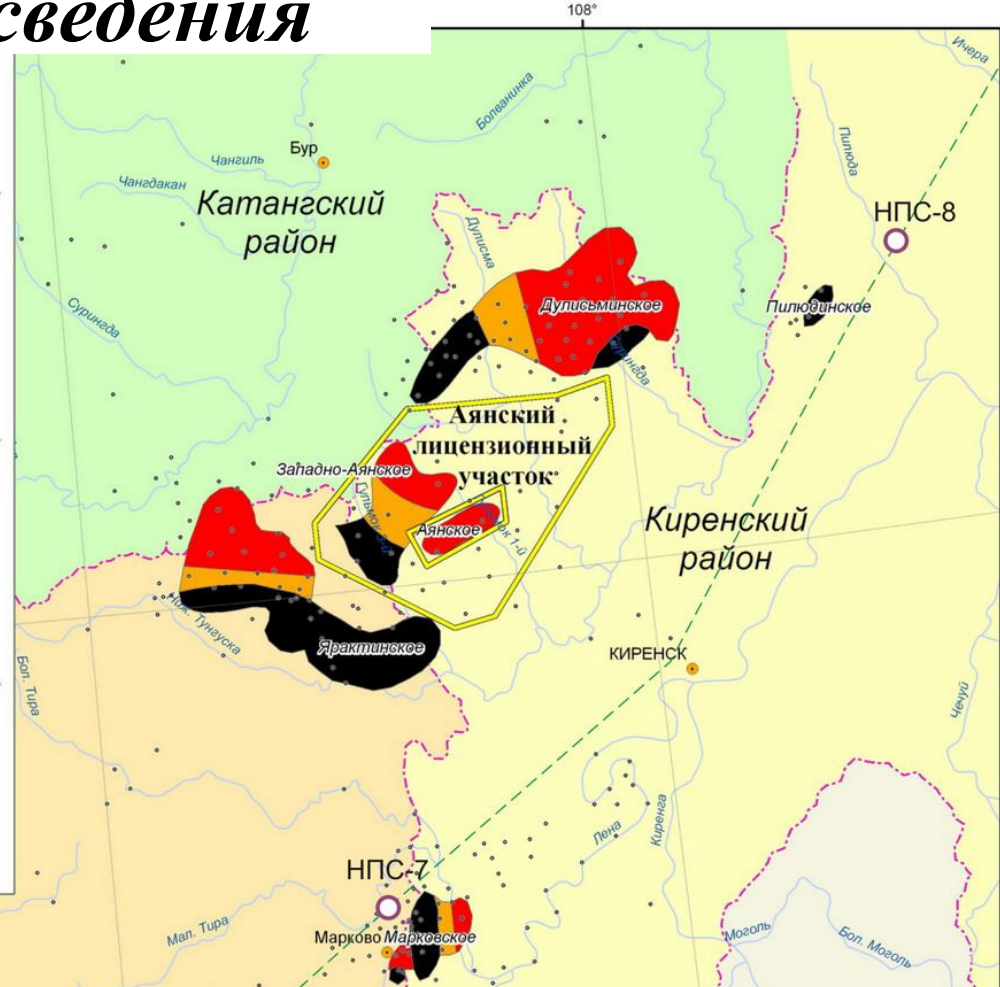
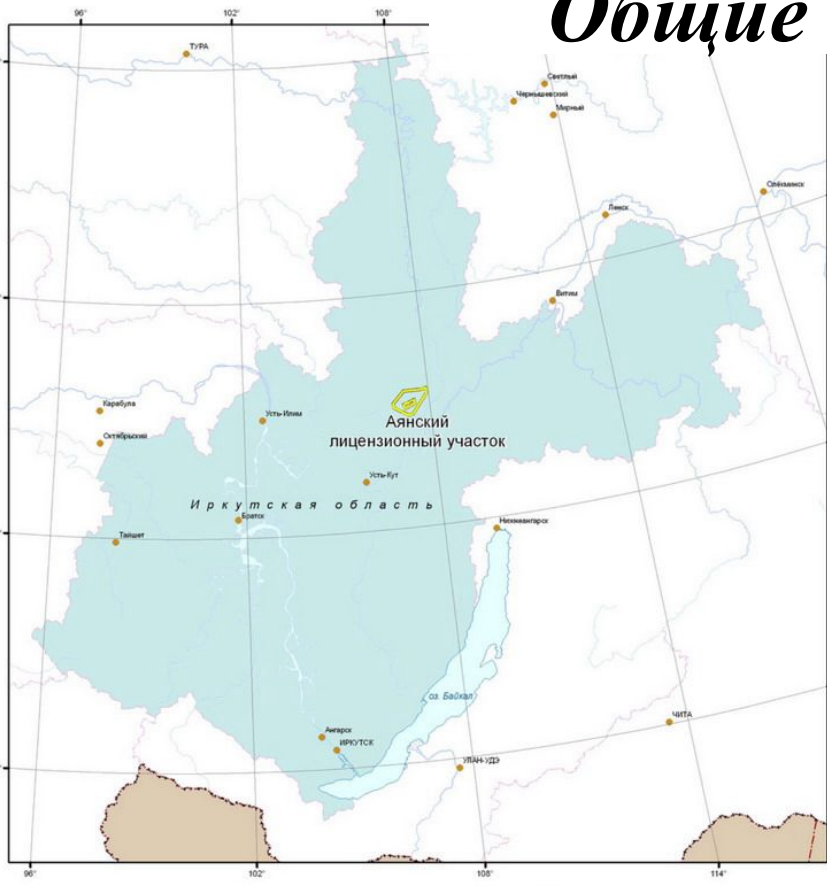


**Создание геолого-геофизической модели месторождения,
подсчет запасов УВ сырья и разработка Проекта пробной
эксплуатации.**

Построение 2Д модели месторождения и подсчет запасов:

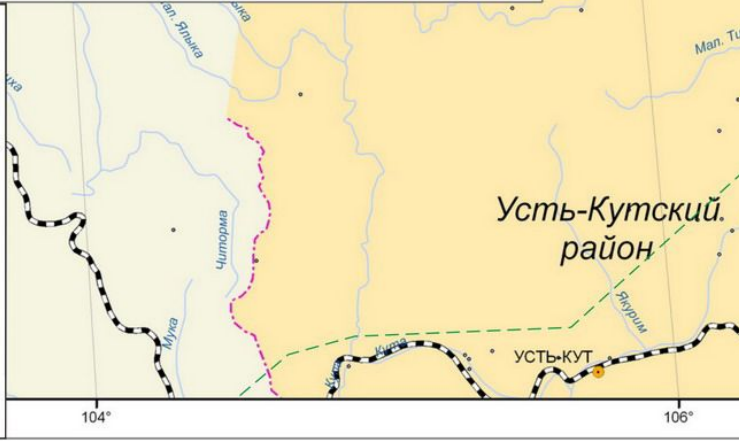
1. Сбор всей информации о месторождении
2. Занесение исходной информации в проект
3. Построение геолого-геофизической модели месторождения
4. Подсчет запасов УВ сырья
5. Анализ текущего состояния разработки
6. Расчет возможных вариантов разработки и анализ их экономической эффективности
7. Выбор первоочередных участков для пробной эксплуатации
8. Разработка программы НИР и доразведки

Общие сведения



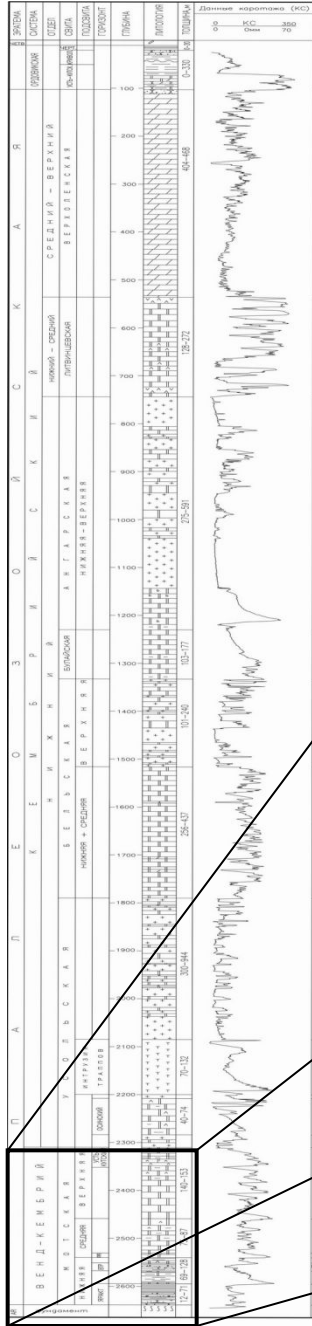
Условные обозначения

•	скважины
● (red)	газ
● (yellow)	конденсат
● (black)	нефть
□ (yellow outline)	границы Аянского участка
— (dashed pink)	административные границы
● (yellow)	населённые пункты
— (black dashed)	Железные Дороги
— (green dashed)	Примерный маршрут нефтепровода ВСТО
○ (purple)	Нефтеперекачивающая станция (НПС)



- открыто в 2008 году
- расположено в Киренском и Устькутском районах Иркутской области на территории Аянского ЛУ
- Лицензией ИРК №13568 НР владеет ООО «ИНК-Нефтьгазгеология» сроком до 2031 г.

Сводный литолого-стратиграфический разрез



ЭРАТЕМА	ПАЛЕОЗОЙСКАЯ		ГЛУБИНА	ЛИТОЛОГИЯ	ТОЛЩИНА, м
СИСТЕМА	ВЕНД-КЕМБРИЙ				
ОТДЕЛ	МОТСКАЯ				
СВИТА	НИЖНЯЯ				
ПОДСВИТА	СРЕДНЯЯ	ВЕРХНЯЯ			
ГОРИЗОНТ	ЯРАКТ	УСТЬ-КУТСКИЙ			
ГОРИЗОНТ	ВР	УСТЬ-КУТСКИЙ			
			2400		140-153
			2500		75-87
			2600		12-71 69-128
AR	фундамент				

Верхнетирский
горизонт

Ярактинская
пачка

Состояние изученности месторождения

По состоянию на 01.01.08 г. на месторождении пробурено 13 поиск. и 2 развед. скв.

2Д сейсмика – 256 пог. км

ГИС выполнен по всем скважинам

Промыслово-геофизические исследования:

- по верхнетирскому горизонту проводились исследования в 5 скважинах;
- по ярактинской пачке проводились исследования в 7 скважинах.

Керн отобран во всех скважинах, результаты отсутствуют.

Гидродинамические исследования скважин:

- в пласте ярактинской пачки проведено 5 замеров пластового давления,
2 замера забойного давления,
1 исследование КВД (нет данных);
- в верхнетирском горизонте выполнено 2 замера пластового давления, 1 ИД,

Лабораторные исследования пластовых флюидов:

Отобрано проб нефти:- на ярактинской пачке-3 пробы

- на верхнетирском горизонте-2 пробы

Отобрано проб газа: - на ярактинской пачке-5 пробы

- на верхнетирском горизонте-3 пробы

Отобрано проб конденсата:

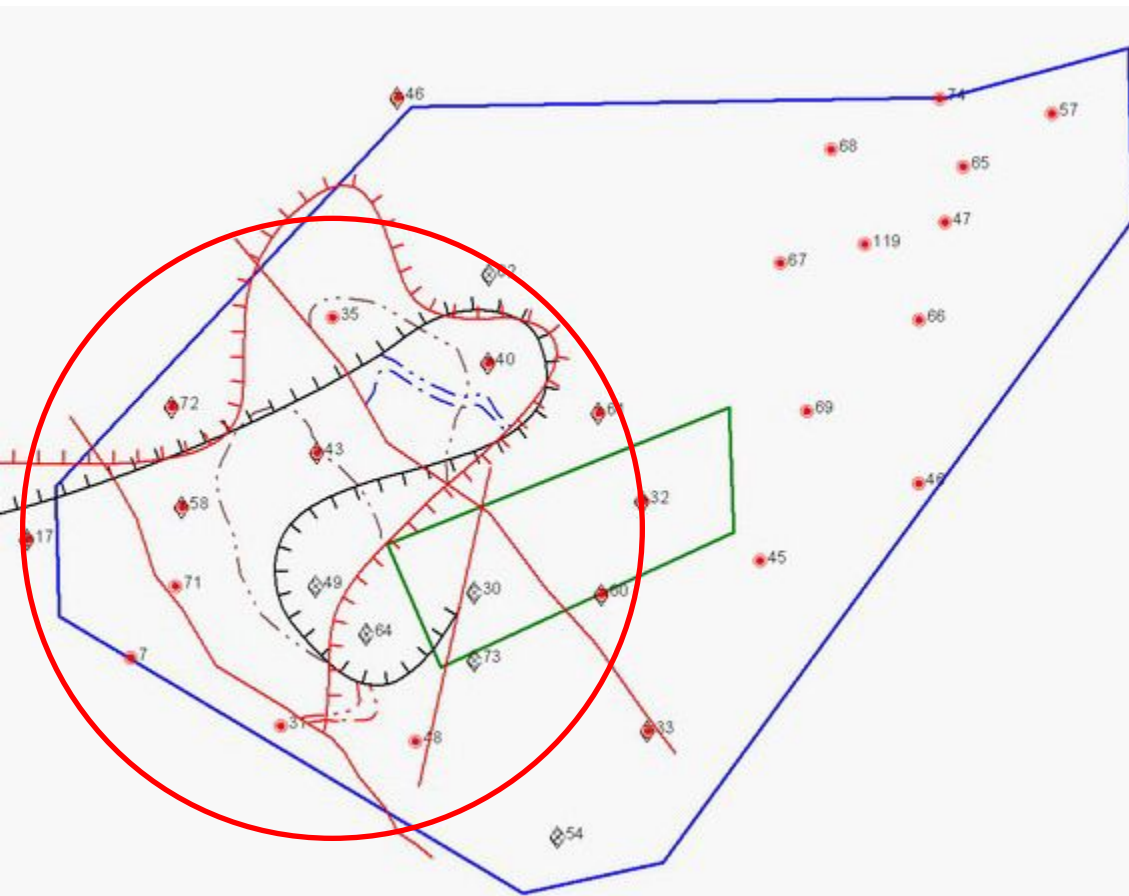
- на верхнетирском горизонте-2 пробы

Физико-химическая характеристика пластовых вод:

