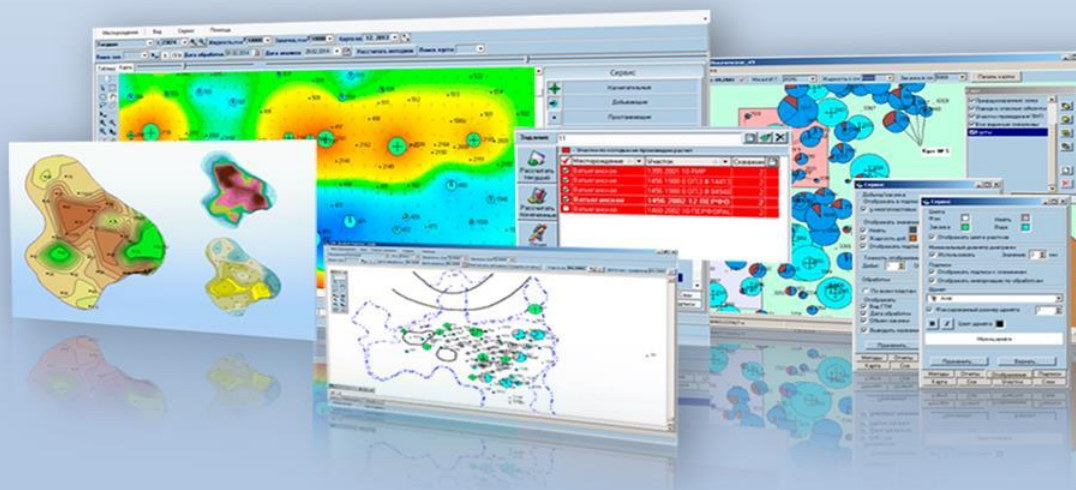


Информационная система EOR Effect+

Планирование и анализ качества разработки месторождения.

Организация единого информационного пространства
нефтяной компании.



Проблема: снижение добычи во время четвертой стадии разработки

Цель: повысить нефтеотдачу на **5-10%**

Решение:

- использование современных средств анализа качества разработки
- организация единого информационного пространства
- оптимизация процессов планирования

Программный комплекс EOR Effect+:

- Взаимодействие отделов в едином информационном пространстве
- Планирование и мониторинг эффективности ГТМ
- Анализ успешности ПНП
- Мониторинг работы месторождения
- Блочный анализ месторождения
- Управление заводнением и ячеечный анализ

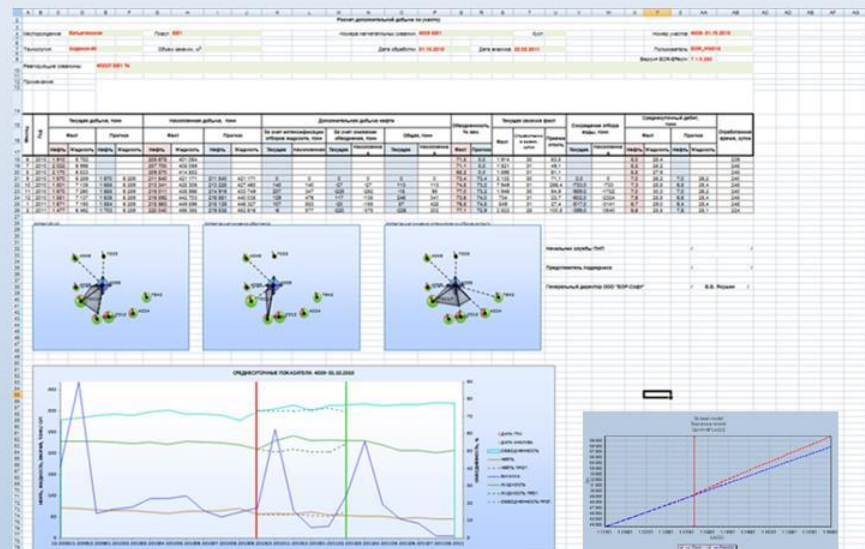
Совместная работа, оптимизация процессов взаимодействия и принятия решений



