



Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Кафедра «Нефтегазовые Технологии»

Выпускная квалификационная работа по теме:

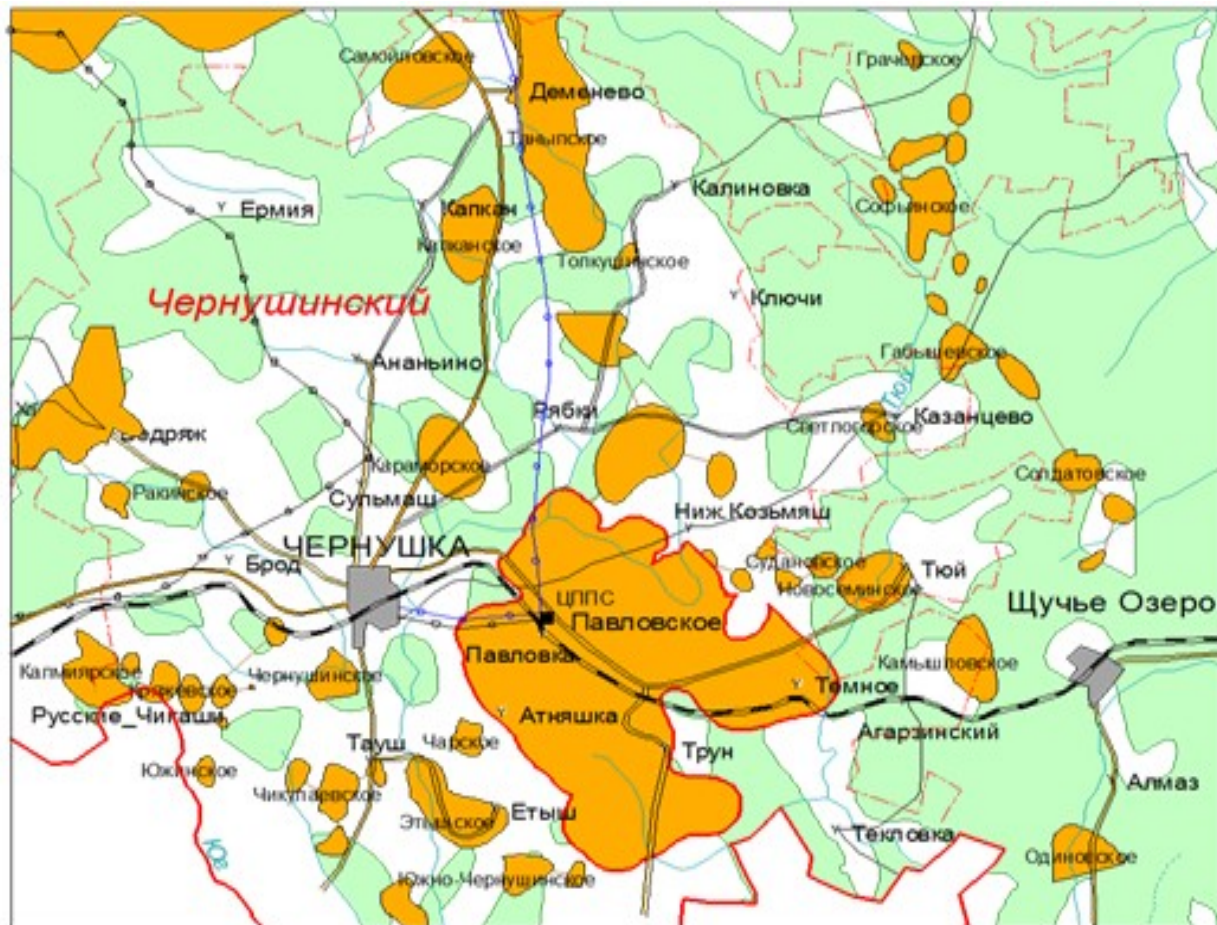
**Повышение эффективности системы поддержания пластового давления на Павловском
месторождении (Южно-Павловское поднятие, турнейская залежь)**

