



Всегда в движении!

**Повышение эффективности
системы заводнения на ачимовских
отложениях Поточного месторождения за
счет трансформации системы разработки**

Россия, г. Уфа
18 апреля 2017 года

Инженер 1-й категории
Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени»
О.В. Стародубцев



Общие сведения об объекте



Недропользователь – ООО «ЛУКОЙЛ– Западная Сибирь»

Производственная деятельность – ТПП «Лангепаснефтегаз»

Год открытия - 1974 г.

Год начала разработки - 1981 г.

Проектный документ
«Технологический проект разработки»
 (ЦКР № 5501 от 05.12.2012 г.)

«Подсчет запасов» (ГКЗ №2681-дсп от 25.01.2012 г.)

Основные проектные решения:

Реализация площадной обращенной девятиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 500*500 м, поэтапная выработка запасов

Цифровые модели

Геологическая (IRAP RMS)

Дата актуализации **01.01.2017 г.**

Цель создания: мониторинг

Гидродинамическая (Tempest More)

Дата актуализации **01.01.2016 г.**

Цель создания: мониторинг

Пласты	Ач ₁ , Ач ₂ ¹ , Ач ₂ ² , Ач ₃ , ЮВ ₀
--------	---

Запасы нефти объекта Ач+ЮВ₀, тыс. т

Гос. баланс на 01.01.2017 г.

геологические АВ ₁ +В ₂	105 105
--	---------

извлекаемые АВ ₁ +В ₂	26 381
---	--------

Утвержденный КИН	0.251
------------------	-------



Ачимовская толща

24.1 % НИЗ

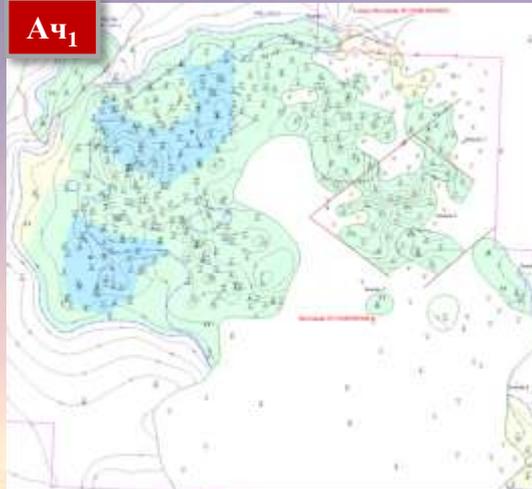
68 % текущей добычи нефти

Поточного месторождения

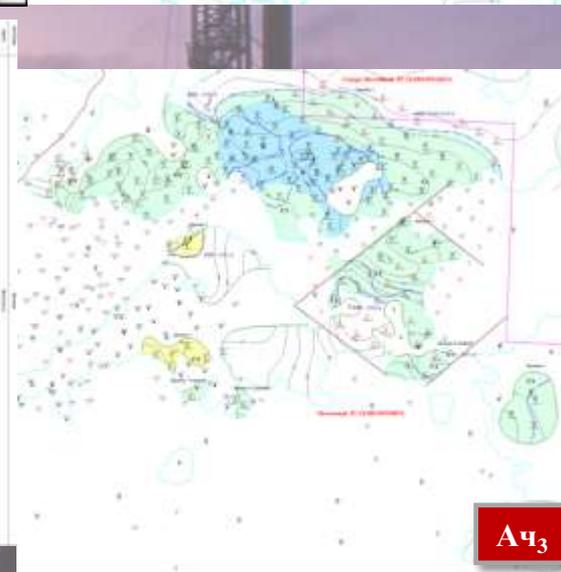
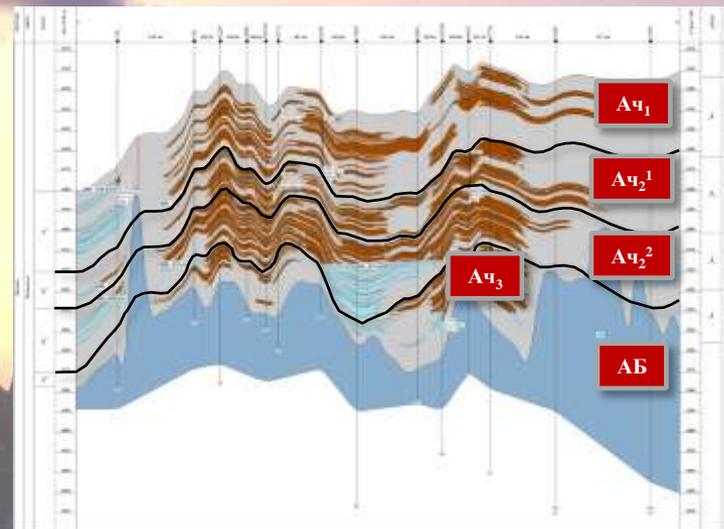
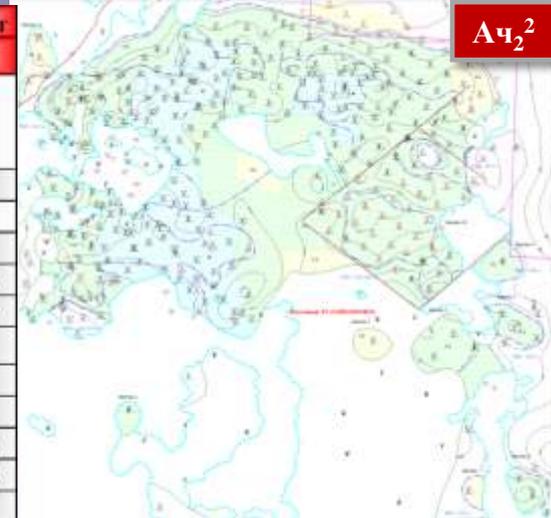
По состоянию на 01.01.2017 г. на объекте Ач.т.:
 Действующий фонд добывающих скважин – 282
 Действующий фонд нагнетательных скважин – 110
 Добыча нефти накопленная – 6422 тыс. т
 Текущий КИН – 0.061 д. ед.
 Среднегодовая обводненность – 44.4 %



Геолого-физическая характеристика



Параметр	Пласт				Объект
	Aч ₁	Aч ₂ ¹	Aч ₂ ²	Aч ₃	Aч.т
Тип залежи	пластовая сводовая, структурно, литологически и тектонически экранированная				
Кол-во залежей	7	5	10	8	30
Тип коллектора	терригенный поровый				
Ср. нефтенас. толщина, м	7.0	6.3	7.2	6.0	14.8
Ср. пористость, д.ед.	0.160	0.160	0.155	0.151	0.158
Ср. нефтенасыщенность, д. ед.	0.465	0.462	0.398	0.398	0.439
Ср. проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	0.9	0.9	0.7	0.4	0.8
Песчаность, д.ед.	0.26	0.39	0.36	0.30	0.28
Расчлененность, ед.	8.8	5.8	7.9	4.9	20.7
НГЗ, тыс.т	31338	29769	23955	7999	93061
НИЗ, тыс.т	7771.8	7799.5	5701.3	2103.7	23376
КИН, д. ед.	0.248	0.262	0.238	0.263	0.251





Этапы разработки



1 этап (1981-2002 гг.)

Бурение 34 скв. до 1987 г. Ср. входной дебит 1.2 т/сут. Остановка скважин после непродолжительной работы.

2 этап (2003-2008 гг.)

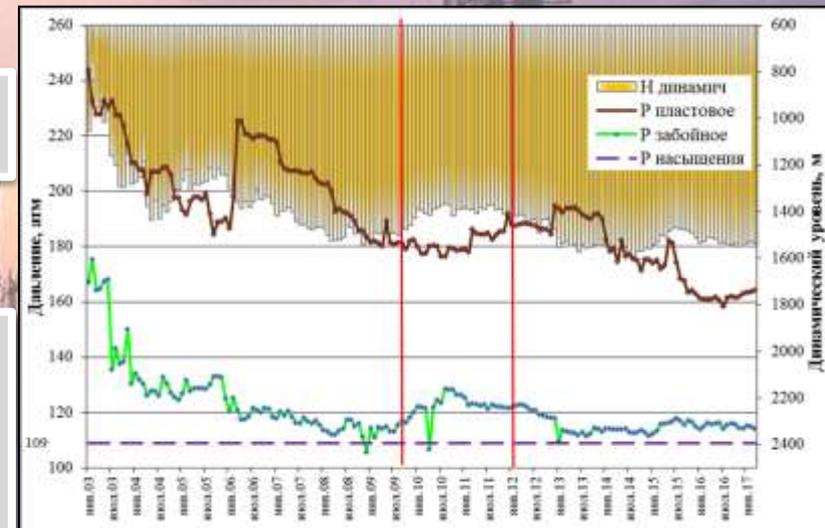
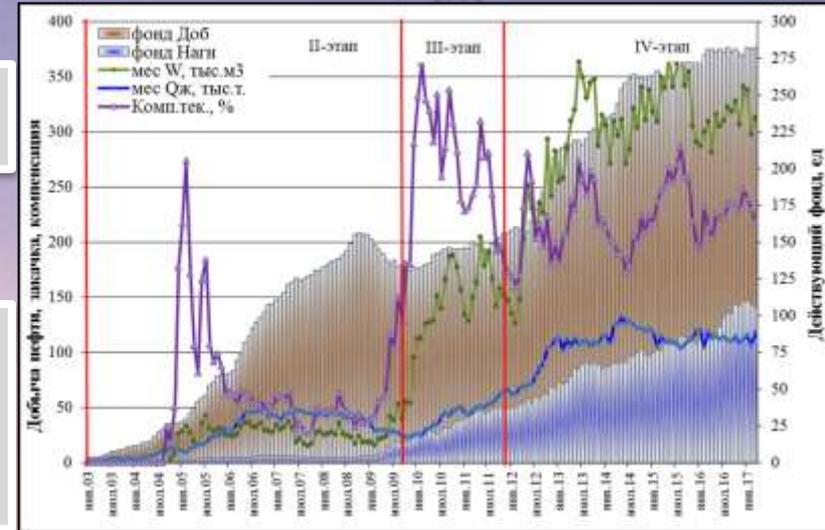
Активный ввод в разработку БС без телеметрии с применением ГРП. Организация ППД в 5 скважинах. Отсутствие влияния нагнетания – остановка формирования системы ППД, эксплуатация на режиме истощения.

3 этап (2009-2011 гг.)

Начало организации ППД на разбуренной части объекта. Замедление темпов падения пластового давления.

4 этап (2011 г. – н.в.)

Разбуривание восточной части объекта наклонно-направленными скважинами по проектной сетке 500*500 м с одновременной организацией ППД. Уплотнение сетки до проектных значений на разбуренной БС части залежи. Выполнение ОНР по бурению ГС с МЗГРП.



Цель и задачи НТР



Эффективность системы заводнения – способность системы заводнения к интенсификации добычи и повышения коэффициента извлечения нефти путем поддержания пластового давления и обеспечения вытеснения нефти из порового пространства. Организация заводнения всегда сопряжена с множеством факторов, снижающих эффективность закачки.





1. Эффективное расстояние до нагнетательной скважины



На площади объекта выделено 94 ячейки разработки.
 В анализе рассмотрены 74 ячеек (в 20 ячейках длительность работы ППД менее года).
 Выделено 5 групп скважин по расстоянию до нагнетательной скважины

Западная часть разбурена БС по неравномерной сетке скважин с расстоянием до нагнетательной скважины от 200 до 900 м.



