

«10 ЛЕТ ЭФФЕКТИВНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА НАУКИ И ПРОИЗВОДСТВА В СФЕРЕ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ. ПЕРСПЕКТИВЫ НОВОГО УРОВНЯ ОТРАСЛЕВОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ»



Петраков Андрей Михайлович

д.т.н., проф., действ. член РАЕН

Директор Центра ФХ и Г МУН АО "ВНИИнефть"

Кузнецов М.А., Ишкинов С.М.

ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»



1. Принцип сотрудничества науки и производства
2. Эффективность технологии СВП на объектах ОАО «СН-МНГ» за 2006-2017 гг.
3. Основы технологии системного воздействия на пласт (СВП)
4. Программное обеспечение реализации технологии СВП
5. Перспективы дальнейшего взаимодействия науки и производства

ПРИНЦИП СОТРУДНИЧЕСТВА АО «ВНИИНЕФТЬ» И ОАО «СН-МНГ»

- **Постановка задачи/проблемы**
- **Утверждение объектов и технологий**
- **Утверждение плана ОПР**
- **Контроль полевых работ**



Применение научных решений к реальным производственным задачам

=



к эффективности проектов МУН на базовом фонде скважин



- **Научное сопровождение**
- **Оценка и скрининг технологий**
- **Обоснование участков и технологий ОПР**
- **Верификация технологий в лаборатории**
- **Координация, мониторинг и анализ результатов работ**

ОБЪЕМ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ ПО НЕСТАЦИОНАРНОМУ ЗАВОДНЕНИЮ ЗА ПЕРИОД 2006-2017* гг.



КОЛИЧЕСТВО УЧАСТКОВ
261 шт.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ
ДОБЫЧА НЕФТИ
423 тыс.т

СОКРАЩЕНИЕ ДОБЫЧИ
ПОПУТНОЙ ВОДЫ
-1 598 тыс.т

СОКРАЩЕНИЕ
НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОЙ
ЗАКАЧКИ
-16 202 тыс.м³

*- технологическая эффективность 2017 года продолжается

ОБЪЕМ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ ПО ВЫРАВНИВАНИЮ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА ЗА ПЕРИОД 2006-2017* гг.



КОЛИЧЕСТВО
ОБРАБОТОК
1 753 скв.

КОЛИЧЕСТВО
ИСПОЛЬЗУЕМЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ ВПП
27 шт.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ
ДОБЫЧА НЕФТИ
1 814 тыс.т

СОКРАЩЕНИЕ ДОБЫЧИ
ПОПУТНОЙ ВОДЫ
-9 558 тыс.т

*- технологическая эффективность 2017 года продолжается

ДИНАМИКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ СВП НА ОБЪЕКТАХ ОАО «СН-МНГ» ЗА 2006-2017гг.



УВЕЛИЧЕНИЕ
ДОБЫЧИ
НЕФТИ
5-20 %

СНИЖЕНИЕ
ТЕМПА
ОБВОДНЕНИЯ
2-7 %

ПРИРОСТ
ИЗВЛЕКАЕМЫХ
ЗАПАСОВ
3-10 %

ОЦЕНКА ЭКОНОМИКИ ТЕХНОЛОГИИ СВП НА ОБЪЕКТАХ ОАО «СН-МНГ» ЗА 2006-2017гг.



ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ
ДОБЫЧИ НЕФТИ
1,8 млрд.руб

СОКРАЩЕНИЯ
НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ
0,4 млрд.руб

СОКРАЩЕНИЯ ПОПУТНО
ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ
0,7 млрд.руб

ТЕХНОЛОГИЯ СИСТЕМНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ (СВП)



СИСТЕМНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ– сочетание научных и технологических решений, реализуемых на основе системного подхода

ЦЕЛЬ СИСТЕМНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

- увеличение нефтеотдачи
- интенсификация разработки
- сокращение отборов попутно добываемой воды
- повышение экономической рентабельности разработки

ПРЕИМУЩЕСТВА

- адаптивность
- устойчивость
- реализация в кратчайшие сроки
- использование стандартного промышленного оборудования

ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ СИСТЕМНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Продуктивный пласт с позиций системного подхода – это **единый гидродинамический объект**, воздействие на который осуществляется **совокупностью** нагнетательных и добывающих скважин.

ПРИНЦИПЫ

- **ЕДИНОВРЕМЕННОСТЬ** обработок нагнетательных и добывающих скважин
- **МАССОВОСТЬ** обработок скважин
- **ПЕРИОДИЧНОСТЬ** обработок ПЗП скважин
- **ДВУХЭТАПНОСТЬ** обработок ПЗП в неоднородных коллекторах
- **СИСТЕМНОЕ** изменение направлений фильтрационных потоков
- **АДРЕСНЫЙ ПОДХОД** к выбору и реализации технологий воздействия

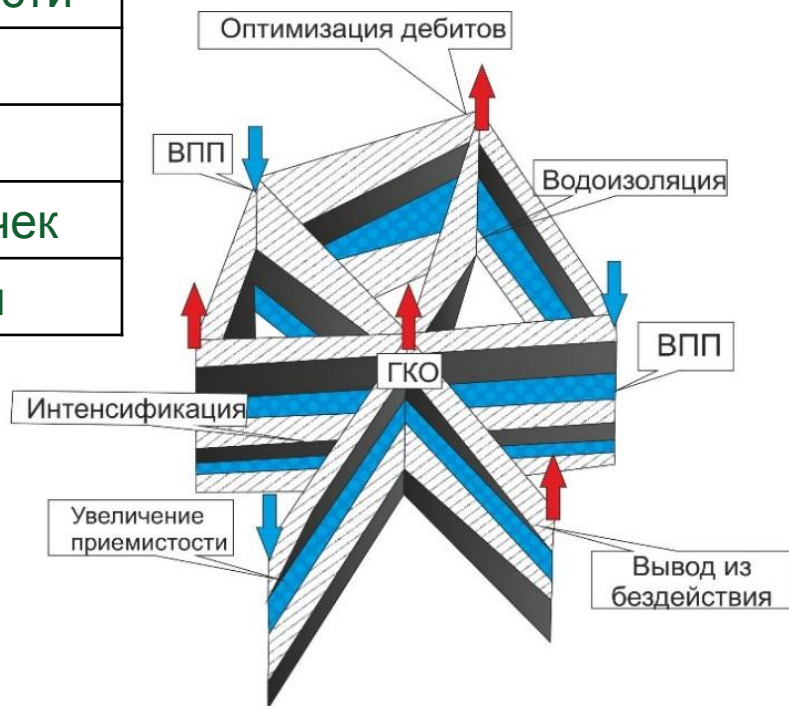
ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СКВАЖИНЫ

изоляция водопритоков
 выравнивание профиля приемистости
 интенсификация дебитов
 увеличение приемистости
 закачка потокоотклоняющих оторочек
 оптимизация работы оборудования

РАБОТА С МАЛОДЕБИТНЫМ И НЕРАБОТАЮЩИМ ФОНДОМ

условно-постоянный режим работы насосного оборудования
 мероприятия по выводу из бездействия
 перевод скважин в рентабельный фонд