Выполнил: ФИО

Руководитель дипломного проекта:
ФИО



Павловское нефтяное месторождение



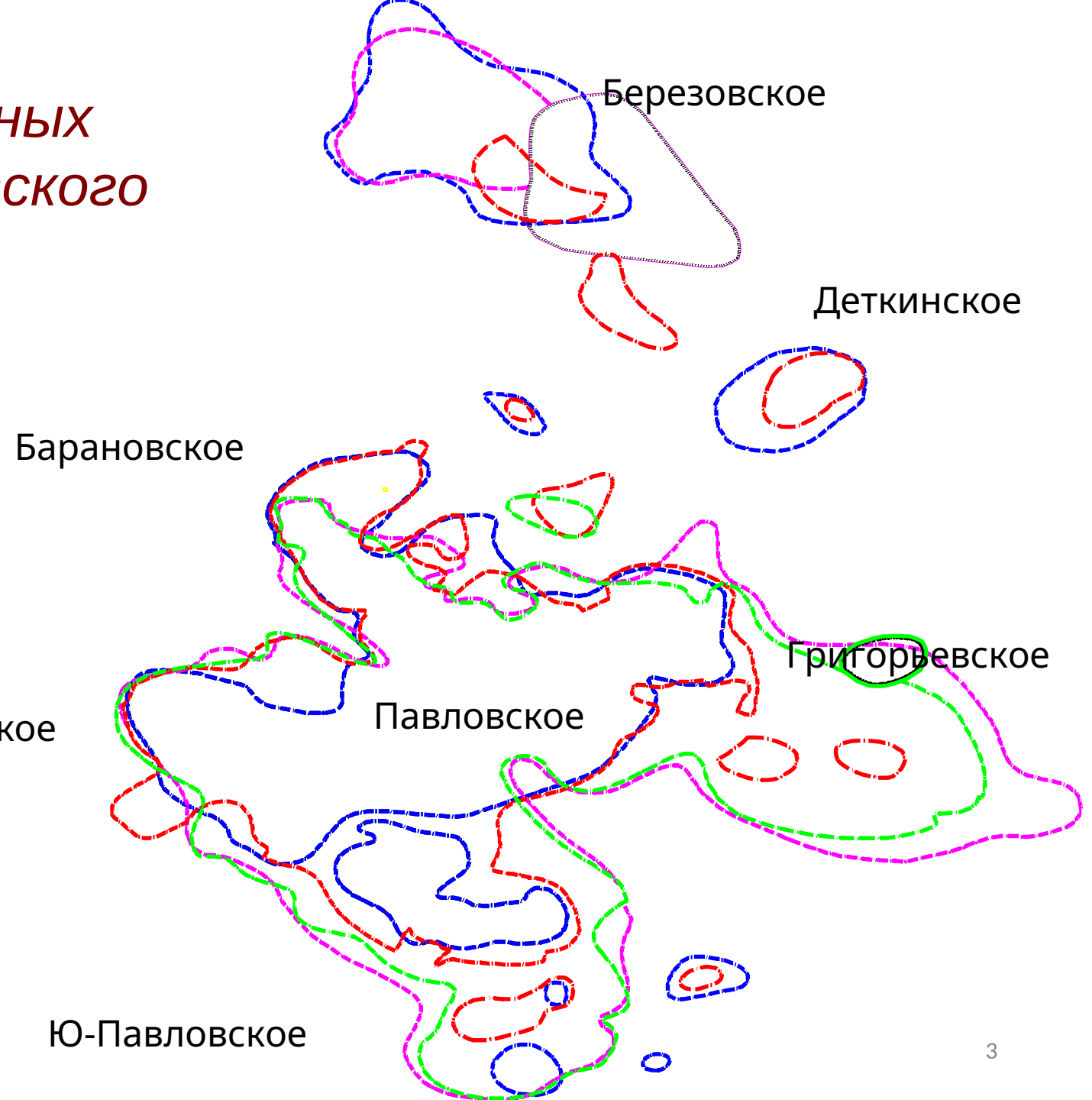
- Павловское месторождение находится в Чернушинском нефтяном районе Пермского края. Месторождение открыто в 1956 году, в эксплуатацию введено в декабре 1959 года.
- Право пользования недрами Павловского месторождения предоставлено ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (лицензия ПЕМ № 12481 НЭ от 18.06.2004г, срок действия лицензии до 11.04.2040 года).
- Разработка месторождения ведется на основании «Технологической схемы разработки Павловского газонефтяного месторождения», выполненной в 2006 году ООО «ПермНИПИнефть». (Протокол ЦКР №3792 от 29.08.2006г.)
- По кровле турнейского яруса четко выделяются все поднятия Павловского месторождения. Южно-Павловское поднятие расположено на юге месторождения.



