СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ……..4
ВВЕДЕНИЕ.....7
1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПАВЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....8
1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика.....8
1.2. Тектоническое строение.....10
1.3. Сведения о нефтегазоносноститурнейской залежи.....10
2.ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ПАВЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЮЖНО-ПАВЛОВСКОЕ ПОДНЯТИЕ)…….11
2.1Характеристика коллекторских свойств.....11
2.2. Свойства и состав нефти, газа и воды.....13
2.3. Запасы нефти и растворённого газа.....14
3. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ.....18
3.1. Краткая история проектирования разработки залежи.....18
3.2. Анализ текущего состояния разработки.....19
3.3. Анализ энергетического состояния разработки.....23
3.4. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. 25
4**.** ХАРАКТЕРИСТИКА ФОНДА СКВАЖИН.....28
4.1. Конструкция добывающих и нагнетательных скважин.....28
4.2.Технология вскрытия продуктивных пластов при бурении и освоении скважин.....29
4.3. Анализ фонда действующих скважин.....30
4.4.Анализ технологического режима работы добывающих скважин.....32
4.5. Анализ технологического режима работы нагнетательных скважи. 36
4.6. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.....38
4.7. Применение методов и технологий повышения нефтеотдачи……...38
4.8. Сбор и подготовка скважинной продукции на Павловском месторождении.....39
5. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПАВЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, ЮЖНО-ПАВЛОВСКОМ ПОДНЯТИИ, ТУРНЕЙСКОЙ ЗАЛЕЖИ……42
5.1 Анализ эффективность системы ППД залежи по очагам ……...43
5.2Повышение эффективностисистемы ППД с использованием трассерных исследований скважин и ремонтно-изоляционных работ……50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ…….55
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ……57

Аннотация

В выпускной квалификационной работе «Повышение эффективности системы поддержания пластового давления на Павловском месторождении (Южно-Павловское поднятие, турнейская залежь)» даны геолого-физические характеристики турнейской залежи нефти, проведен анализ текущего состояния разработки, выявлено несоответствие проектным показателям, рассмотрены причины отставания (опережения). Проведен анализ работы фонда действующих, добывающих и нагнетательных скважин. Рассмотрены мероприятия по интенсификации добычи, их эффективность и технологии применения. Особое внимание уделено повышению эффективности системы ППД в отложениях турнейского яруса Павловского месторождения (Южно-Павловское поднятие). По результатам проведенного анализа было предложено проведение потокометрическесских и трассерных исследований скважин, а также проведение ремонтно-изоляционных работ.

СПИСОК РИСУНКОВ

Номер	Название рисунка	стр.
3.2.	График разработки Павловского месторождения турнейской залежи	21
3.3.	Динамика основных показателей разработки.Южно-Павловское поднятие,пласт Т.	22
4.8.	Схема сбора и транспорта нефти на Павловском месторождении (ДНС-0104)	41
5.1.	Выкопировка из карты текущих отборов и закачки по состоянию на 1.07.2014г.	44
5.2.	Выкопировка из карты суммарных отборов по состоянию на 1.07.2014г.	44
5.3.	Динамика закачки воды по скв.1011	45
5.4.	Карта изобар на 1.08.2008г.Павловское месторождение,Южно-Павловское поднятие, пласт Т	47
5.5.	Карта изобар на 1.07.2014г. Павловское месторождение, Южно-Павловское поднятие,пласт Т	47

СПИСОК ТАБЛИЦ

Номер	Название таблицы	стр.
2.1.	Характеристика коллекторских свойств нефтегазонасыщенности	13
2.2.	Свойства нефти Южно-Павловского поднятия, турнейская залежь	14
2.3.	Состояние запасов нефти на 01.01.2014. Павловское месторождение	16
2.4.	Остаточные извлекаемые запасы нефти на 01.01.2014г. Южно-Павловское поднятие, пласты Т1+Т2	16
2.5.	Геолого-физическая характеристика. Павловское месторождение. Южно-Павловское поднятие,турнейская залежь (Т1+Т2)	17
3.4.	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки с 2009 года по 2013 год.Павловское месторождение ,турнейская залежь	27
4.3.	Характеристика фонда скважин турнейской залежи Южно-Павловского поднятия на 1.01.2013 г.	31
4.4.	Технологический режим работы добывающих скважин на 01.01.2013г.	35
4.4.1	Распределение фонда скважин по дебитам нефти	32
4.4.2.	Распределение фонда скважин по дебитам жидкости	32
4.4.3	Распределение скважин по обводнённости добываемой продукции	33
4.4.4	Обобщённая характеристика технологических режимов работы	33

Номер	Название таблицы	стр.
	скважин	
4.5.	Технологический режим работы нагнетательных скважин на 01.01.2013г.	37
4.5.1.	Распределение фонда нагнетательных скважин по приёмистости	36

ВВЕДЕНИЕ

Нефть занимает ведущее место в мировом топливно-энергетическом балансе: доля ее в общем потреблении энергоресурсов составляет 48 %.

В 2015 году среднесуточный объём мировой добычи нефти составил 103,160 млн. барр./день, в том числе в России добыто нефти 534,8млн.тон

Общие проблемы нефтяной отрасли наше страны известны – это ухудшение сырьевой базы, медленные темпы ввода в разработку трудно извлекаемых запасов, невыполнение объемов эксплуатационного бурения, сокращение отборов жидкости и объемов закачки воды для ППД, рост в суммарном выражении фонда бездействующих и законсервированных скважин, старение производственных мощностей, сокращение профилактического и капитального ремонта скважин и магистральных трубопроводов, нефтепромыслового и бурового оборудования.

В современной нефтяной отрасли значение системы ППД трудно переоценить. Закачка воды в пласт дает возможность повысить коэффициент извлечения нефти, в эффективном режиме эксплуатировать месторождения, находящиеся в поздних стадиях разработки. Чернушинский нефтяной район был одним из первых, где стала внедряться система ППД в Прикамье.

Павловское месторождение находится в Чернушинском нефтяном районе Пермскогокрая. 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).

Целью выпускной квалификационной работы «Повышение эффективности системы поддержания пластового давления на Павловском месторождении (Южно-Павловское поднятие, турнейская залежь)» является анализ эффективности системы ППД в отложениях турнейского яруса Павловского месторождения (Южно-Павловское поднятие) и предложение мероприятий по ее совершенствованию.

1. ГЕОЛОГОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПАВЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика.

Геологический разрез месторождения вскрыт от четвертичных отложений до верхнего рифея. Максимальная вскрытая глубина скважины – 2243м.

Верхнепротерозойская подгруппа. Верхний рифей.

Отложения верхнего рифея Павловского месторождения вскрыты разведочными скважинами. Литологически толща представлена зеленовато-серыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Вскрытая толщина 70м.

Палеозойская группа. Вендский комплекс.

Он сложен зеленовато-серой толщей алевролитов и песчаников с подчинёнными прослоями аргиллитов. Толщина: 63-68м.

Девонская система. Средний отдел. Живетский ярус.

Сложен буровато-серой толщей терригенных пород: алевролитов, аргиллитов, песчаников. Толщина: 7-12м.

Верхний отдел. Франский ярус.

В нижнефранскомподъярусе выделяются: пашийский горизонт, сложенный чередующимися между собой песчаниками, алевролитами и аргиллитами толщиной 7-12м. и кыновский, представленный двумя пачками: нижней - терригенной и верхней - карбонатно-терригенной. Толщина: 14-18м.

Верхнефранскийподъярус.

Отложения представлены серыми и светло-серыми известняками и доломитами. Толщина: 127-167м.

Каменноугольная система. Нижний отдел. Турнейский ярус.

Сложен известняками светло-серыми, тёмно-серыми, глинистыми прослоями, неравномерно нефтенасыщенными. В турнейском ярусе, в 4-5м. от кровли, выделяется нефтяной пласт. Толщина: 79,5-82м.

Визейский ярус. Малиновский надгоризонт.

Сложен алевролитами и аргиллитами с прослоями углистых сланцев, каменных углей и песчаников. Толщина 1,5-14м.

Яснополянский надгоризонт. Бобриковский горизонт.

Сложен алевролитами и аргиллитами с подчинёнными прослоями песчаников. В пределах горизонта выделяется два нефтяных пласта ($Бб_1$, $Бб_2$). Толщина: 28-49м.

Окский + серпуховскийнадгоризонт.

Отложения представлены доломитами с подчинёнными прослоями известняков, с включениями и прослоями ангидритов и маломощных глин. Толщина: 219-269м.

Средний отдел. Башкирский ярус.

Представлен светло-серыми известняками с включениями и прослоями доломита и кремния. Отмечается присутствие конгломерато-брекчии. В верхней части башкирского яруса выделяется нефтяной пласт (Бш). Толщина: 53-77м.

Московский ярус. Верейский горизонт.

Сложен известняками с подчиненными прослоями мергелей и доломитов. В подошвенной части горизонта выделяется газонефтяной пласт ($В_3В_4$). Толщина 54м.

Пермская система. Нижний отдел. Ассельский + сакмарский ярусы.

Отложения представлены доломитами и известняками. Толщина: 160-209м.

Кунгурский ярус. Филипповский горизонт.

Сложен чистыми доломитами и известняками, с прослоями и включениями гипса и мергеля. Пористые и кавернозные разности иногда насыщены нефтью или битумом. Толщина: 35-69м.

Верхний отдел. Уфимский ярус. Соликамский горизонт.

Сложен чередованием доломитов, известняков, мергелей и песчаников. Толщина 71-89м.

1.2 Тектоническое строение.

Павловское месторождение нефти в тектоническом отношении приурочено к крупной антиклинальной складке, расположенной в южной части Чернушинского вала, юго-западной части Башкирского свода.

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.

Поднятие изометричной формы в районе скв. 324 в пределах изогипсы минус 1250 м имеет размеры 4.8 х 4.0 км, амплитуда 44 м, углы наклона крыльев 1˚30′-1˚00′.

Юго-восточная часть Южно-Павловского поднятия отделяется небольшим прогибом. Поднятие в районе скв. 531 оконтурено изогипсой минус 1250 м, его размеры 1.2 х 0.9 км, амплитуда 13 м, угол падения западного крыла 4˚50′, южного - 1˚55′.

1.3. Сведения о нефтегазоносноститурнейской залежи.

Пласт T_1

От вышележащих коллекторов визейского яруса пласт T_1 отделяется плотными непроницаемыми породами толщиной 1.0 – 4.6 м. Нефтепроявления по керну отмечены до абсолютной отметки минус 1269.4 м в скв. 526. Пласт повсеместно распространен по площади, замещение его плотными породами отмечено только в скв.22 Южно-Павловского поднятия. Эффективная толщина пласта 1.6 – 21.6 м, наиболее развит он на территории Павловского поднятия. Доля коллекторов составляет 44 – 51 %, коэффициент расчлененности 7.00 – 12.

К пласту T_1 приурочены залежи нефти на Березовском поднятии, Деткинском (районы скв.217 и 258), объединяющая Барановское, Улыкское и Павловское поднятия, на Южно-Павловском поднятии, в районах скв. 272, 2345, 531, 554, на Григорьевском поднятии (район скв.1053) и в районе

Размеры залежей составляют 0.5 – 7.0 х 0.4 – 4.5 км, этаж нефтеносности от 0.8 до 40.9 м. Тип залежей - пластовая с литологическими экранами. ВНК принят на абсолютной отметке от минус 1248 м до минус 1281 м .

Пласт T_2

Небольшие по размерам залежи выделены в пределах пласта на Барановском (район скв. 741) и Южно-Павловском (районы скв. 728, 1021, 1051) поднятиях, т.е. там, где при испытании в колонне получена нефть. В пределах залежей пласт выдержан по площади кроме скв. 149 и 1015, где он замещен плотными породами. Эффективная толщина пласта 1.2 – 10.6 Доля коллекторов составляет 25 – 42 %, коэффициент расчлененности 3.57 – 7.18.

Размеры залежей составляют 0.9 – 1.6 х 0.6 – 1.0 км, этаж нефтеносности от 8.5 до 29.0 м. Тип залежей - пластовая с литологическими экранами. ВНК принят на абсолютной отметке от минус 1257 м до минус 1276 м .

