

Проект «Успешность ГТМ - факторный анализ причин отклонения фактических параметров работы скважин от плановых показателей»

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Растегаева Е.В., Наугольнов М.В., Зулькарниев Р.З.



# Проект «Успешность ГТМ» - развитие электронной разработки активов ЭРА

## Вехи проекта



## Метод решения задач – цифровизация мониторинга успешности ГТМ



Создание ПО мониторингу ГТМ в проекте «Цифровизация процессов ГТМ»

## Цели и решаемые задачи

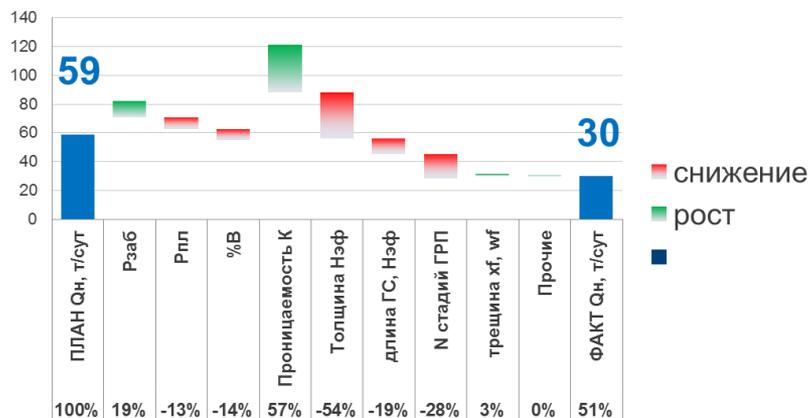
### Цифровизация процессов по ГТМ:

- ❖ **Мониторинг успешности ГТМ** – анализ достижения плановых показателей добычи нефти
  - ✓ Анализ выполнения ГТМ по типам
  - ✓ Анализ достижения плановых показателей добычи нефти с проведением факторного анализа причин отклонений
  - ✓ Сигнализатор успешности ГТМ за период мониторинга ГТМ (светофор отклонений)
- ❖ **Классификатор высоко-технологичных скважин**
  - ✓ Горно-геологические условия
  - ✓ Инструменты строительство
  - ✓ Технологии ГРП
  - ✓ Технологии добычи
- ❖ **Бенчмаркинг ГТМ**
  - ✓ Автоматизированное формирование отчетов по сравнению показателей ГТМ в разрезе ДО, месторождений за требуемый период

# Мониторинг успешности ГТМ

## Причины отклонения от плановых показателей

### ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ



## Цели и решаемые задачи

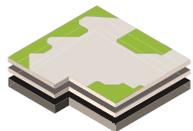
Мониторинг успешности ГТМ – анализ достижения плановых показателей добычи нефти:

- ✓ По запусковым параметрам - проведение факторного анализа отклонения фактического суточного дебита нефти скважин от планового показателя (по БП и сетевому графику) по причинам: геология, бурение, технология, ГРП, разработка
- ✓ По абсолютной добыче – проведение факторного анализа отклонения фактической абсолютной добычи от плановой по причинам:
  - За счет количества дней работы
  - За счет среднего прироста за период, в т.ч. по темпам падения превышение/ не достижение за отчетный месяц
- ✓ Сигнализатор успешности ГТМ (светофор успешности >=100%, 100-75%, <75%) на всем периоде мониторинга ГТМ
  - по запусковым параметрам
  - по темпам падения на текущий месяц
  - по абсолютной добыче