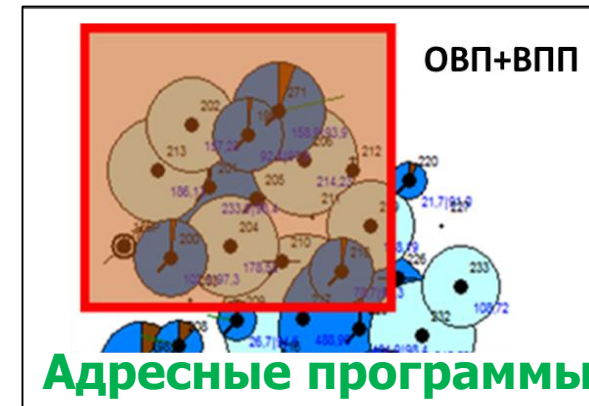
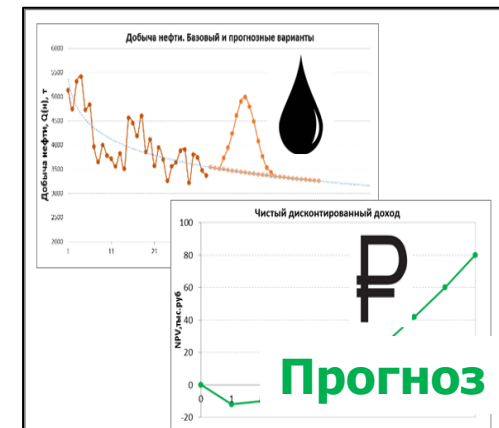
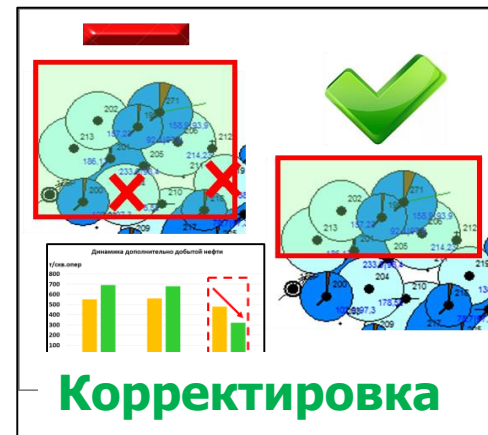
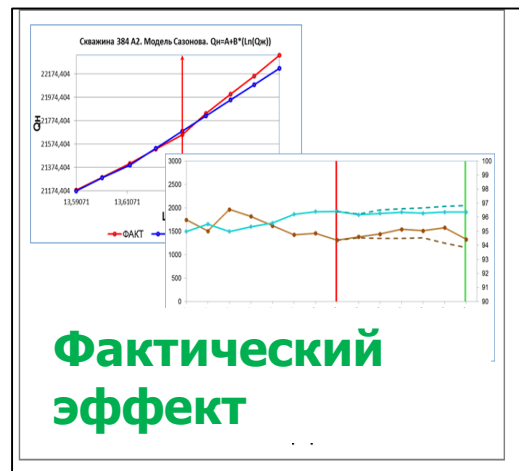
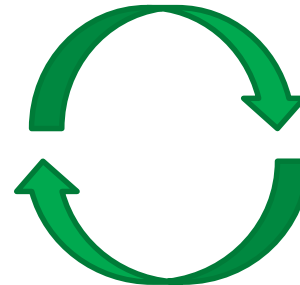
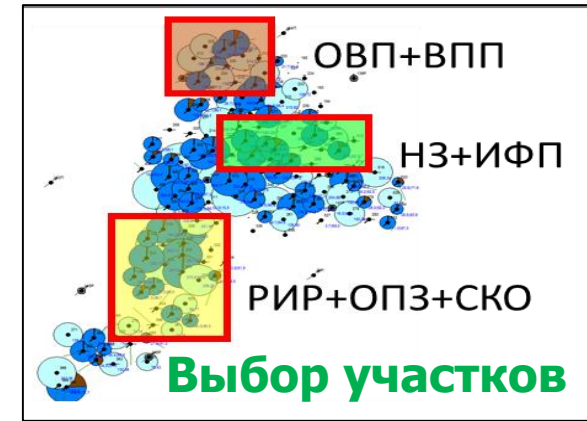
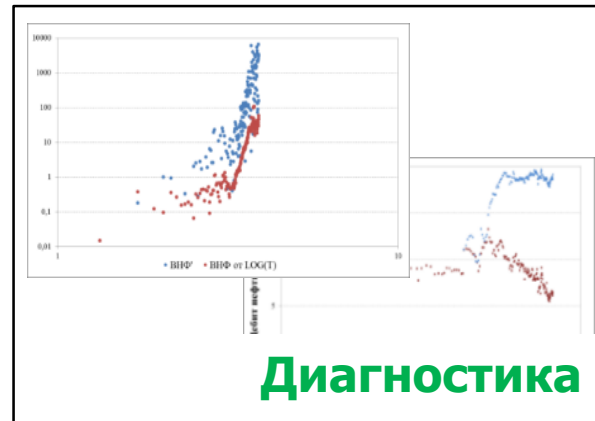
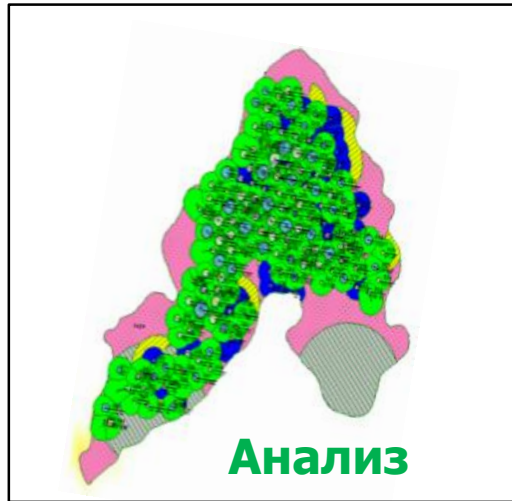
ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ (УЧАСТОК)

циклическое воздействие
 нестационарное заводнение
 системно-адресные обработки скважин
 оптимизация дебитов в системе скважин

РАБОТА С ОБЪЕКТАМИ СИСТЕМЫ ППД

гидравлические расчеты объектов системы ППД
 оптимизация режима эксплуатации объектов системы ППД

АЛГОРИТМ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ СИСТЕМНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ



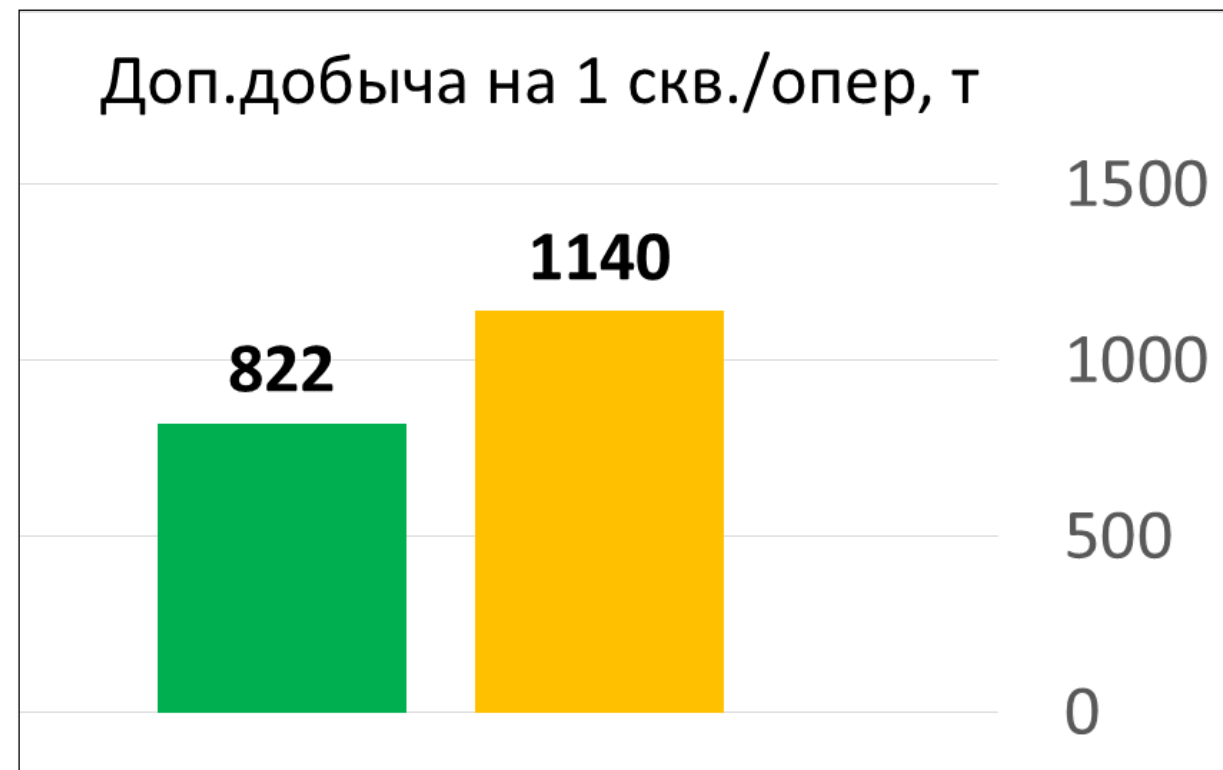
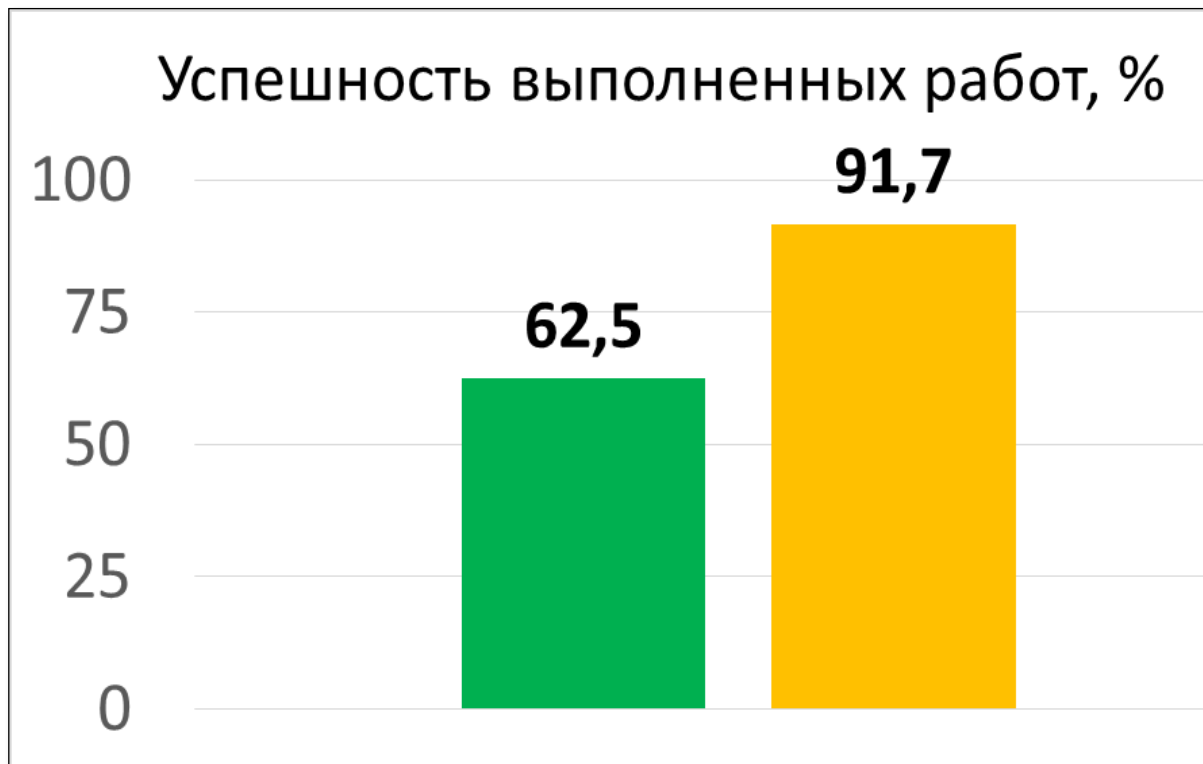
ПРЕИМУЩЕСТВА СИСТЕМНОГО ПОДХОДА

- ✓ **ПОЛНЫЙ ЦИКЛ:** от разработки программы СВП до расчета экономической эффективности
- ✓ **ОПЫТ:** успешная реализация технологии СВП свыше 20 лет
- ✓ **ОПЕРАТИВНОСТЬ:** коммуникация по производимым работам в пределах одного отдела
- ✓ **АВТОМАТИЗАЦИЯ:** гибкость и скорость формирования (корректировки) программ СВП
- ✓ **БАНК ДАННЫХ:** ретроспективный анализ подбора технологий по ранее проведенным ГТМ и МУН
- ✓ **ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР:** верификация новых технологий в собственных лабораториях



В итоге: **АДРЕСНАЯ ПРОГРАММА РАБОТ НА ОСНОВЕ
СИСТЕМНОГО ПОДХОДА**

*СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА И ХАОТИЧНЫХ ОБРАБОТОК



■ хаотичные ■ обработки по системной технологии

*Анализ выполнен по обработкам на месторождениях ОАО "Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз" в 2006-2007гг.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ СВП НА ОБЪЕКТАХ ОАО «СН-МНГ» ЗА 2006-2017 гг.

ОСНОВНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ФАКТОРЫ

- ✓ Несоблюдение принципов СВП
- ✓ Технические ограничения (неисправности ФА, НКТ, ЭК)
- ✓ Технологические остановки скважин
- ✓ Остановки на ГТМ
- ✓ Неуспешный кандидат под технологию СВП

Успешность промысловых работ по технологии СВП составляет **более 90%**,
что подтверждает **устойчивость технологии** к негативным
технологическим факторам

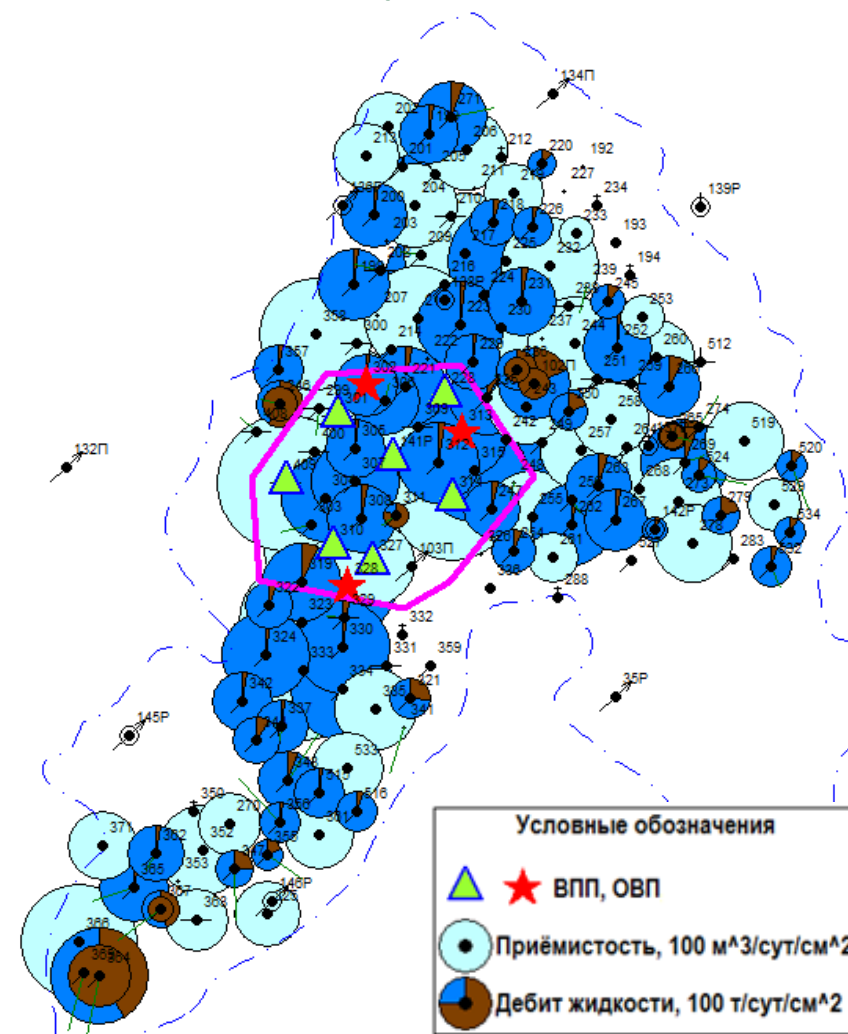
РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ СВП НА АРИГОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ЗАДЕЙСТВОВАНО СКВАЖИН НА УЧАСТКЕ

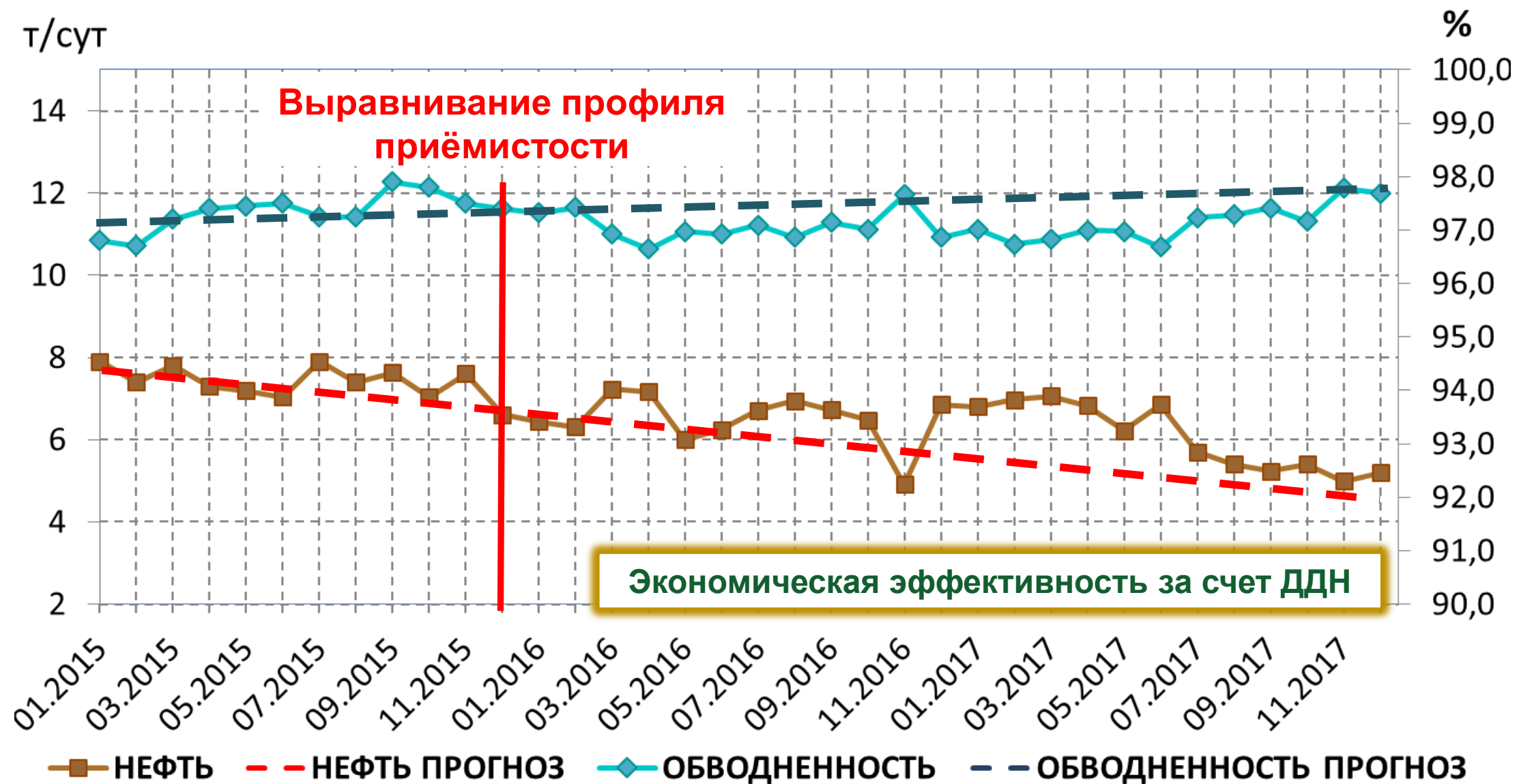
- 7 нагнетательных (технология ВПП: РАГ+ПАВ);
- 3 добывающие (технология ОВП: АС-СЭ-1313);
- 16 реагирующих добывающих.

ПАРАМЕТР ПЛАСТА ЮВ ₁ ²	ЗНАЧЕНИЕ
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	8,2
Расчлененность, д.ед.	3,7
Песчанистость, д.ед.	0,53
Коэффициент пористости, д.ед.	0,17
Коэффициент проницаемости, 10 ⁻³ мкм ²	18,8
Начальная пластовая температура, °С	91
ВНФ, д.ед.	4,2
Отбор от НИЗ, %	80,4
Отставание отбора запасов от обводненности, д.ед.	0,82