Восточная часть разбурена по обращенной девятиточечной системе по сетке 500*500 м

Расстояние до нагнетательной скважины	Кол-во добывающих скважин
<300	20
300-400	21
401-500	27
501-600	37
>600	51

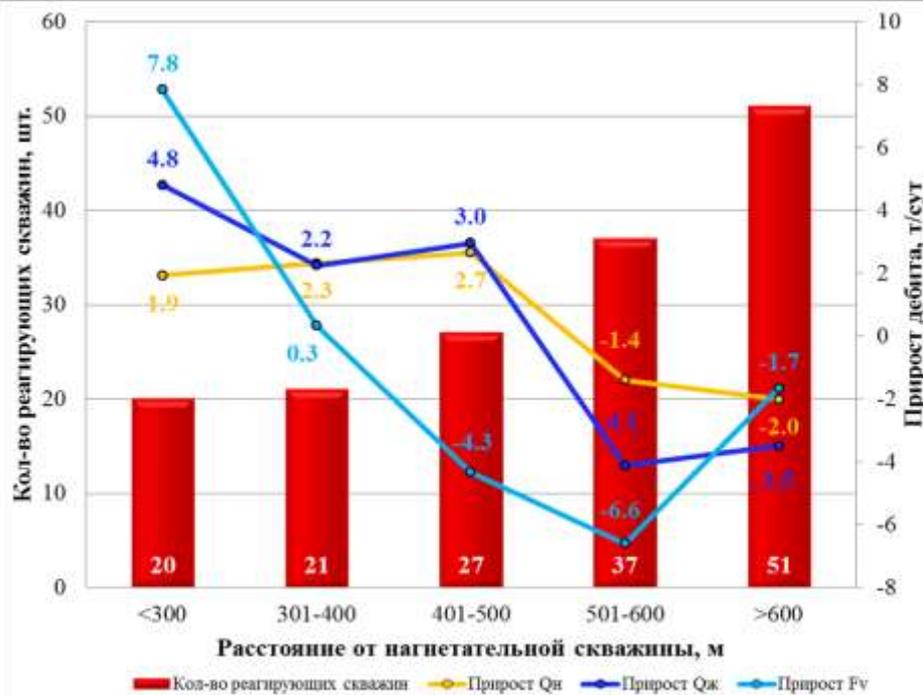


1. Эффективное расстояние до нагнетательной скважины

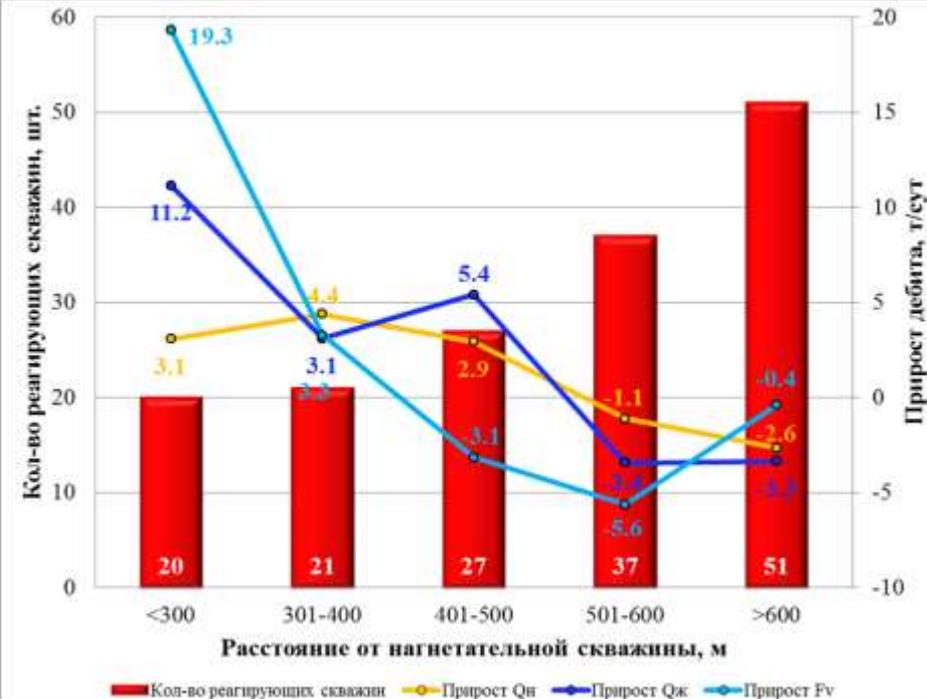


За основу при построении графиков взяты показатели работы реагирующих скважин при установившемся режиме отбора без проведения работ по интенсификации притока, приведенные к дате ОПД нагнетательной скважины.

Влияние прослеживается на расстоянии до 500 м.
Прорыв воды происходит при расстоянии менее 300 м.



По итогам 6 месяцев работы ППД

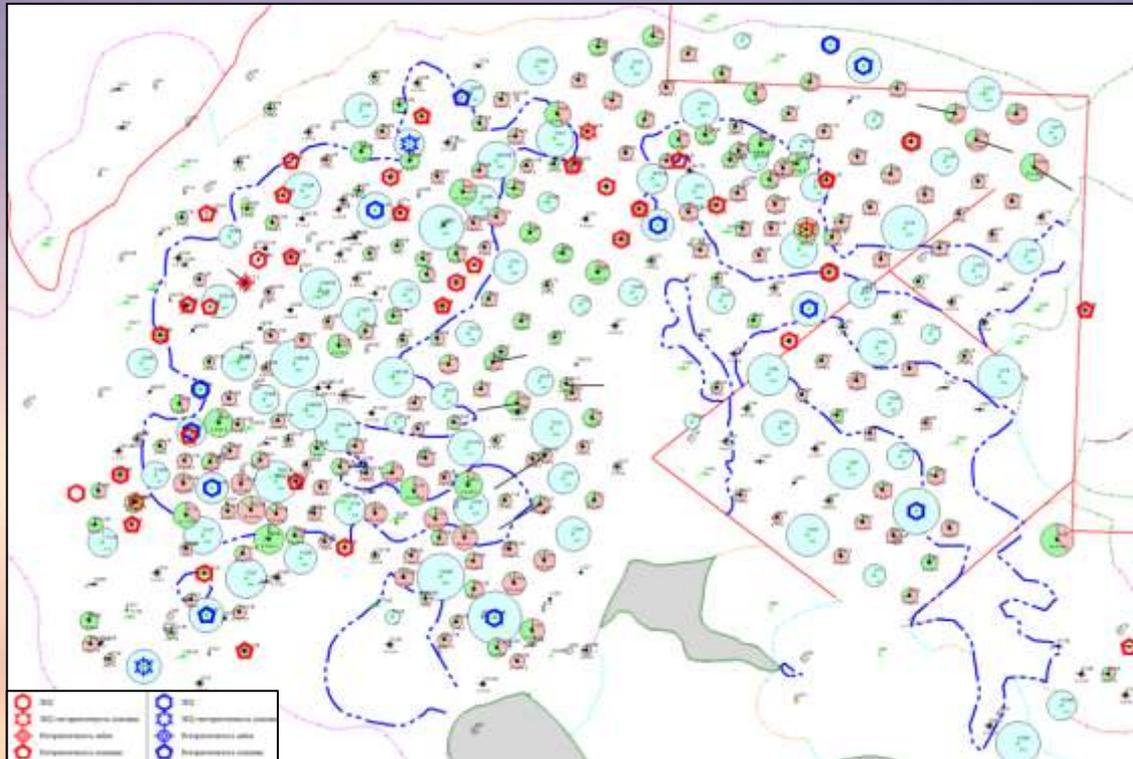


По итогам 12 месяцев работы ППД

Из анализа работы скважин следует, что эффективное расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной составляет 300 – 500 м



2. Промыслово-геофизические исследования



Охват ПГИ – 61 % действующего фонда скважин (130 доб. и 48 нагн.).
 Профиль притока определен в 80% исследованных скважин, состав притока – в 96%
 Нарушения технического состояния выявлены в 36 скважинах добывающего фонда и 22 скважинах нагнетательного фонда

Большая часть нарушений отмечается в западной части объекта, разбуренной по неравномерной сетке боковыми стволами.

Скважины-доноры БС имеют длительную историю эксплуатации, прогнозируется рост числа проблемных скважин.

Нарушение	Фонд скважин	
	Добывающие	Нагнетательные
Заколонные и внутрипластовые перетоки	77Ц, 213Н, 972Н, 1041, 1055, 1091, 1212, 1328, 1492, 1861Н, 1991, 239Н, 516Н, 660Н, 716Н	173Н, 203Н, 235Д, 682Н*, 1047, 1231*, 1313, 1314, 1471, 1804Н, 1863, 1869*, 1905Н
Негерметичность колонны	101, 108Т, 115Р, 235Т, 365Н, 367Н, 390Н, 730Т, 1001, 1005, 1008, 1040, 1075, 1106, 1725Н, 1833Н, 1962Н	109Т*, 137Н, 226Н*, 253Н, 369Н, 970*, 1802Н*, 1924Н*
Негерметичность + переток	977Н, 1017, 1765Н, 1841Н	610Н

Примечание: * - после перевода в ПИД нарушения не отмечаются.

3. Оценка доли «эффективной» закачки



Для оценки доли эффективной закачки в общем объеме выполнен расчет по формуле **материального баланса** как для объекта в целом, так и для отдельных пластов Ач. т. по формуле:

$$N_p \cdot B_t + W_p \cdot B_w = N \cdot (B_0 - B_t) + N \cdot (B_0 / (1 - S_{wc})) \cdot (C_f + C_w \cdot S_{wc}) \cdot \Delta p + W_i \cdot B_w + W_e$$

1 часть

2 часть

N	- начальные геологические запасы нефти	тыс.м ³
N _p	- накопленная добыча нефти	тыс.м ³
W _p	- накопленная добыча воды	тыс.м ³
W _i	- накопленный объем закачанной воды	тыс.м ³
W _e	- неэффективная закачка	тыс.м ³
Δp	- разница между текущим и начальным пластовым давлением	МПа
B ₀	- объемный коэффициент нефти при начальном P _{пл}	м ³ /м ³
B _t	- объемный коэффициент нефти при текущем P _{пл}	м ³ /м ³
B _w	- объемный коэффициент воды	м ³ /м ³
C _f	- сжимаемость порового пространства	1/МПа*10 ⁻⁴
C _w	- сжимаемость воды	1/МПа*10 ⁻⁴
S _{wc}	- насыщенность связанной воды	д.ед

1 часть формулы – накопленный отбор жидкости в пластовых условиях

2 часть формулы показывает объем жидкости, компенсирующий отбор из пласта, включающий накопленный объем закачки в пластовых условиях и учитывающий поправку на изменение объема насыщающих пласт флюидов при текущем пластовом давлении. Аргумент W_e вводится для соблюдения тождества обеих частей равенства и отображает объем неэффективной закачки, т.е. тот объем закачанной жидкости, который не участвовал в процессе вытеснения нефти.