Оперативное получение информации, своевременное планирование и анализ

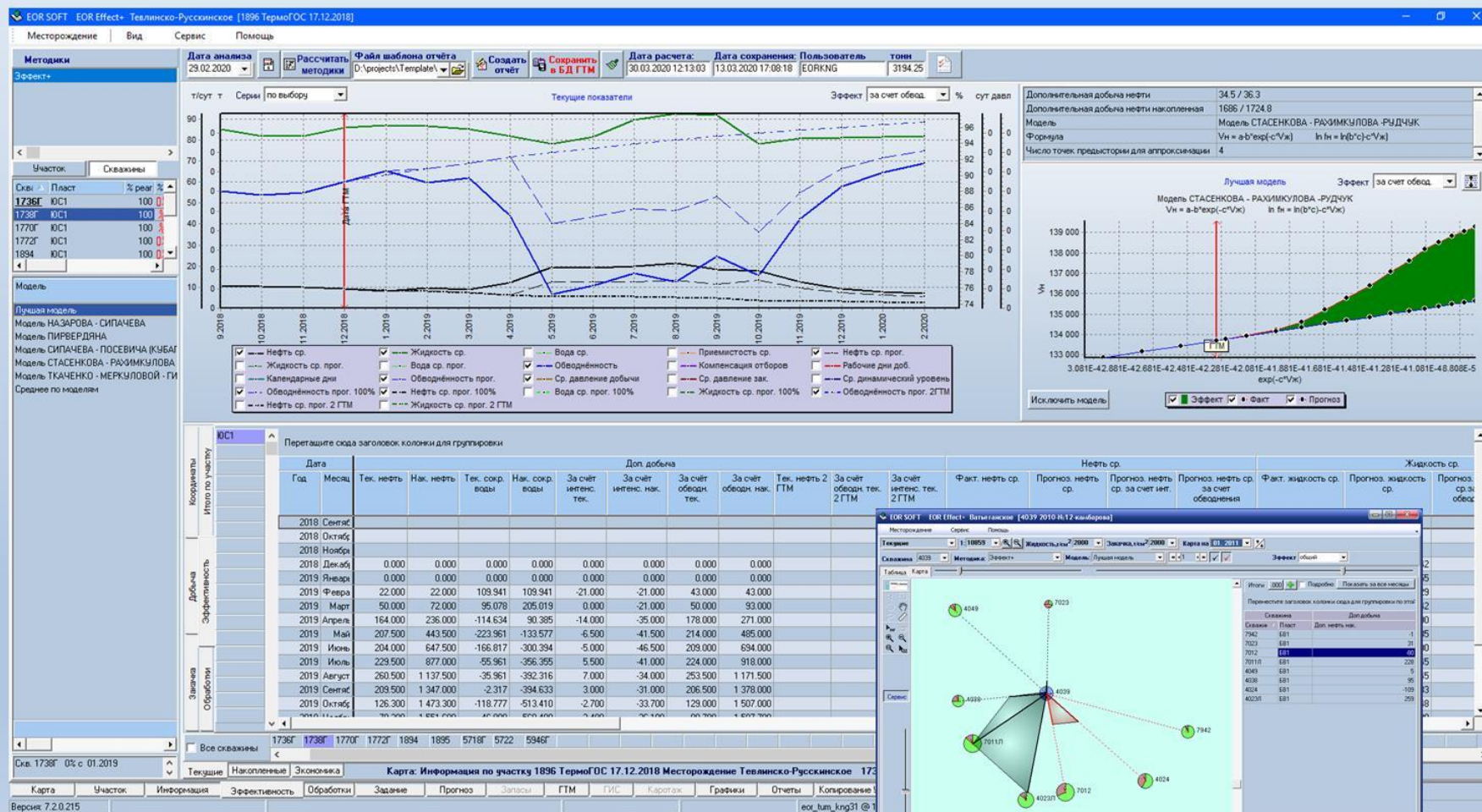
Планирование и мониторинг эффективности ГТМ

- Анализ успешности ПНП
- Эффективность ГТМ:
 - ВПП
 - переводы в ППД
 - циклическое заводнение
 - ОПЗ, в т.ч. бесподходные ОПЗ
 - РИР
 - ОВП и т.д.
- Прогнозирование добычи нефти
- Прогнозирование извлекаемых запасов (начальных, остаточных)
- Построение рейтинга технологий
- Настройка расчета для разных технологий
- Загрузка списка мероприятий
- Автоматическое деление эффекта от разных ГТМ
- Пакетный расчет
- Итоговый отчет



Расчет по характеристикам вытеснения

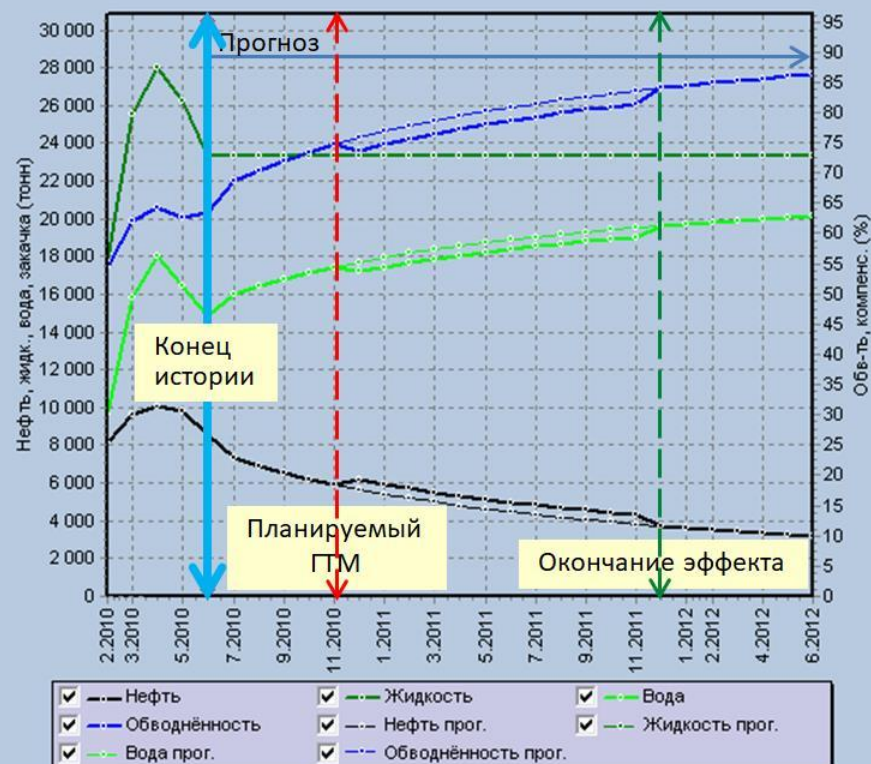
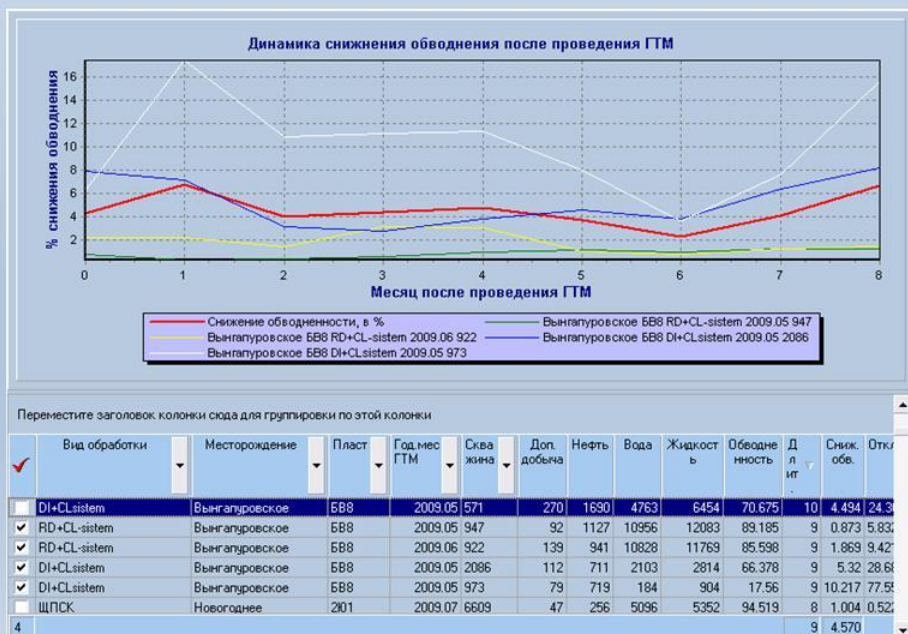
Результаты расчета эффекта от проведения и планируемых ГТМ