Схема совмещенных контуров Павловского месторождения

- По кровле турнейского яруса четко выделяются все поднятия Павловского месторождения. Наивысшее положение на площади занимают Павловская и Южно-Павловская структуры.
- Южно-Павловское поднятие расположено на юге Павловского месторождения и состоит из нескольких самостоятельных структур.

Турнейский объект
Визейский объект
Башкирский объект
Верейский объект



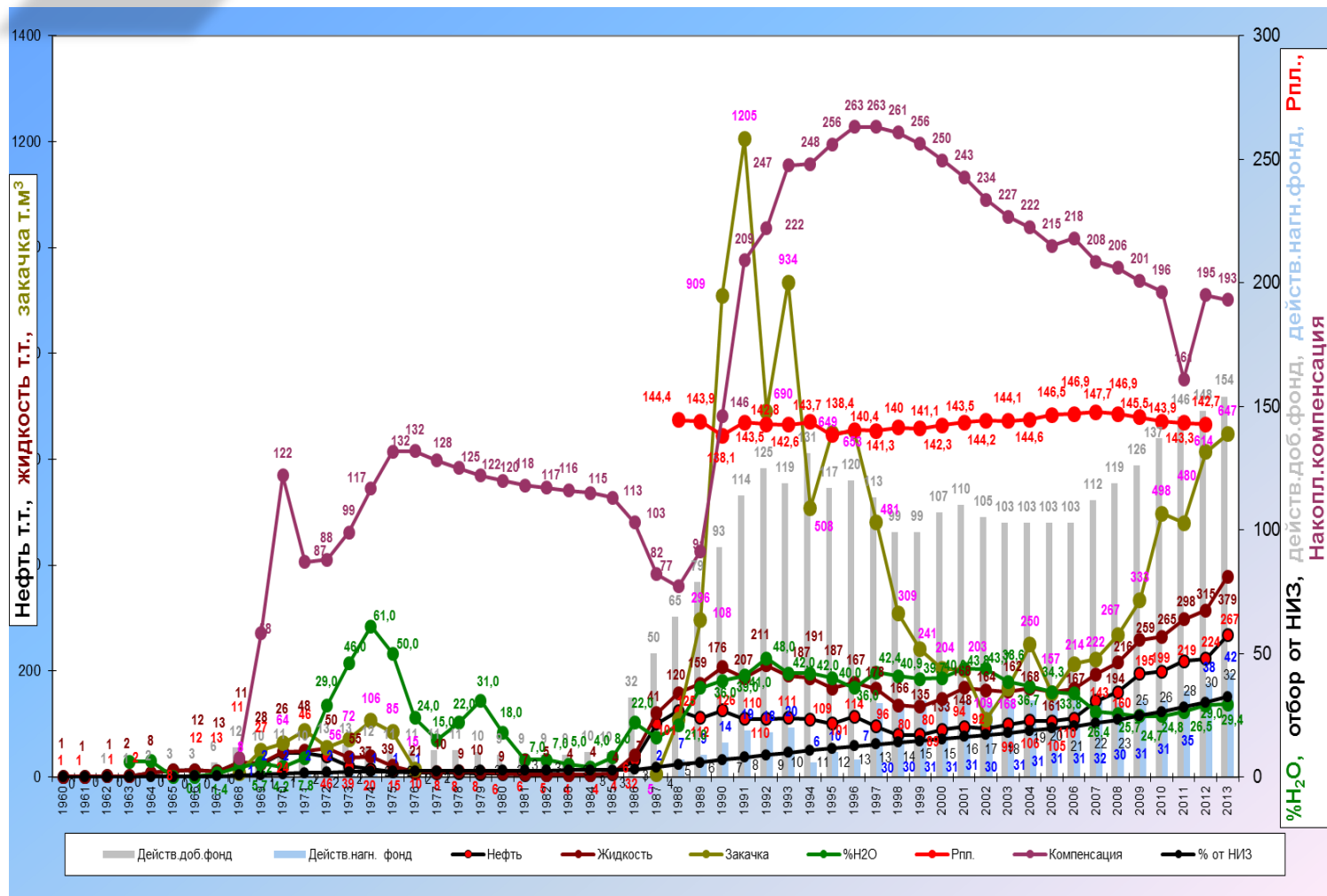


Свойства коллектора и флюида

№ п/п	параметры	ед.измерения	Южно-Павловское поднятие
1	Пористость	доли.ед	0,1
2	Проницаемость	мкм2	0,349
3	Коэф.песчанитости	доли.ед	0,475
4	Коэф.расчленённости	доли.ед	10,6
5	Средняя общая толщина	м	23,2
6	Ср.нефтенасыщ.толщина	м	7
7	Вязкость нефти	мПа*с	44,96
8	Плотность нефти	т/м3	0,913
9	Пластовое давление	МПа	15,76
10	Давление насыщения	МПа	9,8
11	Газосодержание нефти	м3/т	15



Состояние разработки турнейской залежи Павловского месторождения



- Начальные извлекаемые запасы по месторождению составляют -65785 тыс.т.
- Начальное пластовое давление по залежи составляло - 15,37 МПа
- Накопленная добыча нефти 3576 тыс.т
- Накопленная добыча жидкости 5361,8 тыс.т
- Выработка от утвержденных НИЗ 38,1%
- Компенсация отборов закачкой 193%
- Годовой отбор нефти 267,4 тыс.т
- Годовой отбор жидкости 379 тыс.т
- Обводнённость 29,4%
- Темп выработки запасов 1,9%
- Годовой объём закачки агента 647,4 тыс.м³
- Выработка от НИЗ 21,5%
- Накопленная добыча нефти 291 тыс.т



Сопоставление проектных и фактических показателей разработки с 2009 года по 2013 год. Павловское месторождение, турнейская залежь.