3. Оценка доли «эффективной» закачки



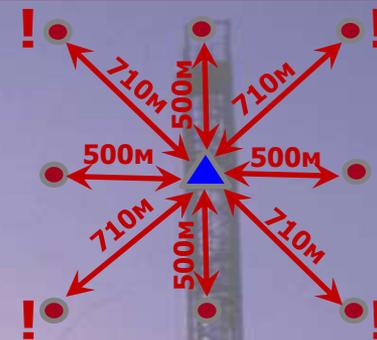
Входные данные	Ед. изм.	Пласты				ЮВ ₀	Объект	
		Ач ₁	Ач ₂ ¹	Ач ₂ ²	Ач ₃		Ач.т	Ач+ЮВ ₀
Начальные геологические запасы нефти	тыс.т	31338	29769	23955	7999	7144	93061	100205
Накопленная добыча нефти	тыс.т	726.3	1716.5	1389.2	890.0	110.4	4722	4832
Накопленная добыча воды	тыс.т	402.6	827.6	666.5	478.8	51.4	2376	2427
Накопленный объем закачанной воды	тыс.м ³	4258.1	4810.5	2055.8	2444.0	287.8	13568	13856
Начальное пластовое давление	МПа	25.0						
Текущее среднее пластовое давление	МПа	23.1	22.1	20.8	23.0	22.8	22.4	22.6
Объемный коэффициент нефти при начальном Р _{пл}	м ³ /м ³	1.189						
Объемный коэффициент нефти при текущем Р _{пл}	м ³ /м ³	1.20	1.22	1.20	1.20	1.20	1.21	1.21
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1						
Сжимаемость порового пространства	1/МПа*10 ⁻⁴	4.8						
Сжимаемость воды	1/МПа*10 ⁻⁴	4.8						
Насыщенность связанной воды	д.ед	0.57						
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м ³	0.811						
Плотность воды в поверхностных условиях	т/м ³	1.018						
Выходные данные	Ед. изм.							
Эффективный объем закачки	тыс.м ³	1325	2303	926	1715	116	6893	7529
Накопленная компенсация	%	292	144	76	138	136	147	146
Эффективная компенсация	%	91	69	34	97	55	74	80
Доля эффективной закачки	%	31	48	45	70	40	51	54

Доля эффективной закачки изменяется в широких пределах от 31 до 70 %, составляя в среднем по объекту **51 %**

Поиск путей повышения эффективности системы заводнения



В качестве рабочей гипотезы было выбрано направление повышения $K_{\text{охв}}$ за счет увеличения интенсивности воздействия заводнением на объект разработки на базе уже пробуренного фонда (трансформация системы), либо модификация сетки на еще не разбуренных участках. Для проведения сравнительных расчетов на гидродинамическом симуляторе выбрана тектонически экранированная неразбуренная зона в районе скважины 118Р (блок 8)



1. ННС

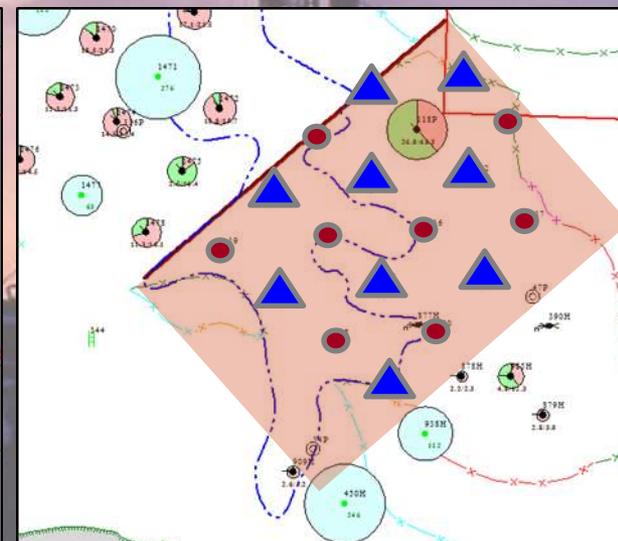
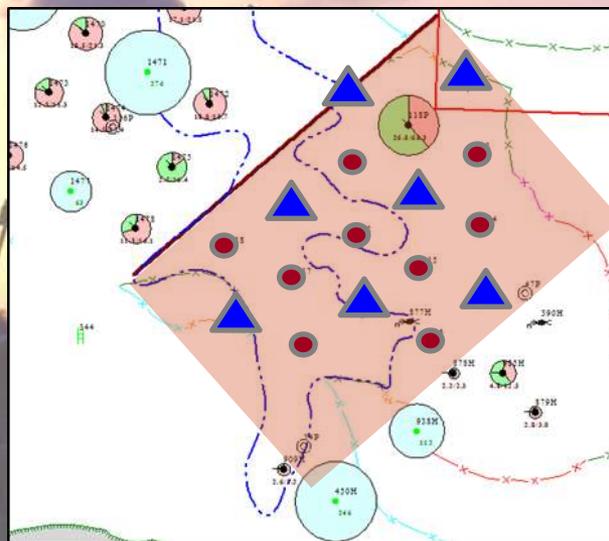
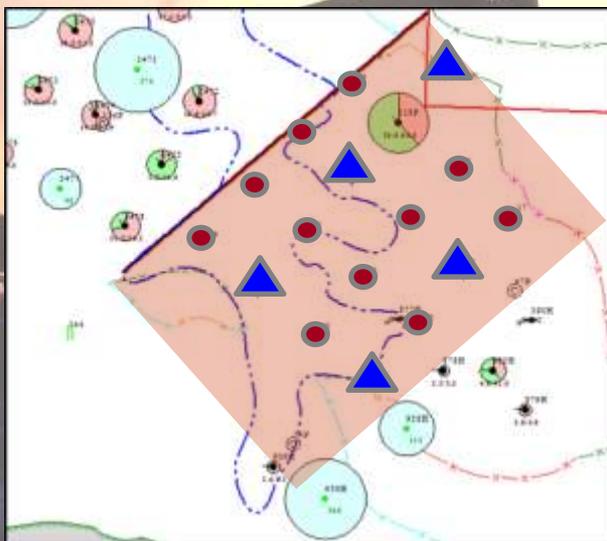
по обращенной 9-точечной системе разработки
L: 500 м
Соотн. доб./нагн. скв.: 2.4:1

2. ННС

по обращенной 7-точечной системе разработки
L: 500 м
Соотн. доб./нагн. скв.: 1.4:1

3. ННС

по обращенной 5-точечной системе разработки
L: 500 м
Соотн. доб./нагн. скв.: 1:1



Сравнение систем разработки по району скважины 118Р



Исходные условия:

Все скважины вводились в работу с 01.06.2015 г. с проведением ГРП:

WellProd 01.06.2015 **WFRA** 90 2* 100 2* 401 1* 2* **PERF** 1 260 0.07 -5 1 ZONE

WellProd 01.06.2015 **PROD** LPT 100 ВНРТ 120 WEF 0.9 PLIM WCT 0.99 SHUT PLIM OIL 0.5 SHUT MIN /

WellInje 01.06.2015 **WFRA** 90 2* 100 2* 4001 1* 2* **PERF** 1 300 0.07 -3 1 ZONE

WellInje 01.06.2015 **INJE** WIT 1000 ВНРТ 440 WEF 0.9 ILIM WAT 0.1 SHUT MIN /

Добывающие скважины перфорировались во всех слоях нефтенасыщенного интервала, нагнетательные скважины перфорировались по всему разрезу.

Прогнозный расчет – до **2020** года.

1. ННС

по обращенной 9-точечной системе разработки

L: 500 м

Соотн. доб./нагн. скв.: 2.4:1

2. ННС

по обращенной 7-точечной системе разработки

L: 500 м

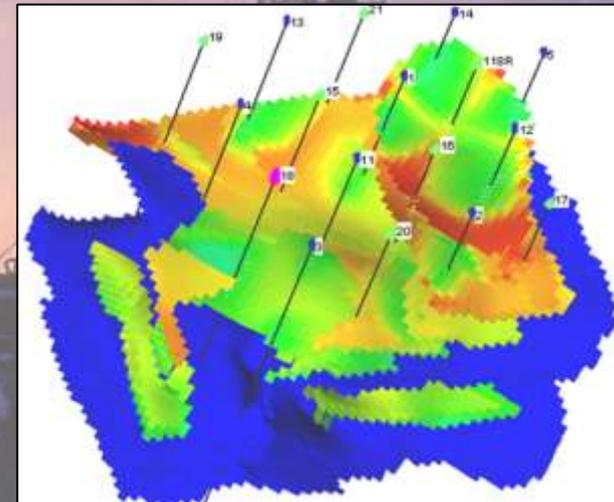
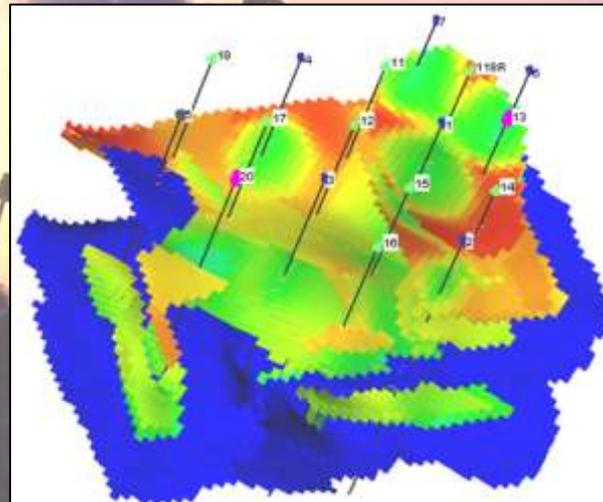
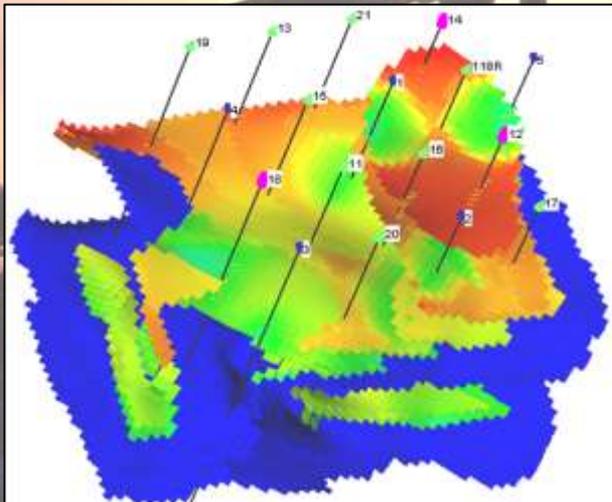
Соотн. доб./нагн. скв.: 1.4:1

3. ННС

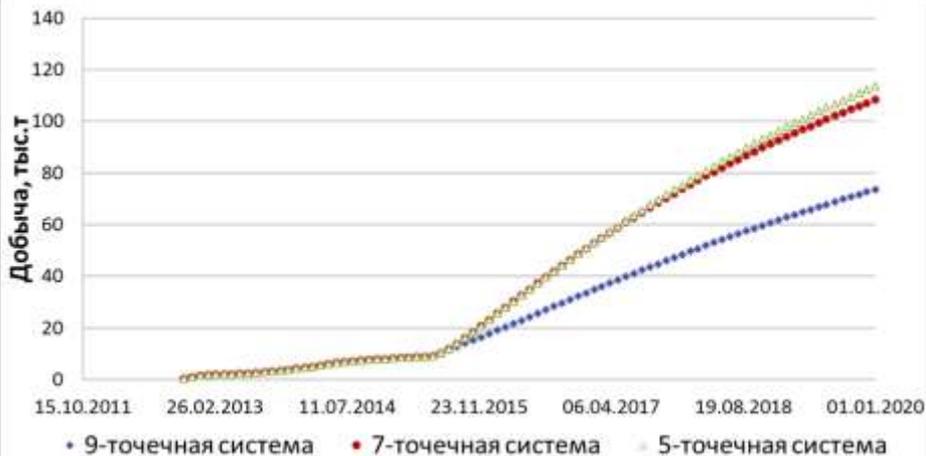
по обращенной 5-точечной системе разработки

