

Принимайте эффективные
решения с демостендом

ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

2024



СОДЕРЖАНИЕ

Преимущества Optimacros **03**

Цели и задачи демостенда **04**

Блок-схема IBP-системы **05**

Импорт и экспорт данных **06**

Консолидация фактических данных **07**

Анализ эффективности ГТМ **08**

Формирование производственного плана **9**

Анализ производственного плана **10**

Мониторинг состояния запасов **11**

Формирование рапорта в Excel **12**

Выгоды от внедрения модели **13**

Итоги **14**

ПРЕИМУЩЕСТВА OPTIMACROS



В облаке или on-premise

Платформу можно развернуть как в облачном сервисе, так и на собственных серверах



Скорость расчетов

Перерасчет моделей осуществляется в реальном времени



Адаптивность

Платформа позволяет внедрять любой уровень детализации при построении аналитических моделей



Низкий порог входа

Система обеспечивает полную свободу моделирования с широким встроенным функционалом



AI-инструментарий

Реализует систему поддержки принятия решений на основе визуального анализа данных и выявления в них трендов



Интеграции

Платформа обеспечивает различные инструменты импорта-экспорта данных любым удобным способом

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ДЕМОСТЕНДА

01

Планирование ГТМ по скважинам
и проверка на совпадение
с инвестиционным планом

02

Анализ эффективности ГТМ,
позволяющий увидеть ожидаемый
прирост добычи

03

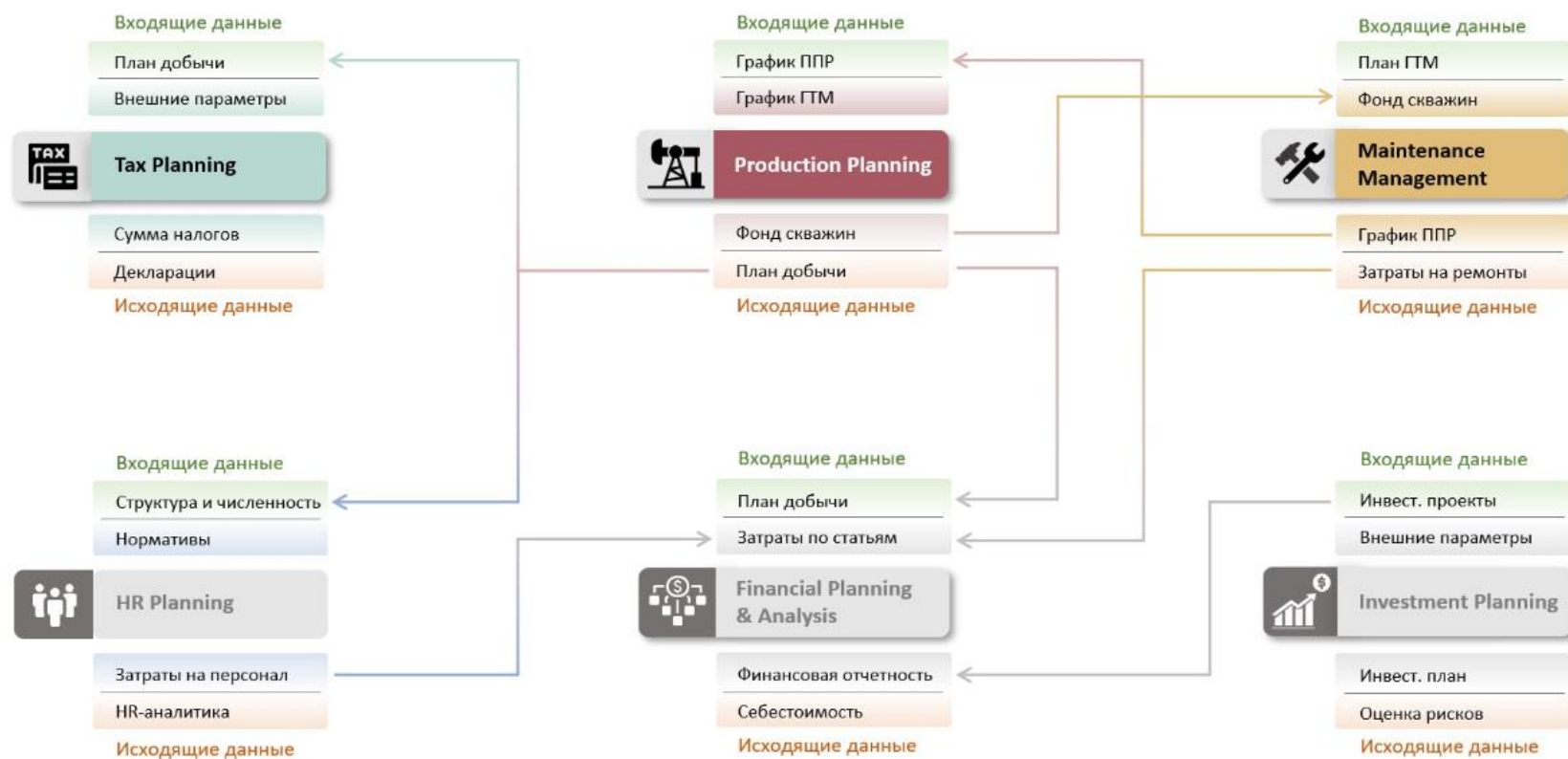
Анализ выполнения плана
по добыче нефти на основе данных
о ГТМ, исследованиях скважин и ремонтах