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ПАВЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЮЖНО-ПАВЛОВСКОЕ ПОДНЯТИЕ)

2.1 Характеристика коллекторских свойств

Турнейский ярус.

Для этой части разреза основной объём информации получен в период после подсчёта запасов, когда по новым (и некоторым старым)

скважинам было отобрано 416 образцов (из них многие - с помощью СКМ), по которым сделаны 451 определение пористости и 340 - проницаемости, представительными оказались более половины.

Пласты T_1 и T_2

Лучше других освещена нефтенасыщенная часть пласта T_1.По данным микроописаний, в эффективной части разреза преобладают известняки со сгустковой и комковатой структурами, много известняков органогенно-детритовых (сгустково-детритовых, полидетритовых) и биоморфных (сгустково- и комковато-водорослевых с фораминиферами). Водоросли трубчатые.

Коллекторские свойства пород турнейской толщи невысокие, максимальные значения пористости зарегистрированы в нефтенасыщенной части – 17.7%, проницаемость – 0.158мкм^2 .Почти 92% образцов имеют пористость менее 14% (максимум - в интервале 10 - 12%), около 93% - проницаемость менее 25*10-3мкм^2, максимум - в интервале 0.05 – 0.1*10-3мкм^2.

Нефтенасыщенная часть пласта T_1 освещена представительным керном на всех поднятиях. Средние значения пористости и проницаемости равны 11.8% по 196 и 11.3*10^{-3}мкм^2 по 155 определениям, выше средних - на Южно - Павловском и Барановском поднятиях, а также в отдельных скважинах Павловского (38, 870) и Улыкского (1000) поднятий.

Пласт T_2 представлен керном в отдельных скважинах. На Павловском поднятии в нефтенасыщенной части пласта описаны известняки комковато-биоморфные с пористостью 9.6 – 13.3% . (табл.2.1.).

Таблица 2.1.

Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость мкм2*10 $^{-3}$	Пористость, доли ед.	Насыщенность связанной водой, доли ед.
Пласт Т2				
Лабораторные	Количество скважин, шт		1	
исследования	Количество определений, шт		3	
	Среднее значение	-	0,116	-
	Коэфф-ент вариации, доли ед.		0,184	
	Интервал изменения		0.096-0.133	
Геофизические	Количество скважин, шт		6	
исследования	Количество определений, шт		8	
скважин	Среднее значение	-	0,109	-
	Коэфф-ент вариации, доли ед.		0,252	
	Интервал изменения		0.082-0.146	
Гидродинами-	Количество скважин, шт	5		
ческие	Количество определений, шт	5		
исследования	Среднее значение	63		
скважин	Коэфф-ент вариации, доли ед.	-		
	Интервал изменения	46-118		
Пласт Т1				
Лабораторные	Количество скважин, шт	29	29	31
исследования	Количество определений, шт	155	196	184
	Среднее значение	11,3	0,118	0,427
	Коэфф-ент вариации, доли ед.	1,37	0,185	0,54
	Интервал изменения	0.63-158	0.08-0.177	0.101-0.920
Геофизические	Количество скважин, шт		136	
исследования	Количество определений, шт		534	
скважин	Среднее значение	-	0,121	-
	Коэфф-ент вариации, доли ед.		0,201	
	Интервал изменения		0.082-0.190	
Гидродинами-	Количество скважин, шт	88		
ческие	Количество определений, шт	88		
исследования	Среднее значение	30	-	-
скважин	Коэфф-ент вариации, доли ед.	-		
	Интервал изменения	0.6-174		

2.2.Свойства и состав нефти, газа и воды.

Достоверная информация по свойствам пластовых флюидов получена по турнейским отложениям. (табл. 2.2.)

Таблица 2.2.

Свойства нефти.

Поднятие	№ скв.	Параметры нефти						
		$P_{нас}$, МПа	Гф, $м^3/т$	b, д. един.	ρ пл. $г/см^3$	ρ раз., $г/см^3$	μ пл., мПа*с	μ раз., $мм^2/с$
Южно-Павловское	325	5.6	15.0-17.7	1.020-1.026	0.913	0.916-0.918	44.96	95.98

На Южно-Павловском поднятии залегают нефти, характеризующиеся максимальными величинами плотности, вязкости и асфальто-смолистых компонентов, минимальным количеством бензиновых фракций.

Газ из турнейкого пласта на всех поднятиях имеет единую классификацию: малометановый, среднеазотный, высокожирный. На Южно-Павловском содержит большое количество сероводорода (1-0.54%).

Пластовые воды турнейских отложений являются высокоминерализованными (отношение rNa/rCl=0,69-0,73) рассолами хлоркальциевого типа. Коффициентсульфатности вод турнейских отложений составляет 0,22-0,27, для них характерно полное насыщение сульфатными ионами. В скв. № 73 обнаружен сероводород в количестве 460 мг/л. Содержание брома в пластовой воде составляет 685-782,6 мг/л.

2.3. Запасы нефти и растворённого газа Южно-Павловского поднятия.

Турнейская залежь

Пласт T_1

Запасы нефти Южно-Павловского поднятия подсчитаны по категории В. Промышленные притоки нефти получены на разных участках залежи. Физико-химические свойства нефти изучены по глубиной пробе из скв. 325 и поверхностным пробам из скв. 1020, 1029. Коллекторские свойства пород изучены по ГИС и по керну из нефтенасыщенной части скважин 24, 325, 727, 1010, 1011, 1024 и из

водонасыщенной части скв. 7, 15, 209, 1024. Разработка залежи осуществляется с 1967 года. Форма и размеры залежи установлены достоверно.

Пласт T_2

На Южно-Павловском поднятии в районе скв. 1021 запасы отнесены к категории В. Разработка залежи пласта T_2 начата в 1990 году скважинами 1021, 1023, пробуренными согласно тех.схемы. Коллекторские свойства пород изучены по ГИС. Обоснование ВНК проведено по результатам опробования скв. 1023. Форму и размеры залежи контролируют 21 скважина.

По результатам промышленного подсчета запасов месторождения на Государственный баланс были поставлены следующие запасы нефти и газа Павловского месторождения утверждены ЦКЗ Роснедра (протокол № 280 от 19.04.2003 г.). (табл.2.3.).

Доля запасов турнейских залежей в общих запасах Павловского месторождения составляет: начальные геологические 23,9 %,начальные извлекаемые 21,4 %.

Остаточные извлекаемые запасы нефти турнейской залежи Южно – Павловского поднятия на 01.01.2014 года составляют 1065тыс.т, это 10,1% от всех остаточных запасов турнейских залежей Павловского месторождения.(таблица 2.4.)

Таблица 2.3.

Состояние запасов нефти на 01.01.2014. Павловское месторождение

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс.т						Текущие запасы нефти, тыс.т						
	На государственном балансе												
	геологические		извлекаемые		КИН		геологические		извлекаемые		Текущий КИН	накопленная добыча на 01.01.2014 г.	степень выработки от НИЗ, %
	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	С1	С2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2			
Т	33549	5833	11843	2234	0,353	0,383	29972	5833	8266	2234	0,091	3576,6	25,4
Тл+Бб+Мл	67150	1415	36934	779	0,550	0,550	36953	1415	6737	779	0,440	30196,8	80,1
Бш	22116	781	6679	235	0,302	0,301	20565	781	5128	235	0,068	1550,7	22,4
B_3B_4	32970	1121	6858	223	0,208	0,199	32949	1121	6837	223	0,001	21,0	0,3
По месторождению	155785	9150	62314	3471	0,400	0,379	120440	9150	26969	3471	0,214	35345,1	53,7
	164935		**65785**				**129590**		**30440**		**0,214**	**35345,1**	**53,7**

Таблица 2.4.

Остаточные извлекаемые запасы нефтина 01.01.2014. Южно-Павловское поднятие, пласты Т1+Т2

Поднятие	Пласт	НИЗ(кат. ABC_1+C_2), тыс.т	Годовая добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от НИЗ, %	Накопленная добыча нефти,	Выработка от НИЗ, %	ОИЗ, тыс.т
Южно-Павловское		**1356**	**21,8**	**1,6**	**291,0**	**21,5**	**1065**
	T_1	1237	18,5		260,8	21,1	976
	T_2	119	3,3		30,2	25,4	89

Таблица 2.5.

Гелого-физическая характеристика.Павловское месторождение, Южно-Павловское поднятие,турнейская залежь (Т1+Т2)

№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	ед.измер.	Блок 4 Южно-Павловское
1	Средняя глубина залегания	м	1532
2	Тип залежи		пл.-свод.
3	Тип коллектора		карбон.
4	Абсолютная отметка ВНК	м	-1240
5	Площадь нефтеносности кат.В+С1+С2	тыс.$м^2$	13006
6	Средняя общая толщина	м	23,2
7	Ср. нефтенасыщенная толщина	м	7
8	Пористость	доли ед.	0,1
11	Средняя нефтенасыщенность пласта	доли ед.	0,68
12	Проницаемость	$мкм^2$	0,349
13	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,475
14	Коэффициент расчлененности	доли ед.	10,6
15	Начальная пластовая температура	С	25
16	Начальное пластовое давление	МПа	15,28
17	Давление насыщения нефти газом	МПа	9,2
18	Газосодержание нефти	$м^3/т$	15
19	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа.с	12,36
20	Вязкость нефти в поверхностных условиях	мПа.с	94,2
21	Плотность нефти в поверхн. условиях	$т/м^3$	0,927
22	Плотность нефти в пластовых. условиях	$т/м^3$	0,87
23	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,079
24	Содержание серы в нефти	%	2,73
25	Содержание парафина в нефти	%	2,23

26	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа.с	1,56
27	Вязкость воды в поверхностных условиях	мПа.с	1,0
28	Плотность воды в пластовых условиях	т/м^3	1,17
29	Плотность воды в поверхностных условиях	т/м^3	1,0
30	Сжимаемость нефти	1/Мпа.10^{-4}	7,33

3. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ

3.1. Краткая история разработки залежи.

Павловское газонефтяное месторождение открыто в 1956 г., в опытную эксплуатацию введено в декабре 1959 года, в промышленную разработку – в мае 1962 года.

В настоящее время разработка месторождения ведется на основании «Технологической схемы разработки Павловского газонефтяного месторождения», выполненной в 2006 году ООО «ПермНИПИнефть». (Протокол ЦКР №3792 от 29.08.2006г.)

На месторождении выделено 5 объектов разработки: четыре нефтяных – в пластах Т, Тл+Бб+Мл, Бш, $В_3В_4$, и один газовый – газовая шапка $В_3В_4$.

Залежь нефти турнейского пласта по принятому для реализации третьему варианту разрабатывается 187 добывающими (в т.ч. бурение 40 ГС, 14 ВС и 4 боковых горизонтальных ствола) и 31 нагнетательной скважинами (в т. ч. бурение 10 ВС), с реализацией очаговой избирательной системы воздействия. КИН принятый при проектировании – 0,353.

Проектный уровень добычи : нефти 409,6 тыс.т/год, газа 21000тысс.м3, жидкости 753,7 тыс.т, закачка воды 800,8тыс.т.

Срок разработки 71 год. Накопленная добыча нефти за проектный период составляет 11747,5 тыс.т.

Турнейская залежь открыта в 1960 г., и до 1986 г. ее разработка осуществлялась единичными разведочными скважинами на Павловской

площади. Разбуривание залежи эксплуатационным фондом проводилось в период с 1986 по 1994 гг. Проектный фонд так и не пробурен полностью – за период разработки в эксплуатации находилось 230 скважин – в 215 из них велся отбор нефти, в 52 – закачка воды. В процессе эксплуатационного бурения изменились представления о геологическом строении залежи, поэтому вместо запланированной изначально семиточечной обращенной системы заводнения на объекте организовано избирательное заводнение.

3.2. Анализ текущего состояния разработки

По состоянию на 01.01.2014 г. турнейская залежь Павловского месторождения находится на 2 стадии разработки. На дату анализа накопленная добыча нефти составляет 3576,6 тыс.т., жидкости – 5361,8 тыс.т. Выработка от утвержденных начальных извлекаемых запасов 38,1%, темп выработки запасов – 1,9%, текущий КИН – 0,091д.ед. Накопленная закачка составляет 11219,3 тыс.м^3. Компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки – 193,0 %. Годовой отбор нефти в 2013 г. составил 267,4 тыс.т, жидкости – 379 тыс.т, среднегодовая обводненность – 29,4 %. Годовой объем закачки рабочего агента составил 647,4 тыс.м^3.График разработки представлен на рисунке 3.2.