В пределах ярактинской пачки получены притоки воды при отборе 5 проб

В пределах верхнетирского горизонта получены притоки воды при отборе 3 проб

Геологическое строение месторождения



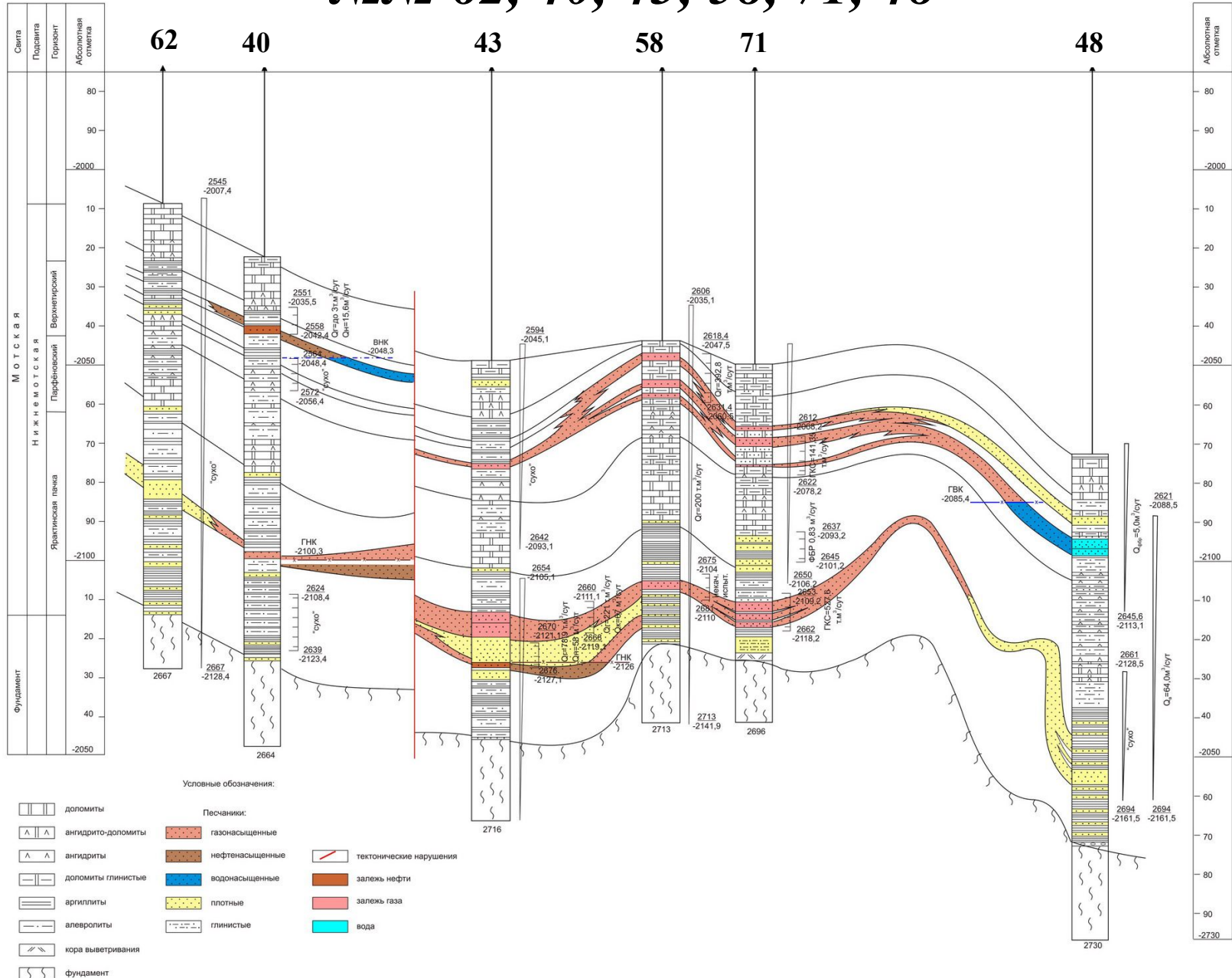
На Аянской площади пробурено 26 скважин.

На Западно-Аянском НГКМ Пробурено -15 скважин, Выявлены в ярактинской пачке - 2 газоконденсатные залежи с нефтяной оторочкой; в верхнетирском горизонте – 1 нефтяная и 1 газоконденсатная залежи.

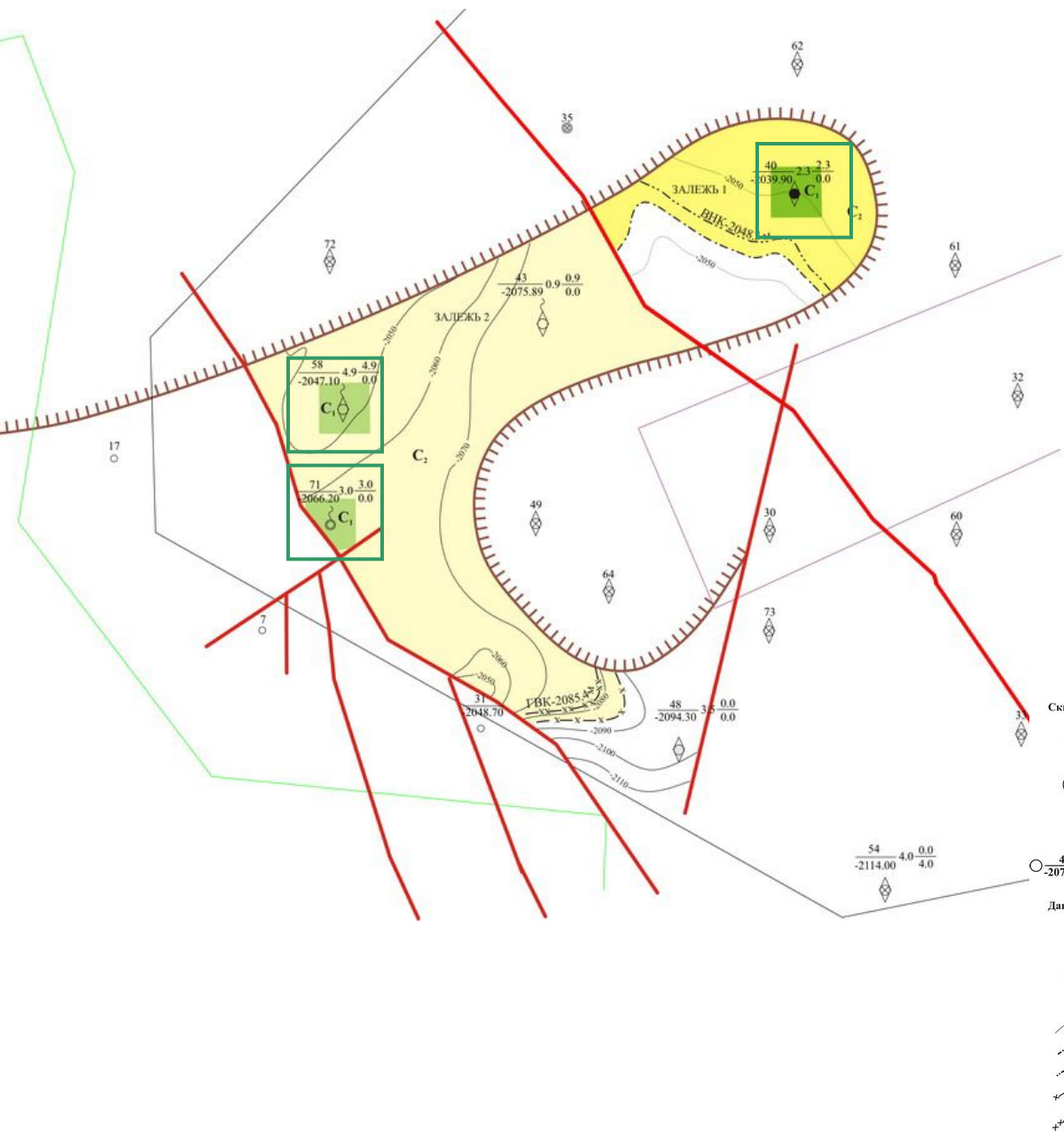
Условные обозначения:

- Разведочные
- ◇ Поисковые
- ⊗ Не продуктивные по ГИС
- Разведочные
- Внутренний контур нефтеносности верхнетирского горизонта
- Внешний контур нефтеносности верхнетирского горизонта
- Внешний контур газоносности верхнетирского горизонта
- Внутренний контур газоносности верхнетирского горизонта
- Внутренний контур газоносности ярактинской пачки
- ||| Зона отсутствия коллекторов верхнетирского горизонта
- ||| Зона отсутствия коллекторов ярактинской пачки
- Тектонические нарушения
- Контур Аянского участка недр
- Контур участка недр "Аянского месторождения"

Геологический разрез по линии скважин №№ 62, 40, 43, 58, 71, 48



Структурная карта по кровле продуктивного пласта верхнетирского горизонта



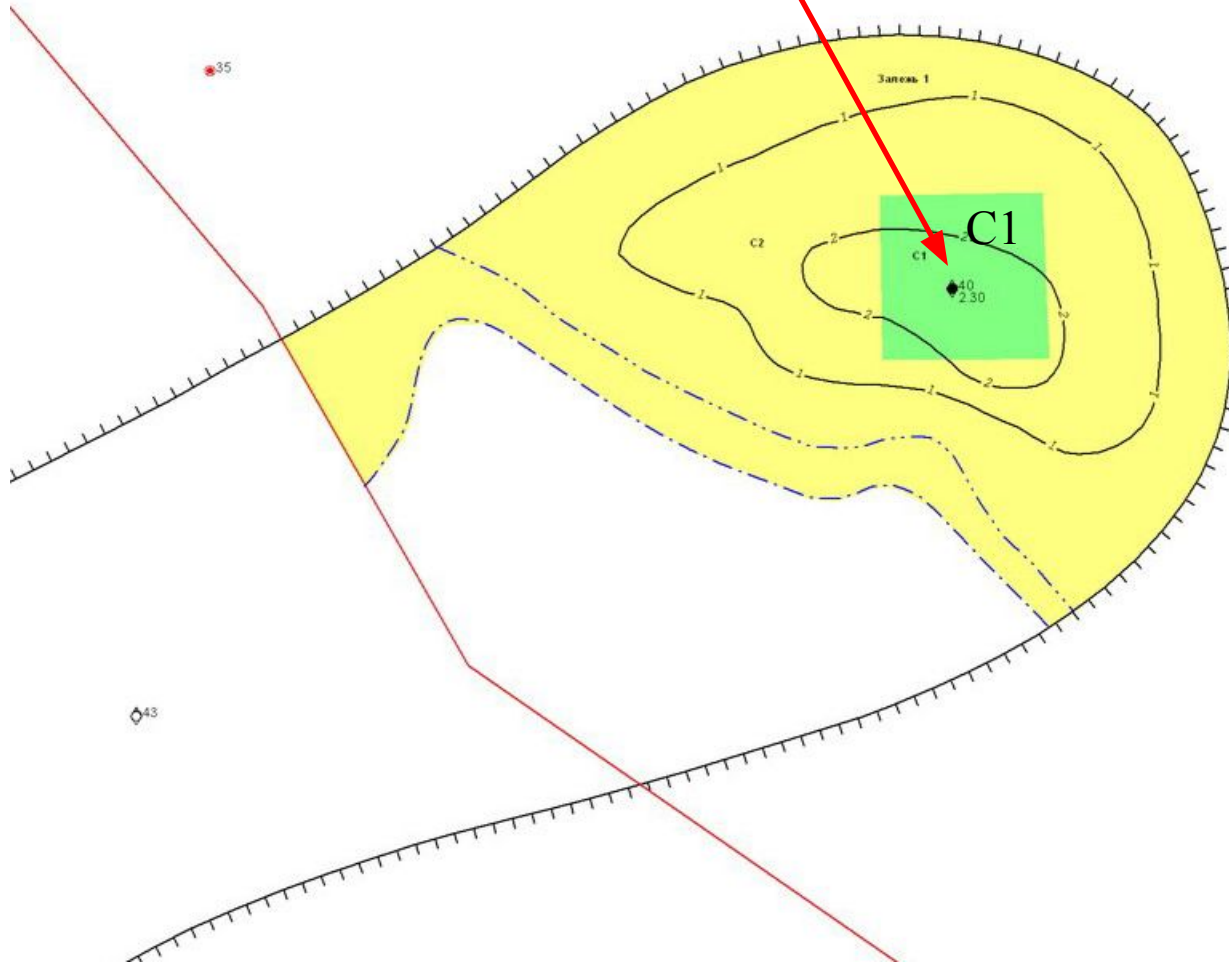
Выявлено 2 залежи – нефтяная и газоконденсатная.
Залежи литологически экранированы
Получены пром.притоки нефти в скв. 40
и газа в скв. 58 и 71

Условные обозначения:

- | | | |
|------------------------|--|---|
| Скважины: | | Контур запасов категории C1 для нефти |
| | | Контур запасов категории C1 для газа |
| | | Контур прироста запасов категории C2 для нефти |
| | | Контур прироста запасов категории C2 для газа |
| | | Контур Аянского участка недр |
| | | Контур участка недр "Иракитского месторождения" |
| | | Контур участка недр "Аянского месторождения" |
| | | Зона отсутствия коллекторов |
| | | Разрывные нарушения |
| | | Разломы не участвующие в построении модели |
| Давные притоки: | | Газ |
| | | Нефти |
| | | Воды |
| | | Непродуктивные по ГИС |
| | | Изогипсы |
| | | Внешний контур нефтеносности |
| | | Внутренний контур нефтеносности |
| | | Внешний контур газоносности |
| | | Внутренний контур газоносности |

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин верхнетирского горизонта

сква. №40 $q_H = 15.6 \text{ м}^3/\text{сут}$



- ✓ Коллектор – терригенный с переслаиванием сульфатно-карбонатных пород;
- ✓ Размер залежи – 11.75 × 5.75 км;
- ✓ ВНК – 2048.3 м;
- ✓ Нср.н/н – 1.3 м.