04

Анализ состояния запасов и формирование
отчетности о выработанности
и истощении запасов

БЛОК-СХЕМА ИВР-СИСТЕМЫ

Блок-схема ИВР



ИМПОРТ И ЭКСПОРТ ДАННЫХ

⋮ Логирование работы скриптов

	Последнее обновление	Пользователь	Статус	Время, сек.	Кол-во ошибок
Импорт данных из OLTP			OK	14.8	18
Импорт факта ремонтов на скважинах по дням	суббота, 08.06.2024 г., 23:33	d.shamanaev@optimacros.com	OK	4.8	0
Импорт плана ремонтов на скважинах по месяцам	суббота, 08.06.2024 г., 23:33	d.shamanaev@optimacros.com	OK	2.2	18
Импорт плана исследований	суббота, 08.06.2024 г., 23:34	d.shamanaev@optimacros.com	OK	1.2	0
Импорт данных о фонде скважин	среда, 20.03.2024 г., 08:01	v.popov@optimacros.com	OK	4.5	0
Импорт дебита нефти по подразделениям	четверг, 07.03.2024 г., 17:45	n.efimov@optimacros.com	OK	2.2	0

Данные

Ошибки импорта

Факт ремонтов	Ошибки
План ремонтов MRO	Ошибки
План исследований MRO	Ошибки
Фонд скважин	Ошибки
Дебит нефти	Ошибки

Удобный импорт и экспорт данных обеспечивает их достоверность. Он позволяет минимизировать ошибки ввода и вывода данных, а также сократить время на их обработку и анализ.

⋮ План ввода скважин из бурения

	Дата утверждения	№ скважины	Куст	Тип скважины	Дебит нефти, т/сут	Способ добычи	ЦДНГ	Месторождение	ЛУ	Сообщение об ошибке
1	01.01.2024	2100	Куст 1	Добыв.	30	ШГН		M1	ЛУ 1	№ скважины уже существует
2	02.02.2024	21103	Куст 1	Добыв.	20	УЭЦН		M1	ЛУ 1	
3	01.01.2024	545411	Куст 1	Добыв.	30	ШГН		M1	ЛУ 1	
4	02.02.2024	15745	Куст 1	Добыв.	20			M1	ЛУ 1	Выберите способ добычи
5	19.04.2024				-					Введите №скважины Выберите тип скважины Выберите куст
6					-					
7					-					
8					-					
9					-					

КОНСОЛИДАЦИЯ ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Технологический режим работы скважин



Фильтры

Данные о фонде скважин 173-K001-Ц01

Скважина	175-K001-Ц01
Период	Апр 23

Параметры скважин 172-K001-Ц01

Дата ввода в эксплуатацию	01.01.2004
Дата окончания безводной эксплуатации	17.04.2013
Планный срок эксплуатации	24.12.2033
Дата ликвидации скважины	
Куст	Куст 1
Месторождение	М1
ЛУ	ЛУ 1
ЦДНГ	ЦДНГ 1

	Тип скважины	Способ добычи	Время работы, ч	Давление забойное, атм	Давление затрубное, атм	Добыч.	Обводненность, %	Дебит нефти, м3/сут	Газ, м3	Динамический уровень, м	Нагнет.	Закачка агента, м3
1 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	24	77	44		6.00%	29.07	1 373	461		
2 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	24	44	31		NaN	24.58	932	404		
3 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	24	70	42		NaN	27.83	1 286	401		
4 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	24	44	43		6.20%	25.27	891	400		
5 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	24	51	39		NaN	23.22	1 434	516		
6 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	24	59	37		NaN	0.00	1 430	529		
7 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	24	56	32		6.10%	0.00	1 581	537		
8 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	0	71	50		NaN	0.00	1 189	416		
9 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	0	67	44		NaN	0.00	1 405	422		
10 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	0	52	31		6.40%	0.00	1 053	509		
11 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	0	68	48		NaN	0.00	1 199	454		
12 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	0	62	31		NaN	0.00	1 560	548		
13 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	0	78	46		6.50%	0.00	866	421		
14 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	0	41	48		NaN	0.00	1 437	490		
15 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	0	46	41		NaN	0.00	1 124	489		
16 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	0	71	32		6.90%	0.00	1 322	429		
17 Янв 23	Добыч.	УЭЦН	0	68	43		NaN	0.00	1 108	454		

Консолидация данных в единую систему позволит устранить хаос и беспорядок в показателях.

Данные по дебиту нефти и потерям импортируются с детализацией по каждому дню и скважине. Консолидировать и анализировать данные можно с любой детализацией: по неделям, месяцам, году, а также по ДНС и ЦДНГ.