В разработке находятся основная залежь нефти, объединяющая Барановское, Павловское и Улыкское поднятия, а также залежи Южно-Павловского и Григорьевского поднятий. Залежи Деткинского и Березовского поднятий не введены в разработку.

Южно-Павловское поднятие.

Разработка турнейской залежи на Южно-Павловском поднятии начата в 1967 г. и до 1990 г. велась 2 скважинами совместно с визейским объектом. Разбуривание проектного фонда проводилось с 1990 по 1995 гг. Пласт T_1 разрабатывался 41 скважиной. Пласт T_2, характеризующийся незначительной площадью нефтеносностью, был перфорирован только в 5

добывающих скважинах (№№ 1014, 1021, 1022, 1023, 1051).

По состоянию на 01.01.2014 г. действующий добывающий фонд составляет 22 скважины, нагнетательный фонд – 7 скважин (все под закачкой); 2 скважины находятся в консервации, 1 – в контрольном фонде. Действующий фонд образует по площади залежи 3 очага разработки – в районах нагнетательных скважин №№ 1011, 2098 и 1028.

Среднегодовой дебит жидкости по поднятию составляет 4,4 т/сут, нефти – 2,7 т/сут при обводненности 38,5 %.

Динамика годовых отборов нефти и жидкости приведена на рис.3.3.

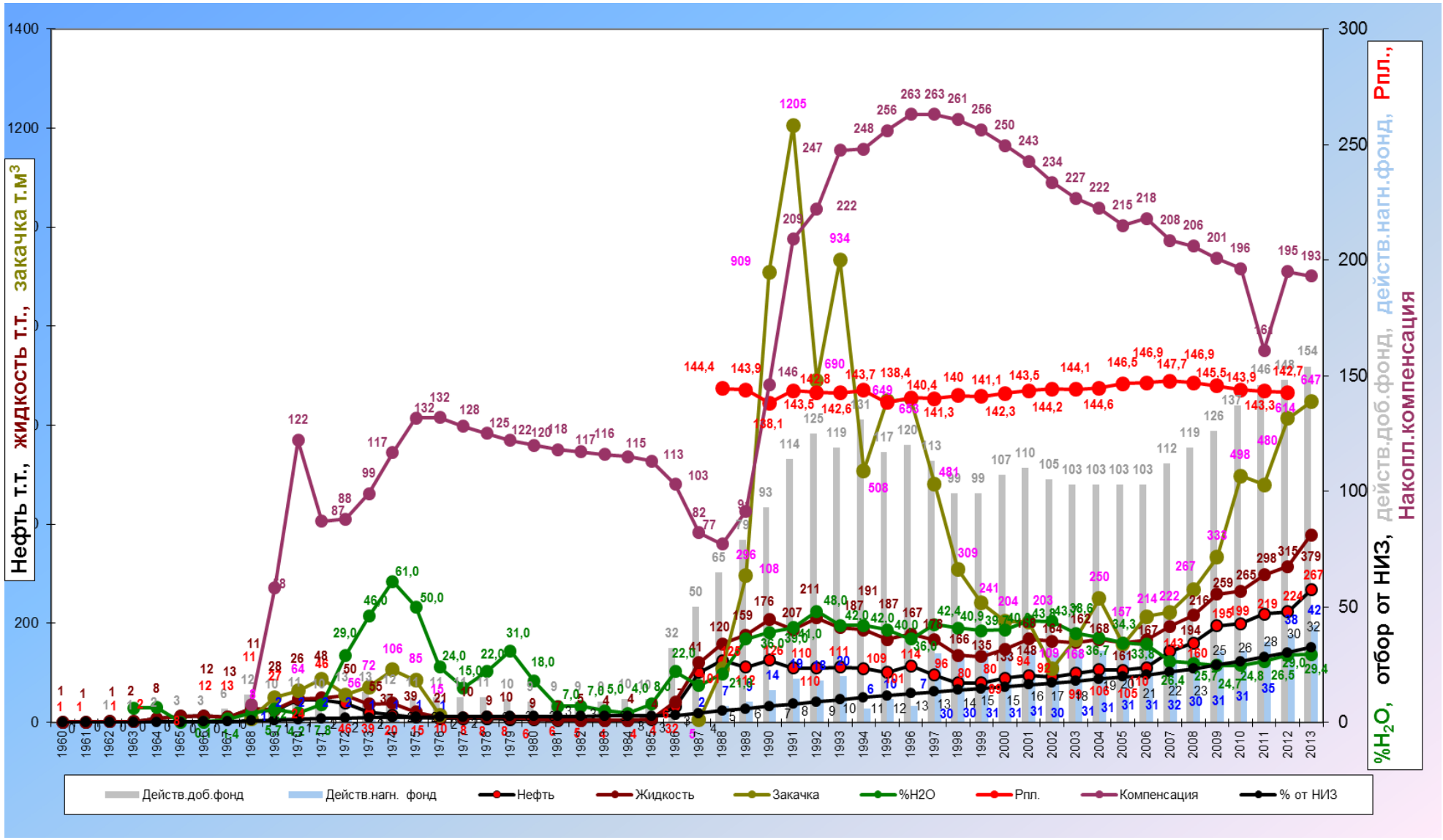

Рис.3.2.График разработки Павловского месторождения турнейской залежи

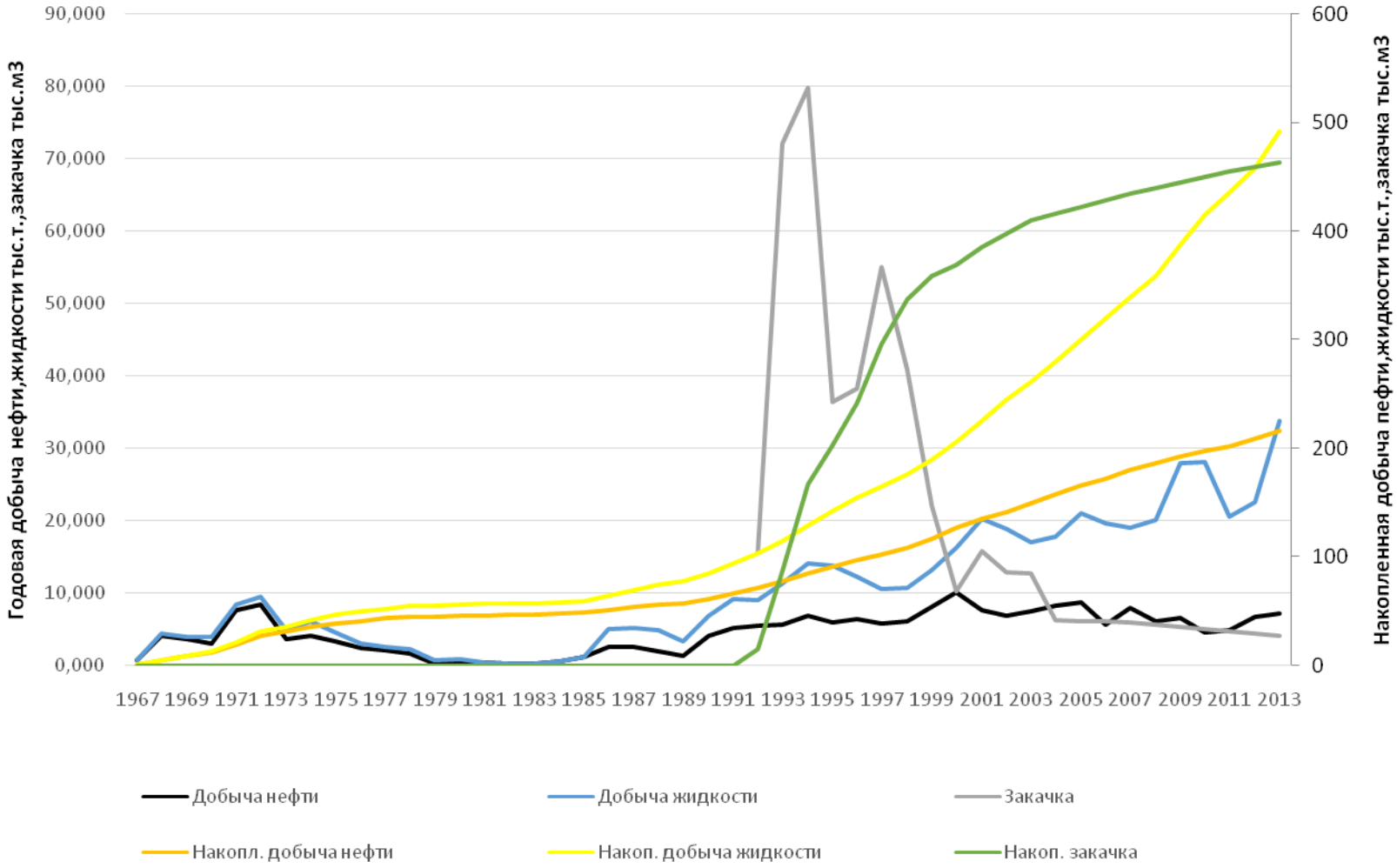

Рис.3.3. Динамика основных показателей разработки. Южно-Павловское поднятие, пл.Т

3.3. Анализ энергетического состояния разработки

Замеры пластового давления (статического уровня), забойного давления (динамического уровня) проводились практически во всех добывающих скважинах согласно утвержденному плану промыслово-исследовательских работ. Изучение энергетического состояния залежей осуществлялось как по прямым замерам пластового давления, так и по расчетным данным (через статические уровни).

Начальное пластовое давление в целом по пласту составляет 15,4 МПа, давление насыщения 9,2 МПа.

Пласт Т2

Залежь Южно-Павловского поднятия. Район скважины 1021

Энергетическое состояние залежи можно проследить с начала ее разработки скважинами 1021 и 1023 (1990 г.). В 1992 г. введена в эксплуатацию скважина 1022, которая уже в 1994 г. прекратила работу. В 1996 г. после дострела пласта $Т_1$ в скважине 1021 началась совместная разработка обоих турнейских пластов.

К концу 1994 г. в перечисленных выше скважинах пластовое давление снизилось до 12 МПа. После этого процесс снижения несколько замедлился, если судить по давлению (10,5 МПа) в скважине 1021 (1998 г.). В это время она разрабатывала уже оба турнейских пласта. В скважине 1023 последний замер пластового давления, проведенный в 1995 г., равен11,5 МПа.

Залежь Южно-Павловского поднятия. Район скважины 1051

Об энергетическом состоянии залежи свидетельствуют только два замера пластового давления, проведенные в скважине 1051 в первые месяцы ее работы (1991 г.). Среднее значение давления равно 7,3 МПа, что указывает на слабую гидродинамическую связь с законтурной областью. В 1996 г. данная скважина была переведена на совместную разработку обоих турнейских пластов.

Пласт T_1

Залежь Южно-Павловского поднятия

Данные об энергетическом состоянии пласта T_1 получены при исследовании 19 добывающих скважин за период с 1990 по 2003 гг. В течение 1,5 лет эксплуатации первых добывающих скважин 734 и 1030 (1990 - 1991 гг.) пластовое давление снизилось до 10,5 - 11,5 МПа. Более быстрыми темпами давление уменьшалось в скважинах 730 и 1026, введенных в работу в 1991 г. В первый же год их эксплуатации оно снизилось ниже давления насыщения нефти (10,16 МПа).

В связи с организацией закачки воды в 1991 г. было зафиксировано увеличение пластового давления в зонах отбора. Максимальных значений исследуемый параметр (до 15 –16 МПа) достиг в скважинах 730 и 1032 в 1992 г. Однако влияние закачки не сразу проявилось во всех скважинах. Например, в скважине 1026, расположенной вблизи нагнетательной скважины 1027, пластовое давление снизилось до 7 МПа к 1995 г., а затем только начался его рост.