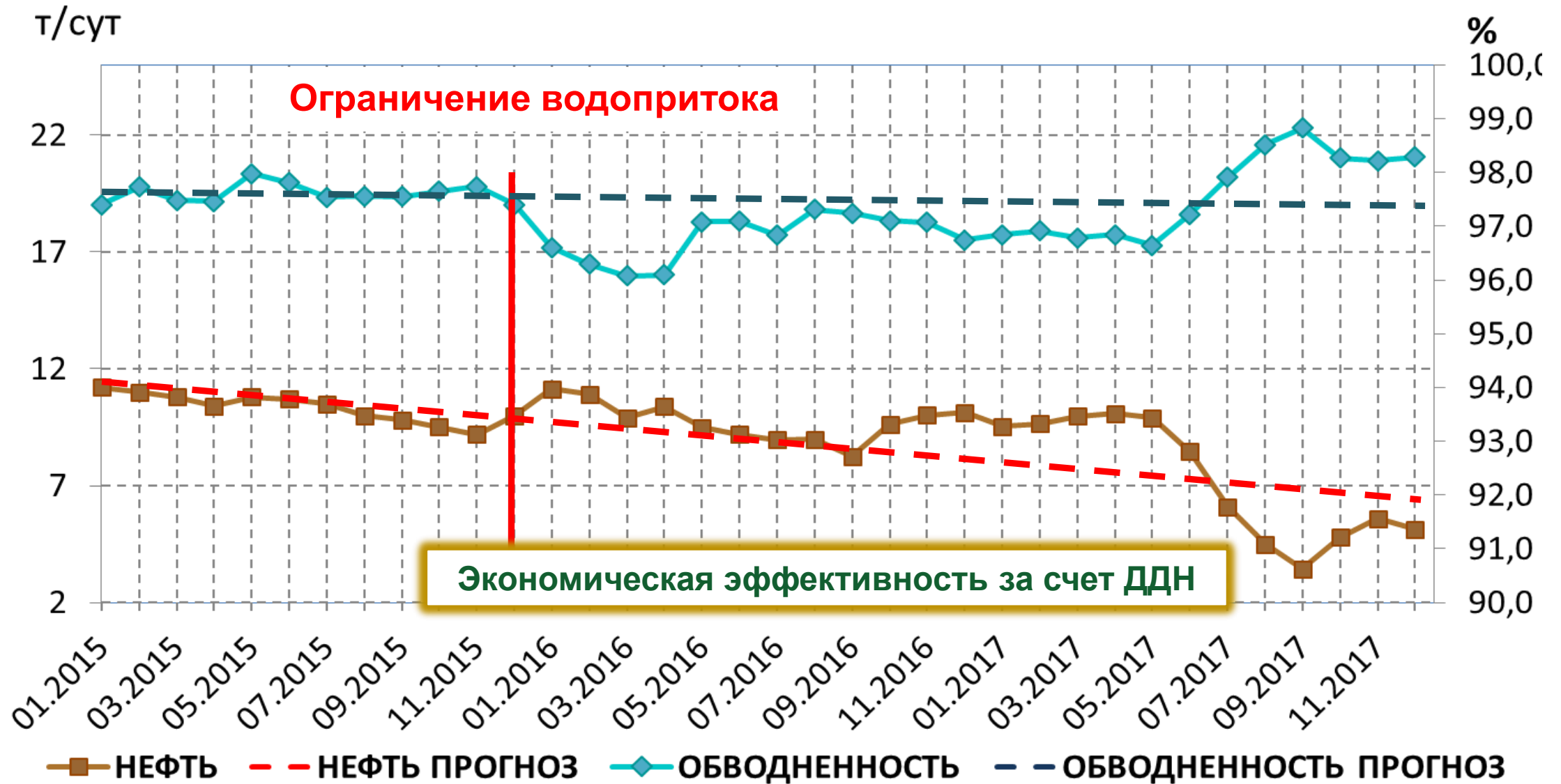
Карта текущих отборов



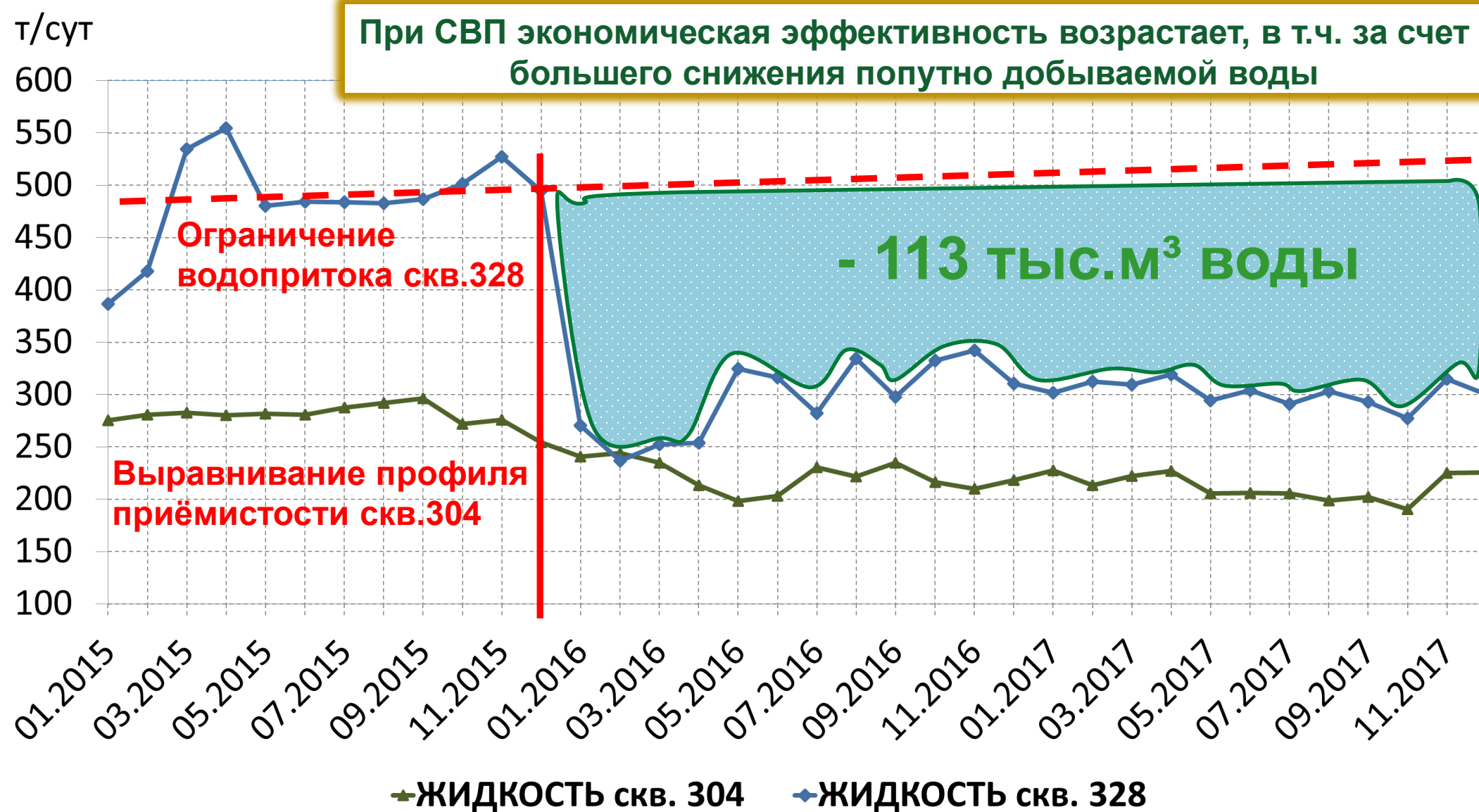
ДИНАМИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕАГИРУЮЩЕЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ № 304 НА АРИГОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПОСЛЕ ВПГ



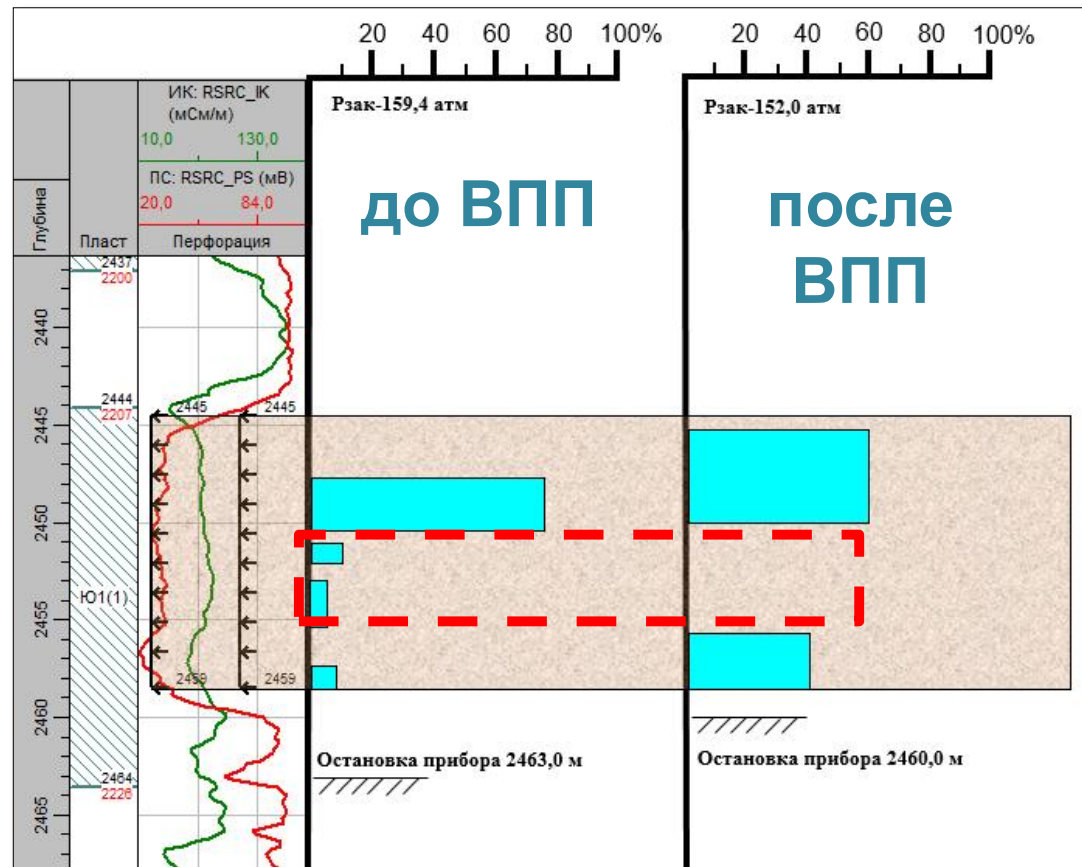
ДИНАМИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ № 328 НА АРИГОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПОСЛЕ ОВП



