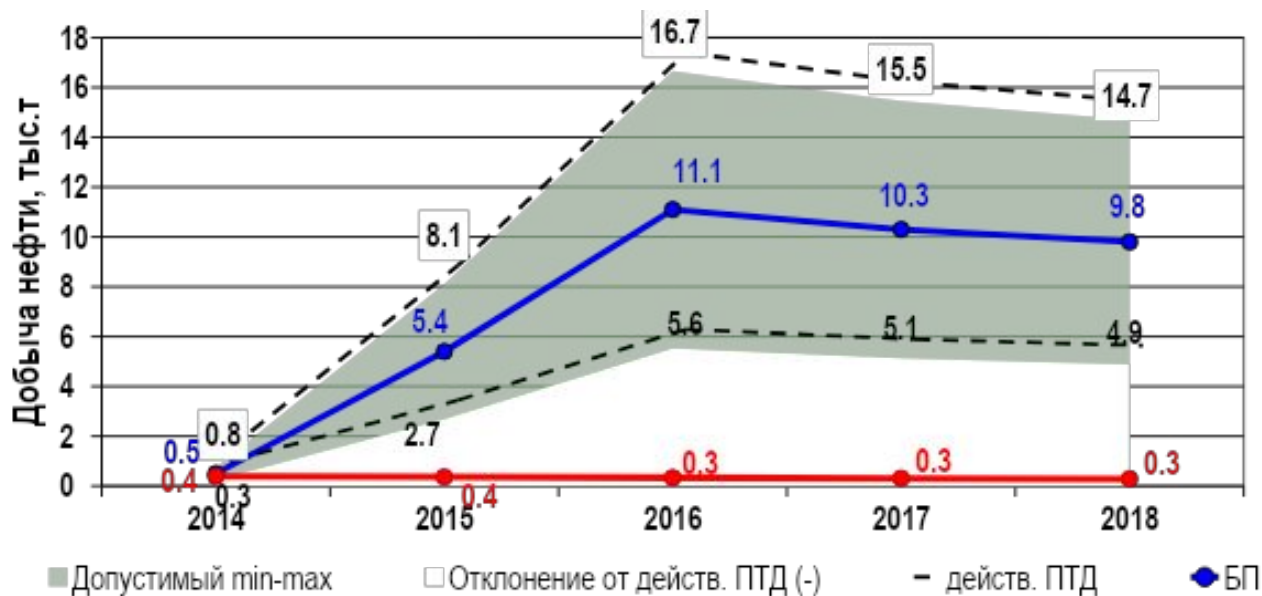


# Обоснование целесообразности сдачи лицензий по Шариповскому участка Арланского НМ

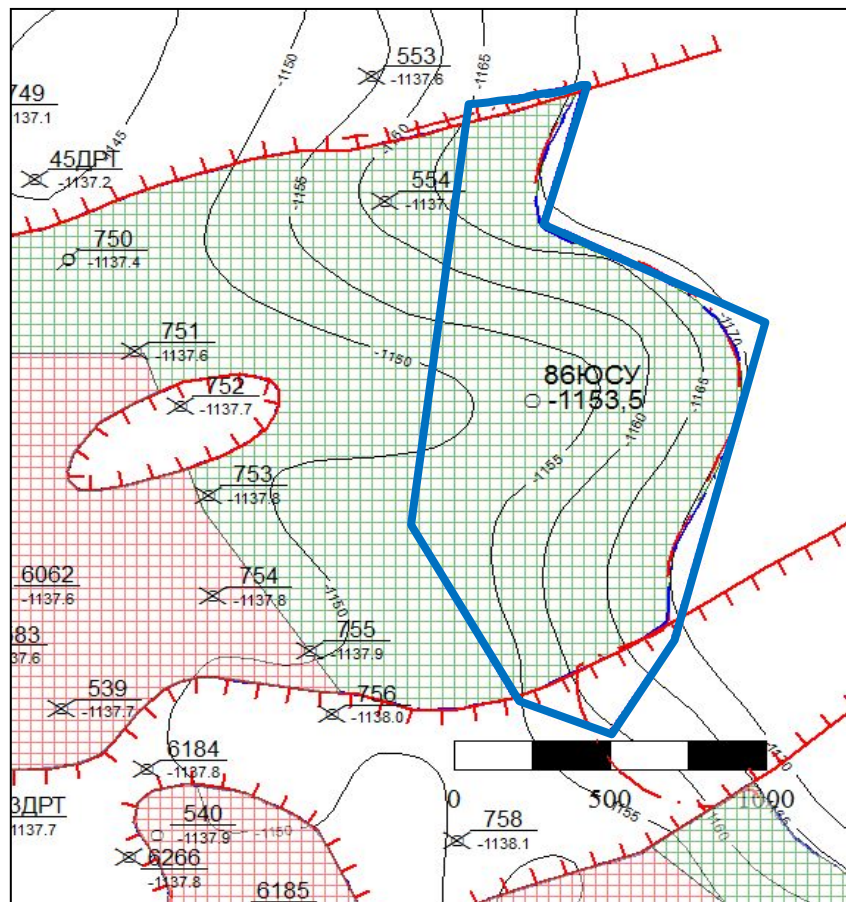


Показатель	2014		2015		2016		2017		2018	
	действ. ПТД	БП	действ. ПТД	БП	действ. ПТД	БП	действ. ПТД	БП	действ. ПТД	БП
Добыча нефти, тыс.т	0,5	0,4	5,4	0,4	11,1	0,3	10,3	0,3	9,8	0,3
Разница, %	-21,8		-93,3		-97,0		-97,0		-97,1	
Допустимое отклонение, %	+/- 50%									
Бурение скважин, ед.	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-



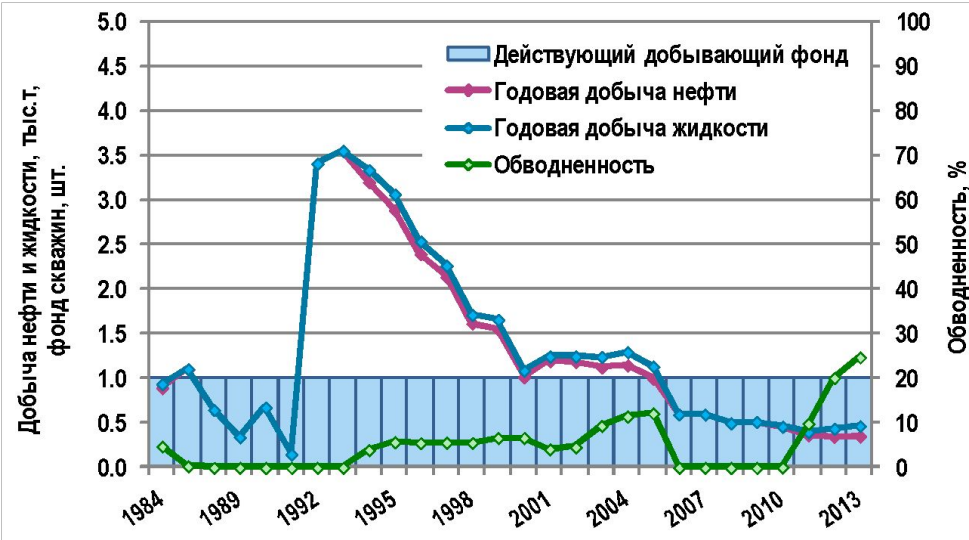
С 2015 г. по Шариповскому ЛУ Арланского НМ ожидается отклонение от проектных уровней добычи выше допустимого норматива из-за отсутствия в БП бурения предусмотренного в ПТД.

## Структурная карта по кровле коллектора пласта CVI



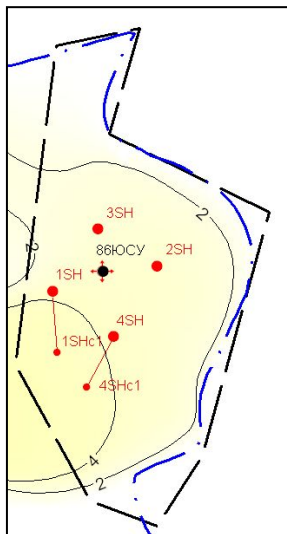
### Условные обозначения

- транзитная
- ✕ ликвидированная после бурения
- пьезометрическая
- ожидание ликвидации
- наблюдательная
- граница лицензионного Шариповского участка
- внешний контур нефтеносности, С
- линия выклинивания, С
- изогипсы
- 2268 / 1216 номер скважины / абс. отметка