	Показатели	един. изм.	2009		2010		2011		2012		2013	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего	тыс.т	109,5	195,1	114,3	199,1	136,4	219,3	207,7	223,6	228,1	267,4
2	Действующий фонд добывающих скважин на к.г.	шт	103	126	106	137	111	146	128	148	137	154
3	Действующий фонд нагнет-х скважин на к.г.	шт	27	31	27	31	31	35	32	38	35	42
4	Ср-й дебит действ-х скв-н по жидкости	т/сут	8,1	6,5	8,5	5,9	9,0	6,3	10,5	6,3	10,5	6,3
5	Ср-я обвод-ть продукции действующего фонда скв-н	%	64,9	24,7	66,0	24,8	64,2	26,5	49,8	28,6	49,8	29,4
6	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут	2,8	4,9	2,9	4,5	3,2	4,6	5,3	4,5	5,3	4,5
7	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м3/сут	70,2	52,6	69,6	51,9	68,8	48,1	71,4	49,2	71,4	49,2
8	Добыча жидкости, всего	тыс.т	312,4	259,0	335,8	265	380,7	298,1	392,9	315	432	379
9	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	3684,9	3794,4	3989,5	4103,8	4302,9	4439,3	4658,6	4866,3	5094,4	5361,8
10	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т	1923,3	2032,8	2227,9	2342,2	2541,3	2677,7	2897	3104,7	3328,3	3576,6
11	Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,08	0,08	0,091
12	Отбор от утверждённых извлекаемых запасов	%	26,1	26,9	28,3	29,1	30,6	31,5	33	34,6	36,2	38,1
13	Темп отбора от утвержденных НИЗ	%	0,8	1,4	0,8	1,4	1,0	1,6	1,8	1,6	1,8	1,9
14	Темп отбора от текущих утверждённых запасов	%	1,0	1,8	1,0	1,8	1,2	2,0	2,4	2,1	2,4	2,5
15	Закачка рабочего агента	т.м3/г	487,5	333	483,3	498	478,1	480,0	496,0	614	622,7	647,4
16	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м3	10296,8	8980,7	10780,1	9478,2	11258,2	9958,2	11754,1	10571,9	12376,8	11219,3



Анализ фонда действующих скважин

Распределение фонда скважин по дебитам нефти.