№ скв	в куст	План				Факт				Успешность ЗАПУСКНЫХ к ПЛАНУ																			Изменение ТЕКУЩИХ к ЗАПУСКНЫМ				Успешность СРЕДНЕГОДОВОГО к ПЛАНУ ФАКТ/ПРОГНОЗ							Сигнализатор проблем, желтый курс<100%, желтый курс<100%, красный курс<75%			
		Запусковые параметры		Добыча нефти за 2016 год	Дата запуска	Факт	Запусковые параметры		Добыча нефти за 2016 год	Факторный анализ отклонения по причинам, т/сут																			ИТОГО Qн факт	% отклонения на ТП факт/ПЛ план	% отклонения на ТП факт/ПЛ план	ИТОГО Qн ПЛАН	прирост Qн за отчет. ПП план к ТП факт	прирост Qн за отчет. факт/ПЛ план	% достижения добычи нефти, факт/ПЛ план	delta (факт. ПЛАН) добычи нефти за год, т/сут	delta (факт. ПЛАН) среднегодового прироста добычи нефти по плану, т/сут	delta (факт. ПЛАН) отклонения добычи нефти, т/сут	% отклонения добычи нефти, т/сут	% отклонения от факт/ПЛ план	Запуск	ТП	ИТОГО
		Qн, м3/сут	Qн, т/сут				Qн, м3/сут	Qн, т/сут		Qн, м3/сут	Qн, т/сут	Qн, м3/сут	Qн, т/сут	Qн, м3/сут	Qн, т/сут	Qн, м3/сут	Qн, т/сут	Qн, м3/сут	Qн, т/сут	Qн, м3/сут	Qн, т/сут	Qн, м3/сут	Qн, т/сут	Qн, м3/сут	Qн, т/сут	Qн, м3/сут	Qн, т/сут	Qн, м3/сут															
		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
638	61A	32.0	25.0	5213.9	06.02.2016	21.01.2016	43.0	24.2	5667.4	-0.81	7.39	-31.54	5.05	33.89	1.94	-2.49	0.00	0.00	0.00	-0.60	35.04	-8.20	-5.01	5.70	-8.71	104%	-3.85	0.00	0.84	109%	0.45	1.21	3.42	0.40	0.05	106%							
42114	255	35.0	24.0	4999.9	14.02.2016	23.01.2016	40.0	25.0	3442.7	1.00	3.28	3.74	7.09	-7.55	-7.83	-5.22	0.00	0.00	0.00	-0.33	5.82	-2.28	-5.75	-9.82	-2.07	91%	-3.79	-1.98	0.00	109%	0.44	0.32	21.42	0.11	0.33	90%							
18472	32	147.0	59.0	11308.9	05.03.2016	31.01.2016	169.0	59.0	3351.8	-8.99	8.00	-90.00	4.11	33.89	0.00	-4.17	0.00	0.00	0.00	-8.78	-0.39	-0.06	49.28	-11.99	-35.40	-21.65	-13.75	42%	-8.33	-27.06	0.00	47%	-5.96	-21.49	33.38	-7.21	1.25	43%					
467	45A	40.0	22.0	4421.4	17.02.2016	31.01.2016	49.0	34.0	8711.3	12.03	5.60	5.10	2.55	-2.05	-21.99	9.34	0.00	0.00	0.00	-1.02	11.62	6.41	-9.17	-9.21	-0.16	89%	-5.41	-3.98	0.00	152%	2.29	6.15	16.38	2.06	0.23	91%							
751	724	40.0	28.0	4959.3	13.02.2016	31.01.2016	44.0	26.0	7094.6	-1.97	2.58	-4.93	-0.48	7.59	2.43	-25.53	0.00	0.00	0.00	-0.39	31.48	-4.55	0.79	8.43	-7.64	130%	-5.32	0.00	6.11	143%	2.14	6.22	5.79	2.05	0.09	143%							
42115	253	35.0	24.0	5101.6	09.02.2016	09.02.2016	43.0	24.0	3260.1	0.00	4.98	-9.41	9.33	5.03	4.03	-12.55	0.00	0.00	0.00	-0.33	14.11	-4.98	-2.37	-1.13	-1.23	106%	-3.64	0.00	1.27	103%	0.16	0.51	-0.58	0.17	-0.01	92%							