С 1993 г. отмечается стабилизация пластового давления в зонах отбора. Гидродинамические исследования, проведенные в этом же году в скважине 1020, подтвердили наличие высокого давления (13,7 МПа). В результате организации закачки воды в турнейский пласт, начиная с 1997г., не зафиксированы значения исследуемого параметра ниже давления насыщения нефти (10,16 МПа). По состоянию на первое полугодие 1998 г. диапазон изменения пластового давления залежи составил от 11 до 15 МПа .В последующие годы в целом по залежи отмечается стабилизация пластового давления. По состоянию на 01.2004 г. в северной части залежи поддерживалось высокое давление в зонах отбора от 12,1 до 14,1 МПа, на неразрабатываемых участках - 15,7 МПа (скв. 1013), тогда как в южной части оно было низким - в зонах отбора - от 9,5 до 11,5 МПа, на неразрабатываемых участках – 14,0 МПа. Среднее пластовое давление в целом по залежи равно 12,5 МПа, среднее забойное давление – 6,15 МПа. Среднее давление закачки, замеренное по 5 скважинам, составило 13,8 МПа.

3.4. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Сравнение проектных и фактических показателей разработки турнейского объекта представлено в таблице 3.4.

Согласно действующему проектному документу – «Технологической схеме разработки….» (протокол ЦКР №3792 от 29.08.2006 г.) – для вовлечения в разработку недренируемых запасов на турнейском объекте предусмотрено бурение 64 скважин (в т.ч. 40 ГС), ввод из консервации 21 скважины, перевод с вышележащих объектов 3 скважин и бурение боковых стволов в 4 скважинах визейского объекта. Совершенствование реализованной системы ППД на разрабатываемых участках залежи не предусмотрено. Бурение скважин запланировано с 2011г.

Фактически, эксплуатационное бурение на объекте начато в 4 квартале 2012 г., с отставанием от проекта на 1 год. Всего за 2011-2012 гг. по проекту предусматривалось ввести из бурения 29 добывающих скважин на Улыкском и Павловском поднятиях (17 ННС, 12 ГС), фактически ввод новых скважин перенесен на январь 2013 гг. (скв. №№ 1114-ГС, 1115-ГС).

На дату анализа отклонение не критично, так как в период с 2006 по 2012 гг. вовлечение в разработку недренируемых запасов проводилось опережающими темпами по сравнению с проектом за счет зарезки боковых стволов и восстановления неработающего фонда скважин. За период действия «Технологической схемы …» в эксплуатацию введена 51 добывающая скважина (в т.ч. 7 – из консервации и бездействия, 43 – бурением боковых стволов из существующих скважин турнейского и вышележащих объектов, 1 – переводом с визейского объекта), при этом часть БС пробурены на замену проектным скважинам (8 ед.). Из действующего добывающего фонда выбыло 12 скважин (в т.ч. 8 – переведены на вышележащий горизонт, 4 – освоены под нагнетание).

В связи с ухудшением энергетического состояния залежи при проведении мероприятий по интенсификации добычи, на объекте Т возникла необходимость усиления системы ППД, что предусматривалось проектным документом. С этой целью переведены на постоянный режим закачки Барановское и Южно-

Павловского поднятия, возобновлена закачка в простаивающем нагнетательном фонде (скв. №№ 749, 872, 909, 933, 965, 1050, 2098) и организованы 9 дополнительных очагов заводнения, не предусматривавшихся в проектном документе (скв. №№ 902, 744, 887, 1045, 811, 825, 1021, 856, 1032).

В дополнение к проектным решениям в 2006-2012 гг. на турнейском объекте выполнен широкий комплекс ГТМ (КГРП, радиальное бурение, новые виды перфорации, кислотные обработки), позволивший увеличить средний дебит жидкости с 4,4 до 10,0 т/сут (проект – 10,2 т/сут), нефти – с 3,2 до 9,5 т/сут (проект – 5,3 т/сут). Более низкие дебиты жидкости и нефти по сравнению с проектом связаны со снижением пластового давления в залежи из-за недостаточной компенсации отборов закачкой в период активного проведения работ по интенсификации добычи (2006-2009 гг.).

В 2010-2013 г., с целью восстановления энергетического состояния залежи, годовой объем закачки увеличен более чем в 1,2 раза. На дату анализа текущая компенсация отборов закачкой вдвое выше проектного уровня (проект – 83,6 %, факт – 174,8 %).

В связи уточнением геологического строения по результатам бурения боковых стволов на Павловской площади и проведения сейсмических исследований 3D на Березовской площади, требуется корректировка проектных объемов и сроков эксплуатационного бурения в новом проектном документе. По результатам проведенного в 2006-2009 гг. комплекса ГТМ также необходим пересмотр проектных уровней добычи с учетом возможности применения новых методов повышения нефтеотдачи пласта.

Таблица 3.4.

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
17	Компенсация отбора: текущая	%	132,4	95,3	122,1	166,5	106,5	143,2	81,8	175,3	83,6	174,8
18	с начала разработки	%	182,7	201	178,7	196,0	173,7	161	165,8	195	163,9	193,0

4. ХАРАКТЕРИСТИКА ФОНДА СКВАЖИН

4.1. Конструкция добывающих и нагнетательных скважин

На Павловском месторождении предусматривается следующая типовая конструкция скважин.

Направление диаметром 324 мм спускается до глубины 50 м для перекрытия неустойчивых четвертичных отложений и верхней части казанского яруса, изоляции зон возможных поглощений. Цементируется до устья тампонажным материалом на основе портландцемента с добавками ускорителя сроков схватывания.

Кондуктор диаметром 245 мм до глубины 150 м по вертикали с целью предупреждения обвалов стенок скважины, изоляции зон поглощений и для разобщения пресных вод от минерализованных. Распространение пресных вод на данном месторождении до глубины 100 м. Цементируется до устья специальным тампонажным материалом на основе портландцемента с добавками понизителяфильтратоотдачи и ускорителя сроков схватывания.

Эксплуатационная колонна диаметром 146 мм спускается до проектной глубины для изоляции нефтеносных и водоносных горизонтов. Высота подъема цемента за колонной до устья. Низ эксплуатационной колонны в интервале от забоя до перекрытия верхнего продуктивного горизонта на 100 м цементируется тампонажным составом с пониженной фильтратоотдачей с добавками понизителяфильтратоотдачи и ускорителя сроков схватывания, остальной интервал цементируется облегченным тампонажным составом.

Исходя из диаметров принятых колонн, выбираются следующие диаметры долот, а также следующие режимы бурения:

Под направление – 394 мм.

Под кондуктор – 295 мм.

Под эксплуатационную колонну – 215,9 мм.

4.2. Технология вскрытия продуктивных пластов при бурении и освоении скважин

Перед вскрытием продуктивного пласта проводится подготовка ствола скважины с целью предотвращения осложнений (поглощения) в процессе цементирования. Для предупреждения осыпания неустойчивых отложений в качестве промывочной жидкости должен использоваться ингибированный буровой раствор.

Подготовка ствола скважины к первичному вскрытию продуктивного пласта включает следующие этапы:

- *оценка герметичности ствола скважины* – критерием является коэффициент приемистости. Для определения коэффициента приемистости проводится гидравлическая опрессовка ствола скважины с использованием ГМП на давление, равное избыточному, при цементного раствора на пласт в конце продавки. Ствол скважины считается подготовленным, когда остаточный коэффициент приемистости $K_{пр} \leq 1{,}0$;

- *снижение проницаемости водоносных пластов до установленного уровня*. В случае если остаточный коэффициент приемистости $K_{пр} > 1{,}0$, то в зависимости от интенсивности поглощения выбирается способ и средства изоляции проницаемых пластов;

- *подготовка промывочной жидкости* к переходу на раствор для первичного вскрытия продуктивного пласта.

Состав и свойства безглинистого бурового раствора (ББР) подбираются в зависимости от физико-химических свойств коллектора, пластовых условий и свойств нефти, типа самой скважины. Плотность бурового раствора определяется величиной текущего пластового давления.

Вскрытие продуктивного пласта рекомендуется проводить с использованием безглинистого бурового раствора на основе полисахаридов (ББР - СКП). Состав подбирается таким образом, чтобы максимально снизить отрицательное влияние бурового раствора на коллекторские свойства продуктивных пластов.

Для уменьшения негативного влияния тампонажного состава на продуктивный пласт, улучшения качества крепления эксплуатационной колонны и повышения надежности разобщения пластов необходимо использовать комплексную технологию цементирования, которая включает:

- установку забойной ванны – для увеличения сцепления горной породы с цементным камнем и повышения качества цементирования в интервале продуктивной части створа скважины;

Для снижения негативного влияния цементных растворов на коллекторские свойства продуктивных пластов и повышения качества разобщения заколонного пространства рекомендуется применять специальные тампонажные материалы на основе портландцемента с комплексными добавками обеспечивающими:

- высокую седиментационную устойчивость;
- отсутствие усадки при твердении;
- требуемую прочность сформированного цементного камня.

Перед вторичным вскрытием продуктивных пластов эксплуатационную колонну в интервале перфорации необходимо очистить от остатков цемента на стенках колонны. Для удаления цементной корки установить солянокислотную ванну с временем реакции не менее 6 часов, после чего вымыть продукты реакции и промыть технической водой до «чистой воды

Вызов притока производят свабированием или спуском погружного насоса. Допускаемая депрессия на пласт - до 75 % от величины пластового давления. Освоение осуществляется до полной замены на нефть (два объема скважины). Полноту освоения контролируют путем отбора глубинных проб жидкости. После освоения каждая скважина исследуется на трех режимах.

4.3. Анализ фонда действующих скважин

Характеристика фонда скважин турнейской залежи Южно-Павловского поднятия на 1.01.2013 г. приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3.

Характеристика фонда скважин турнейской залежи Южно-Павловского поднятия на 1.01.2013г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	поднятие
		Юж.Павловское
Фонд добывающих скважин	Пробурено	
	Возвращено с других горизонтов	
	Всего	26
	В том числе:	
	Действующие	14
	из них фонтанные	
	ЭЦН	1
	ШГН	13
	Бездействующие	2
	В освоении после бурения	
	В консервации	7
	Контрольные	2
	Переведены под закачку	
	Наблюдательные	
	Переведены на другие горизонты	
	Ликвидированные	1
	Ожидающие ликвидации	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	
	Возвращено с других горизонтов	
	Переведены из добывающих	
	Всего	7
	В том числе:	
	Под закачкой	
	Поглащающие	
	Бездействующие, ост. по тех. причин	5
	В освоении после бурения	2
	В консервации	
	В отработке на нефть	
	Переведены на другие горизонты	
	Ликвидированные, ожид.ликвидаци	

4.4. Анализ технологического режима работы добывающих скважин

Технологический режим работы добывающих скважин на 01.01.2013г. приведён в таблице 4.4.

На 01.01. 2013 г. добывающий фонд поднятия - 26 скважин. Из них: 14 действующих, 2 бездействующие (по технической причине), 7 скважин в консервации, 2 контрольные, 1 ликвидирована. Таким образом, из 26 скважин эксплуатационного фонда добывающих - 14. Коэффициент использования фонда низкий (0,53).

Из 14 действующих скважин одна оборудована электропогружным насосом, 13 - штанговым. Выбор способа эксплуатации обусловлен малодебитностью скважин.

Распределение действующего фонда скважин:

По дебиту нефти.

Таблица 4.4.1.

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

Средний дебит скважин по нефти равен 4,5 т/сут. С дебитом нефти от 2 до 4 т/сут работают 50 % скважин.

По дебиту жидкости

Таблица 4.4.2.

Распределение фонда скважин по дебитам жидкости.

Интервал изменения дебитов жидкости, $м^3$/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

Средний дебит скважин по жидкости равен 9,5 $м^3$/сут. С дебитом жидкости от 6 до 9 $м^3$/сут работают 42,9 % скважин.Низкодебитными

являются более 93 % скважин данного поднятия, работающие с дебитом жидкости менее 15 м^3/сут.

По обводненности добываемой продукции.

Действующие скважины работают с обводненностью от 8 до 94 %. 93% фонда имеет обводненность от 8 до 50 %.

Таблица 4.4.3.

Распределение скважин по обводненности добываемой 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

Обводнённость 29 % скважин незначительна и не превышает 10%. Со средней для поднятияобводненностью работает 35,7 % фонда скважин. Высокая обводненность отмечена у 36 % скважин.