Составление программы планируемых мероприятий

Прогнозирование добычи нефти и расчет эффекта планируемых ГТМ

- Расчет прогнозной добычи нефти, даты окончания рентабельной работы скважины, извлекаемых запасов
- Прогноза эффекта ГТМ на основе сопоставления аналогичных проведенных мероприятий
- Какой уровень прогнозной нефти?
- Какой процент снижения обводнения?
- Сколько будет длиться эффект?

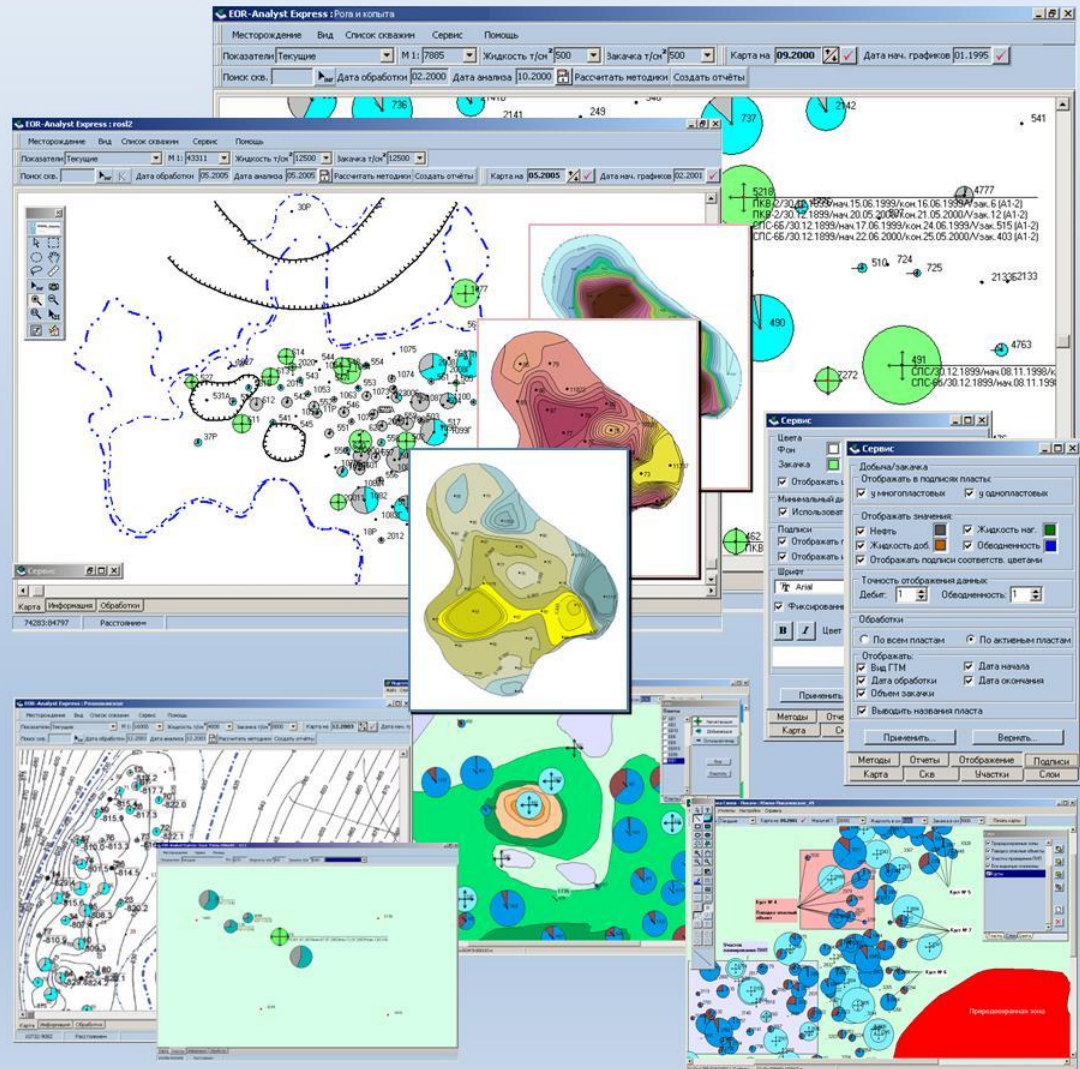


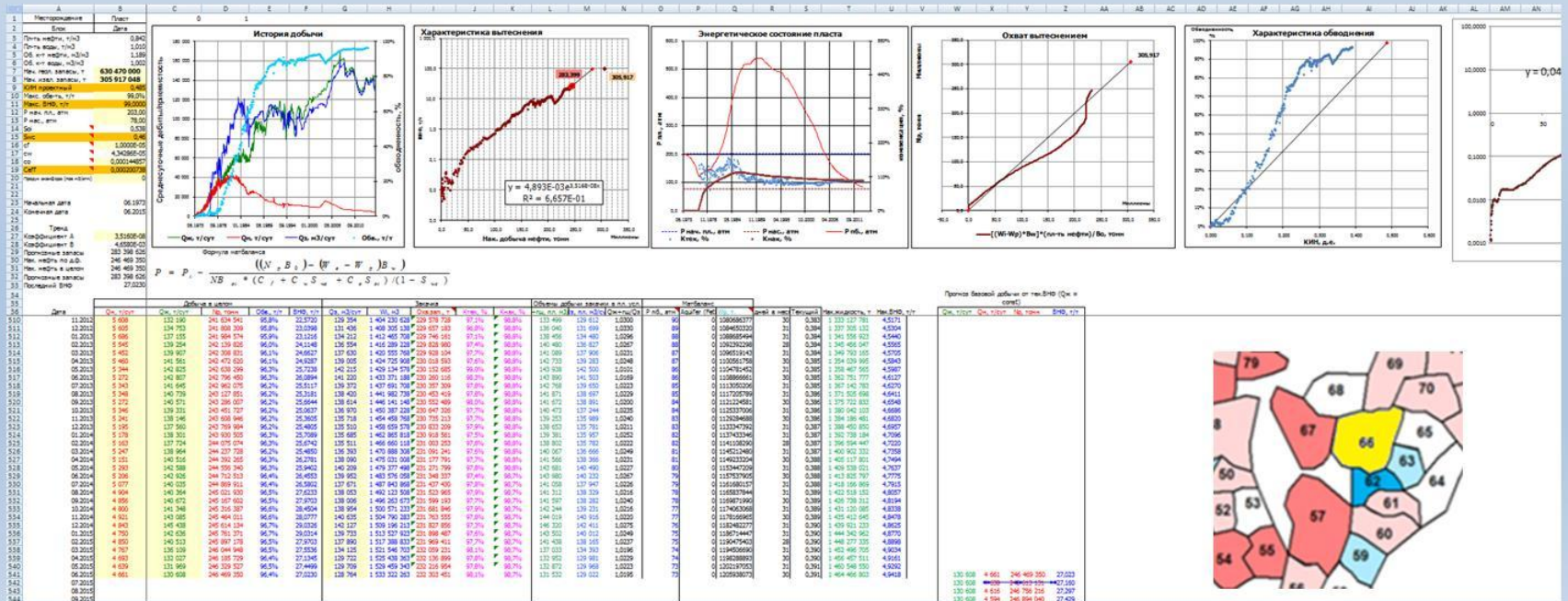
Составление программы мероприятий ПНП

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	
14195	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	
					1452	11893	956	25	
1825	1066	6	124439	93	1826	4957	996	37	819
					1836	5397	869	25	
					1839	23846	850	178	
					1854	15953	950	25	
					1808	23898	646	178	
					1810	50389	946	376	
1928	1097	7	149352	88	430P	23907	661	178	1115
					1913	3481	529	26	
					1893	16527	587	123	
					1894	4623	971	35	
					1965	78451	896	585	

Мониторинг работы месторождения

- Анализ падения добычи
- Выявление и детализация причин потерь нефти
- Факторный анализ приростов и потерь по категориям





The diagram shows a 2D grid with a blue path. The path starts at a node labeled $N+2$ on the left, moves down, then diagonally down-right, then horizontally right, then diagonally up-right, then horizontally right, then diagonally up-right to