# Параметры классификации скважин с целью фокусировки внимания на эффективности высокотехнологичных и сложных скважин

## Основные направления



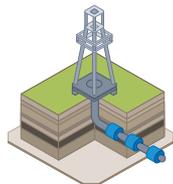
### Горно-геологические условия

## Параметры классификации

- » Пластовое давление
- » Пластовая температура
- » Эффективная нефтенасыщенная толщина
- » Глубина залегания продуктивного пласта
- » Тип коллектора
- » Цементированность осадочных пород

## Всего параметров

6



### Инструменты, строительство скважины

- » ТАМЛ (уровень сложности)
- » Количество стволов/ответвлений
- » Длина ГС
- » Количество портов ГРП
- » Тип хвостовика

...

12

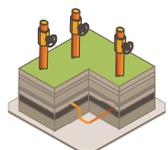


### Технология ГРП

- » Количество стадий ГРП
- » Масса пропанта на операцию
- » Вязкость жидкости ГРП
- » Потокоотклоняющие технологии
- » Технология ограничения по высоте трещины

...

12



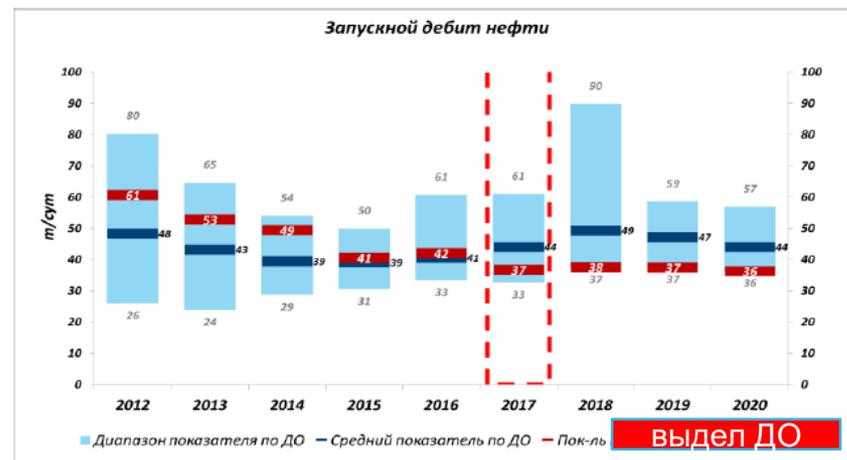
### Технология добычи

- » Коэффициент продуктивности
- » Массовая концентрация твёрдых частиц
- » Минимальное давление на приёме
- » Удалённый мониторинг параметров и управление работой оборудования