Обобщенная характеристика технологических режимов работы скважин приведена в таблице 4.4.4.

Таблица 4.4.4.

Обобщённая характеристика технологических режимов работы скважин

Показатели	Наименьшее значение	Наибольшее значение	Среднее значение
Глубина подвески насоса, м	950	1570	1170
Пластовое давление,МПа	7,8	13,5	9,3
Дебит по жидкости, м^3/сут	2	47	9,5
Дебит по нефти, т/сут	1,5	10	4,5
Обводненность, % масс	8,4	94	24
Коэффициент продуктивности, м^3/(сут·МПа)	6,02	24,07	14,6

Проанализировав технологические режимы добывающих скважин можно сделать выводы:

1.Большинство скважин (79%) эксплуатируются с низкими дебитами нефти от 2 до 6 т/сут.

2.Пластовое давление изменяется от 7,8 до 13,5 Мпа .Среднее значение Рпл по поднятию 9,3 Мпа при давлении насыщения 9,2 Мпа. Это указывает на неэффективную работу системы ППД

3.Среднее значение коэффициента продуктивности составляет 14,6$м^3$/(сут*МПа).

4.Обводнённость 29 % скважин незначительна и не превышает 10%. Со средней для поднятияобводненностью работает 35,7 % фонда скважин. Высокая обводненность отмечена у 36 % скважин.

5. С коэффициентом подачи до 0,5 д.ед. работают 31,1 % скважин. Средний коэффициент подачи равен 0,56д.ед.

Технологический режим работы добывающих скважин Павловского месторождения турнейской залежи Южно-Павловского поднятия на 01.01.2013 г

Таблица 4.4.

кв	пласт	назнач	СЭ	Глубина Спуска насоса	Длина хвостовика	Коэф. подачи	Марка насоса	Производит-тельность	Дебит жидкости	Дебит нефти	Процент воды	Плотность нефти	Плотность воды
325	Т	нефтяная	УШГН	1033,13	8,67	1	НН-44	17,51	8	6,6	9,9	0,921	1,033
1010	Т	нефтяная	УШГН	1248,51	100,73	0,37	НН-44	17,92	7,5	5,7	8,4	0,824	1,17
1014	Т	нефтяная	УШГН	1524,45	32,95	0,67	НВ-32	17,83	7,8	4,7	27	0,824	1,175
1017	Т	нефтяная	УШГН	1423	77	0,49	НВ-32	12,73	5,3	3,9	9,9	0,824	1,17
1018	Т	нефтяная	УШГН	1335	151	0,51	НВ-32	12,85	8	5,1	22	0,824	1,17
1029	Т	нефтяная	УШГН	1170	277	0,8469	НВ-32	6,0222	2	1,5	9,9	0,824	1,17
1051	Т	нефтяная	УШГН	1352,6	60	0,48	НВ-32	8,97	4,7	3,1	20,5	0,824	1,17
1052	Т	нефтяная	УШГН	1301	23,7	0,61	НН-44	24,07	14,6	10	17	0,824	1,17
1112	Т	нефтяная	УЭЦН	1570	0	0	ЭЦН-35	35	47	2,5	94	0,904	1,173
2035	Т	нефтяная	УШГН	950	10	0,58	НВ-32	7,87	3,4	2	32,8	0,89	1,17
2036	Т	нефтяная	УШГН	1019	10,5	0,4	НВ-32	8,33	3,5	2,2	30	0,914	1,126
2152	Т	нефтяная	УШГН	1310	50	0,45	НН-44	16,63	8,5	6,5	15,4	0,907	1,17
2352	Т	нефтяная	УШГН	1510,24	28,42	0,72	НВ-32	11,29	6	3,6	30,3	0,861	1,165
2358	Т	нефтяная	УШГН	1350	100	0,78	НВ-32	8,1	7,5	5,2	15,6	0,824	1,176

4.5. Анализ технологического режима работы нагнетательных скважин

Технологический режим работы нагнетательных скважин на 1.01.2013 г.приведён в таблице 4.5.

Закачка воды в турнейскую залежь на поднятии ведётся с 1992 года в одну нагнетательную скважину. В 1997 г. фонд нагнетательных скважин увеличивается до 5. Приемистость нагнетательных скважин потенциально колеблется от 100–220 м^3/сут.,эффективная приемистость - 50-100 м^3/сут. Давление нагнетания примерно одинаковое и составляет около 18 Мпа. Устьевое давление в нагнетательных скважинах изменяется в пределах 6 – 14 МПа.

Таблица 4.5.1.

Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости

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

Технологический режим работы нагнетательных скважин Павловского месторождения турнейской залежи Южно-Павловского поднятия на 01.01.2013 г

Таблица 4.5.

N п/п	N скв.	Пласт	Нэф.н.н., м	БКНС, КНС	Тип воды	Подземное оборудование						Назем. оборуд.		Фактический режим						% эф-ой закачки
						НКТ		Тип пакера	Глуб. спуска пакера, м	Длина хвос., м	Оборуд. низа НКТ	Тип армат.	Диам. штуц., мм	Давление, МПа			Приемистость, м3/сут			
						Диам., мм	Нсп. общ, м							на вык. насоса	до штуц.	устьев.	потенц.	технол.	эффект.	
1	**1 011**	Т	7	БКНС-0102 ст Пав	подт.	73	1 437	ПРО-ЯМО2-ЯГ1М-118	1 437	0	Воронка Крылова	АФК 65х210	5	18	17	6	160	100	100	100
2	**1 016**	Т	4	БКНС-0102 ст Пав	подт.	73	1 437	ПРО-ЯМО2-ЯГ1М-112	1 437	20	Воронка Крылова	АНК165х210	5	18	12	9	180	50	50	100
3	**1 021**	Т	8	БКНС-0102 ст Пав	подт.	73	1 403	ПМР-122-70	1 403	0	Воронка Крылова	АНК165х21	4	18	16	14	180	50	50	100
4	**1 028**	Т	1	БКНС-0102 ст Пав	подт.	73	1 610	ПРО-ЯМО2-ЯГ1М-122	1 610	0	Воронка Крылова	АНК 65х210	3	18	15	10	220	60	60	100
5	**2 098**	Т	2	БКНС-0102 ст Пав	подт.	73	1 499	ПВМЯГ	1 481	18	Воронка	АФК	2	18	17	10	100	60	60	100

4.6. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Нефть турнейской залежи Павловского месторождения характеризуется достаточно высоким содержанием асфальтенов и смол, в результате чего основным осложнением при эксплуатации нефтяных скважин Павловского месторождения является отложение АСПО.

Механический способ борьбы с отложениями АСПО – это способ очистки НКТ от парафина при помощи скребков. На скважинах, эксплуатирующихся с помощью ЭЦН, применяются установки УДС-1М Ишимбаевского завода нефтепромыслового оборудования. Скважины, оборудованные ШГН, чистятся скребками производства Очерского завода нефтепромыслового оборудования или при помощи штанговращателей.

При **физическом методе** для предупреждения отложений АСПО и эмульсий скважины оборудуются магнитными аппаратами марки МАС-2,5. Также используются установки депарафинизации труб горячей нефтью-АДП-1М. На скважинах с дебитом не более 15 т/сут с целью предупреждения выпадения АСПО на внутрискважинном оборудовании возможно применение нагревательных линий марки НКЛ-16-400-8-800.

Химические методыпредотвращения отложений парафина могут осуществляться закачкой ингибиторов СНПХ-7909, СНПХ-7963, ИПГ-11, РГ-1 при расходе 200 г/т добываемой нефти, тип ингибитора подбирается индивидуально для каждой скважины, а также использованием твердых ингибиторов комплексного действия (ИКД). Составы ИКД имеют твердую консистенцию и помещаются в скважину в контейнере. Установка контейнера возможна при всех способах эксплуатации скважин, действие контейнера рассчитано на 1 год.

4.7. Применение методов и технологий повышения нефтеотдачи

На месторождении существует огромный опыт применения методов ПНП и ИДН. Высокую эффективность показали физические методы – КГРП, радиальное бурение и бурение бокового ствола.

Среди методов интенсификации заслуживают внимания кислотные обработки составом ДН-9010, средний прирост дебита нефти от которых составил 4,5 т/сут. Для данного состава характерна высокая растворяющая способность, низкое содержание водной фазы.

Таким образом, на турнейском объекте и в дальнейшем рекомендуется применять методы, показавшие наибольшую эффективность: КГРП, радиальное бурение, кислотные обработки составом ДН-9010.

4.8. Сбор и подготовка скважинной продукции на Павловском месторождении

Сбор и транспорт нефти и газа на Павловском месторождении осуществляется по двухтрубной герметизированной схеме, предусматривающей подачу продукции на автоматизированные групповые замерные установки - АГЗУ. С АГЗУ газонефтяная смесь поступает на ДНС, где происходит первая ступень сепарации газа. Схема сбора и транспорта нефти приведена на рисунке 4.8.

Нефть Павловского месторождения проходит первую ступень сепарации на шести ДНС: ДНС - 0103; ДНС - 0104; ДНС - 0105; ДНС - 0106; ДНС - 0107 и ДНС - 0112. Давление сепарации на всех ДНС определено необходимостью подачи газа 1 ступени без дополнительного компремирования на Павловскую газокомпрессорную станцию. Нефть на ДНС - 0103 сепарируется при давлении 0,15-0,32 МПа; на ДНС - 0104, ДНС - 0105 при 0,05-0,10 МПа; на ДНС - 0106, ДНС - 0112 при 0,05-0,15 МПа; на ДНС - 0107 при 0,04-0,12 МПа.

Согласно технологической схеме нефтегазовая смесь с АГЗУ поступает в сепарационные ёмкости Е-1(объём V=200 $м^3$) и Е-2(объём V=100 $м^3$) где происходит сепарация нефти от газа. Сепарационные ёмкости оборудованы электроконтактнымманометром ЭКМ, осуществляющий контроль за давлением, уровнемером ВК-1200, предохранительным клапаном ППК, необходимым для предотвращения повышения давления в ёмкости. Газ,

после сброса с предохранительных клапанов, поступает в газопровод на факел, где происходит его сжигание. Газ, отсепарированный в емкостях, поступает в газоосушитель ГО и далее на газокомпрессорную станцию, откуда подается по газопроводам “Павловка-Чернушка” и “Чернушка-Пермь” на Пермский ГПЗ. Часть газа, отсепарированного в емкостях, поступает на водогрейную установку ВВУ-500. Отсепарированная нефть поступает на приём насосов внешнего транспорта ЦНС 180×128 иоткачивается в нефтепровод на УППН “ПАВЛОВКА”. Сброс остатков нефти из сепарационных емкостей осуществляется в канализационные ёмкости КЕ-1 и КЕ-2 (объём V=16,5 м^3). Блок дозирования реагентов БР-2,5 предназначен для автоматизированного приготовления и дозированного ввода жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод промысловой системы транспорта и подготовки нефти с целью осуществления внутритрубопроводнойдеэмульсации нефти, а также с целью защиты трубопроводов и оборудования от коррозии.

Нефти со всех ДНС Павловского месторождения проходят подготовку до товарных кондиций на УППН «Павловка».

Подготовленная до товарной кондиции нефть поступает по нефтепроводу “Павловка-Чернушка” на НПС “Чернушка”. С нефтеперекачивающей станции нефть подается на Салаватский НПЗ по магистральному нефтепроводу “Чернушка- Колтасы”.