Показатель	Значение
Геологические запасы, тыс.т	602
Извлекаемые запасы, тыс.т	258
Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т	223
Утвержденный КИН	0,428
Накопл. добыча нефти, тыс.т	35
Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	37
Текущий КИН	0,058
Годовая добыча нефти, тыс.т	0,353
Годовая добыча жидкости, тыс.т	0,469
Обводненность, %	24,8
Дебит скважины по нефти, т/сут:	1,1
по жидкости, т/сут	1,5
Действ. фонд доб. скважин	1
Отбор от НИЗ, %	13,6
Темп отбора от НИЗ, %	0,14
Темп отбора от ОИЗ, %	0,16

## Вариант 1 (утвержденный ЦКР)



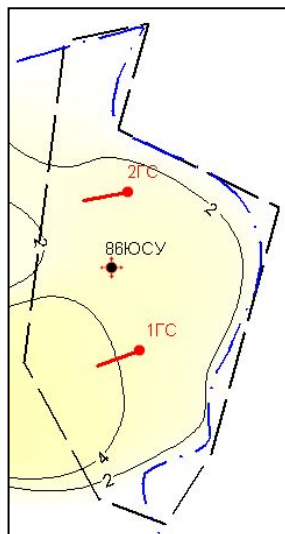
### Вариант 1:

Бурение – 4 ННС 2015 г.;  
Бурение – 2 БС 2035 г.;  
ППД – 86Юсу 2015г.

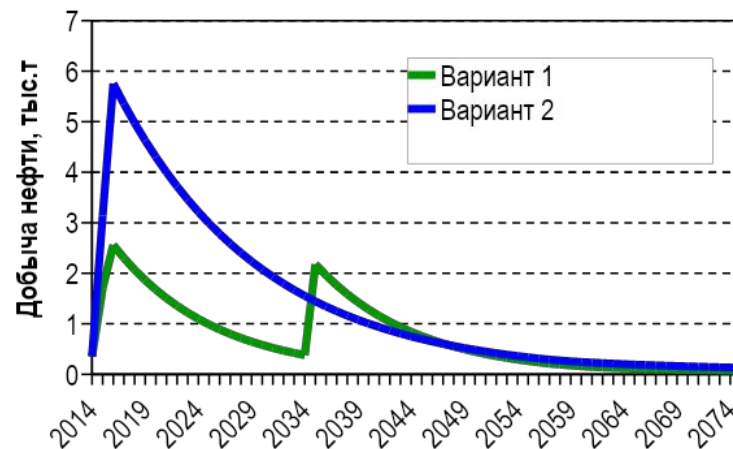
### Вариант 2:

Бурение – 2 ГС 2015 г.;  
ППД – 86Юсу 2015г.