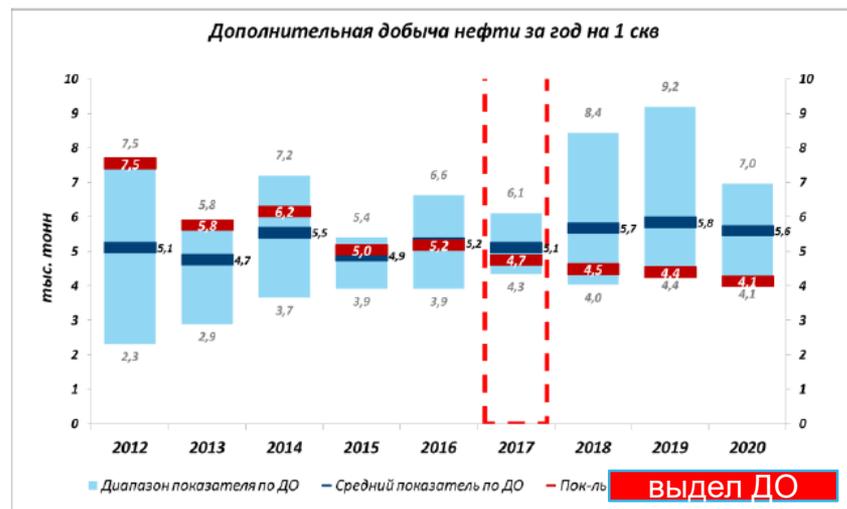
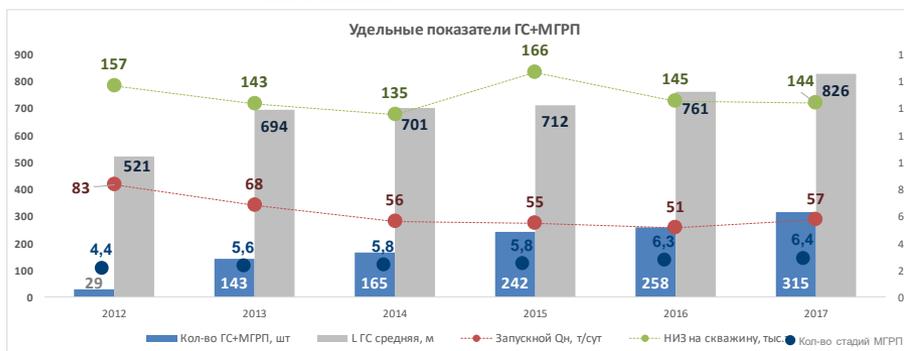
...

22

# Бенчмаркинг ГТМ (сравнение показателей ГТМ) – автоматизированное формирование отчетов по заданным параметрам ГТМ



Сравнение показателей СН-МНГ, ГПН-ННГ, ГПН-МН, ГПН-Хантос, Восток



Сравнение показателей СН-МНГ, ГПН-ННГ, ГПН-МН, ГПН-Хантос, Восток

## Успешность ГТМ – функционал

---

# Факторный анализ достижения запускных параметров

Причина отклонения	Формулы расчета ФА по причинам отклонения фактического дебита нефти от планового
Обводненность	$\Delta Q_{н W} = \left( \frac{Q_{жп} + Q_{жф}}{2} \right) \left( \frac{W_{п} - W_{ф}}{100} \right)$
Жидкость	$\Delta Q_{н ждк} = (Q_{жф} - Q_{жп}) \left( 1 - \frac{W_{п} + W_{ф}}{2 * 100} \right)$
Пластовое давление	$\Delta Q_{н P_{пл}} = \frac{K_{прф} + K_{прп}}{2} (P_{плф} - P_{плп}) \left( 1 - \frac{W_{п} + W_{ф}}{2 * 100} \right)$
Забойное давление	$\Delta Q_{н P_{заб}} = - \frac{K_{прф} + K_{прп}}{2} (P_{забф} - P_{забп}) \left( 1 - \frac{W_{п} + W_{ф}}{2 * 100} \right)$
Коэффициент продуктивности	$\Delta Q_{н K_{пр}} = (K_{прф} - K_{прп}) \left( \frac{P_{плф} + P_{плп}}{2} - \frac{P_{забф} + P_{забп}}{2} \right) \left( 1 - \frac{W_{п} + W_{ф}}{2 * 100} \right)$

$Q_{жф}$  – дебит жидкости фактический, т/сут;  $Q_{жп}$  – дебит жидкости плановый, т/сут;

$W_{ф}$  – обводненность фактическая, %;  $W_{п}$  – обводненность плановая, %;

$P_{плф}$  – пластовое давление фактическое, атм;  $P_{плп}$  – пластовое давление плановое, атм;

$K_{прф}$  – коэффициент продуктивности фактический, атм;  $K_{прп}$  – коэффициент продуктивности плановый, атм;

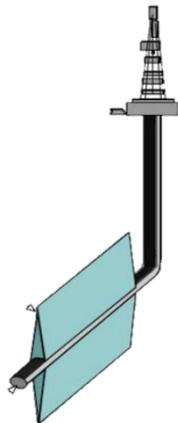
$P_{забф}$  – забойное давление фактическое, атм;  $P_{забп}$  – забойное давление плановое, атм;