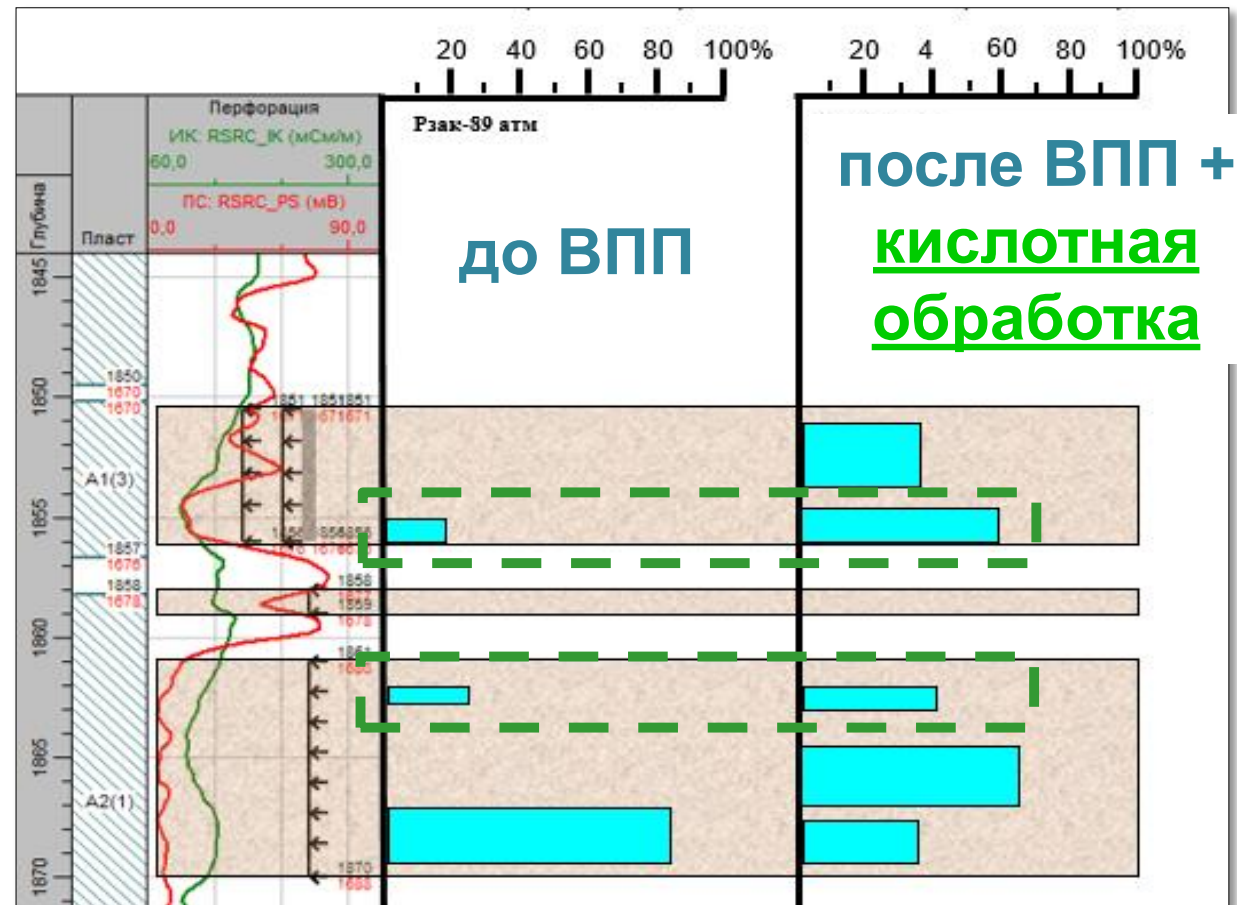
ДИНАМИКА СНИЖЕНИЯ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ ПО СКВ. 304 И 328 НА АРИГОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



ПРИМЕР РЕАКЦИИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

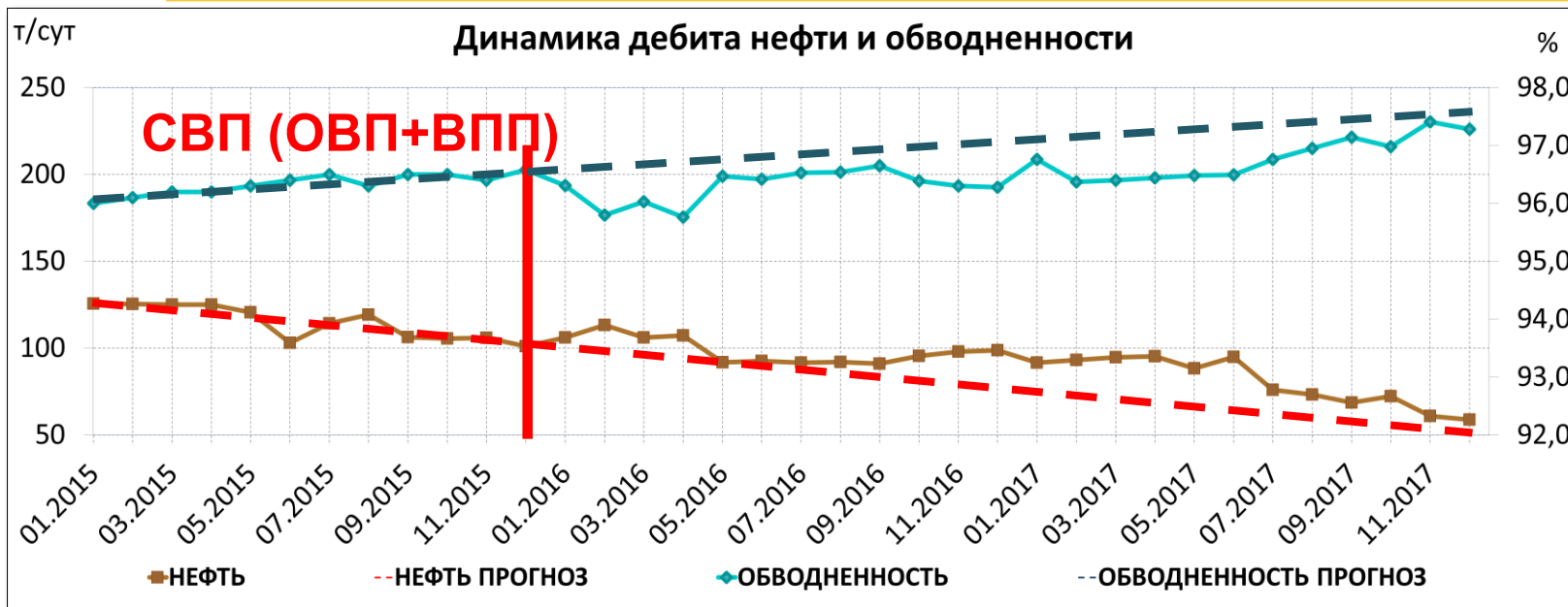


- Увеличение K_{oxv} на ~15% (с 0,47 до 0,54 д.ед)
- Закупорка низкопроницаемых прослоев



- Увеличение K_{oxv} на ~145% (с 0,2 до 0,49 д.ед)
- Интенсификация низкопроницаемых прослоев кислотной обработкой

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПО УЧАСТКУ АРИГОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (2016-2017гг.)



ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ
ДОБЫЧА НЕФТИ

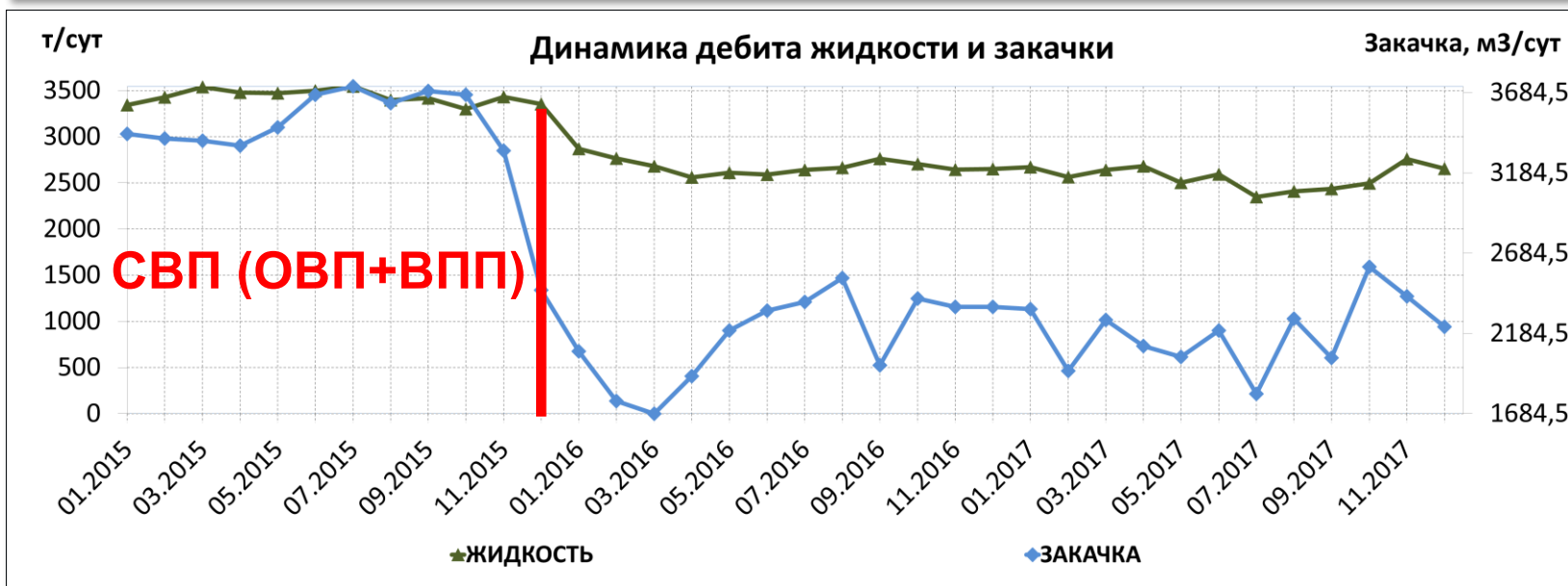
11,4 ТЫС.Т

СОКРАЩЕНИЕ
ОБЪЕМОВ ЗАКАЧКИ

631,3 ТЫС.М³

СОКРАЩЕНИЕ
ОТБОРОВ ПОПУТНО
ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ

392,6 ТЫС.Т



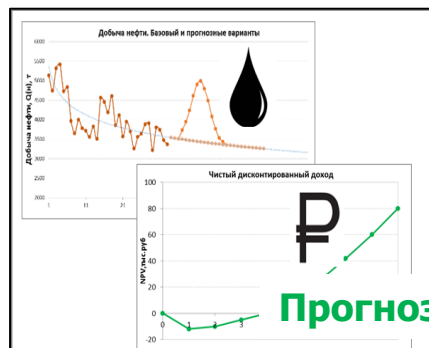
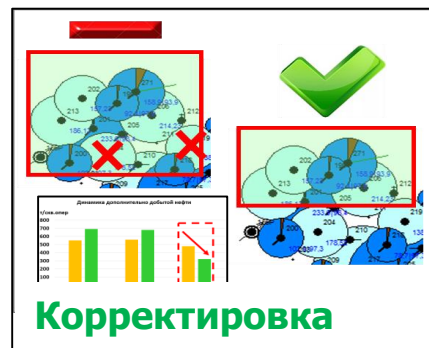
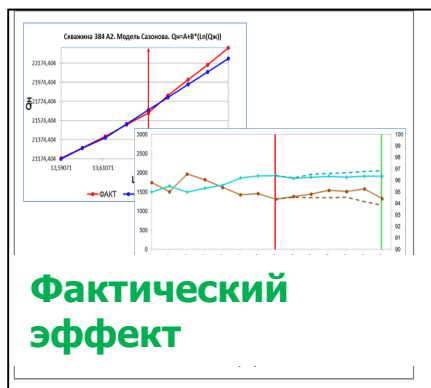
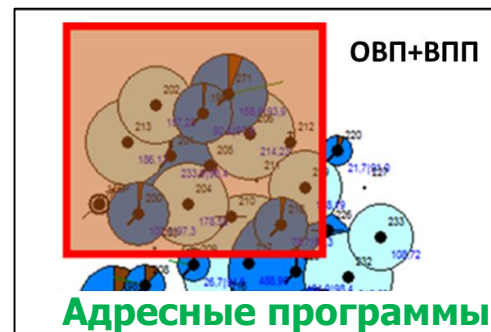
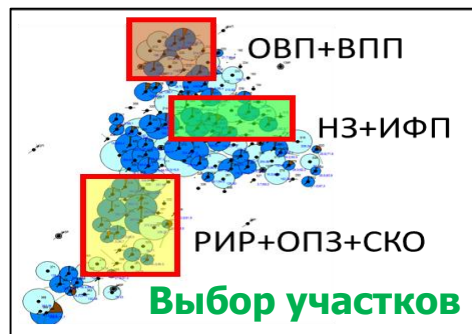
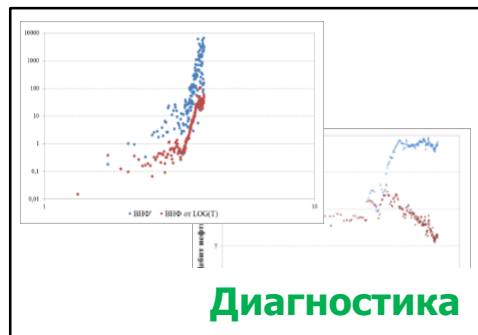
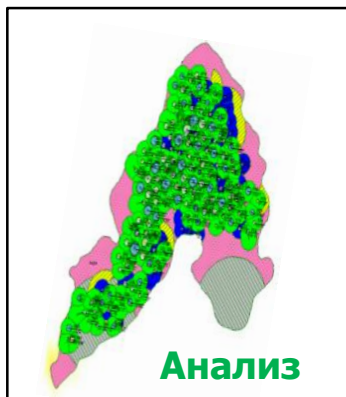
ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПО УЧАСТКУ АРИГОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Основные исходные данные		2016-2017 гг.
Цена нефти URALS	долл/бар	62,4
	долл/т	455,5
Цена Netback на внешнем рынке	долл/т	244,3
НДПИ	руб/т	8131
Курс доллара	руб	58,1
Стоимость скв.-опер в добывающей скважине (ОВП+КРС)	тыс.руб./скв.-опер	2900
Стоимость скв.-опер в нагнетательной скважине (ВПП)	тыс.руб./скв.-опер	1300
Стоимость 1кВт-ч	руб/кВт/ч	3,38
Дополнительная добыча нефти	тыс.т	11,4
Сокращение отборов попутно добываемой воды	тыс.т	392,6
Сокращение объемов закачки	тыс.м³	631,3
Итого затрат	млн.руб	159,4
Итого выручка	млн.руб	203



Чистый доход недропользователя за 24 месяца, млн.руб	
Общий чистый доход	43,6
в т.ч. за счет дополнительной добычи нефти	5,9
в т.ч. за счет сокращения отборов попутно добываемой воды	18,3
в т.ч. за счет сокращения объемов закачки	19,4

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ



Большой объем «ручной работы»

- Подготовка и выгрузка данных
- Проверка данных
- Обработка результатов расчетов



Постоянная необходимость полного цикла пересчета

- Корректировки бизнес-плана
- Формирование дополнительных программ
- Пересчеты при тех.ограничениях
- Требования заказчика



Отсутствие оперативности расчетов

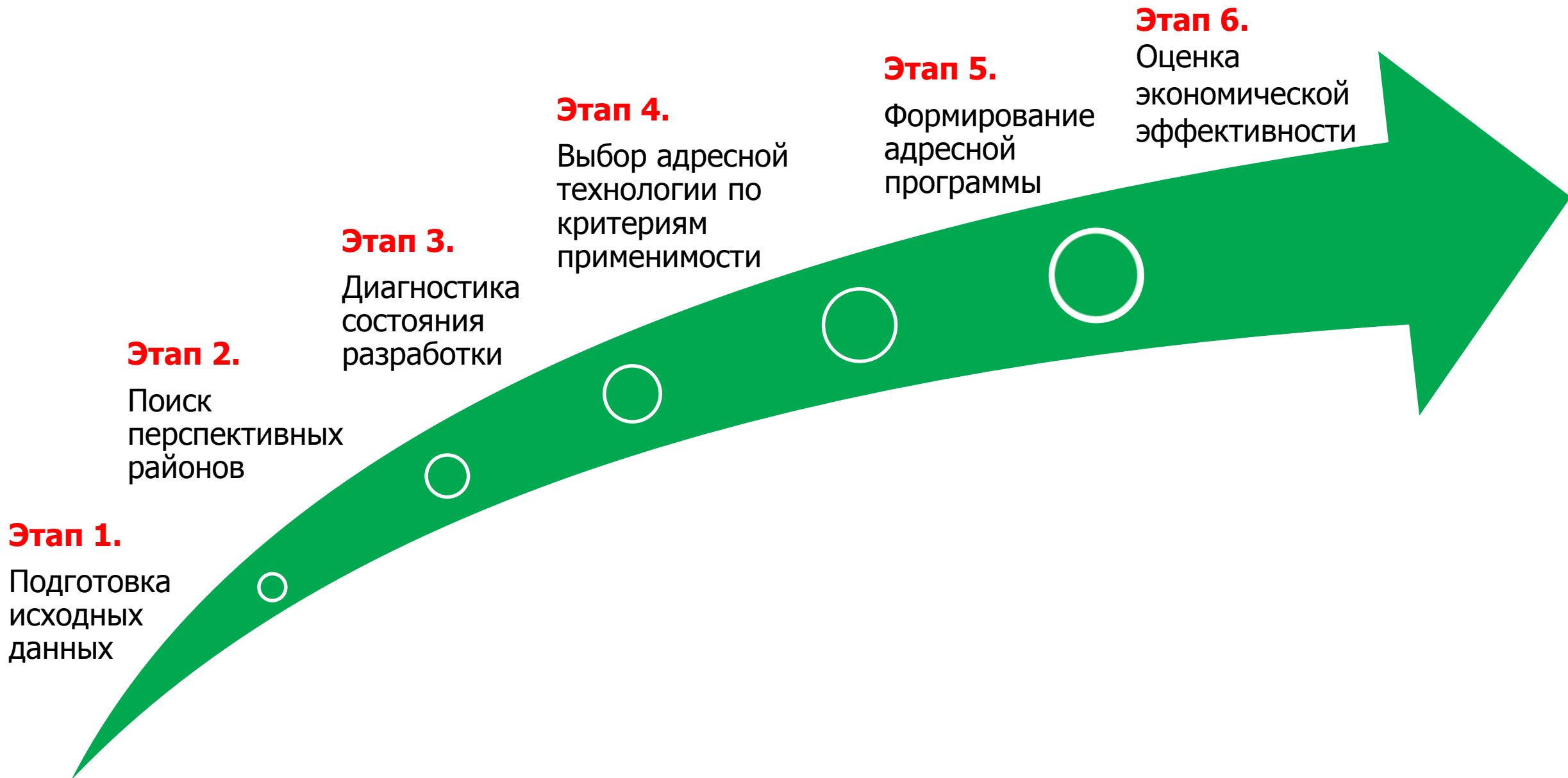
ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ СВП

ПО «СВП» - прикладная комплекс-программа по **своевременному и оперативному** подбору скважин-кандидатов на основе многофакторного анализа и диагностики показателей разработки месторождения для **решения производственных задач**