a node labeled N , and finally horizontally right. A red dashed line labeled $X=3$ with a downward arrow passes through the grid. A yellow circle is at the intersection of $X=3$ and the horizontal segment of the path. Three red circles are at nodes labeled $Яч.2,3$, $Яч.3,3$, and $Яч.4,3$. A blue dashed rectangle is centered around the node $Яч.3,3$. The grid is bounded by X_{min} , X_{max} , Y_{min} , and Y_{max} . A horizontal bracket labeled Dx and a vertical bracket labeled Dy indicate the grid spacing. Other labels include $Y=1$, $Y=3$, and $N+1$.

Составление программы мероприятий

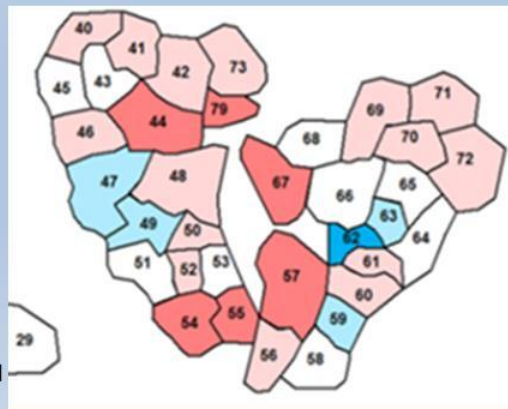
- Составление рейтинга блоков месторождения
- Подбор технологий в соответствии с критериями
- Подбор скважин кандидатов для проведения ГТМ

Сводный отчет по блокам

Месторождение	Объект Разработки	№ блока	Анализ												Номера скважин
			Выработка запасов					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		
1	2	3	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	77	Кандидат AC CSE-1313 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	
Мегионское	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**

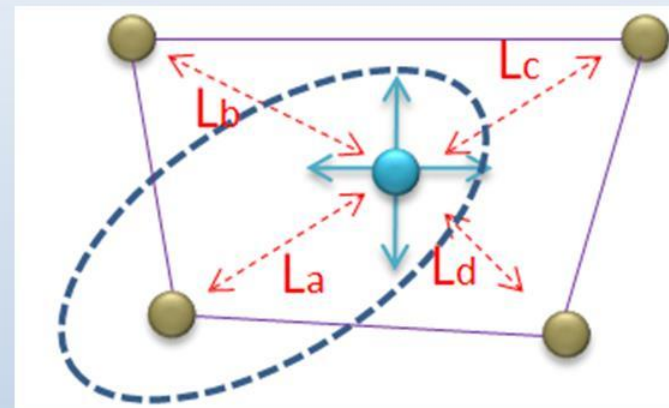


По результатам обработки информации, сохраненной в базе данных, формируется **сводный отчет** по всем блокам, с предложением технологий и скважин для проведения ГТМ