Условные обозначения:

- Не участвовавшие в подсчете запасов
- Разведочные
- ◇ Поисквые
- Давшие приток воды
- Давшие приток нефти
- ⊗ Не продуктивные по ГИС
- Давшие приток газа
- Внешний контур нефтеносности
- Внутренний контур нефтеносности
- Зона отсутствия коллекторов
- Тектонические нарушения
- Категория запасов C1
- Категория запасов C2
- 2 — Изопахита

Карта эффективных газонасыщенных толщин верхнетирского горизонта

- ✓ Коллектор – терригенный, с переслаиванием сульфатно-карбонатных и пород;
- ✓ Размер залежи – 19.5×15.75 км;
- ✓ ГНК – абс.отм. 2085.4 м.;
- ✓ Нер – 2.3 м.

сква.№58 $q_r=392$ тыс.м³/сут

С1

С1

сква.№71 $q_r=141$ тыс.м³/сут

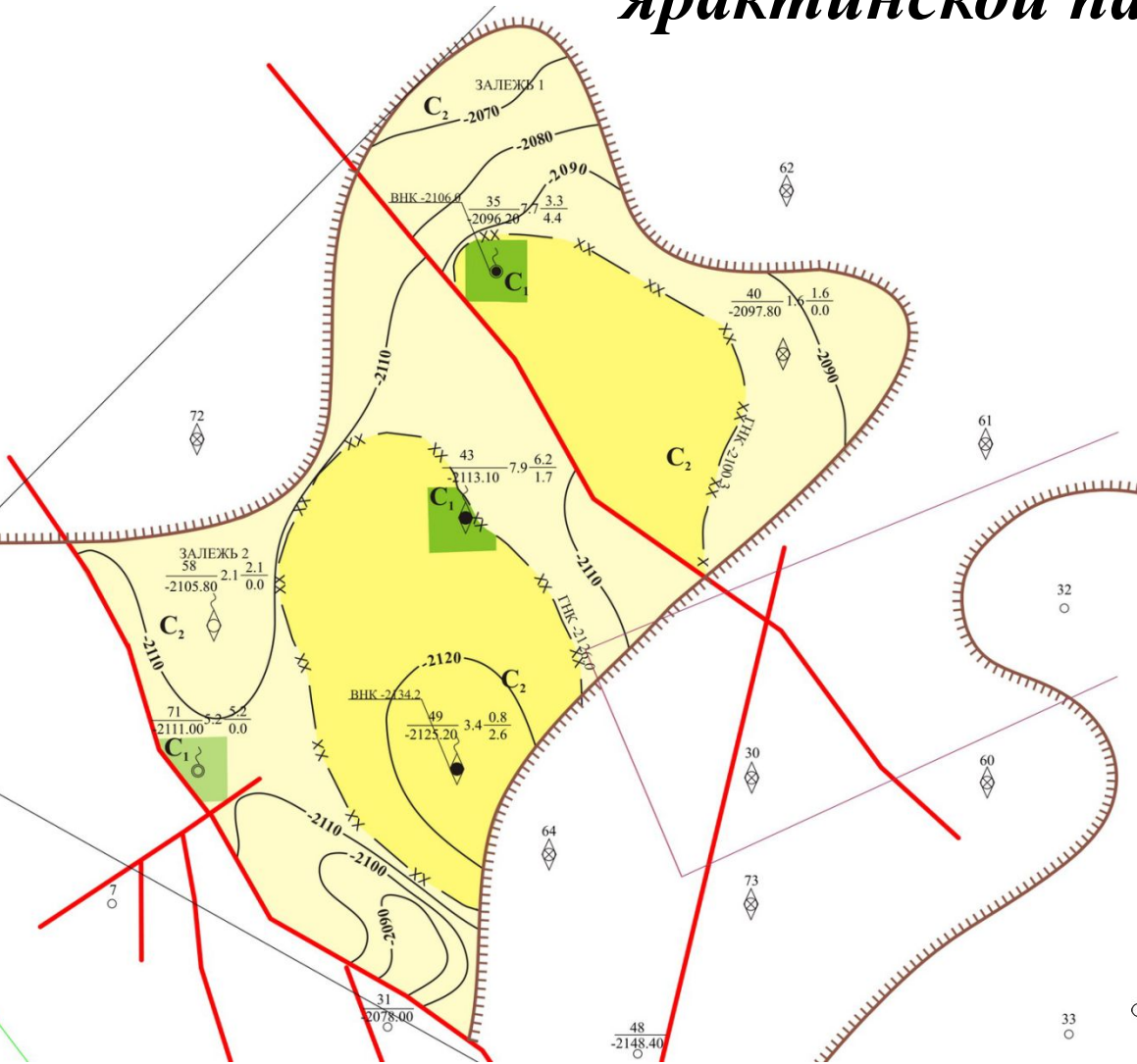
Условные обозначения:

- Не участвовавшие в подсчете запасов
- Разведочные
- ◇ Понсковые
- ⊖ Давшие приток воды
- Давшие приток нефти
- ⊖ Не продуктивные по ГИС
- Давшие приток газа
- Внешний контур газонасыщенности
- Внутренний контур газонасыщенности
- ▬ Зона отсутствия коллекторов
- Тектонические нарушения
- 2 — Изопахита
- Категория запасов С1
- Категория запасов С2

Геолого-физическая характеристика верхнетирского горизонта

Параметры	нефть	газ
Тип залежи	нефтяная залежь, литологически экранированная	газоконденсатная залежь, литологически экранированная
Тип коллектора	переслаивание сульфатно-карбонатные и терригенных пород	
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	41955	-
Площадь газоносности, тыс.м ²	-	145345
Средняя общая толщина, м	2.3	2.9
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	-	2.3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1.3	-
Коэффициент пористости, доли ед.	0.16	0.135
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.704	-
Коэффициент газонасыщенности пласта, доли ед.	-	0.78
Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	11	39
Коэффициент песчаности, доли ед.	0.115	0.223
Пластовая температура, °С	35	35
Пластовое давление, МПа	23.6	
Содержание серы в нефти, %	0.19	-
Содержание парафина в нефти, %	1.03	-
Газовый фактор, м ³ /т	242	-
Конденсатный фактор	-	199.5

Структурная карта по кровле продуктивного пласта Ярактинской пачки



Выявлено 2 газоконденсатные залежи с нефтяной оторочкой:

Залежи литологически и тектонически экранированы
Получены пром.притоки нефти в скв. 35 и 43
и газа в скв. 43 и 71

Условные обозначения:

Скважины:



Полсковые



Разведочные



Не участвовавшие в подсчете запасов



43 7.9 6.2
-2113.10 1.7
Номер скважины, Общая эффект, газонасыщ, толщина
абс.отм.кровли, толщина нефтенасыщ, толщина
коллектора

Давшие притоки:



Газа



Газа с нефтью



Непродуктивные по ГИС



Изогонсы



Внешний контур нефтеносности



Внутренний контур нефтеносности



Внешний контур газоносности



Внутренний контур газоносности



Контур запасов категории C1 для нефти



Контур запасов категории C1 для газа



Контур прироста запасов категории C2 для нефти



Контур прироста запасов категории C2 для газа



Контур Аянского участка недр



Контур участка недр "Ярактинского месторождения"



Контур участка недр "Аянского месторождения"



Зона отсутствия коллекторов



Разрывные нарушения

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин Ярактинской пачки

скв. №35 $q_H = 4.5 \text{ м}^3/\text{сут}$

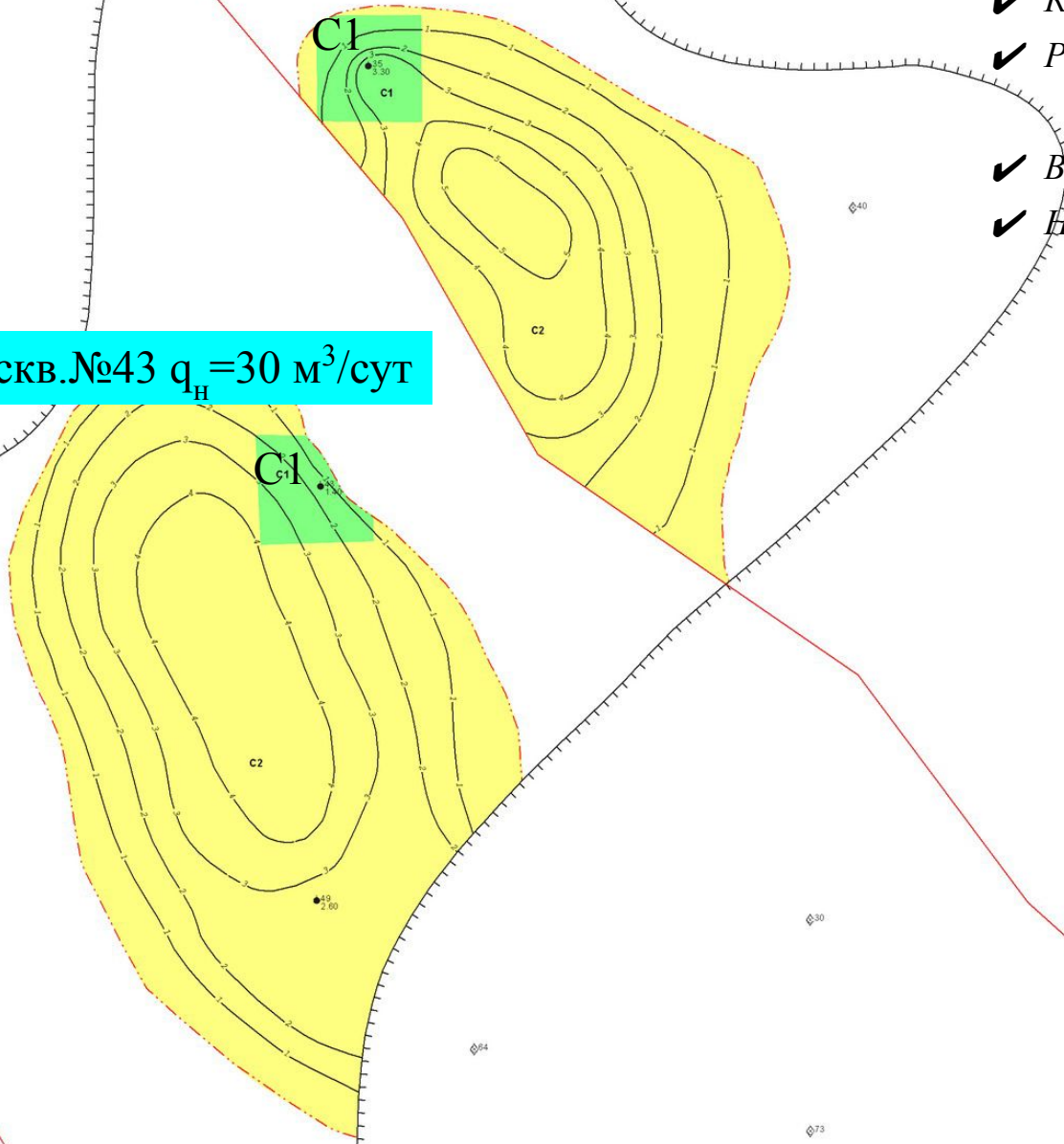
скв. №43 $q_H = 30 \text{ м}^3/\text{сут}$

- ✓ Коллектор – терригенный ;
- ✓ Размеры залежей – $11 \times 6.25 \text{ км}$;
 $11.75 \times 7.75 \text{ км}$;
- ✓ ВНК – 2106 м и 2134.2 м;
- ✓ Н ср.н/н – 2.2 и 1.8 м.