Фильтры

Фильтр по ДНС	<input type="checkbox"/>
Фильтр по ЦДНГ	<input type="checkbox"/>

Данные по АГЗУ



Потери на уровне

АГЗУ - ДНС

Данные по ДНС



Потери на уровне

АГЗУ - ЦДНГ | ДНС-ЦДНГ

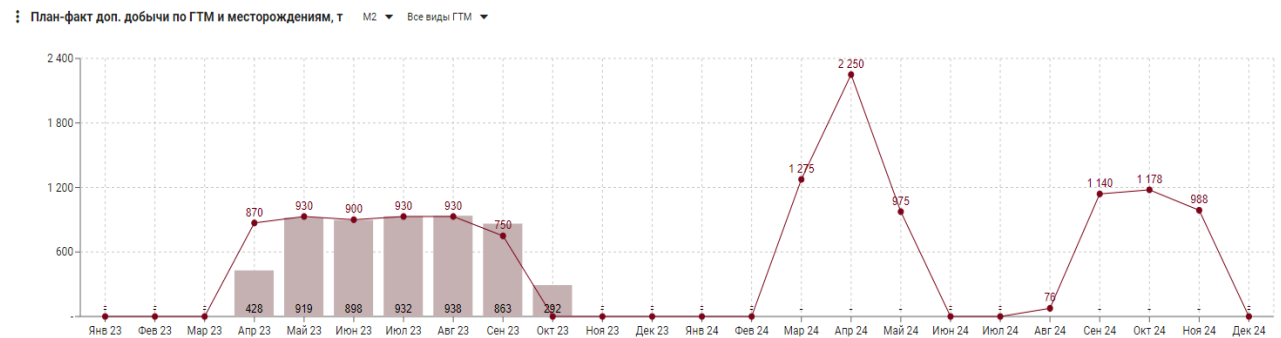
Данные по ЦДНГ



	Дебит по АГЗУ, м3	-	м3	%	-	Дебит по ДНС, м3	-	м3	%	-	Дебит по ЦДНГ, м3
Все ЦДНГ	32 758		-54.0	-0.16%		32 704		-77	-0.2%		32 680
ЦДНГ 1	8 052		-14.7	-0.18%		8 037		-26	-0.3%		8 026
ДНС 1	2 210		-3.8	-0.17%		2 207					
Куст 1	220										
Куст 2	226										

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ

Анализ эффективности ГТМ помогает оценить результативность их внедрения и выявить отклонения между ожидаемыми и фактическими результатами. Это позволяет компании повысить добычу нефти и оптимизировать затраты.



План-фактный анализ ГТМ

ГТМ	ГТМ завершено на текущий месяц?	Период эффекта от ГТМ завершен?	Плановая доп. добыча на план. продолжительность эффекта, т	Фактическая доп. добыча на план. продолжительность эффекта, т	Δ абс. т	Δ отн., %
Все ГТМ			176 152	44 902	-8 659	
ГТМ №1	☑	☑	5 684	4 324	-1 360	-23.9%
ГТМ №2	☑	☑	5 215	4 451	-765	-14.7%
ГТМ №3	☑	☑	6 094	5 118	-977	-16.0%
ГТМ №4	☑	☑	5 274	5 269	-5	-0.1%
ГТМ №5	☑	☐	31 292	25 740	-5 552	-17.7%
ГТМ №6	☐	☐	32 699			
ГТМ №7	☐	☐	4 395			
ГТМ №8	☐	☐	3 633			
ГТМ №9	☐	☐	5 626			
ГТМ №10	☐	☐	4 395			
ГТМ №11	☐	☐	5 626			
ГТМ №12	☐	☐	4 659			
ГТМ №13	☐	☐	5 040			
ГТМ №14	☐	☐	3 223			

Помесячный анализ эффективности ГТМ, ожидаемый прирост добычи в % Эффективность ГТМ, % ЦДНГ 1

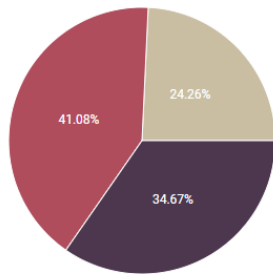
	Янв 23	Фев 23	Мар 23	Апр 23	Май 23	Июн 23	Июл 23	Авг 23	Сен 23	Окт 23	Ноя 23	Дек 23	Год 23	Янв 24	Год 24
Все виды ГТМ	-	13.1%	37.8%	34.9%	39.0%	34.3%	35.8%	33.8%	37.4%	50.3%	53.6%	44.7%	37.7%	46.7%	46.7%
Гидравлический разрыв пласта	-	13.1%	38.9%	30.3%	35.8%	24.3%	25.8%	28.4%	29.4%	51.0%	34.3%	34.6%	31.5%	-	-
Обработки призабойной зоны	-	-	-	-	-	-	-	29.8%	41.9%	48.2%	61.0%	-	45.2%	-	-
Дополнительная перфорация	-	-	-	-	-	-	-	29.8%	41.9%	48.2%	61.0%	-	45.2%	-	-
Перевод на вышележащий горизонт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Одновременно-раздельной эксплуатации	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бурение боковых стволов	-	-	31.1%	45.0%	45.5%	43.2%	44.6%	45.4%	47.6%	51.2%	68.2%	51.3%	47.3%	46.7%	46.7%
Ликвидация аварии	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ФОРМИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПЛАНА

⌵ Прогноз производства, тыс. т

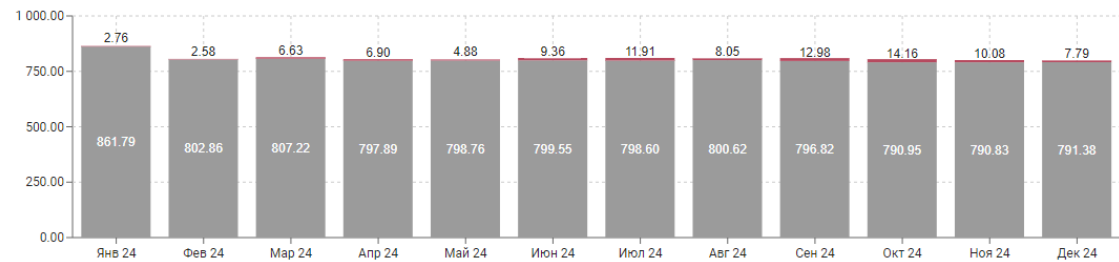
	Янв 24	Фев 24	Мар 24	Апр 24	Май 24	Июн 24	Июл 24	Авг 24	Сен 24	Окт 24	Ноя 24	Дек 24	Год 24
Добыча с учетом падения профиля	864.97	820.11	818.67	817.27	815.83	814.44	813.01	811.57	810.19	808.76	807.38	805.96	9 808.18
Добыча с учетом ТОиР и исследований (норматив.)	861.79	791.47	798.76	785.27	787.08	786.06	784.33	793.10	783.84	781.12	778.05	783.89	9 514.77
Добыча с учетом ТОиР и исследований (оптим.)	861.79	802.86	807.22	797.89	798.76	799.55	798.60	800.62	796.82	790.95	790.83	791.38	9 637.28
Эффект от оптимизации ТОиР	0.00	11.39	8.47	12.62	11.67	13.49	14.27	7.52	12.99	9.82	12.78	7.50	122.50
Доп. добыча (ГТМ)	2.76	2.58	6.63	6.90	4.88	9.36	11.91	8.05	12.98	14.16	10.08	7.79	98.08
Доп. добыча (вывод из бурения)	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.88
Суммарная добыча	865.42	806.32	814.74	805.67	804.52	809.79	811.39	809.55	810.68	805.98	801.79	800.05	9 745.90

Удельный вес по ЦДНГ



■ ЦДНГ 1 ■ ЦДНГ 2
■ ЦДНГ 3

⌵ График прогноза производства

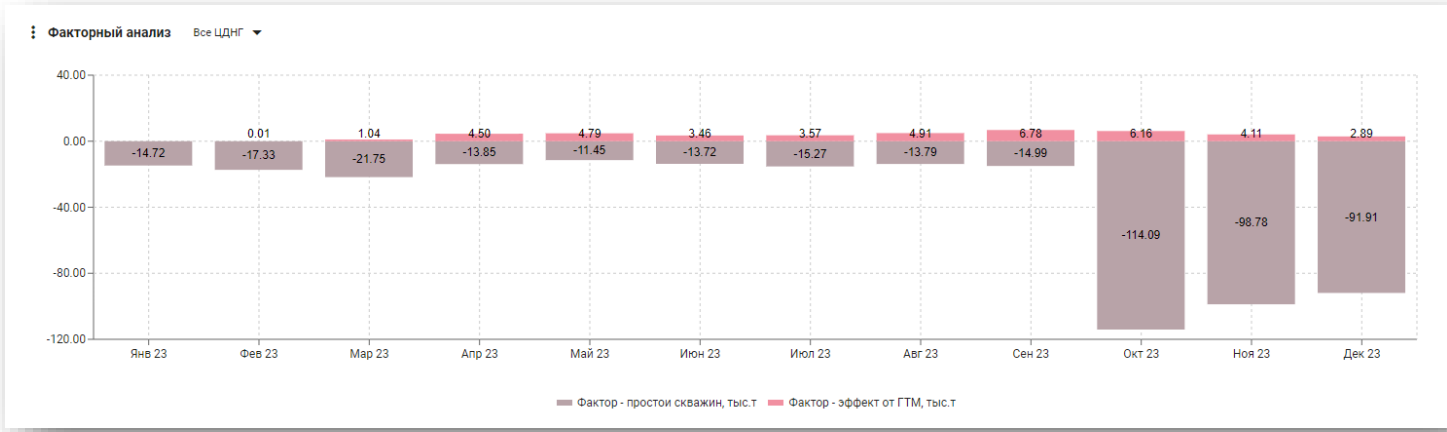


■ Добыча с учетом ремонтов и исследований (оптим.), тыс. т ■ Доп. добыча (ГТМ), тыс. т

В модели реализован функционал формирования производственного плана на основании исторических данных добычи, с учетом мероприятий по ремонту объектов, исследований скважин и геолого-технических мероприятий.