L: 500м

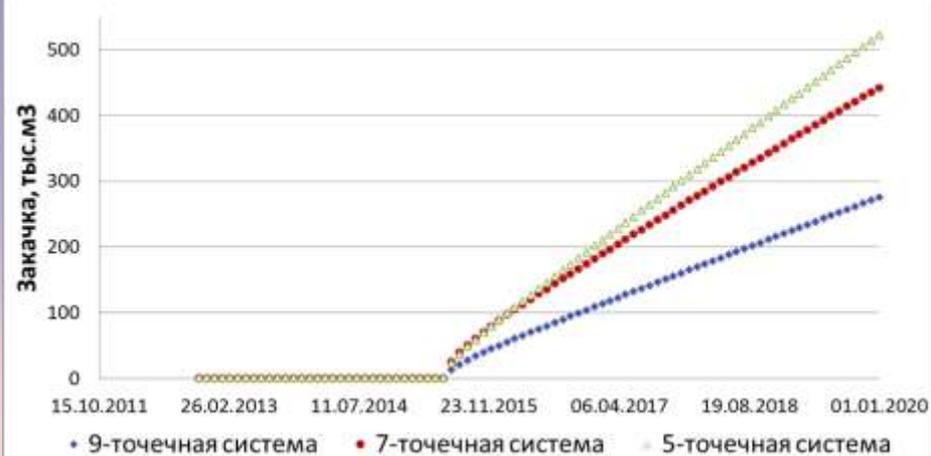
Соотн. доб./нагн. скв.: 1:1



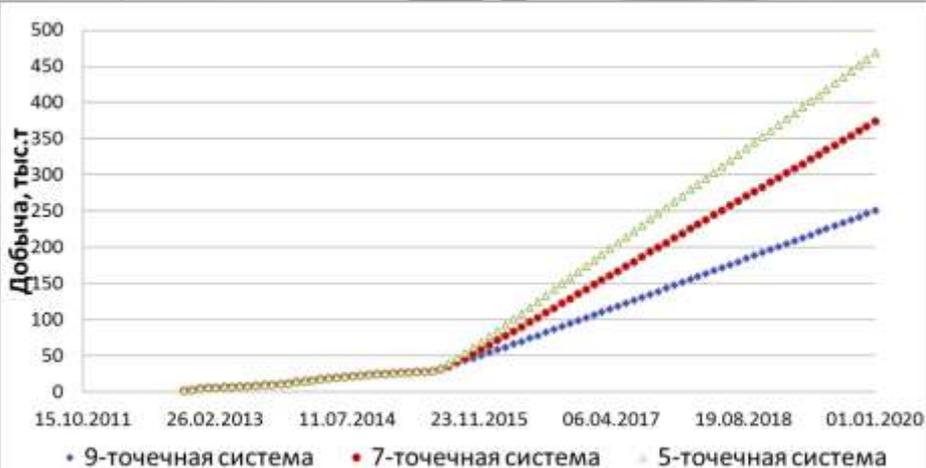
Сравнение систем разработки по району скважины 118Р



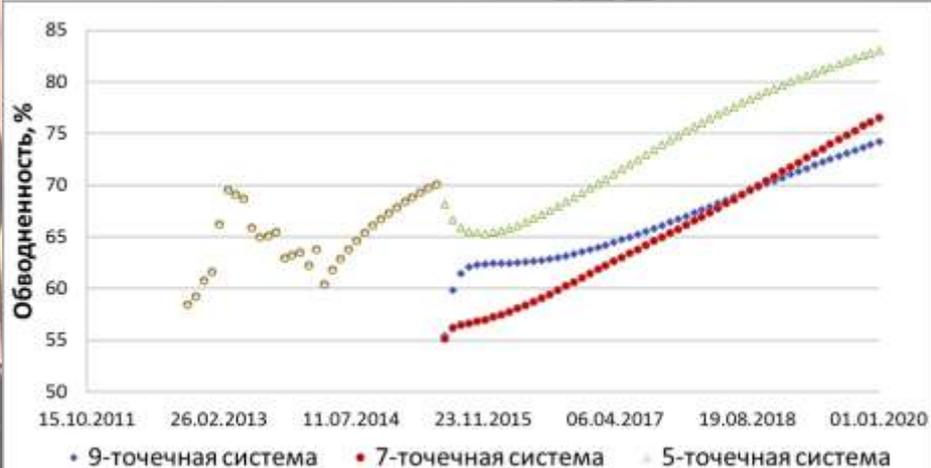
Добыча нефти



Закачка

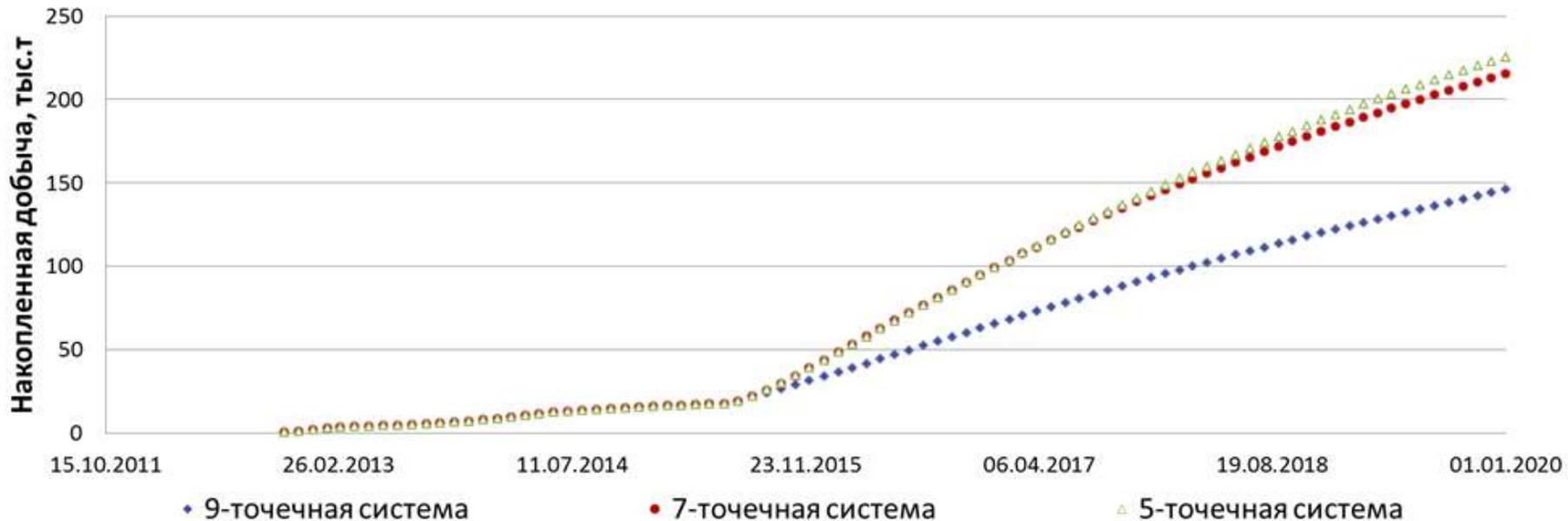


Добыча жидкости



Обводненность

Сравнение систем разработки по району скважины 118Р



1. ННС

по обращенной 9-точечной системе разработки
2020 г.: $Q_{н\text{ на}к} = 146$ тыс.т

2. ННС

по обращенной 7-точечной системе разработки
2020 г.: $Q_{н\text{ на}к} = 215$ тыс.т

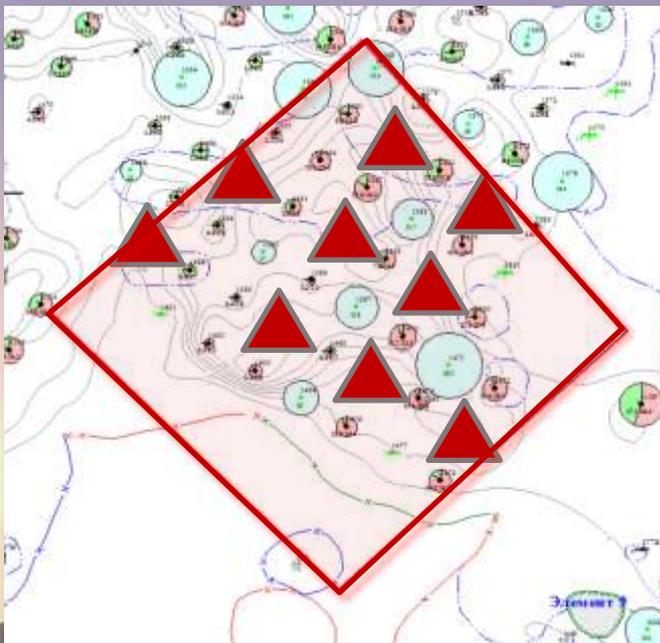
3. ННС

на базе обращенной 5-точечной системы разработки
2020 г.: $Q_{н\text{ на}к} = 225$ тыс.т

Вывод

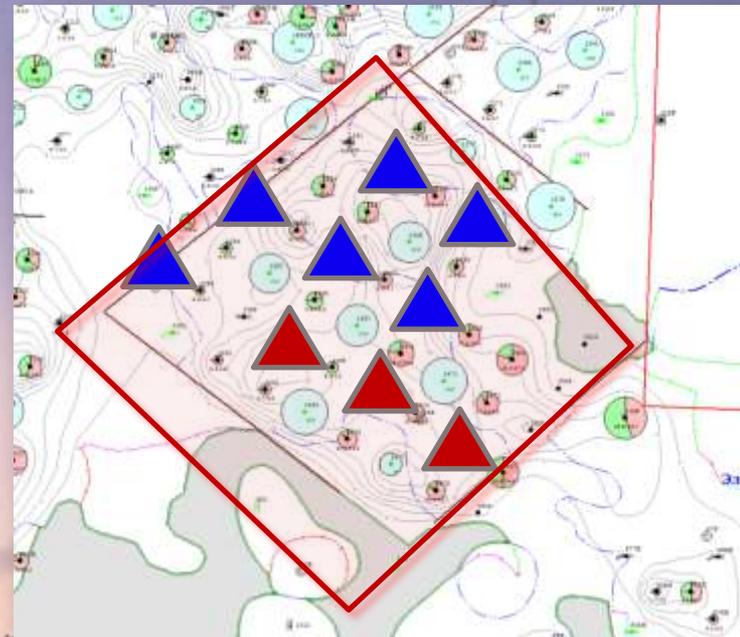
На низкопродуктивных коллекторах ачимовской толщи требуется более интенсивная по воздействию на пласт система заводнения. Рекомендуется в рамках ОПР оценить эффективность применения трансформированной сетки с девяти- на пятиточечную систему разработки на разбуренных участках.