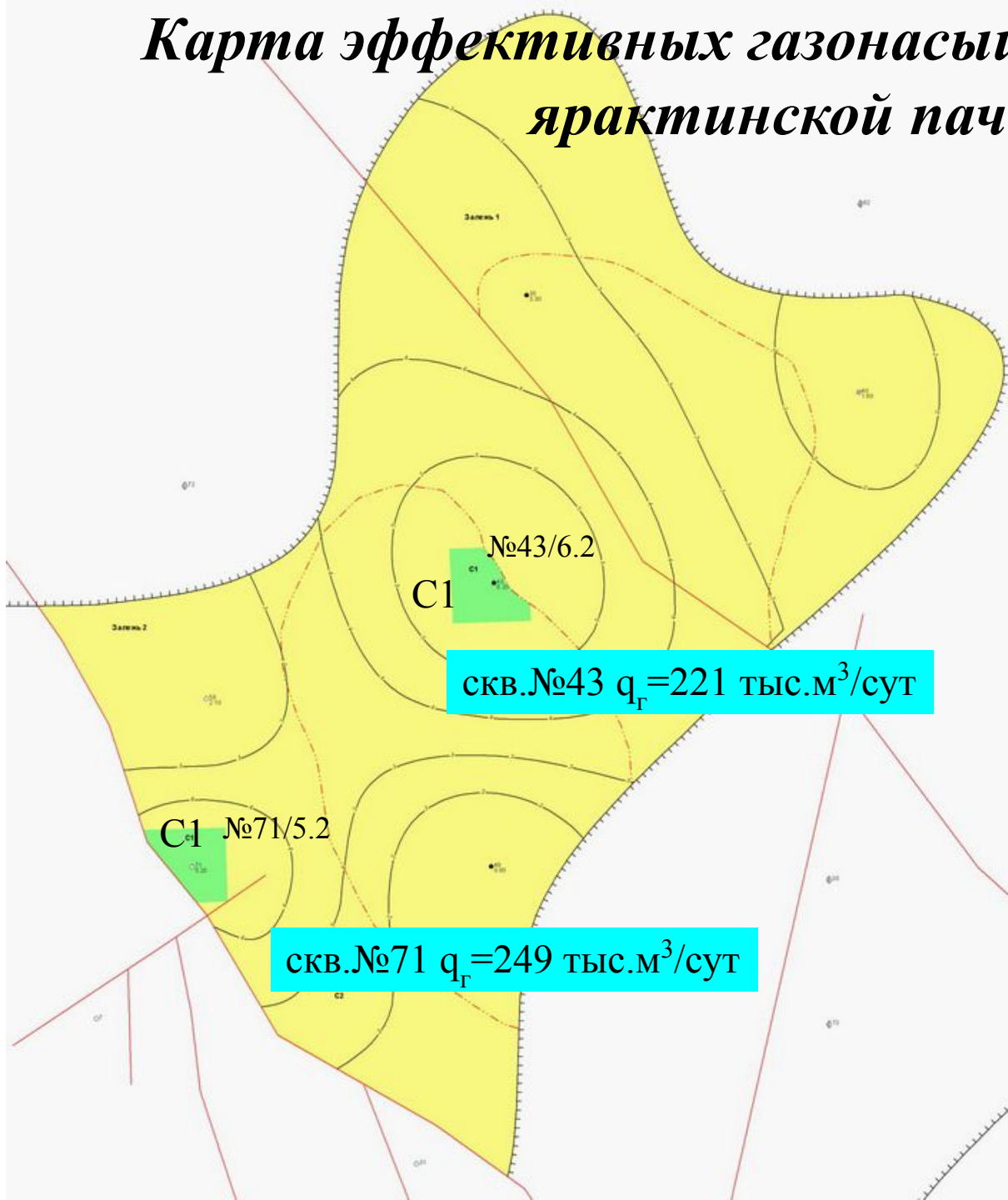
Условные обозначения:

- Не участвовавшие в подсчете запасов
- Разведочные
- ◇ Поискные
- ◇ Не продуктивные по ГИС
- Давшие приток газа
- Давшие приток газа с нефтью

- Внутренний контур газоносности
- Тектонические нарушения
- Зона отсутствия коллекторов
- 2 — Изопахита
- Категория запасов С1
- Категория запасов С2



Карта эффективных газонасыщенных толщин ярактинской пачки



Коллектор – терригенный;

Размеры залежей - 11×6.25 км и 11.75
×7.75 км

ГВК – 2100.3 м и 2126 м;

Н_{ср} – 4.2 м.

Условные обозначения:

- Не участвовавшие в подсчете запасов
- Разведочные
- ◇ Поисковые
- ⊗ Не продуктивные по ГИС
- Давшие приток газа
- Давшие приток газа с нефтью
- Внутренний контур газонасыщенности
- Зона отсутствия коллекторов
- Тектонические нарушения
- 2 — Изопахита
- Категория запасов C1
- Категория запасов C2
- Контур Аянского участка недр
- Контур участка недр "Аянского месторождения"

Геолого-физическая характеристика ярактинской пачки

Параметры	нефть	газ
Тип залежи	газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой	
Тип коллектора	базальные терригенные отложения	
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	198590	-
Площадь газоносности, тыс.м ²	-	325373
Средняя общая толщина, м	4.7	4.6
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	-	4.2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1.8	-
Коэффициент пористости, доли ед.	0.09	0.08
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.75	-
Коэффициент газонасыщенности пласта, доли ед.	-	0.69
Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	9	43
Коэффициент песчаности, доли ед.	0.345	0.205
Расчлененность, ед.	3	3
Пластовая температура, °С	36	36
Пластовое давление, МПа	24.6	
Содержание серы в нефти, %	0.05-0.18	-
Содержание парафина в нефти, %	0.22-1.93	-
Газовый фактор, м ³ /т	242	-
Конденсатный фактор	-	199.5

Запасы нефти, газа и конденсата на Гос.балансе РФ

«Оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата по верхнетирскому и ярактинскому горизонтам Западно-Аянскому месторождению Иркутской области по состоянию на 01.02.2008 г.»,
(протокол ГКЗ №18/842-кр от 27.06.2008 г.).

Продуктивный горизонт	Начальные балансовые запасы						Начальные извлекаемые запасы			
	свободный газ, млн.м ³		конденсата, тыс.т		нефти, тыс.т		конденсата, тыс.т		нефти, тыс.т	
	C ₁	C ₂	C ₁	C ₂	C ₁	C ₂	C ₁	C ₂	C ₁	C ₂
Ярактинская пачка	661	17883	132	3568	760	18721	66	1825	197	4591
Верхнетирский горизонт	731	10630	146	2121	757	4870	73	1061	197	1266
Всего по месторождению	1392	28513	278	5689	1517	23591	139	2886	394	5857
C1+C2	29906		5967		24046		3253		6251	

Доля запасов газа кат С1 - 4.6%
Доля запасов нефти кат С1-6.3%

КИН - 0.260 КИК – 0.500

Структура фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд поисково-разведочных скважин	Пробурено	15
	Ликвидированные	9
Фонд добывающих скважин	Пробурено	-
	Восстановлено из ликв. разведочных	-
	Всего	-
	В том числе:	
	Действующие	-
	из них: фонтанные	-
	Бездействующие	-
	В освоении после бурения	-
	В консервации	6

Текущее состояние разработки

- *Пробурено 15 поисково-разведочных скважин, из которых 6 законсервировано и может быть использовано для пробной эксплуатации.*
- *Проектные документы не составлялись.*
- *Добыча УВ не велась.*

Таким образом Западно-Аянское НГК месторождение :

Открыто в 2008 г.

Мелкое по запасам нефти и среднее по запасам газа;

Все выявленные залежи литологически и тектонически экранированы, влияние контура отсутствует;

Коллектора терригенные.

Нефт. залежи в плане не совпадают, характеризуются пониженными коллекторскими свойствами (Кпор- 9-16%, Кпрон-9-11 мД, h_{нн}-1.3-1.8м)

Рассмотрены 7-точечные системы заводнения различной плотности

Газоконденсатные залежи в плане совпадают, имеют близкие колл. свойства (Кпор- 8-13.5%, Кпрон-39-43 мД, h_{нн}-2.3-4.2м). Суммарная г/н толщина -6.5м.

Рассмотрена одна сетка газовых скважин на полное развитие.

В 2008 году построен, но не введен, прилегающий участок нефтепровода ВСТО (Восточная Сибирь-Тихий океан)

В соответствии с условиями лицензионного соглашения необходимо провести доизучение и доразведку месторождения

Варианты разработки по нефтяным залежам



Верхнетирский горизонт

Ярактинская пачка

Вариант 1.1
Сетка 500×500 м

Вариант 2.1
Сетка 500×500 м

Вариант 1.2
Сетка 600×600 м

Вариант 2.2
Сетка 600×600 м

Вариант 1.3
Сетка 700×700 м

Вариант 2.3
Сетка 700×700 м

В целом по месторождению

Вариант 1
Вариант 1.1+Вариант 2.1

Вариант 2
Вариант 1.2+Вариант 2.2

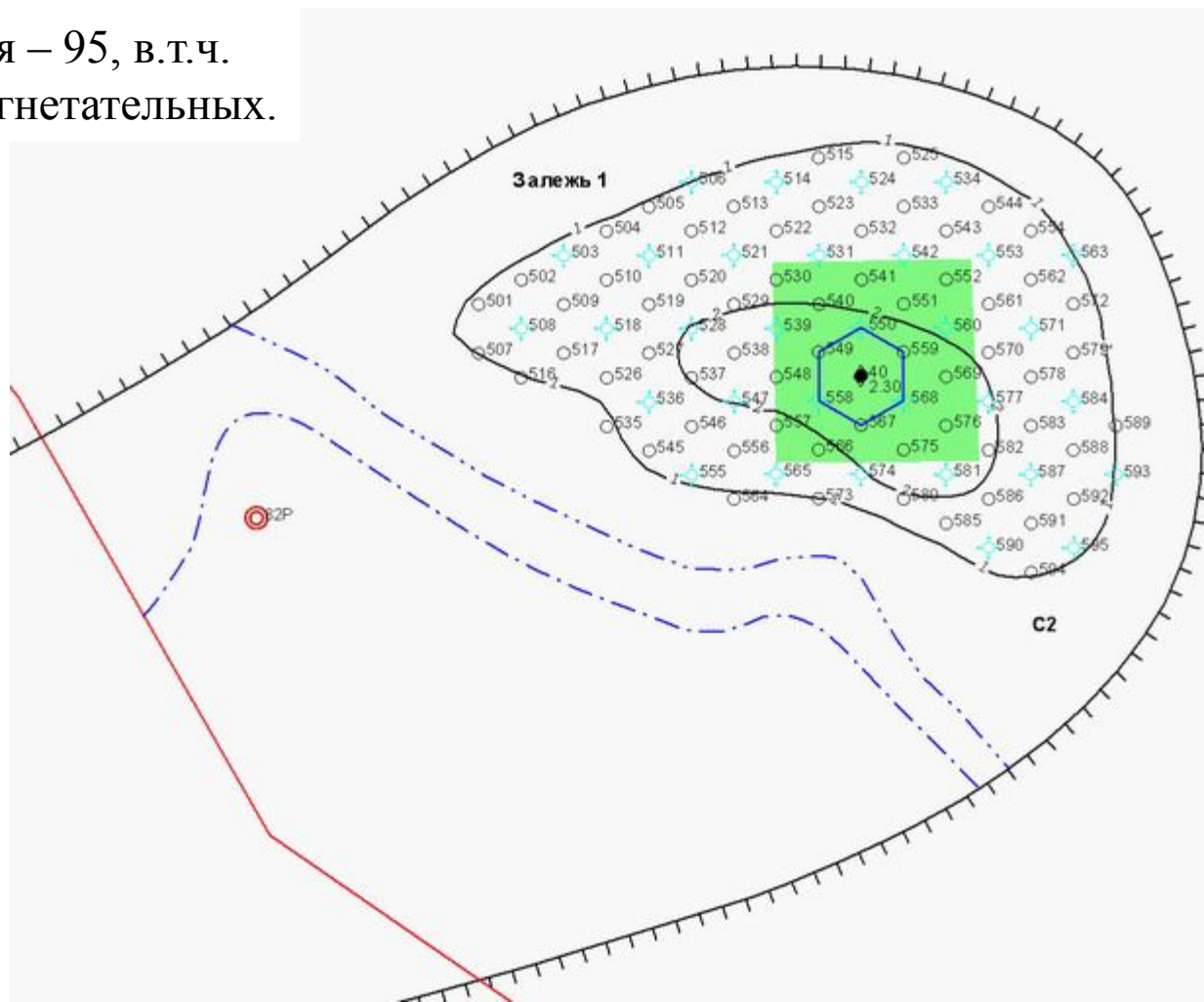
Вариант 3
Вариант 1.3+Вариант 2.3

Варианты разработки верхнетирского горизонта

Вариант 1.1.

Семиточечная система заводнения,
сетка скважин 500×500 м.

Фонд скважин для бурения – 95, в.т.ч.
63 – добывающих, 32 – нагнетательных.