Ячеечный анализ

Составление программы мероприятий:

- поддержание приемистости
- ремонтов нагнетательных скважин
- ревизия штуцеров
- планирование изменения давления
- планирование Бесподходных ОПЗ



Месторождение	Скважина	Пласт	Qн ячейки, т/сут	Q1	Рпл1	Рзб1	Нвд1	Удл1	ΔРпл	Кпр1	Кпрониц	Нперф	Рбг	Рбуф1	Skin1	Q2	Рпл2	Рзб2	Нвд2	Удл2	ΔРпл	Кпр2	Кпрониц	Нперф
Аганское	1116	AB1/3	1	246	155	272	1803	174	117	2	214	7	138	113	85	269	155	272	1803	174	117	2	214	7
Аганское	141	AB1/3	0	785	174	237	1812	174	63	13	343	9	139	77	25	936	177	160	1812	174	-17	-55	343	9
Аганское	459	AB1/3	0	192	154	265	1844	184	111	2	486	9	102	102	301	122	154	287	1844	184	133	1	486	9
Аганское	463	AB1/3	2	113	134	368	1849	193	234	0	461	4	206	206	487	113	134	312	1849	193	178	1	461	4
Аганское	520	AB1/3	1	139	158	217	1833	177	59	2	547	5	70	55	143	150	158	265	1833	177	107	1	547	5
Аганское	636	AB1/3	1	144	141	269	1818	165	128	1	309	9	118	108	311	152	141	276	1818	165	135	1	309	9
Аганское	656	AB1/3	5	100	152	299	1756	120	147	1	187	7	139	139	242	96	152	295	1756	120	143	1	187	7
Аганское	1358	AB1/3		21	145	308	1837	187	163	0	433	6	147	147	2382	0	0	0	0	0	0	#ДЕЛ/0!	433	0
Аганское	2021	AB1/3	20	641	151	264	1763	94	113	6	206	10	101	101	38	831	156	293	1763	94	137	6	206	10
Аганское	560	AB3	19	96	153	285	1940	243	131	1	160	4	139	119	101	49	153	244	1940	243	90	1	160	4
Аганское	1831	AB3	2	139	173	261	1926	154	88	2	78	16	133	88	96	117	173	260	1926	154	87	1	78	16
Аганское	2011	AB3	5	221	151	301	2023	255	150	1	244	12	128	128	239	184	151	285	2023	255	135	1	244	12
Аганское	191	AB4	9	76	147	281	1800	96	138	1	303	5	119	119	347	48	147	290	1800	96	143	0	303	5
Аганское	560	AB4	19	96	153	285	1940	243	131	1	160	4	139	119	101	49	153	244	1940	243	90	1	160	4
Аганское	709	AB4	19	59	178	288	2160	453	111	1	137	14	135	122	456	42	178	278	2160	453	101	0	137	14
Аганское	803	AB4	24	405	153	277	1831	136	124	3	178	3	133	112	14	180	153	278	1831	136	125	1	178	3
Аганское	2007	AB4	11	70	190	299	1835	135	109	1	170	4	133	133	130	78	190	299	1835	135	109	1	170	4
Аганское	560	AB5	19	96	153	285	1940	243	131	1	160	4	139	119	101	49	153	244	1940	243	90	1	160	4
Аганское	2021	AB5	20	641	151	264	1763	94	113	6	206	10	101	101	38	831	156	293	1763	94	137	6	206	10
Аганское	48	ББ17-21	26	0	0	0	0	0	0	0	432	0	0	0	0	135	0	309	2684	356	309	0	432	106
Аганское	71	ББ17-21	21	59	231	365	2850	503	134	0	437	10	137	135	1286	96	231	371	2850	503	140	1	437	10

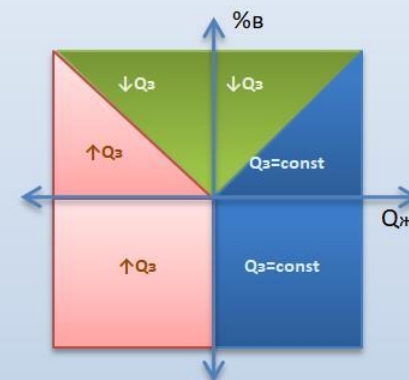
Анализ заводнения

Цель:

Поддержание режима работы каждой нагнетательной скважины в диапазоне приемистостей, позволяющих минимизировать потери.

Решаемые задачи:

Расчет целевой приемистости нагнетательной скважины для приведения приемистости к целевой