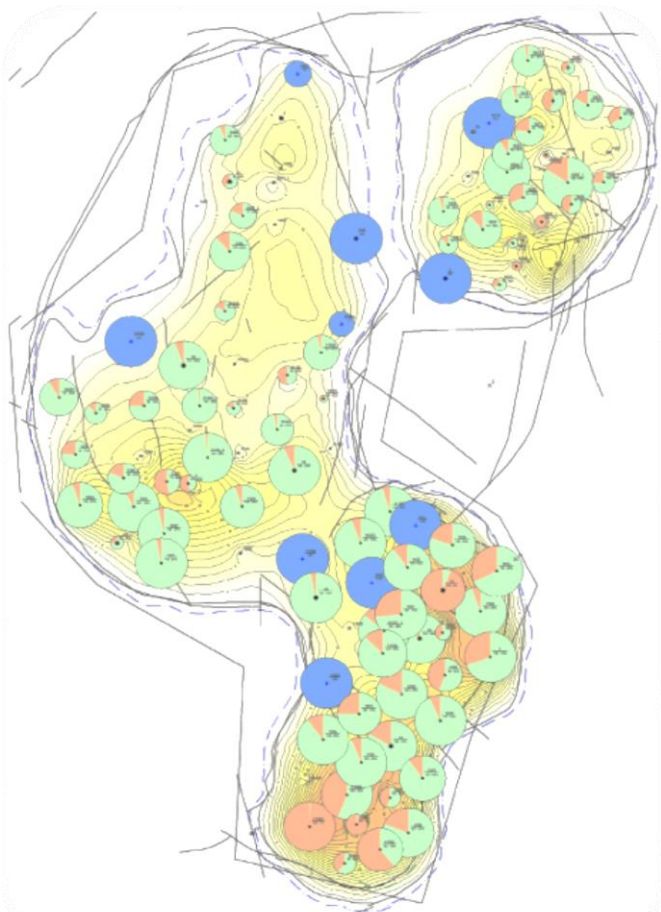
ЦЕЛЬ ПО «СВП»

- ✓ **УВЕЛИЧЕНИЕ** потенциала добычи месторождения (участка)
- ✓ **СНИЖЕНИЕ** временных затрат на подбор скважин-кандидатов, потенциальных участков
- ✓ **МИНИМИЗАЦИИ** влияния человеческого фактора
- ✓ **АВТОМАТИЗАЦИЯ** диагностики проблем, выбора участков и составления программ СВП
- ✓ **УЧЕТ** полного набора факторов взаимовлияния
- ✓ **ПРИНЯТИЕ** решений на основе анализа банка данных

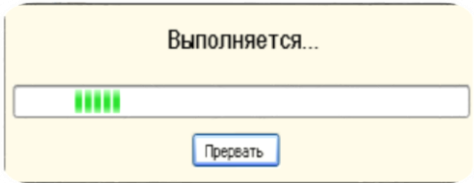
РЕАЛИЗУЕМЫЙ ФУНКЦИОНАЛ ПО «СВП»



ЭТАП 1. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ



Подключение к базе данных
объекта Vaspro, NGT и т.д.



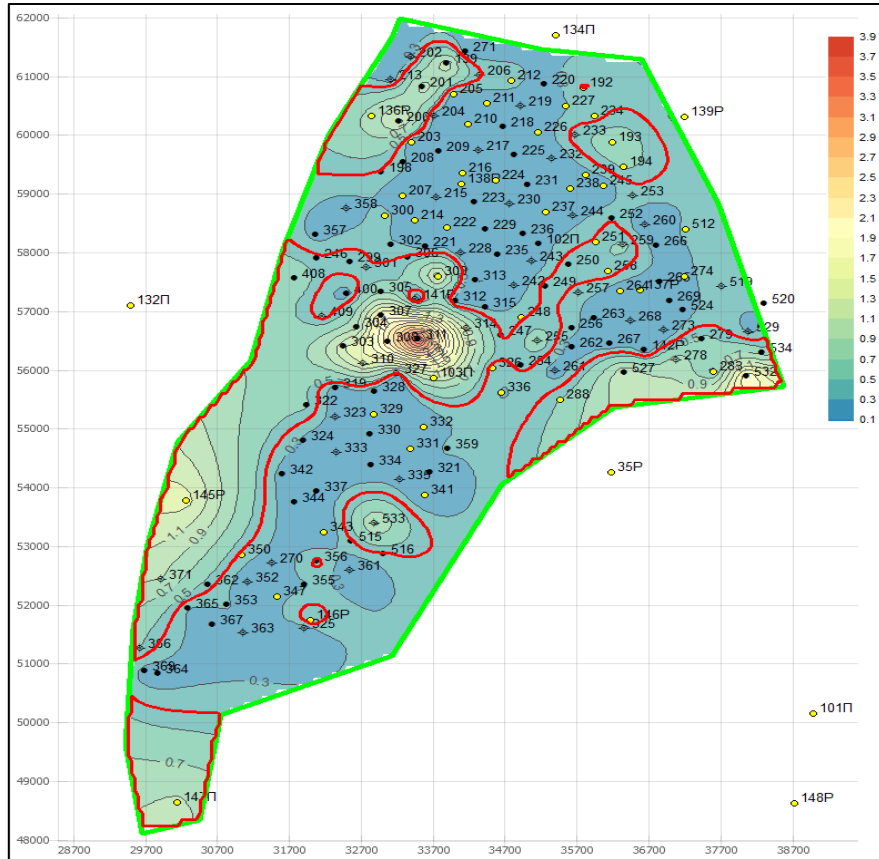
Конвертация данных



№ п/п	Полное название параметра	Символ в БД по Vaspro	Символ в БД по NGT	СИ	тип данных	допустимый диапазон значений	значение по умолчанию
Общие данные							
1	предприятие			-	текст	-	-
2	месторождение			-	текст	-	-
МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ							
3	номер скважины			-	текст	-	-
4	координаты забоя			-	int (целое)	-	-
5	координаты внутреннего контура нефтеносности			-	int (целое)	-	-
6	координаты внешнего контура нефтеносности			-	int (целое)	-	-
7	координаты границ выщелачивания			-	int (целое)	-	-
8	а.о. кровли интервала перфорации			m	float (18)	-	-
9	а.о. кровли интервала перфорации			m	float (18)	-	-
10	расстояние между скважинами (1/2 диаметра депозита)			m	float (18)	-	-
11	глубина текущего забоя			m	float (18)	-	-
СУТОЧНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ							
12	дебит жидкости (для каждой скважины)			float	float (18)	(0-1200)	0
13	дебит нефти (для каждой скважины)			float	float (18)	(0-1200)	0
14	обводненность (для каждой скважины)			%	float (18)	(0-100)	0
15	гравиметрия (для каждой скважины)			m/float	float (18)	(0-6000)	0
16	диаметр штуцера			mm	int (целое)	-	-
17	забойное давление			MPa	float (18)	(0-100)	-
18	пластовое давление			MPa	float (18)	-	-
19	время скважины в месяцы			int (целое)	int (целое)	(0-744)	-
ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТА							
20	имя пласта			-	текст	-	-
21	а.о. порового пласта			m	float (18)	-	-
22	а.о. порового пласта			m	float (18)	-	-
PVT							
23	вязкость пластовой жидкости			mPa·s (или cP)	float (18)	-	-
24	плотность пластовой жидкости			kg/m³	float (18)	-	-
25	вязкость нефти в условиях пласта			mPa·s	float (18)	-	-
26	плотность нефти в условиях пласта			kg/m³	float (18)	-	-
27	плотность нефти при разгазировании			kg/m³	float (18)	-	-
28	температура пласта			°C	float (18)	-	-
29	объемный коэффициент нефти			d. oil	float (18)	-	-
30	коэффициент сжимаемости нефти			1/MPa	float (18)	-	-
31	коэффициент сжимаемости пластовой воды			1/MPa	float (18)	-	-
32	плотность воды в условиях пласта			kg/m³	float (18)	-	-
33	давление насыщения пластовой нефти газом			MPa	float (18)	-	-
34	плотность воды при разгазировании			kg/m³	float (18)	-	-
35	вязкость воды в условиях пласта			mPa·s	float (18)	-	-
36	коэффициент сжимаемости пластовой воды			1/MPa	float (18)	-	-
37	объемный коэффициент воды			d. water	float (18)	-	-
38	газонасыщение воды			MPa	float (18)	-	-
39	коэффициент упругости породы			MPa⁻¹	float (18)	-	-
40	коэффициент упругости жидкости			MPa⁻¹	float (18)	-	-
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЛАСТА							
41	а.о. кровли и-го пропластка			m	float (18)	-	-
42	а.о. кровли и-го пропластка			m	float (18)	-	-
43	коэффициент нефтенасыщенности и-го пропластка			%	float (18)	-	-
44	коэффициент пористости и-го пропластка			mm	float (18)	-	-
45	коэффициент пористости и-го пропластка			d. oil	float (18)	-	-
46	коэффициент пористости и-го пропластка			d. oil	float (18)	-	-
47	характер насыщения и-го пропластка			текст	текст	-	-
48	тип породы и-го пропластка			текст	текст	-	-
49	фактическая толщина пласта (для каждой скважины)			m	float (18)	-	-
50	фактическая толщина пласта (для каждой скважины)			m	float (18)	-	-
51	фактическая толщина пласта (для каждой скважины)			d. oil	float (18)	-	-
52	фактическая толщина пласта (для каждой скважины)			d. oil	float (18)	-	-
ЗАПАСЫ							
53	балансовые запасы			тыс. т	float (18)	-	-
54	к.и.т. проектный			%	float (18)	(0-100)	-
55	текущие извлекаемые запасы			тыс. т	float (18)	-	-
56	динамический уровень			m	float (18)	-	-
57	статический уровень			m	float (18)	-	-
58	субфурное давление			атм	float (18)	-	-
59	затрубное давление			атм	float (18)	-	-
60	линейное давление			атм	float (18)	-	-

Загрузка в ПО СВП

ЭТАП 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РАЙОНОВ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ СВП



Комплексный параметр

$$F = (F1 + F2 + F3) \times F4, \quad \text{где}$$

- $F1 = (k_1 - 1)(1 - k_2)$
- $F2 = \frac{k_1 \times H_1}{k_1 \times H_1 + k_2 \times H_2}$
- $F3 = 1 - \left(\frac{\sum_{i=1}^n h_i^2}{(\sum_{i=1}^n h_i)^2} \right)$