## Вариант 2 (оптимизационный)



## Профиль добычи нефти



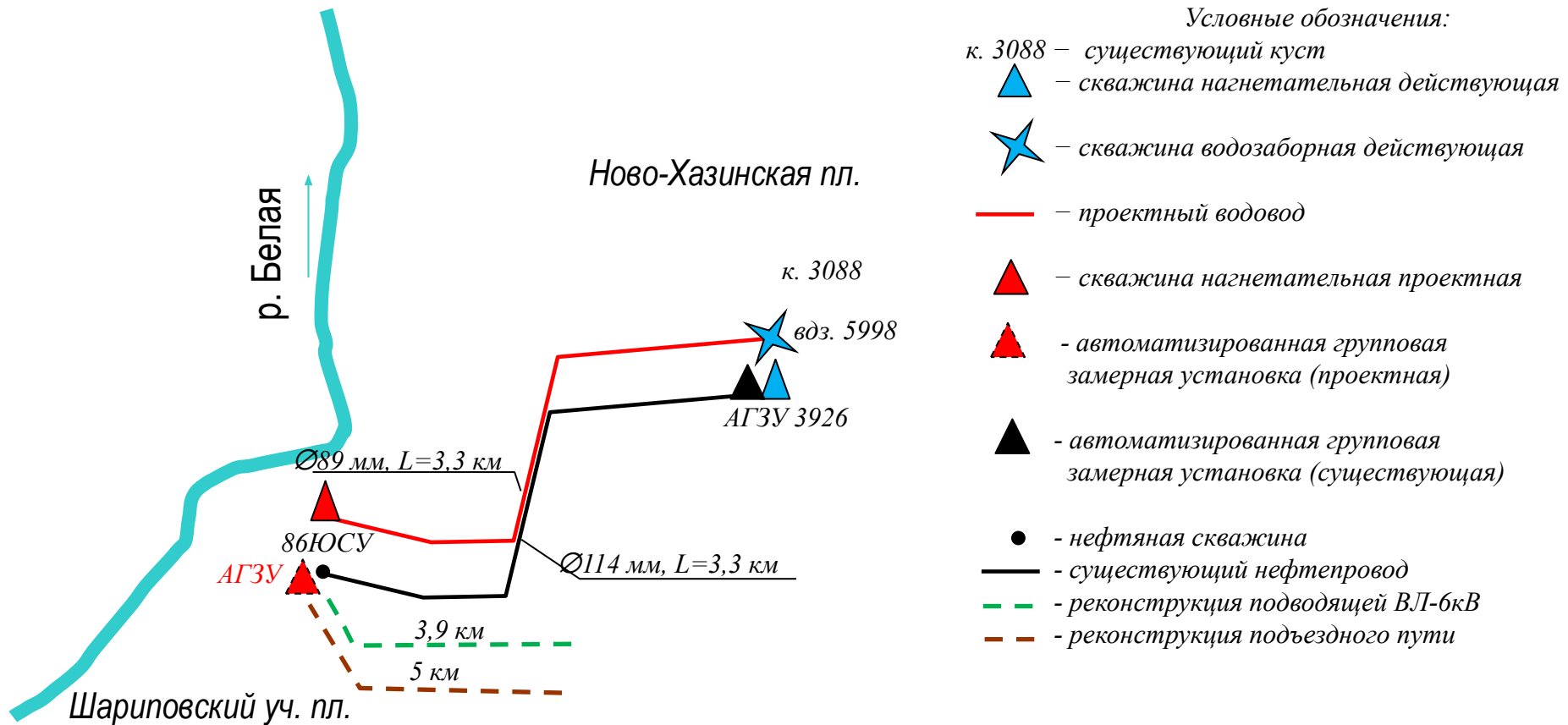
## Начальные дебиты

Вариант	№ скв.	Дата ввода	PVT свойства объекта				Потенциальный режим и планируемый объем ГТМ								
			Рнас.	Плотность нефти	Вязкость нефти	Вн	Лэфф.	Рпл.	k	Нэфф.	Рзаб. пот.	Qж	Qн	%	
			атм.	т/м3	сПз	м3/м3	м	атм	мД	м	атм	м3/сут.	т/сут.		
1	1SH	2015	74	0.902	29.3	1.04	-	80	134	3.6	40	2,8	2,2	12	
	2SH	2015	74	0.902	29.3	1.04	-	80	134	3.3	40	2,6	2,0	12	
	3SH	2015	74	0.902	29.3	1.04	-	80	134	2.8	40	2,2	1,7	12	
	4SH	2015	74	0.902	29.3	1.04	-	80	134	3.8	40	2,9	2,3	12	
	1BC	2035	74	0.902	29.3	1.04	-	80	134	4.5	40	3,5	2,7	12	
	4BC	2035	74	0.902	29.3	1.04	-	80	134	4.3	40	3,3	2,6	12	
2	1ГС	2015	74	0.902	29.3	1.04	200	80	134	2.8	40	12,4	9,7	12	
	2ГС	2015	74	0.902	29.3	1.04	200	80	134	3.8	40	8,9	6,9	12	

- бурение ННС
- бурение БС
- бурение ГС
- ⊗ перевод в ППД

**Выполнение проектного бурения в 2015 г. не обеспечивает снятие лицензионных рисков (вариант 1), расчетные дебиты новых скважин ниже проектных.**