# Факторный анализ достижения запускных параметров

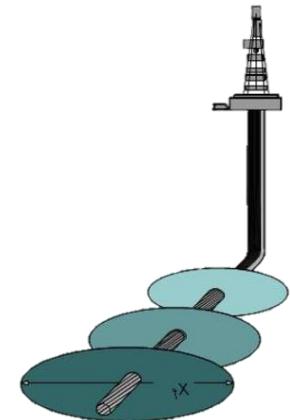
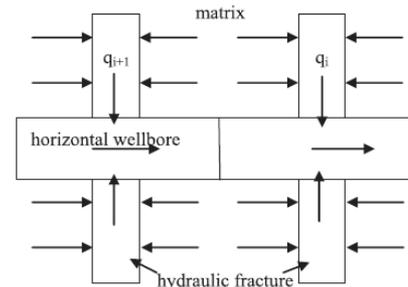
Причина отклонения	детализация ФА по коэффициенту продуктивности
<ul style="list-style-type: none"> <li>• проницаемость пласта <math>\Delta K_{пр\Delta k}</math></li> <li>• эффективная мощность пласта <math>\Delta K_{пр\Delta H}</math></li> <li>• скин-фактор <math>\Delta K_{пр\Delta S}</math></li> <li>• параметры трещины <math>\Delta K_{пр\Delta wf/xf}</math></li> <li>• длина горизонтального участка <math>\Delta K_{пр\Delta L}</math></li> <li>• количество стадий ГРП <math>\Delta K_{пр\Delta Nст}</math></li> </ul>	$\Delta Q_{H Factor} = (\Delta K_{пр\Delta Factor}) \left( \frac{P_{пл\phi} + P_{плп}}{2} - \frac{P_{заб\phi} + P_{забп}}{2} \right) \left( 1 - \frac{W_{п} + W_{\phi}}{2 \cdot 100} \right)$
<ul style="list-style-type: none"> <li>• прочие причины (дисбаланс) <math>\Delta K_{пр}</math></li> </ul>	$\Delta Q_{H техн} = \Delta Q_{H Kпр} - \Delta Q_{H k} - \Delta Q_{H h} - \Delta Q_{H S} - \Delta Q_{H L} - \Delta Q_{H Nст} - \Delta Q_{H xf wf}$

Расчёт дебита ГС с продольными МГРП выполняется по одномерной модели фильтрации (E.Ozkan and R.Raghavan, "Some New Solutions to Solve Problems in Well Test Analysis: Part 2 - Computational Considerations and Applications", SPE-18616, 1988).

Особенностями модели являются прямоугольная зона дренирования с границами неперетока, учет интерференции трещин МГРП, однородный пласт.



Для ГС с поперечными МГРП рассмотрена трилинейная модель притока (Fractured horizontal well productivity prediction in tight oil reservoirs, Journal of Petroleum Science and Engineering, December 2016).



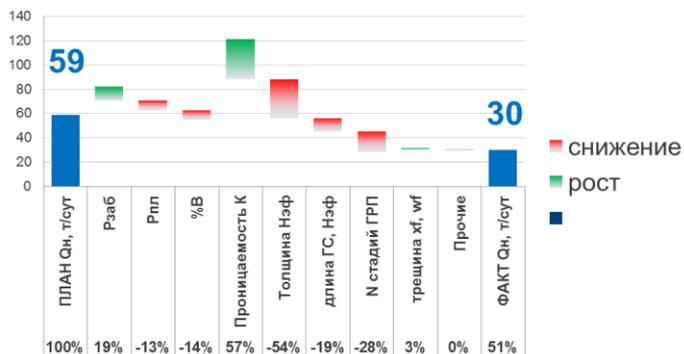
# Факторный анализ достижения запускных параметров

