параметры	Значения
Пласт	Ю2-Ю3
Средняя глубина залегания, м	2628,9
Тип залежей	ПС ЛЭ ТЭ
Тип коллектора	Т П
Площадь нефте-/газоносности, тыс. м ²	748 377
Средняя общая толщина, м	28,9
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	9,4
Коэффициент пористости, д.ед.	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0,54
Проницаемость, мД	25,40
Коэффициент песчанности, д.ед.	0,25
Расчлененность	9
Начальная пластовая температура, °С	86
Начальное пластовое давление, МПа	27,3

Общее количество обработок в ПАО «СН-МНГ» в 2021 году – **95** скв.,
в т.ч. на Тайлаковском м/р – **46** скв.

По итогам обработок первых 14 скважин (8 месяцев)



! Работы выполнены на участках со **средней проницаемостью** коллектора (25 мД), **высокими значениями расчлененности** пласта (9 ед.), выработкой не более 70% и ТИЗ более 45 000 т/скв.

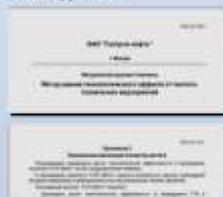
9

Технология работает на коэф. охвата и на коэф. вытеснения

Программы и партнеры

Программный комплекс **EOR Effect+**, методика РД Лукойл по расчету эффективности ГТМ

ПК EOR Effect+ и ПК ТФОМС Навигатор внесены в Единый реестр российских программ для электронных машин и баз данных



Программный комплекс EOR Effect+ включен в регламенты и стандарты компаний

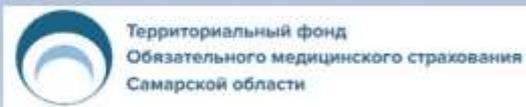


Более 370 инсталляций в нефтяных компаниях России и СНГ
Ежемесячно выполняется расчет технологической эффективности от проведения более 6 000 скв.-обр.

Программный комплекс ТФОМС Навигатор

Более 50 инсталляций в больницах и поликлиниках Самарской области

Информационная система ТФОМС Самарской области



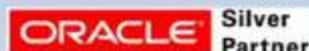
Мицар+

EOR Report

Fast SQL Studio

Анализ ПГИ

Обмен данными





15 инновационных авторских реагентов



Основа: доступное отечественное нефтехимическое сырье



Объем внедрения

Выполнено более

3 000 скважино-

обработок

по технологиям ВПП,

СРП, ОРЗ, БИМОНИТ



Производство химреагентов



Произведено и отгружено Заказчикам

более **25 000** тонн

химической продукции



Инициатор и организатор внедрения инновационных разработок



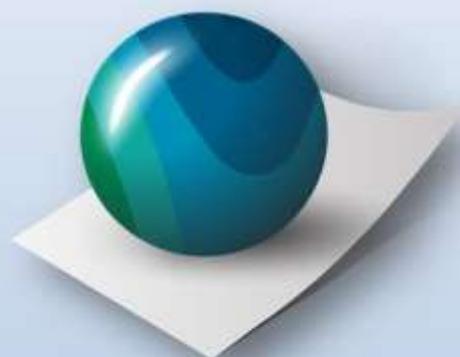
По результатам работ – 72 публикации
15 патентов

Потребители инновационных решений:



БелкамНефть





EOР-Soft Ltd.

information systems for business

г. Самара, ул. Советской армии 180/3, офис 606

Тел. +7-927-208-37-98

E-mail: info@eor-soft.com

www.eor-soft.ru