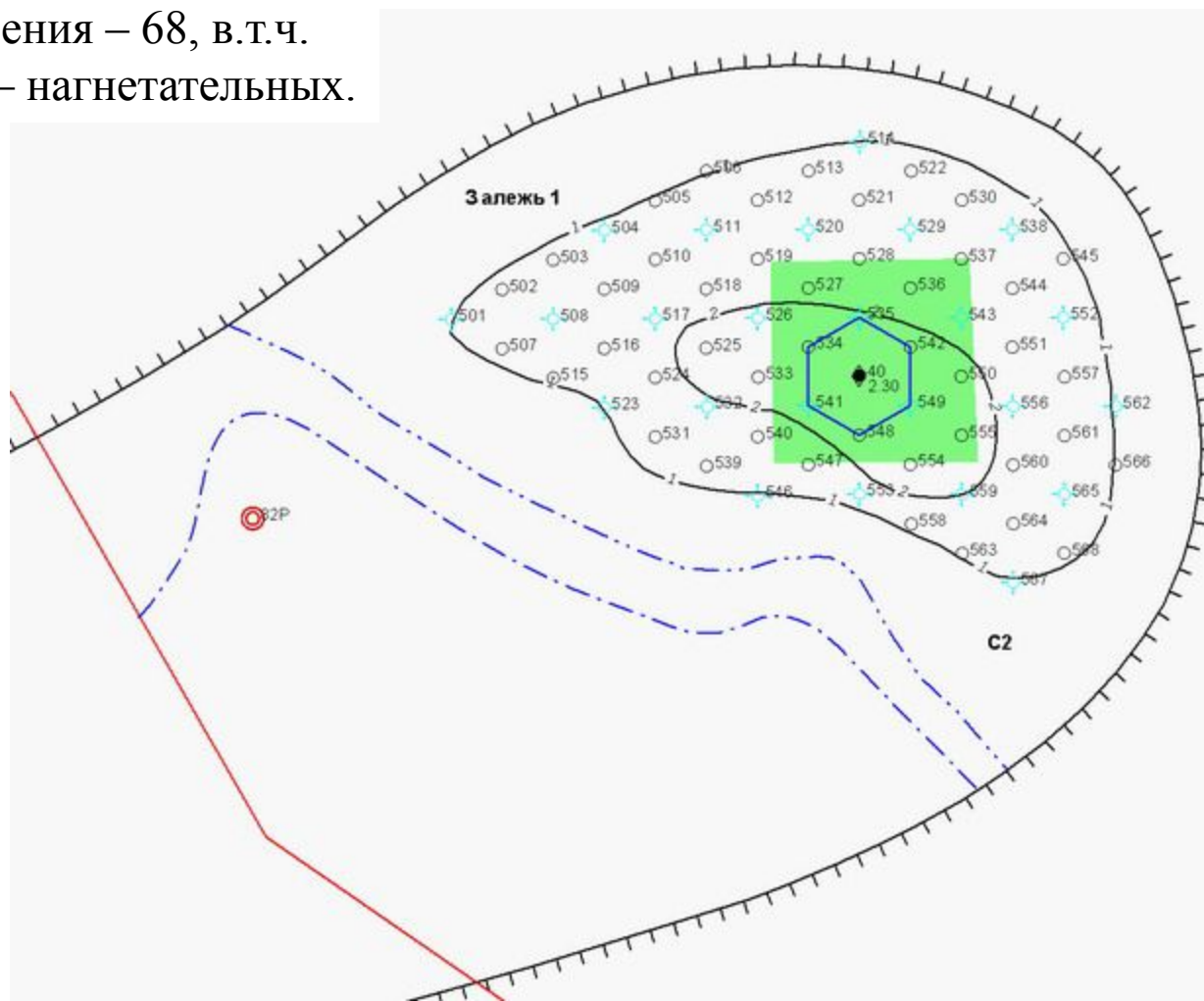


Варианты разработки верхнетирского горизонта

Вариант 1.2.

Семиточечная система заводнения,
сетка скважин 600×600 м.

Фонд скважин для бурения – 68, в.т.ч.
44 – добывающих, 24 – нагнетательных.



Варианты разработки верхнетирского горизонта

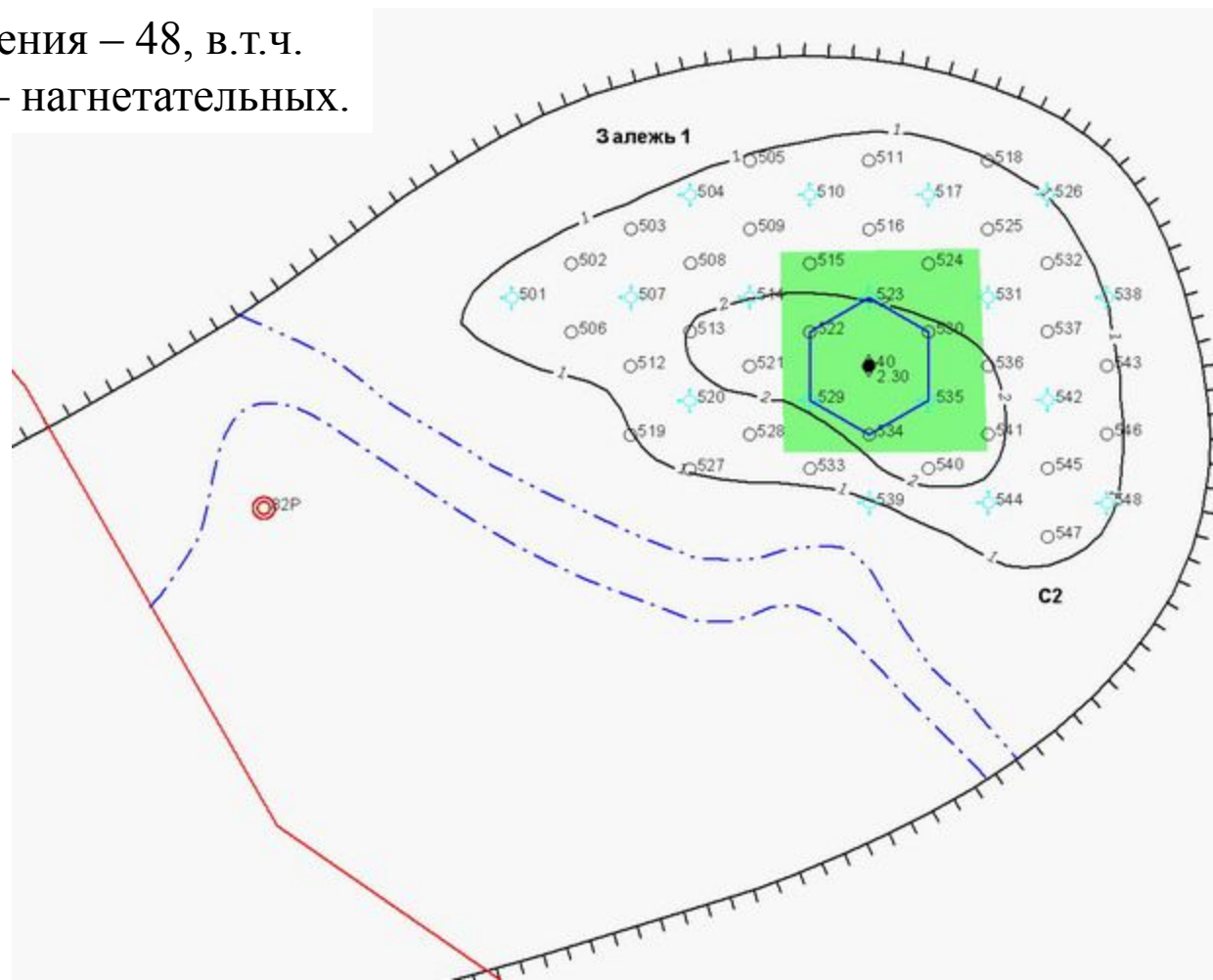
Вариант 1.3.

Семиточечная система заводнения,

сетка скважин 700×700 м.

Фонд скважин для бурения – 48, в.т.ч.

31 – добывающих, 17 – нагнетательных.



Характеристика вариантов разработки верхнетирского горизонта

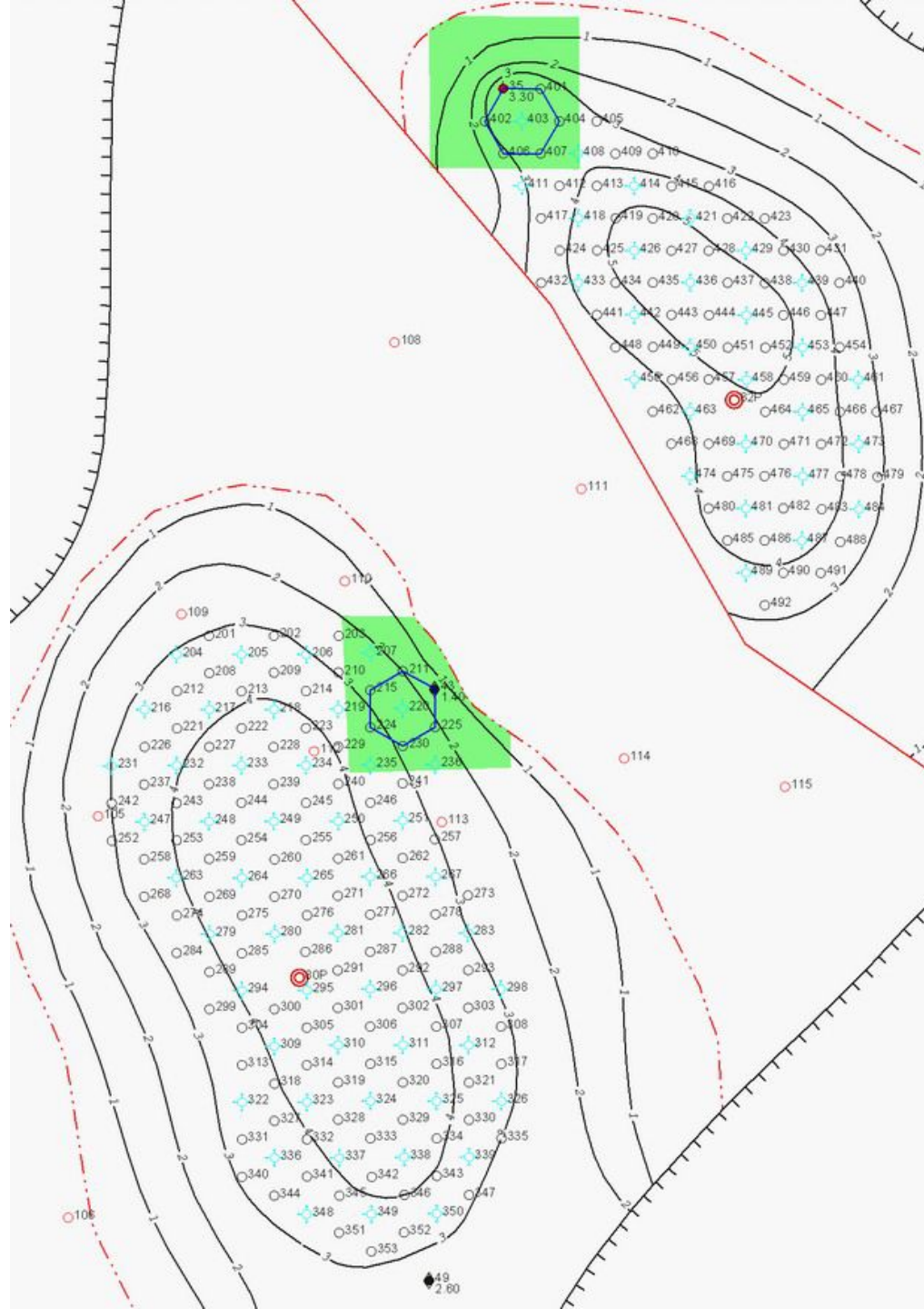
Показатели	Верхнетирский горизонт		
	1.1	1.2	1.3
Фонд скважин, всего	96	69	49
добывающих	64	45	32
нагнетательных	32	24	17
Фонд скважин для бурения, всего	95	68	48
добывающих	63	44	31
нагнетательных	32	24	17
Зарезка боковых стволов	-	-	-
Год выхода на проектный уровень	2017	2017	2015
<i>Максимальные уровни:</i>			
добыча нефти, тыс.т	126.0	87.0	66.0
добыча жидкости, тыс.т	192.1	142.68	120.7
закачка воды, тыс.м ³	284.6	208.3	170.0
<i>Накопленный объем за проектный период:</i>			
нефти, тыс.т	1529.57	1487.32	1156.99
жидкости, тыс.т	5043.18	5207.32	4919.56
закачки, тыс.м ³	6208.46	6346.74	5689.25
Конечный КИН, д.ед.	0.272	0.264	0.206
Год окончания разработки	2046	2058	2067

Варианты разработки ярактинской пачки

Вариант 2.1.

Семиточечная система заводнения,
сетка скважин 500×500 м.

Фонд скважин для бурения – 244, в.т.ч.
165 – добывающих, 79 – нагнетательных.