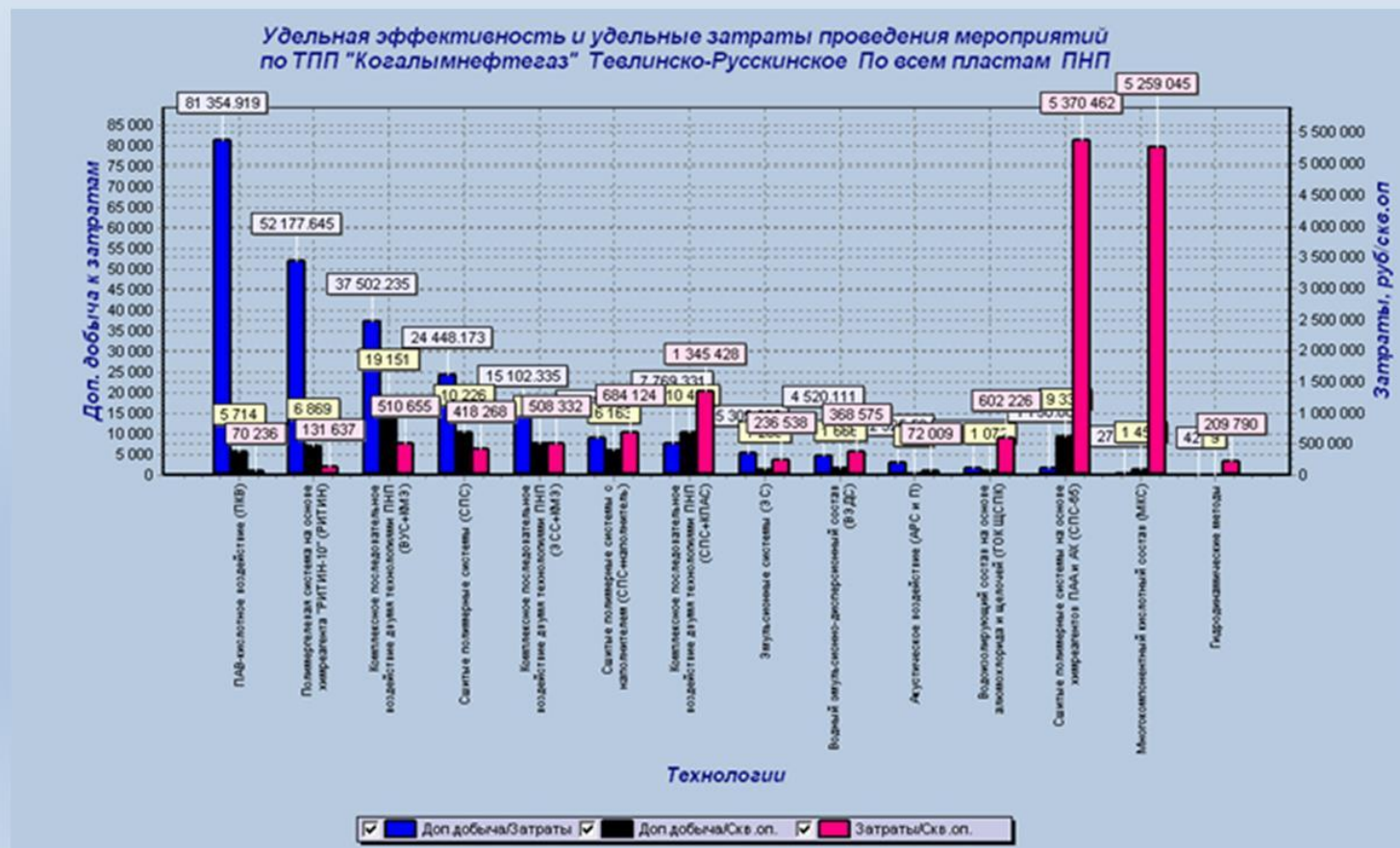


	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
1				Расчет Куч	Стат = 1 Дин = 2	1		Режим (период 1)						Режим (период 2)					
	Скв.	№ ячейки закачки	Расстояние	Нн	Нд	Коэф участия	Коэф эфф	Qпр, м3/сут	Qж, м3/сут	Qн, т/сут	%	Qзак с учетом Квл, м3/сут	Компенс ация в ячейке, %	Qпр, м3/сут	Qж, м3/сут	Qн, т/сут	%	Qзак с учетом Квл, м3/сут	Компенс ация в ячейке, %
2																			
3	939	141	608	3,92	4,18	0,90		0	35	2	94%	130		0	26	1	97%	290	
4	141						1,00	130	35	2		130	371	290	26	1		290	1113
5	482	463	421	2,43	3,13	1,00		0	0	0	0%	35		0	20	0	100%	12	

Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK
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 необход имой 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

Составление программы мероприятий

- Выбор наиболее эффективных технологий
- исключение некупаемых
- Рейтинг применения технологий ГТМ по удельной эффективности (ДДН/затраты)



Моделирование технологий с использованием нейронных сетей

Анализ технологий в одинаковых пластовых условиях

Пример модели для технологии AC-CSE1313-A

Структура нейронной сети:

Входные нейроны:

Обв.

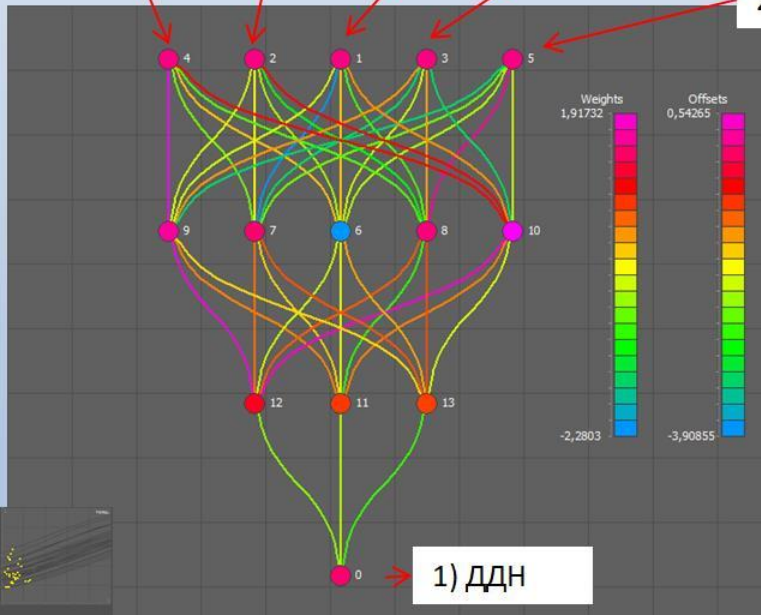
Прон.

ОИЗ

Толщ.

1) Дебит жидкости

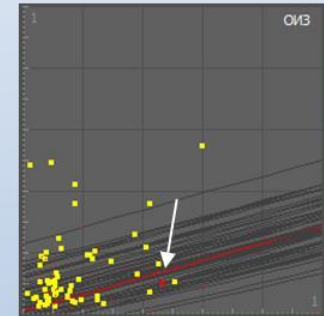
2) Объем закачки



Выходные нейроны:

1) ДДН

2) Сред. ДДН на скв.