№скв	куст	ВИД ГТМ	Планируемый технологический режим за первый год работы													Фактический технологический режим за первый год работы																	
			Технология				Геология		Запускные параметры							План	Факт	Технология					Геология			Запускные параметры							
			Длина ГС	Кол-во ГРП	Xfr, м	W_f, мм	Нэф, верт. м	Прониц К, мД	Qж, м3/сут	%В	Qж, т/сут	Рзаб	Рпл	S, колебл.	Дата запуска	Дата запуска	Длина ГС	Кол-во ГРП	Xfr, м	W_f, мм	K_f, мД	масса проппанта, т		Нэф, верт. м	Прониц К, мД	Прониц К (подогнанная), мД	НЕФТЯНЫЕ СКВАЖИНЫ/В ОТРАБОТКЕ						
план	факт	Qж, м3/сут																				%В	Qж, т/сут				Рзаб	Рпл	S, колебл.				
18372	ГС	32	ВНС	752.9	6	113	4.8	30.9	2.50	147.0	54.0	59.0	150	260	0.0	10.01.2016	10.01.2016	700	4	120	4.95	250	480	360	27	3.24	3.2	90.0	61.8	30.0	120	240	0.0

факторы	план	факт	дельта, %
Рзаб	150	120	-20%
Рпл	260	240	-8%
%В	54	61.8	14%
Проницаемость К	2.5	3.24	30%
Толщина Нэф	30.9	27	-13%
длина ГС, Нэф	759	700	-8%
N стадий ГРП	6	4	-33%
трещина xf	113	120	6%
трещина wf	4.8	4.95	3%

Успешность ЗАПУСКНЫХ к ПЛАНУ														
% достижения, Qжфакт/Qжплан	dQж к плану, т/сут	Факторный анализ отклонения по причинам, т/сут												
		в тч по жидкости												в тч по %В
		ИТОГО	в тч Рзаб		в тч Рпл		в тч Кпрод			L, м (1)	N стадий (2)	трещина (3)	Прочие (баланс причин=0)	
ИТОГО	в тч (5)		в тч К, мД (4)	в тч S (6)										
366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380
51%	-29.0	-20.9	11.5	-7.7	-24.8	-31.77	33.35	0.00	-11.32	-16.68	1.59	0.05	-8.1	

## ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ



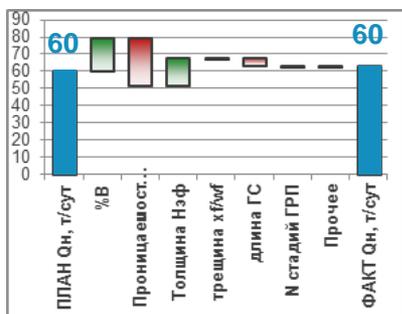
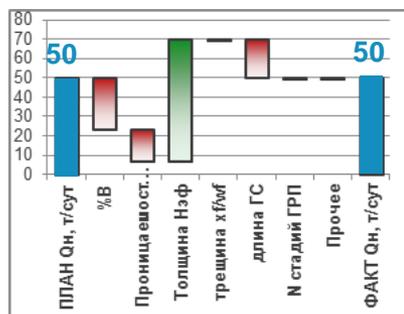
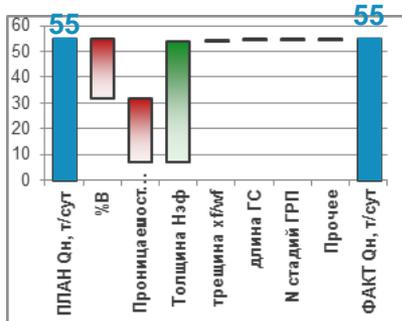
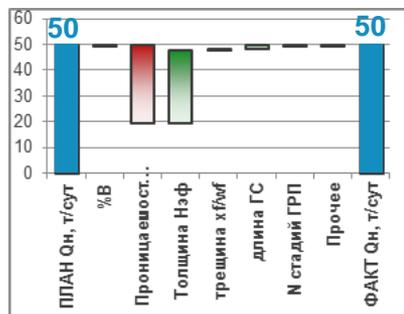
Результат ФА по запускным параметрам: не достигли – 29 т/сут

- За счет депрессии = +3,8 т/сут (забойное ниже плана)
- За счет обводненности = – 8,1 т/сут (рост %В)
- За счет Кпрод = - 24,8 т/сут, в тч:
  - Геология (КН) = +1,58 т/сут (проницаемость по факту выше)
  - Бурение (Lгс) = -11,32 т/сут (не добурили 59м)
  - ГРП = -15,08 т/сут (меньшее количество стадий на 2шт)

# Факторный анализ достижения запускных параметров

Пример проведения ФА на реальных скважинах:

№ СКВ	Технология				Геология				Технология				Геология									
	Длина ГС	Кол-во ГРП	Xfr, м	W_f, мм	Нэф, верт, м	Прони ц К, мД	Qж, мЗ/сут	%В	Qн, т/сут	Разб	Рпл	Длина ГС	Кол-во ГРП	Xfr, м	W_f, мм	Нэф, верт, м	Прони ц К, мД	Qж, мЗ/сут	%В	Qн, т/сут	Разб	Рпл
5	8	9	10	11	12	13	16	17	18	19	20	25	26	27	28	29	30	33	34	35	36	37
483	700	4	137	2.7	2.9	3.879	140.0	55.5	50.0	356	461	740.3	4	144	3	8.5	0.637	140	55.5	50.0	356	461
484	700	2	137	2.7	3.2	2.260	100.0	31.4	55.0	340	461	712	2	114	2.9	8.0	0.841	150	54.3	55.0	340	461
1926	800	6	82	2.6	9.2	0.183	90.0	33.0	50.0	120	270	376.5	6	83	2.6	5.4	2.895	150	59.8	50.0	120	270
3020	1000	8	189	4.1	36.0	0.013	220.0	66.8	60.0	46	318	930.8	8	178	5.3	22.5	0.023	170	54.7	63.2	46	318



Успешность ЗАПУСКНЫХ к ПЛАНУ													
% достиж ения, Qнфакт /Qн план	dQн к плану, т/сут	Факторный анализ отклонения по причинам, т/сут											%В
		в тч по жидк-ти											
		ФА по Кпрод											
ИТОГО	в тч Разб	в тч Рпл	Кпрод ИТОГО	в тч Нэф	в тч К, мД	в тч S	L, м	N стадий	трещи на	Прочие (баланс причин)	в тч по %В		
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
100%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.27	-30.15	0.00	1.38	0.00	0.45	0.04	0.0
100%	0.0	22.9	0.0	0.0	22.9	47.32	-25.05	0.00	0.47	0.00	0.12	0.06	-22.9
100%	0.0	26.7	0.0	0.0	26.7	-16.61	63.54	0.00	-20.25	0.00	0.00	0.00	-26.7
105%	3.2	-16.1	0.0	0.0	-16.1	-27.1	15.89	0.00	-4.92	0.00	-0.03	0.02	19.3

# Выводы

---

Цифровизация процессов мониторинга успешности ГТМ позволит:

- Проводить автоматизированный мониторинг успешности ГТМ с проведением факторного анализа причин отклонений, сигнализировать при критичных отклонениях
- Ввести классификацию высоко-технологичных скважин, с целью фокусировки внимания на эффективности высокотехнологичных и сложных скважин
- Проводить автоматизированный бенчмаркинг показателей ГТМ, формировать требуемые отчеты
- Увеличить долю автоматизации процессов мониторинга ГТМ - оперативно получать анализ эффективности технологий и ГТМ для принятия последующих стратегических решений