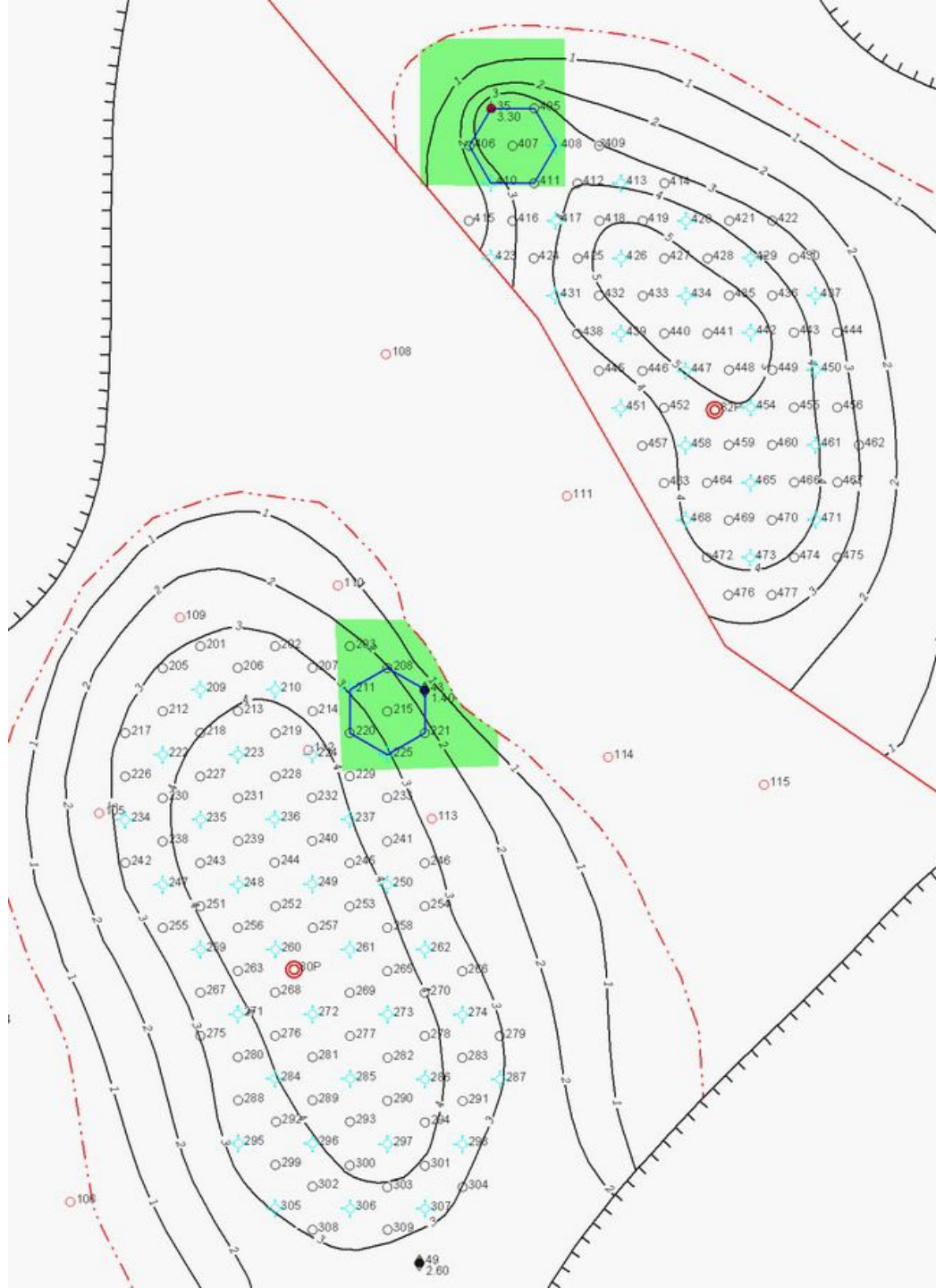


Варианты разработки ярактинской пачки

Вариант 2.2.

Семиточечная система заводнения,
сетка скважин 600×600 м.

Фонд скважин для бурения – 179, в.т.ч.
122 – добывающих, 57 – нагнетательных.

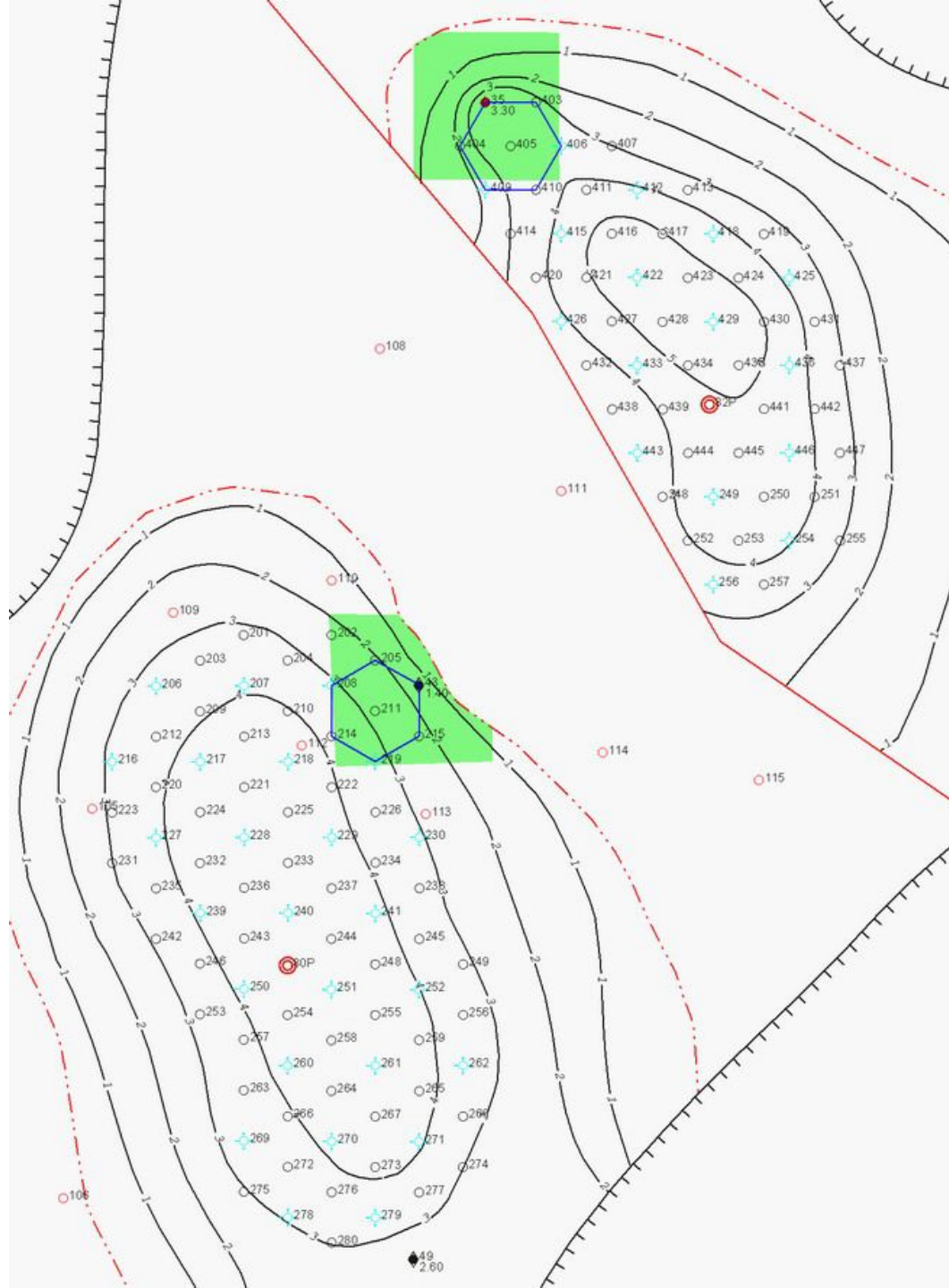


Варианты разработки ярактинской пачки

Вариант 2.3.

Семиточечная система заводнения,
сетка скважин 700×700 м.

Фонд скважин для бурения – 132, в.т.ч.
91 – добывающих, 41 – нагнетательных.



Характеристика вариантов ярактинской пачки

Показатели	Ярактинская пачка		
	2.1	2.2	2.3
Фонд скважин, всего	246	181	134
добывающих	167	124	93
нагнетательных	79	57	41
Фонд скважин для бурения, всего	244	179	132
добывающих	165	122	91
нагнетательных	79	57	41
Зарезка боковых стволов	-	-	-
Год выхода на проектный уровень	2023	2020	2018
<i>Максимальные уровни:</i>			
добыча нефти, тыс.т	209.0	193.0	170.0
добыча жидкости, тыс.т	487.8	393.7	201.3
закачка воды, тыс.м ³	631.1	532.8	334.1
<i>Накопленный объем за проектный период:</i>			
нефти, тыс.т	4872.07	4802.54	3943.43
жидкости, тыс.т	23103.63	17219.21	12263.62
закачки, тыс.м ³	27084.54	21134.38	15476.83
Конечный КИН, д.ед.	0.265	0.261	0.214
Год окончания разработки	2075	2072	2090

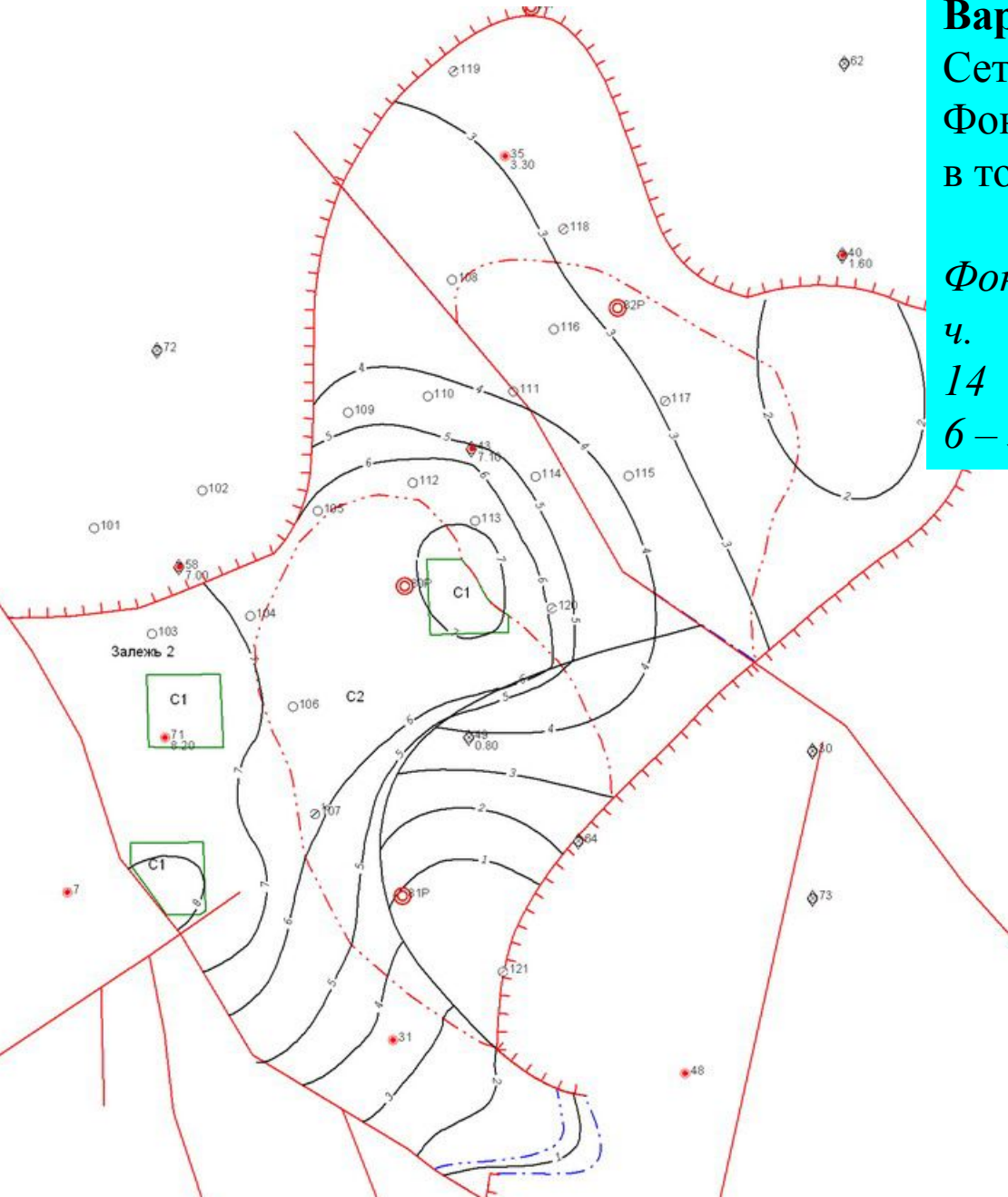
Варианты разработки. Газовая залежь

Вариант 1.

Сетка скважин 2000×2000 м.
Фонд скважин – 30 газовых,
в том числе 6 зависимых

Фонд скважин к бурению – 24, в т.ч.

14 – газовых, 4 – разведочных,
6 – зависимых.