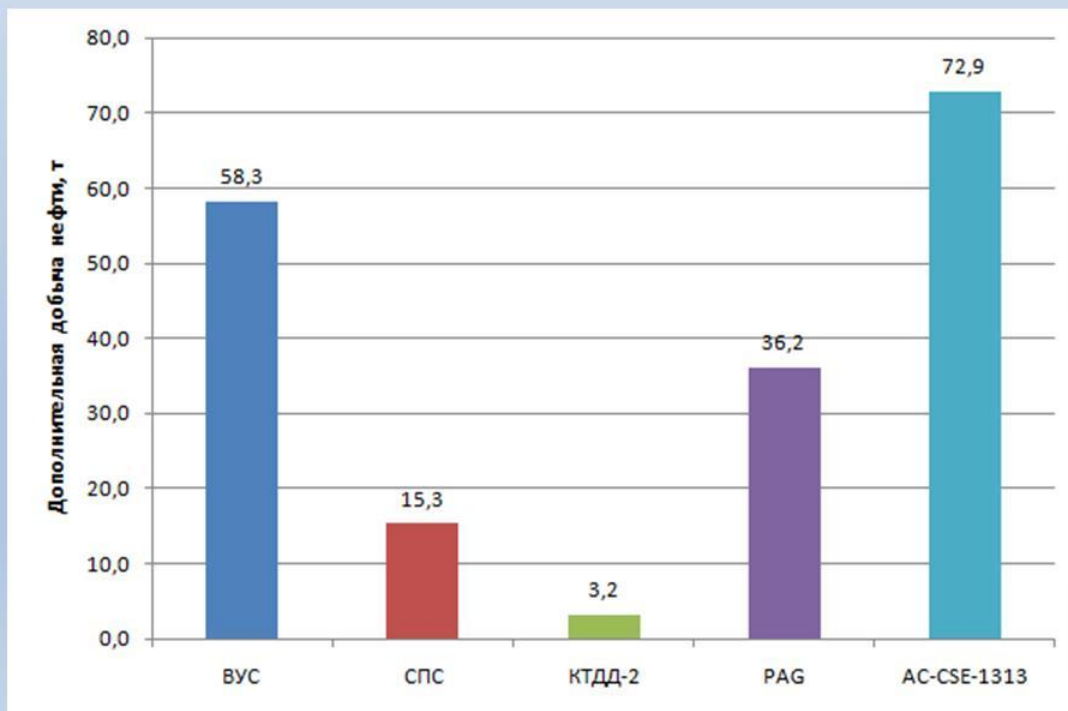
- Фактические данные для моделирования отмечены желтыми точками.
- Темные линии – результат моделирования.
- Красная точка, выделенная белой стрелкой – это отдельный рассматриваемый участок.
- Красная линия – результат моделирования по данному рассматриваемому участку. Это зависимость ДДН от изменения конкретного параметра при фиксировании остальных параметров

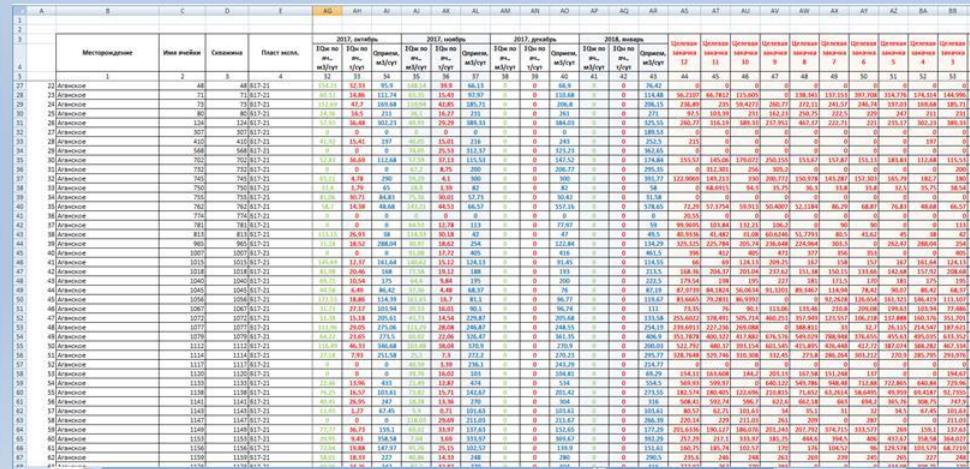
Выбор технологий планируемого мероприятия для скважины в одинаковых пластовых условиях на основе нейронных сетей

Пример моделирования на основе исходных данных:

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

Среднемесячная эффективность по одной скважине:

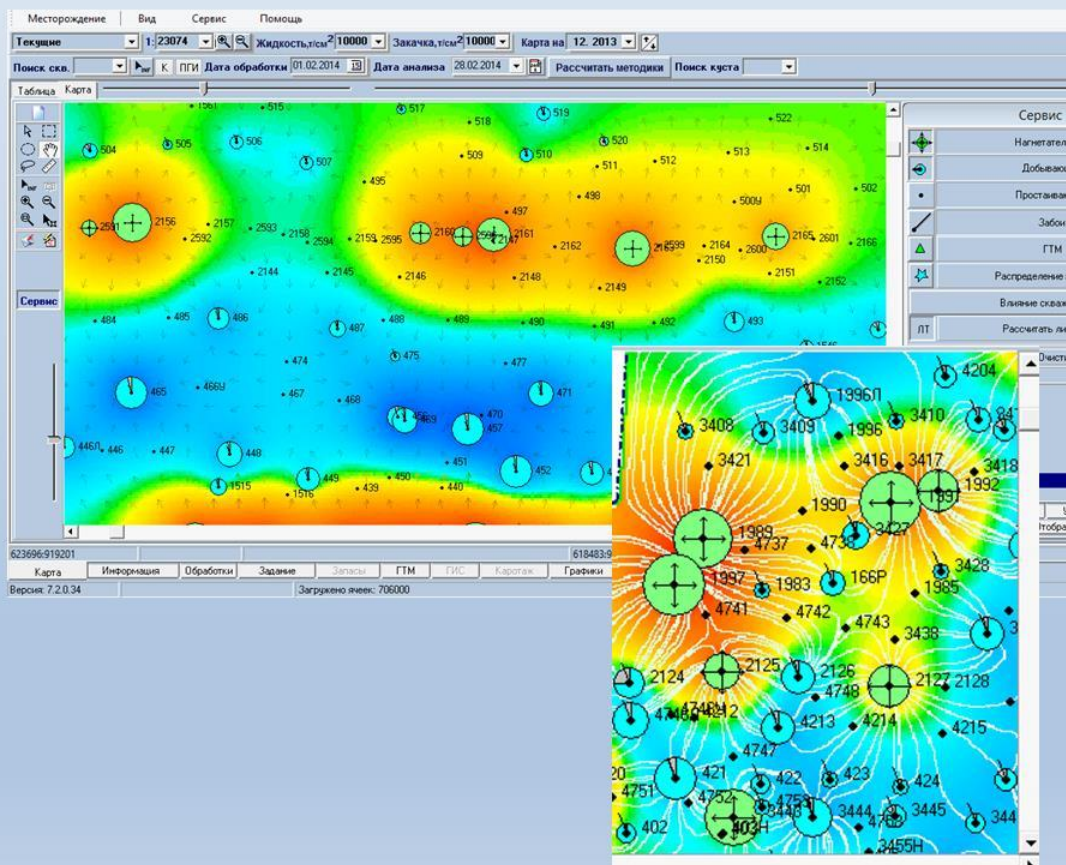




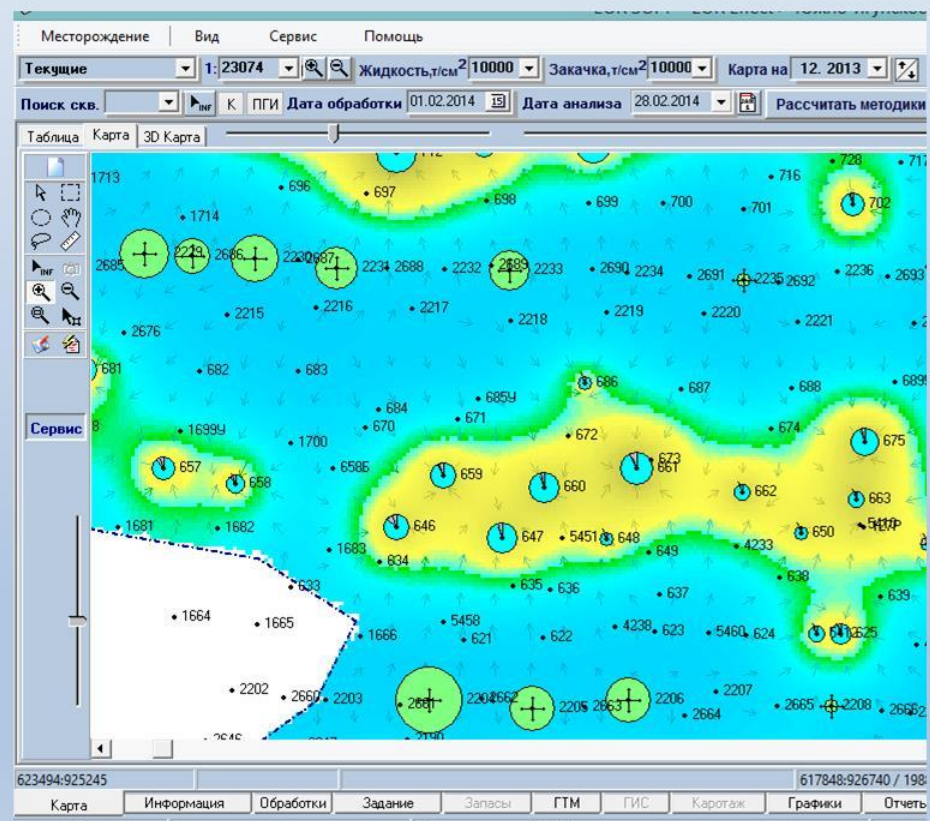
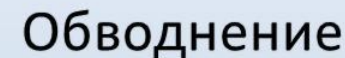
Расчет и построение геологических карт

Изобары и линии тока

- В-Сплайн
- Метод Кригинга
- Метод КоКригинга
- Итерационное моделирование



Извлекаемые запасы



Более 370 рабочих мест в России и за рубежом

Программный комплекс EOR Effect+ включен в стандарты и регламенты нефтяных компаний



Программный комплекс широко используется в нефтяных компаниях **28** лет



КазМұнайГаз
NATIONAL COMPANY ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ



Более **6000** участков рассчитываются ежемесячно в EOR Effect+

Оценка технологической эффективности по утвержденным методическим руководствам

Программный комплекс соответствует стандартам и методическим руководствам:



Государственные стандарты Российской Федерации
(Руководства Минтопэнерго)

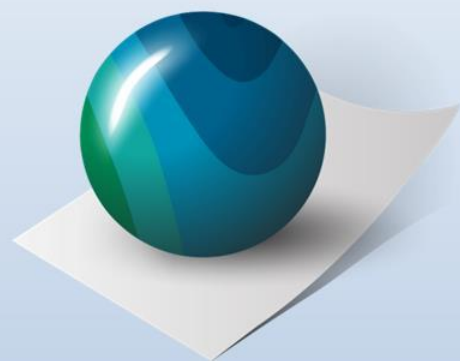
Стандарты и методические руководства нефтяных компаний:



Авторское сопровождение работы пользователей



- Ежемесячная поддержка на рабочем месте заказчика в течение одной недели, установка обновлений и обучение
- Разработка и модификация модулей в соответствии с регламентами компании и пожеланиями пользователей
- Подбор скважин и составление плана мероприятий
- Анализ работы месторождения и подробный анализ работы каждой скважины, составление рейтинга технологий
- Аналитические исследования и анализ эффективности
- Разработка дополнительных отчетов



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