ОПР по трансформации системы разработки объекта Ач.т Поточного месторождения



Выкопировка карты текущего состояния разработки на 01.01.2015 г. с участком ОПР

Скважины для ОПРД в рамках ОПР по трансформации системы



Выкопировка карты текущего состояния разработки на 01.01.2016 г. с участком ОПР

-  Выполненные ОПРД
-  Планируемые ОПРД

Преимущества:

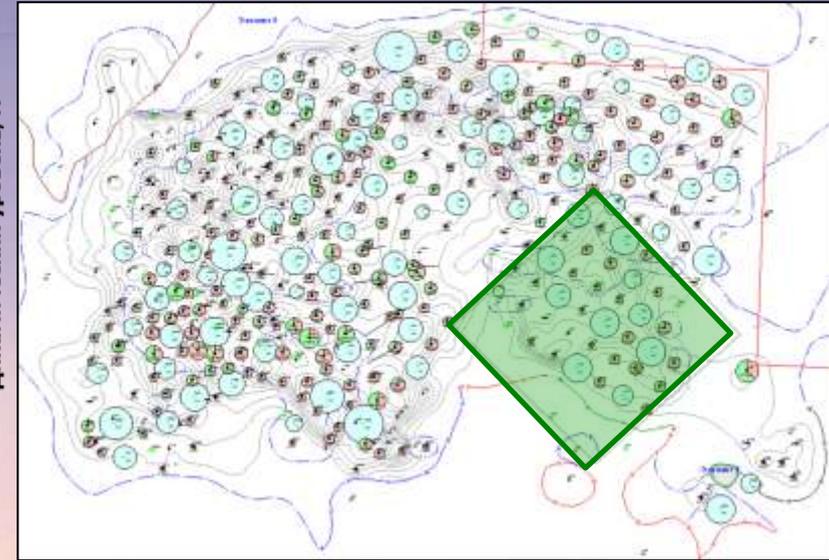
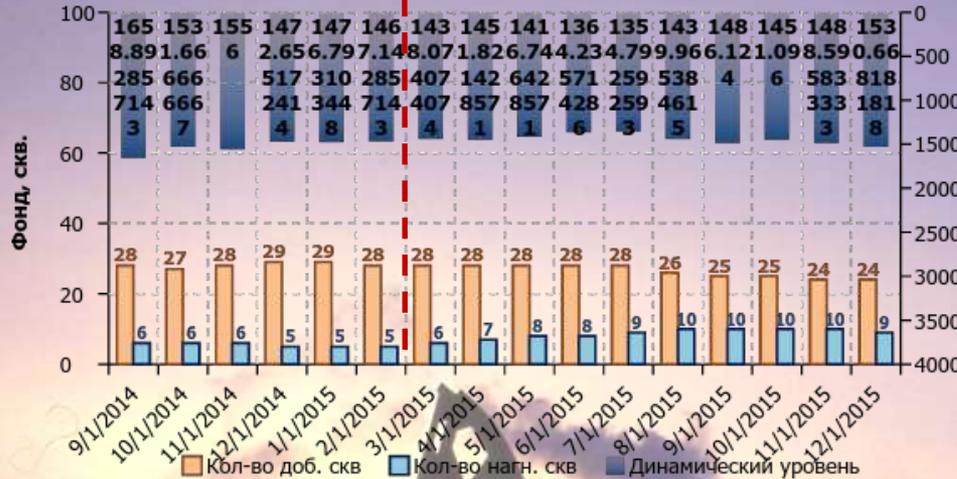
- ✓ Увеличение охвата вытеснением
 - ✓ Сокращение объемов непроизводительной циркуляции воды
 - ✓ Улучшение энергетического состояния на реагирующих скважинах
- К переводу в ППД по шахматно-рядной системе планируется 9 скважин

За 2015 г. в рамках трансформации системы выполнено 6 мероприятий ОПРД
К переводу в ППД по шахматно-рядной системе запланировано еще 3 скважины

ОПР по трансформации системы разработки объекта Ач.т Поточного месторождения

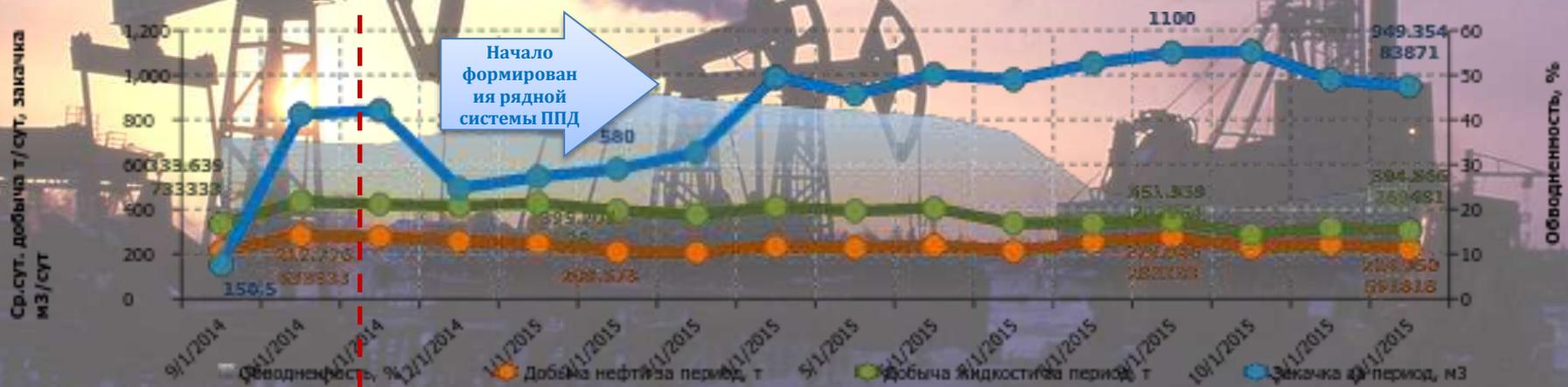


Динамика фонда начального участка ОПР



Участок ОПР (переход к смещенной рядной системе заводнения)

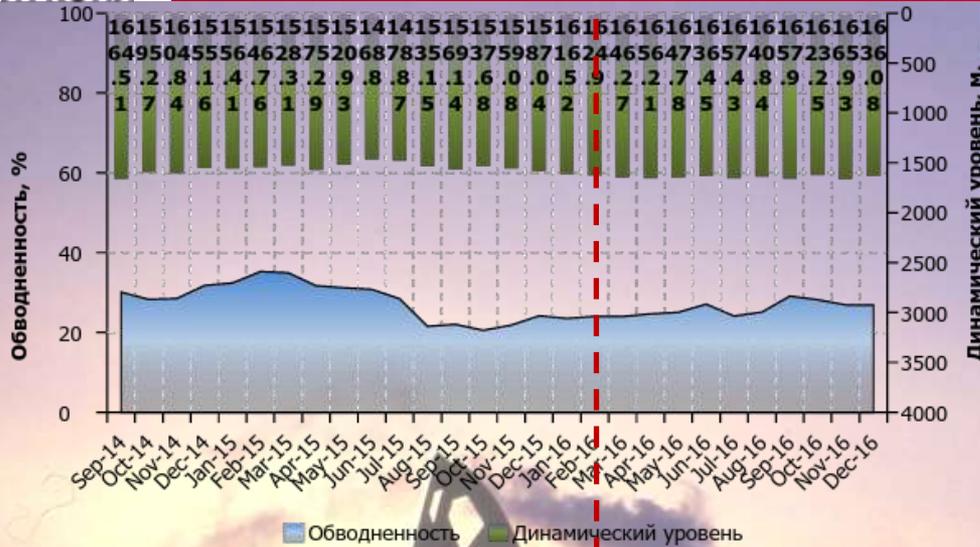
Динамика показателей начального участка ОПР



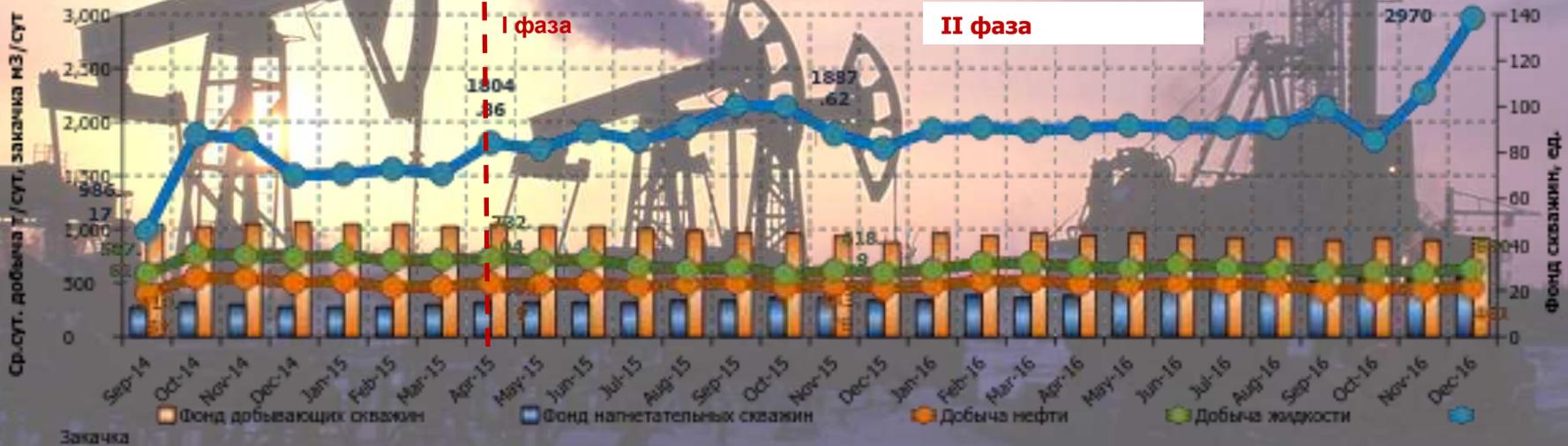


ЛУКОЙЛ

ОПР по трансформации системы разработки объекта Ач.т Поточного месторождения



Динамика показателей расширенного участка ОПР



Трансформация системы разработки объекта Ач.т. Поточного месторождения



Дополнительная добыча нефти:

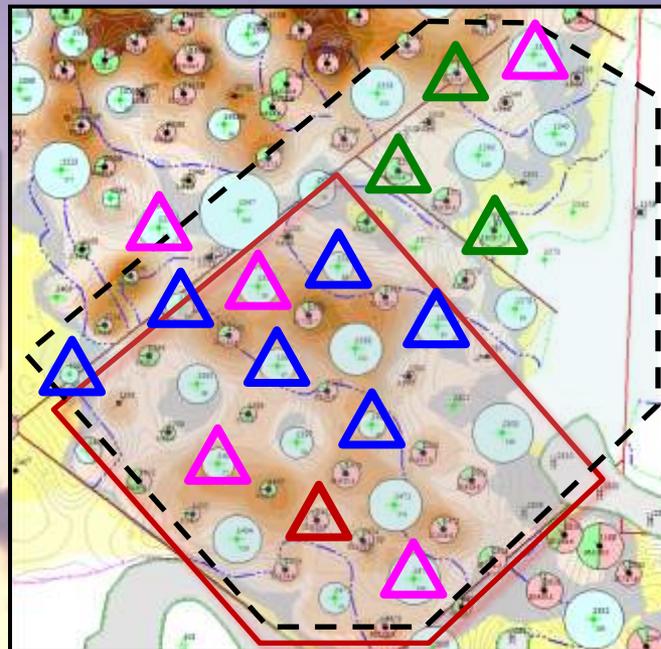
2015 г.: $Q_{\text{нефти доп}} = 7.047$ тыс.т

2016 г.: $Q_{\text{нефти доп}} = 11.309$ тыс.т

Экономический эффект (NPV):

2015 г.: $Q_{\text{нефти доп}} = 47.6$ млн.руб

2016 г.: $Q_{\text{нефти доп}} = 89.7$ млн.руб



Выкопировка карты текущего состояния разработки на 01.01.2017 г. с расширенным участком ОПР

-  Выполненные ОППД в рамках ОПР по трансформации системы в 2015 году
-  Выполненные ОППД в рамках ОПР по трансформации системы в 2016 году
-  Планируемые ОППД в рамках ОПР по трансформации системы
-  Доп. мероприятия в рамках ОПР по трансформации системы

За 2015 г. в рамках трансформации системы выполнено **6** ОППД.

За 2016 г. в рамках трансформации системы выполнено **5** ОППД.