Условные обозначения:

- ⊕ Газовые зависимые
- Газовые проектные
- ⊙ Разведочная проектная
- Разведочные
- ◇ Поискные
- ⊗ Не продуктивные по ГИС
- - - - - Внутренний контур газоносности
- · - · - Внешний контур газоносности
- · - · - Внутренний контур газоносности
- Тектонические нарушения
- ┆┆┆┆┆ Зона отсутствия коллекторов
- 2 — Изопахита
- Категория запасов C1
- Категория запасов C2

Характеристика варианта разработки по газоконденсатной залежи

Показатели	Вариант 3.1
Фонд скважин, всего	30
добывающих	30
нагнетательных	-
Фонд скважин для бурения, всего	24
добывающих	24
нагнетательных	-
Год выхода на проектный уровень	2014
<i>Максимальные уровни:</i>	
добыча газа, млн.м ³	1000
ресурсы конденсата, тыс.т.	184.93
закачка , тыс.м ³	-
<i>Накопленный объем за проектный период:</i>	
добыча газа, млн.м ³	21925.4
ресурсы конденсата, тыс.т.	3774.3
закачки, млн.м ³	-
КИГ, д.ед.	0.733
КИК, д.ед.	0.633
Год окончания разработки	2058

Исходные данные для расчета экономических показателей (по нефти)

№ п/п	Показатели	Значение
1	Цена реализации:	
	- нефти на внутреннем рынке, руб. / т (с учетом НДС)	11000
	- попутного газа, тыс.р. / 1000 м3 (без НДС)	412
2	Курс рубля к доллару, руб.	24.3
3	Налоги и платежи:	
	- НДС, %	18
	- налог на прибыль, %	24
	- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), руб./т.н.	3549.9-1064.9
	- налог на имущество, %	2.2
	- единый социальный налог, %	26
	- страхование от несчастных случаев, %	0.5
4	Капитальные вложения	
	Эксплуатационное бурение, руб/м	60000
	Оборудование, не входящее в сметы строек	
	- на одну действующую скважину, тыс.руб./скв.	160
	- на одну вновь вводимую скважину, тыс.р./скв.	4800
	Капитальные вложения в промышленное обустройство	
	- сбор и транспорт нефти и газа, тыс.р./скв.	10219
	- система ПЖД, тыс.р./скв. нагн.	8475
	- электроснабжение, тыс.р./скв.	2672
	- автоматизация и связь, тыс.р./скв.	670
	- автодороги, тыс.р./скв.	16974
	- базы производственного обслуживания, тыс.р./скв.	989
	- прочие, доли ед.	0.3
5	Эксплуатационные затраты:	
	Вспомогательные материалы, руб./т.ж.	14.36
	Топливо, руб./т.ж.	2.04
	Энергия, руб./т.ж.	49.27
	Зарплата руб/ чел	11717
	Удельная численность ППП, чел./скв.доб.	4
	Прочие производственные расходы, тыс.р./ср.действ. скв.	3954.69
	ЗБГС, тыс.р./скв.-опер.	40000
6	Дополнительные данные:	
	Норма амортизационных отчислений для скважин, %	6.7
	Норма амортизационных отчислений для оборудования, не вход. в сметы строек, %	20
	Норма амортизационных отчислений для горизонтов промышленного обустройства, %	10
	Балансовая стоимость ОПФ, тыс.р.	63246
	Остаточная стоимость ОПФ, тыс.р.	47463

Исходные данные для расчета экономических показателей (по газу)

№ п/п	Показатели	Значение
1	Цена реализации:	
	- природного газа, руб / 1000 м ³ (без НДС)	1200
	- стабильного конденсата, руб/т (с НДС)	12000
2	Налоги и платежи:	
	- НДС, %	18
	- налог на прибыль, %	24
	- налог на добычу полезных ископаемых (газ), руб/1000 куб. м	147
	- налог на добычу полезных ископаемых (конденсат), %	17.5
	- налог на имущество, %	2.2
	- единый социальный налог, %	26
	- страхование от несчастных случаев, %	0.2
3	Капитальные вложения:	
	Эксплуатационное бурение, руб/м	22500
	Оборудование, не входящее в сметы строек	
	- на одну действующую скважину, тыс.руб./скв.	150
	- на одну вновь вводимую скважину, тыс.р./скв.	4500
	Капитальные вложения в промысловое обустройство	
	- сбор и транспорт газа, тыс.р./скв.	134656.61
	- система ППД, тыс.р./скв. нагн.	212399.15
	- подготовка газа и конденсата, тыс.р./скв.	135927.6
	Капитальные вложения в промысловое обустройство:	
	- ДКС, тыс.р./скв.	30981.74
	- электроэнергия, тыс.р./скв.	75010.47
	- дороги, тыс.р./скв.	55488.53
	- АСУ, тыс.р./скв.	44378.44
	- прочие объекты и затраты, доли ед.	0.2
	3	Эксплуатационные затраты:
Материалы, топливо и энергия, руб./1000 м ³ .		20
Расходы по закачке газа в пласт, руб./1000 м ³ .		60
Стабилизация конденсата, руб/т.		105
Зарплата руб./ чел.		41666.67
Удельная численность, чел./скв.доб.		3
Прочие произв. расходы, тыс.р./ср.действ. скв.		4028.3
4	Дополнительные данные:	
	Норма амортизационных отчислений скважин, %	6.7
	Норма амортизационных отчислений для оборудования, не вход. в сметы строек, %	20
	Норма амортизационных отчислений для горизонтов промыслового обустройства, %	10
	Балансовая стоимость ОПФ, тыс.р.	71456
	Остаточная стоимость ОПФ, тыс.р.	53592

Основные показатели эффективности разработки нефтяного промысла

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
*'Накопленная добыча нефти, тыс.т	6 406.44	6 289.85	5 035.22
*'Накопленная добыча газа, млн.м3	1 550.36	1 522.15	1 218.52
Выручка от реализации, тыс.р	77 358 089.02	75 950 260.25	60 800 538.67
Капитальные вложения, тыс.р	28 828 996.70	21 046 146.34	15 429 706.27
Эксплуатационные затраты всего, тыс.р	78 699 742.02	64 013 210.50	51 558 721.28
*в т.ч. без амортизации и налогов	30 385 301.76	23 832 065.40	19 569 798.53
Прибыль от реализации, тыс.р	-17 507 360.37	-3 703 186.60	-3 061 147.57
Отчисления в ликвидационный фонд	2 882 899.67	2 104 614.63	1 542 970.63
Поток наличности без дисконта, тыс.р	-20 393 622.05	-5 810 364.61	-4 605 902.26
* ставка дисконта - 10%	-8 754 904.31	-6 295 864.15	-4 459 921.62
* ставка дисконта - 15%	-6 617 728.62	-5 264 250.42	-3 997 501.91
* ставка дисконта - 20%	-5 107 572.25	-4 313 973.09	-3 442 730.57
Индекс доходности инвестиций, без дисконта, доли ед.	0.36	0.75	0.73
* ставка дисконта - 10%	0.38	0.44	0.50
* ставка дисконта - 15%	0.35	0.38	0.42
* ставка дисконта - 20%	0.32	0.33	0.37
Индекс доходности затрат, без дисконта, доли ед.	0.79	0.93	0.93
* ставка дисконта - 10%	0.69	0.73	0.77
* ставка дисконта - 15%	0.64	0.66	0.69
* ставка дисконта - 20%	0.60	0.61	0.64
Доход государства без дисконта, тыс.р	35 654 512.98	34 777 798.47	28 863 965.47
* ставка дисконта - 10%	9 550 882.40	8 365 613.63	7 126 720.81
* ставка дисконта - 15%	5 888 539.55	5 123 296.95	4 478 017.55

Рекомендуется вариант 2 размещения скважин по 7-точечной системе заводнения по сетке 600*600м

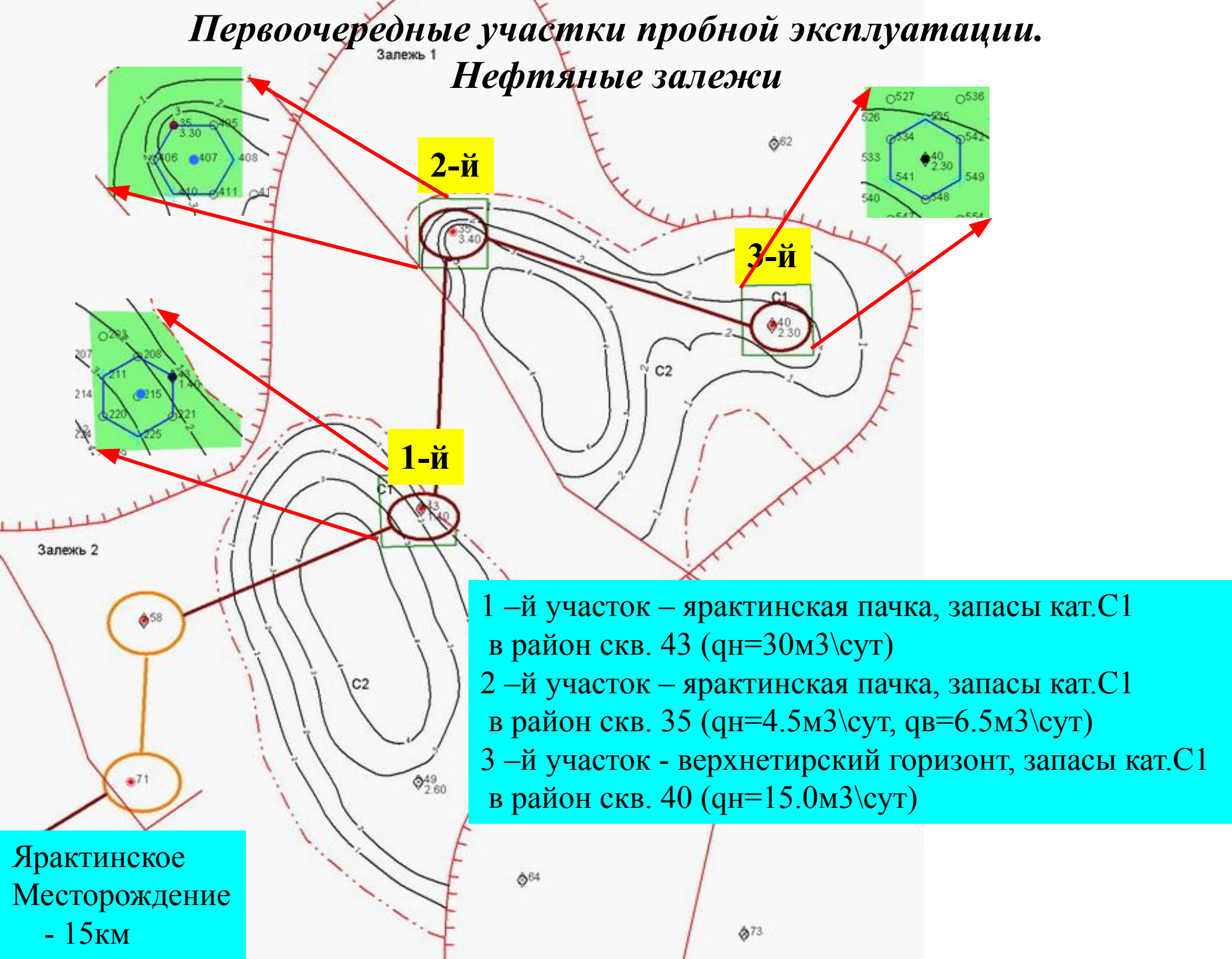
Основные показатели эффективности разработки газового промысла

Показатель	Месторождение
*'Накопленная добыча нефти, тыс.т	8 331.96
*'Накопленная добыча газа, млн.м3	21 947.37
Выручка от реализации, тыс.р	131 060 980.91
Капитальные вложения, тыс.р	3 459 765.04
Эксплуатационные затраты всего, тыс.р	33 853 631.56
*в т.ч. без амортизации и налогов	11 942 310.77
Прибыль от реализации, тыс.р	58 252 749.05
Отчисления в ликвидационный фонд	345 976.50
Поток наличности без дисконта, тыс.р	57 868 502.73
* ставка дисконта - 10%	11 877 675.54
* ставка дисконта - 15%	7 727 066.60
* ставка дисконта - 20%	5 614 132.08
Индекс доходности инвестиций, без дисконта, доли ед.	16.21
* ставка дисконта - 10%	6.37
* ставка дисконта - 15%	5.34
* ставка дисконта - 20%	4.85
Индекс доходности затрат, без дисконта, доли ед.	1.79
* ставка дисконта - 10%	1.71
* ставка дисконта - 15%	1.68
* ставка дисконта - 20%	1.66
Рентабельный период разработки месторождения, лет	50
Доход государства без дисконта, тыс.р	57 444 425.85
* ставка дисконта - 10%	12 664 309.04
* ставка дисконта - 15%	8 502 523.73
* ставка дисконта - 20%	6 307 039.52

Первоочередные участки пробной эксплуатации.

Залежь 1

Нефтяные залежи



2-й

3-й

1-й

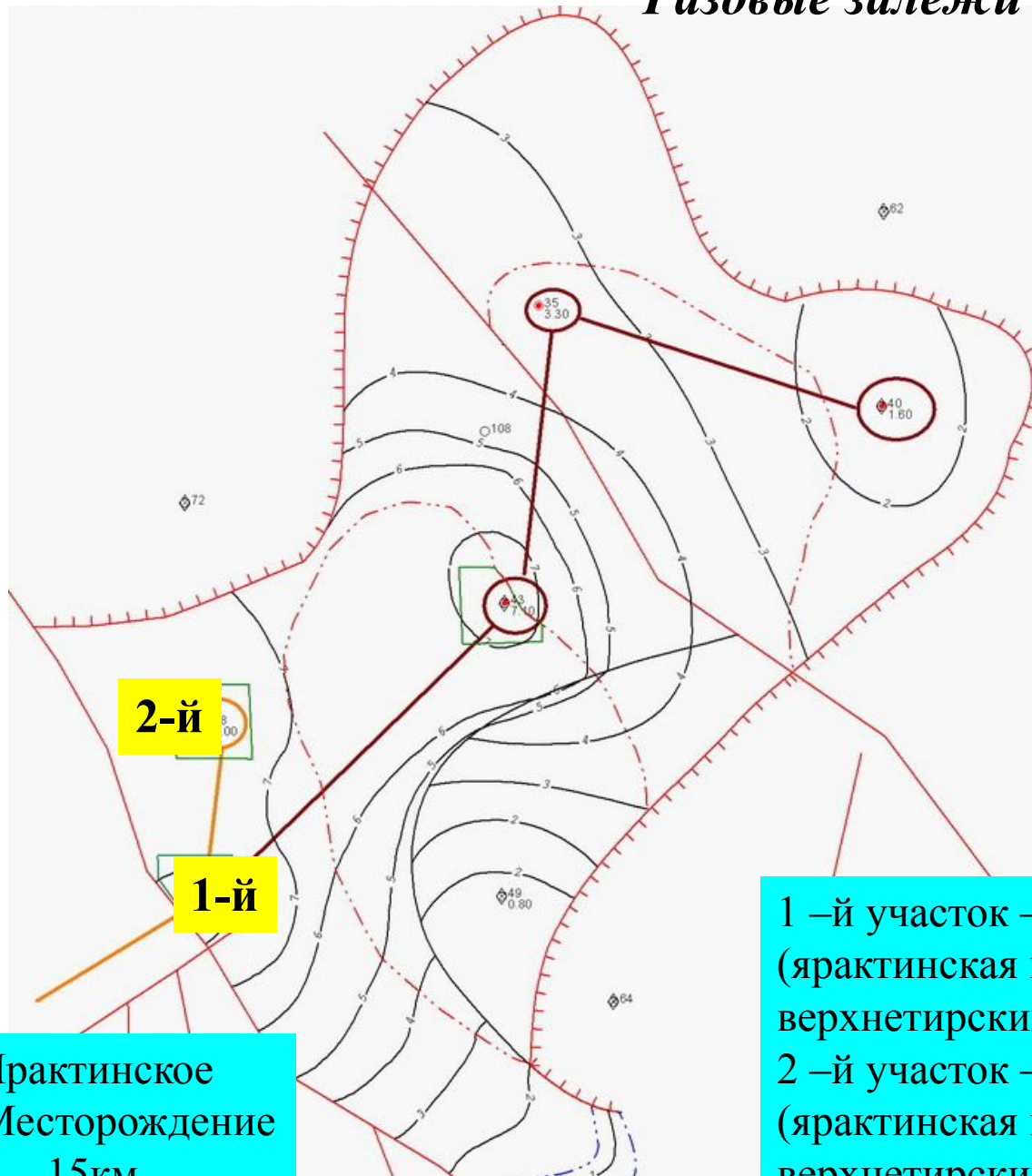
- 1 –й участок – ярактинская пачка, запасы кат.С1 в район скв. 43 ($q_n=30\text{м}^3/\text{сут}$)
- 2 –й участок – ярактинская пачка, запасы кат.С1 в район скв. 35 ($q_n=4.5\text{м}^3/\text{сут}$, $q_v=6.5\text{м}^3/\text{сут}$)
- 3 –й участок - верхнетирский горизонт, запасы кат.С1 в район скв. 40 ($q_n=15.0\text{м}^3/\text{сут}$)