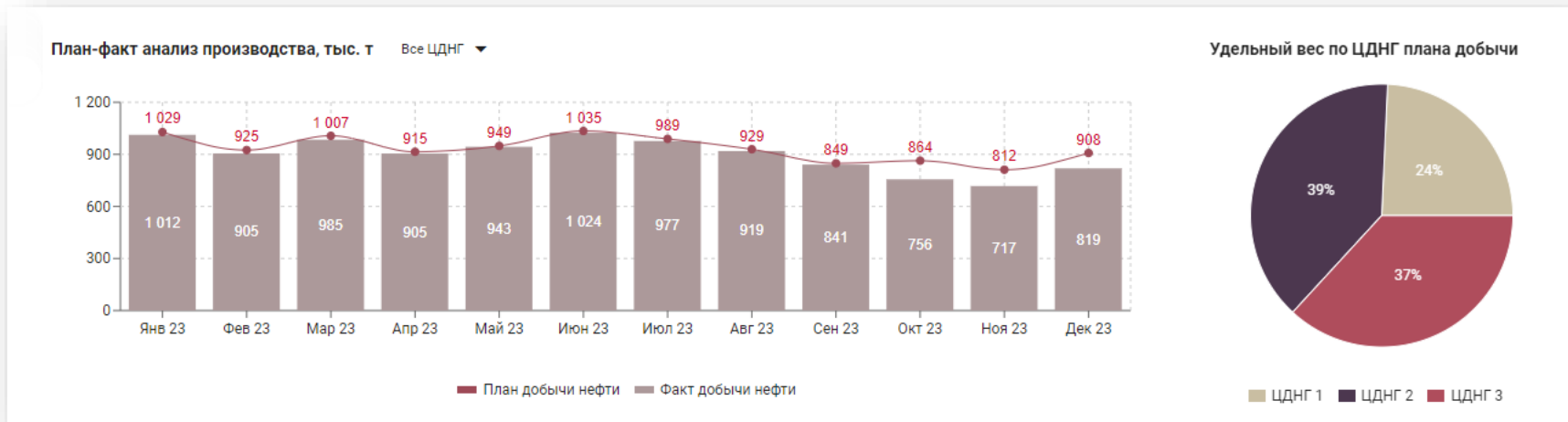
Инструменты анализа данных позволяют формировать план в различных форматах: как в табличном, так и в графическом виде, а также отображать распределение плана добычи по цехам.

АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПЛАНА



Каждой компании необходима оценка влияния различных параметров на финансовые результаты.

Факторный анализ позволяет определить, какие факторы играют решающую роль в формировании производственного плана нефтедобывающего предприятия.



Детальный план/факт анализ производства позволяет оценить эффективность работы предприятия и выявить отклонения между ожидаемыми и фактическими результатами.

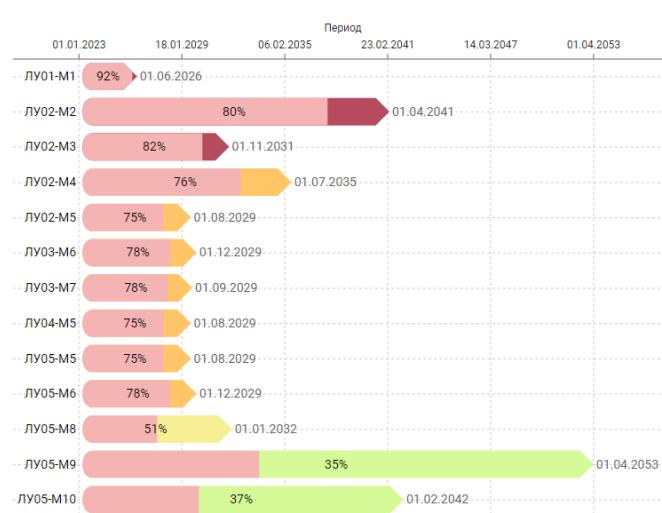
МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ЗАПАСОВ

Для оценки экономической эффективности и планирования геологоразведочных работ необходимо контролировать состояние запасов. Мониторинг состояния запасов позволяет отслеживать изменения в ресурсной базе предприятия и учитывать возможности добычи нефти в планировании производства.