Интервал изменения дебитов нефти, т/сут	Количество скважин, шт.	Процент от общего числа скважин, %
2 - 4	7	50
4,1- 6	4	29
6,1- 8	2	14
8,1 - 10	1	7
Всего	14	100

Распределение фонда по обводнённости продукции

Интервал изменения обводнённости, %	Количество скважин, ед.	Доля от общего числа скважин, %
0 - 10	4	29
10,1 - 25	5	35,7
25,1 - 75	4	29
75,1-100	1	7
ИТОГО	14	100

Распределение фонда скважин по дебиту жидкости

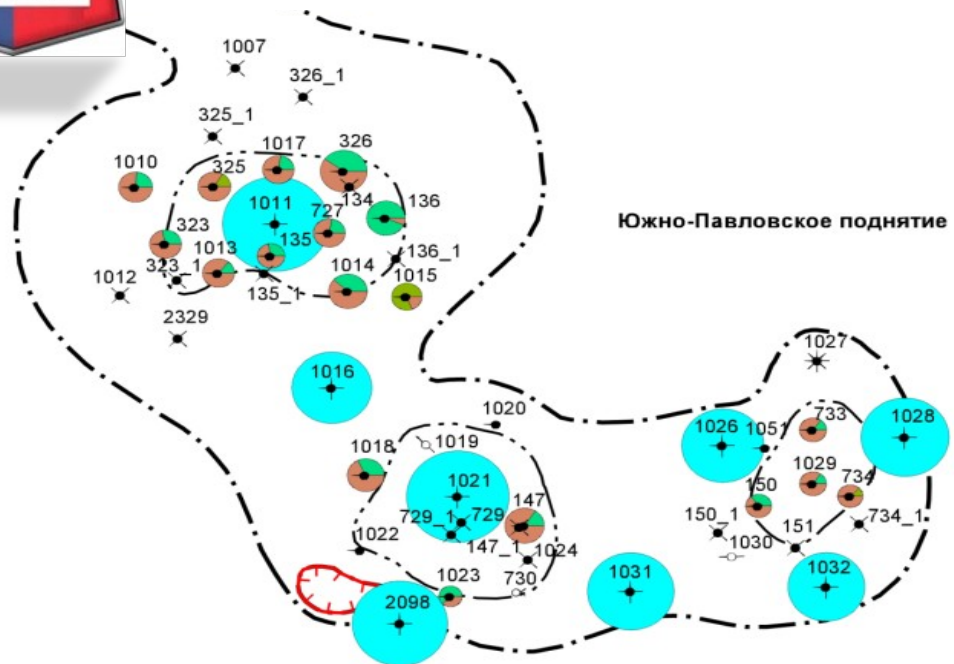
Интервал изменения дебитов жидкости, м³/сут	Количество скважин, ед.	Доля от общего числа скважин, %
0-3	1	7
3,1 - 6	5	35,7
6,1 -9	6	42,9
12,1 - 15	1	7
Более 15	1	7
Итого	14	100

Распределение фонда нагнетательных скважин по приёмистости

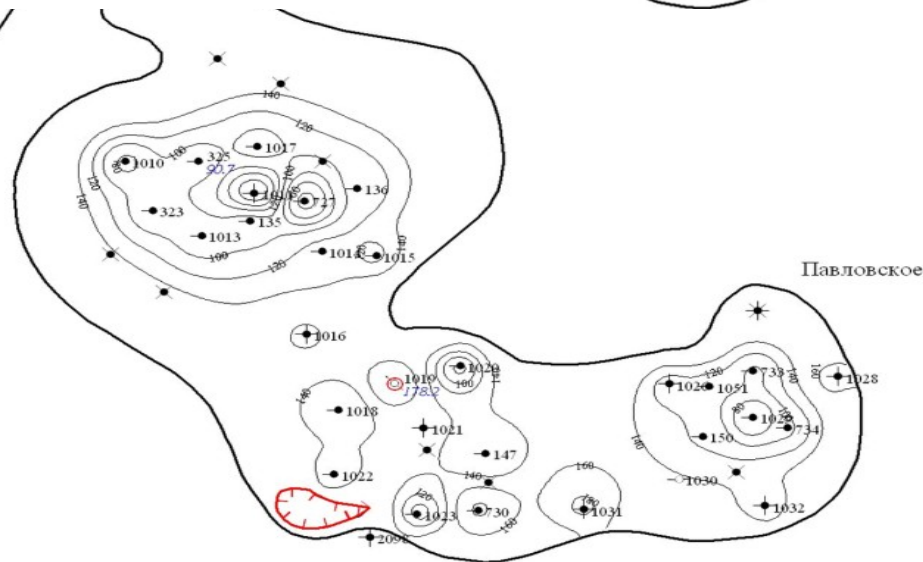
Приемистость скважин, %	Количество скважин, ед.	Доля от общего числа скважин, %
0 - 100	1	20
100,01 - 200	3	60
более 200	1	20
ИТОГО	5	100