Ярактинское
Месторождение
- 15км

Уровни добычи нефти по участкам пробной эксплуатации на 2009-2011 гг.

Показатели	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Верхнетирский горизонт			
Добыча нефти, тыс.т	-	-	2.40
Добыча жидкости, тыс.т	-	-	2.53
Фонд добывающих скважин, ед.	-	-	1
Фонд нагнетательных скважин, ед.	-	-	-
Ярактинская пачка			
Добыча нефти, тыс.т	4.80	24.00	39.00
Добыча жидкости, тыс.т	5.05	27.00	46.00
Фонд добывающих скважин, ед.	2	12	12
Фонд нагнетательных скважин, ед.	-	2	2
Всего по месторождению			
Добыча нефти, тыс.т	4.80	24.00	41.40
Добыча жидкости, тыс.т	5.05	27.00	48.53
Фонд добывающих скважин, ед.	2	12	13
Фонд нагнетательных скважин, ед.	-	2	2

Первоочередные участки пробной эксплуатации. Газовые залежи



2-й

1-й

1 –й участок – запасы кат.С1 в районе скв. №71
(ярактинская пачка $q_g=249$ тыс.м³/сут
верхнетирский горизонт $q_g=141$ тыс.м³/сут)
2 –й участок – запасы кат.С1 в район скв. №58
(ярактинская пачка $q_g=200$ тыс.м³/сут
верхнетирский горизонт $q_g=392$ тыс.м³/сут)

Ярактинское
Месторождение
- 15км

Уровни добычи газа и конденсата по участкам пробной эксплуатации на 2009-2011 гг.

Показатели	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Всего по месторождению			
Добыча газа, тыс.м ³	22.00	42.00	42.00
Добыча конденсата, тыс.т	3.94	7.51	7.50
Фонд газовых скважин, ед.	2	2	2

По Зап-Аянскому месторождению на полное развитие к реализации рекомендуется 2 технологический вариант со следующими проектными решениями:

- выделение двух объектов разработки: ярактинский и верхнетирский горизонты;
- размещения нефтяных скважин по 7-точечной системе заводнения по сетке 600*600м;
- Размещение газовых скважин по сетке 2000м;
- Эксплуатация газоконденсатных залежей на режиме истощения.

первоочередные участки пробной эксплуатации:

нефтяные залежи ярактинский горизонт – район скв.№35, 43;

верхнетирский горизонт - район скв.№40;

газоконденсатные залежи - район скв.№58, 71;

фонд скважин, всего: 17,

в т.ч. газовых – 2,

нефтяных добывающих - 13,

нагнетательных – 2;

к бурению: 12 скважин,

нефтяных добывающих - 10,

нагнетательных – 2;

проектные уровни:

2009г.2010г.2011г.

Добыча нефти всего, тыс.т	4.8	24	24
Добыча свободного газа всего, млн.м3	22	42	42
Добыча конденсата всего, тыс.т	3.94	7.51	7.5

- Реализация программы НИР и доразведки.

Программа НИР и доразведки

2Д сейсмика 200 пог.км

Бурение 2-х разведочных скважин

ИД по всем скважинам

КВД по всем скважинам

Отбор проб флюидов не менее 6 на объект

Отбор керна в 2х развед. и 2-х экспл. скважинах

Пересчет запасов и ТЭО КИН 2011г.

Тех.схема 2012г.

Программа исследовательских работ. Газовая залежь

№ п/п	Цель проводимых работ	Виды и объемы работ	Срок выполнения
1	Уточнение геологического строения месторождения	Сейсмические исследования 2D	2008 – 2010 гг.
		Проведение расширенного комплекса ГИС, отбора и исследования керна, испытания продуктивных пластов, проведение ГДИ	по мере бурения скважин
		Отбор и исследования проб пластовых флюидов	по мере бурения скважин
2	Промысловые гидродинамические и газоконденсатные исследования	Замеры рабочих давлений и температур по системе скважина-газопровод - УКПП	Ежемесячно
		Замер статических давлений	ежемесячно
		Замер пластовых давлений (глубинными манометрами) не менее 50% фонда скважин (добывающие и нагнетательные)	ежегодно
		Газодинамические исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации не менее 50% фонда скважин (добывающие и нагнетательные)	ежегодно
		Определение взаимодействия скважин гидропрослушиванием не менее 50% фонда скважин (добывающие и нагнетательные)	2008 - 2010
		Газоконденсатные исследования с отбором и физико-химическим исследованием проб газа, конденсата и воды не менее 50% фонда скважин (добывающие)	ежегодно
		Изучить температурные параметры работы скважин с целью определения безгидратных режимов эксплуатации не менее 50% фонда скважин (добывающие)	ежегодно
3	Промыслово-геофизические исследования скважин	Контроль положения ГВК и оценка изменения газонасыщенности	ежегодно
		Определение профиля притока и интервалов обводнения	ежегодно
		Газодинамический каротаж (ГДК) 10-15% экспл. фонда скважин	ежегодно
		Контроль за межколонными газопроявлениями	ежеквартально
		Комплекс ГИС по контролю за техническим состоянием скважин, по фонду скв., подлежущих капитальному ремонту	до и после проведения кап. ремонта
4	Лабораторные исследования	PVT исследования с целью уточнения термодинамических параметров пластовой смеси (2 – 3 исследования)	на объект
		Исследование керна для определения относительные фазовые проницаемости для систем газ-конденсат, газ-вода (2 – 3 исследования)	на объект
		Исследование керна для определения сохранения целостности коллектора под действием градиента давления (2 – 3 исследования)	
5	Обоснование методов интенсификации притока газа	Определение эффективности ГРП Обработки скважин газообразными и жидкими (углеводородными растворителями) агентами	2008 г.
6	Обоснование эффективности применения сайклинг-процесса	Определение приемистости нагнетательных скважин	при освоении
		Определение времени прорыва нагнетаемого газа и коэффициента охвата (применение маркеров газа)	в процессе эксплуатации скважин

Программа исследовательских работ. Нефтяные залежи

№ п/п	Цель проводимых работ	Виды и объемы работ	Срок выполнения	Исполнители
1	Уточнение геологического строения месторождения	Бурение скважин с отбором керна в продуктивном интервале пласта Осинского горизонта	Скв. №203 - 2008 г.	ФГУП "Иркутские нефтяники"
		Проведение расширенного комплекса ГИС для добывающихся скважин	Фонд бурящихся скважин согласно графику бурения	
		При получении положительных результатов провести спуск эксплуатационной колонны и освоение скважины на приток, отбор глубинных проб	Фонд бурящихся скважин согласно графику бурения	
		Проведение 2D сейсморазведки	2008-2009 гг.	
2	Получение гидродинамических параметров пласта при освоении скважин после бурения	Комплекс гидродинамических исследований в добывающихся скважинах	Снятие индикаторных диаграмм (ИД) - для добывающихся скважин 2008-2009 г.	ОАО "УстьКутНефтегаз"
3	Получение гидродинамических параметров пласта в процессе разработки залежей пластов	Комплекс гидродинамических исследований (а процессе разработки залежей: для добывающихся скважин КВД снимается 1 раз в полугодие, ИД - 1 раз год) При проведении ГТМ (ГРП, РИР, перестрел и др.) на добывающихся скважинах, КВД после проведения ГТМ	Фонд бурящихся скважин	ОАО "УстьКутНефтегаз"
4	Выявление энергетической характеристики залежи по исследованиям добывающихся скважин	Замеры пластового давления: в период разбуривания и далее в процессе разработки залежей - 1 раз в квартал	Добывающиеся скважины в процессе проведения гидродинамических исследований 2008-2009 гг.	ОАО "УстьКутНефтегаз"
		Замеры забойного давления: в период разбуривания и далее в процессе разработки залежей - 1 раз в месяц		
		Контроль буферного и межтрубного давлений: в период разбуривания и далее в процессе разработки залежей - 1 раз в месяц		
		Контроль дебита скважин: 1 раз в 7 дней		
Отбор поверхностных проб нефти, попутного газа и воды: до появления воды - 1 раз в месяц, после появления воды - ежедневно				
5	Определение взаимовлияния скважин и залежей	Гидропрослушивание скважин в пределах залежи	По 2 нагнетательные скважины ежегодно	ОАО "УстьКутНефтегаз"
6	Изучение физико-химических свойств пластовых жидкостей	Отбор глубинных проб нефти и пластовой воды	20% добывающегося фонда скважин равномерно расположенных по площади залежи 2008-2009 гг.	ОАО "УстьКутНефтегаз", ФГУП "ВостСибНИИГТ и МС"
		проб отборниками по ОСТ 153-39.2-048-2003 в процессе разработки залежей - 1 раз год		
7	Лабораторные исследования керна	1. Определение коллоидных свойств	Скв. №203 - 2008 г.	«Арктиксерс»
		2. Измерение УЭС при естественной насыщенности и насыщенности пластовой водой		
		3. Определение коэффициента вытеснения		
		4. Определение относительных коэффициентов проницаемости и т.д. (по мере поступления образцов керна и проб пластовых флюидов)		
8	Лабораторные исследования глубинных проб жидкостей согласно ОСТ 153-39.3-048-2003 по комплексу Били В	Исследования PVT - соотношений пластовых жидкостей	В процессе разработки залежей - 1 раз в год; 20% добывающегося фонда скважин равномерно расположенных по площади залежи 2008-2009 гг.	ОАО "УстьКутНефтегаз", «СибНИИП», г. Тюмень
		Стандартная сепарация пластовой нефти		
		Дифференциальное разгазирование при пластовой температуре		
		Контактное разгазирование		
		Ступенчатая сепарация при заданном числе ступеней сепарации и заданных давлениях и температурах		
Определение вязкости пластовой нефти				
Физико-химический анализ сепарированной нефти				
9	Практико-теоретические исследования добывающихся скважин	Проведение исследований с использованием гидродинамического расхождера типа РГТ, индикатора притока, нейронных исследований НКТ-50, термометра, гамма-исследований-ГК, пластомера ГГП, влагомера ВГД, резистивометра, магнитного локатора муфт, акустического к	Регулярно в процессе разработки при фонтанной эксплуатации не реже 1 раза в год, через три месяца после освоения и запуска скважин в работу, при механизированной эксплуатации после подъема оборудования на поверхность при компрессировании скважин (не менее	«Ижгеоинсервис»

Геохронологическая Таблица

Эоны	Эры (продолжительность в млн лет)	Период	Эпохи (отделы)	Возраст, млн. лет назад
ф а н е р о з о й	Кайнозойская 56 млн лет	антропоген	Голоцен	1
			Плейстоцен	
		неоген	Плиоцен	23
			Миоцен	
		палеоген	Олигоцен	65
			Эоцен	
	Палеоцен			
	Мезозойская 110 млн лет	мел	Верхнемеловая	130
			Нижнемеловая	
		юра	Верхнеюрская	204
			Среднеюрская	
			Нижнеюрская	
		триас	Верхнетриасовая	245
	Среднетриасовая			
	Нижнетриасовая			
	Палеозойская 330 млн лет	пермь	Верхнепермская	290
			Нижнепермская	
		карбон	Верхнекарбоновая	350
			Среднекарбоновая	
			Нижнекарбоновая	
		девон	Верхнедевонская	410
Среднедевонская				
Нижнедевонская				
силур		готланд	435	
ордовик		Верхнеордовикская	480	
		Среднеордовикская		
		Нижнеордовикская		
кембрий	Верхнекембрийская	580		
	Среднекембрийская			
	Нижнекембрийская			
Криптозой около 2,5-3 млрд лет	Вендская			
	Протерозойская			
	Архейская			