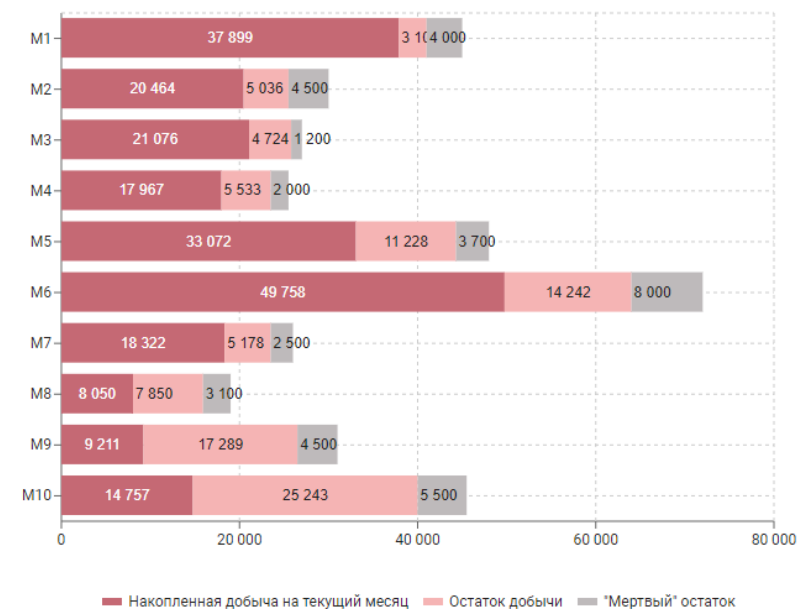
Состояние лицензионных участков Ноя 23 Факт

	Извлекаемые запасы, тыс. т	Добыча в текущем месяце, тыс. т	Накопленная добыча, тыс. т	Выработанность запасов, %	Прогнозный период истощения запасов
Все ЦДНГ	329 956	712	228 866	69%	
ЦДНГ 1	130 552	213	107 910	83%	
ЛУ 1	41 000	85	37 708	92%	
ЛУ01-M1	41 000	85	37 708	92%	
ЛУ 2	89 552	128	70 202	78%	
ЛУ02-M2	25 500	18	20 418	80%	
ЛУ02-M3	25 800	37	20 983	81%	
ЛУ02-M4	23 500	30	17 891	76%	Jul 35
ЛУ02-M5	14 752	42	10 911	74%	Aug 29
ЦДНГ 2	70 252	183	53 785	77%	
ЛУ 3	55 500	141	42 874	77%	
ЛУ03-M6	32 000	79	24 694	77%	Dec 29
ЛУ03-M7	23 500	62	18 180	77%	Sep 29
ЛУ 4	14 752	42	10 911	74%	
ЛУ04-M5	14 752	42	10 911	74%	Aug 29
ЦДНГ 3	129 152	316	67 172	52%	
ЛУ 5	129 152	316	67 172	52%	
ЛУ05-M5	14 752	42	10 911	74%	Aug 29
ЛУ05-M6	32 000	79	24 694	77%	Dec 29
ЛУ05-M8	15 900	64	7 900	50%	Jan 32
ЛУ05-M9	26 500	39	9 125	34%	Apr 53
ЛУ05-M10	40 000	92	14 543	36%	Feb 42

Диаграмма Ганта прогноза истощения участков Факт



Доля выработки месторождений, тыс.т. Факт



МЕСЯЧНЫЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ РАПОРТ

Настройки Рейтинга МЭР

Основание для сортировки: Дебит нефти, м3/мес
 Способ добычи: УЭЦН
 Тип сортировки: По возрастанию

Выгрузка отчета

• Ссылка на форму МЭР •

Рейтинг МЭР M10 Янв 24

№	Номер скважины	Дата ввода в эксплуатацию	Способ добычи	Пласт	Залежь	Добыча нефти, т за месяц	Добыча нефти, т с начала разработки	Количество извлеченной воды, т	Количество извлеченной нефтететазаводной смеси, т	Добыча газа, м3/сут	Газовый фактор, м3/т	Процент воды, массовый (Объемность, %)	Процент воды, объемный	Плотность воды, грамм/куб см (Плотность воды кг/м3)	Дебит нефти, тонн/сут (Дебит нефти, м3/сут)	Дебит нефтететазаводной смеси, тонн/сут	Эксплуатация скважины, скважино-сутки за месяц Работы	Эксплуатация скважины, скважино-сутки за месяц Простоя
1	1232-K116-Ц03	24.07.2015	УЭЦН		Залежь9	437	7104	126	563	0	0	35%	11%	1000000	560	0	24	7
2	1229-K116-Ц03	21.07.2015	УЭЦН		Залежь9	439	7208	25	464	0	0	10%	3%					
3	1225-K116-Ц03	17.07.2015	УЭЦН		Залежь9	440	7125	127	566	0	0	34%	11%					
4	1226-K116-Ц03	18.07.2015	УЭЦН		Залежь9	445	7161	307	751	0	0	56%	18%					
5	1230-K116-Ц03	22.07.2015	УЭЦН		Залежь9	446	7195	162	608	0	0	40%	13%					
6	1238-K116-Ц03	20.07.2015	УЭЦН		Залежь9	448	7158	186	634	0	0	43%	14%					
7	1227-K116-Ц03	19.07.2015	УЭЦН		Залежь9	454	7260	112	566	0	0	32%	10%					

ФОРМА
сводного месячного эксплуатационного рапорта

Наименование месторождения/участка недр: М8
 Отчетный период: Январь 2024
 Организация, осуществляющая добычу нефти: ООО "Нефтедобыча"
 Дата выдачи: 19.06.2024