К переводу в ППД по смещенной рядной системе запланировано еще **4** мероприятия



Благодарности



СПАСИБО коллегам «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
за помощь в работе над докладом:
Фуфаеву Сергею Андреевичу
Розбаеву Дмитрию Алимовичу
Корневу Андрею Анатольевичу
...и специалистам компании «ROXAR»
за замечательное программное обеспечение

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ



АРХИВ





Эффективность заводнения



Эффективность системы заводнения – способность системы заводнения к интенсификации добычи и повышения коэффициента извлечения нефти путем поддержания пластового давления и обеспечения вытеснения нефти из порового пространства. Т.к. организация заводнения всегда сопряжена с множеством факторов, снижающих эффективность закачки, то встает задача:

Повышение эффективности системы заводнения



1. Снижение операционных затрат

2. Увеличение КИН

1.1

Сокращение себестоимости:

- применение более дешевых вариантов обработки нагнетательных скважин (напр. излив вместо ОПЗ)

2.1

Повышение $K_{\text{ОХВ}}$:

- по разрезу (выравнивание профиля приемистости);
- по площади (уплотнение сети нагнетательных скважин, реорганизация системы);
- увеличение устьевого давления;
- гидродинамические методы (циклическое воздействие, форсированный отбор, перенос фронта заводнения)

1.2

Повышение качества воды:

- сокращение затрат на мероприятия по обработке нагнетательных скважин

2.2

Повышение $K_{\text{ВЫТ}}$:

- замена вытесняющего агента (ВГВ, закачка газа);
- полимерное заводнение (ПАВ);
- щелочное заводнение;
- термогазовое воздействие и др.



Оценка эффективности системы заводнения



Оценка эффективности системы заводнения на Ачимовской толще производилась по 4-ем направлениям:

1.

Оценка влияния нагнетательных скважин на добывающие

2.

Оценка обеспечения охвата пласта по разрезу и по площади

3.

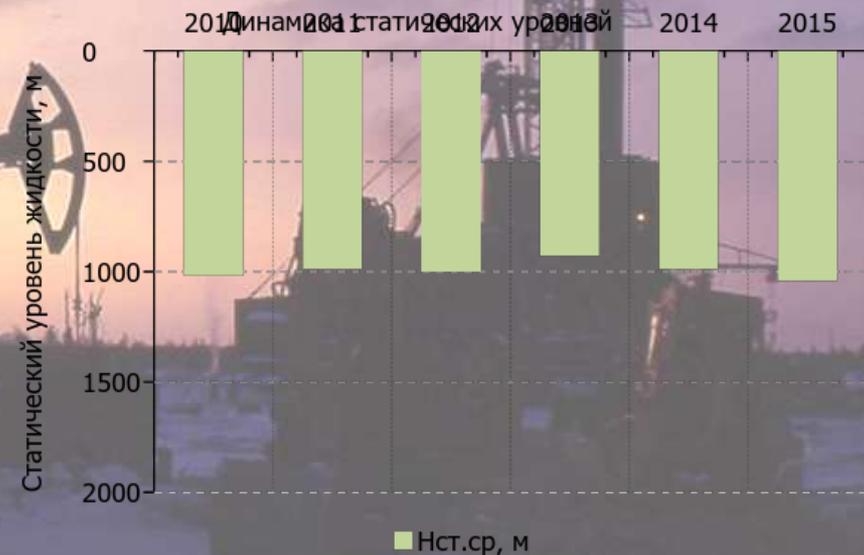
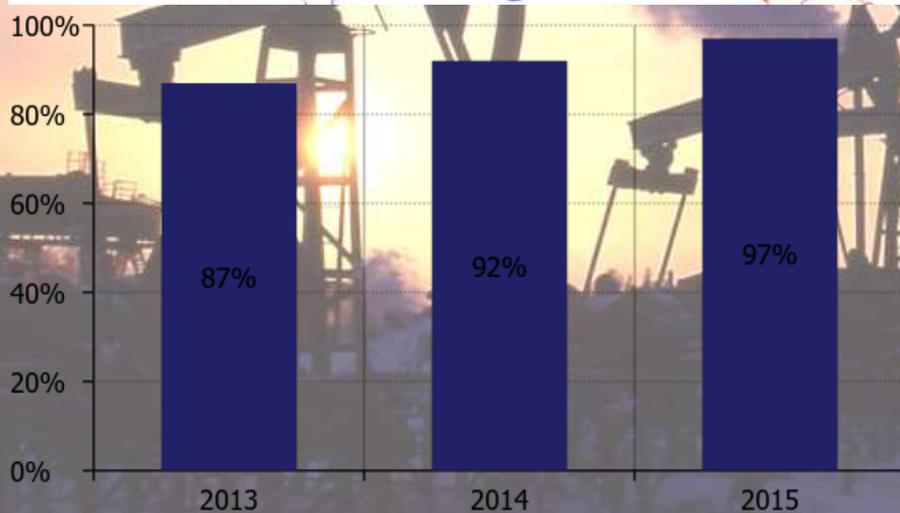
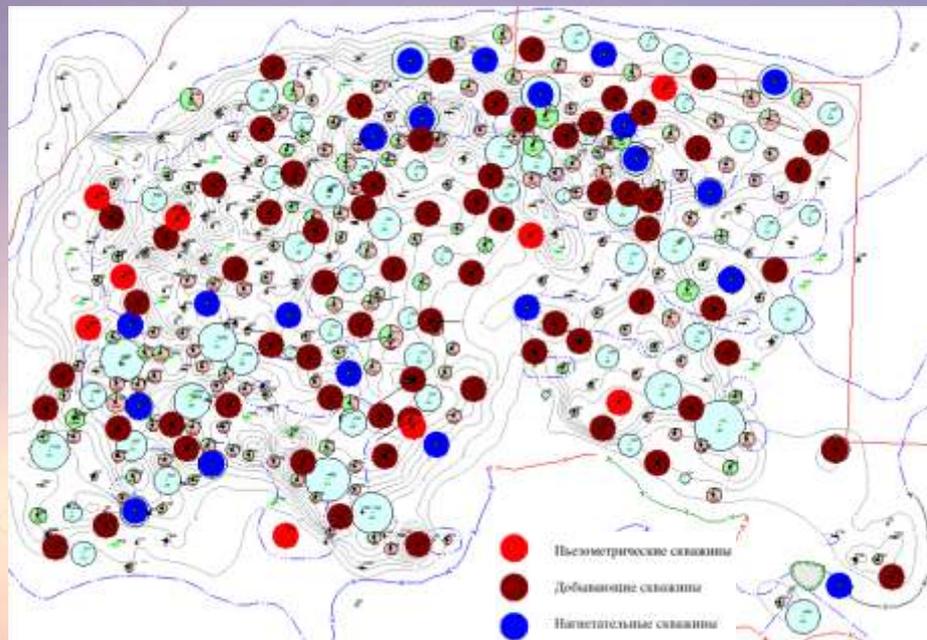
Оценка доли «эффективной» закачки

4.

Анализ обеспечения проектных темпов отбора и конечного КИН

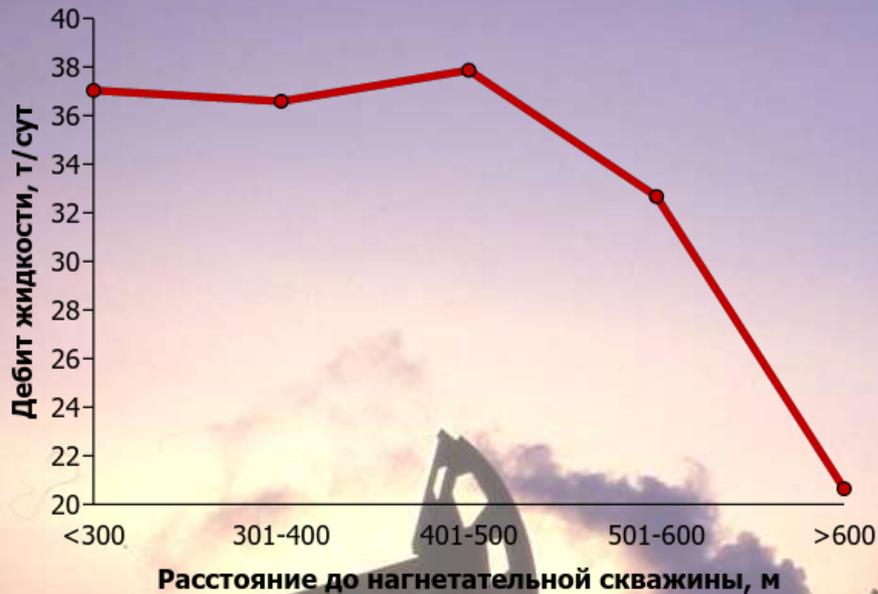


Динамика энергетического состояния объекта Ач.т. Поточное месторождение 2013-2015г.

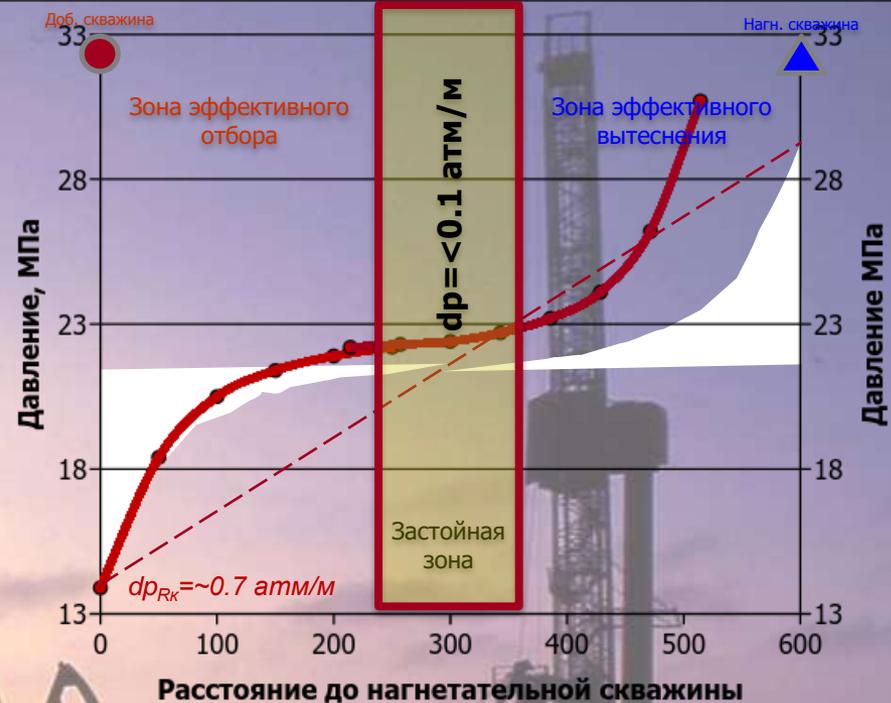




1. Эффективное расстояние до нагнетательной скважины



Зависимость дебита жидкости (по формуле Дюпюи) от расстояния до нагнетательной скважины



Эпюра давлений при расстоянии до нагнетательной скважины более 500 м

Для объяснения причин резкого снижения дебита при увеличении расстояния до нагнетательной скважины свыше 500 м была построена эпюра распределения давления между добывающей и нагнетательной скважинами. Выявлена зона слабого дренирования с недостаточными градиентами давления для осуществления устойчивой фильтрации флюида