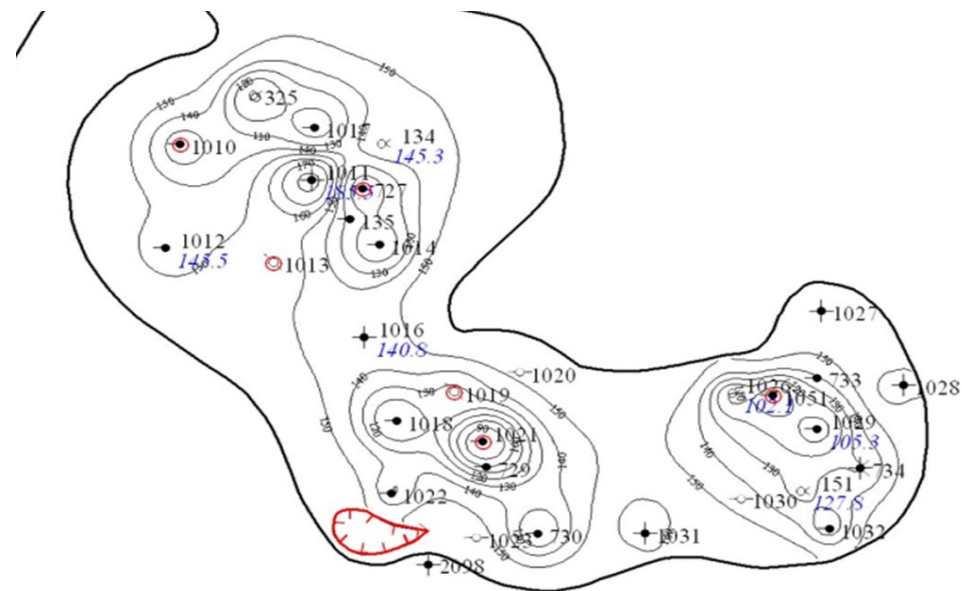
Карта текущих отборов и зачатки



Карта изобар на 01.07.2014г.



Карта изобар на 01.01.2008г.





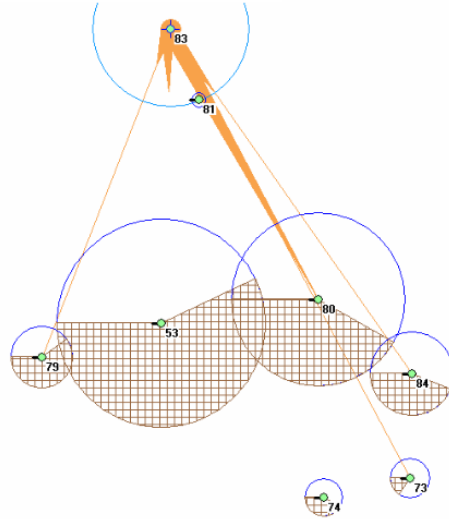
Анализ эффективности системы поддержания пластового давления на Южно-Павловском поднятии, турнейская залежь

- В северной части залежи по очагу нагн.скв.1011 отмечается стабилизация пластового давления в отдельных скважинах и снижение давления в целом, но перевод нагнетательной скважины на круглогодичную работу в 2012 году позволит увеличить накопленную компенсацию, что должно привести к росту пластового давления в целом по очагу. Следует обратить внимание на обводнение опресненной водой скв.136, 325, 326, 1015. Провести по ним исследования и ремонтно-изоляционные работы.
- В центральной части залежи в очаге наг.скв.1021 отмечается стабилизация давления и даже небольшой рост. Дебиты соседних скважин выше средних.
- По очагу 3 в восточной части залежи снижение давления продолжается, несмотря на пуск под закачку дополнительной скважины 1032. Значительное превышение закачки над отборами из пласта говорит об не эффективности закачки в этом районе, поэтому следует провести потокометрические исследования.