№ п/п	Номер скважины	Дата ввода в эксплуатацию	Способ добычи	Пласт	Залежь	Добыча нефти, тонн		Количество извлеченной водной смеси, тонн		Количество извлеченной нефтететазаводной смеси, тонн		Добыча газа, тыс. куб. м	Газовый фактор, м3/тонн	Процент водной примеси, массовый	Процент водной примеси, объемный	Плотность водной смеси, грамм/куб. см	Дебит нефти, тонн/сут.	Дебит нефтететазаводной смеси, тонн/сут.	Эксплуатация скважины, скважино-сутки за месяц		Иная информация
						За месяц	С начала разработки	За месяц	За месяц	За месяц	Работы								Простоя		
1	2	3	4	5.1	5.2	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
2	819-K093-Ц03	30.06.2006	УЭЦН		Залежь9	484	7200,3	39,2	523,2	0	0	13,90%	4,50%	1000000	620,5	0	27	4			
3	832-K094-Ц03	13.07.2006	УЭЦН		Залежь9	502,6	7337,6	45,00	547,60	0	0	15,30%	4,90%	1000000	644,3	0	28	3			
4	710-K086-Ц03	07.12.2005	УЭЦН		Залежь9	503,4	7245	229,10	732,50	0	0	46,00%	14,80%	1000000	645,3	0	28	3			
5	702-K086-Ц03	07.12.2005	УЭЦН		Залежь9	504,9	7114,1	60,80	565,70	0	0	17,40%	5,60%	1000000	647,3	0	28	3			
6	830-K094-Ц03	11.07.2006	УЭЦН		Залежь9	507,2	7326,8	180,20	687,40	0	0	41,50%	13,40%	1000000	650,3	0	29	2			
7	709-K086-Ц03	07.12.2005	УЭЦН		Залежь9	507,3	7159	99,80	607,10	0	0	27,00%	8,70%	1000000	650,4	0	28	3			
8	829-K094-Ц03	10.07.2006	УЭЦН		Залежь10	592	8552,7	120,40	712,40	0	0	35,70%	11,50%	1000000	650,5	0	29	2			
9	703-K086-Ц03	07.12.2005	УЭЦН		Залежь9	508,9	7176,2	658,20	1167,10	0	0	69,00%	22,20%	1000000	652,4	0	28	3			
10	826-K094-Ц03	07.07.2006	УЭЦН		Залежь9	513,3	7321,2	104,30	617,60	0	0	27,60%	8,90%	1000000	658,1	0	29	2			
11	706-K086-Ц03	07.12.2005	УЭЦН		Залежь9	514,7	7109,9	349,00	863,80	0	0	54,90%	17,70%	1000000	659,9	0	29	2			
12	737-K088-Ц03	07.12.2005	УЭЦН		Залежь9	515,2	7364,6	142,80	658,00	0	0	35,40%	11,40%	1000000	660,5	0	29	2			
13	751-K089-Ц03	07.12.2005	УЭЦН		Залежь9	517,3	7370	97,30	614,60	0	0	27,10%	8,70%	1000000	662,2	0	30	2			
14	750-K089-Ц03	07.12.2005	УЭЦН		Залежь9	518,4	7408,2	499,30	1017,70	0	0	66,20%	21,30%	1000000	664,6	0	30	1			
15	805-K092-Ц03	16.06.2006	УЭЦН		Залежь10	604,9	8395,9	235,10	840,00	0	0	48,00%	15,50%	1000000	664,7	0	29	2			
16	707-K086-Ц03	07.12.2005	УЭЦН		Залежь9	518,5	7170,2	205,60	724,10	0	0	41,60%	13,40%	1000000	664,8	0	29	2			
17	831-K094-Ц03	12.07.2006	УЭЦН		Залежь10	606,1	8543,4	44,70	650,70	0	0	17,10%	5,50%	1000000	666	0	29	2			
18	833-K094-Ц03	14.07.2006	УЭЦН		Залежь10	606,3	8535,9	108,40	714,70	0	0	32,40%	10,40%	1000000	666,3	0	29	2			
19	813-K093-Ц03	24.06.2006	УЭЦН		Залежь9	519,8	7215,8	203,20	725,00	0	0	44,10%	14,20%	1000000	666,5	0	29	2			
20	724-K087-Ц03	07.12.2005	УЭЦН		Залежь9	519,9	7309,5	51,50	571,40	0	0	16,10%	5,20%	1000000	666,5	0	28	3			

Модель позволяет формировать необходимые отчеты в утвержденной форме и выгружать данные в эти формы по запросу в удобных форматах, таких как xlsx, docx, rrrx. Например, **месячный эксплуатационный рапорт** формируется автоматически и выгружается с помощью DocPrinter за несколько секунд.