Зона низкого градиента давления

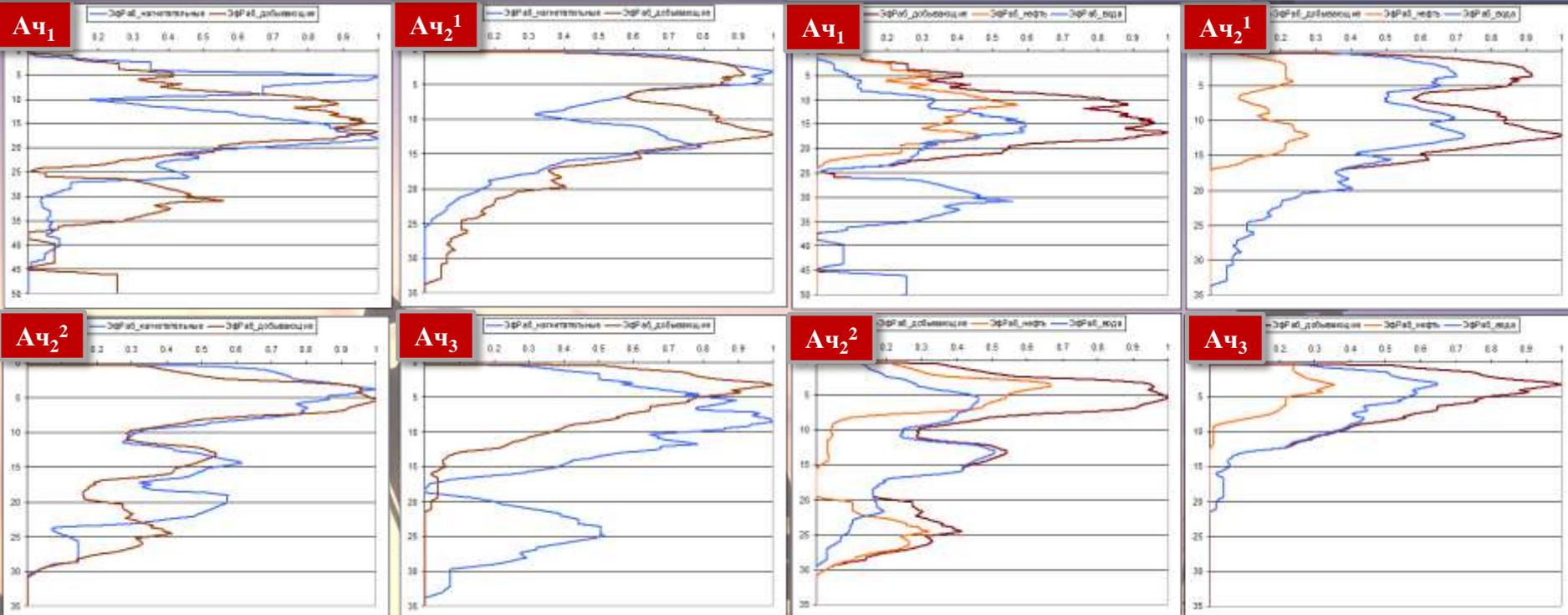


2. Статистические разрезы по данным ПГИ



Интервалы притока

Состав притока



Несмотря на существенную геологическую неоднородность пластов, интервалы отборов и нагнетания имеют достаточную степень соответствия, выработка охватывает весь вскрытый интервал.

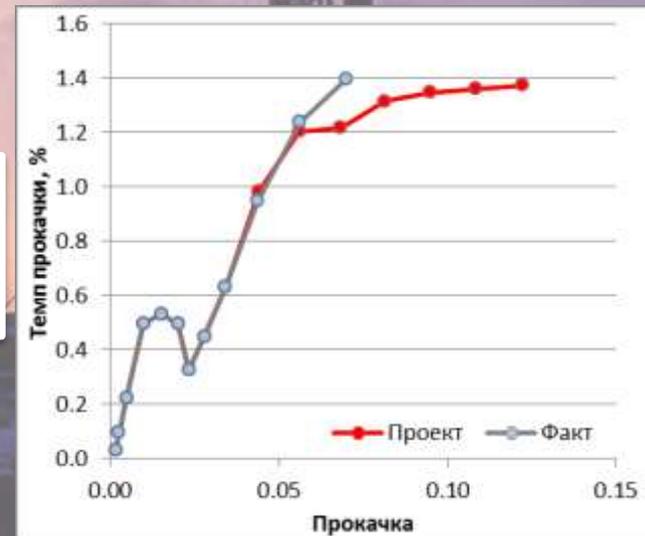
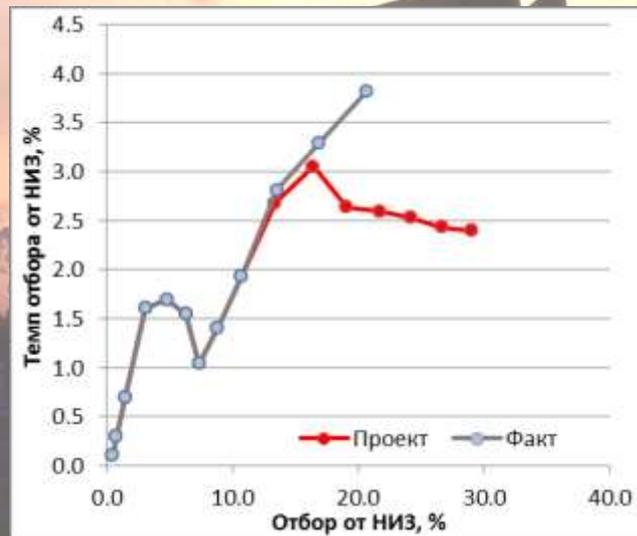
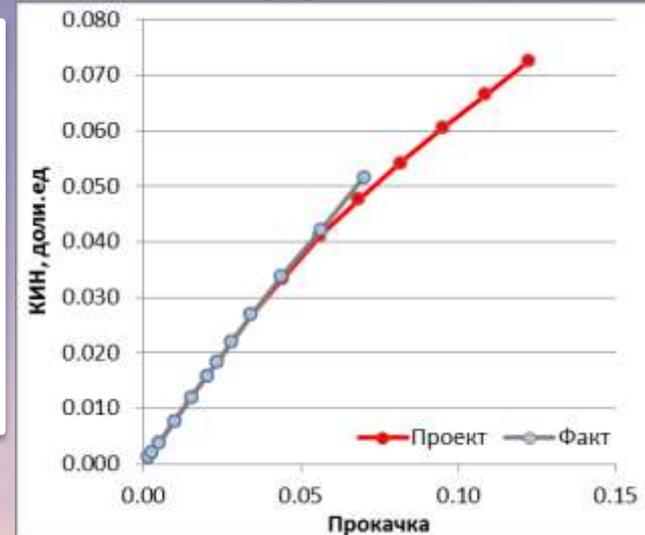
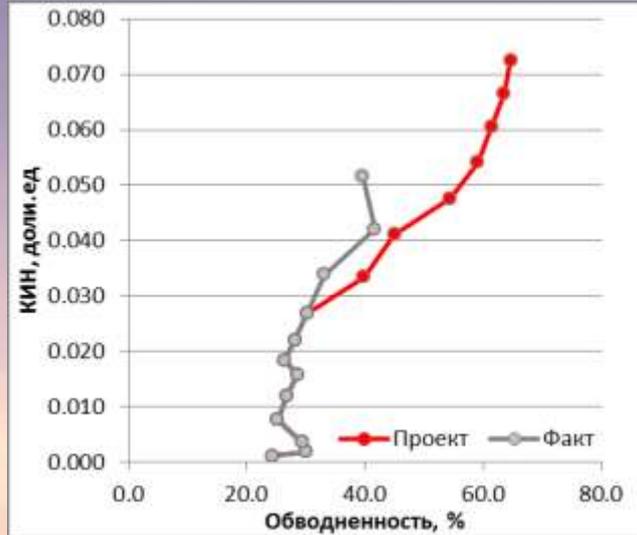


4. Обеспечение темпов отбора и КИН при реализуемой системе разработки объекта



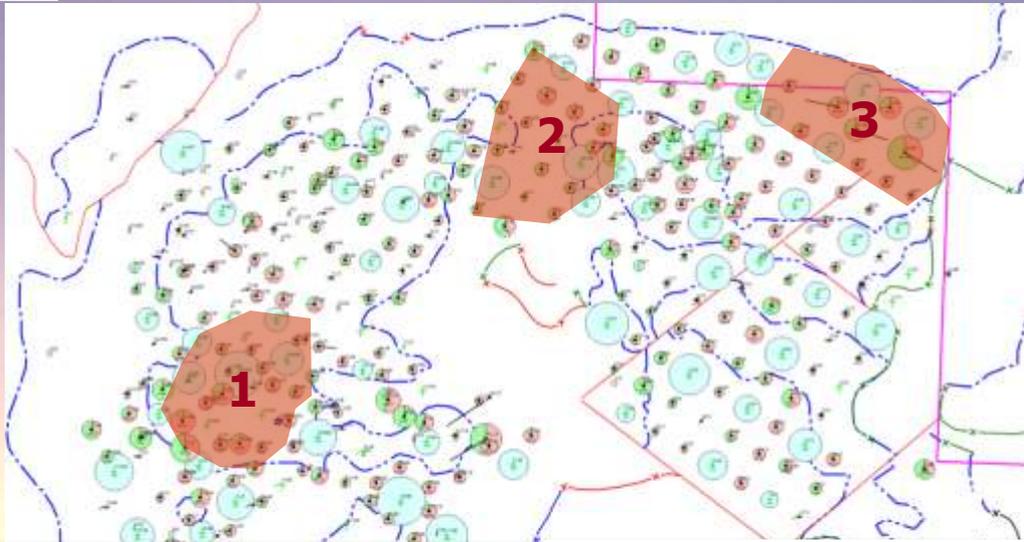
Ач.толща
 на 01.01.2015 г.:
 НИЗ: 23 376 тыс.т
 ТИЗ: 19 463 тыс.т
 Нак. добыча нефти: 4 800 тыс.т
 Темп отбора от НИЗ: 3.8 %
 Темп отбора от ТИЗ: 4.6 %
 Прокачка: 0.07
 Обеспеченность: 22 года

Текущие показатели близки к проектным значениям, прогнозируется достижение утвержденного КИН





4. Сравнение систем разработки с различными вариантами заканчивания скважин



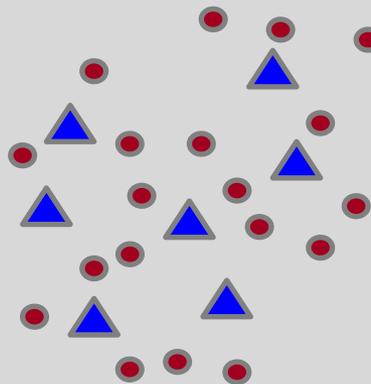
На Ачимовской толще реализованы элементы разработки с различным способом заканчивания скважин.