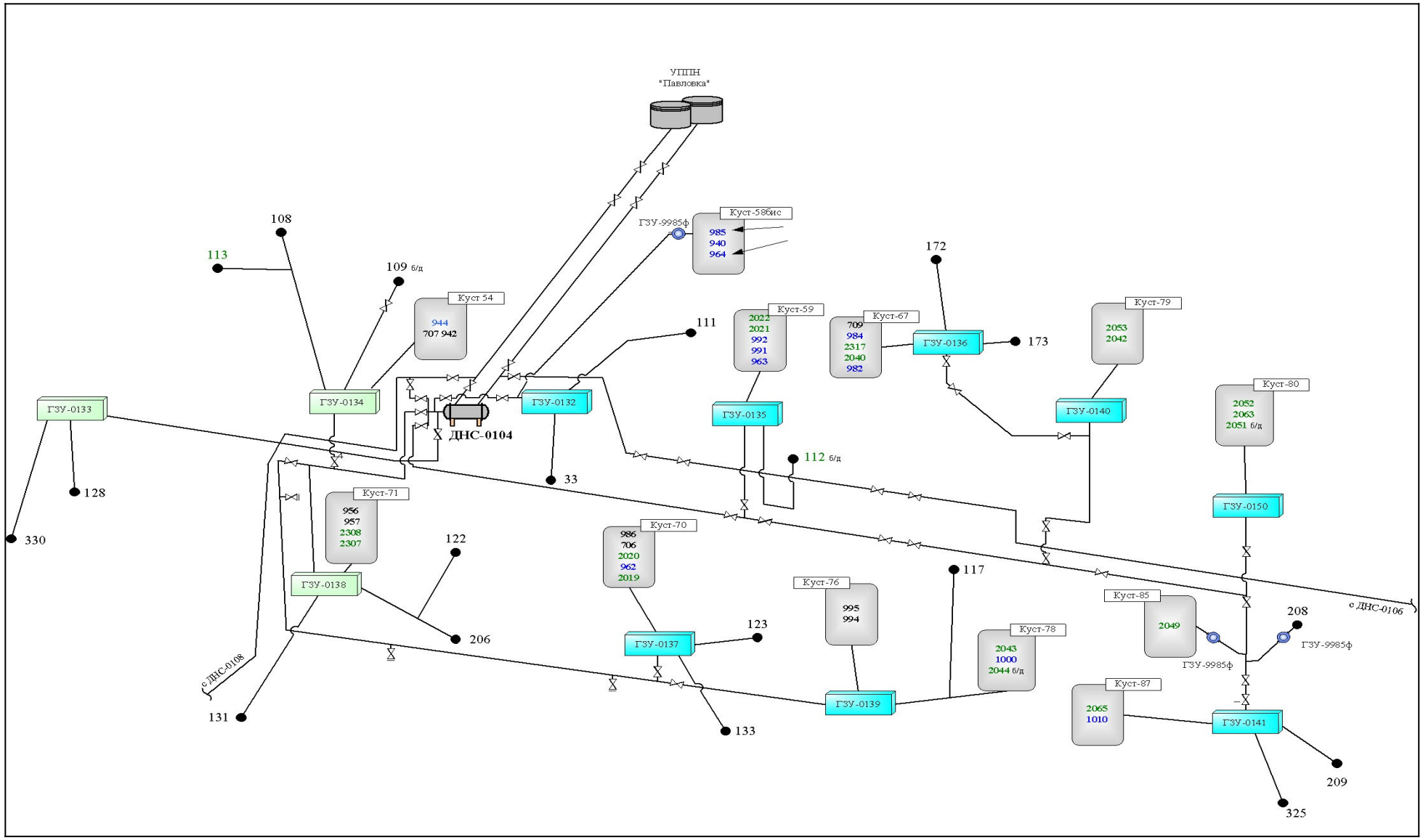

Рис. 4.8. Схема сбора и транспорта нефти на Павловском месторождении (ДНС-0104)

5. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПАВЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, ЮЖНО-ПАВЛОВСКОМ ПОДНЯТИИ, ТУРНЕЙСКОЙ ЗАЛЕЖИ

В связи с ухудшением энергетического состояния залежи при проведении мероприятий по интенсификации добычи, на объекте Т возникла необходимость усиления системы ППД, что предусматривалось проектным документом «Технологической схемой разработки….» (протокол ЦКР №3792 от 29.08.2006 г.). С этой целью переведены на постоянный режим закачки Барановское и Южно-Павловского поднятия, возобновлена закачка в простаивающем нагнетательном фонде (скв. №№ 749, 872, 909, 933, 965, 1050, 2098) и организованы 9 дополнительных очагов заводнения, не предусматривавшихся в проектном документе (скв. №№ 902, 744, 887, 1045, 811, 825, 1021, 856, 1032).

В дополнение к проектным решениям в 2006-2012 гг. на турнейском объекте выполнен широкий комплекс ГТМ (КГРП, радиальное бурение, новые виды перфорации, кислотные обработки), позволивший увеличить средний дебит жидкости с 4,4 до 10,0 т/сут (проект – 10,2 т/сут), нефти – с 3,2 до 9,5 т/сут (проект – 5,3 т/сут). Более низкие дебиты жидкости и нефти по сравнению с проектом связаны со снижением пластового давления в залежи из-за недостаточной компенсации отборов закачкой в период активного проведения работ по интенсификации добычи (2006-2009 гг.).

В 2010-2013 г., с целью восстановления энергетического состояния залежи, годовой объем закачки увеличен более чем в 1,2 раза. На дату анализа текущая компенсация отборов закачкой вдвое выше проектного уровня (проект – 83,6 %, факт – 174,8 %).

Южно-Павловское поднятие

На Южно-Павловском поднятии организовано приконтурно-очаговое заводнение, которое предусматривалось проектным документом. До 2009 г. в пласт осуществлялась циклическая закачка пресной воды в летний период. Реализованная с целью восстановления пластового система ППД показала низкую эффективность. В 60 % скважин пластовое давление снизилось до уровня давления насыщения нефти газом (9,2 МПа). Причиной этого стала недостаточная компенсация отборов закачкой. давления в 2009 г. на поднятии проведена реорганизация системы ППД с переходом на постоянный режим закачки подтоварной воды. В 2011-2012 гг. введены новые нагнетательные скважины (№№ 1021, 1032).

По состоянию на 01.01.2013г. в залежь закачано 463,743 тыс.м3, накопленная компенсация 294 % , текущая компенсация 119 % , Рпл 9,2 МПа при начальном пластовом давлении 15,28 МПа

5.1 Анализ эффективность системы ППД залежи по очагам.

По картам текущих и суммарных отборов (рис.5.1.,рис.5.2.) можно выделить 3 основные зоны разработки пласта:

1очаг - это район нагнетательной скважины 1011 с одиннадцатью добывающими скважинами (135, 136, 323, 325, 326, 727, 1010, 1013,1014, 1015, 1017) в северной части залежи

2очаг -район нагнетательных скважин 1016, 1021, 1031, 2098 с тремя добывающими скважинами (147, 1018, 1023)в центральной части залежи;

3очаг - район нагнетательных скважин 1026, 1028, 1032 с 4-мя добывающими скважинами (150, 733, 734, 1029) в восточной части залежи.

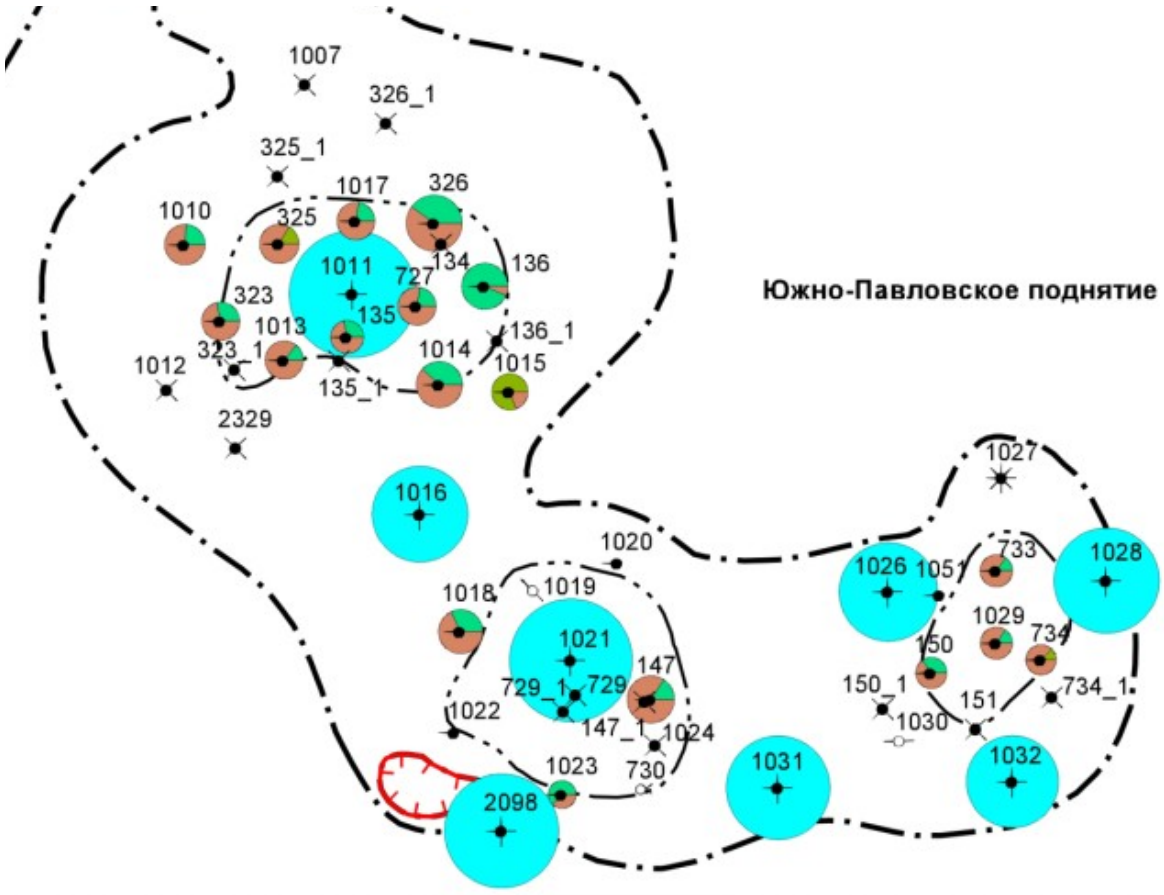

Рис.5.1. Выкопировка из карты текущих отборов и закачки по состоянию на 1.07.2014г.

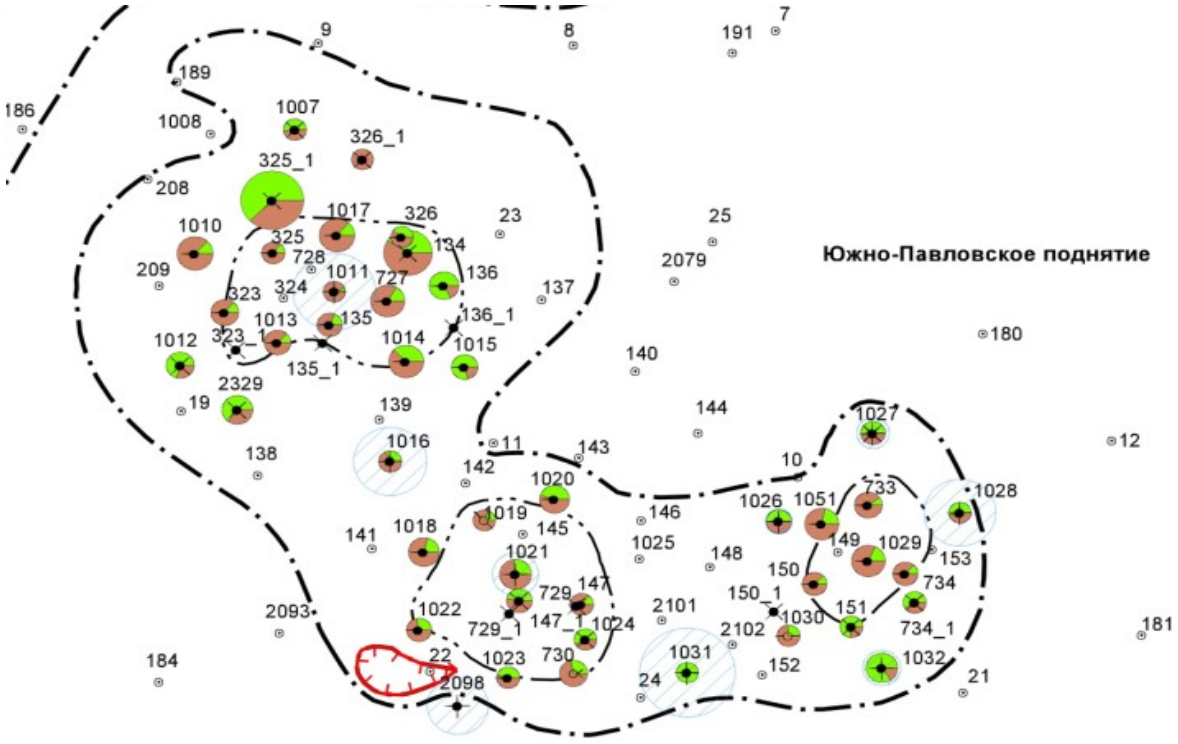

Рис.5.2. Выкопировка из карты суммарных отборов по состоянию на 1.07.2014г.