# Принципиальная схема сбора и транспорта продукции скважин Шариповского участка (Арланского месторождения)



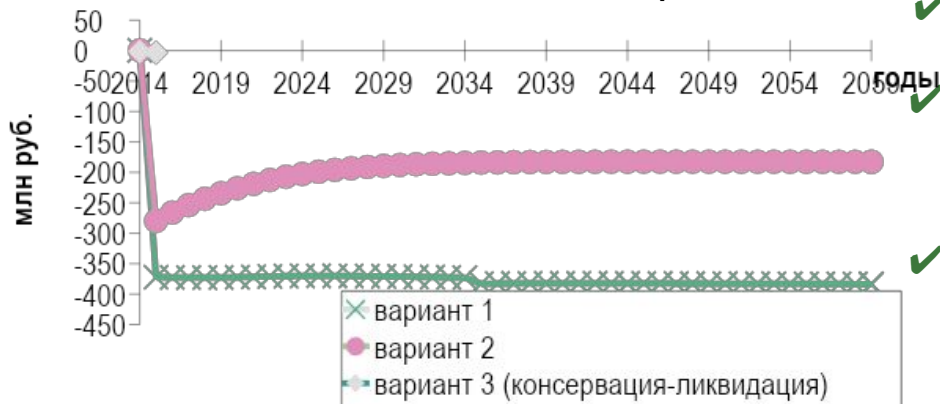
- Продукция нефтяной скважины по существующему трубопроводу направляется через АГЗУ в пункт сбора и подготовки.
- Предлагается, для сбора и учета продукции пробуренных скважин установить АГЗУ.
- В настоящее время на Шариповском участке система ППД отсутствует.
- Для организации системы ППД планируется перевод скважины 89ЮСУ в нагнетательный фонд, с подключением к действующей водозаборной скважине 5998 Ново-Хазинской площади.
- Необходимо строительство водовода диаметром 89 мм, протяженностью 3,3 км.

Показатели	Значения	
	вариант 1	вариант 2
<b>КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ</b>		
- бурение ННС вар 1 (4 шт), тыс.руб./скв.	173193,00	-
- бурение добывающей горизонтальной скважины вар 2 (2 шт), тыс.руб./скв.	-	155193,00
- бурение боковой ствол вар 1 (2 шт), тыс.руб./скв.	78000,0	-
- оборудование для нефтедобычи, тыс.руб./ввод 1 скважины		
добывающей скважины	3805,2	-
горизонтальной скважины	-	2184,0
нагнетательной скважины	498,7	498,7
бокового ствола	794,6	-
- нефтепромысловое обустройство, тыс.руб.		
добывающей (вар 1), горизонтальной скважины ( вар 2)	134370,0	67185,0
нагнетательной скважины	496,1	496,1
- замена оборудования, тыс.руб./скв.среднег. действ.фонда	16636,3	8386,9
- прочие работы и затраты, % от нефтепромыслового обустройства	21132,7	14414,2
- водовод d 89*6 вар 1,2 (3,3 км), тыс.руб	10552,9	10552,92
- реконструкция подводящей ВЛ-6кВ (3,9км), тыс.руб	3200,0	3200,0
- реконструкция подъездного пути (5 км), тыс.руб	55000,0	55000,0
- выкидная линия СВНП 89*6 (150 м), тыс.руб	1600,0	1600,0
- ёмкость дренажная, тыс.руб	900,0	900,0
- КТПН 6/0,4кВ с трансф (160кВа), тыс.руб	442,5	442,5
- ВЛ-6кВ (для монтажа КТПН) (100 м), тыс.руб	265,0	265,0
- АГЗУ "Спутник" с телемеханикой и ПНР вар 1,2 (1 шт), тыс.руб	4500,0	4500,0
<b>Итого:</b>	<b>505387,0</b>	<b>324818,4</b>

\* затраты на всё бурение даны с учётом мобилизации, первичного монтажа, передвижки в кусте, демобилизации.