ВЫГОДЫ ОТ ВНЕДРЕНИЯ МОДЕЛИ

01

Повышение эффективности планирования добычи нефти за счёт автоматизации импорта данных при помощи учета различных факторов производства

02

Оценка дополнительной добычи нефти и потери текущей добычи, обусловленные проведением ГТМ

03

Более точная оценка технологической эффективности мероприятий для корректировки инвестиционного плана

04

Контроль соответствия фактического объёма добычи нефти с запланированным уровнем после проведения ГТМ

05

Минимизация рутинных процессов при планировании и формировании отчетности

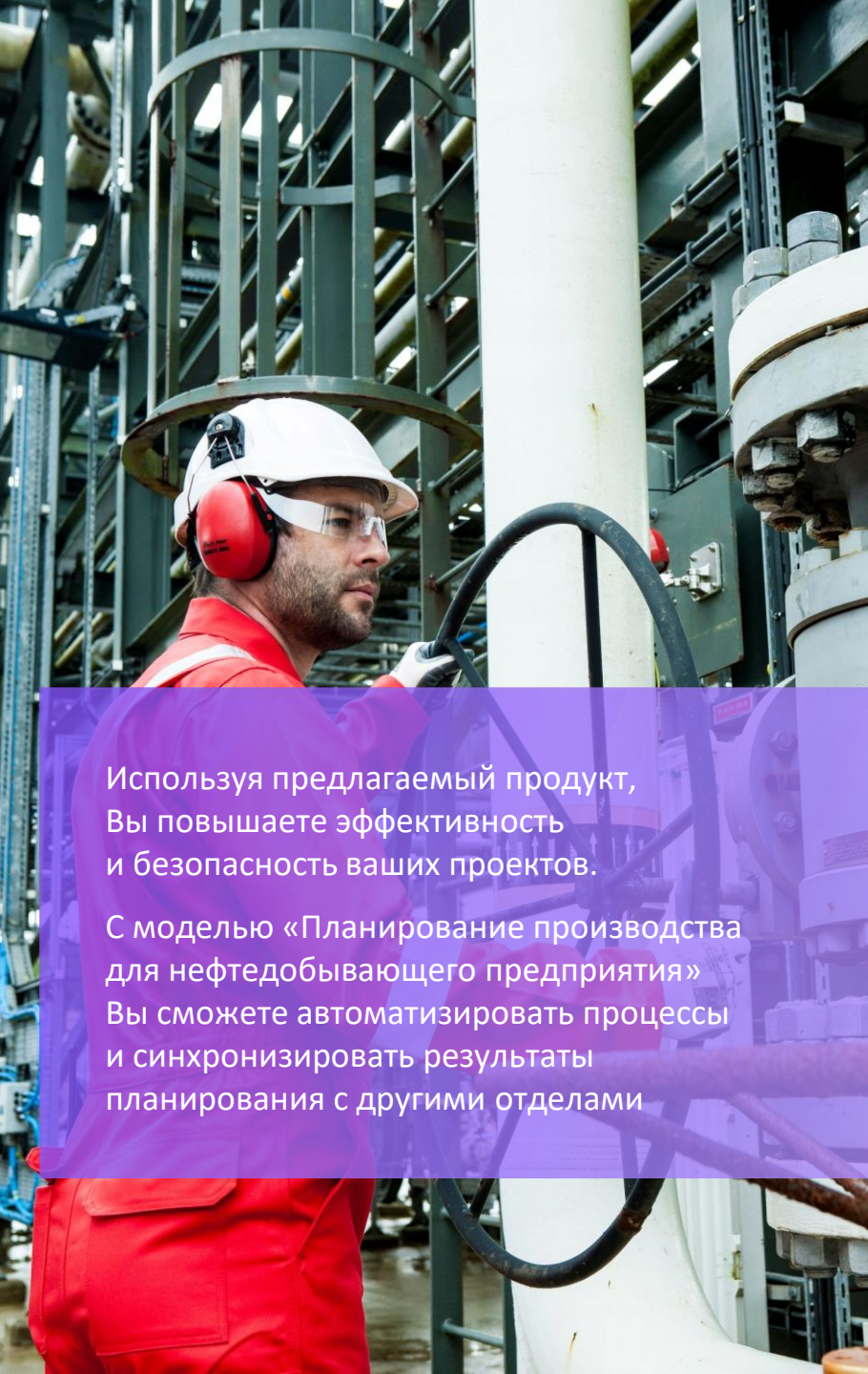
06

Автоматизация процессов планирования добычи нефти и формирования отчетности на основе входящих данных

ИТОГИ

Модель «Планирование производства нефтедобывающего предприятия» позволит:

1. Формировать производственный план с учётом падения профиля и оптимизации графика ремонтов.
2. Проводить анализ эффективности мероприятий по повышению эффективности нефтедобычи.
3. Проверять планирование геолого-технических мероприятий на соответствие инвестиционному плану.
4. Анализировать выполнение плана по добыче нефти.
5. Мониторить состояние запасов.
6. Ускорить процесс формирования отчётности о выработанности и истощении запасов.



Используя предлагаемый продукт, Вы повышаете эффективность и безопасность ваших проектов.

С моделью «Планирование производства для нефтедобывающего предприятия» Вы сможете автоматизировать процессы и синхронизировать результаты планирования с другими отделами



Запросите демо, чтобы улучшить
эффективность вашей компании

ПЕРЕЙТИ НА САЙТ

Адрес: 125504, г. Москва,
Дмитровское шоссе, д. 81,
помещение 35/2

Info@optimacros.com
+ 7 495 108 68 58

2024