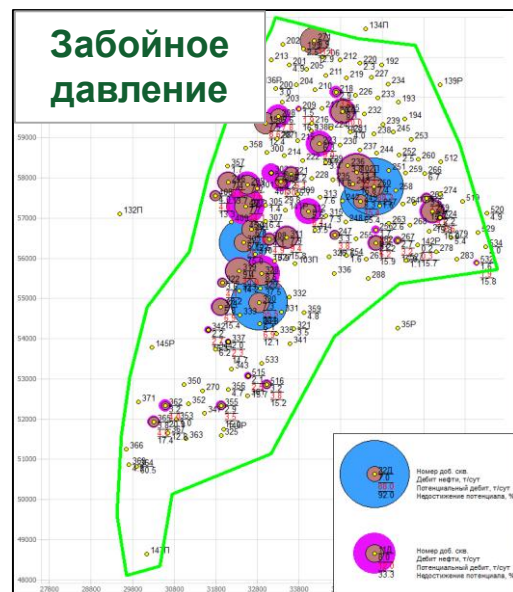
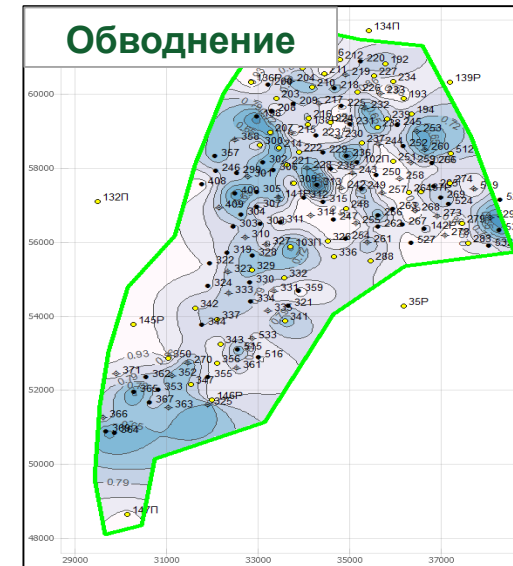
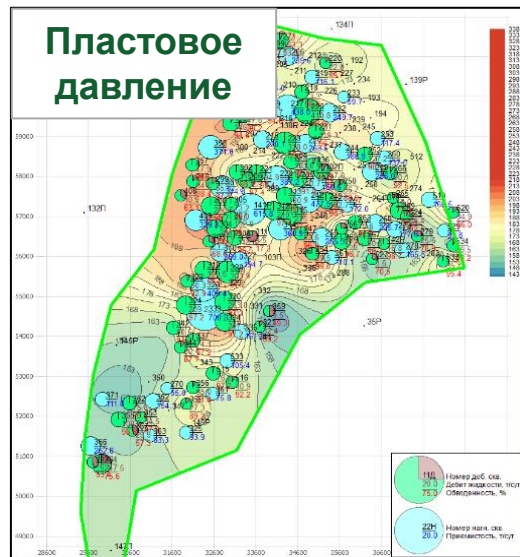
F_1, F_2, F_3 – параметр послойной неоднородности пласта

k_1, k_2, h_1, h_2 – безразмерные параметры проницаемости и толщины, высокопроницаемого и малопроницаемого слоя

- $F4$ - параметр ТИЗ (текущих извлекаемых запасов)

ТИЗ на 1 доб. скв., тыс.т.	<50	50-100	100-120	120-150	≥150
Параметр $F4$	0,1	0,2	0,4	0,75	1

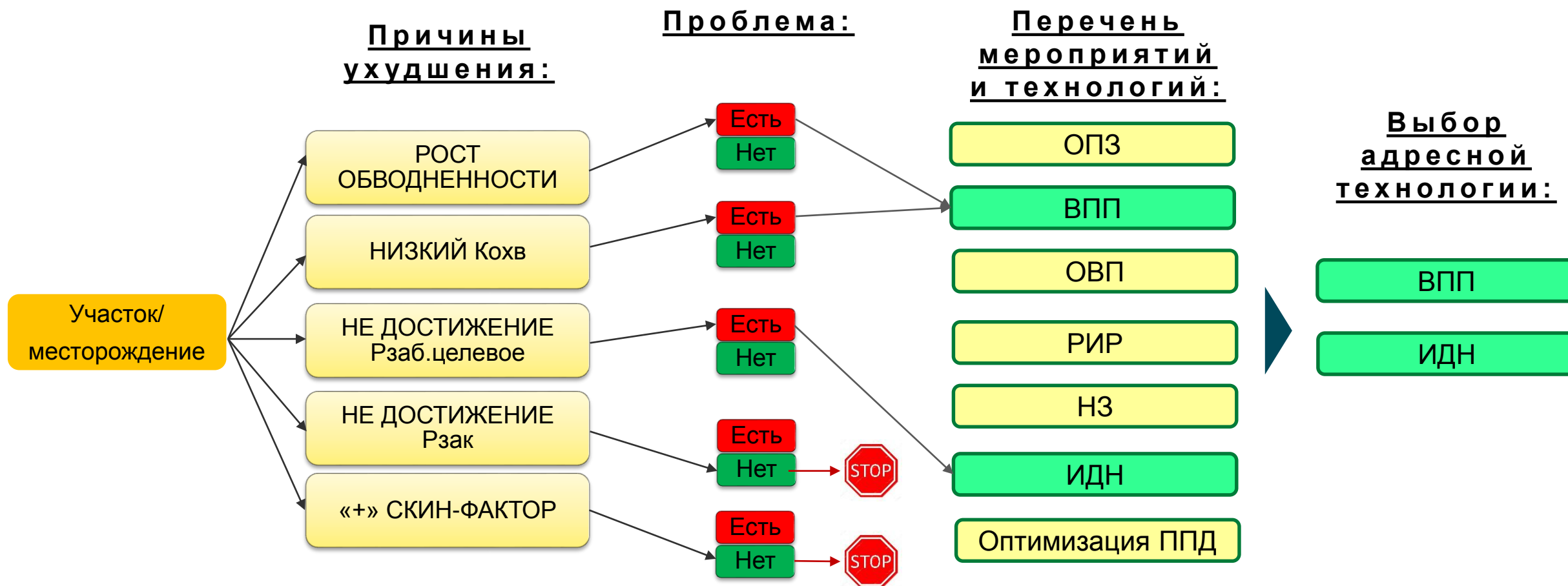
ЭТАП 3. ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ



Причины снижения эффективности разработки

- Преждевременное обводнение
- Низкий охват пластов
- Не достижение потенциала по $R_{\text{зab.}}$
- Не достижение потенциала по $R_{\text{зак.}}$
- Положительный скин-фактор

ЭТАП 4. ВЫБОР АДРЕСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПО КРИТЕРИЯМ ПРИМЕНИМОСТИ



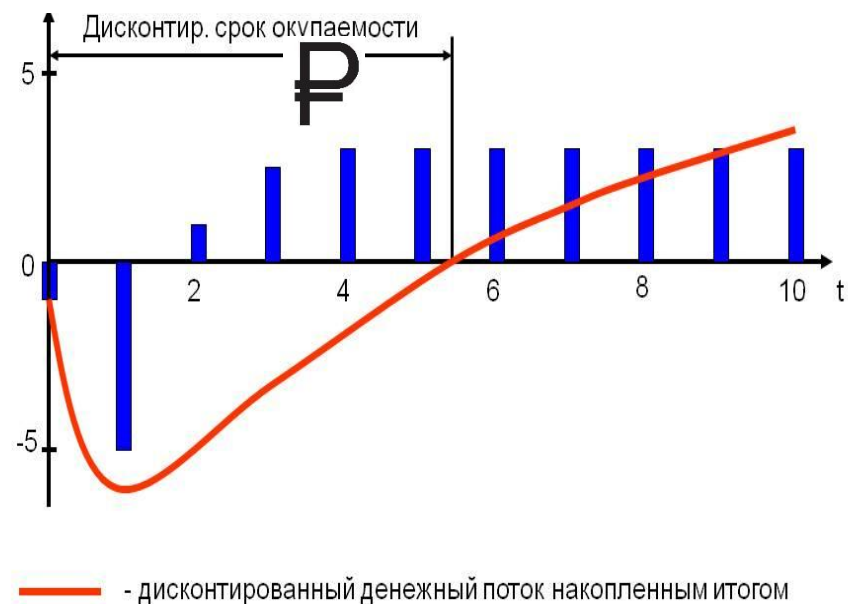
ЭТАП 5 И 6. ФОРМИРОВАНИЕ АДРЕСНОЙ ПРОГРАММЫ И РАСЧЕТ ЭКОНОМИКИ

Статистика БАНКА-данных обработок по скважинам

Участок	Комплексный балл участка	Обрабатываемая скважина ППД	Реагирующая скважина	% реагирования	Расчетная технология по району	Расчетный объем закачки, м3	Обработанная скважина ППД	Дата обработки	Объем закачки, м3	Технология	Длительность эффекта, мес	Удельная ДДН	Сокращение добычи воды, т
№ 1	45	13	258	100	КТДД-2	380	13	2013	410	РВ-ЗП-1	2	115	4500
			170	85			13	2014	450	КТДД-2	8	451	12300
			160	40			13	2016	410	КТДД-2	6	280	8100
№ 2	35	25	170	15	ВУПАС	340	25	2012	315	ЩПСК	4	145	7100
			160	60			25	2013	310	ЩПСК	3	161	7500
					ЩПСК	310	25	2016	350	РАГ+ПАВ	6	280	8100
							25	2017	300	ВУПАС	4	295	9070



Оценка экономической эффективности



ПЕРСПЕКТИВЫ

БЮДЖЕТ 130 МЛН.РУБ

БУРЕНИЕ 1 ГС

ДОБЫЧА НЕФТИ
36 ТЫС.Т/ГОД



БУРЕНИЕ 3 ННС

ДОБЫЧА НЕФТИ
21 ТЫС.Т/ГОД



2 ЗБГС

ДОБЫЧА НЕФТИ
18 ТЫС.Т/ГОД



100 СКВ.-ОПЕРАЦИЙ ВПП

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ
ДОБЫЧА НЕФТИ
95 ТЫС.Т/ГОД



- Технические ограничения постановки буровых бригад на базовом фонде
- Невозможность оперативной замены кандидатов
- Высокие удельные риски

- Минимальные технические требования к реализации
- Оперативная замена/переформирование программы
- Низкие удельные риски за счет большого количества кандидатов

БЛАГОДАРИМ ЗА ВНИМАНИЕ!