1очаг. **Район нагнетательной скважины 1011**

Нагнетательная скважина 1011 работает с января 1996 года по настоящее время (рис.5.3). В зимнее время скважина периодически отключалась. С 2009 года в зимний период закачка не прерывается.

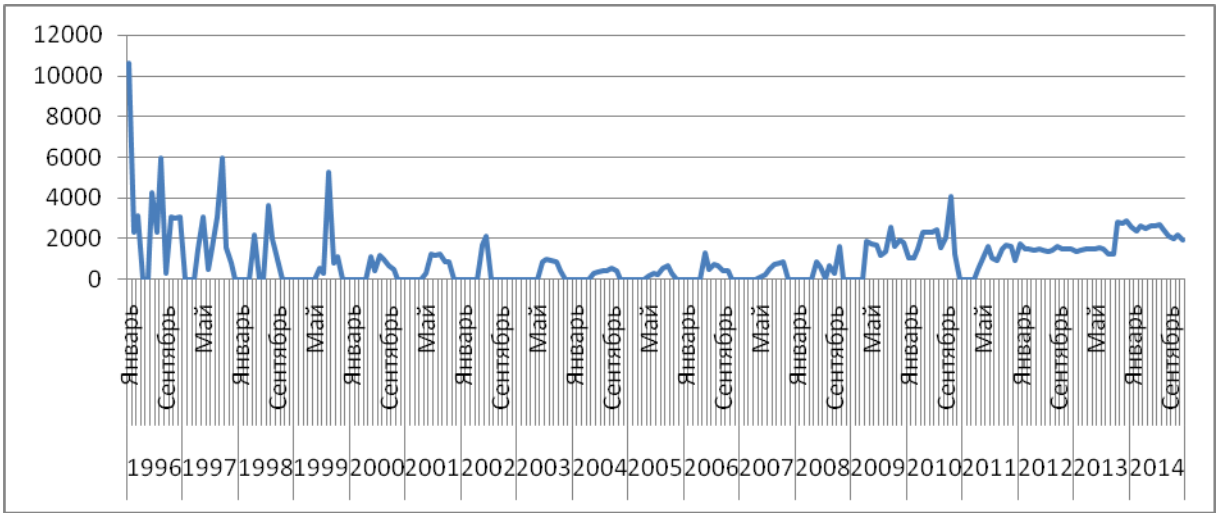

Рис.5.3. Динамика закачки воды по скв.1011

Накопленная закачка по скважине к 1.07.2014года составила 226691м3 воды. Накопленная компенсация по этому району составляет 77,3%. Среднесуточная закачка за июнь 2014 года составила 89м3. Дебиты скважин по жидкости изменяются от 2,4 до 14 м3/сут, составляя в сумме по очагу 65,5м3. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин в данном районе 1 к 11, т.е на 1 нагнетательную скважину приходится 11 добывающих. Но, не смотря на это, текущая компенсация в июне 2014 г равнялась 135,9%.

Рассматривая динамику пластового давления по данным карт изобар на 1.01.2008 и 1.07.2014г (рис.5.4.,5.5.) можно говорить о продолжающемся снижении пластового давления. Так по скв.135 давление снизилось с 12,8 до 9,8 Мпа, по скв.1010- с12,8 до 7,8МПа, по скв.1017- с 11,5 до 9,5 МПа.

Обращает на себя внимание тот факт, что после длительного периода закачки в пласт пресной воды, обводнение большинства добывающих скважин происходит водой пластового характера (1,17-1,18 г/см^3).

Исключение составляют скв. 325, у которой уд.вес добываемой воды равен 1,033г/см3, скв.326 – с опреснённой водой уд.веса 1,120 г/см3, скв.1015 с уд.весом воды 1,025 г/см3 и обводненностью продукции 80,8%. Опреснение добываемой воды (уд.вес 1,167 г/см3) и высокая обводненость (93,4%) отмечена по скв.136.

Кроме этого, результаты потокометрических исследований в нагнетательной скважине № 1011 указывают на крайне неравномерное распределение закачиваемой воды по разрезу, что в условиях высоковязкой нефти обуславливает риск преждевременного обводнения скважин.

Следует провести потокометрические исследования по определению интервалов отдачи и приемистости отдельных пропластков, определить интервалы поступления воды в добывающих скважинах и выполнить работы по изоляции водопритоков.

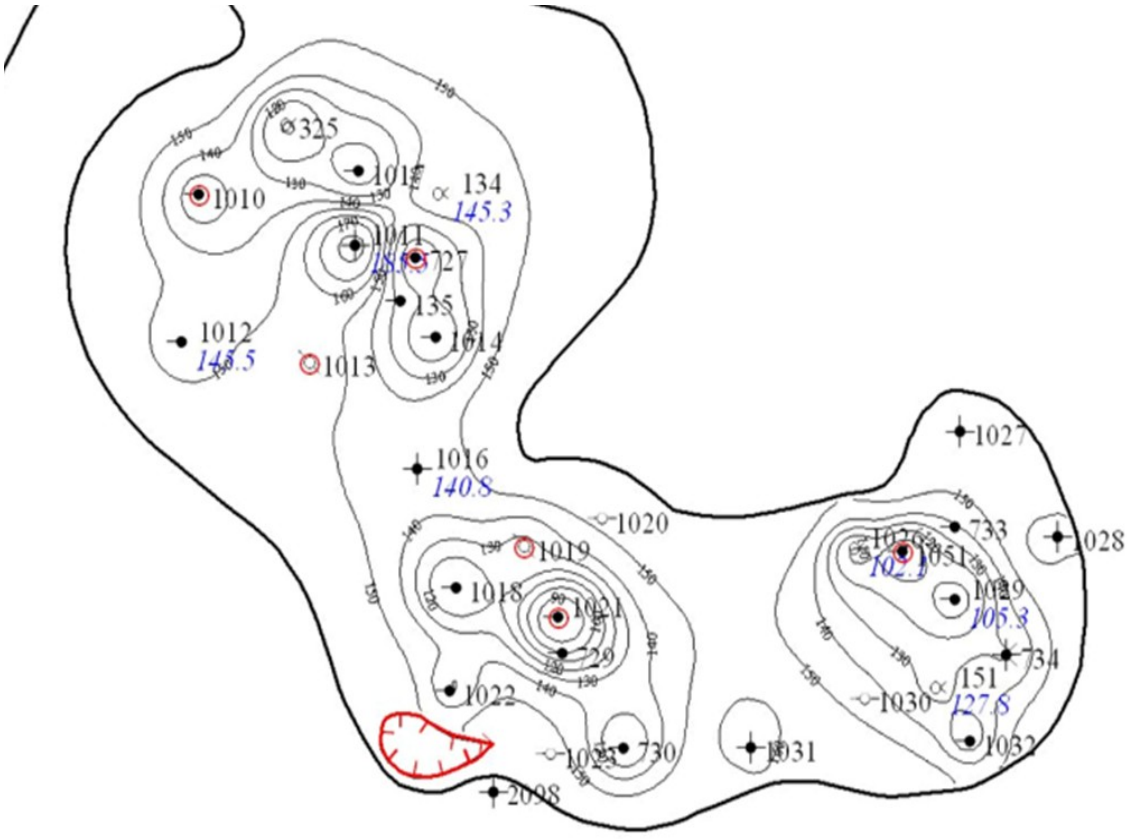

Рис.5.4. Выкопировка из карты изобар на 1.01.2008г.

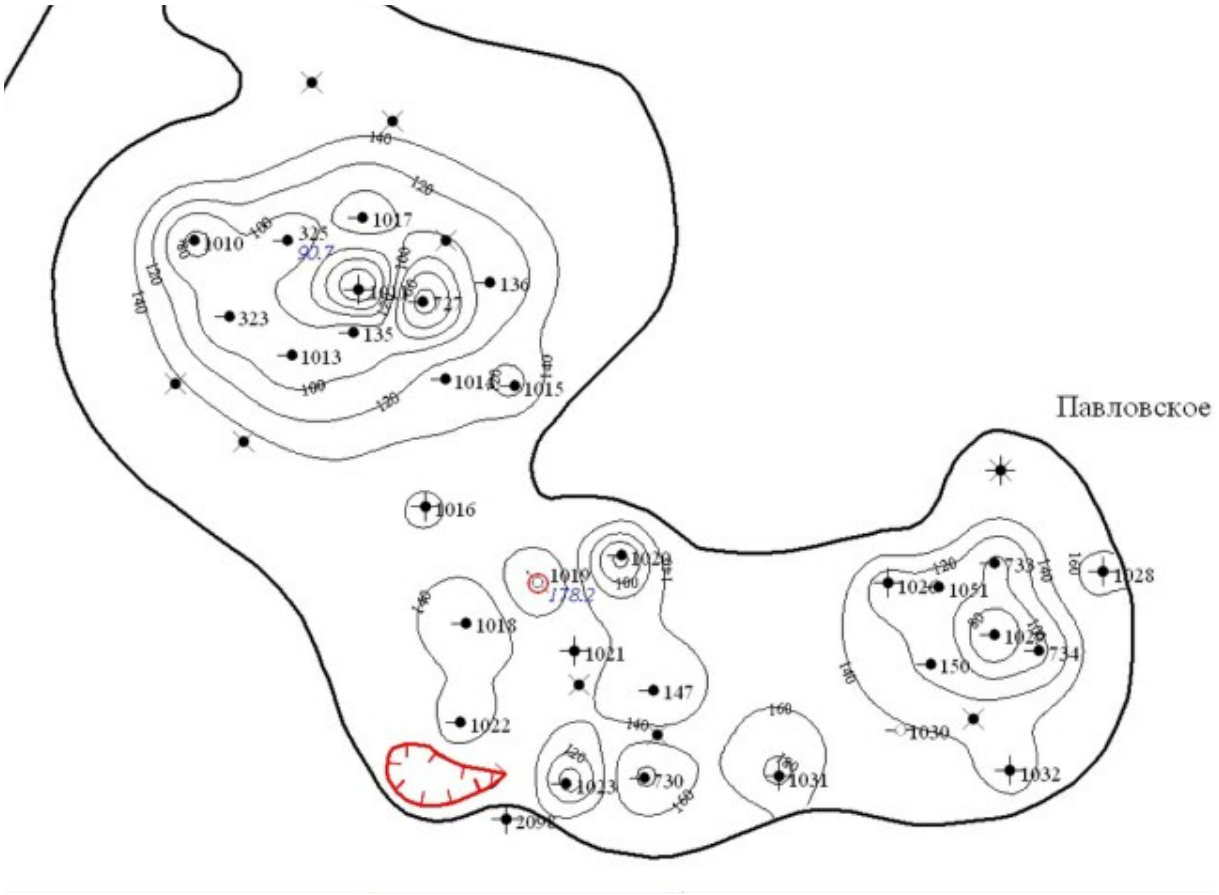

Рис 5.5. Выкопировка из карты изобар на 1.07.2014г.

2очаг. **Район нагнетательных скважин** 1016, 1021, 1031, 2098

В этом районе влияние скважин 1016, 1031 на работу добывающих скважин маловероятно. Они находится в водонефтяной зоне пласта, удалены от зоны разработки, эффективная нефтенасыщенная толщина 4,2м и 0,8м.

Нагнетательная скважина 2098 находится за ВНК, с северо-западной стороны отделена зоной замещения пласта. По ближайшей к ней добывающей скв.1023 отмечается снижение пластового давления с 15 до 9,6 Мпа за последние годы.