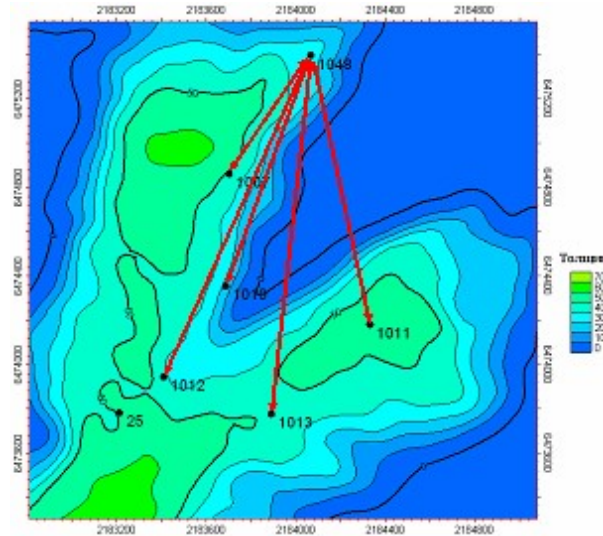


Предложения по повышению эффективности системы поддержания пластового давления на Павловском месторождении

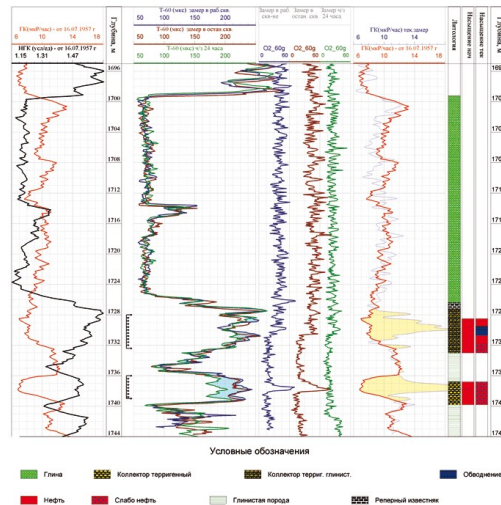
1. Трассерный метод исследования



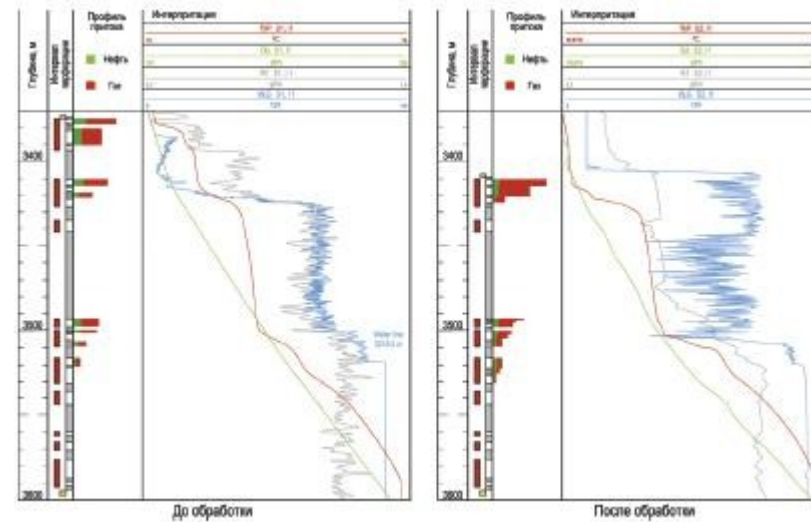
2. Гидропрослушивание



3. Потокметрические исследования



4. Изоляционные работы





СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