Динамика накопленного ЧДД по вариантам



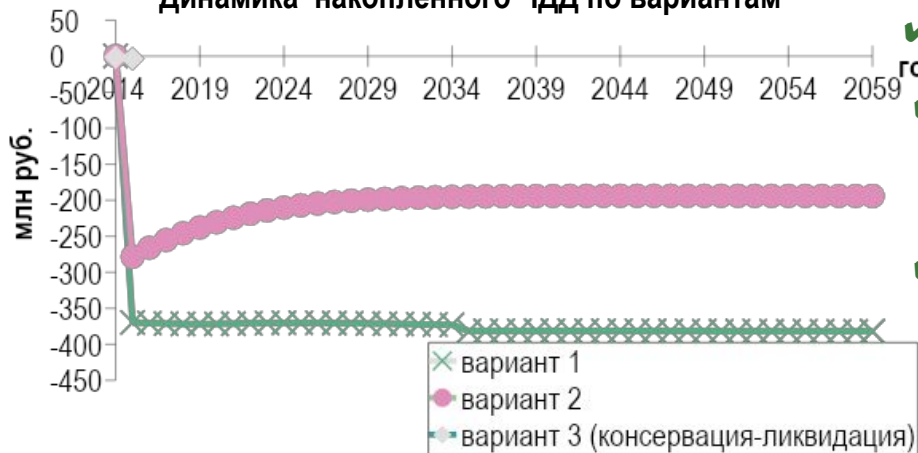
- ✓ Все варианты являются экономически неэффективными;
- ✓ Наибольшие убытки достигаются при разработке месторождения с бурением 4 ННС и 2 БС (вариант 1) – ЧДД = -383,9 млн.руб.
- ✓ По варианту 2 при разработке месторождения с бурением 2 ГС убытки составят 182,9 млн руб.

При условии реализации 30% нефти на внешнем рынке и 70% на внутреннем рынке (без НДС) по ценам: в 2014г. - 105 долл./барр. и 10184,89 руб./т ; в 2015г. - 90 долл./барр. и 9214,51 руб./т ; в 2016г. - 90 долл./барр. и 9532,76 руб./т  
WACC=10,0%

Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3 (консервация - ликвидация)
Проектный срок, г.	2014-2075	2014-2075	2014-2015
Капитальные вложения, млн руб.:	505,4	324,8	0,0
Эксплуатационные затраты, млн руб.	1021,0	968,3	3,0
<b>Чистый дисконтированный доход, млн руб.</b>	<b>-383,9</b>	<b>-182,9</b>	<b>-3,4</b>
Индекс доходности затрат, ед.	0,338	0,709	0,601
Дисконтированный доход государства, млн руб.	167,6	341,5	3,8
Добыча нефти, тыс.т	46,00	85,00	0,35
КИН, ед.	0,135	0,199	0,059

**Наименьшие убытки в размере 3,4 млн руб. достигаются при консервации (ликвидации) месторождения в 2015 году.**

Динамика накопленного ЧДД по вариантам



- ✓ Все варианты являются экономически неэффективными;
- ✓ Наибольшие убытки достигаются при разработке месторождения с бурением 4 ННС и 2 БС (вариант 1) - ЧДД = -382,4 млн.руб.
- ✓ По варианту 2 при разработке месторождения с бурением 2 ГС убытки составят 194,2 млн руб.

При условии реализации 100% на внутреннем рынке (без НДС) по ценам: в 2014г. - 10184,89 руб./т ; в 2015г. - 9214,51 руб./т; в 2016г. - 9532,76 руб./т.  
WACC=10,9%

Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3 (консервация - ликвидация)
Проектный срок, г.	2014-2075	2014-2075	2014-2015
Капитальные вложения, млн руб.:	505,4	324,8	0,0
Эксплуатационные затраты, млн руб.	1000,2	929,9	2,9
<b>Чистый дисконтированный доход, млн руб.</b>	<b>-382,4</b>	<b>-194,2</b>	<b>-3,5</b>
Индекс доходности затрат, ед.	0,259	0,612	0,507
Дисконтированный доход государства, млн руб.	100,5	191,0	2,0
Добыча нефти, тыс.т	46,00	85,00	0,35
КИН, ед.	0,135	0,199	0,059

**Наименьшие убытки в размере 3,5 млн руб. достигаются при консервации (ликвидации) месторождения в 2015 году.**



1. Выполнение проектного бурения в 2015 г. не обеспечивает снятие лицензионных рисков.
2. Все варианты дальнейшей разработки Шариповского ЛУ являются экономически неэффективными.
3. Рекомендуется сдать лицензию в конце 2014 года.