Для анализа эффективности выработки при различных способах заканчивания скважин выделено 3 элемента разработки:

- 1) Реализованный за счет **БС**;
- 2) Реализованный за счет **ННС**;
- 3) Реализованный за счет **ГС** с МЗГРП

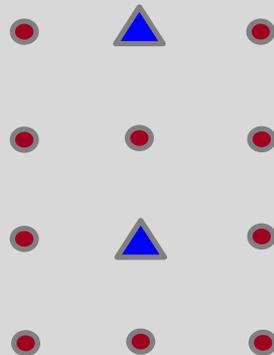
1. БВС

при неравномерной сетке скважин
L: 250 - 600 м
Соотн. доб./нагн. скв.: 3.3:1



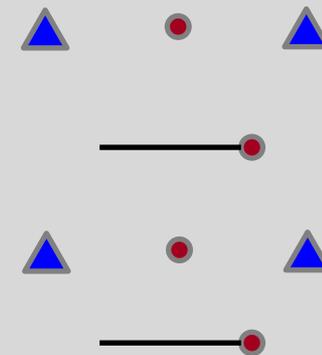
2. ННС

по обращенной 9-точечной системе разработки
L: 500 м
Соотн. доб./нагн. скв.: 3:1



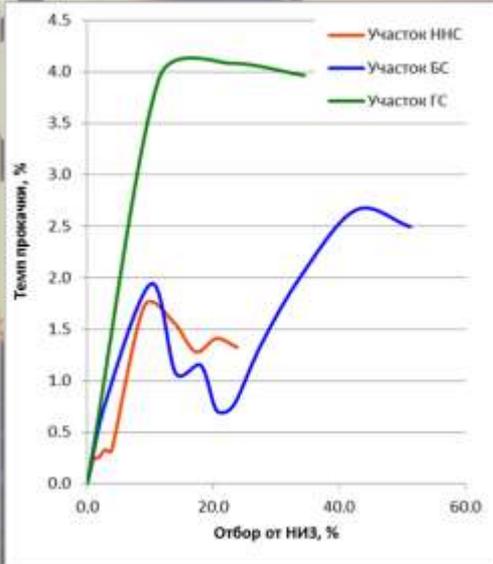
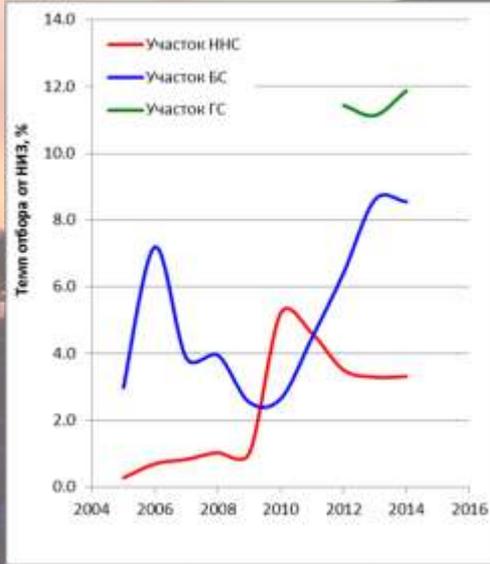
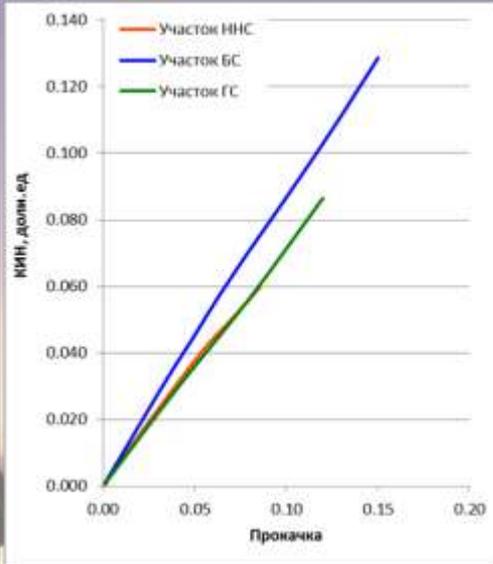
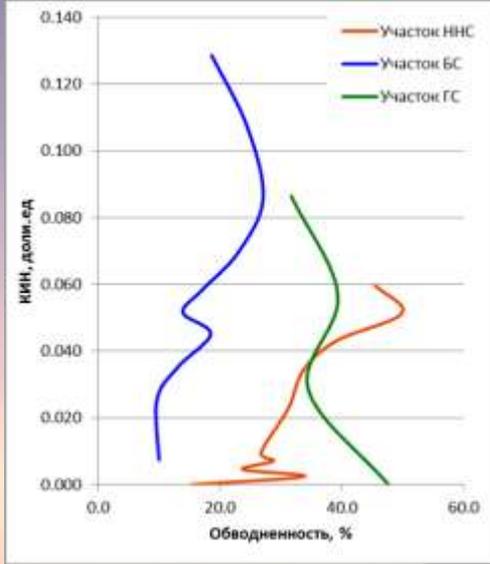
3. ГС с МЗГРП

на базе обращенной 9-точечной системы разработки
L: 500 м
Соотн. доб./нагн. скв.: 3:1





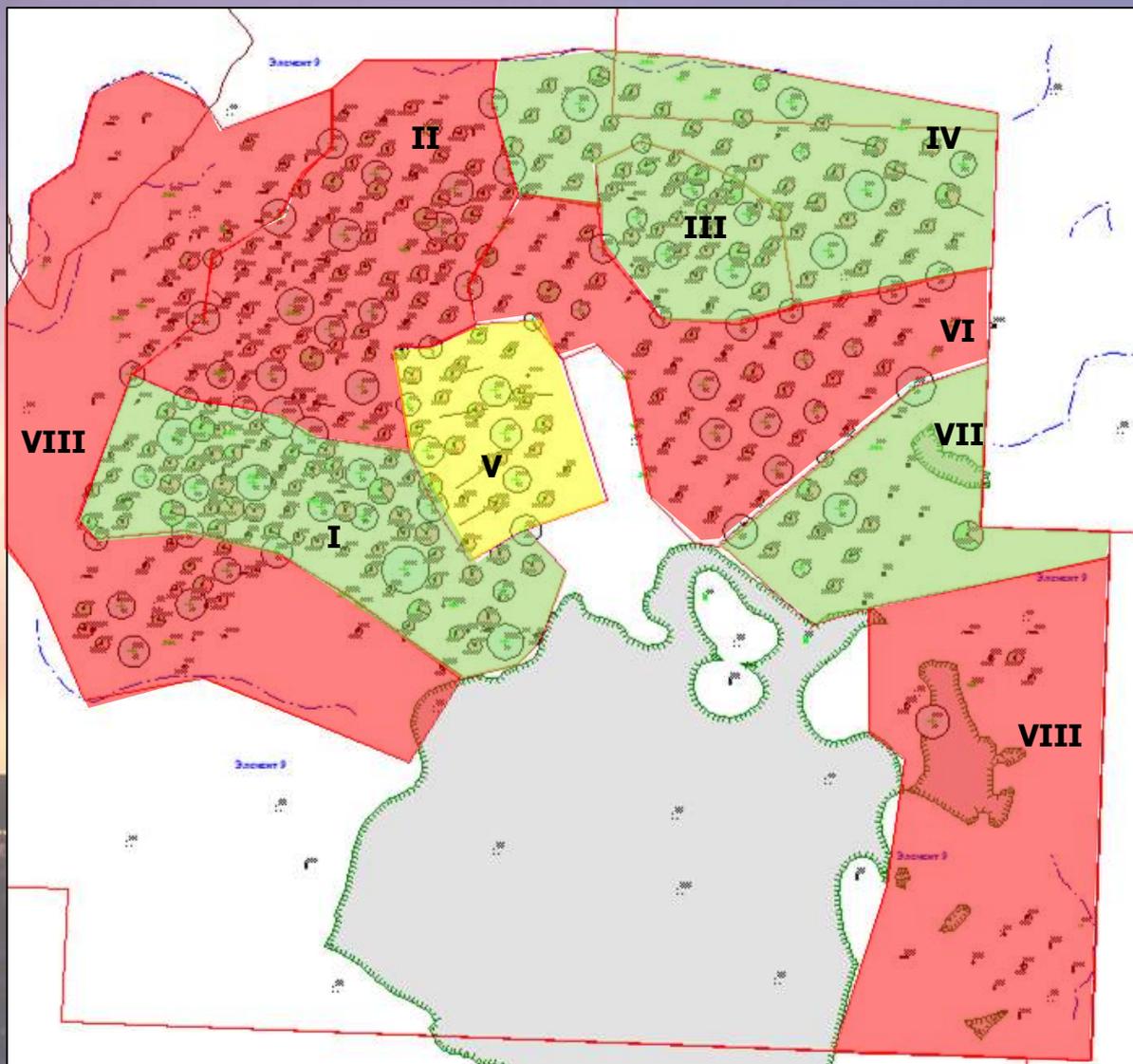
4. Сравнение систем разработки с различными вариантами заканчивания скважин



Показатели	Участки реализованные за счет			Итого
	БВС (1)	ННС (2)	ГС (3)	
- геологические запасы (тыс.т)	5134	5040	2248	93061
- извлекаемые запасы (тыс.т)	1288	1265	564	23376
- КИН	0.251	0.251	0.251	0.251
Показатели за 2014 год				
Годовой отбор (тыс.т)				
нефть	110.2	50.0	67.0	887.2
жидкости	135.4	91.7	98.2	1469.3
закачка	315.2	330.4	202.8	3662.7
обводненность, %	18.6	45.5	31.7	39.6
ВНФ, (де.)	0.2	0.8	0.5	0.7
Действующий фонд (шт.)				
добывающий	26	16	9	263
нагнетательный	12	6	4	73
соотношение доб/напн текущее	2.2	2.7	2.3	3.6
Темп отбора от НИЗ, %	8.6	4.0	11.9	3.8
Темп отбора от ПИЗ, %	14.9	5.2	15.4	4.6
Кратность запасов	6	18	6	21
Накопленные показатели на 01.01.15				
Накопленная добыча (тыс.т)				
нефть	660.3	358.7	194.4	4800.2
жидкости	815.2	576.8	300.3	7222.8
закачка	1587.6	1226.1	549.6	15540.2
накопленный ВНФ, (де.)	0.2	0.6	0.5	0.5
Перебывающий фонд, (шт.)				
в добыче	34	24	11	399
под закачкой	8	6	4	94
соотношение доб/напн реализованное	4.3	4.0	2.8	4.2
Текущий КИН, де.	0.129	0.071	0.086	0.052
Отбор от НИЗ, (%)	51.3	28.4	34.5	20.5
Прокачка, де.	0.15	0.10	0.12	0.07
Текущие извлекаемые запасы, тыс.т	738	956	437	19463
Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т	628	906	370	18576
НИЗ на скважину (тыс.т)	36.8	50.6	43.4	54.4
ПИЗ на скважину (тыс.т)	21.1	38.2	33.6	45.3
Отбор на скважину (тыс.т)	19	14	15	11
Остаточные извл. запасы на 1 действ. скв.	16.5	41.2	28.4	55.3
Плотность сети скважин проектная, га/скв.	22.0	23.0	24.0	25.0
Плотность сети скважин реализованная, га/скв.	10.8	14.8	28.5	13.9
Плотность сети скважин текущая, га/скв.	9.9	16.8	28.5	17.8



Текущая и накопленная компенсация Поточное месторождение. Объект Ач.т.



- Компенсация**
- Текущая – **194.4%**;
 - С начала разработки – **176.1%**
 - Проектная – **125.0%**

	текущая компенсация	накопленная компенсация
Блок	01.01.2016	
1	142.6	143.9
2	265.1	226.6
3	114.6	141.7
4	154.4	137.3
5	186.4	137.3
6	386.8	221.6
7	144.9	164.2
8	472.3	237.5

Карта текущего состояния на 01.01.2016 с выделением блоков



Выводы по эффективности реализуемой системы заводнения



1

Эффективное расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами 300-500 м.

2

По данным ПГИ выработка охватывает весь вскрытый интервал.

3

На объекте наблюдается высокая доля неэффективной закачки – 49 %, что обуславливается как нарушениями технического состояния скважин, так и сложным геологическим строением объекта. Данная оценка подтверждается результатами адаптации гидродинамической модели на историю разработки объекта. Решением является применение РИР на наиболее проблемных скважинах, либо бурение новых скважин.

4

Реализуемая в соответствии с проектным документом обращенная 9-точечная система с расстоянием между скважинами 500 м в целом обеспечивает поддержание пластового давления и вытеснение нефти от нагнетательных к добывающим скважинам с обеспечением проектных показателей. По сложившейся динамике технологических показателей прогнозируется достижение проектной величины КИН.

5

Системы с различным типом заканчивания скважин позволяют обеспечить выработку объекта при условии своевременного формирования системы поддержания пластового давления. Система разработки с применением горизонтальных скважин характеризуется более высокими темпами отбора запасов и рекомендуется к применению при условии наличия в разрезе объекта одной продуктивной пачки, либо его разукрупнении.