Нагнетательная скв.1021, пущенная под закачку в 2011 году, находится в центре очага между добывающими скважинами 147, 1018, 1023. Накопленная закачка 55120м3. Приемистость составляет 83м3/сут,. Суммарный среднемесячный дебит соседних трех скважин по нефти

12,8т/сут , по жидкости16,9т/сут. Скважины 147 и 1018 имеют стабильные дебиты по нефти (7,6 и 5т/сут) при невысокой обводненности. Уд вес добываемой воды 1,178 и 1,170 соответственно. Пластовое давление за период с 2008 года стабильное, что говорит об эффективности закачки в скв. 1021.

3очаг. **Район нагнетательных скважин** 1026, 1028, 1032

Нагнетательные скважины 1026, 1028 работают продолжительное время, скв. 1032 пущена под закачку в 2011 году. Накопленная закачка по очагу составляет 180719 м3, из них на долю скв.1028 приходится 87%, а на долю новой скв. 1032 - 12,55% суммарной накопленной закачки. Текущая среднесуточная закачка за июнь 2014 составила 157м3. Текущие дебиты добывающих скважин, расположенных в очаге, не высокие: средний по нефти 1,45т/сут, по жидкости 1,8т/сут, суммарный по жидкости 7,2 т/сут. Текущая компенсация составляет 218,6%. Накопленная компенсация с учетом всех скважин 12 скважин, работавших в очаге, составляет 213%.

Пластовое давление продолжает снижаться относительно 2008 года. Снижение по скважине 1029 с 10,53 до 9,6МПа, по скв.734 с 13 до 9,2МПа, по скв.733 с 14до 10МПа. Следователь, эффективность закачки не высокая.

Выводы. Эффективность системы поддержания пластового давления на Южно-Павловском поднятии различна по очагам заводнения.

В центральной части залежи в очаге наг.скв.1021 отмечается стабилизация давления. Дебиты соседних скважин выше средних.

В северной части залежи по очагу нагн.скв.1011 отмечается снижение пластового давления в целом, но перевод нагнетательной скважины на круглогодичную работу позволит увеличить накопленную компенсацию, что должно привести к росту пластового давления в целом по очагу.Обращает на себя внимание тот факт, что после длительного периода закачки в пласт пресной воды, обводнение большинства

добывающих скважин происходит водой пластового характера (1,17-1,18 г/см3). Исключение составляют скв. 325, у которой уд.вес добываемой воды равен 1,033г/см3, скв.326 – с опреснённой водой уд.веса 1,120 г/см3, скв.1015 с уд.весом воды 1,025 г/см3 и обводненностью продукции 80,8%. Опреснение добываемой воды (уд.вес 1,167 г/см3) и высокая обводненость (93,4%) отмечена по скв.136.

Кроме этого, результаты потокометрических исследований в нагнетательной скважине № 1011 указывают на крайне неравномерное распределение закачиваемой воды по разрезу, что в условиях высоковязкой нефти обуславливает риск преждевременного обводнения скважин.

Следует провести потокометрические исследования по определению интервалов отдачи и приемистости отдельных пропластков, определить интервалы поступления воды в добывающих скважинах и выполнить работы по изоляции водопритоков. Следует обратить внимание на обводнение опресненной водой скв.136, 325, 326, 1015. Провести по ним исследования и ремонтно-изоляционные работы.

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.

5.2 Повышение эффективности системы ППД с использованием потокометрических и трассерных исследований скважин,ремонтно-изоляционных работ.

Одна из главных задач, решаемая любой нефтедобывающей компанией — повышение эффективности выработки нефтяных пластов и увеличение нефтеотдачи. Для ее решения важную роль играет получение

качественных и точных оценочных характеристик самого разрабатываемого пласта на всех этапах пополнения знаний об исследуемом объекте: подготовка, сбор, обработка, анализ, интерпретация данных.

Трассерный метод исследования является эффективным способом получения информации о межскважинном строении пласта, определения скорости фильтрации флюидов в коллекторе, выявления зон нарушения гидродинамической связи между отдельными участками, оценки коэффициента охвата пласта процессом вытеснения, установления контроля над распределением потоков в залежи. Трассерный метод основан на введении в контрольную нагнетательную скважину заданного объема меченой жидкости, которая оттесняется к контрольным добывающим скважинам вытесняющим агентом путем последующей (после закачки меченого вещества) непрерывной подаче воды в контрольную нагнетательную скважину. Одновременно из устья добывающих скважин начинают производить отбор проб. Отобранные пробы анализируются в лабораторных условиях для определения наличия трассера и его количественной оценки. По результатам анализа строятся кривые зависимости изменения концентрации трассера в пробах от времени, прошедшего с начала закачки трассера для каждой контрольной добывающей скважины. Вид этих кривых характеризует фильтрационную неоднородность каждого выделенного высокопроницаемого пути фильтрации (ВПФ) исследуемого участка пласта, которая определяется в результате интерпретации результатов трассерных исследований с привлечением другой имеющейся геолого-промысловой информации.

Данная технология предусматривает визуальный количественный анализ данных по скоростям движения и выносу из добывающих скважин трассера (зависимость выноса массы трассера по ВПФ от скорости движения относительно начальной массы; зависимость накопленной массы

трассера на выделенных отрезках скорости относительно начальной массы; зависимость выноса накопленной относительной массы трассера по ВПФ от скорости движения); позволяет количественно оценивать гидродинамическую связь между нагнетательной и добывающими скважинами (зависимость степени влияния нагнетательной скважины на обводненность добывающих от скорости движения воды; распределение нагнетаемой воды по пласту/участку в целом); позволяет строить и анализировать карты количественного распределения и направления движения трассера к добывающим скважинам и карты влияния нагнетательной скважины на обводненность добывающих.Очевидно, что появление меченой жидкости в добывающих скважинах свидетельствует об обводнении их нагнетаемой в залежь водой. Вид кривой «концентрация трассера – время» и кривой «масса извлеченного трассера - время» указывает количество и характер поступления воды от конкретной нагнетательной скважины к добывающим.

При применении трассерного метода и результатов интерпретации данных трассерных исследований (с привлечением другой имеющейся геолого-промысловой информации) возможна количественная оценка характера и качества выработки нефтяных залежей.

Трассерные исследования проводились на турнейской залежи Улыкского поднятии Павловского месторождения, где по результатам потокометрических и трассерных исследований в нагнетательной скважине № 958 выявлено неравномерное продвижение закачиваемой воды по площади ввиду высокой расчлененности и неоднородности пласта.

Потокометрическесские исследования скважин.Это исследования, связанные с определением параметров потоков жидкости на забое.Такими параметрами являются: общий расход жидкости (для нахождения профилей притока и приемистости) и расход по компонентам потока, т.е.

по воде, нефти, свободному газу, плотность и вязкость жидкости, скорость проскальзывания одного компонента потока относительно другого, энергетические показатели потока (распределение температуры и давления) и др.

Главной целью измерения расходов на забое является определение интенсивности эксплуатации каждого участка вскрытого продуктивного разреза. Многие виды потокометрических измерений являются составной частью измерений проводимых при исследовании скважин гидродинамическими методами. Исследования скважин с применением потокометрических измерений позволяют определять гидродинамические характеристики не только интегрально, т.е. всего разреза в целом, но и дифференциально, т.е. каждого пласта в отдельности.Этиисследования дают важную информацию о действительно работающей толщине пласта, о долевом участии в общем дебите отдельных пропластков, о результатах воздействия на те или иные пропластки с целью интенсификации притока или увеличения поглотительной способности скважин.

Гидропрослушивание.Метод гидропрослушивания позволяет определить параметры продуктивных пластов, установить газодинамическую взаимосвязь между отдельными скважинами, провести оценку неоднородности пласта.Сущность метода гидропрослушивания, заключается в наблюдении за изменениемдавления одной скважины, происходящим при изменении дебита соседней скважины.

При проведении исследований методом гидропрослушивания выбирают две скважины – возмущающую и реагирующую. По возмущающей скважине определяют изменение дебита. В реагирующей скважине ведут наблюдение за изменением забойного давления, вызванным указанным возмущением. Результатами исследования являются кривые изменения дебита в возмущающих скважинах и давления в реагирующих,

называемые кривыми реагирования. До проведения исследований необходимо провести расчет ожидаемой кривой реагирования, используя средний по месторождению параметр продуктивности пласта. Это позволит оценить время, необходимое для проведения исследования и класс точности измерительного оборудования. В качестве возмущающей скважины выбирают действующую или простаивающую добывающую скважину. Перед началом исследования такая скважина должна работать с некоторым установившимся дебитом и забойным давлением. В качестве реагирующей могут быть использованы простаивающие или специально остановленные скважины, находящиеся вблизи возмущающих скважин. Если в качестве реагирующей используется эксплуатационная скважина, то ее останавливают до полного восстановления давления и в течение длительного периода времени производят замер давления. После этого возмущающую скважину либо пускают в работу с дебитом постоянным в течение всего периода исследований, либо останавливают. На реагирующей скважине продолжают замер давления. Если изменение давления не фиксируется в течение длительного периода времени, существенно превышающее оценочное, то гидродинамическая связь между скважинами отсутствует. Если отмечено изменение давления зафиксируется, то исследования продолжают для получения кривой реагирования.

Изоляционные работы. Ремонтно-изоляционные работы проводят с целью изоляции верхних вод, нижних вод, поступающих через цементный стакан и по заколонному пространству, подошвенных и контурных вод, поступающих по наиболее проницаемым интервалам и трещинам пласта, т.е. обеспечивают оптимальные условия работы продуктивного пласта, для достижения зазапланированной (максимальной) выборки запасов нефти.

При не герметичности цементного кольца возможны следующие ос-ложнения :

- перетоки воды, нефти и газа по заколонному пространству между невскрытыми перфорацией пластами, грифоны;

- обводнение продуктивных пластов;

- прорыв газа в перфорированную зону нефтяного пласта.

Эффективность изоляционных работ во многом зависит от информации о причине и местоположении источника перетока, а технологические схемы и приемы при цементировании под давлением во всех случаях практически одинаковы и могут отличаться по выбору зоны ввода тампонажного состава в заколонное пространство.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе «Повышение эффективности системы поддержания пластового давления на Павловском месторождении (Южно-Павловское поднятие, турнейская залежь)» выполнен анализ текущего состояния разработки на 01.01.2014г.На дату анализа отклонение от проекта не критично, так как в период с 2006 по 2012 гг. вовлечение в разработку недренируемых запасов проводилось темпами по сравнению с проектом за счет зарезки боковых стволов и восстановления неработающего фонда скважин.

Более низкие дебиты жидкости и нефти по сравнению с проектом связаны со снижением пластового давления в залежи из-за недостаточной

компенсации отборов закачкой в период активного проведения работ по интенсификации добычи (2006-2009 гг.).

В 2010-2013 г., с целью восстановления энергетического состояния залежи, годовой объем закачки увеличен более чем в 1,2 раза. На дату анализа текущая компенсация отборов закачкой вдвое выше проектного уровня (проект – 83,6 %, факт – 174,8 %).

По результатам проведенного в 2006-2009 гг. комплекса ГТМ необходим пересмотр проектных уровней добычи с учетом возможности применения новых методов повышения нефтеотдачи пласта.

В специальной частивнимание уделено повышению эффективности системы ППД в отложениях турнейского яруса Павловского месторождения (Южно-Павловское поднятие). По результатам проведенного анализа было предложено проведение потокометрическских и трассерных исследований скважин, а также проведение ремонтно-изоляционных работ.

На Южно-Павловском поднятии организовано приконтурно-очаговое заводнение, которое предусматривалось проектным документом.

Эффективность системы поддержания пластового давления на Южно-Павловском поднятии различна по очагам заводнения.

В центральной части залежи в очаге наг.скв.1021 отмечается стабилизация давления. Дебиты соседних скважин выше средних.

В северной части залежи по очагу нагн.скв.1011 стабилизация и снижение давления, но перевод этой скважины на круглогодичную работу 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.

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.

Судя по динамике пластового давления и отборов жидкости в реагирующих добывающих скважинах, в пределах «русловой зоны» закачиваемая вода распространяется преимущественно в восточном направлении. Для уточнения направления фильтрационных потоков в пласте необходимо проведение трассерных исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Хасаев А.М., Гусев В.И. Технология и техника добычи нефти. - М.: Недра, 1986.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. -М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003.
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986.
4. Технологическая схема разработки Павловского месторождения.

5. Еронин В.А. Кривоносов И.В. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях