

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Проектный институт «ОPTIMUM»**

**Оценка запасов и ресурсов нефти
месторождений Матин, Кара-Арна и
Кокарна Восточная Атырауской области,
Республики Казахстан с применением
классификации PRMS
(по состоянию на 01.01.2018 г.)
по договору № 97-МП/2018**

Генеральный директор



Мырзаш Е.М.

г. Актау, 2018 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 КРАТКИЙ ОБЗОР	24
1.1. Остаточные извлекаемые запасы нефти по месторождениям АО «Матен Петролеум»	26
1.2 Динамика добычи запасов	26
1.3 Экономическая оценка извлекаемых запасов	29
2 ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»	30
2.1 МЕСТОРОЖДЕНИЕ МАТИН.....	30
2.1.1 Общие сведения о месторождении.....	32
2.1.2 Характеристика геологического строения	34
2.1.3 Нефтегазоносность	36
2.1.4 Обоснование ГНК, ГВК, ВНК	40
2.1.5 Исследования кернa	42
2.1.6 Изученность по ГИС	44
2.1.7 Анализ пластовых флюидов	47
2.1.8 Оценка запасов нефти	51
2.1.8.1 Начальные геологические запасы нефти, приведенные к поверхностным условиям (СТОИР)	52
2.1.8.2 Начальные геологические запасы газа	58
2.2 МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАРА-АРНА.....	60
2.2.1. Общие сведения о месторождении.....	61
2.2.2 Характеристика геологического строения	62
2.2.3 Нефтеносность	65
2.2.4 Обоснование ВНК	65
2.2.5 Отбор кернa	68
2.2.6 Изученность по ГИС	69
2.2.7 Анализ пластовых флюидов	70
2.2.8. Оценка запасов нефти	72
2.2.8.1 Начальные геологические запасы нефти, приведенные к поверхностным условиям (СТОИР)	72
2.3 МЕСТОРОЖДЕНИЕ КОКАРНА ВОСТОЧНАЯ	76
2.3.1. Общие сведения о месторождении.....	77
2.3.2 Характеристика геологического строения	79
2.3.3 Нефтеносность	81
2.3.4 Обоснование ВНК	83
2.3.5 Отбор кернa	84
2.3.6 Изученность по ГИС	84
2.3.7 Свойства пластовых флюидов	87
2.3.8 Оценка запасов нефти месторождения Кокарна Восточная	88
2.3.8.1 Начальные геологические запасы нефти, приведенные к поверхностным условиям (СТОИР)	89
3 ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	92
3.1 МЕСТОРОЖДЕНИЕ МАТИН.....	92
3.2 МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАРА-АРНА	95
3.3 МЕСТОРОЖДЕНИЕ КОКАРНА ВОСТОЧНАЯ	97
4. ПЛАН ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗБУРИВАНИЯ	99
4.1 МЕСТОРОЖДЕНИЕ МАТИН.....	99
4.2 МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАРА-АРНА	100
4.3 МЕСТОРОЖДЕНИЕ КОКАРНА ВОСТОЧНАЯ	101
5 ПРОГНОЗ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ	111
5.1 Коэффициент извлечения нефти.....	111
5.1.1 Месторождение Матин	113
5.1.2 Месторождение Кара-Арна	115
5.1.3 Месторождение Кокарна Восточная	117
5.2 Прогноз добычи.....	118
6 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТА	125
6.1 ЗАТРАТЫ	125
6.2 ЗАТРАТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	126
6.3 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И РИСКИ	127
6.4 ЗНАЧЕНИЯ ЧИСТОЙ ПРИВЕДЕННОЙ СТОИМОСТИ (NPV)	129
6.5 ОЦЕНКА ПРЕДЕЛА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ	130
6.6 ЗАПАСЫ	131

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 2.1 – Обзорная карта	33
Рисунок 2.2 – Структурная карта по кровле горизонта РТ.....	35
Рисунок 2.3 - Геологический разрез Восточного крыла.....	37
Рисунок 2.4 – Геологический разрез Южного крыла	38
Рисунок 2.5 – Геологический разрез Северо-Западного крыла	38
Рисунок 2.6 – Геологический разрез Южного поля Восточного крыла	39
Рисунок 2.7 – Геологический разрез Юго-Восточного поля Восточного крыла	39
Рисунок 2.8 – Сопоставление пористости, определенной по ГИС и на керне (значения в точках и осредненные по пластам) из ПЗ_2012 г.	46
Рисунок 2.9 – Пример прямого ГНК по ГИС в скв.2М (I -аптский горизонт, Южное крыло).....	47
Рисунок 2.10 –Структурная карта по отражающемугоризонту РТ	53
Рисунок 2.11 –Структурная карта по отражающемугоризонту J ₁	54
Рисунок 2.12 –Структурная карта по отражающемугоризонту J ₂	55
Рисунок 2.13 –Структурная карта по отражающемугоризонту J ₃	56
Рисунок 2.14 – Структурная карта по отражающемугоризонту K ₁ -Ne	57
Рисунок 2.15 –Структурная карта по отражающемугоризонту K _{1a}	58
Рисунок 2.16 - Обзорная карта района работ	62
Рисунок 2.17 – Временной разрез INLINE 3560 (центральная часть площади Кара-Арна).....	63
Рисунок 2.18 - Структурная карта по горизонту K _{1a} (кровля коллектора в отложениях аптского яруса нижнего мела K _{1a}).....	64
Рисунок 2.19- Геологический разрез продуктивных горизонтов а) Западное крыло, Южное поле, б) Западное крыло, Северное поле, в) Восточное крыло, г) Грабен.....	67
Рисунок 2.20 –Структурная карта по горизонту K _{1al} (кровля коллектора в отложениях альбского яруса нижнего мела K _{1al})	74
Рисунок 2.14 – Обзорная карта	78
Рисунок 2.15 - Структурная карта по отражающему горизонту II-J ₂ (кровля среднеюрского продуктивного горизонта)	80
Рисунок 2.16 - Геологический разрез среднеюрских продуктивных горизонтов	81
Рисунок 2.17 - Геологический разрез триасовых продуктивных горизонтов	82
Рисунок 2.18 - Геолого-геофизическая характеристика по скважине 66.....	88
Рисунок 2.19 - Фрагмент структурной карты по кровле горизонта РТ-3.....	90
Рисунок 3.1 - Месторождения Матин. Динамика основных технологических показателей с начала разработки	94
Рисунок 3.2 - Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей с начала эксплуатации.....	96
Рисунок 3.3 - Месторождения Кокарна Восточная. Динамика основных технологических показателей с начала разработки.....	98
Таблица 4.1 План по бурению скважин	102
Рисунок 4.1 – Месторождение Матин. Восточное крыло, горизонт Ne-I.....	103
Рисунок 4.2 – Месторождение Матин. Восточное крыло, горизонт Ne-II.....	104
Рисунок 4.3 – Месторождение Матин. Восточное крыло, горизонт J2-III.....	104
Рисунок 4.4 – Месторождение Матин. Восточное крыло, горизонт J2-V.....	105
Рисунок 4.5 – Месторождение Матин. Восточное крыло, горизонт J2-VI.....	105
Рисунок 4.6 – Месторождение Матин. Южное крыло, горизонт K _{1a} -I-Б.....	106
Рисунок 4.7 – Месторождение Матин. Южное крыло, горизонт K _{1a} -II	106
Рисунок 4.8 – Месторождение Матин. Северо-западное крыло, горизонт J2-V.	107
Рисунок 4.9 – Месторождение Матин. Юго-восточное поле Восточного крыла, горизонт РТ.....	107
Рисунок 4.10 - Месторождение Кара-Арна. Схема расположения проектных скважин	108
Рисунок 4.11 - Месторождение Кара-Арна. Схема расположения проектных скважин	109
Рисунок 4.12 - Месторождение Кокарна Восточная. Схема расположения проектных скважин	110
Рисунок 5.1 - Месторождение Матин. Зависимость коэффициента вытеснения от объема прокачки вытесняющей воды.....	114
Рисунок 5.2 – Месторождение Кара-Арна. График зависимости коэффициента вытеснения от обводненности.....	116
Рисунок 5.3 – Месторождение Кокарна Восточная. Кривая вытеснения водой для условий II среднеюрского горизонта.....	117
Рисунок 5.4 - Динамика проектных технологических показателей месторождения Матин.....	123
Рисунок 5.5 - Динамика проектных технологических показателей месторождения Кара-Арна	124
Рисунок 5.6 - Динамика проектных технологических показателей месторождения Кокарна Восточная	124

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 - Остаточные извлекаемые запасы нефти по состоянию на 01.01.2018 г. (млн.барр/тыс.т)	26
Таблица 1.2 - Прогноз динамики добычи запасов категории 1Р	27
Таблица 1.3 - Прогноз добычи запасов категории 2Р	28
Таблица 2.1 – Месторождение Матин. Характеристика залежей	40
Таблица 2.2 – Начальные геологические запасы нефти по состоянию на 01.01.2018 г. месторождения Матин (млн.барр./тыс.т.)	59
Таблица 2.4 - Общие сведения по отбору и выносу керна	68
Таблица 2.5 - Кара-Арна. Характеристика коллекторов по керну и по ГИС	69
Таблица 2.6 - Начальные геологические запасы и условные ресурсы по состоянию на 01.01.2018 г. месторождения Кара-Арна (млн.барр./тыс.т.)	75
Таблица 2.7 – Кокарна Восточная. Характеристика залежей	83
Таблица 2.8 - Геологические запасы нефти по состоянию на 01.01.2018 г. в пределах контрактной территории месторождения Кокарна Восточная (млн.барр./тыс.т.)	91
Таблица 5.1 – Месторождение Матин. Результаты расчета КИН и извлекаемых запасов	115
Таблица 5.2 – Месторождение Кара-Арна. Результаты расчета КИН и извлекаемых запасов	116
Таблица 5.3 – Месторождение Кокарна Восточная. Результаты расчета КИН и извлекаемых запасов	118
Таблица 5.4 - Параметры снижения добычи нефти месторождения Матин, Кара-Арна и Кокарна Восточная	120
Таблица 5.5 – Прогноз технологических показателей месторождения Матин	121
Таблица 5.6 - Прогноз технологических показателей месторождения Кара-Арна	122
Таблица 5.7 - прогноз технологических показателей месторождения Кокарна Восточная	123
Таблица 6.1 - Капитальные вложения по месторождению Матин	125
Таблица 6.2 - Капитальные вложения по месторождению Кара-Арна	125
Таблица 6.3 - Капитальные вложения по месторождению Кокарна Восточная	126
Таблица 6.4 - Основные составляющие эксплуатационных расходов	126
Таблица 6.5 - Сценарий прогноза цен (SPE 01.01.2018)	128
Таблица 6.8 - Начальные извлекаемые запасы нефти месторождений Матин, Кара-Арна, Кокарна Восточная (млн.барр/тыс.т). По состоянию на 01.01.2018 г.	131
Таблица 6.9 - Остаточные извлекаемые запасы нефти месторождений Матин, Кара-Арна, Кокарна Восточная (млн.барр/тыс.т). По состоянию на 01.01.2018 г.	131

ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование приложения	Номер приложения	№ листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
МЕСТОРОЖДЕНИЕ МАТИН					
1	Матин. Восточное крыло. Горизонт Ne-I. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1	1:10000	ДСП
2	Матин. Восточное крыло. Горизонт Ne-II. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	2	1	1:10000	ДСП
3	Матин. Восточное крыло. Горизонт I-J ₂ . а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	3	1	1:10000	ДСП
4	Матин. Восточное крыло. Горизонт II-J ₂ а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	4	1	1:10000	ДСП
5	Матин. Восточное крыло. Горизонт III-J ₂ а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	5	1	1:10000	ДСП
6	Матин. Восточное крыло. Горизонт IV-J ₂ а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	6	1	1:10000	ДСП
7	Матин. Восточное крыло. Горизонт V-J ₂ а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	7	1	1:10000	ДСП
8	Матин. Восточное крыло. Горизонт VI-J ₂ а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	8	1	1:10000	ДСП
9	Матин. Восточное крыло. Горизонт РТ-II а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	9	1	1:10000	ДСП
10	Матин. Восточное крыло. Горизонт РТ- III а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	10	1	1:10000	ДСП
11	Матин. Южное крыло. Горизонт K ₁ a-I-A. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	11	1	1:10000	ДСП
12	Матин. Южное крыло. Горизонт K ₁ a-I-B. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	12	1	1:10000	ДСП
13	Матин. Южное крыло. Горизонт K ₁ a-II. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	13	1	1:10000	ДСП
14	Матин. Южное крыло. Горизонт Ne-I. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	14	1	1:10000	ДСП
15	Матин. Северо-западное крыло. Горизонт Арт. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	15	1	1:10000	ДСП

1	2	3	4	5	6
16	Матин. Северо-западное крыло. Горизонт II-J ₂ а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	16	1	1:10000	ДСП
17	Матин. Северо-западное крыло. Горизонт III-J ₂ а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	17	1	1:10000	ДСП
18	Матин. Северо-западное крыло. Горизонт IV-J ₂ . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	18	1	1:10000	ДСП
19	Матин. Северо-западное крыло. Горизонт V-J ₂ а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	19	1	1:10000	ДСП
20	Матин. Южное поле Восточного крыла. Горизонт РТ. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	20	1	1:10000	ДСП
21	Матин. Юго-восточное поле Восточного крыла. Горизонт РТ. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	21	1	1:10000	ДСП
МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАРА-АРНА					
22	Кара-Арна. Западное крыло. Горизонт К ₁ а. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	22	1:10000	1	ДСП
23	Кара-Арна. Западное крыло. Южное поле. Горизонт К ₁ а ₁ . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	23	1:10000	1	ДСП
24	Кара-Арна. Восточное крыло. Горизонт К ₁ а ₃ . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	24	1:10000	1	ДСП
25	Кара-Арна. Грабен. Южное поле. Горизонт К ₁ а ₃ -А (р-н скв. R-8) а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	25	1:10000	1	ДСП
26	Кара-Арна. Грабен. Южное поле. Горизонт К ₁ а ₃ -Б (р-н скв. R-8) а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	26	1:10000	1	ДСП
27	Кара-Арна. Западное крыло. Южное поле. Горизонт К ₂ с. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	27	1:10000	1	ДСП
28	Кара-Арна. Западное крыло. Северное поле. Горизонт К ₂ с. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	28	1:10000	1	ДСП
29	Кара-Арна. Грабен. Горизонт К ₂ т. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	29	1:10000	1	ДСП

1	2	3	4	5	6
III. МЕСТОРОЖДЕНИЕ КОКАРНА ВОСТОЧНАЯ					
30	Кокарна Восточная. Горизонт I-J ₂ . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	30	1	1:10000	ДСП
31	Кокарна Восточная. Горизонт II-J ₂ . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	31	1	1:10000	ДСП
32	Кокарна Восточная. Горизонт IIIА-J ₂ . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	32	1	1:10000	ДСП
33	Кокарна Восточная. Горизонт IIIБ-J ₂ . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	33	2	1:10000	ДСП
34	Кокарна Восточная. Горизонт I-Т. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	34	1	1:10000	ДСП
35	Кокарна Восточная. Горизонт II-Т. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	35	1	1:10000	ДСП
36	Кокарна Восточная. Горизонт III-Т. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	36	1	1:10000	ДСП


«Согласовано»

Генеральный директор
ТОО Проектный институт «ОПТИМУМ»



Е.М. Мырзаев

«Утверждаю»

Заместитель генерального
директора по геологии
АО «Матен Петролеум»
М.Т. Абуталиев


М.Т. Абуталиев

**Геолого-техническое задание на
проведение оценки запасов нефти по месторождениям
Мтин, Кара-Арна и Кокарна Восточная по
западной классификации PRMS**

1. Наименование объекта: месторождения Матин, Кара-Арна и Кокарна Восточная
2. Местоположение: РК, Атырауская область
3. Недропользователь: АО «Матен Петролеум»
4. Основание для выдачи технического задания: В соответствии с Рабочей программой АО «Матен Петролеум»
5. Целевое назначение: Оценка запасов и ресурсов нефти месторождений Матин, Кара-Арна и Кокарна Восточная, Атырауской области, Республики Казахстан с применением классификации PRMS

I. Объемы работ

1. Анализ геологической модели месторождений Матин, Кара-Арна и Кокарна Восточная
2. Оценка начальных геологических запасов и ресурсов нефти
3. Оценка и прогноз добычи по всем категориям запасов: доказанные P1 (доказанные разрабатываемые добываемые (PDP), доказанные разрабатываемые недобываемые (PDNP), доказанные неразрабатываемые (PUD)) вероятные P2, возможные P3 по месторождениям Матин, Кара-Арна и Кокарна Восточная
4. Анализ существующего фонда скважин
5. Экономический анализ месторождения Матин, Кара-Арна и Кокарна Восточная.
6. Оценка запасов УВС по состоянию на 01.01. 2018г.

II. Сроки выполнения работ и их количество

1. Сбор и анализ необходимой информации – 7 дней
2. Оценка запасов и ресурсов - 53 дня
3. Срок выполнения работ 2 месяца с даты подписания договора
4. Отчет по оценке запасов месторождений АО «Матен Петролеум» представляется на русском языке в 3 экземплярах на бумажных носителях и в 1 экз в электронном виде.

Начальник отдела геологии
и разработки месторождений


Жусупов А.Б.

Стандарты независимости и профессиональной квалификации

ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM» (Независимая экспертно-консалтинговая фирма «ОPTIMUM») образовано в 2000 году.

ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM» выполняет работы по изучению перспектив нефтегазоносности регионов, разработке проектов поисков месторождений (залежей) на новых перспективных площадях, проектных документов на разведку месторождений, подсчетов запасов углеводородов и технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти; проектов пробной эксплуатации залежей и месторождений; технологических схем разработки, проектов разработки и уточненных проектов разработки месторождений, анализов разработки и авторских надзоров за реализацией проектных решений, проектов по комплексному обустройству месторождений нефти и газа.

ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM» был сертифицирован в 2011 году на соответствие требованиям стандарта ISO 9001:2008 органом по сертификации систем менеджмента и персонала TÜV Thüringen e.V. В настоящее время интегрированная система менеджмента сертифицирована МФ АО «Национальный центр экспертизы и сертификации» на соответствие требованиям СТ РК ISO 9001-2016 (ISO 9001:2015), СТ РК ISO 14001-2016 (ISO 14001:2015), СТ РК OHSAS 18001-2008 (OHSAS 18001:2007).

ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM» является соискателем Президентской премии Республики Казахстан «Алтын Сапа» и награждено благодарственным письмом.

В 2016 году АО «Национальный центр экспертизы и сертификации» наградил ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM» дипломом в номинации «Лидер Качества».

В «Проектном институте «ОPTIMUM» работают на постоянной основе ведущие специалисты региона, такие как доктора технических наук, эксперты ГКЗ, ведущие специалисты по разным отраслям.

По отношению к компании АО «Матен Петролеум» наша фирма является организацией с независимыми инженерами-нефтяниками. Никто из наших сотрудников не имеет какого-либо интереса в анализируемых объектах собственности, также оплата за выполнение работы никак не повлияла на оценку запасов и ресурсов по контрактной территории.

Результаты исследования, представленные в данном отчете, основаны на техническом комплексном анализе, выполненный группой геологов, геофизиков и инженеров-нефтяников компании ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM», которые являются членами организации SPE. Данные о профессиональной квалификации специалистов, выполнивших данный отчет, представлены ниже.

Настоящий отчет был подготовлен исключительно для использования компанией АО «Матен Петролеум» и не может быть использован каким-либо иным образом без нашего предварительного письменного согласия. Рабочие документы и вся переданная недропользователем информация, которая использовалась для подготовки отчета, доступна для ознакомления в нашем офисе.

Отчет «Оценка запасов и ресурсов нефти месторождений Матин, Кара-Арна и Кокарна Восточная Атырауской области Республики Казахстан с применением классификации PRMS» подготовлен 01.01.2018 г.

С уважением,

ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM»

Генеральная лицензия № 14010500 от 22.07.2014 г.

выданная Комитетом гос.инспекции в нефтегазовом комплексе.

Министерство нефти и газа Республики Казахстан. г.Астана.

Құрманов Бауыржан Көптөлеулы, генеральный директор
SPE member ID 4717700 с октября 2016 года



1 - 1

14010500



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

22.07.2014 года

14010500

Выдана Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "ОПТИМУМ"
 130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 3 микрорайон, дом № ЗДАНИЕ №23., БИН: 000740000123
 (полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

на занятие Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических, химических производств, проектирование (технологическое) нефтегазоперерабатывающих производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов;
 (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии генеральная

Особые условия действия лицензии Подвиды деятельности (виды работ), разрешенные к осуществлению в нефтегазовой отрасли в рамках лицензируемого вида деятельности, согласно приложению к лицензии
 (в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе, Министерство нефти и газа Республики Казахстан,
 (полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ
 (фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи г.Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қазандағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сайлас құрал тасымалдағы құжаттың тек. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

14010500

Страница 1 из 1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 14010500
Дата выдачи лицензии 22.07.2014 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

- Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений
- Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений
- Проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата

Производственная база Мангистауская обл., г. Актау, мкр-н 3, здание № 23
(местонахождение)

Лицензиат Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "OPTIMUM"
130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 3 микрорайон, дом № ЗДАНИЕ №23., БИН: 000740000123
(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

Лицензиар Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе, Министерство нефти и газа Республики Казахстан.
(полное наименование лицензиара)

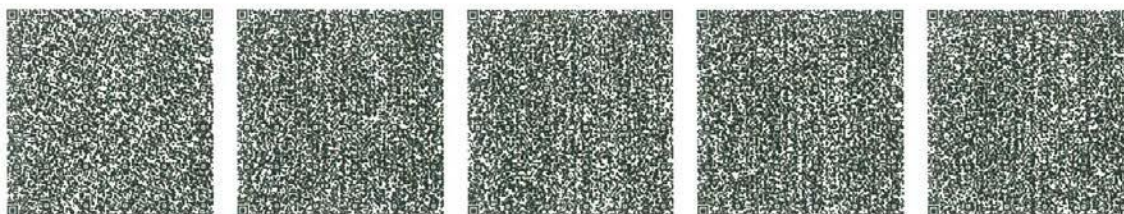
Руководитель (уполномоченное лицо) БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к лицензии 001

Дата выдачи приложения к лицензии 22.07.2014

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатқа тең. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

Профессиональная квалификация генерального директора

Құрманов Бауыржан Көптлеуұлы является генеральным директором, осуществляющим общее руководство над проектами и их исполнением.

Құрманов Б.К. в 2009 году с отличием окончил Казахский Национальный Университет имени К.И.Сатпаева по специальности «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых».

В 2011 году получил степень магистра в Высшей Национальной Школе Геологии, Университета Лотарингии, по специальности «Подземные резервуары энергии: Геология-Гидродинамика-Моделирование», г. Нанси, Франция.

В 2011 году стажировался в департаменте исследований и развития Научно-технического Центра им. Жана Феджера международной нефтегазовой компании Total, г. По, Франция.

Будучи студентом старших курсов университета, проходил производственную практику в ведущих геофизических компаниях: PGS Kazakhstan, Azimut Energy Services.

Трудовую деятельность продолжил в департаменте наземно-космического геодинамического и геофизического мониторинга Института ионосферы, где 2013 году занял должность директора института.

В 2014 году был назначен Вице-президентом по развитию в Национальном центре космических исследований и технологий.

В 2015 году работал в Leica Geosystems Kazakhstan руководителем проектов мониторинга и базовых станций.

В 2016 году занимал должность Генерального директора IT-компании Payda Innovations.

С ноября 2016 года работал в должности заместителя Генерального директора по развитию в ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ».

Құрманов Б.К. является членом общества инженеров нефтяников SPE, member ID 4717700 с октября 2016 года.

Құрманов Бауыржан Көптлеуұлы



04 сентября 2018 года

Профессиональная квалификация руководителя работ

Настоящий отчет является результатом технического анализа, выполненного группой специалистов геологов-разведчиков, нефтепромысловых геологов, геофизиков, инженеров-разработчиков, работающих в компании ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

Малютина Антонина Егоровна является руководителем работ, ответственным за оценку ресурсов, запасов и проектных уровней добычи газа, представленных в настоящем отчете.

Малютина А.Е. является заместителем генерального директора ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» с 2008 года. До прихода в компанию работала по направлению - нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа по месторождениям в институтах ОАО «НИПИмунайгаз», АО КазНИПИнефть г. Актау, Казахстан.

Малютина А.Е. получила высшее образование по специальности «Геологическая съемка, поиски и разведка месторождений полезных ископаемых» в 1980 году в Северо-Кавказском горно-металлургический институте.

В качестве дополнительного образования в период с 12-16 октября 2015 года прошла курсы повышения квалификации на тему: Подсчет запасов по классификации PRMS, зарубежные технологии, сертификат № 0000010. В период с 29-30 ноября 2017 года участвовала в семинаре по Системе Управления Углеводородными ресурсами (PRMS).

Является членом общества инженеров нефтяников SPE с октября 2017 года, member ID 4862313.

На основе полученного образования, 38 летнего стажа работ в области геологии, подсчета запасов и проектирования приобретен большой профессиональный опыт, который позволяет рационально организовать процесс выполнения работ сотрудников, занятых при выполнении отчета «Оценка запасов и ресурсов нефти месторождений Матин, Кара-Арна и Кокарна Восточная Атырауской области Республики Казахстан с применением классификации PRMS АО «Матен Петролеум».

Малютина Антонина Егоровна

04 сентября 2018 года

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

Я, ОВСЕЕНКО МАРГАРИТА СТЕПАНОВНА, НАСТОЯЩИМ ПОДТВЕРЖДАЮ, ЧТО
Я:

1. В 1964г окончила «Московский ордена Трудового Красного знамени институт нефтехимической и газовой промышленности им.М.Губкина» с квалификацией горный инженер-геофизик по специальности геофизические методы поиска и разведки месторождений полезных ископаемых. Номер диплома Ф № 099713.

2. Работаю в нефтяной отрасли сразу после окончания высшего учебного заведения с 1964г. За это время занималась вопросами разведки нефтегазовых месторождений, петрофизическими исследованиями, подсчётом запасов нефти и газа. Занимала ряд различных инженерных позиций, включая начальник петрофизической лаборатории, директор департамента Петрофизики в научно-исследовательском проектном институте.

3. С 1997 г. являюсь независимым экспертом ГКЗ РК, с 2015 г. являюсь почетным членом ОО "Казахстанского общества Нефтяников-Геологов"

4. В настоящее время являюсь руководителем Службы Петрофизики компании ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ».

5. Не осуществляла личной поездки для инспекции объектов собственности на местах, однако такая поездка была сочтена нецелесообразной в силу имеющейся информации из открытых источников и данных, представленных АО «Матен Петролеум».

6. Не имею и не планирую получить какую-либо прямую или косвенную долю в ценных бумагах АО «Матен Петролеум» или какой-либо из его аффилированных компаний

Овсеенко Маргарита Степановна



04 сентября 2018 год

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

Я, ТҰРНИАЗ МАДИНА БЕКМҰРАТҚЫЗЫ, НАСТОЯЩИМ ПОДТВЕРЖДАЮ, ЧТО Я:

1. В 2005 году с отличием закончила Актауский Государственный Университет им. Ш. Есенова, г.Актау, по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», полное высшее техническое образование, квалификация «Горный инженер-нефтяник».

2. В 2006 году с отличием закончила Актауский Государственный Университет им. Ш. Есенова, г.Актау, с присвоением степени магистра технических наук.

3. Трудовую деятельность начала с октября 2006 года, в качестве геолога в НГДУ-1 АО РД «КазМунайГаз» ПФ «ӨзенМұнайГаз».

4. В августе 2007 года перешла на работу в научно-исследовательский проектный институт нефти и газа в качестве специалиста департамента разработки месторождений нефти и газа. Уволилась научным сотрудником департамента РНГМ в декабре 2010 г.

5. В декабре 2010 года перешла на работу в ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» в качестве ведущего специалиста службы по разработке. В настоящее время занимаю позицию Руководителя отдела разработки месторождений нефти и газа.

5. В 2016 году прослушала курсы «Подсчет запасов по классификации PRMS» от Академии инжиниринга нефтяных и газовых месторождений компании «Ойлтим».

6. В настоящее время являюсь сотрудником компании ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», которая подготовила настоящий отчет по состоянию на 01.03.2018 г. для АО «КоЖан».

7. С октября 2017 года являюсь членом общества инженеров нефтяников SPE (member ID 4873355).

8. С сентября 2018 года являюсь PhD докторантом кафедры «Нефтегазовое дело» Каспийского государственного университет технологий и инжиниринга им. Ш.Есенова.

8. Не осуществляла личной поездки для инспекции объектов собственности на местах, однако такая поездка была сочтена нецелесообразной в силу имеющейся информации из открытых источников и данных предоставленных АО «Матен Петролеум».

9. Не имею и не планирую получать какую-либо прямую или косвенную долю в ценных бумагах АО «Матен Петролеум» или какой-либо из его аффилированных компаний.

Тұр尼亚з Мадина Бекмұратқызы

04 сентября 2018 год

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

Я, КАРАЙДАРОВА АЙНУР НУРГАБИЛОВНА, НАСТОЯЩИМ ПОДТВЕРЖДАЮ, ЧТО
Я:

1. В 2007 году с отличием окончила Актауский Государственный Университет им. Ш.Есенова в г. Актау по специальности «Разработка нефтяных и газовых месторождений» и получила квалификацию – горный инженер-нефтяник.

2. Работаю в ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM» с момента окончания высшего учебного заведения в 2007 г. по настоящее время. В данный момент являюсь Главным специалистом службы разработки месторождений нефти и газа.

3. С 2017 года магистрант Каспийского государственного университета технологий и инжиниринга им. Ш.Есенова, по специальности «Нефтегазовое дело» факультета «Нефти и газа».

4. В 2016 году прослушала курсы «Подсчет запасов по классификации PRMS» от Академии инжиниринга нефтяных и газовых месторождений компании «Ойлтим».

5. В настоящее время являюсь сотрудником компании ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM», которая подготовила настоящий отчет по состоянию на 01.01.2018 г. для АО «Матен Петролеум».

6. Не осуществляла личной поездки для инспекции объектов собственности на местах, однако такая поездка была сочтена нецелесообразной в силу имеющейся информации из открытых источников и данных предоставленных АО «Матен Петролеум».

7. Не имею и не планирую получать какую-либо прямую или косвенную долю в ценных бумагах АО «Матен Петролеум» или какой-либо из его аффилированных компаний.

Карайдарова Айнур Нургабиловна

4 сентября 2018 года

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

Я, ТАШЕНОВА АСЕМА АЙТКАЛИЕВНА, НАСТОЯЩИМ ПОДТВЕРЖДАЮ, ЧТО Я:

1. В 2010 году с отличием закончила Казахский национальный технический университет имени К.И.Сатпаева, г.Алматы, по специальности «Нефтегазовое дело - разработки и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», степень бакалавр.

2. Трудовую деятельность начала с июля 2010 года, в качестве специалиста департамента разработки месторождений нефти и газа.

3. В декабре 2010 года перешла на работу в ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» в качестве специалист службы разработки месторождений нефти и газа. В настоящее время занимаю позицию главного специалиста.

4. В 2013 году закончила Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш.Есенова, факультет Нефти и газа, с присвоением степени магистра технических наук. При этом прошла стажировку в Институте геологии и нефтегазодобычи Тюменского государственного нефтегазового университета.

5. В 2016 году прослушала курсы «Подсчет запасов по классификации PRMS» от Академии инжиниринга нефтяных и газовых месторождений компании «Ойлтим».

6. В настоящее время являюсь сотрудником компании ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», которая подготовила настоящий отчет по состоянию на 01.01.2018 г. для АО «Матен Петролеум».

7. С октября 2017 года являюсь членом общества инженеров нефтяников SPE (member ID 3484346).

8. Не осуществляла личной поездки для инспекции объектов собственности на местах, однако такая поездка была сочтена нецелесообразной в силу имеющейся информации из открытых источников и данных предоставленных АО «Матен Петролеум».

9. Не имею и не планирую получать какую-либо прямую или косвенную долю в ценных бумагах АО «Матен Петролеум» или какой-либо из его аффилированных компаний.

Ташенова Асема Айткалиевна

04 сентября 2018 год

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

Я, БЕКБАЕВА РАУШАН АСКАРОВНА, НАСТОЯЩИМ ПОДТВЕРЖДАЮ, ЧТО Я:

1. В 2012 году с отличием закончила Каспийский Государственный Университет Технологий и Инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау, по специальности «Нефтегазовое дело», с присвоением академической степени бакалавр.

2. В 2014 году с отличием закончила Каспийский Государственный Университет Технологий и Инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау, по специальности «Нефтегазовое дело», с присвоением академической степени магистра технических наук.

3. С 2017 года по настоящее время являюсь PhD докторантом кафедры «Нефтегазовое дело и геология» Каспийского Государственного Университета Технологий и Инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау.

4. Трудовую деятельность начала с июля 2012 года в ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», в качестве специалист службы по разработке. В настоящее время занимаю позицию старшего специалиста отдела разработки месторождений нефти и газа.

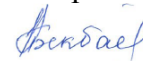
5. В 2016 году прослушала курсы «Подсчет запасов по классификации PRMS» от Академии инжиниринга нефтяных и газовых месторождений компании «Ойлтим».

6. В настоящее время являюсь сотрудником компании ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», которая подготовила настоящий отчет по состоянию на 01.01.2018 г. для АО «Матен Петролеум».

7. Не осуществляла личной поездки для инспекции объектов собственности на местах, однако такая поездка была сочтена нецелесообразной в силу имеющейся информации из открытых источников и данных предоставленных АО «Матен Петролеум».

8. Не имею и не планирую получать какую-либо прямую или косвенную долю в ценных бумагах АО «Матен Петролеум» или какой-либо из его аффилированных компаний.

Бекбаева Раушан Аскарровна



04 сентября 2018 года

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

Я, ХИБАСОВ БОЛАТ БЕСИМБАЕВИЧ, НАСТОЯЩИМ ПОДТВЕРЖДАЮ, ЧТО Я:

1. В 2007 году окончил Казахский Национальный Технический Университет имени К.И Сатпаева по специальности: «Геология нефти и газа» (квалификация-инженер), г. Алматы.

2. Трудовую деятельность начал с сентября 2007 года, в качестве геолога в ТОО «Научно-Производственный Центр».

3. С апреля 2010 года по март 2015 года работал в АО "КазНИПИМунайгаз" в качестве старшего специалиста департамента геологии и ведущего специалиста департамента петрофизических исследований керна.

4. С апреля 2015 года по июнь 2016 года работал в АО "НК"КазМунайГаз", ТОО КМГ "Кансу-Оперейтинг" в качестве ведущего геолога производственного блока.

5. С августа 2016 года по настоящее время работаю в ТОО «ОПТИМУМ» в качестве ведущего специалиста службы подсчета запасов нефти и газа.

6. Не осуществлял личной поездки для инспекции объектов собственности на местах, однако такая поездка была сочтена нецелесообразной в силу имеющейся информации из открытых источников и данных предоставленных АО «Матен Петролеум».

7. Не имею и не планирую получать какую-либо прямую или косвенную долю в ценных бумагах АО «Матен Петролеум» или какой-либо из его аффилированных компаний.

Хибасов Болат Бесимбаевич

04 сентября 2018 год

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

Я, АБЕКЕЕВА КУРАЛАЙ МЕРХАТОВНА, НАСТОЯЩИМ ПОДТВЕРЖДАЮ, ЧТО Я:

1. В 2000 году закончила Актауский Государственный Университет им. Ш. Есенова, г.Актау, по специальности «Геология нефти и газа», полное высшее техническое образование, квалификация «Инженер-геолог».

2. Трудовую деятельность начала в январе 2001 года на государственной службе в «Департаменте по управлению коммунальной собственностью Мангистауской области» при Акимате Мангистауской области.

3. С марта 2004 года работаю в научно-исследовательской сфере в АО «КазНИПИМунайгаз» в качестве специалиста группы перспективного планирования геологоразведочных работ. Уволилась в качестве главного геолога департамента геологии №1.

4. В феврале 2010 года перешла на работу в ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» в качестве старшего специалиста службы по подсчету запасов. В настоящее время занимаю позицию Руководителя службы подсчета запасов.

5. С мая 2013 года явлюсь независимым экспертом Комитета геологии нефти и газа.

6. В 2016 году прослушала курсы «Подсчет запасов по классификации PRMS» от Академии инжиниринга нефтяных и газовых месторождений компании «Ойлтим».

7. В настоящее время являюсь сотрудником компании ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», которая подготовила настоящий отчет по состоянию на 01.03.2018 г. для АО «Матен Петролеум».

8. Не осуществляла личной поездки для инспекции объектов собственности на местах, однако такая поездка была сочтена нецелесообразной в силу имеющейся информации из открытых источников и данных предоставленных АО «Матен Петролеум».

9. Не имею и не планирую получать какую-либо прямую или косвенную долю в ценных бумагах АО «Матен Петролеум» или какой-либо из его аффилированных компаний.

Абекеева Куралай Мерхатовна



04 сентября 2018 год



Society of Petroleum Engineers

This is to certify that

Mr. Bauyrzhan Kurmanov

joined SPE in 2016

Mr. Darcy William Spady, 2018 President

Mark Rubin, CEO and Executive VP



Society of Petroleum Engineers

This is to certify that

Yermek Myrzashuly Myrzash

joined SPE in 2017

Mr. Darcy William Spady, 2018 President

Mark Rubin, CEO and Executive VP



Society of Petroleum Engineers

This is to certify that

Antonina Malyutina

joined SPE in 2017

Mr. Darcy William Spady, 2018 President

Mark Rubin, CEO and Executive VP



Society of Petroleum Engineers

This is to certify that

Madina Bekmuratkyzy Turniyaz

joined SPE in 2017

Mr. Darcy William Spady, 2018 President

Mark Rubin, CEO and Executive VP



Society of Petroleum Engineers

This is to certify that

Kuralai Abekeyeva

joined SPE in 2017

Mr. Darcy William Spady, 2018 President

Mark Rubin, CEO and Executive VP



Society of Petroleum Engineers

This is to certify that

Assema Tashenova

joined SPE in 2017

Mr. Darcy William Spady, 2018 President

Mark Rubin, CEO and Executive VP



«OPTIMUM» ЖОБАЛАУ ИНСТИТУТЫ» ЖШС ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM» «OPTIMUM» DESIGN INSTITUTE» LLP

Исх. № 558 от « 10 » 07 2018 г.

Руководителям компаний

ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» сообщает об изменении генерального директора, со 02 июля 2018 года назначен **Құрманов Бауыржан Көптлеуұлы**.

С уважением,
Генеральный директор

Б.К. Құрманов

1 КРАТКИЙ ОБЗОР

Настоящая работа «Оценка запасов нефти по месторождениям Матин, Кара-Арна и Кокарна Восточная по зарубежной классификации PRMS» выполнена согласно договору №158-МП/2017, заключенного между АО «Матен Петролеум» и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» от 17.01.2017 г.

Недропользователем нефтяных месторождений Кара-Арна, Кокарна Восточная и нефтегазового месторождения Матин является АО «Матен Петролеум». По западной классификации Запасами являются количество нефти, которое предполагается извлечь в промышленном масштабе из разведанных залежей путем реализации проектов разработки, при заданных технико-экономических условиях.

Все три месторождения АО «Матен Петролеум» находятся в промышленной разработке, и разрабатываются по проектам промышленной разработки, залежи достаточно хорошо изучены и добываются на рентабельной основе.

Специалисты ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» произвели независимую оценку (аудит) запасов и ресурсов, основанную на исходных данных, предоставленных компанией АО «Матен Петролеум», геологические, геофизические, производственные данные, описание производственной инфраструктуры.

Для оценки запасов категорий «доказанные», «доказанные + вероятные», «доказанные + вероятные + возможные» институт использовал международный стандарт оценки запасов углеводородов PRMS. В качестве основного критерия оценок были использованы, рассчитанные объемным методом, соответствующие начальные геологические запасы нефти (СТОИР). На основе подсчитанных геологических запасов были обоснованы экономически эффективные и технологически рациональные величины нефтеизвлечения. Все данные выражены в международных и казахстанских единицах измерения нефти.

Настоящий отчет выполнен по состоянию на 01.01.2018 г. (по желанию заказчика).

1.1. Остаточные извлекаемые запасы нефти по месторождениям АО «Матен Петролеум»

Остаточные извлекаемые запасы нефти по состоянию на 01.01.2018 г по месторождениям Матин, Кара-Арна, Кокарна Восточная представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Остаточные извлекаемые запасы нефти по состоянию на 01.01.2018 г. (млн.барр/тыс.т)

	Запасы					Накопленная добыча нефти
	Доказанные		Общие доказанные	Доказанные + Вероятные	Доказанные + Вероятные + Возможные	
	Разрабатываемые	Неразрабатываемые				
Матин	10,47/1434	6,66/912	17,13/2346	23,14/3170	32,56/4460	25,67/3516
Кара-Арна	27,57/4242	5,86/901	33,43/5143	41,79/6429	48,82/7511	50,78/7812
Кокарна Восточная	8,57/1190	7,72/1072	16,29/2262	24,61/3420	30,46/4232	12,35/1715
Итого	46,61/6866	20,24/2885	66,85/9751	89,54/13019	111,84/16203	88,80/13043

Примечание: 1- Запасы в тыс.т. рассчитаны исходя из коэффициента перевода тонн в баррели: 7,3 барр/т для месторождения Матин, 6,5 барр/т для месторождения Кара-Арна, 7,2 барр/т для месторождения Кокарна Восточная. 2 - Геологические запасы нефти представлены в главе 2, по месторождению Матин на странице 43, по месторождению Кара-Арна - 59, по месторождению Кокарна Восточная - 75. 3. Извлекаемые запасы представлены по месторождению Матин на странице 99, по месторождению Кара-Арна на странице 100, по месторождению Кокарна Восточная на странице 102.

1.2 Динамика добычи запасов

В таблице 1.2 представлена динамика добычи нефти по варианту наименьшей оценки, а в таблице 1.3 – по варианту оптимальной оценки. Динамика добычи представлена до проведения экономического анализа. Желтым цветом помечен год достижения КИН.

Таблица 1.2 - Прогноз динамики добычи запасов категории 1Р

Год	Кол-во дней	Дебит нефти, барр/сут (stb/d)		
		Матин	Кара-Арна	Кокарна Восточная
2018	365	2592,3	4154,6	2192,6
2019	365	2614,9	4510,6	2968,0
2020	366	2997,6	4743,9	3479,5
2021	365	3067,2	4687,7	3565,4
2022	365	3023,2	4632,3	3326,7
2023	365	2869,1	4577,0	3013,5
2024	366	2661,8	4521,6	2727,1
2025	365	2469,5	4465,9	2474,8
2026	365	2291,0	4299,3	2243,6
2027	365	2125,5	4048,2	2034,6
2028	366	1971,9	3820,0	1843,1
2029	365	1829,4	3612,1	1674,6
2030	365	1697,2	3421,9	1519,8
2031	365	1574,6	3247,6	1379,7
2032	366	1460,8	3087,2	1251,1
2033	365	1355,3	2939,2	1138,0
2034	365	1257,4	2802,3	1034,0
2035	365	1166,5	2675,3	939,7
2036	366	1082,2	2557,1	853,0
2037	365	1004,0	2446,8	776,8
2038	365	931,5	2343,8	706,5
2039	365	864,2	2247,1	642,8
2040	366	801,7	2156,3	584,0
2041	365	743,8	2070,8	532,5
2042	365	690,0	1990,1	484,8
2043	365	640,2	1913,8	441,5
2044	366	593,9	1841,5	401,5
2045	365	551,0	1773,0	366,5

Примечания: 1) Динамика добычи рассчитана начиная с 01.01.2018 г.

2) Срок лицензии добычи истекает:

Матин 13.10.2020

Кара-Арна 19.02.2023

Кокарна Восточная 19.02.2028

3) Прогнозы сделаны до предела рентабельного дебита

Таблица 1.3 - Прогноз добычи запасов категории 2Р

Год	Кол-во дней	Дебит нефти, барр/сут (stb/d)		
		Матин	Кара-Арна	Кокарна Восточная
2018	365	2857,8	4227,7	2449,7
2019	365	3069,9	4657,8	3812,6
2020	366	3742,3	4988,3	4745,4
2021	365	3996,5	5021,8	4947,8
2022	365	4056,5	5049,5	4681,3
2023	365	3858,8	5071,8	4316,2
2024	366	3597,9	5088,9	3974,5
2025	365	3354,7	5101,3	3669,1
2026	365	3127,9	4998,7	3382,9
2027	365	2916,4	4803,6	3119,1
2028	366	2719,3	4624,5	2872,2
2029	365	2535,4	4459,8	2651,5
2030	365	2364,0	4308,1	2444,7
2031	365	2204,2	4167,8	2254,0
2032	366	2055,2	4038,0	2075,5
2033	365	1916,2	3917,4	1916,1
2034	365	1786,7	3805,3	1766,6
2035	365	1665,9	3700,6	1628,8
2036	366	1553,3	3602,8	1499,9
2037	365	1448,3	3511,0	1384,6
2038	365	1350,4	3424,8	1276,6
2039	365	1259,1	3343,6	1177,1
2040	366	1173,9	3266,9	1083,9
2041	365	1094,6	3194,3	1000,6
2042	365	1020,6	3125,4	922,5
2043	365	951,6	3059,9	850,6
2044	366	887,2	2997,4	783,3
2045	365	827,3	2937,8	723,1

Примечания: 1) Динамика добычи рассчитана начиная с 01.01.2018г.

2) Срок лицензии добычи истекает:

Матин 13.10.2020

Кара-Арна 19.02.2023

Кокарна Восточная 19.02.2028

3) Прогнозы сделаны до предела рентабельного дебита

1.3 Экономическая оценка извлекаемых запасов

В результате экономического анализа фискальных условий была получена оценка месторождений. NPV после уплаты налогов для запасов категорий 1P, 2P и 3P, относящиеся к резервам Недропользователя, используя прогноз сценариев цен SPE, представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Оценка доходов после вычета налогов NPV при различных ставках дисконта по состоянию на 01.01.2018 г.

Месторождение	Категории запасов	Ставки NPV (млн.\$)					
		5,00%	7,50%	10,00%	12,50%	15,00%	IRR (%)
Матин	Доказанные	174,06	145,89	124,58	108,12	95,13	100+
	Доказанные + Вероятные	248,49	204,16	171,55	146,92	127,85	100+
	Доказанные + Вероятные + Возможные	361,91	292,30	242,20	205,05	176,75	100+
Кара-Арна	Доказанные	365,55	297,99	249,70	214,09	187,11	100+
	Доказанные + Вероятные	459,31	364,27	298,24	250,83	215,74	100+
	Доказанные + Вероятные + Возможные	538,17	422,59	342,77	285,80	243,90	100+
Кокарна Восточная	Доказанные	184,34	157,40	136,63	120,27	107,15	100+
	Доказанные + Вероятные	289,33	240,85	204,92	177,55	156,18	100+
	Доказанные + Вероятные + Возможные	362,90	301,07	255,45	220,82	193,88	100+
Итого	Доказанные	723,95	601,28	510,91	442,48	389,39	100+
	Доказанные + Вероятные	997,13	809,28	674,71	575,30	499,77	100+
	Доказанные + Вероятные + Возможные	1 262,98	1 015,96	840,42	711,67	614,53	100+

NPV в таблице были рассчитаны с помощью Прогноза сделанный инвестиционными банками по состоянию на 31 декабря 2017 года, сценарий прогноза представлен в разделеб (табл.6.5).

Анализ чувствительности был рассчитан с помощью прогноза цен SEC, и вступает в силу с 01.01.2018 года. Результаты этого анализа приведены в разделе 6 (табл. 6.7).

Ниже приводится геологическая характеристика, добывные возможности залежей и экономическая оценка извлечения запасов по месторождениям.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»

2.1 Месторождение Матин

Недропользователем является АО «Матен Петролеум» согласно Контракту № 41 от 02.07.1996 г. на осуществление разработки месторождения.

Нефтегазовое месторождение Матин открыто в 1986 году.

Первый оперативный подсчет запасов произведен по результатам бурения 27 поисково-разведочных скважин в 1990 году ЦНИЛ ПОЭН по семи продуктивным горизонтам мела и юры (протокол №35 от 28 марта 1990 г).

В 1993 году выполнена «Технологическая схема разработки месторождения Матин», согласно которой в октябре 1995 года месторождение введено в промышленную разработку.

В 2000 году по результатам бурения 64 поисково-разведочных и эксплуатационных скважин выполнен «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Матин на 01.10.2000г.» (протокол ГКЗ РК №297-М-У от 25 мая 2001 г.).

В 2002 году в связи с изменением запасов был составлен «Проект разработки месторождения Матин». На момент составления проекта количество скважин - 115 единиц.

В 2006 году компанией «КазДжеКо» проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д в объеме 32,02 кв.км. Обработку и интегрированную интерпретацию геолого-геофизических данных проводила ОАО «Центральная Геофизическая Экспедиция» (г. Москва). по результатам интерпретации которых, в пермотриасовой толще выявлены перспективные для поисково-разведочного бурения объекты.

На уточненной структурной основе были составлены «Проект доразведки месторождения Матин» (Протокол НТС ТУ «Запказнедра» №297/2007 от 04.12.07г.) и «Дополнение к проекту доразведки месторождения Матин», в рамках которых было намечено бурение 10 разведочных скважин.

В 2008 году был выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и попутных компонентов месторождения Матин на 01.01.2008 г.» (Протокол ГКЗ РК №756-08-У от 31.10.08).

На базе выполненной переоценки запасов в 2009 году составлен «Уточненный проект разработки месторождения Матин» (Протокол ЦКР РК №56 от 09.04.09).

В период 2009-2010 гг. на месторождении пробурены 6 разведочных скважин (1М-6М). По результатам их бурения в 2010 году были выполнены: «Прирост запасов нефти и

газа по залежам апт I и апт II Южного крыла месторождения Матин» (протокол ГКЗ РК № 963-10-П от 08.09.2010г.) и «Оперативный подсчет запасов нефти и газа пермотриасовых залежей месторождения Матин» (Протокол ГКЗ РК №964-10-П от 08.09.2010 г.).

По состоянию на 01.04.2010 г. выполнен «Проект пробной эксплуатации пермотриасовых залежей месторождения Матин» (Протокол МИНТ РК №100 от 19.02.2011г.).

По результатам Прироста запасов с вводом в промышленную разработку нового блока аптских залежей Apt-I и Apt-II Южного крыла I эксплуатационного объекта выполнено «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Матин» (Протокол МИНТ РК №113 от 29.03.2011г.).

В 2012 году выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Матин» (протокол № 1203-12-У от 25.09.2012г.).

В 2012 году на основе пересчитанных запасов составлен новый проектный документ «Дополнение №2 к уточненному проекту разработки месторождения Матин» (протокол №17-04/5140-кгн от 10.01.2013 г.).

В 2014 году в связи с обнаружением новых залежей по результатам бурения разведочных скважин 7М и 11М был утвержден Оперативный подсчет запасов нефти и газа пермотриасовой залежи Юго-восточного поля Восточного крыла месторождения Матин (протокол ГКЗ РК № 1485-14-У от 25.11.2014 г.).

По состоянию на 01.06.2015 г. было выполнено «Дополнение №3 к уточненному проекту разработки месторождения Матин» утвержденное Комитетом Геологии и Недропользования Министерства по Инвестициям и Развитию Республики Казахстан (письмо № 27-5-103-И от 19.01.2016г.).

Согласно Дополнению №3 к Уточненному проекту разработки, утвержденному в 2015 г, по результатам переинтерпретации 3Д на выявленных перспективных участках в северо-восточной части Восточного крыла, Южного поля Восточного крыла и на Южном крыле было рекомендовано бурение скважин 12М, 13М, 14М, 15М и 16М. По результатам бурения скважин получены положительные характеристики по ГИС и по опробованию. После переинтерпретации сейсмики 3Д изменилось представление о строении неокомских и аптских отложений Восточного и Южного крыльев.

В связи с этим в 2017 году был выполнен «Пересчет запасов нефти залежей Ne-I и Ne-II восточного крыла и залежей Apt-I и Apt-II южного крыла месторождения Матин на 02.01.2017 г.» и утвержден в ГКЗ РК (протокол №1875-17-У от 27.11.2017 г.).

В связи с пересчетом запасов нефти залежей восточного и южного крыльев по состоянию на 01.04.2017 г. выполнен проект «Дополнение №4 к уточненному проекту разработки месторождения Матин», который в настоящее время является действующим проектным документом (письмо №27-5-192-И от 24.01.2018 г.).

Согласно проекту на месторождении выделено 8 эксплуатационных объектов:

- I объект – горизонты K_{1a}-I-A, K_{1a}-I-B, K_{1a}-II и Ne-I Южного крыла;
- II объект – горизонты K_{1a} Северо-западного крыла;
- III объект – горизонты Ne-I и Ne-II Восточного крыла;
- IV объект – горизонты J2-II, J2-III, J2-IV и J2-V Северо-западного крыла;
- V объект – горизонты J2-I, J2-II, J2-III, J2-IV и J2-V Восточного крыла;
- VI объект – горизонты J2-VI Восточного крыла;
- VII объект – горизонты PT-II и PT-III блок III Восточного крыла;
- VIII объект – горизонты PT Юго-Восточного и Южного полей Восточного крыла.

По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождении пробурено 154 скважин, из них 26 скважин ликвидированы, 1 скважина находится в консервации, 2 скважины – в освоении, 4 скважины – водозаборные, 11 скважины – контрольные, 14 скважин – в нагнетательном фонде и 96 скважин добывающие.

После работы (оценка – 2016 г.) на месторождении пробурены скважины 12М, 14М, 15М и 16М. Скважина 12 М пробурена на Восточном крыле, 16М пробурена на Южном крыле, 15М – на Южном поле Восточного крыла и скважина 14М пробурена в пределах расширенного участка Южного поля Восточного крыла.

2.1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении находится в Атырауской области Кзылкогинского района Республики Казахстан, в 32 км к северо-востоку от ст. Макат по железнодорожной линии Атырау – Кандагач. Областной центр г.Атырау расположен в 152 км к юго-западу от площади (рис. 2.1).

Дорожная сеть развита слабо. Через месторождение проходит проселочная дорога, связывающая районные центры п. Макат и п. Миялы. Поселок Макат соединен с областным центром г. Атырау асфальтированной и железной дорогами. Железная дорога, связывающая областные центры г. Атырау и г. Актобе, проходит в 20 км южнее района работ.

Источники питьевой воды отсутствуют. Снабжение пресной питьевой водой вахтового поселка производится со станции Макат.

На месторождении существует развитая система электроснабжения существующих объектов промысла. От подстанции 35/6 кВ месторождения Матин по внутри промысловым воздушным линиям ВЛ-6 кВ напряжение подается на комплектные трансформаторные подстанции напряжением 6/0,4 кВ, установленные на объектах промысла.

МАСШТАБ 1:1 000 000



Рисунок 2.1 – Обзорная карта

2.1.2 Характеристика геологического строения

Структурная модель

Месторождение Матин расположено на юго-востоке Прикаспийской впадины, продуктивность выявлена в отложениях нижнего мела, средней юры и пермотриаса.

По надсолевым отложениям месторождение приурочено к антиклинальному поднятию разделенному двумя сбросами F_1 и F_2 , на три крыла: северо-западное, восточное и южное.

Северо-западное крыло характеризуется субмеридиональным простиранием и осложнено серией субмеридиональных малоамплитудных сбросов f_3, f_4, f_5 , ограничено с востока основным сбросом F_2 .

Южное крыло имеет северо-восточное простирание, с севера ограничено основным сбросом F_2 , с запада – F_1 . В присводовой части крыла прослеживается сброс f_{10} субширотного простирания параллельный основному сбросу F_2 .

Восточное крыло делится на два поля Северное и Южное. Южное поле Восточного крыла осложнено разломами f_6 и f_7 .

Стратиграфическая характеристика

На месторождении Матин пробуренными скважинами вскрыта толща надсолевых отложений, включая отложения кунгурского яруса перми до современных.

Отложения кунгурского яруса подразделяются на две части: верхнюю - кепрок и нижнюю - соль.

Мезозойский разрез представлен отложениями пермотриаса, нижней, средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела. Литологически преимущественно сложен песчано-алевритово-глинистыми породами.

Кайнозойский комплекс представлен породами палеогена, неогена и четвертичных отложений. Литологически представлены песчанистыми, сильно известковистыми глинами с битой ракушей и водоносными песками.

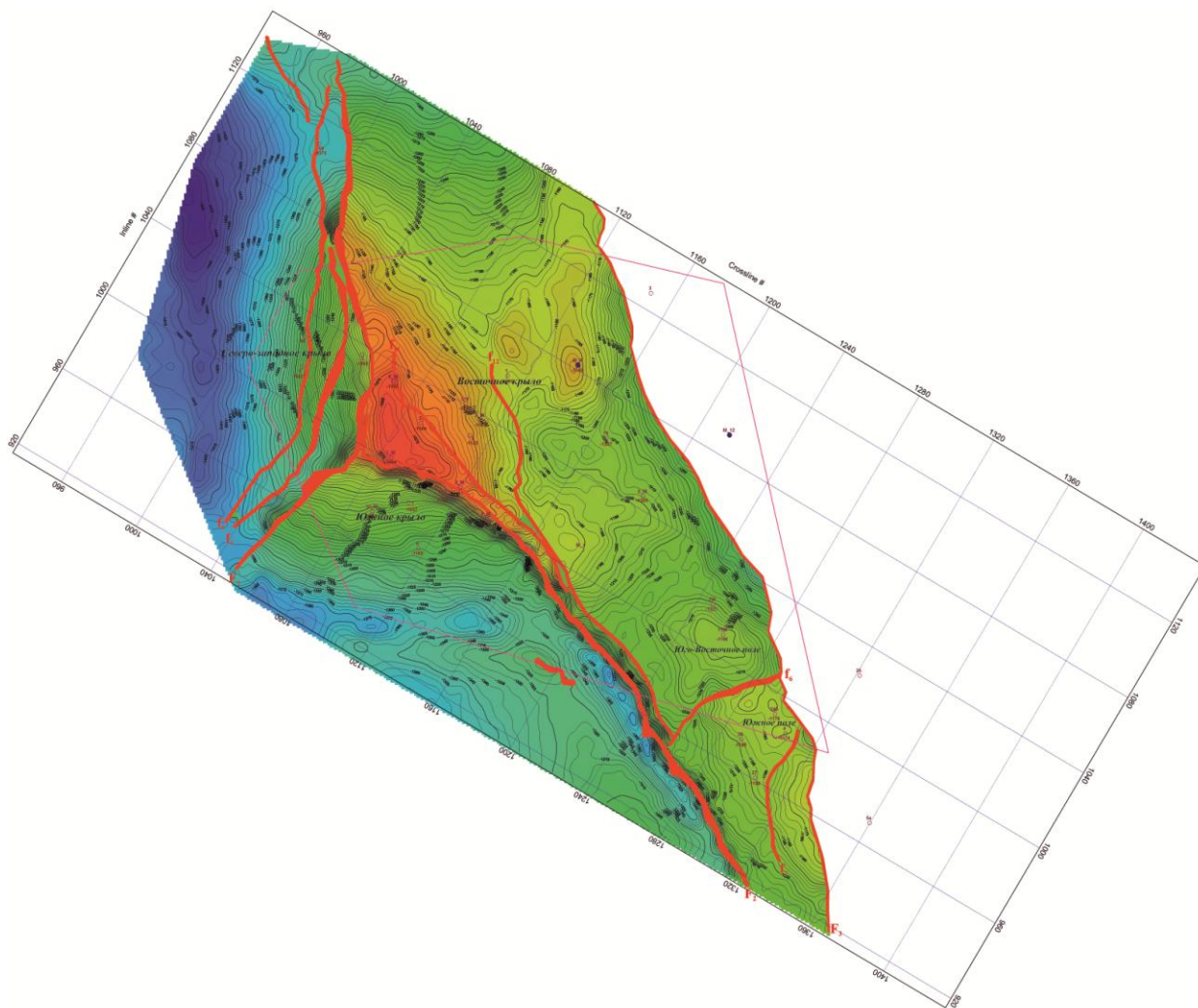


Рисунок 2.2 – Структурная карта по кровле горизонта РТ

2.1.3 Нефтегазоносность

На Восточном крыле выделено 11 залежей, из них две залежи – в нижнем мелу (I-Ne, II-Ne), 6 залежей – в средней юре (I-J₂, II-J₂, III-J₂, IV-J₂, V-J₂, VI-J₂) и 3 залежи – в пермтриасовых отложениях (PT-I, PT-II, PT-III). По характеру насыщению залежи нефтегазовые (рис. 2.3).

На Южном крыле выделено 3 залежи нижнего мела (K1a-I, K1a-II и Ne-I). По характеру насыщению залежи нефтегазовые (рис. 2.4).

На Северо-Западном крыле выделено 5 залежей, из них 1 залежь – в нижнем мелу (Apt) и четыре залежи – в средней юре (II-J₂, III-J₂, IV-J₂, V-J₂). По характеру насыщению залежи нефтяные (рис. 2.5).

На Южном поле Восточного крыла выделена одна залежь в триасовых отложениях. По характеру насыщения залежь газонефтяная (рис. 2.6). На Юго-восточном поле Восточного крыла выделено две залежи в триасовых отложениях (PT-0 и PT). По характеру насыщения залежь PT-0 газовая, а залежь PT газонефтяная (рис. 2.7).

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»

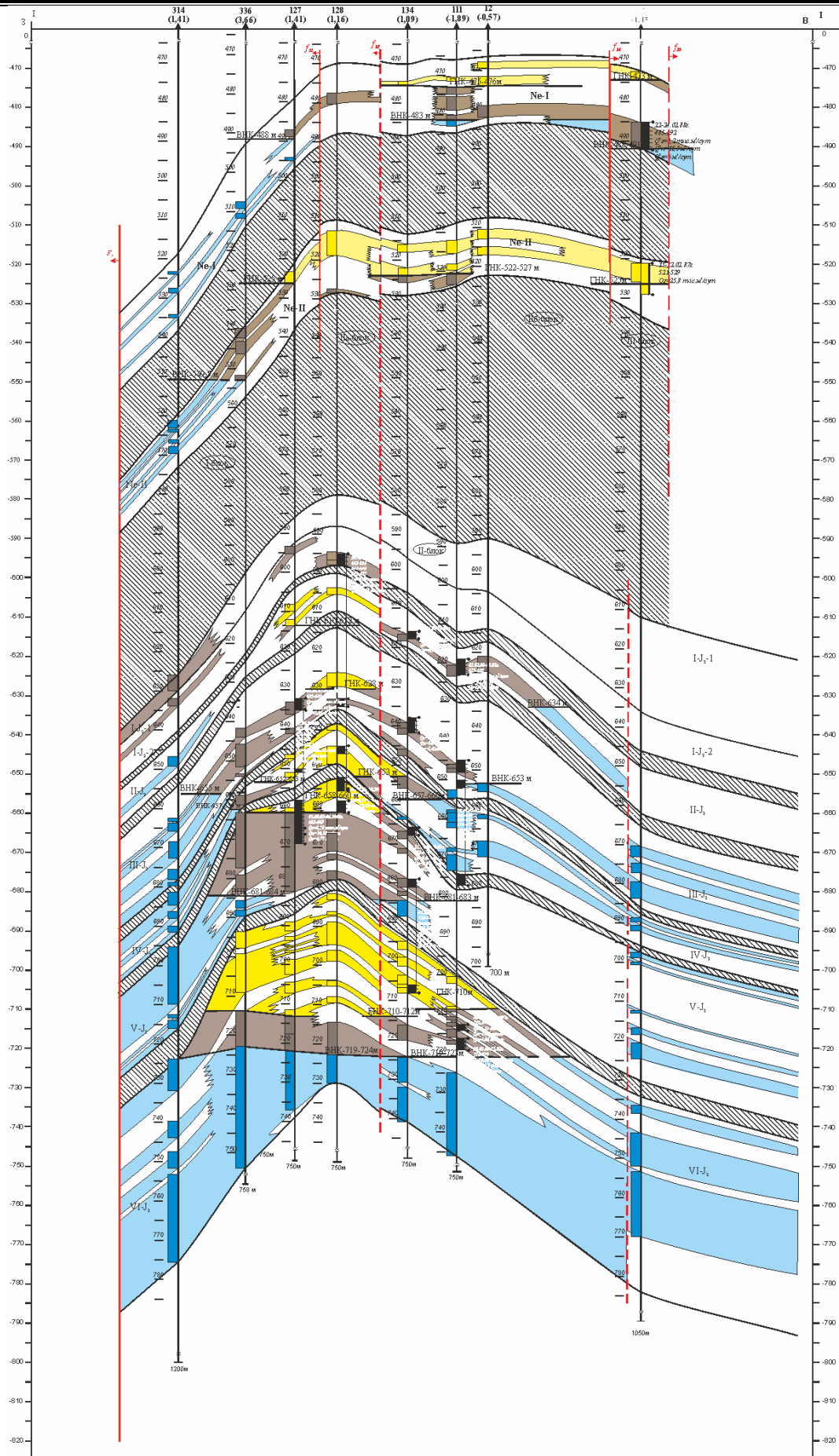


Рисунок 2.3 - Геологический разрез Восточного крыла

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»

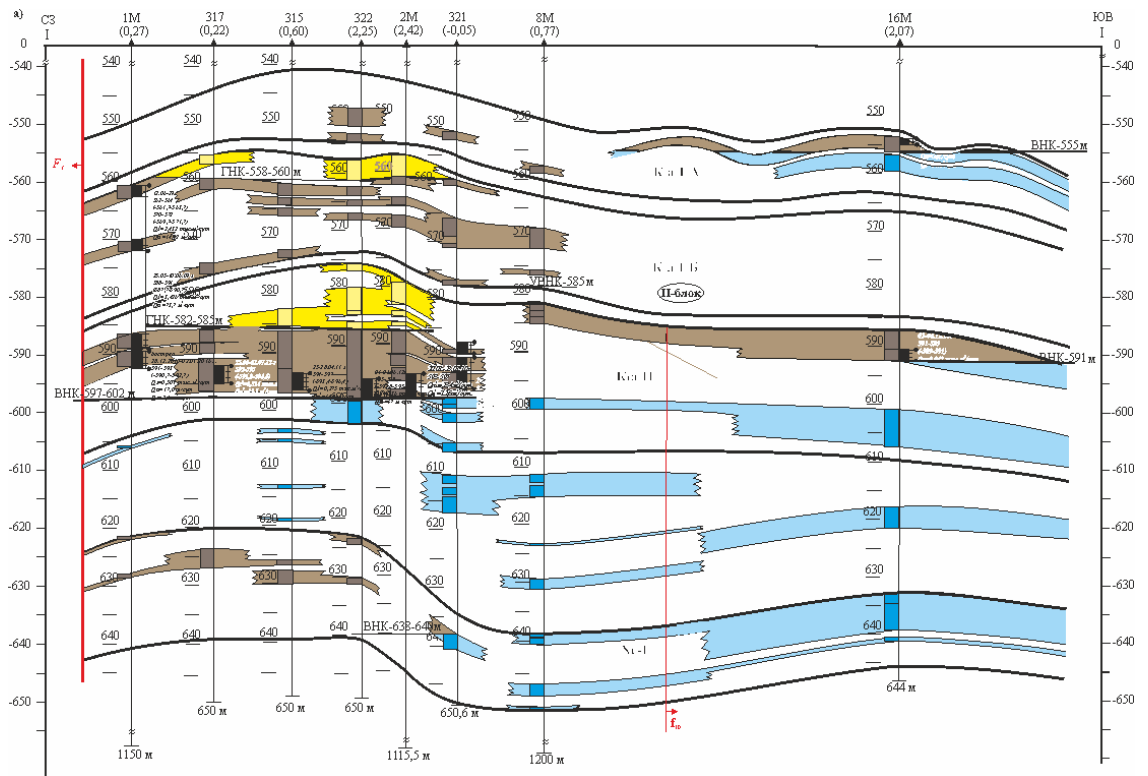


Рисунок 2.4 – Геологический разрез Южного крыла

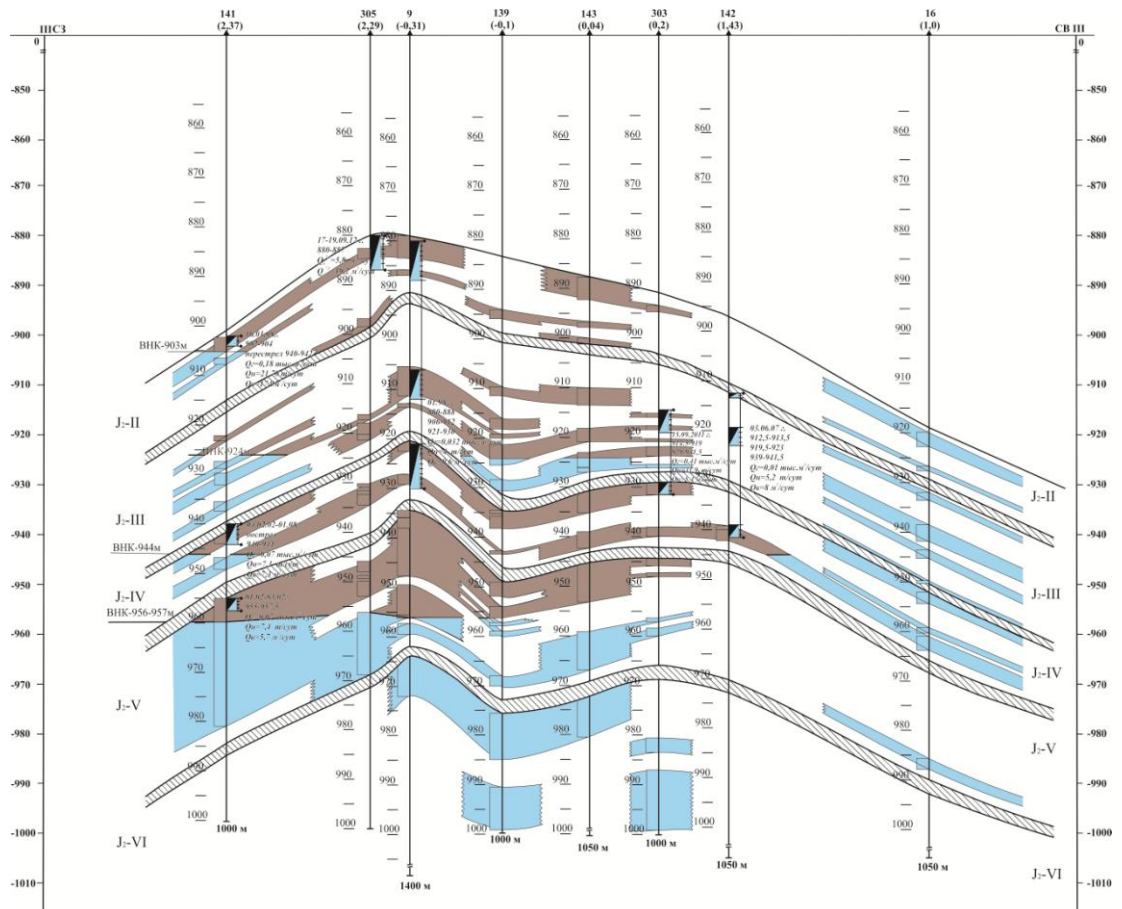


Рисунок 2.5 – Геологический разрез Северо-Западного крыла

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»

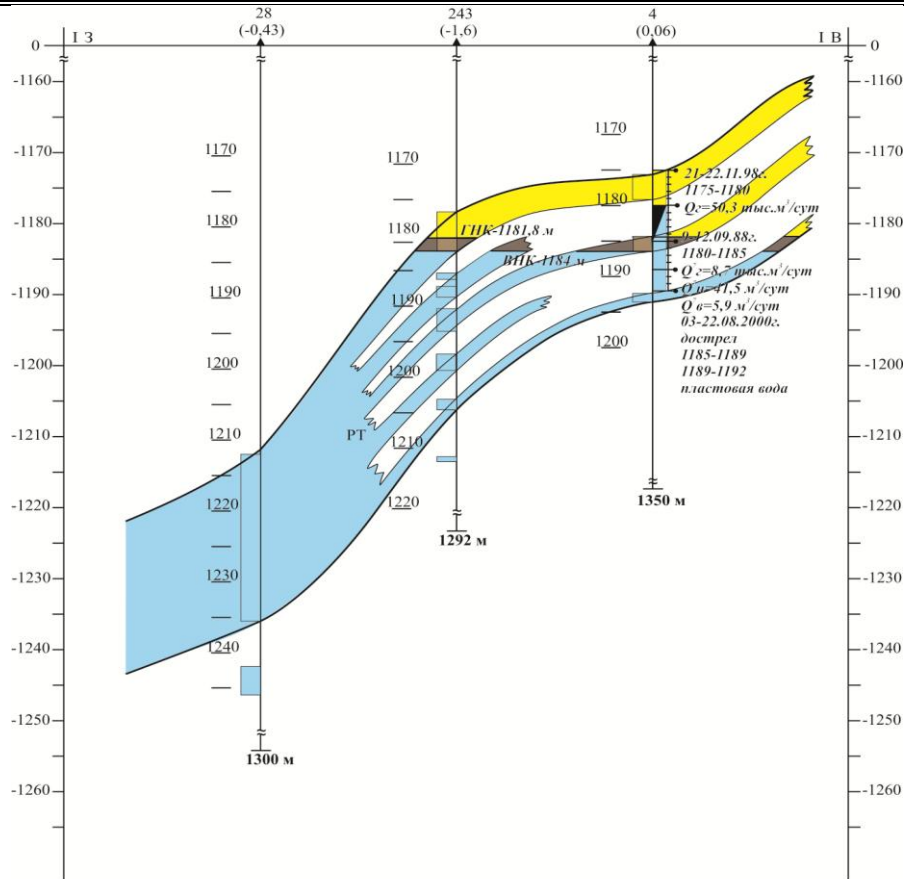


Рисунок 2.6 – Геологический разрез Южного поля Восточного крыла

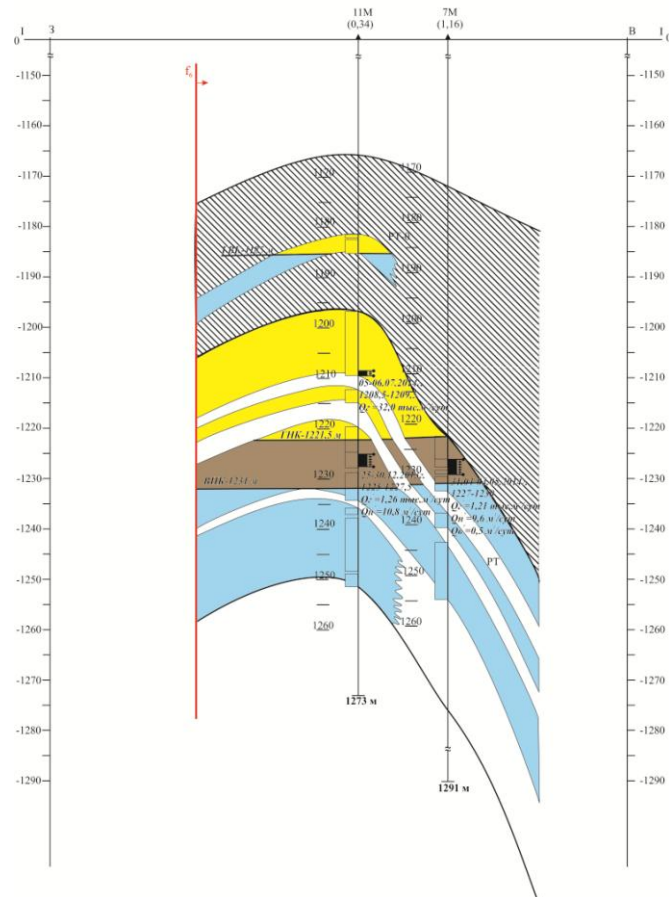


Рисунок 2.7 – Геологический разрез Юго-Восточного поля Восточного крыла

2.1.4 Обоснование ГНК, ГВК, ВНК

При обосновании объема резервуара важным является обоснование площади нефтеносности, которая контролируется внешним контуром нефтеносности и в ряде залежах границами зон литологического замещения.

При обосновании контактов по залежам использовались результаты опробования разведочных скважин, эксплуатации добывающих скважин и оценка характера насыщения коллекторов по комплексу геолого-геофизических исследований скважин (табл. 2.1).

Ниже в таблице 2.1 представлены типы, отметки ВНК и характер насыщения залежей.

ВНК по всем залежам обоснован достоверно, нефтенасыщенный резервуар ограничивается по подошве нефтенасыщенного пласта, из которого получен приток нефти и по уровню ГНК и ВНК определенному по методам ГИС.

Таблица 2.1 – Месторождение Матин. Характеристика залежей

Горизонт, залежь	Блок	Тип залежи	Характер насыщения	Абс. отметка, м	
				ГНК, ГВК	ВНК
1	2	3	4	5	6
Восточное крыло					
I-Ne	I	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная с элементами литологического замещения	газонефтяная	-473,0	-488,0
	Пб				-482,0-485,0
	Па			-475,0-476,0	-483,0
	III			-473,0	-488,0-491,0
	IV			-487,0	-489,0-481,0
II-Ne	I	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	газонефтяная	-525,0	-549,5
	Пб			-526,0	-549,0
	Па			-522,0-524,0	-527,0
	III			-525,0	-534,0
	IV			-527,0-529,0	-543,0
I-J ₂	Па	пластовая, прерывистая, представлена линзами	нефтяная		линза
	Па				
	Пб				
II-J ₂	I	пластовая, сводовая, тектонически- и литологически-экранированная,	нефтегазовая	-608,0	
	Пб			-610,0	-634,0
	Па			-611,0-612,0	-634,0
III-J ₂	I	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтегазовая		-646,0
	Пб			-626,0	-652,0-653,0
	Па			-628,0	-655,0
IV-J ₂	I	пластовая, сводовая, тектоническая экранированная	нефтегазовая	-645,0	-651,0
	Пб			-652,0	-657,0-660,0
	Па			-652,0-653,0	-657,0-659,0
V-J ₂	I	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная с элементами литологического замещения	нефтегазовая		-666,0
	Пб			-660,0	-681,0-683,0
	Па			-660,0	-681,0-684,0
VI - J ₂	I	пластовая, сводовая, подстилается водой, тектонически-экранированная	нефтегазовая	-706,0	-722,0
	Пб			-710,0	-718,0-723,0

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6
VI - J ₂	Па			-710,0-712,0	-720,0-724,0
PT - I	р-н 3М	пластовая литологически-экранированная	газовая	-1087,4	
	р-н 331			-1073,5	
PT - II		пластовая, сводовая, тектонически- и литологически-экранированная	газонефтяная	-1080	-1093,0 -1094,9
	р-н 8М		нефтяная		-1073,0
PT - III		пластовая сводовая, тектонически-экранированная	нефтяная		-1107,0
	р-н 8М	сводовая, тектонически-экранированная	нефтяная		-1092,0
Южное крыло					
K1a-I-A	линза	пластовая, сводовая, тектонически- экранированная с элементами литологического замещения	нефтяная		-571,0
	р-н скв. 16М				555,0
K1a-I-B	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	газонефтяная		-588,0-591,0
	II			-558,0-560,0	-585,0
K1a-II	I	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	газонефтяная		-595,0-599,0
	II			-582,0-585,0	-597,0-602,0
	р-н скв. 16М и 8М				-591,0
Ne-I	линза	пластовая сводовая, литологически и тектонически экранированная	нефтяная		-638,0-640,0
Северо-Западное крыло					
Apt	I	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтяная		-676,0-677,0
	II	массивная тектонически-экранированная			-666,0
II - J ₂	I	пластовая, сводовая, тектонически - и литологически-экранированная	нефтяная		-903,0
III - J ₂	I		нефтяная		-924,0
IV - J ₂	I	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтяная		-944,0
V - J ₂	I	пластовая, сводовая, тектонически - и литологически-экранированная	нефтяная		-956,0-957,0
Южное поле Восточного крыла					
PT		массивная, тектонически и литологически-экранированная	газонефтяная	-1182,0	-1184,0
Юго-восточное поле Восточного крыла					
PT-0		пластовая, сводовая, литологически-ограниченная	газовая	-1185,0	
PT		водоплавающая, тектонически-ограниченная	газонефтяная	-1221,5	-1231,0

2.1.5 Исследования керна

Продуктивная толща приурочена к отложениям нижнего мела (апт и неоком), средней юры (горизонты I -VI) и пермотриаса, представленными терригенными породами.

Проходка скважин бурением на поисково-разведочном этапе и частично в эксплуатационных скважинах проводилась с отбором керна. Керн на месторождении отобран на дату на 02.01.2017 в 48 скважинах из 149 пробуренных скважин.

Детально изученность продуктивной толщи по керну приведена в работах по подсчету запасов 2012 и 2017 гг (1, 2 и ДУПР4). здесь отметим кратко.

В таблице 2.2. представлена освещенность керном и анализами керна всего разреза и его продуктивной части.

Общая проходка с отбором керна на месторождении составляет 2785,37 м, вынесено 851.4 м или 30,6% от проходки, проанализировано стандартным комплексом 427 образцов из 39 скважин.

Из продуктивной части разреза колонковым бурением пройдено 2405,1 м, вынесено 749,02 м (31% от проходки), исследовано 415 образцов.

Наиболее изучена меловая часть разреза: из 39 скважин при проходке с отбором керна 1007,3 м вынесено 344,81 м керна (или 34%). Продуктивные горизонты (К1 не, К1 апт) освещены соответственно проходкой и выносом керна 987 и 336,71 м (или 34%), количеством исследованных образцов стандартным комплексом 197 из 24 скважин.

Из среднеюрской продуктивной толщи из 28 скважин при проходке 916 м вынесено 239,79 м (или 26,18%), количество исследованных образцов 90 из 13 скважин.

Из продуктивных горизонтов пермотриаса из 24 скважин вынесено 172,5 м (34,4%), проанализировано 128 образца из 13 скважин.

Таблица 2.2 – Освещенность выносом и анализами керна разреза и продуктивной части разреза.

Освещенность керном и анализами керна	Всего	Горизонты		
		Меловые	Юрские	РТ
Общая проходка (м) /вынос(м)/%/скв.	2785,37 /851,4/30,6%/47	1007,3/344,81 /34%/39	1173/301,14 /25,7%/28	541,3/176,42 /32,5/24
Продуктивные горизонты проходка(м)/вынос(м)/%	2405,1 /749,02/31%/	987 /336,71/34%	916 /239,79/26,2%	502,1 /172,5/34,4%
Образцы по разрезу/скв	427/39			
Образцы из прод.гор./скв.	415/39	197/24	90/13	128/13

По результатам стандартного комплекса лабораторных исследований получены достаточно устойчивые связи "кern-кern" для меловых, юрских и триасовых отложений, используемые при интерпретации материалов ГИС:

- "проницаемость-пористость"(415 образцов), служащие для ориентировочного определения проницаемости по пористости, рассчитанной по ГИС;
- "пористость-плотность объемная" (125 образцов) – откуда определена минеральная плотность (при отсутствии пористости) – $2,687 \text{ г/см}^3$, которая соответствует полимиктовым песчаникам и алевролитам с глинисто–карбонатным цементом, величина которого используется при расчете пористости по плотностному каротажу;
- влияние глинистого и глинисто-карбонатного цемента на ФЕС пластов (139 обр.) – при глинистости $>45\%$ пласт является неколлектором.

По результатам исследований по определению электрических свойств образцов при 100% и переменной водонасыщенности получены основные петрофизические зависимости (61 обр – меловые и 30 обр – триасовые) – параметр пористости $P_n = a \times K_n^{-m}$ и параметр нефтенасыщенности $P_n = b \times K_n^{-n}$, которые используются для оценки коэффициента нефтенасыщенности, где a/m (1,094/1,551 и 0.91/1.989), b/n (1.142/1,863 0.97/2.19) соответственно для мела и триаса.

Кривые капиллярного давления ($P_k = f(K_v)$) и остаточная водонасыщенность (K_{vo}), определены на тех же образцах, на которых определен P_n , полученные связи "остаточная водонасыщенность-пористость", "остаточная водонасыщенность-проницаемость" при наличии данных по проницаемости и пористости используются для определения остаточной водонасыщенности.

Процесс вытеснения нефти изучался способом петрофизического моделирования на образцах керна (на 15 моделях); получены коэффициенты вытеснения нефти водой (среднее значение 56,3% и 52,0%, соответственно для меловых и триасовых моделей); относительные фазовые проницаемости в системе «вода- нефть», прослежена динамика обводнения залежей.

На базе экспериментов по вытеснению и ОФП определены граничные значения коллектор-неколлектор путем сопоставления динамической пористости с проницаемостью абсолютной и пористости открытой и динамической. Получены граничные значения проницаемости $K_{пр} = 4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – для всего разреза; коэффициентов пористости – для меловых, юрских, триасовых залежей – 19, 17,0, 12,5 % соответственно; и нефтенасыщенности $K_{нг} = 0,40$ – для меловых и 0,45– для юрского и триасового продуктивного разреза.

Таким образом, на месторождении Матин на своем керне получена достаточно полная петрофизическая основа для меловых и частично – для пермотриасовых и юрских горизонтов.

Характеристика коллекторских свойств отложений, вмещающих залежи нефти и газа месторождения, основана на результатах интерпретации ГИС, выполненных в 149 скважинах, и керне, отобранном в 48 скважинах.

Физико-литологическая характеристика пластов-коллекторов по керну составлена на базовых параметрах 296 образцов-коллекторов (ДУПР4).

Фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов, определенные по анализам керна и материалам ГИС, представлены в таблице 2.3, из которой видно, что результаты хорошо сопоставляются.

Таблица 2.3 – Характеристика коллекторских свойств пластов-коллекторов по керну и ГИС

Горизонт	Количество определенных керн/ГИС	Керн		ГИС	
		Пористость (диапазон /среднее*), д.ед.	Проницаемость (диапазон /среднее*) *10 ⁻⁶ мкм ²	Пористость (диапазон /среднее*), д.ед.	Нефтенасыщенность (диапазон /среднее*), д.ед..
Апт	75/109	0,18-0,43 /0,34	3,57-10906,8 /2935,46	0,20-0,39 /0,29	0,42-0,84 /0,61
Неоком	82/328	0,19-0,43 /0,35	3,57-3780 /1233,45	0,21-0,40 /0,30	0,40-0,80 /0,60
Юра	53/865	0,17-0,37 /0,28	3.0-1460,8 /132,88	0,18-0,40 /0,27	0,40-0,86 /0,61
Перм-триас	86/67	0,125-0,36 /0,26	20,4-841 /130,2	0,14-0,33 /0,25	0,4-0,76/ 0,57

Примечание: *- среднее значение между средними по вариациям (по куполам)

2.1.6 Изученность по ГИС

Во всех скважинах месторождения выполнен обязательный комплекс ГИС, включающий общие и детальные исследования. Общие исследования выполнялись по всему стволу в соответствии с проектом на строительство скважины. Детальные исследования в поисковых скважинах, практически, по всему вскрытому разрезу, в разведочных и эксплуатационных – в интервале продуктивных отложений.

Общие исследования по всему стволу включали: стандартный электрический каротаж (КС) – измерение кажущегося сопротивления пород кровельным и подошвенным градиент-зондами с одновременным измерением потенциала естественного электрического поля ПС. Запись стандартного каротажа и ПС дополнялась кавернометрией (ДС), радиоактивным каротажем (ГК, НГК).

Детальные исследования, помимо перечисленных выше методов, включали: микрокаротаж (МК), боковой (БК), индукционный (ИК), микробоковой (БМК),

акустический (АК), плотностной (ГГКП), гамма селективный (СГК) и нейтрон-нейтронный (ННК) каротажи.

В большинстве скважин выполнен плотностной гамма-каротаж (ГГКП) и в единичных скважинах спектральный гамма-каротаж (СГК) с регистрацией содержания урана, тория, калия; нейтронный каротаж выполняется преимущественно двухзондовым прибором, а ИК в многозондовой модификации.

Пространственное положение стволов скважин определялось инклинометрией, которая проводилась во всех скважинах, велась непрерывная запись. По материалам проведения инклинометрии стволы скважин вертикальные – кривизна стволов скважин небольшая и составляет $0,3-2^0$.

Для оценки качества цементирования обсадных колонн проводилась акустическая цементометрия (АКЦ).

Качество выполненных исследований оценивалось в соответствии с требованиями технической инструкции на проведение геофизических работ и в процессе интерпретации в соответствии со статистически обоснованными характеристиками опорных пластов – глина над K_1 -арт I горизонтом, глина в подошве неокома; качество замеров является удовлетворительным.

Геофизическая характеристика соответствует за некоторыми особенностями традиционной характеристике терригенного разреза.

Интерпретация комплекса методов с целью выделения коллекторов, определения эффективных нефтенасыщенных толщин, глинистости, пористости, коэффициента нефтегазонасыщенности осуществлялась в программе «GEO SOLVER» с использованием теоретических связей и петрофизической основы, полученной на своем керне.

Результаты интерпретации использовались для литологического и стратиграфического расчленения разреза, выделения коллекторов, определения их характера насыщения, положения флюидальных контактов, определения коллекторских свойств выделенных пластов – глинистости, пористости, коэффициента нефтенасыщенности, геометрии ствола скважины, структурных построений.

Выделение пластов-коллекторов осуществлялось по качественным косвенным и прямым признакам терригенных поровых коллекторов. В случае неуверенных или отсутствия признаков применялись количественные граничные критерии (подраздел Кп_гр. – для меловых, юрских, триасовых залежей – 19, 17,0, 12,5 % соответственно. В качестве вспомогательного критерия принято значение объёмной глинистости, равное 0,45 д.ед. (подраздел 2.1.5).

Разделение пластов по *характеру насыщения* традиционно осуществлялось по методам сопротивлений по отношению к вмещающим глинам и по абсолютному значению сопротивления. Газонасыщенные пласты не всегда имеют аномальные значения НГК, АК. В случае неоднозначности применялись количественные критерии ($K_{нг_гр}=0,40$ – для меловых и $0,45$ – для юрских залежей) и принималось во внимание положение пласта относительно установленного гипсометрического уровня для залежи (особенно для газонасыщенных пластов).

Приемлемость принятой методики выделения коллекторов и оценки характера насыщения подтверждена результатами испытаний объектов.

Коэффициент пористости рассчитывался по методам АК, ГГК, НК с поправкой за глинистость. Глинистость определялась по ГК (по методике В.Ларионова), реже по Th, ПС или БК. Достоверность определения пористости по ГИС оценивалась сопоставлением с аналогичными данными по керну (рис.2.8).

Коэффициент нефтенасыщенности рассчитывался по методике Дахнова-Арчи с использованием параметров пористости и нефтенасыщенности ($P_n=a \times K_n^{-m}$ $P_n=b \times K_n^{-n}$), полученных в результате исследования образцов керна для своего месторождения (подраздел 2.1.5).

Определение флюидальных контактов по ГИС

Водонефтяной контакт в большинстве случаев достаточно уверенно отбивается по снижению сопротивления на диаграммах БК и повышением проводимости на диаграммах индукционного каротажа.

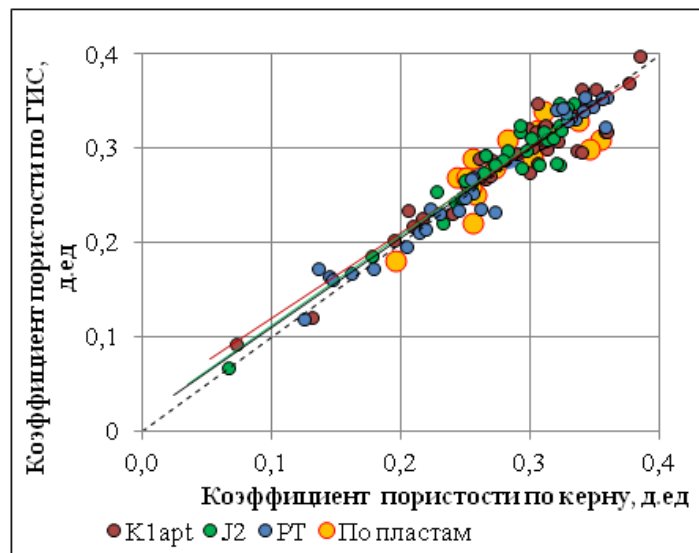


Рисунок 2.8 – Сопоставление пористости, определенной по ГИС и на керне (значения в точках и осредненные по пластам) из ПЗ_2012 г.

Газонефтяной контакт по материалам ГИС не всегда обивается. В благоприятных случаях, как например, в скважине 2М Южного крыла в интервале залегания I аптского

продуктивного горизонта, газонефтяной контакт отбит по повышению методов АК и НГК, понижению ГГКП относительно нефтенасыщенной части пласта на абсолютной отметке 559 м.

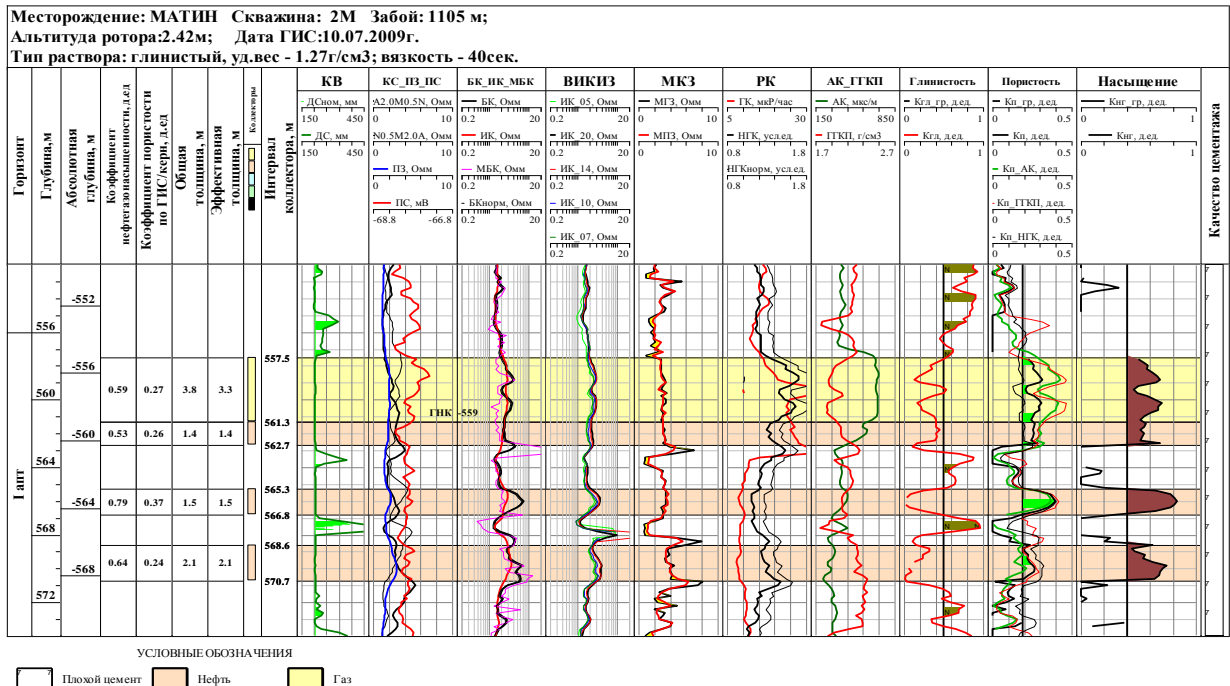


Рисунок 2.9 – Пример прямого ГНК по ГИС в скв.2М (I-аптский горизонт, Южное крыло)

2.1.7 Анализ пластовых флюидов

При определении свойств нефти *в пластовых условиях* было отобрано 44 проб из 26-ти скважин. Отбором проб охвачены почти все залежи, не исследованы лишь нефти аптского горизонта Северо-западного крыла и на Восточном крыле – I-неокомского и IV-среднеюрского горизонтов.

По залежам Южного крыла отобрано 10 глубинных проб из 6-ти скважин.

По I-аптскому горизонту отобрано 4 пробы из скважин 6, 210, 301, по II-аптскому горизонту – 6 проб из скважин 315, 1М и 16М.

Из них по пробам К_{1а}-I горизонта были отбракованы, из-за резкого завышения газосодержания (61,47 м³/т) и из-за давления насыщения оказалось значительно ниже, чем пластовое давление (0,65-1,96 МПа при Р_{пл} 4,50-5,92 МПа).

Таким образом, представительными пробами охарактеризован только К_{1а}-II горизонт. Газосодержание составило 22,65 м³/т, давление насыщения – 4,12 МПа. Объемный коэффициент в среднем составил 1,044. В пластовых условиях нефть обладает повышенной плотностью (858,7 кг/м³) и вязкостью (27,31 мПа*с).

По залежам Северо-Западного крыла по среднеюрским горизонтам II-J2, III-J2, IV-J2, V-J2 было всего исследовано 6 проб из 3-х скважин. По результатам исследований нефть среднеюрских залежей недонасыщена газом - газосодержание в среднем изменяется

в пределах 5,0-17,5 м³/т, а давление насыщения – в пределах 1,62-4,20 МПа при пластовых давлениях на глубине отбора проб, равных 7,75-10,62 МПа. Наиболее низким газосодержанием обладает нефть горизонта II-J2, а наиболее высоким – нефть горизонта V-J2. Плотность и вязкость нефти в пластовых условиях увеличиваются вниз по разрезу и изменяются в пределах 818,6-839,3 кг/м³ и 6,37-10,06 мПа*с соответственно.

По залежам Восточного крыла отобрано 26 глубинных пробы из 116-ти скважин, при этом основной объем проб приходится на среднеюрские горизонты.

Нефть залежи II неокомского горизонта обладает сравнительно высоким газосодержанием – 29,95 м³/т. Давление насыщения составило 3,79 МПа при пластовом давлении 4,90 МПа, плотность – 826,9 кг/м³, вязкость высокая – 25,03 мПа*с.

Нефти залежей среднеюрских горизонтов Восточного крыла схожи по свойствам с нефтями среднеюрских горизонтов Северо-Западного крыла. Газосодержание составило 5,0-13,85 м³/т. Плотность пластовой нефти по пробам колеблется в пределах 793,3-860,5 кг/м³, вязкость – 6,30-14,35 мПа*с. Давление насыщения изменяется в пределах 1,37-3,48 МПа при пластовых давлениях 5,64-7,96 МПа.

Наибольшим количеством проб охвачены горизонты II-J2, III-J2 и V-J2, по каждому из них отобрано по 4-5 проб. По всем залежам наблюдается увеличение газосодержания от пониженных частей залежей к присводовым. Так как все три залежи нефтегазовые, возрастание газосодержания нефти по направлению к газонефтяному контакту является вполне закономерным.

По пермотриасовым горизонтам пробы отобраны совместно по залежам РТ-II и РТ-III, а также отдельно по залежи РТ-III. Нефти пермотриасовых горизонтов отличаются от нефтей юрских горизонтов значительно более высоким газосодержанием, равным 82,46 м³/т и 89,20 м³/т соответственно при давлениях насыщения 8,66 МПа и 5,54 МПа. Плотность составила 718,5 кг/м³ и 731,1 кг/м³ соответственно, вязкость - 0,80 мПа*с и 0,76 мПа*с. Вследствие высокого газосодержания и высокой пластовой температуры (42-45°С) нефть обладает хорошими фильтрационными свойствами.

По залежи Юго-Восточного поля Восточного крыла свойства пластовой нефти определены по результатам исследований двух глубинных проб из скважины 11М. Нефть обладает высоким газосодержанием - в среднем 159,22 м³/т при давлении насыщения 11,73 МПа. При пластовом давлении 12,76 МПа, нефть по пробам практически полностью насыщена газом. Плотность пластовой нефти равна 0,6934 г/см³, вязкость – 0,49 мПа*с.

Характеристика нефти в поверхностных условиях была изучена по 102-м пробам из 59-ти скважин. По залежам К1а-I и К1а-II Южного крыла нефти схожи между собой по

свойствам и составу. В среднем по горизонтам плотность нефти составила 873,7-882,9 кг/м³, динамическая вязкость при 20 °С – 42,93-82,92 мПа*с. Нефть тяжелая, высоковязкая. Температура застывания ниже нуля (-20 -32°С).

Нефть классифицируется как малосернистая, парафинистая, от малосмолистой до смолистой.

Северо-Западное крыло. Дегазированная нефть аптского горизонта обладает повышенной плотностью (902,1 кг/м³) и вязкостью (168,62 мПа*с при 20 °С), парафинистая, смолистая, малосернистая. Необходимо отметить, что данные получены только по одной пробе и требуют уточнения.

По среднеюрским горизонтам II-J2, III-J2, IV-J2, V-J2 исследовано по одной-две пробы. Исходя из имеющегося объема исследований нефти средние, высоковязкие – плотность по горизонтам изменяется в пределах 863,5-872,8 кг/м³, вязкость при 20°С – 31,50-38,04 мПа*с, температура застывания от -16°С по залежи II-J2 до -52°С по залежи III-J2. Нефти классифицируются как малосмолистые, от малопарафинистых до парафинистых, малосернистые.

Восточное крыло. Нефть Ne-I, Ne-II горизонтов тяжелая и высоковязкая, с плотностью 898,3-899,3 кг/м³ и вязкостью 130,80-146,77 мПа*с при 20°С, парафинистая, смолистая, малосернистая.

Нефти среднеюрских горизонтов обладают меньшей плотностью (873,1-878,7 кг/м³) и вязкостью (41,20-57,29 мПа*с при 20°С) по сравнению с неокомскими. Нефти от малопарафинистых до парафинистых, от малосмолистых до смолистых, малосернистые.

Нефть *пермотриасовых горизонтов Восточного крыла* значительно отличается по свойствам от нефтей неокомских и юрских горизонтов. Нефть при нормальных условиях особо легкая и маловязкая, с плотностью 803,0 кг/м³ и вязкостью 2,96 мПа*с. Нефть парафинистая, смолистая, малосернистая.

Южное поле Восточного крыла. Нефть пермотриасового горизонта определена по одной пробе из скважины 4. Так же как и по Восточному крылу, нефть особо легкая (0,7624 г/см³), малосернистая (0,08%), содержание парафинов и смол не определялось.

Юго-Восточное поле Восточного крыла. Плотность в среднем по пермотриасовому горизонту составила 0,7844 г/см³, динамическая вязкость при 20°С – 2,06 мПа*с. Нефть особо легкая, маловязкая, парафинистая, малосмолистая, относится к классу малосернистых.

Свойства и состав растворенного газа месторождения Матин изучен по 59 пробам из 31 скважины.

Южное крыло. Свойства и компонентный состав газа изучены залежам – по К_{1а-I} и К_{1а-II}. Содержание метана составляет в среднем по залежам 89,07 % и 89,41%, этана – 5,73 % и 6,26 %, пропан-гексановых компонентов не превышает 3%. Концентрация азота и углекислого газа не превышает 2%, сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составила 0,6256-0,6403.

На Северо-Западном крыле растворенный газ аптского горизонта оказался более тяжелым, чем по Южному крылу. Содержание метана в нем ниже (78,4 %), а этана – выше (11,63%).

По среднеюрским горизонтам содержание метана изменяется в диапазоне 79,43-89,47%, этана – 3,65-7,04 %, пропана и высших – 1,85-2,95 %. Содержание углекислого газа незначительно и не превышает 0,5%, содержание азота более высокое – до 4,0%. Относительная плотность – 0,611-0,612.

На Восточном крыле растворенный газ неокомских и среднеюрских горизонтов обладает схожим составом. По I- и II-неокому основным компонентом является метан (88,56-89,68 %), этан (4,88-6,41 %), содержание более тяжелых углеводородов, как и неорганических компонентов, незначительно (менее 3%). Относительная плотность составила 0,6256-0,6340.

По среднеюрским горизонтам наблюдается почти такое же соотношение компонентов. Основная часть газа – метан (82,86-91,13 %), и этан (4,60-10,70 %). Содержание пропана и высших, углекислого газа и азота незначительно. Относительная плотность изменяется в диапазоне 0,593-0,626.

Состав *газа пермотриасовых залежей* изучен по двум пробам из скважины 6М совместно из горизонтов РТ-II и РТ-III и по четырем пробам из скважин 2М и 8М отдельно по залежи РТ-III. Состав газа по ним значительно различается. По пробам из скважины 6М газ на 83,99 % состоит из метана, содержание этана - 5,98 %, немного выше содержание пропан-гексановых углеводородов – в сумме 7,37%. По пробам, отобранным отдельно из залежи РТ-III, газ более тяжелый по составу. Доля метана составила 53,59 %, этана – 13,07 %, пропана – 11,92 %. Содержание более тяжелых компонентов (бутан-гексан) также высокое – 12,97 %, содержание азота – 8,03 %. Относительная плотность значительно выше и составила 1,009.

Юго-восточное поле Восточного крыла. Растворенный газ пермотриасового горизонта на 72,99 % состоит из метана, содержание этана – 8,11% и пропана 6,20 %. Количество пропана и высших углеводородов составило 15,93 %. Содержание

углекислого газа – 0,02 %, азота – 2,96 %. Сероводород в составе растворенного газа отсутствует. Относительная плотность в среднем по пробам равна 0,837.

Для определения *состава свободного газа* по месторождению отобрано 18 проб из 9-ти скважин. Свойства и состав свободного газа газовой шапки определены по залежам Ne-I, Ne-II, II-J2, IV-J2, V-J2, VI-J2 Восточного крыла и залежи РТ Юго-Восточного поля Восточного крыла (17 проб из 8-ми скважин). Также отобрана одна проба из скважины 3М из газовой залежи РТ-I.

Не исследован состав свободного газа по газонефтяным залежам III-J2, РТ-II Восточного крыла и залежей K_{1a}-I- и K_{1a}-II горизонтов Южного крыла.

По меловым залежам Восточного крыла в составе свободного газа отмечается преобладание метана (89,99-93,63 %), содержание этана составило 2,86-6,03%, пропан-гексановых углеводородов – 0,66-1,17 %. Содержание углекислого газа составило от 0,12 до 0,37 %, гелия – 0,01 % и более высокое – азота 2,28-2,38 %. Относительная плотность по воздуху составила 0,5851-0,5999.

Среднеюрские залежи Восточного крыла характеризуются содержанием метана в небольшом диапазоне значений 87,35 – 89,68 %, этана в пределах – 6,34-9,44%. Содержание азота более 2,0%, углекислого газа – колеблется от полного отсутствия до 0,88%, гелия – от 0,01 % до 0,30 %. Значения относительного удельного веса по воздуху составили 0,612-0,626.

Газ залежи РТ-I Восточного крыла схож по составу с газом газовых шапок юрских горизонтов: метана в нем содержится 88,82%, этана – 5,75 %. Содержание более тяжелых углеводородов и неорганических компонентов незначительно. Относительная плотность по воздуху составила 0,663.

Газ газовой шапки пермтриасового горизонта Юго-Восточного поля Южного крыла более легкий по составу, чем растворенный газ этой же залежи, в основном за счет меньшего содержания пропан-гексановых углеводородов. Основная часть газа состоит из метана (76,14 %). Содержание этана составило 5,10 %, пропана и 4,40 %. По пробе определено высокое содержание азота, равное 12,30 %, что, возможно, связано с присутствием в пробе атмосферного воздуха. Плотность газа при 20 °С составила 0,851 г/л, относительная плотность по воздуху – 0,706.

2.1.8 Оценка запасов нефти

Учитывая высокую степень изученности все объемы месторождения Матин отнесены к запасам и по степени реализации «Дополнения №4 к Уточненному проекту

разработки ...» (находится в промышленной разработке с 1995 года) на Доказанные (90% вероятности, P1), Вероятные (50% вероятности, P2) и Возможные (10% вероятности, P3).

Доказанные запасы в свою очередь по степени разбуренности и работы эксплуатационных добывающих скважин делятся на: Доказанные разрабатываемые добываемые (PDP); Доказанные разрабатываемые недобываемые (PDNP); Доказанные неразрабатываемые (PUD).

2.1.8.1 Начальные геологические запасы нефти, приведенные к поверхностным условиям (СТОИР)

В процессе работы проведен аудит запасов нефти путем анализа структурных карт, полученных в результате переинтерпретации сейсмике 3Д, структурных карт по кровлям залежей, карт эффективных нефтенасыщенных толщин, геологических профилей, схем корреляции, анализов керновых данных, интерпретации ГИС открытого ствола, обоснования уровней ВНК с учетом данных опробования разведочных скважин и данных добычи, анализов глубинных и устьевых проб нефти. Следует отметить довольно высокую степень изученности и достоверность подсчетных параметров, используемых для оценки.

На структурные карты по кровлям залежей и карты эффективных нефтенасыщенных толщин нанесены границы категорий, и посчитаны нефтенасыщенные объемы и начальные геологические запасы.

К *доказанным запасам* P1 были отнесены запасы залежей Восточного крыла (Ne-I, Ne-II, I-J₂, II-J₂, III-J₂, IV-J₂ V-J₂, VI-J₂ PT-II, PT-III) (граф. прил. 1-10), Южного крыла (K_{1a}-I-A, K_{1a}-I-B, K_{1a}- II) (граф. прил. 11-13), Северо-Западного крыла (Апт, II-J₂, III-J₂, IV-J₂ V-J₂) (граф. прил. 15-19), Юго-Восточного поля Восточного крыла (PT) (граф. прил.21). Эти залежи на момент оценки являются объектами разработки.

В свою очередь участки залежей, где велась или ведется эксплуатация объекта, причем, учитывался период эксплуатации каждой скважины и соответственно накопленная добыча по ней, определены как доказанные разрабатываемые добываемые. Участки залежей, на которых расположены бездействующие скважины с последующей возможностью перевода в категорию добывающих скважин определены как доказанные разрабатываемые неразрабатываемые.

По категории *вероятных* были посчитаны запасы участков залежей Восточного крыла (Ne-II, PT- II, PT-III) (граф. прил. 2, 9, 10), Южного крыла (K_{1a}-I-A, K_{1a}-I-B, K_{1a}- II, Ne-I) (граф. прил. 11-15), Южное поле Восточного крыла (PT) (граф. прил.20), которые примыкают к участкам доказанных запасов. Вероятность извлечения подсчитанного

объема запасов на них несколько ниже, чем у доказанных запасов (небольшие толщины, прирост площади за счет структурных построений, и возможно экономически нерентабельное извлечение).

Учитывая потенциал месторождения, после проведения испытательных работ, вполне возможен перевод вероятных запасов в категорию доказанных.

Возможными были оценены запасы участков залежей Восточного крыла (Ne-I, Ne-II) (граф. прил. 1, 2), Южного крыла (K_{1a}-I-A, K_{1a}-I-B, K_{1a}-II) (граф. прил. 11-14).

Запасы залежей в районе скважины 14М были посчитаны по категории возможных, где запасы скважинными данными на момент оценки не подтверждены и определены по данным сейсмики (рис. 2.10-2.15). В таблице 2.4 приведены начальные геологические запасы нефти по состоянию на 01.01.2018 г.

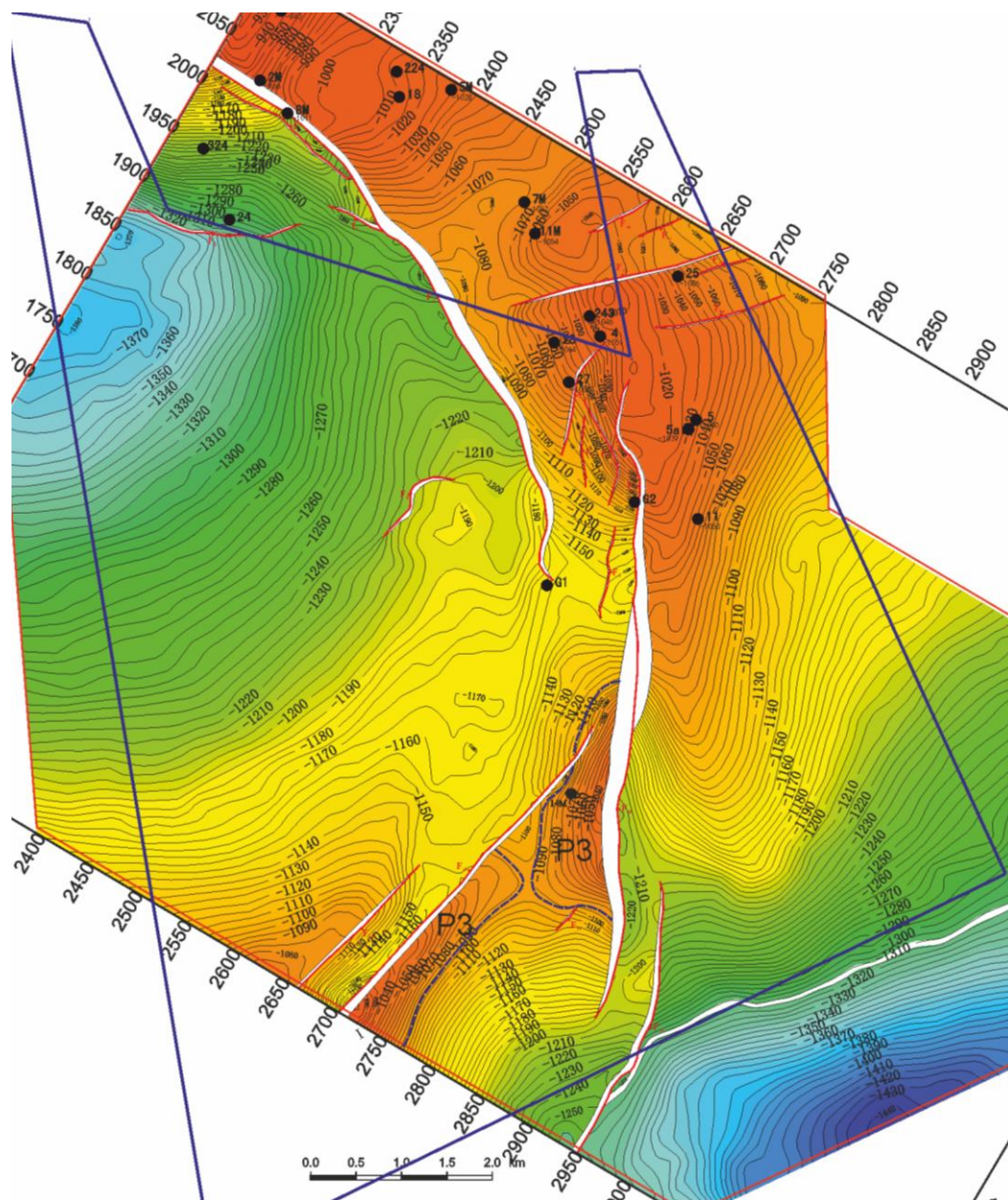


Рисунок 2.10 – Структурная карта по отражающему горизонту РТ

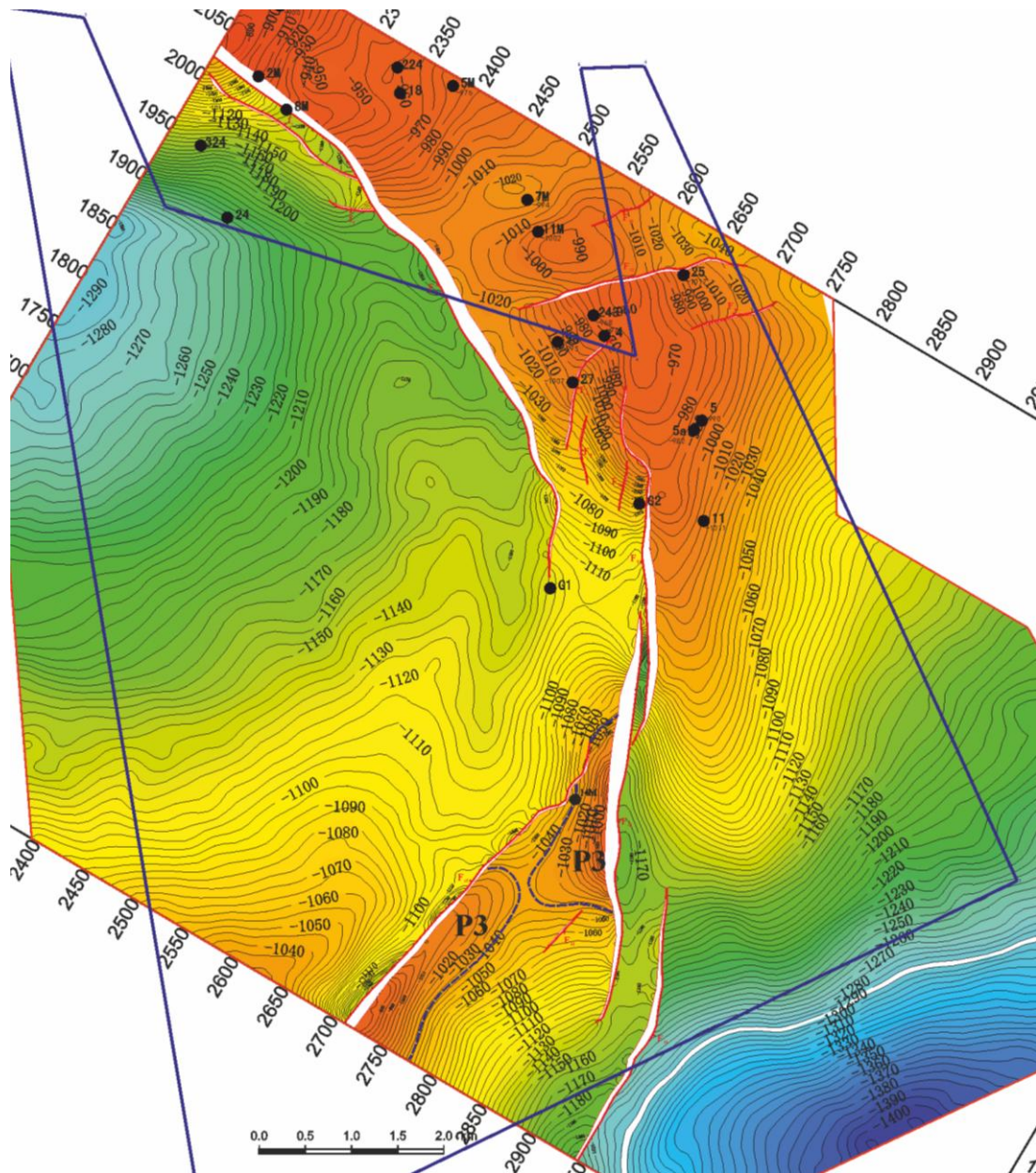


Рисунок 2.11 – Структурная карта по отражающему горизонту J₁

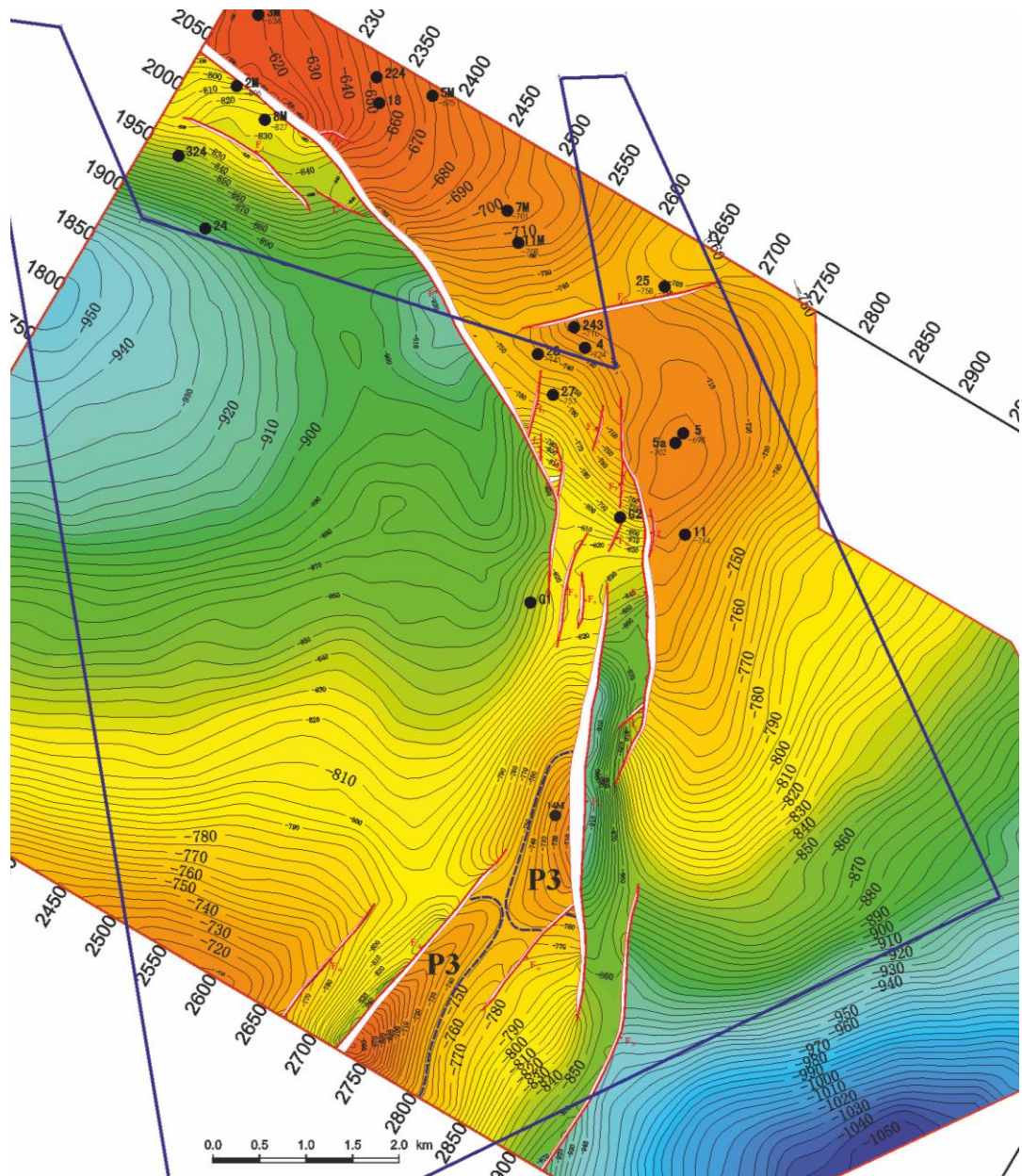


Рисунок 2.12 – Структурная карта по отражающему горизонту J₂

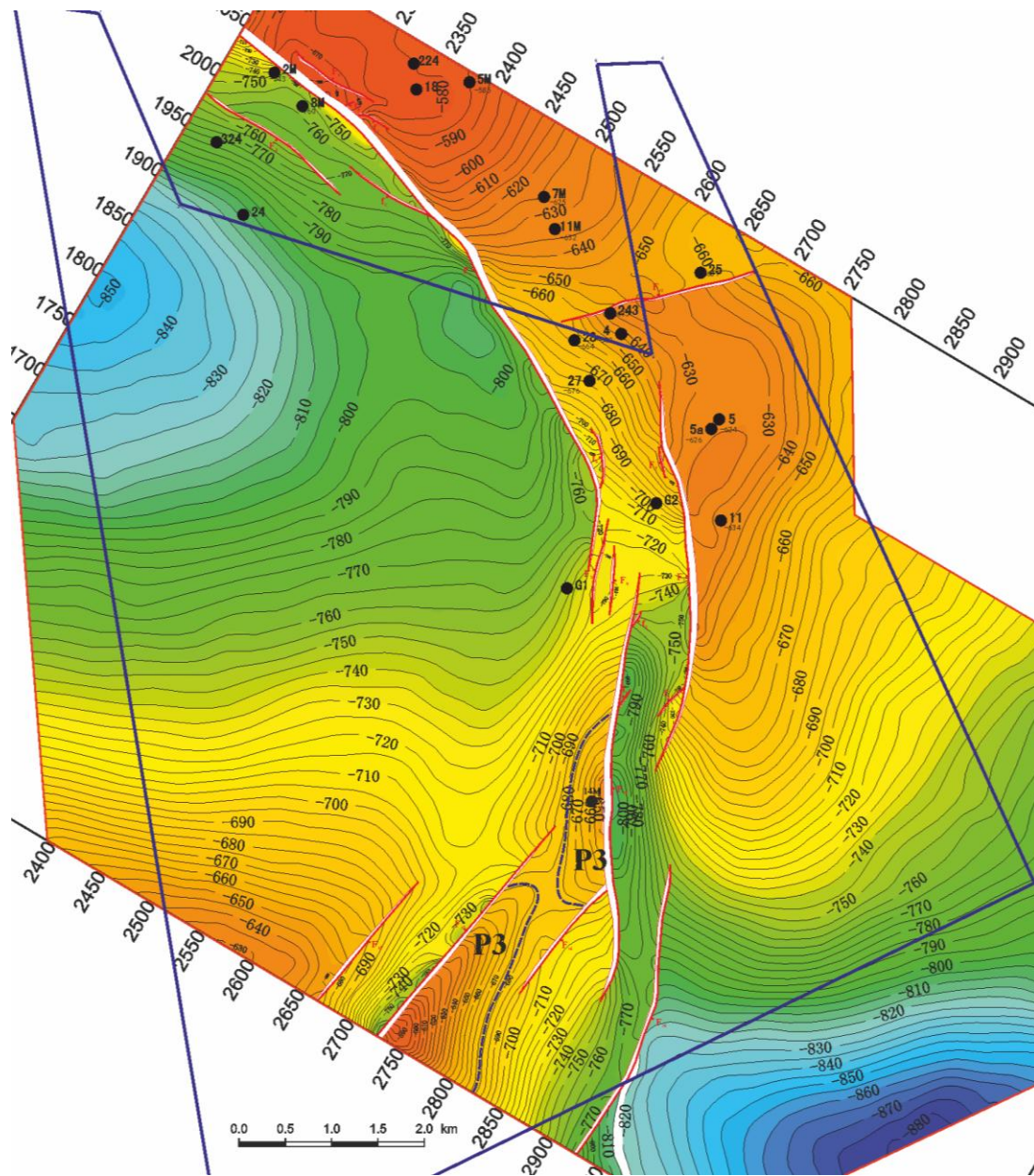


Рисунок 2.13 – Структурная карта по отражающему горизонту J₃

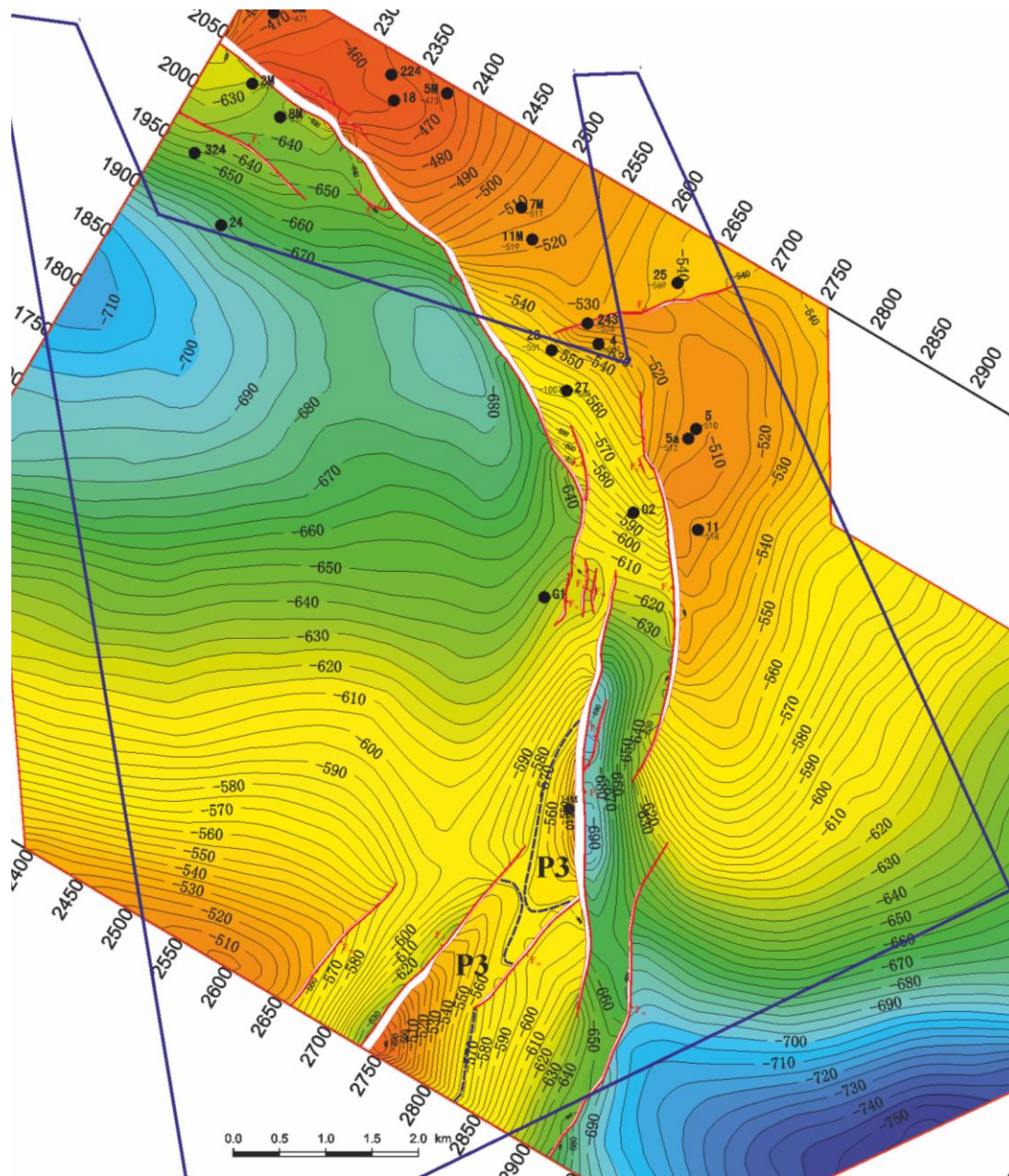


Рисунок 2.14 – Структурная карта по отражающему горизонту K₁-Ne

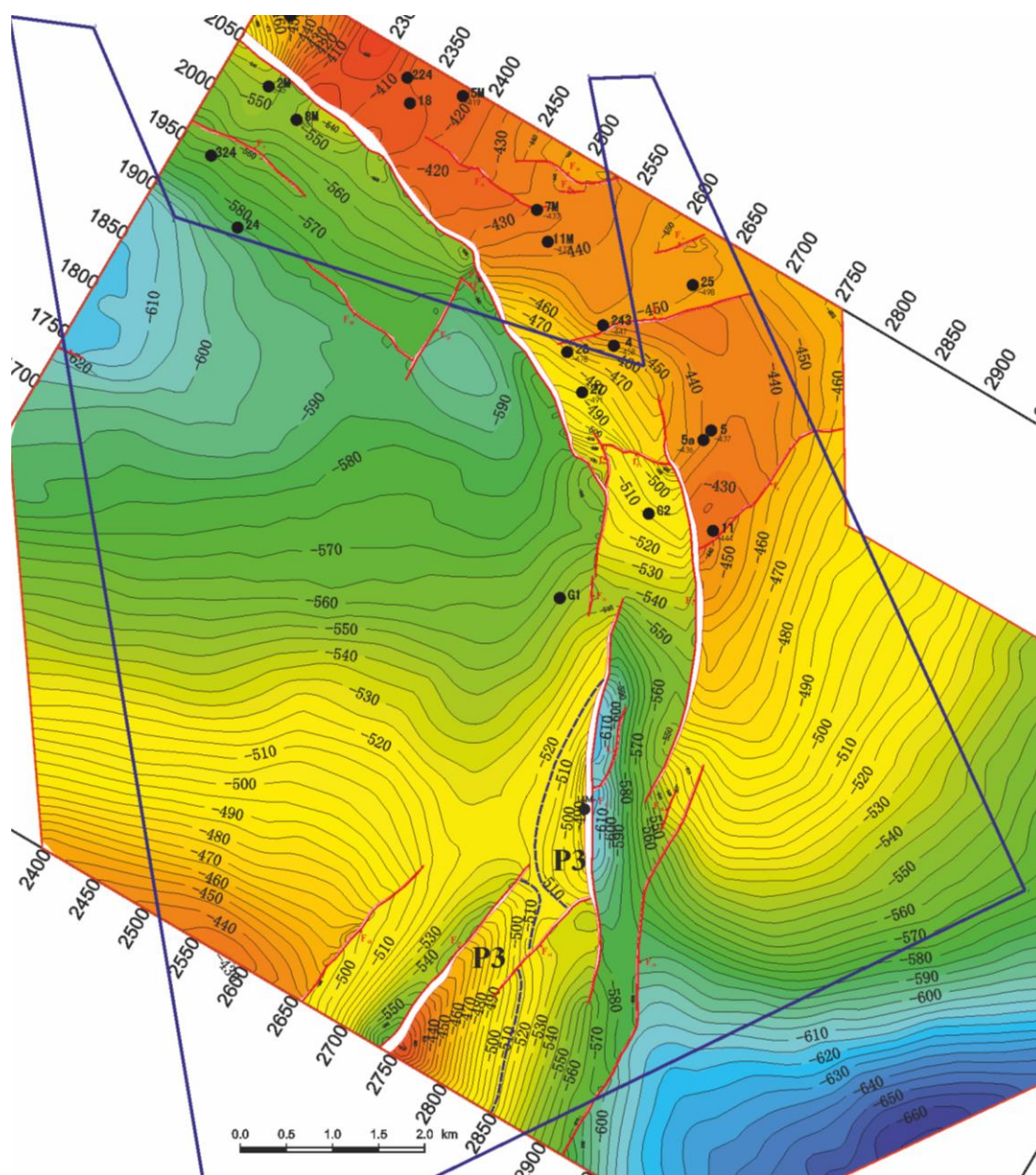


Рисунок 2.15 – Структурная карта по отражающему горизонту К_{1а}

2.1.8.2 Начальные геологические запасы газа

Месторождение Матин обладает значительной долей неразведанных ресурсов природного газа, растворенного в нефти, а также газа газовых шапок, аккумулированных в юрских и пермско-триасовых отложениях восточного крыла.

В настоящее время проект разработки нефтяного месторождения не охватывает запасы природного газа. Природный газ используется только на собственные нужды на объектах.

Таблица 2.2 – Начальные геологические запасы нефти по состоянию на 01.01.2018 г. месторождения Матин (млн.барр./тыс.т.)

Горизонт	Доказанные (P1)			Общие доказанные (1P)	Вероятные (P2)	Доказанные + Вероятные (2P)	Возможные (P3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3P)
	Разрабатываемые		Неразрабатываемые (PUD)					
	добываемые (PDP)	недобываемые (PDNP)						
Восточное крыло								
Ne-I			10,26/1405	10,26/1405		10,26/1405	1,77/243	12,03/1648
Ne-II	8,45/1157		6,96/953	15,41/2110	1,04/143	16,45/2253	0,22/30	16,67/2283
I-J2	2,85/390			2,85/390		2,85/390		2,85/390
II-J2	6,1/836			6,1/836		6,1/836		6,1/836
III-J2	13,4/1835			13,4/1835		13,4/1835		13,4/1835
IV-J2	2,19/300			2,19/300		2,19/300		2,19/300
V-J2	15,69/2149			15,69/2149		15,69/2149		15,69/2149
VI-J2	8,93/1223		4,96/680	13,89/1903		13,89/1903		13,89/1903
PT-II	0,51/70			0,51/70	0,56/77	1,07/147		1,08/147
PT-III	1,2/165			1,2/165	2,23/305	3,43/470		3,43/470
Южное крыло								
K _{1a} -I-A	0,8/109		1,25/171	2,05/280	2,27/311	4,32/591	1,52/208	5,84/799
K _{1a} -I-B	4,91/672		4,12/565	9,03/1237	2,42/331	11,45/1568	0,33/45	11,78/1613
K _{1a} -II	12,59/1724		0,27/37	12,86/1761	2,11/289	14,97/2050	0,11/15	15,08/2065
Ne-I					1,27/174	1,27/174		1,27/174
Северо-Западное крыло								
Апг	2,56/350			2,56/350		2,56/350		2,56/350
II-J2	1,02/140			1,02/140		1,02/140		1,02/140
III-J2	1,02/140			1,02/140		1,02/140		1,02/140
IV-J2	1,2/165			1,2/165		1,2/165		1,2/165
V-J2	2,56/350			2,56/350		2,56/350		2,56/350
Южное поле Восточного крыла								
PT					0,73/100	0,73/100		0,73/100
Юго-Восточное поле Восточного крыла								
PT	0,86/118		0,73/100	1,59/218	0,94/129	2,53/347		2,53/347
Район скв.14М								
K _{1a}							10,1/1383	10,1/1383
Ne							4,31/591	4,31/591
J ₃							0,14/19	0,14/19
J ₂							1,14/156	1,14/156
J ₁							1,04/143	1,04/143
PT							3,12/428	3,12/428
Итого по месторождению	86,84/11893		28,55/3911	115,39/15804	13,57/1859	128,96/17663	23,80/3261	152,76/20924

2.2 МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАРА-АРНА

Недропользователем месторождения Кара-Арна является АО «Матен Петролеум» на основании лицензии серии ГКИ № 92-Д-1 (нефть), выданной 19.02.1998 г. на разведку и добычу.

Первый «Подсчет запасов нефти месторождения Кара-Арна», был выполнен по состоянию изученности на 01.09.1961 г., (ГКЗ СССР, протокол № 3669 от 15 мая 1962 г.).

Месторождение Кара-Арна введено в промышленную разработку в 1974 году на основе технологической схемы, составленной ЦНИЛ ПО «Эмбанефть» в 1973 г. Данная технологическая схема составлена на аптский и нижнеальбский горизонты.

В 2010 году компанией ТОО «Петролиум Гео Сервисез» была выполнена интерпретация сейсмических исследований МОГТ 2D/3D, представлены структурные карты по отражающим горизонтам: VI, V₁, V, III, K_{1a}, K_{1al}, K_{2c1}, K_{2c2}.

По состоянию изученности на 01.01.2012 г. «Проектный институт «ОPTIMUM» был выполнен «Пересчет запасов нефти месторождения Кара-Арна Жылыойского района Атырауской области РК» (протокол ГКЗ, РК №1205-12-4 от 26.09.2012 г.).

На утвержденные запасы был выполнен отчет «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна» (протокол Комитета геологии и недропользования Министерства индустрии и новых технологий РК № 17-04/5140-кгн от 01.10.2013 г.).

В 2015 г. уточнение геологического строения и объемов нефти обусловило необходимость пересмотра проектных решений, предусмотренных в предыдущей работе, и соответственно выполнения проектного документа «Дополнение №2 к уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна» (Письмо Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК №27-5-2792-и от 25.12.2015 г.).

В 2017 году ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM» был выполнен «Перевод запасов нефти сеноманского горизонта Северного поля западного крыла из категории С₂ в С₁ и прирост запасов нефти верхнеальбского горизонта южного поля грабена месторождения Кара-Арна» по состоянию на 02.01.2017 г. (Протокол №1834-17-У от 13.07.17 г.). В данной работе в связи с переинтерпретации сеймики 3Д уточнено строение ранее установленных продуктивных резервуаров, обоснованы водонефтяные контакты с использованием обработки ГИС, опробования и эксплуатации скважин, оконтурены новые залежи в районе Грабена.

Действующим проектным документом является «Дополнение №3 к Уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна», разработанный в 2017 году согласно рекомендации ЦКРР РК (Письмо Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК №27-5-1698-и от 28.08.2017 г.).

На месторождении выделено 7 эксплуатационных объектов:

- I объект – сеноманский горизонт южного поля;
- I сп объект – сеноманский горизонт северного поля;
- II объект – нижнеальбский горизонт южного поля;
- II объект Грабен – залежи (K_{1a13}-А, K_{1a13}-Б) верхнеальбского горизонта Грабена;
- II вк объект – верхнеальбский горизонт восточного крыла;
- III объект – аптский горизонт южного поля;
- III сп объект – аптский горизонт северного поля.

По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождение пробурено 213 скважин, из них 21 скважины - ликвидированы, 1 скважина - в консервации, 15 скважин - в нагнетательном фонде, 8 скважины - в наблюдательном фонде, 3 скважины - водозаборные, остальные 165 скважин добывающие.

2.2.1. Общие сведения о месторождении

Нефтяное месторождение Кара-Арна открыто в 1956 году. В административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области. Ближайшими населенными пунктами являются районный центр г. Кульсары и рабочие поселки Косшагыл, Саркамыс (рис. 2.16).

Связь месторождения Кара – Арна с населенным пунктом Кульсары и г. Атырау осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно – щебеночным покрытием.

В экономическом плане район благоприятный, с развитой нефтяной инфраструктурой. По территории района проходят:

- магистральный газопровод Средняя Азия – Центр;
- нефтепровод Тенгиз - Кульсары – Атырау - Новороссийск;
- нефтепровод Узень - Кульсары- Атырау- Самара;
- водовод Астрахань- Мангышлак.

Снабжение питьевой водой района осуществляется из водовода Астрахань - Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождение питьевая вода доставляется автотранспортом.

Электроснабжение района осуществляется Атыраускими областными и районными электрическими сетями.



Рисунок 2.16 - Обзорная карта района работ

2.2.2 Характеристика геологического строения

Структурная модель

В тектоническом отношении структура Кара-Арна расположена в пределах Прикаспийской впадины в Южно-Эмбинской нефтеносной области. В разрезе осадочного чехла, выделяются три структурных этажа: подсолевой, соленосный и надсолевой. Структура как антиклинальное поднятие отмечается по надсолевым отложениям.

Надсолевой комплекс осадочных отложений месторождения Кара-Арна разбит сбросами F_1 и F_2 на три структурных элемента: Западное крыло, Восточное крыло и Грабен между ними.

Западное крыло представляет собой полуантиклиналь меридионального направления с двумя сводами - Южный и Северный, экранированное с востока сбросом грабена F₂.

Восточное крыло представляет собой полусвод, экранированный с запада сбросом грабена F₁. Относительно Западного крыла она залегает гипсометрически выше.

Центральный Грабен, заключенный основными сбросами F₁ и F₂, осложнен нарушениями f₂, f₂' и f₃ небольшой протяженности (рис. 2.17, 2.18).

Стратиграфическая характеристика

На месторождении Кара-Арна пробуренными скважинами вскрыты отложения пермской (начиная с кунгурского яруса), триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Разрез кунгурских отложений представлен белой, крупнокристаллической полупрозрачной каменной солью, перекрытой маломощной толщей карбонатно-сульфатных гидрохимических осадков (кепрока).

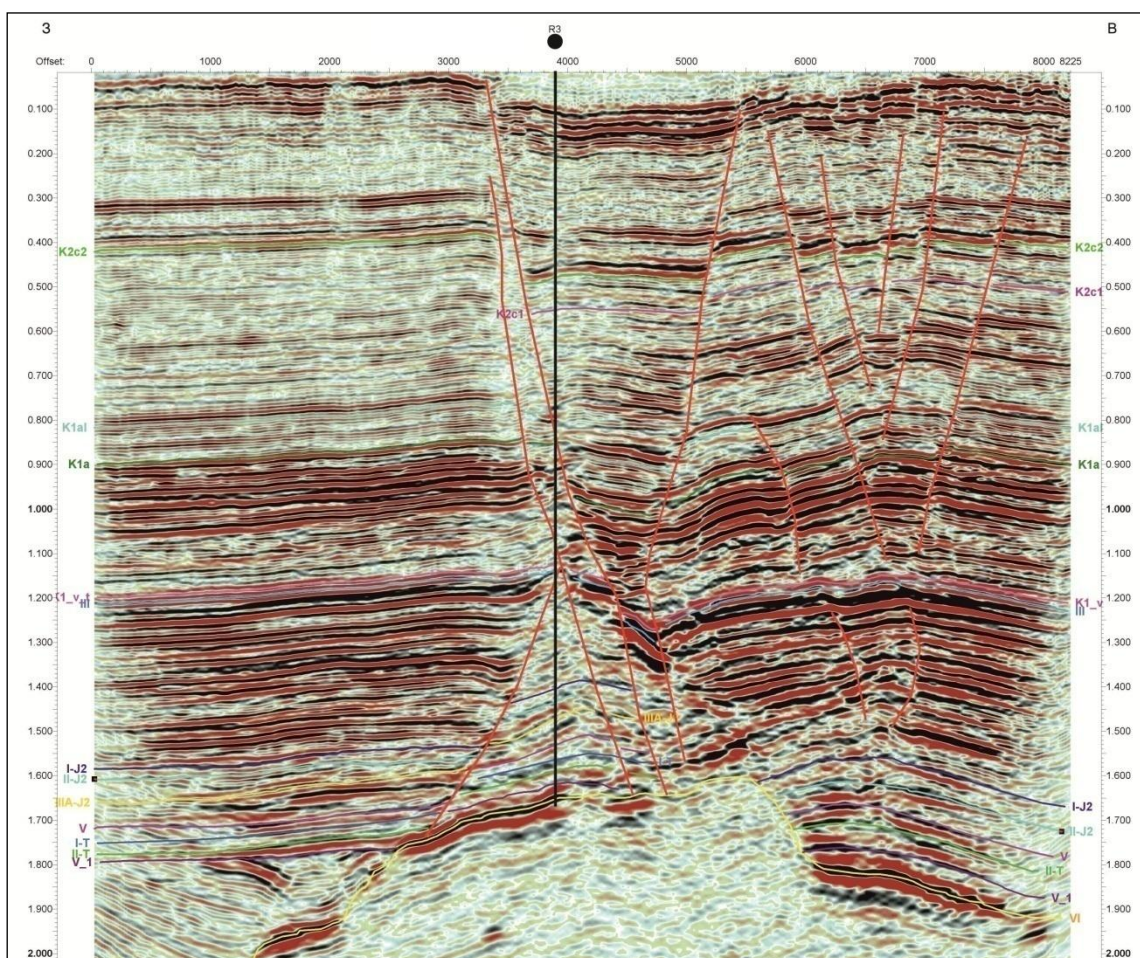


Рисунок 2.17 – Временной разрез INLINE 3560 (центральная часть площади Кара-Арна)

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»

Мезозойский разрез, включающий отложения пермотриасового, юрского и мелового периодов, преимущественно сложен терригенными песчано-алевритово-глинистыми породами.

Кайнозойский комплекс, сложенный из отложений палеогенового, неогенового и четвертичного периодов, представлен пестроцветными мергелями и глинами, песчанистыми глинами и песками с обломками ракушки.

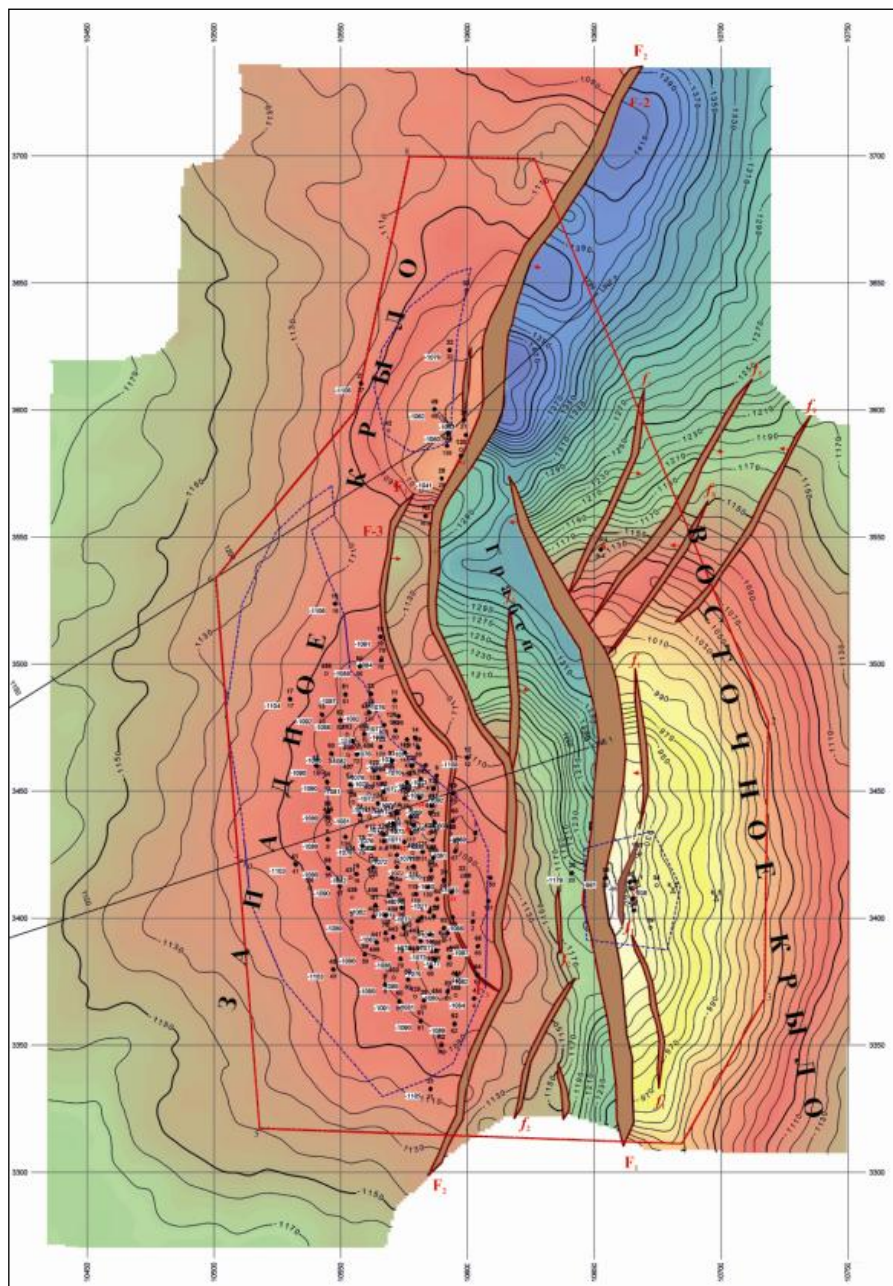


Рисунок 2.18 - Структурная карта по горизонту К1а (кровля коллектора в отложениях аптского яруса нижнего мела К1а)

2.2.3 Нефтеносность

На месторождении промышленная нефтеносность приурочена к меловым отложениям. В продуктивном разрезе было выделено 9 залежей нефти: из них три залежи (аптская-К_{2а}, нижнеальбская-К_{1а1} и сеноманская-К_{2с}) приурочены к Южному полю Западного крыла, две (аптская-К_{1а} и сеноманская-К_{2с}) - к Северному полю Западного крыла, одна (верхнеальбская К_{1а3}) - к Восточному крылу, одна - к Грабену (туронская К_{2t}), две залежи - к южному полю Грабена (К_{1а3}-А, К_{1а3}-Б).

Залежи по характеру насыщения – нефтяные, по типу природного резервуара: пластовые, сводовые, тектонически-экранированные; пластовые, сводовые, литологически- и тектонически-экранированные. (рис. 2.19)

2.2.4 Обоснование ВНК

При обосновании объема резервуара важным является обоснование площади нефтеносности, которая контролируется внешним контуром нефтеносности и в ряде залежах границами зон литологического замещения.

Водонефтяные контакты обоснованы по данным опробования разведочных скважин, эксплуатации добывающих скважин и комплексу геолого-геофизических исследований скважин.

Ниже в таблице 2.3 представлены типы, отметки ВНК и характер насыщения залежей.

ВНК по всем залежам обоснован достоверно, нефтенасыщенный резервуар ограничивается по подошве нефтенасыщенного пласта, из которого получен приток нефти и по уровню ВНК определенному по методам ГИС.

Таблица 2.3 – Кара-Арна. Характеристика залежей

Горизонт	Крыло	Тип залежи	Характер насыщения залежи	ВНК, абс. отм, м	Высота залежи, м
K_{2c} (сеноманская)	Зап кр.Юж.П	водоплавающая, тектонически-экранированная	нефтяная	-541-547	27
K_{2c} (сеноманская)	Зап кр.Сев.П	водоплавающая, тектонически-экранированная	нефтяная	-530	30
K_{1a1} (нижнеальбская)	Зап кр.Юж.П	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтяная	-1007-1013	27
K_{1a3} (верхнеальбская)	Вост.крыло	водоплавающая, тектонически-экранированная	нефтяная	-503	16,4
K_{1a3}-А (верхнеальбская)	Грабен. Юж.П (р-н скв.Р-8)	водоплавающая, тектонически-экранированная	нефтяная	-730	25
K_{1a3}-Б (верхнеальбская)	Грабен. Юж.П (р-н скв.Р-8)	водоплавающая, тектонически-экранированная	нефтяная	Сев.-873 Юж.-875	16
K_{1a} (аптская)	Зап кр.Юж.П. Основн.свод	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтяная	-1101-1104	35
	Зап кр.Юж.П. Восточн.блок	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтяная	-1099	16
K_{1a} (аптская)	Зап кр.Сев.П	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтяная	-1058-1064	19
K_{2t} (туронская)	Грабен, р-н скв.21	подстилающей водой, литологически, тектонически-экранированная	нефтяная	-660,4	50,4
	Грабен, р-н скв.120,136	подстилающей водой, литологически, тектонически-экранированная	нефтяная	-638	38

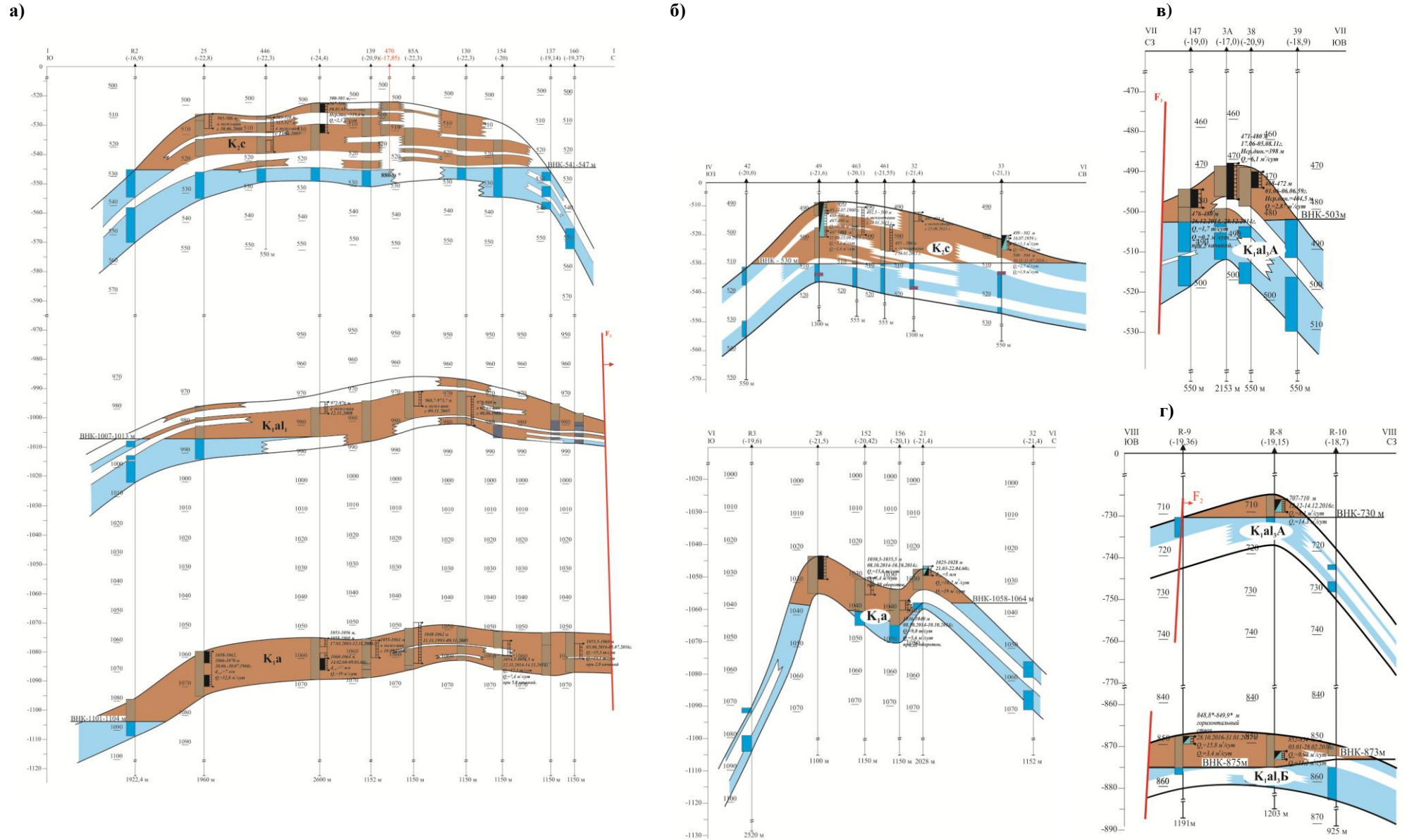


Рисунок 2.19- Геологический разрез продуктивных горизонтов а) Западное крыло, Южное поле, б) Западное крыло, Северное поле, в) Восточное крыло, г) Грабен.

2.2.5 Отбор кернa

Отбор кернa на месторождении Кара-Арнa выполнен в 34 из пробуренных 213 скважин. С отбором кернa пройдено 829 м, линейный вынос составляет 325 м или 39,2% от проходки. Суммарная проходка с отбором кернa по продуктивному разрезу составила 787,5 м, вынесено 289, м или 36,8% от проходки. В таблице 2.4 представлена информация по отбору и изучению кернa по горизонтам и структурным элементам месторождения.

Таблица 2.4 - Общие сведения по отбору и выносу кернa

Горизонт	Проходка с отбором, м	Вынос кернa		Количество образцов
		м	%	
1	2	3	4	5
Меловые отложения				
Южное поле Западного крыла				
K _{2c}	224,75	94,76	42,2	227
K _{1a1}	179,7	65,2	36,3	87
K _{1a1}	199,7	64,6	32,3	192
K _{1nc}	10	4,26	42,6	11
<i>Всего</i>	<i>614,15</i>	<i>228,8</i>	<i>37,3</i>	<i>517</i>
Северное поле Западного крыла				
K _{2c}	57	13	22,8	25
K _{1a1}	42,9	21,1	49,3	18
<i>Всего</i>	<i>99,9</i>	<i>34,1</i>	<i>34,1</i>	<i>43</i>
Восточное крыло				
K _{1a2}	53	11,21	21,2	11
Южное поле Грабена				
K _{1a3} (скв. R-9)	20,45	15,46	75,6	25
<i>Всего по меловым отложениям:</i>	<i>787,5</i>	<i>289,6</i>	<i>36,8</i>	<i>596</i>
Юрские отложения				
Южное поле Западного крыла				
J ₂	41,5	35,4	85,3	85
<i>Итого на 01.01.2018г.</i>	<i>829</i>	<i>325</i>	<i>39,2</i>	<i>681</i>

Всего по месторождению исследован 681 образец кернa. по продуктивному разрезу изучено 596 образцов кернa: из них по сеноманскому горизонту 252 обр., верхнеальбскому – 36, нижнеальбскому – 87, аптскому – 210.

Особенностью лабораторного изучения кернa месторождения является то, что петрофизические параметры определены большей частью на искусственных (насыпных) образцах. Тем не менее, значительное количество исследованных образцов позволяет считать изученность залежей удовлетворительной.

Выполненные на керне стандартные и специальные исследования дают представление о фильтрационно-ёмкостных свойствах, фракционном и вещественном составе коллекторов и покрышек.

Коллекторы представлены песками, в разной степени глинистыми песчаниками и алевролитами, рыхлыми, мелкозернистыми и полимиктовыми.

По лабораторным исследованиями коэффициент открытой пористости по керну изменяется в пределах 0,16 - 0,39 д.ед., в среднем составляет 0,31 д.ед.

Проницаемость пород коллекторов определена только по керну, диапазон изменения в пределах 0,011-13,5 мкм², в среднем составляет 1,047 мкм². Проницаемость по ГИС не определялись из-за отсутствия связи.

Граничное значение пористости принято равное 0,16 д.ед., глинистости - 0,40 д.ед. с учетом положительных результатов опробования.

Выполненные исследования являются петрофизической основой для интерпретации ГИС.

2.2.6 Изученность по ГИС

Геофизические исследования выполнены во всех 213 пробуренных скважинах. В большинстве скважин комплекс ГИС в открытом стволе состоял из методов: стандартного каротажа (КС, ПС, КВ), БК (одно- и многозондовые установки), МК (микроградиент- и микропотенциал зонды), ИК (одно- и многозондовые установки), радиоактивного каротажа (ГК, НК, КНК), ГГКП (плотностной гамма-гамма каротаж), АК (акустический каротаж – время пробега продольных волн), термометрии и резистивиметрии. Качество методов удовлетворительное.

Интерпретация материалов проводилась с помощью программного обеспечения «GeoSolver» на основе алгоритма, разработанного при подсчёте запасов с учётом петрофизических исследований.

Коллекторы на месторождении Кара-Арна выделяются достаточно уверенно по традиционным качественным признакам и по количественным критериям.

Расчет глинистости, пористости осуществлялся по связям, основанным на методах ГК, ГГКП, АК, БК, ИК, с использованием констант, полученных на керне месторождения. Коэффициент нефтенасыщенности рассчитывался по методу сопротивления с использованием уравнения Дахнова. Изменения значения геофизических параметров пород-коллекторов по горизонту представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Кара-Арна. Характеристика коллекторов по керну и по ГИС

Горизонт	Глинистость, д.ед.	Пористость, д.ед.	Нефтенасыщенность, д.ед.
К_{2с}	0,02-0,38	0,16-0,38	0,40-0,88
К_{1а13}	0,14-0,39	0,18-0,29	0,42-0,61
К_{1а11}	0,02-0,39	0,19-0,36	0,40-0,87
К_{1а}	0,01-0,39	0,19-0,37	0,42-0,88

Следует отметить, что в некоторых скважинах помимо установленных продуктивных горизонтов, по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы в палеогеновых и верхне-меловых отложениях. В подтверждение этому в скважине 428 в октябре 2014 г. была отобрана проба нефти из интервалов 124-125, 127-131 м. По данным исследования нефть характеризуется как битуминозная, малопарафинистая, смолистая, высокосернистая.

2.2.7 Анализ пластовых флюидов

Свойства нефти *в пластовых условиях* изучены по 16-ти глубинным пробам нефти, отобраным из 12-ти скважин, из которых 14 отобраны по Южному полю, 1 – по Северному полю Западного крыла и 1 – по Восточному крылу структуры.

Южное поле Западного крыла. Свойства пластовой нефти определены по сеноманскому, верхнеальбскому, нижнеальбскому и аптскому горизонтам. Газосодержание по ним составило 3,02-8,04 м³/т, давление насыщения 0,59-2,99 МПа при пластовых давлениях 5,25-11,30 МПа. Объемный коэффициент в среднем по горизонтам изменяется от 1,018 до 1,043 д.ед. Плотность в пластовых условиях составила 926,9-936,0 кг/м³, вязкость – 56-356 мПа*с.

По Северному полю Западного крыла исследована нефть аптского горизонта по одной пробе. Газосодержание и давление насыщения немного ниже, чем по аптской залежи Южного поля и равняются 5,80 м³/т и 2,10 МПа. Объемный коэффициент составил 1,022 д.ед., плотность – 938,0 кг/м³, вязкость – 89 мПа*с.

По Восточному крылу отобрана одна проба из верхнеальбского горизонта. Нефть по ней отличается от нефтей остальных залежей еще более низким газосодержанием, (1,30 м³/т) и давлением насыщения (0,22 МПа), а также большей плотностью и вязкостью в пластовых условиях (956,0 кг/м³ и 373 мПа*с). Объемный коэффициент составил всего 1,011 д.ед.

По всем залежам пластовые нефти являются недонасыщенными газом, тяжелыми и высоковязкими с низкими значениями газосодержания и объемного коэффициента.

Физико-химическая характеристика нефти *в поверхностных условиях* изучена по 110 пробам из 74 скважин, из них по Южному полю Западного крыла отобрано 93 пробы, по Северному полю Западного крыла – 12 проб, по Восточному крылу – 3 пробы и по Грабену – 2 пробы.

Южное поле Западного крыла. Нефти палеогенового, сеноманского, верхнеальбского, нижнеальбского и аптского горизонтов битуминозные, с плотностью

950,8-963,2 кг/м³, высоковязкие – 328,19-592,38 мПа*с при 20°С. Содержание парафинов низкое и составляет всего 0,51-1,06 %. Содержание смол выше: силикагелевых смол – 7,51-22,73 %, сернокислотных – 39,39-41,17 %, содержание асфальтенов составило 1,45-3,60 %. Содержание сернокислотных смол, выше, чем силикагелевых. По массовому содержанию компонентов нефти высокосернистые (2,21-2,56%).

По Северному полю Западного крыла исследована нефть сеноманского и аптского горизонтов. По обоим горизонтам нефти схожи по своим характеристикам: битуминозные (согласно СТ РК 1347-2005 «Нефть. Общие технические условия») и высоковязкие, плотность при 20 °С составила 962,2 кг/м³ и 965,2 кг/м³ соответственно, динамическая вязкость при 20 °С – 567,26 мПа*с и 529,15 мПа*с. По массовому содержанию компонентов нефти высокосернистые (2,33-2,95 %), смолистая по сеноманскому (смол силикагелевых 11,86 %, асфальтенов 1,61 %) и высокосмолистая по аптскому горизонту (смол силикагелевых 19,24 %, асфальтенов – 3,78 %), малопарафинистая (1,52 % и 0,88 %). Температура застывания равна -21 °С и -20 °С. Нефти Северного поля Западного крыла отличаются высокой температурой начала кипения – 247-252 °С, на 17-20% выкипают до 300 °С и на 41 % - до 350 °С.

Дегазированная нефть верхнеальбского горизонта *Восточного крыла* схожа с нефтями Западного крыла и также является битуминозной (согласно СТ РК 1347-2005) при плотности 966,3 кг/м³ и высоковязкой при динамической вязкости 570,14 мПа*с. Содержание парафинов немного ниже и составило 0,39%, содержание силикагелевых смол и асфальтенов не определено, сернокислотных смол – 24,80%. Массовая концентрация серы в среднем равна 2,51%, температура застывания -27°С. Точка начала кипения соответствует отметке 240°С. Выход фракций, выкипающих до 300°С, составил 20% по объему. Нефть малопарафинистая, высокосернистая.

Свойства нефти залежей *Грабена* изучены двумя глубинными пробами из залежей К₁al₃-А и К₁al₃-Б. По свойствам нефть схожа с нефтями Западного и Восточного крыла, относится к битуминозной, со средней плотностью по верхнеальбскому горизонту – 947,9 кг/м³. Динамическая вязкость при 20 °С составила 314,58 мПа*с, нефть высоковязкая. Содержание парафинов составило 1,15 %, смолистых веществ - 10,65 %, серы – 2,0 %. По фракционному составу нефть немного легче нефтей остальных залежей. Температура начала кипения равна 246°С, содержание фракций, выкипающих до 300°С составило 26 %.

Изучение *свойств растворенного в нефти газа* проводилось по 6 пробам, из которых одна отобрана из сеноманского, одна – из нижнеальбского, по две – из аптского и

верхнеальбского горизонтов Южного поля Западного крыла. По Северному полю Западного крыла, Восточному крылу и Грабену газ не исследовался.

Газ по всем исследованным залежам отличается облегченным составом, и в основном состоит из метана, также во всех пробах обнаружено заметное содержание азота. Концентрации этана и более тяжелых компонентов изменяются от незначительных до полного отсутствия. Наиболее легким оказался растворенный газ верхнеальбского горизонта, на 93,69% состоящий из метана и на 5,32% - из азота, относительная плотность по воздуху составила 0,590 д.ед. По сеноманскому горизонту содержание метана, азота и относительная плотность составили 91,31%, 8,09% и 0,592 д.ед. соответственно, по нижнеальбскому горизонту – 82,60%, 12,20% и 0,596 д.ед., по аптскому горизонту – 88,86%, 8,74% и 0,647 д.ед.

2.2.8. Оценка запасов нефти

Учитывая высокую степень изученности все объемы отнесены к запасам и по степени реализации «Дополнения №3 к проекту разработки...» (находится в промышленной разработке с 1974 года) на Доказанные (90% вероятности, P1), Вероятные (50% вероятности, P2) и Возможные (10% вероятности, P3).

Доказанные запасы в свою очередь по степени разбуренности и работы эксплуатационных добывающих скважин делятся на: Доказанные разрабатываемые добываемые (PDP); Доказанные разрабатываемые недобываемые (PDNP); Доказанные неразрабатываемые (PUD).

2.2.8.1 Начальные геологические запасы нефти, приведенные к поверхностным условиям (СТОИР)

Проведен аудит запасов нефти месторождения Кара-Арна путём анализа структурных карт, полученных в результате переинтерпретации сейсмике 3Д, структурных карт по кровлям залежей, карт эффективных нефтенасыщенных толщин, геологических профилей, схем корреляции, анализов керновых данных, интерпретации ГИС открытого ствола, обоснования уровней ВНК с учетом данных опробования разведочных скважин и данных добычи, анализов глубинных и устьевых проб нефти. Следует отметить довольно высокую степень изученности и достоверность подсчетных параметров, используемых для оценки. На структурные карты по кровлям залежей и карты эффективных нефтенасыщенных толщин нанесены границы категорий, и посчитаны нефтенасыщенные объемы, начальные геологические запасы.

В соответствии с проведенным анализом выработки запасов к *доказанным запасам P1* были отнесены запасы залежей Южного поля Западного крыла (K_{2c} , K_{1a1} , K_{1a}), Северного поля Западного крыла (K_{2c} , K_{1a}), Восточного крыла (K_{1a3}), Грабена (K_{1a3-A} , K_{1a3-B}).

В свою очередь участки залежей, где велась или ведется эксплуатация объекта, причем, учитывался период эксплуатации каждой скважины и соответственно накопленная добыча по ней, определены как *доказанные разрабатываемые добываемые*. Запасы участков залежи, где предполагается последующая добыча запроектированными скважинами, запасы оценены как *доказанные неразрабатываемые* (граф. прил.22-28).

По категории *вероятных P2* были посчитаны запасы участков залежей Южного поля Западного крыла (K_{2c} , K_{1a1} , K_{1a}), Северного поля Западного крыла (K_{2c}), которые примыкают к участкам доказанных запасов. Вероятность извлечения подсчитанного объема запасов на них несколько ниже, чем у доказанных запасов (небольшие толщины, прирост площади за счет структурных построений, и возможно экономически нерентабельное извлечение).

По категории вероятных также были посчитаны запасы залежи K_{2t} Грабена. Не смотря на достоверное определение нефтенасыщенных толщин по геофизическим кривым, на момент оценки испытаниями они не подтверждены, и в последующем вероятность их извлечения очень низкая, учитывая долгую консервацию скважин и низкие притоки в период опробования (граф. прил.29).

По категории *возможных* запасов *P3* были посчитаны запасы залежей Грабена, где запасы на момент оценки определены по данным сейсмоки (рисунок 2.20).

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»

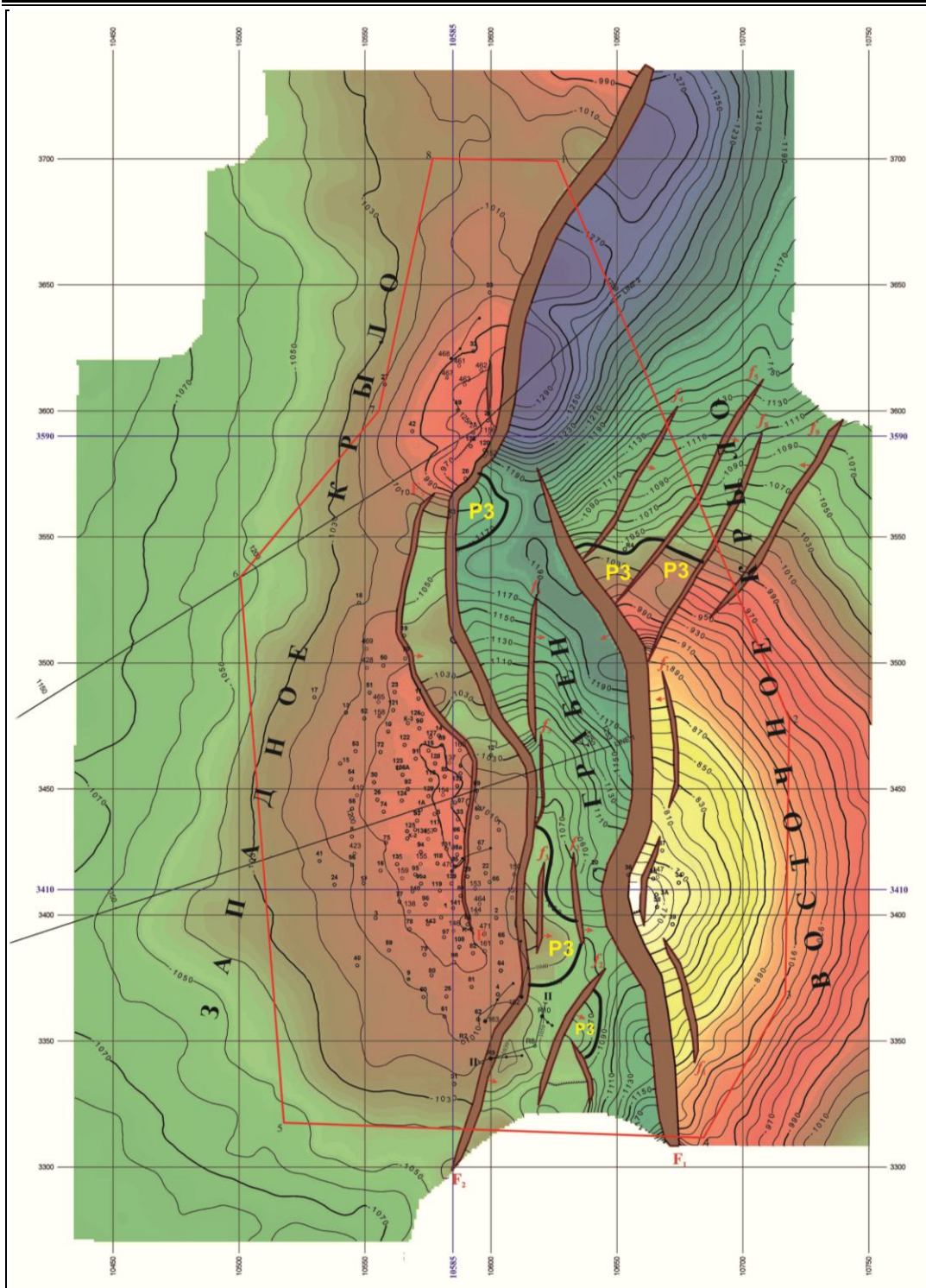


Рисунок 2.20 – Структурная карта по горизонту K_{1al} (кровля коллектора в отложениях альбского яруса нижнего мела K_{1al})

Таблица 2.6 - Начальные геологические запасы и условные ресурсы по состоянию на 01.01.2018 г. месторождения Кара-Арна (млн.барр./тыс.т.)

Крыло, поле	Горизонт	Доказанные			Общие доказанные (1P)	Вероятные (P2)	Доказанные + Вероятные (2P)	Возможные (P3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3P)	Начальные геологические запасы
		Разрабатываемые		Неразрабатываемые (PUD)						
		добываемые (PDP)	недобываемые (PDNP)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Западное крыло, Южное поле	K _{2c}	56,77/8734		7,13/1097	63,90/9831	5,51/847	69,41/10678		69,41/10678	69,41/10678
	K _{1a1}	16,61/2556		3,05/469	19,66/3025	2,91/447	22,57/3472		22,57/3472	22,57/3472
	K _{1a}	78,94/12144		1,02/157	79,96/12301	5,26/810	85,22/13111		85,22/13111	85,22/13111
Западное крыло, Северное поле	K _{2c}	6,39/983		2,31/356	8,70/1339	1,71/263	10,41/1602		10,41/1602	10,41/1602
	K _{1a}	3,52/542			3,52/542		3,52/542		3,52/542	3,52/542
Восточное крыло	K _{1a3}	1,90/292			1,90/292		1,90/292		1,90/292	1,90/292
Грабен	K _{2t}					2,85/439	2,85/439		2,85/439	2,85/439
	K _{1a3-A}	0,40/61			0,40/61		0,40/61	12,60/1938	13,00/1999	13,00/1999
	K _{1a3-B}	0,70/108		1,00/154	1,70/262		1,70/262	13,80/2123	15,50/2385	15,50/2385
Итого		165,24/25420		14,51/2233	179,74/27653	18,24/2806	197,98/30459	26,40/4061	224,38/34520	224,38/34520

2.3 МЕСТОРОЖДЕНИЕ КОКАРНА ВОСТОЧНАЯ

Недропользователем месторождения Кокарна Восточная является АО «Матен Петролеум» согласно Дополнению №8 от 13.12.2011 г. к контракту №223 от 28.08.1998г. на разведку и добычу УС.

В 1982 году по результатам бурения 12 скважин выполнен первый оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по залежам II среднеюрского, II и III триасовых горизонтов и утверждены на ЦКЗ МНП СССР.

С 1982 по 2001 годы месторождение находилось во временной консервации.

С 2001 месторождение введено в пробную эксплуатацию.

В 2006 году месторождение вступило в промышленную разработку, на основе утвержденной ЦКРР «Технологической схемы разработки...» (протокол № 39 от 20.10.2006 г.)

В 2009 году АО «Азимут Энерджи Сервисез» провел полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, ОАО «Саратовнефтегеофизика» провело обработку и интерпретацию материалов МОГТ-3Д, ВСП и данных ГИС (Протокол НТС МГД «Запказнедра» №25/2010 от 04.02.2010 г.).

В 2011 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» по результатам переинтерпретации данных сеймики 3Д и бурения 29 скважин выполнил «Пересчет запасов нефти и растворенного газа» (Протокол ГКЗ РК № 1118-11-У от 10.11.2011 г.).

В связи с пересчетом запасов в 2011 году выполнен проект «Дополнение к технологической схеме разработки» (протокол ЦКРР №297 от 21.12.2011 г.).

По состоянию на 01.11.2014г. в связи с появлением новой геолого-геофизической информации по юрским залежам выполнен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа среднеюрских залежей месторождения Кокарна Восточная Атырауской области РК»(протокол ГКЗ РК №1577-15-У от 14.07.2015 г.).

Пересчитанные запасы нефти по юрским горизонтам в 2015 году послужили основанием для ввода в разработку среднеюрской залежи ШБ-J₂ для составления нового проектного документа «Дополнение №2 к Технологической схеме разработки...».

Согласно Дополнению №2 к технологической схеме разработке выделено 4 эксплуатационных объекта, из них 2 основных и 2 возвратных:

- 1 объект (основной) – нефтяная залежь II-J₂;
- 2 объект (основной) – нефтяная залежь II-T;

- возвратный 3– нефтяная залежь ШБ-J₂;

возвратный 4 - нефтяная залежь Ш-Т.

По состоянию на 01.01.2018 г на месторождение пробурено 51 скважина, из них 5 скважин (1, 3, 4, 5, 6) ликвидированы по геологическим причинам, 1 скважина (11) находится в консервации, 8 скважин в нагнетательном фонде, 7 скважин в наблюдательном фонде, остальные 30 скважин добывающие.

2.3.1. Общие сведения о месторождении

Нефтяное месторождение Кокарна Восточная открыто в 1979 году. В географическом отношении месторождение расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в Южно-Эмбинской нефтеносной области. В административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются рабочие поселки Косшагыл, Жана Каратон. (Рис. 2.14)

К северо-востоку от месторождения на расстоянии 110 км проходит железная дорога Макат-Бейнеу. Ближайшая железнодорожная станция Кульсары располагается в районном центре - г. Кульсары.

По территории района проходят действующие нефтепроводы, газопроводы и водоводы:

- магистральный газопровод Средняя Азия – Центр,
- нефтепровод Тенгиз - Кульсары - Атырау - Новороссийск,
- нефтепровод Узень - Кульсары - Атырау - Самара,
- водопровод Астрахань - Мангышлак.

Снабжение питьевой водой района осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. Питьевая вода доставляется автотранспортом.

Электроснабжение района осуществляется Атыраускими областными и районными электрическими сетями.



Рисунок 2.14 – Обзорная карта

2.3.2 Характеристика геологического строения

Структурная модель

Структурная модель месторождения представленная по результатам работ «Отчет о результатах переобработки данных 3Д на месторождении Кокарна Восточная», выполненным в 2014 году, специалистами ТОО «Петролеум Гео Сервисез (PGS) и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» (Казахстан), была уточнена Даганским филиалом института при геофизической компании «Восток». В процессе работ была выполнена переобработка и переинтерпретация сейсмических данных 3Д с использованием данных ГИС 48 скважин. Результаты работ были сведены в отчет «Трехмерная обработка 3Д сеймики и изучение возможности расширения территории месторождения Кокарна Восточная».

В результате выполненных работ уточнено структурно-тектоническое строение триасовых, юрских и меловых отложений, построена глубинно-скоростная модель, выполнены структурные построения по основным опорным и целевым отражающим горизонтам в масштабе 1:10000; выявлена седиментационная ловушка в триасе.

В разрезе осадочного чехла, выделяются три структурных этажа: подсолевой, соленосный и надсолевой. Как антиклинальное поднятие структура отмечается по надсолевым отложениям.

На карте по отражающему горизонту П-J₂, соответствующему кровле среднеюрского продуктивного горизонта структура Кокарна Восточная представляет собой антиклиналь субмеридионального направления. Размеры структуры по кровле горизонта П-J₂ (Рис 2.15) в границах изогипсы –2305 м составляют 2,7×1,3 км, амплитуда – около 15 м. Южное крыло осложнено разрывными нарушениями юго-восточного направления F₁₀, F₁, F₄, F₅. Западная и восточная переклинали структуры осложнены нарушениями северного простирания F₈ и F₉. Структурный план по кровлям вышезалегающих отложений вплоть до подошвы меловых отложений, в целом, повторяется.

Стратиграфическая характеристика

На месторождении Кокарна Восточная пробуренными скважинами вскрыты отложения пермской (начиная с кунгурского яруса), триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Разрез кунгурских отложений представлен двумя резко различающимися литологическими пачками: нижней – глинисто-ангидритовой и верхней – каменной солью с прослоями ангидритов и доломитов.

Мезозойский разрез, включающий отложения пермотриасового, юрского и мелового периодов, преимущественно сложен терригенными песчано-алевритово-глинистыми породами.

Кайнозойский комплекс, сложенный из отложений палеогенового, неогенового и четвертичного периодов, представлен пестроцветными мергелями и глинами, песчанистыми глинами и песками с обломками ракушки.

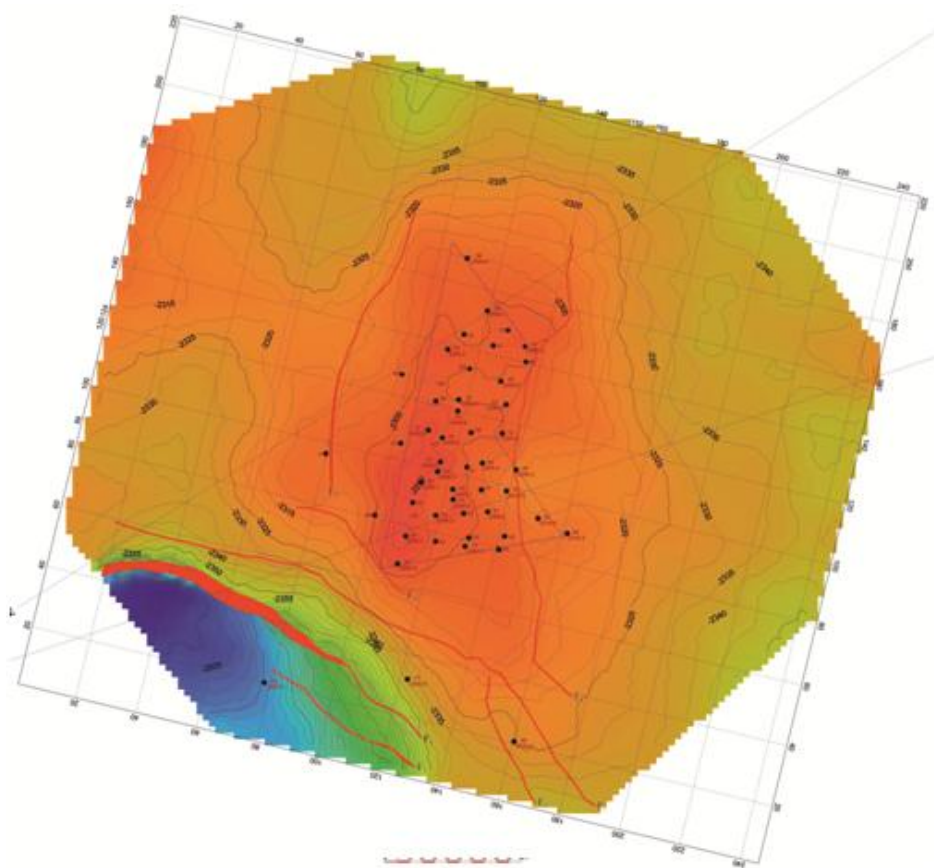


Рисунок 2.15 - Структурная карта по отражающему горизонту II-J₂ (кровля среднеюрского продуктивного горизонта)

2.3.3 Нефтеносность

На месторождении Кокарна Восточная промышленная нефтеносность приурочена к отложениям средней юры и триаса (Рис. 2.16, 2.17).

В продуктивном разрезе выделено десять залежей нефти, из них четыре залежи – в среднеюрских отложениях (I-J₂, II-J₂, IIIA-J₂, IIIB-J₂) и шесть залежей – в триасовых отложениях (I-T, II-T, III-T, IVA-T, IVB-T, V-T). По характеру насыщения все залежи нефтяные.

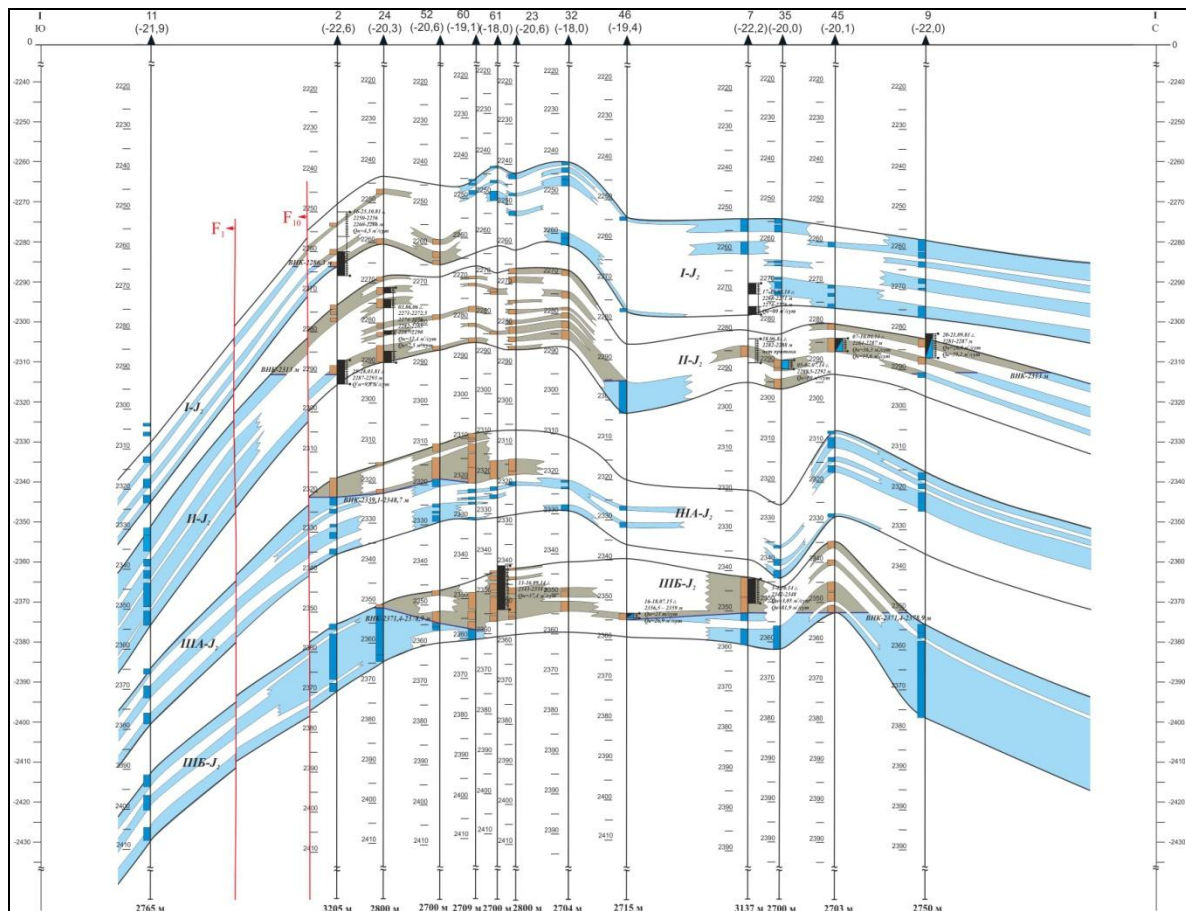


Рисунок 2.16 - Геологический разрез среднеюрских продуктивных горизонтов

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»

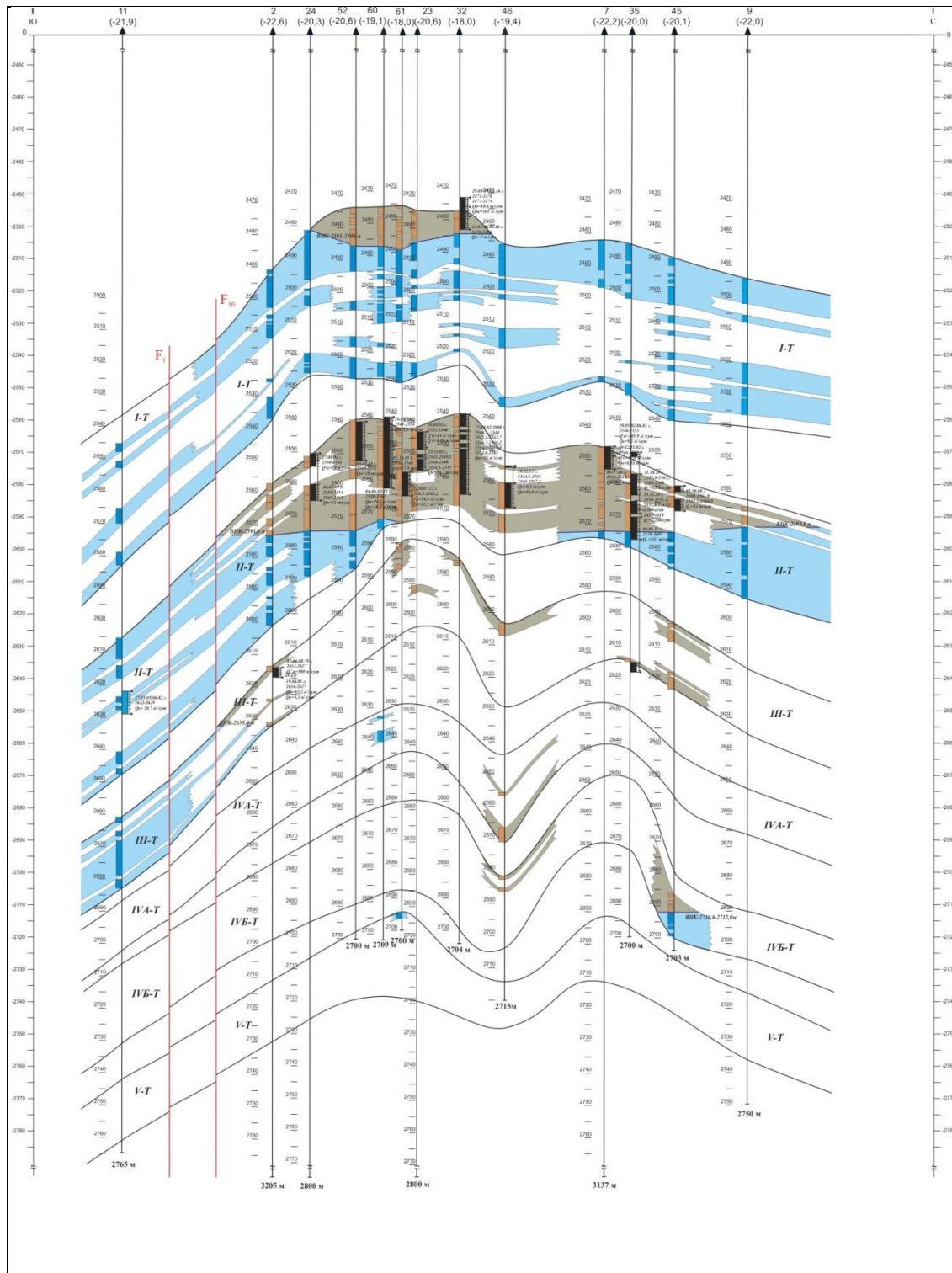


Рисунок 2.17 - Геологический разрез триасовых продуктивных горизонтов

2.3.4 Обоснование ВНК

При обосновании объема резервуара важным является обоснование площади нефтеносности, которая контролируется внешним контуром нефтеносности и в ряде залежах границами зон литологического замещения.

При обосновании контактов по залежам использовались результаты опробования разведочных скважин, и данные эксплуатации добывающих скважин и оценка характера насыщения коллекторов, определенная по комплексу геолого-геофизических исследований скважин.

Ниже в таблице 2.7 представлены типы, отметки ВНК и характер насыщения залежей.

Таблица 2.7 – Кокарна Восточная. Характеристика залежей

Горизонт, залежь	Блок	Тип залежи	Характер насыщения	Абс. отметка, м
				ВНК
I-J ₂	р-н 2,24 и 52	полулинзы	нефтяная	-2286,3
	р-н 54 и 8			-2293,7
	р-н 22			-2281,3
	р-н 59			-2276,8
	р-н 10			-2283,4
II-J ₂	р-н 34,62,23....	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтяная	-2313,0
	р-н 54 и 8			-2316,8-2320,2 -2324,0
III-A-J ₂	р-н 34, 62 и 33	массивная, литологическая ограниченная, тектонически-экранированная	нефтяная	-2339,1-2348,7
	р-н 44			-2339,0
	р-н 59			-2331,6
ШБ-J ₂		пластовая, сводовая	нефтяная	-2371,4-2378,9
I-T		массивная	нефтяная	2501,0-2508,0
II-T		пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтяная	-2587,6-2600,0
III-T		пластовая, сводовая, литологически-экранированная, тектоническая экранированная	нефтяная	-2655,0
IV-A-T	р-н 62 и 42	полулинзы	нефтяная	-2672,0
	р-н 46 и 53			-2701,0
	р-н 57 и 56			-2698,0
IV-B-T	р-н 45 и 64	полулинзы	нефтяная	-2710,0-2712,0
	р-н 40 и 53			-2723,0
V-T	р-н 24	полулинзы	нефтяная	-2730,0

ВНК по всем залежам обоснован достоверно, нефтенасыщенный резервуар ограничивается по подошве нефтенасыщенного пласта, из которого получен приток нефти и по уровню ВНК определенному по методам ГИС.

ВНК по некоторым залежам колеблется, диапазон колебаний менее 10 м, что связано с высокой неоднородностью коллекторов.

2.3.5 Отбор керна

На месторождении из 51-ой пробуренных скважин колонковым бурением пройдено 28 скважин. Общая проходка с отбором керна по месторождению составила 1193.4 м, вынос 532.6 м или 45% от проходки.

Из продуктивного разреза суммарный вынос керна составил 457.9 м или 44% от проходки. Из среднеюрских залежей отобрано 194.2 м керна (51% от проходки), из залежей триаса вынесено 265.3 (50,0% от проходки).

Отобранный керн исследовался из 9 скважин (скв.3, 7, 9 10, 12, 15, 22, 36, 66). Стандартными лабораторными методами исследовано 153 образца, из продуктивных горизонтов – 129 образцов; из которых представительных 110 образцов (37 из юрских и 73 из триасовых горизонтов).

Специальные исследования выполнены на коллекции из 27 образцов (горизонт I-T) определено электрическое сопротивление 100% водонасыщенного образца и с переменной водонасыщенностью; на 3 образцах определены фазовая проницаемость и коэффициент вытеснения в системе "вода - нефть".

Породы - коллекторы продуктивных горизонтов относятся к типу гранулярных, представлены песками, песчаниками и алевролитами с поровым типом емкостного пространства. Породами-покрышками являются плотная глина с включениями глинистых сланцев, аргиллиты и плотные темно-серые мелкозернистые песчаники.

По результатам стандартного комплекса лабораторных исследований получены достаточно устойчивые связи "кern-кern" для юрских и триасовых отложений, используемые при интерпретации материалов ГИС.

2.3.6 Изученность по ГИС

Геофизические исследования проведены во всех скважинах, начиная с поискового периода.

В поисковых и разведочных скважинах 1-12, пробуренных до 1981 г., регистрация данных ГИС осуществлялась в аналоговом виде. Регистрация геофизических параметров в скважинах, пробуренных в период 2002-2010 гг, осуществлялась цифровыми станциями.

Во всех скважинах месторождения выполнен обязательный комплекс ГИС, включающий общие и детальные исследования – соответственно по всему стволу и в интервалах продуктивных отложений.

Применяемый комплекс методов в скважинах, пробуренных до 1981 г, состоял из методов бокового каротажного зондирования (БКЗ), потенциала самопроизвольной поляризации (ПС), кавернометрии (КВ), радиоактивного (ГК, НГК), микрокаротажа (МКЗ), акустического (АК), бокового (БК) и индукционного каротажей (ИК).

В скважинах, пробуренных после 2010 г., выполняемый комплекс методов общих и детальных исследований (КС, ПС, КВ, ГК, НГК, КНК, инклинометрия, БКЗ, МК, БК, АК, ГГКП) включает замеры удельного сопротивления многозондовыми приборами индукционного каротажа; микрометоды (БМК и МЗ); компенсированный нейтронный каротаж (с результирующей кривой нейтронного - нейтронной пористостью); спектральный гамма-каротаж (скв. 31, 35, 36, 44).

При обсадке скважин (после завершения строительства) проводятся исследования качества цементирования (АКЦ) и состояния колонн (СГДТ), локатор муфт (ЛМ), замер термометрии (ТМ) и фоновый замер ГК для привязки.

Контроль качества материалов ГИС осуществлялся в процессе комплексной интерпретации соответствием геофизических параметров в опорном пласте, литологической характеристике разреза, стандартному виду кривых, их взаимной корреляции. Геофизическая характеристика соответствует за некоторыми особенностями традиционной характеристике терригенного разреза.

Качество выполненных исследований оценивалось в соответствии с требованиями технической инструкции на проведение геофизических работ, за исключением нескольких скважин, пробуренных в период разведки.

Интерпретация комплекса методов с целью выделения коллекторов, определения эффективных нефтенасыщенных толщин, глинистости, пористости, коэффициента нефтегазонасыщенности осуществлялась в программе «GEO SOLVER» по методике, принятой при подсчётах запасов.

Результаты интерпретации использовались для литологического и стратиграфического расчленения разреза, выделения коллекторов, определения их

характера насыщения, положения флюидальных контактов, определения коллекторских свойств выделенных пластов – глинистости, пористости, коэффициента нефтенасыщенности, геометрии ствола скважины, структурных построений.

Выделение пластов-коллекторов осуществлялось по качественным косвенным и прямым признакам терригенных поровых коллекторов. В случае неуверенных или отсутствия признаков применялись количественные граничные критерии: пористость для юрских и триасовых залежей – 12 %; в качестве вспомогательного критерия принято значение объёмной глинистости, равное 0,40 д.ед.

Разделение пластов по *характеру насыщения* традиционно осуществлялось по методам сопротивлений по отношению к вмещающим глинам и по абсолютному значению сопротивления. В случае неоднозначности применялись количественные критерии ($K_{нг_гр}=0,40$ д.ед.), а также принималось во внимание положение пласта относительно установленного гипсометрического уровня для залежи.

Коэффициент пористости рассчитывался по методам АК, ГГК, НК с поправкой за глинистость. Глинистость определялась по ГК (по методике В.Ларионова), реже по Th, ПС или БК. Достоверность определения пористости по ГИС оценивалась сопоставлением с аналогичными данными по керну. Достоверность определения пористости по ГИС оценивалась сопоставлением с аналогичными данными по керну (рис.2.1).

Коэффициент нефтенасыщенности рассчитывался по методике Дахнова-Арчи с использованием параметров пористости и нефтенасыщенности ($P_{п}=1,03/K_{в}^{1,902}$, $P_{п}=1,01/K_{п}^{1,864}$) – петрофизических зависимостей, полученных на триасовом керне.

Проницаемость по ГИС рассчитывалась по связи, полученной на керне юры и триаса: $K_{пр}=0,0118e^{36,734 K_{п}}$.

Величина объёмной глинистости, рассчитанная по ГИС, для пластов-коллекторов юрских отложений изменяется в диапазоне от 0,06 до 0,50 д.ед.; среднее значение - 0,37 д.ед. Коэффициент открытой пористости коллекторов юры изменяется в пределах 0,12-0,29 д.ед., в среднем - 0,17 д.ед. Коэффициент нефтенасыщенности изменяется в пределах 0,40-0,74 д.ед., и в среднем - 0,50 д.ед.

Диапазон изменения глинистости по данным каротажа для коллекторов триаса составляет 0,04-0,47 д.ед., со средним значением 0,22 д.ед.; коэффициент пористости изменяется от 0,12 до 0,32 д.ед., в среднем, 0,18 д.ед.; нефтенасыщенность - от 0,40 до 0,79 д.ед., среднее значение 0,56 д.ед.

Определение флюидальных контактов по ГИС

Водонефтяной контакт в большинстве случаев достаточно уверенно отбивается по снижению сопротивления на диаграммах БК и повышением проводимости на диаграммах индукционного каротажа (рис.2.18).

Приемлемость принятой методики выделения коллекторов и оценки характера насыщения подтверждена результатами испытаний объектов.

2.3.7 Свойства пластовых флюидов

Для определения свойств *пластовой нефти* по месторождению было отобрано 16 проб из 9-ти скважин. Из общего числа 5 проб были отбракованы.

Нефти всех залежей, как среднеюрских, так и триасовых, значительно недонасыщены газом и пластовое давление значительно превышает давление насыщения ($P_{нас} = 3,0-6,9$ МПа). Газосодержание по залежам триаса несколько выше (20,70-25,88 м³/т), чем по среднеюрским горизонтам (11,60-20,18 м³/т). Объемный коэффициент изменяется по залежам в пределах 1,090-1,220 д.ед.

Несмотря на низкое газосодержание, пластовые нефти обладают низкой вязкостью (0,96-1,94 мПа*с) и плотностью (747,1-806,5 кг/м³) благодаря высоким пластовым температурам (70-84 °С – по данным замеров на глубине отбора проб).

Состав и свойства *дегазированных нефтей* определены 88-ми пробам из 34-х скважин, по 12-ти пробам значения плотности были отбракованы.

В целом нефти всех исследованных залежей близки по составу и свойствам, классифицируются как легкие (плотность при 20°С в среднем по залежам – 842,5-849,3 кг/м³), парафинистые (2,27-4,16% массовых), малосмолистые (смола – 7,14-9,14% массовых, асфальтенов – 0,75-2,38% массовых), от малосернистых до сернистых (0,37-0,84 % массовых).

Состав и свойства *растворенного в нефти* газа определялись по газу однократного разгазирования глубинных проб нефти. Всего исследовано 15 проб из 8-ми скважин.

Содержание метана по залежам II-J₂, ШБ-J₂ и II-T колеблется в пределах 42,34-51,65% объемных, этана – 8,66-20,84% объемных, пропана и высших – 23,92-38,14% объемных. По залежи II-T определено высокое содержание азота – 10,19%. По горизонтам II-J₂ и ШБ-J₂, его содержание составило 3,54% и 5,77% соответственно. Содержание углекислого газа невысокое – 0,11-0,69 %. Относительная плотность газа по воздуху составила 0,964-1,379.

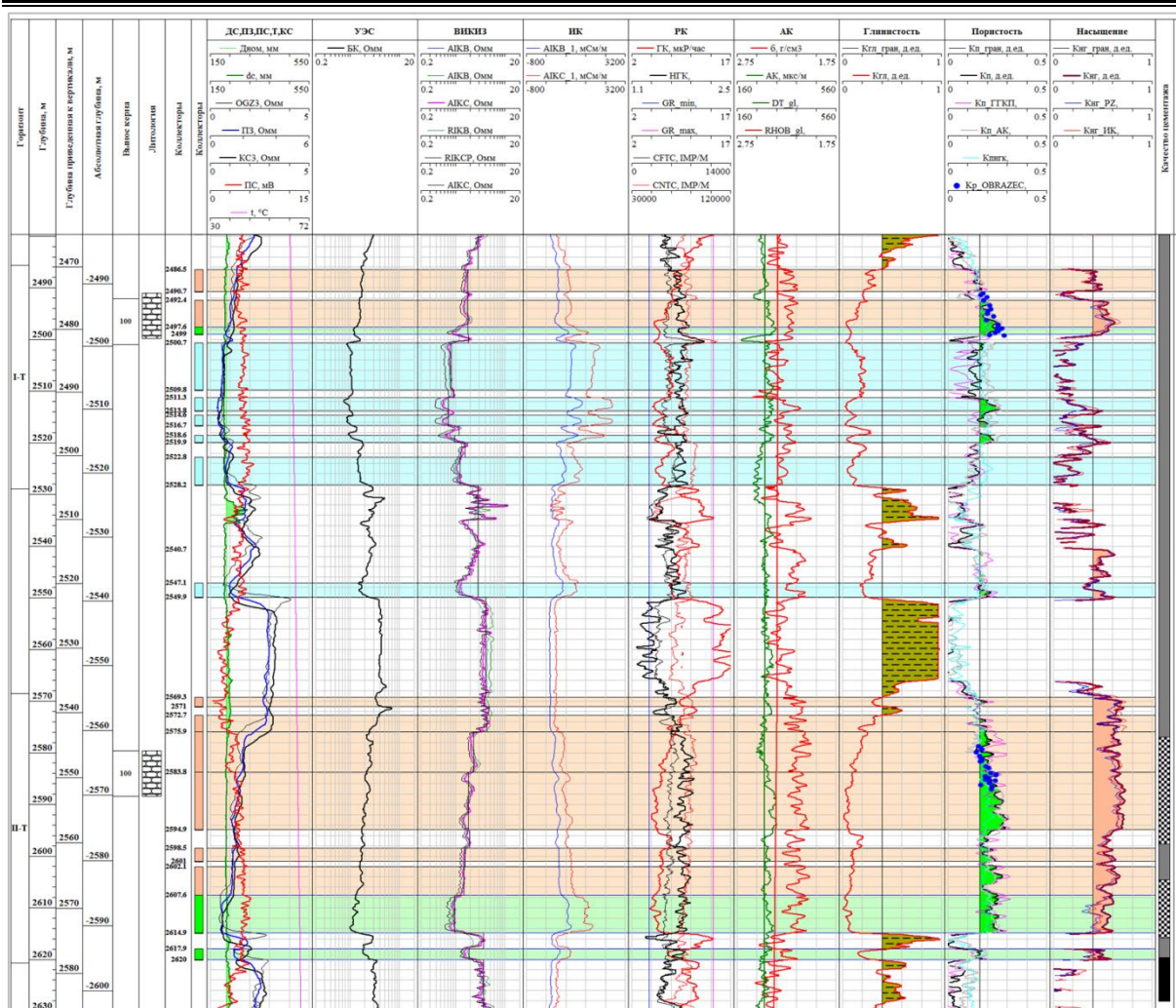


Рисунок 2.18 - Геолого-геофизическая характеристика по скважине 66

Газ III-T залежи определен всего по одной пробе, и резко отличается от газов других горизонтов более высоким содержанием метана (74,93%) и азота (16,20%), низким содержанием тяжелых углеводородов (этана – 3,84%, пропана и высших – 3,12%), относительная плотность по воздуху низкая и составила 0,700.

2.3. 8 Оценка запасов нефти месторождения Кокарна Восточная

По западной классификации с оценкой запасов связан диапазон неопределенностей (рисков). Запасы подразделяются на Доказанные (90% вероятности, P1), Вероятные (50% вероятности, P2) и Возможные (10% вероятности, P3).

Доказанные запасы в свою очередь по степени разбуренности и работы эксплуатационных добывающих скважин делятся на: Доказанные разрабатываемые добываемые (PDP); Доказанные разрабатываемые недобываемые (PDNP); Доказанные неразрабатываемые (PUD).

В данном отчете запасы посчитаны по категориям Доказанные (1Р) и Доказанные + Вероятные (2Р), Доказанные +Вероятные +Возможные (3Р).

2.3.8.1 Начальные геологические запасы нефти, приведенные к поверхностным условиям (СТОИР)

Проведен аудит запасов нефти месторождения Кокарна Восточная путём анализа структурных карт, полученных в результате переинтерпретации сеймики 3Д, структурных карт по кровлям залежей, карт эффективных нефтенасыщенных толщин, геологических профилей, схем корреляции, анализов керновых данных, интерпретации ГИС открытого ствола, обоснования уровней ВНК с учетом данных опробования разведочных скважин и данных добычи, анализов глубинных и устьевых проб нефти. Следует отметить довольно высокую степень изученности и достоверность подсчетных параметров, используемых для оценки.

Учитывая высокую степень изученности все объемы отнесены к запасам и по степени реализации «Дополнения №2 к технологической схемы разработки...» (находится в промышленной разработке с 2006 года) на доказанные, вероятные и возможные. На структурные карты по кровлям залежей и карты эффективных нефтенасыщенных толщин нанесены границы категорий, и посчитаны нефтенасыщенные объемы, начальные геологические запасы.

К *доказанным* были отнесены запасы залежей II-J₂, ШБ-J₂, II-Т, III-Т, где имеется высокая степень уверенности извлечения оцененного количества запасов. Эти залежи на момент оценки являются объектами разработки (граф. прил. 31, 32 (лист 2), 34, 35).

В свою очередь доказанные запасы были оценены как:

- доказанные разрабатываемые добываемые - участки залежей, где велась или ведется эксплуатация, при этом учитывался период эксплуатации и накопленная добыча скважины;
- доказанные разрабатываемые недобываемые - участки залежей, на которых расположены бездействующие скважины с последующей возможностью перевода в категорию добывающих;
- доказанные неразрабатываемые - участки залежей, где запроектированы, но еще не пробурены добывающие скважины.

По категории *вероятных запасов* были посчитаны запасы залежей I-J₂, ША-J₂, ШБ-J₂, I-Т, II-Т, III-Т (граф.прил. 30, 32 (лист 1), 32 (лист 2), 33, 34, 35), так как коллекторы выделены как нефтенасыщенные по ГИС, но на момент оценки не опробованы. Кроме

этого необходимо отметить, что по залежам II-J₂, ШБ-J₂, II-T и III-T участки, примыкающие к доказанным запасам, с более низкой вероятностью извлечения оценены как вероятные.

По категории *возможных запасов* были оценены залежи IVA-T, IVБ-T, V-T, PT-3 или участки залежей I-J₂, II-J₂, III-T, примыкающие к участкам залежей вероятных запасов, где до настоящего времени нет пробуренных скважин либо вероятность получения высоких притоков низкая ввиду литологической ограниченности (линзы) и небольшой продуктивной толщины (граф. прил. 30, 31, 35, 36, 37, 38, рис.2.19).

Следует отметить, что по залежам II-J₂, II-T неразбуренными оказались переклинальные участки, которые уходят за границы насыпной дамбы, с которой осуществляется эксплуатационное бурение.

Запасы залежи PT-3 (подкарнизная ловушка), выявленной по данным переинтерпретации сейсмосъемки 3Д в пермтриасовых отложениях, оценены как возможные. В рамках «Дополнения №2 к технологической схеме разработки...» в пределах предполагаемой залежи было предложено бурение одной независимой скважины 68 и двух зависимых скважин 69, 70 (рис 2.19).

В таблице 2.8 приведены начальные геологические запасы в пределах контрактной территории по состоянию на 01.01.2018 г.

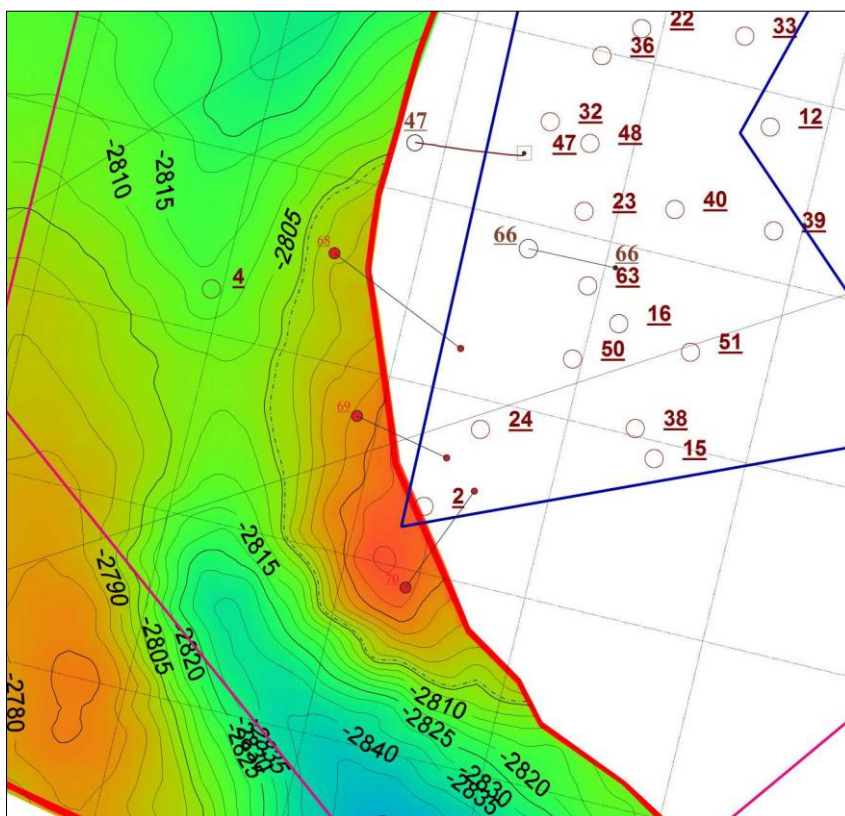


Рисунок 2.19 - Фрагмент структурной карты по кровле горизонта PT-3

Таблица 2.8 - Геологические запасы нефти по состоянию на 01.01.2018 г. в пределах контрактной территории месторождения Кокарна Восточная (млн.барр./тыс.т.)

Горизонт	Геологические запасы, млн.барр/тыс.т							
	Доказанные			Общие доказанные (1P)	Вероятные (P2)	Доказанные + Вероятные (2P)	Возможные (P3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3P)
	Разрабатываемые		Неразрабатываемые (PUD)					
	добываемые (PDP)	недобываемые (PDNP)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I-J2					0,63/88	0,63/88	0,49/68	1,12/156
II-J2	5,73/796	2,11/293		7,84/1089	1,10/153	8,94/1242	3,70/514	12,64/1756
IIIА-J2					1,89/263	1,89/263		1,89/263
IIIБ-J2	5,28/733	2,24/311		7,52/1044	1,26/175	8,78/1219		8,78/1219
I-T					2,28/317	2,28/317		2,28/317
II-T	17,96/2494	0,39/54	11,78/1636	30,12/4184	0,77/107	30,90/4291		30,90/4291
III-T		3,70/514		3,70/514	2,01/279	5,71/793	1,22/170	6,93/963
IVА-T							0,85/118	0,85/118
IVБ-T							0,29/40	0,29/40
V-T							0,08/11	0,08/11
PT-3							3,49/485	3,49/485
Итого	28,97/4023	8,44/1172	11,78/1636	49,18/6831	9,95/1382	59,13/8213	6,63/921	69,26/9611

3 ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Все используемые данные были предоставлены Недропользователем по состоянию на 01.01.2018 год.

3.1 Месторождение Матин

Месторождение было открыто в 1986 году, первая промышленная добыча нефти была получена в декабре 1995 году из скважины 29.

Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2018 год составила 25,67 млн.барр нефти.

Из 154 пробуренных на месторождении скважин работают 96.

Наибольший среднесуточный объем добычи был достигнут в мае 2002 года, и составил 625,98 барр. в сутки, действующий фонд скважин составлял 92 ед.

Наиболее продуктивным является горизонт J₂-V Восточного крыла, из которого за весь период эксплуатации было добыто 30,1 % от накопленного объема нефти, что составляет 7,7 млн.барр. По состоянию на 01.01.2018 год на данном горизонте работают 21 скважина. Средняя обводненность продукции составляет – 79,0 %.

Восточное крыло. Горизонт J₂-I разрабатывается с декабря 1995 года. Накопленная добыча нефти – 0,822 млн.барр, что составляет 3,2% от общей накопленной добычи по нефти. Действующий фонд – 7 скважин. Средняя обводненность 76,0 %.

Из горизонта J₂-II добыто 7,1 % всей добытой на месторождении нефти. Эксплуатация данного горизонта началась также с декабря 1995 года. Обводненность продукции на 01.01.2018 год составила 80,0 %. Действующий фонд скважин составляет 6 ед.

Из горизонта J₂-III добыто 19,6 % всей добытой на месторождении нефти. Эксплуатация данного горизонта началась с декабря 1995 года. Обводненность продукции на 01.01.2018 год составила 79,0%. Действующий фонд скважин составляет 12 ед.

Горизонт J₂-IV разрабатывается с января 1998 года. Добыча этого горизонта составила 2,8 % от накопленной добычи по месторождению, при обводненности 87,0 %. На 01.01.2018 года действующий фонд составил 8 ед.

Из горизонта J₂-VI добыто 8,4 % всей добытой на месторождении нефти. Эксплуатация этого горизонта началась с августа 1997 года. Обводненность продукции на 01.01.2018 год составила 70,0 %. Действующий фонд скважин составляет 6 ед.

Горизонт Ne-I стал разрабатываться с июля 1998 года. Накопленная добыча 0,056 млн.барр нефти.

Горизонт Ne-II стал разрабатываться в марте 1999 года. На данный момент действующий фонд 11 ед. Накопленная добыча нефти 1,62 млн.барр или 6,0 % от накопленной добычи по нефти, при этом обводненность нефти составляет 74,0%.

Горизонт PT стал разрабатываться с декабря 2009 года. На дату анализа действующий фонд на данном объекте составляет 1 ед. Накопленная добыча 0,19 млн.барр или 0,3% от накопленной добычи по нефти. Обводненность продукции на данном объекте составила 35,0%.

Южное крыло. Из горизонта АПТ-I добыто 5,1 % всей добытой на месторождении нефти. Эксплуатация этого горизонта началась с октября 1997 года. Обводненность продукции составляет 76,0%. Действующий фонд скважин составляет 6 ед.

Из горизонта АПТ-II отобрано 1,51 млн.барр нефти, что составляет 5,3 % от общего объема накопленной добычи нефти. Обводненность продукции составляет 67,0 %. Действующий фонд – 16 ед.

Горизонт PT стал разрабатываться с августа 2011 года. На дату анализа действующий фонд на данном объекте составляет 2 ед. Накопленная добыча нефти 0,100 млн.барр., что составляет 0,4 % от накопленной добычи. Обводненность продукции на данном объекте составила 22,0 %.

Северо-Западное крыло. Из горизонта АПТ отобрано 0,739 млн.барр нефти, 2,9 % от накопленной добычи нефти по месторождению. Эксплуатируется с марта 1998 года. Обводненность на дату анализа составляла 81,0 %.

Из горизонта J₂-II добыто 2 % от всей добытой на месторождении нефти. Эксплуатация данного горизонта началась также с января 1998 года. Обводненность продукции на 01.01.2018 год составила 79,0%. Действующий фонд скважин составляет 4 ед.

Из горизонта J₂-III добыто 1,9 % всей добытой на месторождении нефти. Эксплуатация данного горизонта началась с января 1998 года. Обводненность продукции на 01.01.2018 год составила 71,0 %. Действующий фонд скважин составляет 3 ед.

Горизонт J₂-IV разрабатывается с января 1998 года. Добыча этого горизонта составила 2,6 % от накопленной добычи по месторождению, текущая обводненность - 80,0 %. На 01.01.2018 года действующий фонд составил 5 ед.

Из горизонта J₂-V добыто 0,506 млн.барр нефти или 2 % всей добытой на месторождении нефти. Эксплуатация этого горизонта началась с января 1998 года.

Обводненность продукции на 01.01.2018 год составила 85,0 %. Действующий фонд скважин составляет 2 ед.

Юго-Восточное крыло. Горизонт РТ стал разрабатываться с декабря 2013 года. Накопленная добыча 0,022 млн.барр или 0,1% от накопленной добычи по нефти.

Месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления. На горизонтах систему ППД стали вводить на неокомских горизонтах с августа 2004 года, на юрских горизонтах с декабря 1999 года.

Закачка воды в пласт началась на юрских горизонтах с декабря 1999 года, на аптских в октябре 2001 года, на неокомских горизонтах с августа 2004 года. Скважины переводятся в нагнетательный фонд из добывающего фонда после отработки на нефть.

Средняя приемистость скважин на данный момент составляет 261,7 м³/сут.

Всего на месторождении действуют 14 нагнетательных скважин, 11 на юрских горизонтах, два на Аптских горизонтах и 1 на Неокомском горизонте.

Накопленная добыча газа на дату анализа составила 111,78 млн.м³. Газовый фактор по месторождению в целом – 32,4 м³/т. Весь добытый попутный газ месторождения Матин используется на собственные нужды (ГПЭС, печи подогрева, дежурная горелка, котельная) и выработку электроэнергии.

На рисунке 3.1 представлен график динамики основных технологических показателей с начала разработки.

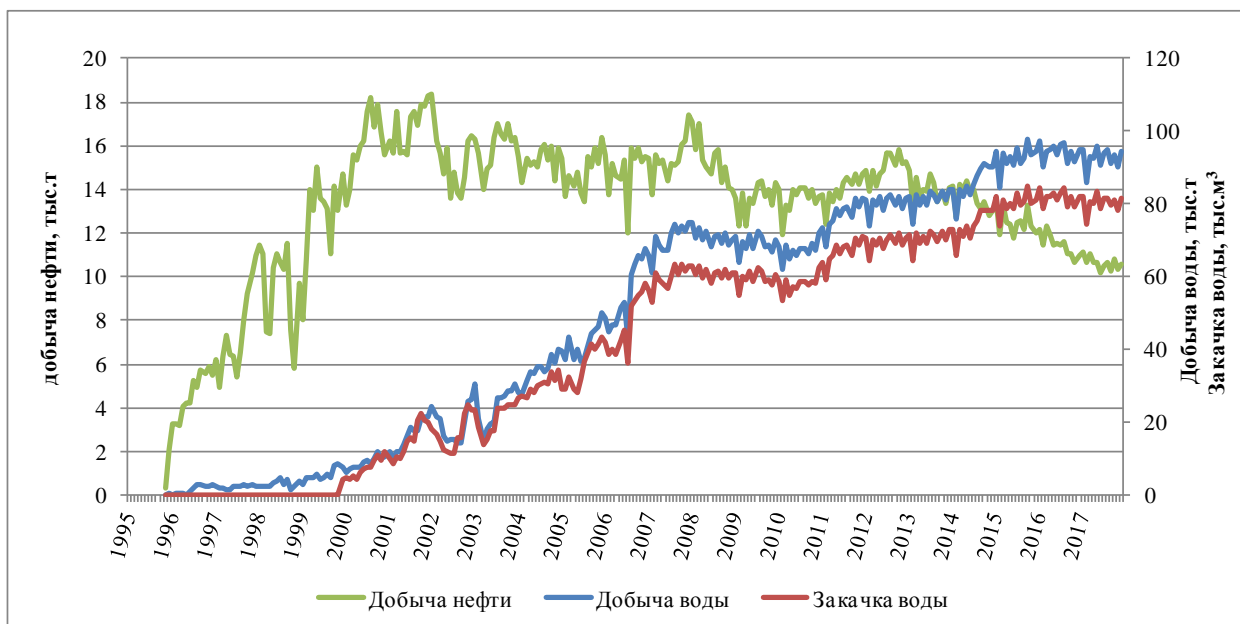


Рисунок 3.1 - Месторождения Матин. Динамика основных технологических показателей с начала разработки

3.2 Месторождение Кара-Арна

Месторождение было открыто в 1956 г. Месторождение вступило в эксплуатацию в 1964 году, промышленная разработка начата в 1974 году.

За весь период разработки максимальная добыча нефти была достигнута в декабре 2008 года и составляла 0,14 млн.барр. С начала разработки в целом по месторождению было добыто – 50,78 млн.барр нефти.

По состоянию на 01.01.2018 г. пробуренный фонд скважин составлял 213 единиц, из них: добывающих - 165, нагнетательных – 15, в наблюдательном фонде – 8, в консервации – 1, ликвидированных – 21, водозаборных - 3. Эксплуатационных действующих скважин 165 ед. По технологии ОРЭ (одновременно-раздельная эксплуатация) работают 5 скважин – 117, 153, 154, 157, 160.

На месторождении Кара-Арна добыча нефти ведётся механизированным способом (СШНУ, ВШНУ) из скважин, разрабатывающих сеноманский, альбский и аптский горизонты. Работа скважин осложняется тем, что нефти сеноманского, альбского, и аптского продуктивных горизонтов содержат смолы – до 23%, асфальтены – до 3,7%, парафин – до 1,5%. Кроме того, нефть обладает высокой вязкостью – до 373 мПа*с.

На составления отчета среднесуточный дебит одной скважины по нефти составляет 26,0 барр/сут, при обводненности 87,0 %.

Из общего объема добытой на месторождении нефти: из сеноманского горизонта извлекли 14,6 %, из альбского горизонта – 9,9 %, из аптского горизонта – 75,5 %.

Основным горизонтом по содержанию объема добытой нефти (75,5 %) является аптский горизонт. Эксплуатация залежи начата в 1964 г. скважиной 25. Добыча безводной нефти на аптском горизонте осуществлялась до 1973 г., после чего обводненность постепенно увеличивалась и в 1995 г. достигла 80 %. Максимальный годовой отбор нефти по III объекту был достигнут в августе 1987 г. в объеме 0,11 млн.барр. На дату анализа фонд действующих добывающих скважин составлял – 46 ед., накопленная добыча нефти составляла 38,33 млн.барр. Обводненность продукции с годами увеличивалась, и за 2017 г. составила 89,5 %. Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти на дату анализа составляет 26,0 барр/сут.

Эксплуатация альбского горизонта начата в 1972 году скважиной 4. В октябре 2011 г. был достигнут максимальный уровень добычи нефти 0,02 млн.барр. На дату анализа действующий фонд добывающих скважин составляет 33 ед., накопленная добыча нефти – 5,03 млн.барр. Среднесуточный дебит нефти по данному горизонту составлял 20,8

барр/сут, при обводненности 89,3 %.

Разработка сеноманского горизонта начата в январе 1994 г. с вводом добывающих скважин 313, 320. Максимальная добыча нефти достигнута в августе 2008 года - 0,06 млн.барр, что связано с активным разбуриванием данной залежи и вводом в эксплуатацию новых добывающих скважин. На дату составления отчета из сеноманского горизонта с начала разработки месторождения отобрано 7,42 млн.барр нефти при среднесуточном дебите нефти 26,7 барр/сут. Обводненность нефти составила 83,8 %. Фонд действующих добывающих скважин составлял 92 ед.

С целью поддержания пластового давления, закачку воды начали в мае 1986 г. с вводом одной нагнетательной скважины 115 на аптском горизонте, на сеноманском горизонте - 2008 г. скважиной 61, в сентябре 2011 г. - в нижнеальбском горизонте скважиной 23. На дату анализа действующий нагнетательный фонд составлял 14 скважин, из них 4 скважины осуществляют закачку на сеноманский горизонт, 1 скважина – на нижнеальбский, 10 скважин – на аптский. Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины составляет 300,0 м³/сут. Накопленная закачка воды составила 21895,0 тыс.м³.

Динамика основных технологических показателей с начала эксплуатации представлена ниже на рисунке 3.2.

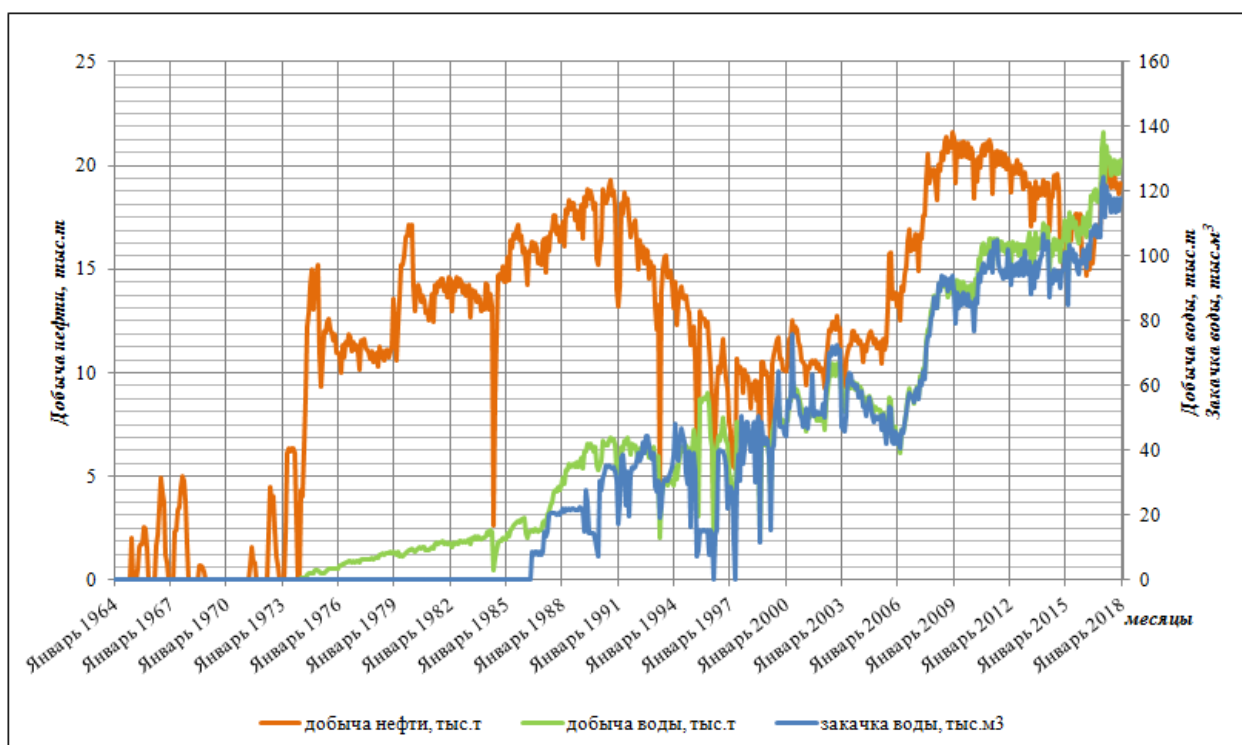


Рисунок 3.2 - Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей с начала эксплуатации

3.3 Месторождение Кокарна Восточная

Месторождение было открыто в 1978 году. Пробная эксплуатация месторождения началась в 2001 году. С 2006 года месторождение находится в промышленной эксплуатации. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2018 год составила 12,35 млн.барр нефти из горизонтов II-J₂, ШБ-J₂, II-T, III-T.

Из 51 пробуренной на месторождении скважины в эксплуатационном фонде числятся 30, все действующие. Все скважины действующего добывающего фонда эксплуатируются механизированным способом, и оборудованы электроцентробежными насосами (УЭЦН) и штанговой-глубинной насосной установкой (ШГНУ).

Наибольший среднесуточный объем добычи был достигнут в октябре 2014 года, и составил 3847,68 барр в сутки, действующий фонд скважин составил 31 ед.

Наиболее продуктивным является горизонт II-T, эксплуатация которого началась в январе 2001 года, за весь период эксплуатации было добыто 71,8% накопленной нефти. По состоянию на 01.01.2018 год на данном горизонте работают 23 скважины. Средняя обводненность продукции составляет - 87,2%, среднесуточный дебит нефти одной скважины составил 55,44 барр/сут.

Вторым по производительности является горизонт II-J₂. Из него добыто 23,1% всей добытой на месторождении нефти. Эксплуатация данного горизонта началась также с января 2001 года. Обводненность продукции на 01.01.2018 год составила 83,7%. Действующий фонд скважин составляет 5 ед., среднесуточный дебит одной скважины 63,36 барр/сут.

В 2014 году на месторождении проведены работы по опробованию горизонта ШБ-J₂. В ходе чего были получены промышленные притоки нефти из скважин 43, 47, 44, 61, 62. Высокий дебит по нефти был получен из скважин 47,61 - 180 барр/сут.

Горизонт ШБ-J₂ стал разрабатываться в октябре 2015 года после утверждения в компетентных органах отчета «Дополнения №2 к Технологической схеме...», который был составлен на основании «Пересчета запасов нефти и растворенного газа по юрским горизонтам по состоянию на 01.11.2014 г.», в результате чего запасы по данному горизонту перешли из категории C₂ в C₁ (по применяемой в Казахстане методике подсчета запасов). На данный момент действующий фонд на данном объекте составляет 2 ед. Накопленная добыча нефти 0,44 млн.барр или 3,6% от накопленной добычи по всему месторождению. Обводненность продукции на данном объекте составила 93,7%, среднесуточный дебит по нефти 39,6 барр/сут.

Закачка воды в пласт началась на юрских горизонтах с ноября 2008 года. Скважины были переведены в нагнетательный фонд из добывающего после отработки на нефть. Закачка за весь период составила 3032,2 тыс.м³.

На триасовых горизонтах система ППД стала вводиться в ноябре 2009 года. За весь период было закачено 1500,1 тыс.м³ воды.

Всего на месторождении действуют 8 нагнетательных скважин, 5 на горизонте П-₂, и 3 на горизонте П-Т.

Средняя приемистость скважин на данный момент составляет 194,8 м³/сут.

Газ на месторождении добывается в небольшом количестве и полностью расходуется на собственные нужды промысла. За весь период эксплуатации месторождения было добыто 26,713 млн.м³ газа. Газовый фактор по месторождению составляет 9,7 м³/т.

Динамика технологических показателей представлена ниже на рисунке 3.3.

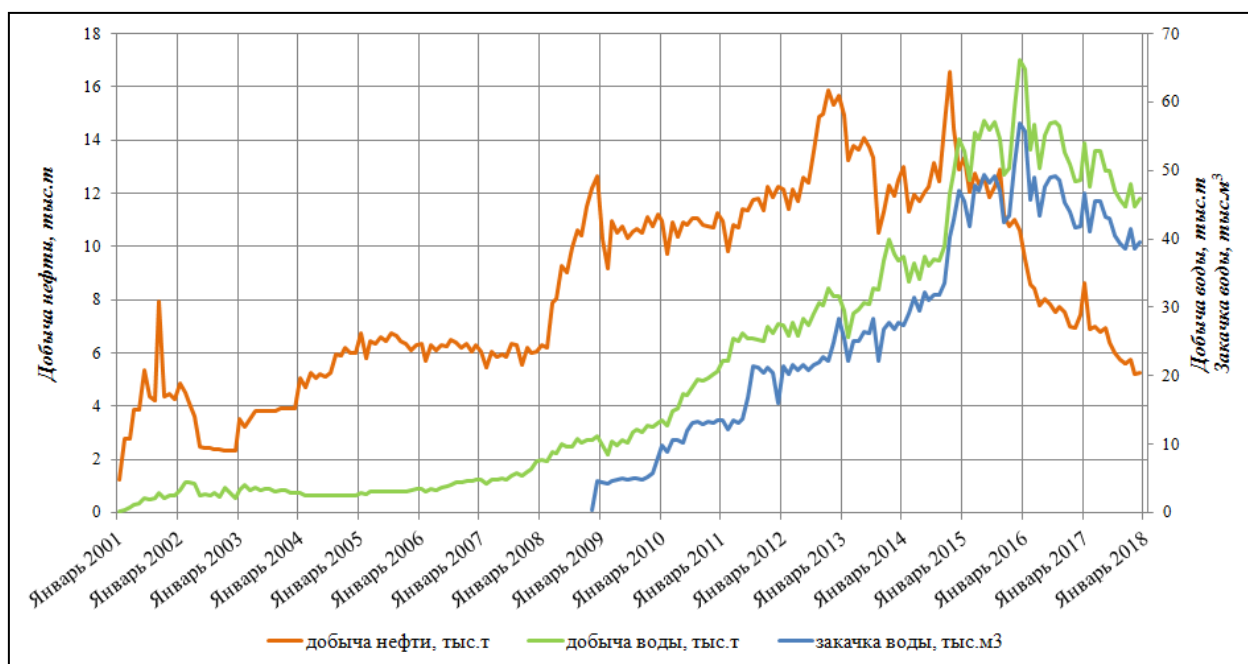


Рисунок 3.3 - Месторождения Кокарна Восточная. Динамика основных технологических показателей с начала разработки

4. ПЛАН ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗБУРИВАНИЯ

План по бурению скважин был составлен согласно системе разработке, утвержденной в действующем проектом документе. К каждому месторождению был подобран индивидуальный подход в зависимости от истории разработки и добывных возможностей, количества действующих скважин и геологических запасов.

В условиях уменьшающихся отборов нефти при постоянном снижении дебита скважин, вследствие выработки запасов нефти и обводнения фонда добывающих скважин, проблема сохранения достигнутого уровня добычи нефти с наименьшими затратами для месторождений АО «Матен Петролеум» приобретает особо важное значение. С целью решения данных задач на каждом месторождении были запланированы работы по бурению скважин и проведению ГТМ.

4.1 Месторождение Матин

Действующим проектным документом, является «Дополнение №3 к Уточненному проекту разработки месторождения Матин», защищенный на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке в 2015 г.

Согласно данного отчета, на месторождении планировалось пробурить 3 скважины, для того чтобы ввести в эксплуатацию горизонт РТ Юго-Восточного поля Восточного крыла. Также запланировано вывести из консервации 2 скважины. Остальные горизонты месторождения разбурены по достаточно плотной сетке, и не требуют дополнительного бурения. Таким образом утвержденный план по бурению был применен и в настоящем отчете. Скважины бурятся на площади, оцененной по категории Р2. При прогнозе добыче по категории запасов Р1 данные скважины не участвуют.

Для того, чтобы использовать весь потенциал имеющихся на месторождении эксплуатационных скважин, предусмотрены ГТМ по переводу 4 добывающих скважин на вышележащие горизонты. В 2016 году планируется перевести под нагнетание 2 добывающие скважины, находящиеся в бездействии, также с 2017 г. по 2019 г., включительно, планируется переводить по одной скважине из добывающего фонда в фонд ППД для доформирования площадной системы разработки.

Таким образом, пятилетний план по бурению скважин предусматривает вывод из консервации скважины 7М, а также бурение 16 новых проектных скважин. Ежегодно на

месторождении планируется проводить 30 работ КРС/ПРС, включающие себя дострел, перестрел, перевод под нагнетание, вывод скважин из консервации.

4.2 Месторождение Кара-Арна

В действующем проектом документе «Дополнение №3 к Уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна» бурение проектных скважин было запланировано с удельной на скважину плотностью сетки 4 га/скв.: в количестве 14 ед. Фактически запланированные в 2017 г. на дату анализа пробурены 2 добывающие скважины (472, 473).

В настоящем отчете для того, чтобы уплотнить имеющуюся сетку скважин, план по бурения скважин был дополнен 28 добывающими скважинами. Разбуривание месторождения осуществляется вертикальными и горизонтальными скважинами. Ориентация сетки расположения скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии залежей. В итоге количество проектных добывающих скважин возросло до 40 ед., из них 7 ед. – горизонтальные, 33 ед. - вертикальные. Большую часть проектного фонда скважин (82 %) предусмотрено расположить на неразбуренных участках Южного поля. Проектная глубина новых скважин по вертикали варьирует от 550 до 1150 м.

С целью повышения технико-экономической эффективности разработки за счет совмещения эксплуатационных объектов и осуществления при этом, посредством специального оборудования, контроля и регулирования процесса в скважинах (15 ед.) предусматривается одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ).

Предусматривается на основных объектах для оптимизации и укрепления сложившейся системы ППД с приконтурным заводнением путем перевода 4 добывающих скважин под закачку воды после отработки их на нефть.

Также рассматриваются геолого-технические мероприятия направленные с реабилитацией существующего фонда скважин. Это выводы из бездействия, переводы на другие объекты, применение технологии ОРЭ, выводы из ликвидации, консервации, переводы скважин в другие категории, изоляции обводненных интервалов, капитальные и подземные ремонты скважин и т.д. Запланированы различные ГТМ в количестве 40 работ по КРС/ПРС ежегодно.

4.3 Месторождение Кокарна Восточная

План по бурению месторождения на ближайшие пять лет был разработан согласно системе разработки, утвержденной в проектом документе «Дополнение №2 к Технологической схеме разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.06.2015 г. Однако количество скважин и их местоположения были согласованы и утверждены заказчиком, согласно их внутреннего плана по бурения и бюджета.

В настоящем отчете проектные скважины были заложены на площадь, запасы которой оценены по категории Доказанные неразрабатываемые (PUD) и Вероятные (P2). В итоге утвержденный план по бурению скважин был дополнен 19 новыми проектными скважинами для достижения пересчитанного в рамках данной работы КИН (коэффициент извлечения нефти).

Разбуривание месторождения начнется с 2018 года. Темп бурения скважин показан в таблице 4.1.

Разбуривание месторождения Кокарна Восточная осложнено тем, что оно подтопляется нагонными водами, бурение ведется в пределах насыпной дамбы, что не дает охватить периферийные зоны за пределами дамбы. Для того, чтобы охватить эти зоны, нужно бурить наклонно-направленные скважины или досыпать дамбу. Проектная глубина новых скважин 2800 метров, скважины заложены на горизонты II-T, ШБ-J₂.

На месторождении также планируется доформировать сложившуюся систему ППД, переводом после отработки на нефть добывающих скважин под нагнетание в количестве 4 ед.

КРС/ПРС включают себя геолого-технические мероприятия по дострелу перестрелу, изоляции водоносных пропластков для снижения обводненности, перевод скважин из добывающего фонда в нагнетательный, ввод скважин из консервации, работы по интенсификации добычи и смене режима скважин. Ежегодно на месторождении предусматривается проводить 20 работ КРС/ПРС.

План бурения скважин и количество ПРС/КРС по всем трем месторождениям представлены в таблице 4.1.

ПЛАН ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗБУРИВАНИЯ

Таблица 4.1 План по бурению скважин

	Матин				
	Бурение	Перевод скважин с др. горизон-тов	Перевод скважин под нагнет	Ввод из консервации	КРС/ПРС
2018	13	0	2	1	29
2019	13	1	5		29
2020	12	1	2		30
2021	9	0	2		30
2022	6				30

Продолжение таблицы 4.1

год	Кара-Арна								
	всего	Бурение скважин добывающие				Ввод из ликвид.	ОРЭ	Перевод скважин под нагнет	КРС/ПРС
		К _{2с}	К _{1а1}	К _{1а2}	К _{1а}				
2018	9	466, 474, 475Н, 476Н	164		165, 168, 166Н, 167Н		3	1	40
2019	7	480, 481	169Н, 170Н, 171Н, 177	R-11	172	1	3	1	40
2020	7	482, 483	178	R-12, R-13	173		2	2	40
2021	6	484, 485	179,180	R-14	174		2		40
2022	3	486, 487	181				2		40
2023	3	488, 489	182				1		40
2024	3		183,184, 185				1		40
2025	2		186, 187				1		40

Продолжение таблицы 4.1

Год/категория	Кокарна Восточная					
	Бурение скважин				Перевод скважин под нагнет	КРС/ПРС
	всего		П-Т			
	PUD	P1	PUD	P1		
2018	2	1	2	1	1	20
2019	3	1	3	1	1	20
2020	4	2	4	2	1	20
2021	4	0	4	0	1	20
2022	2	0	2	0	1	20

На рисунках 4.1-4.11 представлены карты расположения проектных скважин по месторождениям Матин, Кара-Арна, Кокарна Восточная, соответственно.

По всем трем месторождениям был произведен расчет минимальной эффективной толщины для заложения проектных скважин по формуле (1):

$$h_{\min} = \frac{h_{\text{эф}}^{\text{ВНЗ}}}{\left(1 + \frac{(A_2 * \mu_v * \gamma_n)}{((1 - A_2) * \mu_n * \gamma_v * b_n)}\right)} \quad (1)$$

где h_{\min} – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, м;

$h_{\text{внз}}$ – средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м;

A_2 – предельная обводненность добываемой продукции, принятая равной в пределах 0,95-0,98 доли ед.;

μ_w – вязкость воды, мПа*с;

γ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³;

μ_n – вязкость пластовой нефти, мПа*с;

γ_w – плотность воды в поверхностных условиях, г/см³;

b_n – объемный коэффициент, доли ед.

Величина h_{\min} была определена с учетом текущего состояния разработки и обводнения продуктивных залежей, минимальная нефтенасыщенная толщина для расположения проектных скважин составляет не менее 4 м для всех объектов исследуемых месторождений.

Восточное крыло. Горизонт Ne-I.

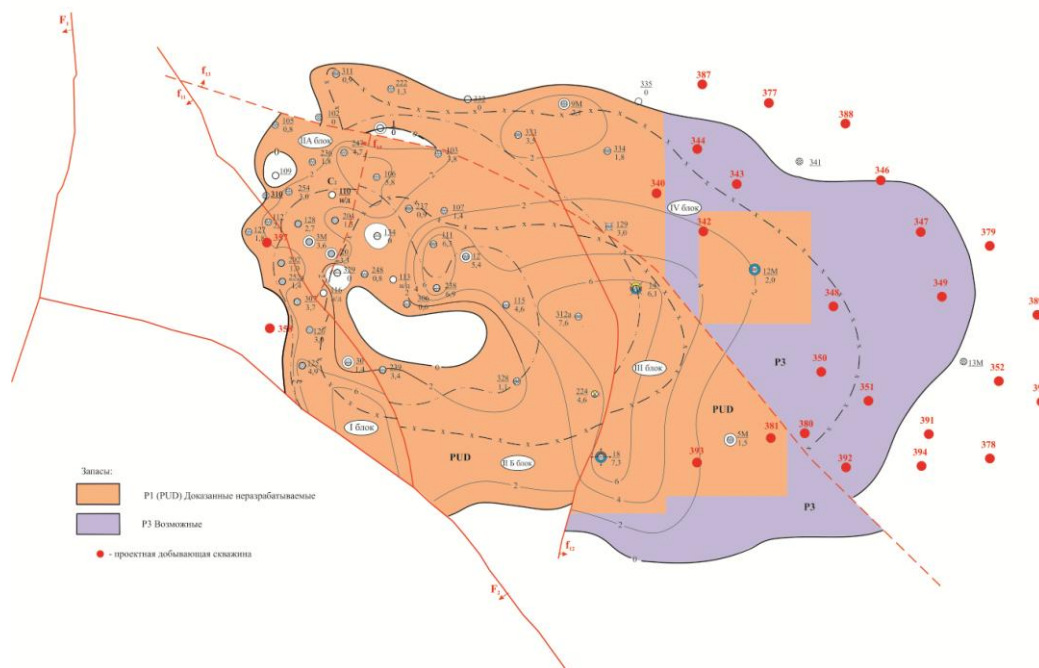


Рисунок 4.1 – Месторождение Матин. Восточное крыло, горизонт Ne-I

ПЛАН ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗБУРИВАНИЯ

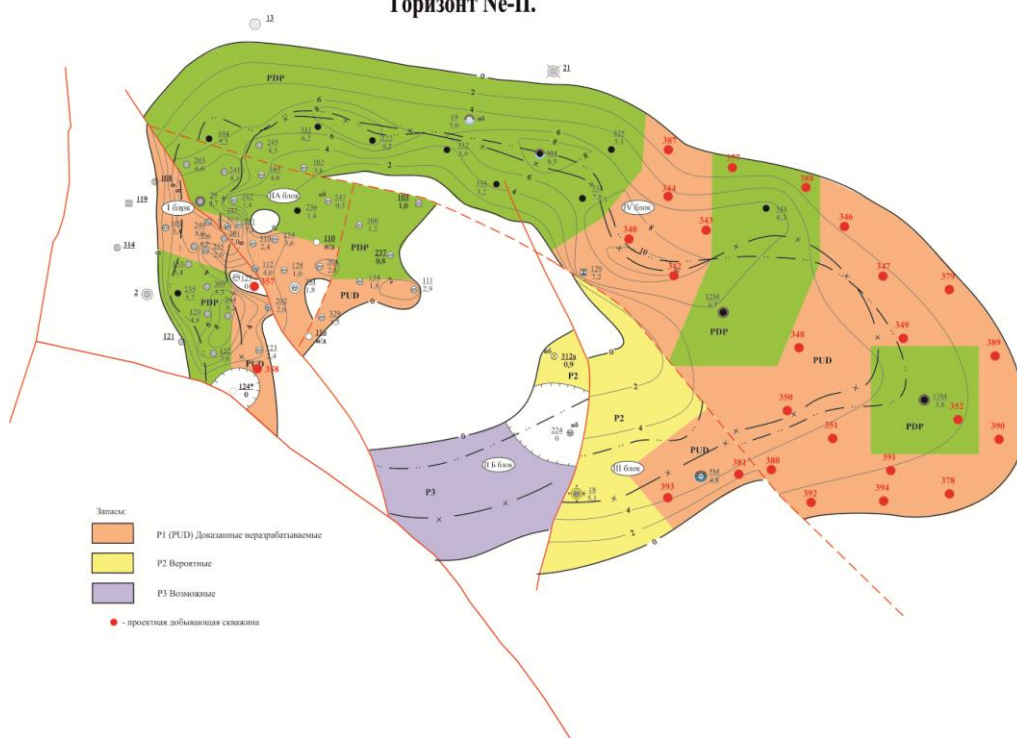
Восточное крыло.
Горизонт Ne-II.

Рисунок 4.2 – Месторождение Матин. Восточное крыло, горизонт Ne-II

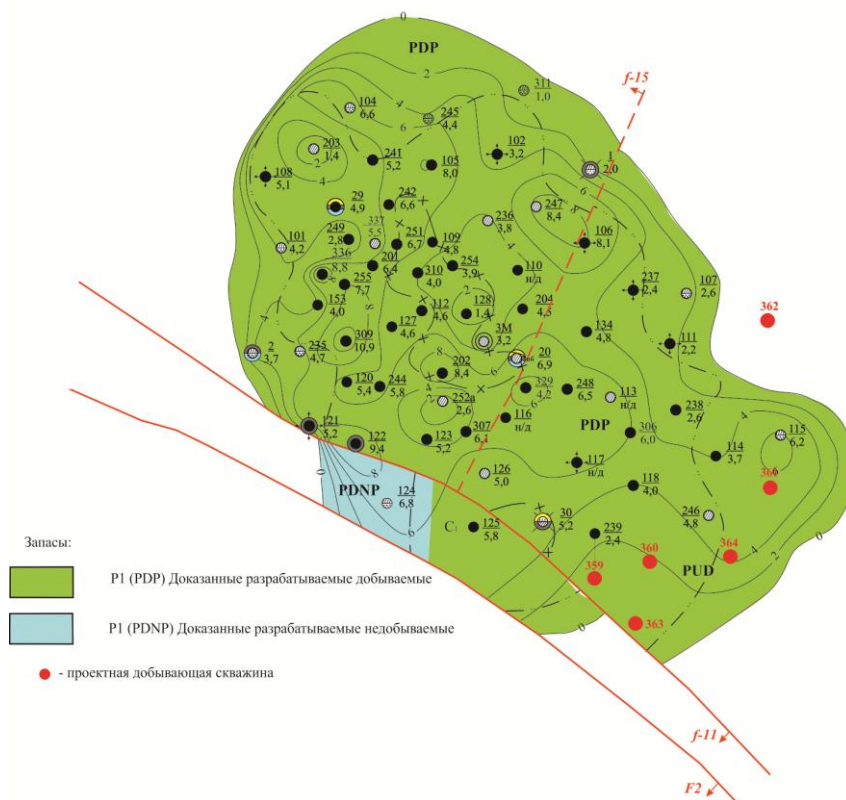
Восточное крыло.
Горизонт III-J.

Рисунок 4.3 – Месторождение Матин. Восточное крыло, горизонт J2-III

Восточное крыло. Горизонт V-J₂.

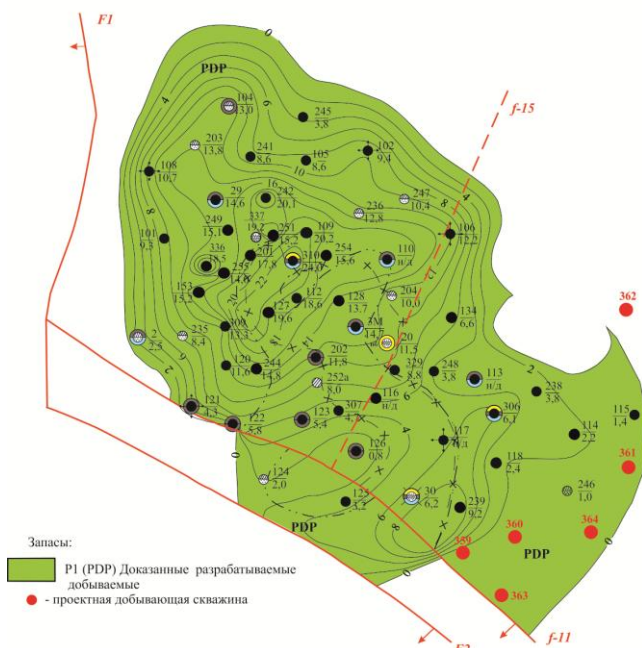


Рисунок 4.4 – Месторождение Матин. Восточное крыло, горизонт J2-V

Восточное крыло. Горизонт VI-J₂.

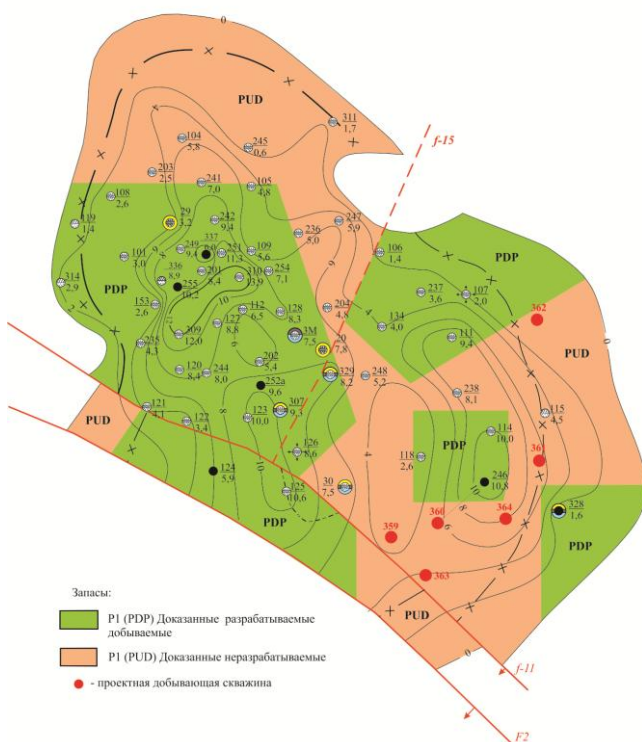
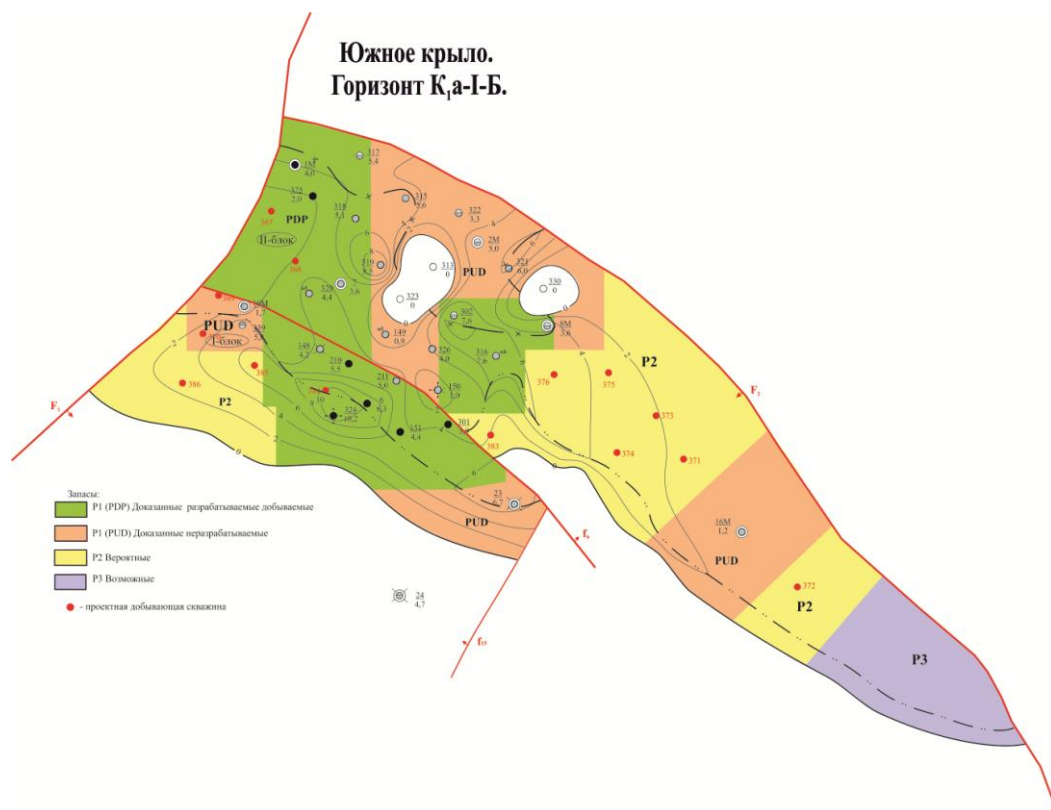
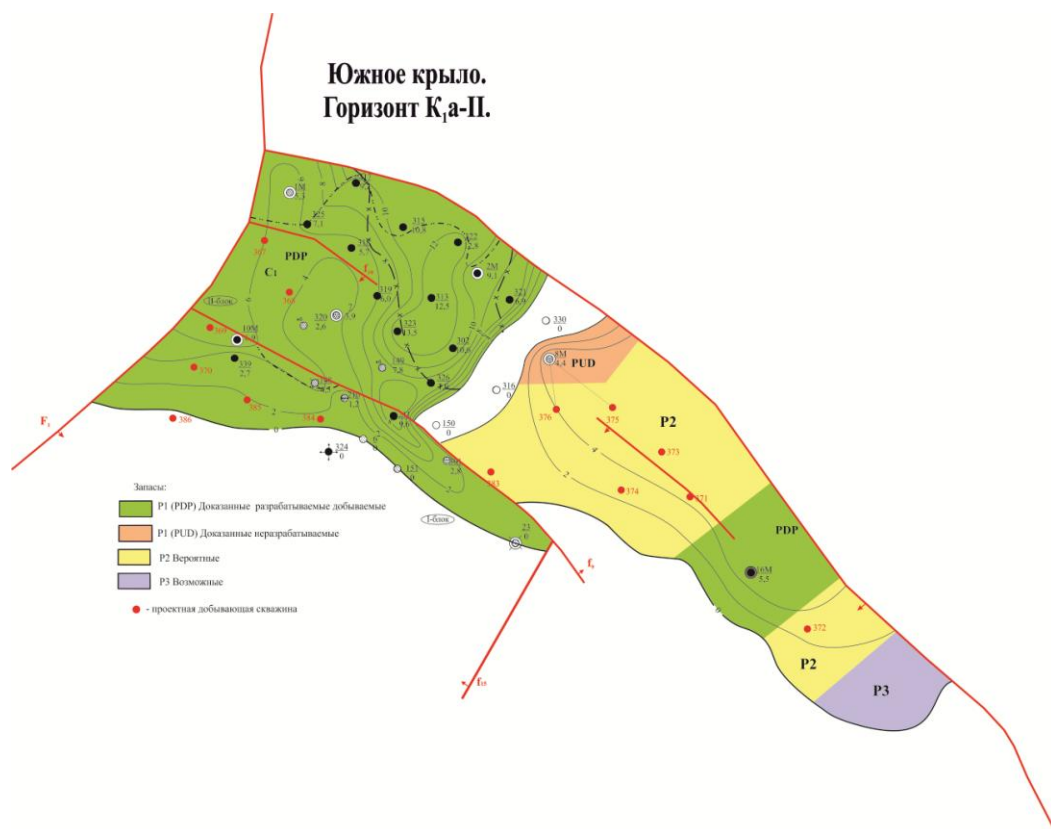


Рисунок 4.5 – Месторождение Матин. Восточное крыло, горизонт J2-VI

Рисунок 4.6 – Месторождение Матин. Южное крыло, горизонт К₁-I-BРисунок 4.7 – Месторождение Матин. Южное крыло, горизонт К₁-II

Северо-западное крыло. Горизонт V-J₂



Рисунок 4.8 – Месторождение Матин. Северо-западное крыло, горизонт J2-V.

Юго-восточное поле Восточного крыла. Горизонт PТ.

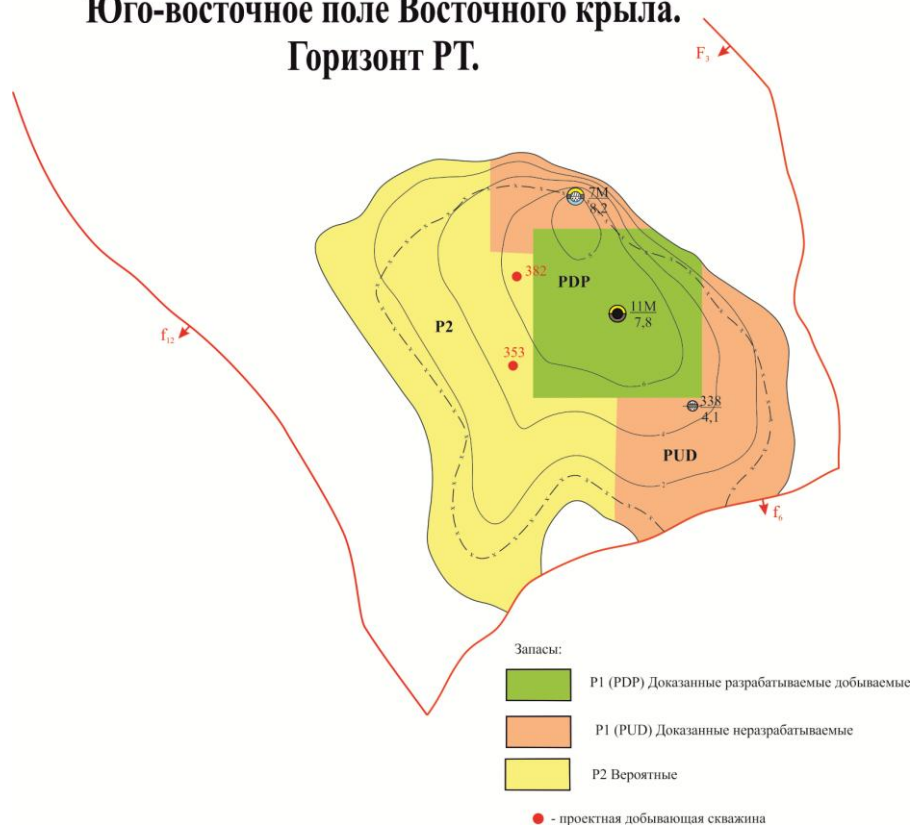


Рисунок 4.9 – Месторождение Матин. Юго-восточное поле Восточного крыла, горизонт PТ

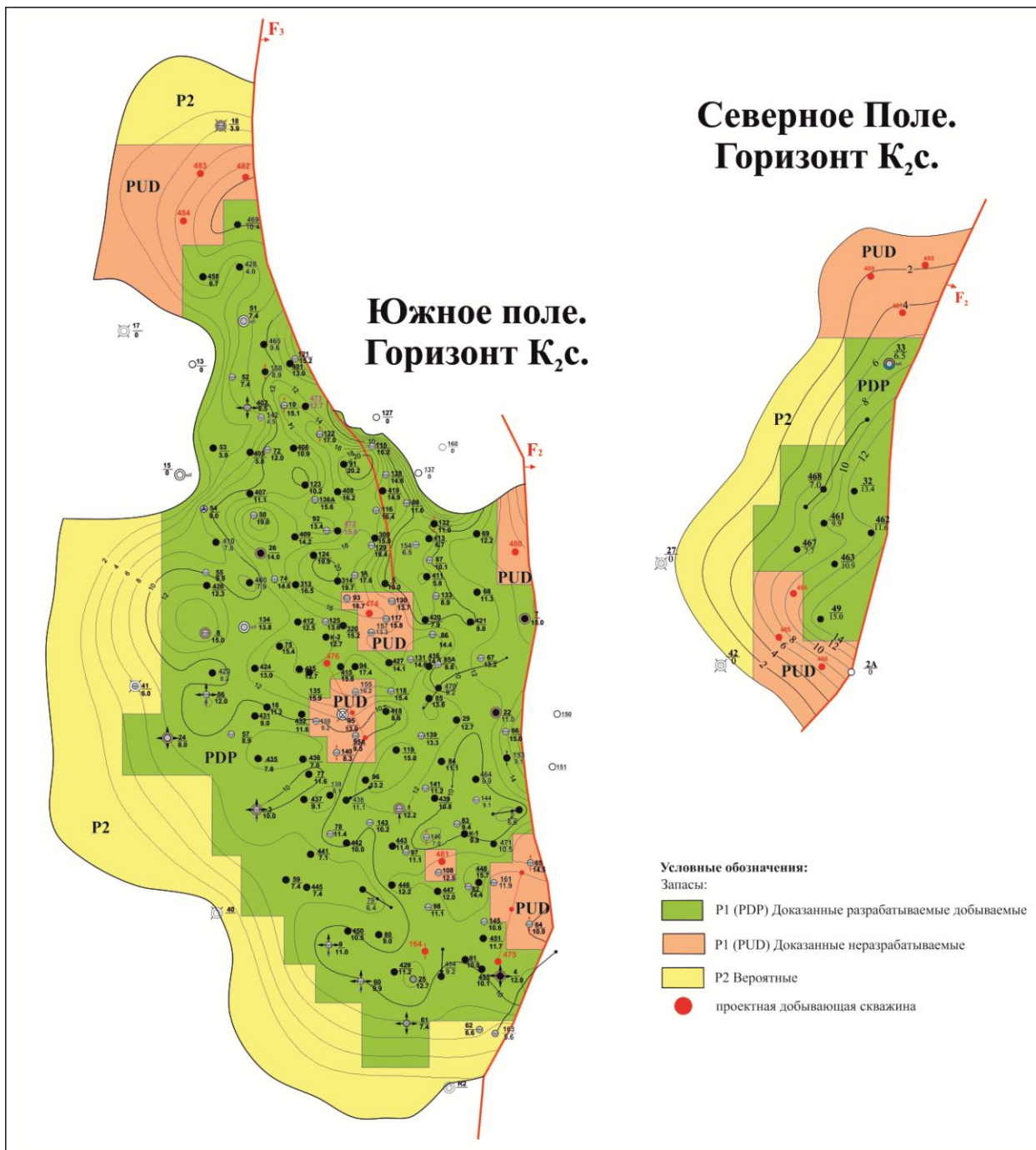


Рисунок 4.10 - Месторождение Кара-Арна. Схема расположения проектных скважин

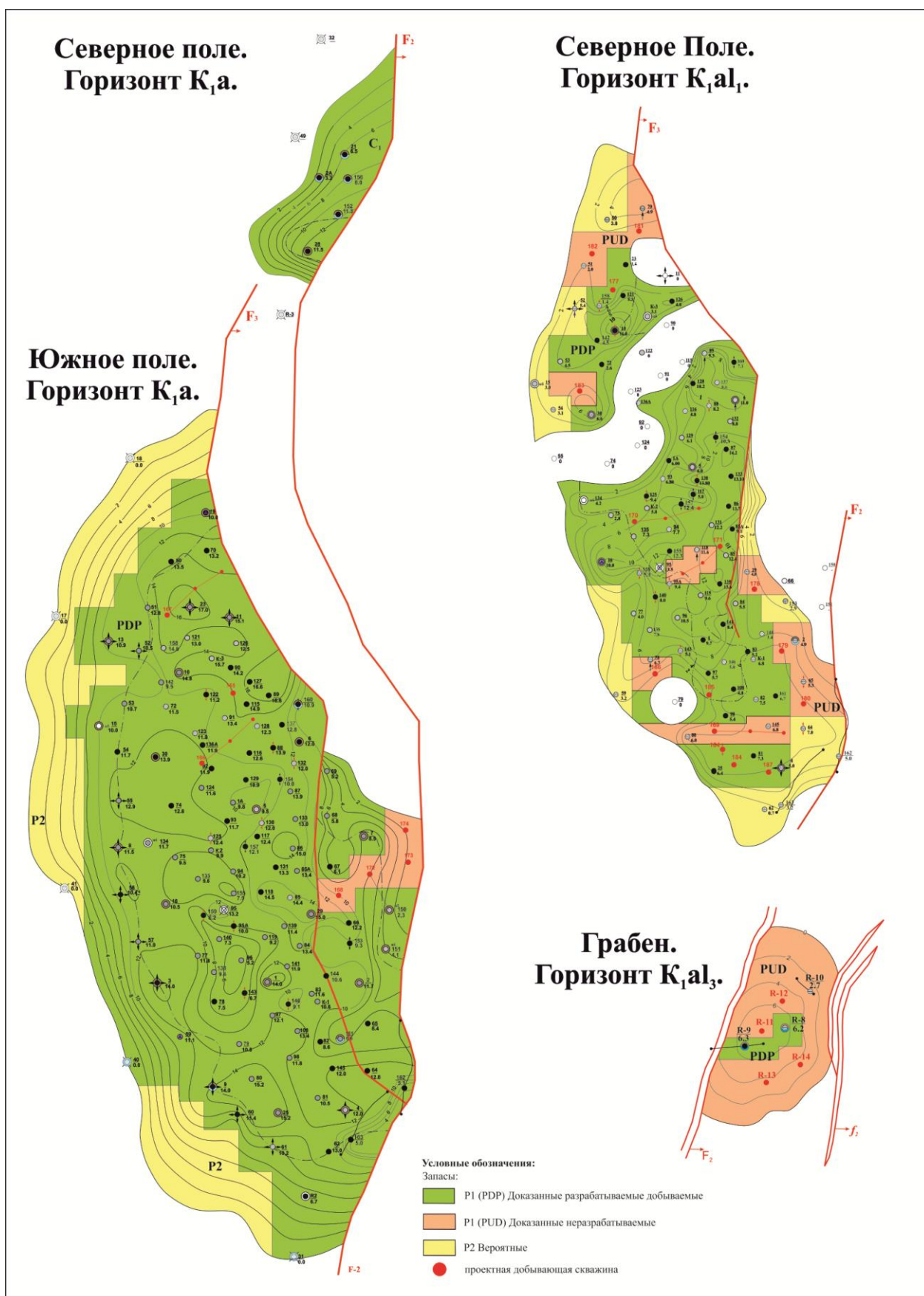


Рисунок 4.11 - Месторождение Кара-Арна. Схема расположения проектных скважин

ПЛАН ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗБУРИВАНИЯ

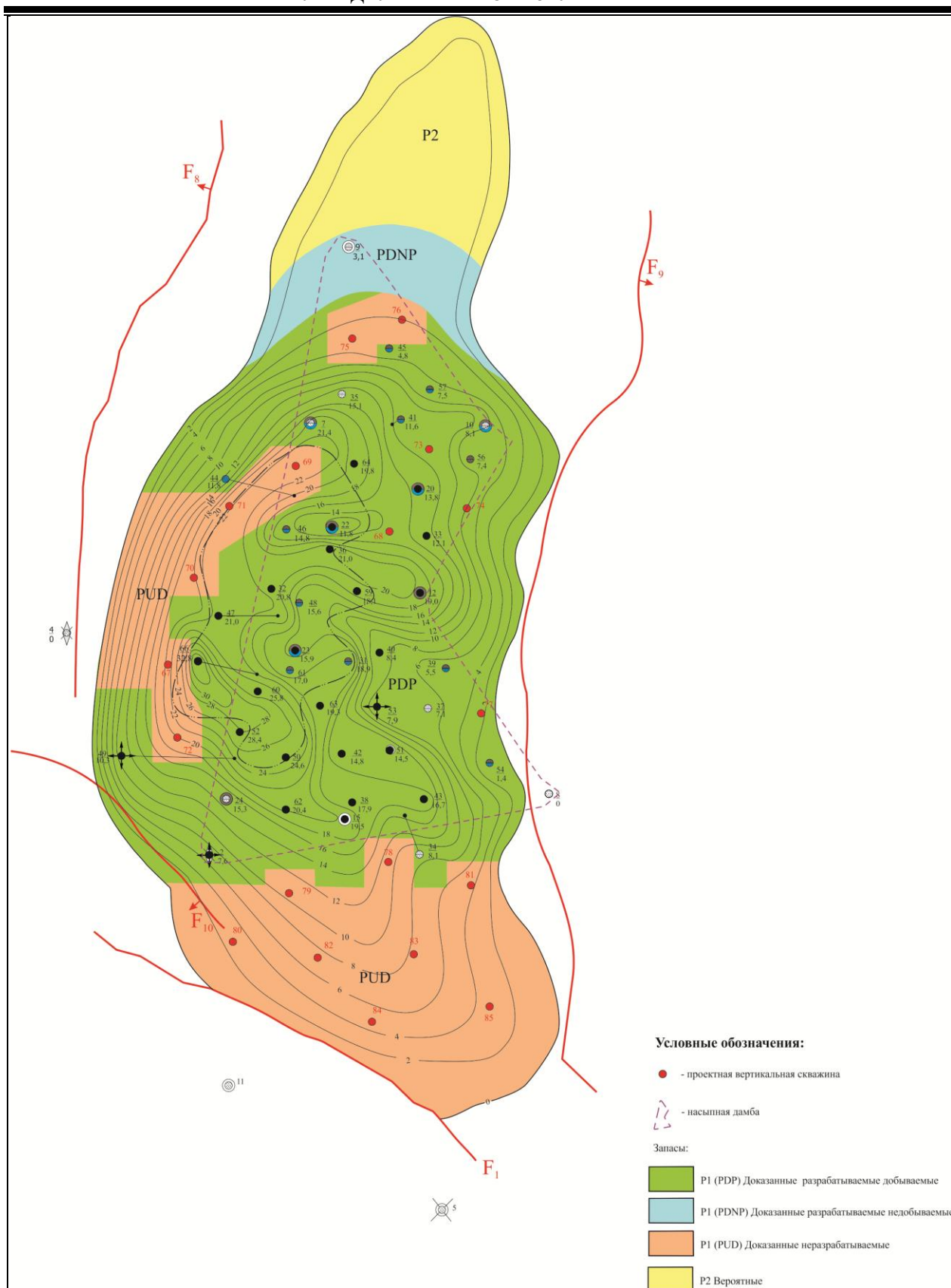


Рисунок 4.12 - Месторождение Кокарна Восточная. Схема расположения проектных скважин

5 ПРОГНОЗ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

5.1 Коэффициент извлечения нефти

Для оценки извлекаемых запасов нефти при реализации системы заводнения была использована эмпирическая покоеффициентная методика, основанная на использовании соотношения:

$$K_{\text{но}} = K_1 * K_2 * K_3$$

где:

- K_1 – коэффициент сетки скважин – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения добывающих и нагнетательных скважин;
- K_2 – коэффициент вытеснения нефти закачиваемым агентом в микрообъеме пласта при достаточно большом объеме прокачиваемого агента, принят по результатам лабораторных исследований керна;
- K_3 – коэффициент заводнения – коэффициент использования подвижных запасов нефти.

Для определения K_1 применялись следующие формулы:

$$K_1 = K_1' \times K_1''$$

$$K_1' = 1 - \left(\frac{h_{\text{н.мин}}}{h_{\text{ВНЗ}}} \right)^2$$

$$K_1'' = e^{-m_p \times \frac{w^2}{d^2} \times S'}$$

В этих формулах

- K_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон.

Часть геологических запасов нефти пластов с нефтенасыщенной толщиной меньшей минимальной величины ($h_{\text{н.мин}}$), принятой по соображениям экономического характера в размере 4 м по всем месторождениям, не будет разбурена и введена в разработку.

K_1'' – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов;

m – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами.

w – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

S' – площадь на одну скважину, км².

Коэффициент охвата процессом вытеснения или коэффициент использования подвижных запасов нефти - K_3 показывает возможную долю отбора подвижных запасов нефти. При этом коэффициент охвата процессом вытеснения напрямую зависит от V^2 - расчетной послойной неоднородности пластов, соотношения вязкости нефти и воды, системы размещения скважин и расчетной предельной доли агента A , которая в свою очередь зависит от A_2 – весовой предельной доли агента в дебите жидкости типичной средней добывающей скважины:

$$K_3 = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot A,$$

где:

$$K_{3K} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}; \quad K_{3H} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2};$$

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2};$$

μ_0 - коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента,

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{\mu_n \cdot K_2^{1,5}}{\mu_a} \right) \cdot \frac{\gamma_a \cdot b}{\gamma_n}, \quad \mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_g} \cdot K_\phi,$$

где:

- A_2 – предельная массовая доля вытесняющего агента в продукции скважин принята равной 0,98 с учетом вязкости пластовой нефти;
- μ_0 – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях;
- V^2 – расчётная послойная неоднородность пластов;
- μ_* – соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;
- K_ϕ – фильтрационный коэффициент, учитывающий тормозящее действия остаточной нефти $K_\phi = K_2^{1,5}$;

- μ_n – вязкость нефти, мПа·с;
- μ_g – вязкость воды, мПа·с;

Предельная обводненность добываемой продукции определялась на основе экономических расчетов при достижении нулевой текущей экономической эффективности добычи нефти.

В настоящей работе оценка КИН для залежей с запасами категории P2, P3, которые ранее не разрабатывались, проведена по многомерной статистической модели В. К. Гомзикова, в которой наряду с геолого-физическими факторами (вязкость нефти, проницаемость, эффективная нефтенасыщенная толщина, коэффициент песчаности) учтены размеры водо-нефтяной зоны, температура пласта, коэффициент нефтенасыщенности и плотность сетки скважин.

$$\eta = 0,333 - 0,0089 * \mu_0 + 0,121 * \lg K_{пр} + 0,0013 * t_0 + 0,0038 * h + 0,149 * K_{п} - 0,085 * Q_{внз} + 0,173 * \beta_n - 0,00052 * S$$

где:

η – коэффициент нефтеотдачи, д.ед.;

μ_0 – относительная вязкость нефти, д.ед.;

$K_{пр}$ – проницаемость пластов-коллекторов, мкм²;

t – пластовая температура, °С;

h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$K_{п}$ – коэффициент песчаности, д.ед.;

$Q_{внз}$ – размеры водонефтяной зоны, д.ед.;

R_n – коэффициент нефтенасыщенности по данным ГИС, д.ед.;

S – плотность сетки скважин, га/скв.

Коэффициент множественной корреляции уравнения равен 0,886.

5.1.1 Месторождение Матин

Для определения коэффициента сетки были использованы значения параметра d 0,44. Доля неколлектора определялась исходя из коэффициента песчаности по каждому горизонту индивидуально: для apt-I - 0,41, для apt II - 0,46, для apt (Северо-западное крыло) - 0,19, для неокомских горизонтов - 0,35, для J2-I - 0,14, для J2-II - 0,19., J2-III - 0,48, J2-IV - 0,39, J2-V - 0,37, J2-VI - 0,37, PT - 0,34.

В апреле 2010 г. ТОО «Компания Жахан» выполнила работы по специальному изучению образцов керна отобранных из скважин 6М, 8М, 10М, 315, на основе данных

стандартного анализа и изучения распределения базовых параметров, были выбраны коллекции образцов керна для моделирования вытеснения нефти водой, меловых и триасовых отложений (рисунок 5.1). В выполненном эксперименте коэффициент вытеснения K_2 составил:

- Apt-I южного крыла - 0,483;
- Apt-II южного крыла - 0,509;
- Apt северо-западное крыло - 0,497;
- J₂-II северо-западное крыло - 0,644;
- J₂-III северо-западное крыло - 0,638;
- J₂-IV северо-западное крыло - 0,648;
- J₂-V северо-западное крыло - 0,595;
- Ne-I восточное крыло - 0,451;
- Ne-II восточное крыло - 0,509;
- J₂-I восточное крыло - 0,561;
- J₂-II восточное крыло - 0,632;
- J₂-III восточное крыло - 0,625;
- J₂-IV восточное крыло - 0,506;
- J₂-V восточное крыло - 0,570;
- J₂-VI восточное крыло - 0,579;
- PT восточное крыло - 0,479.

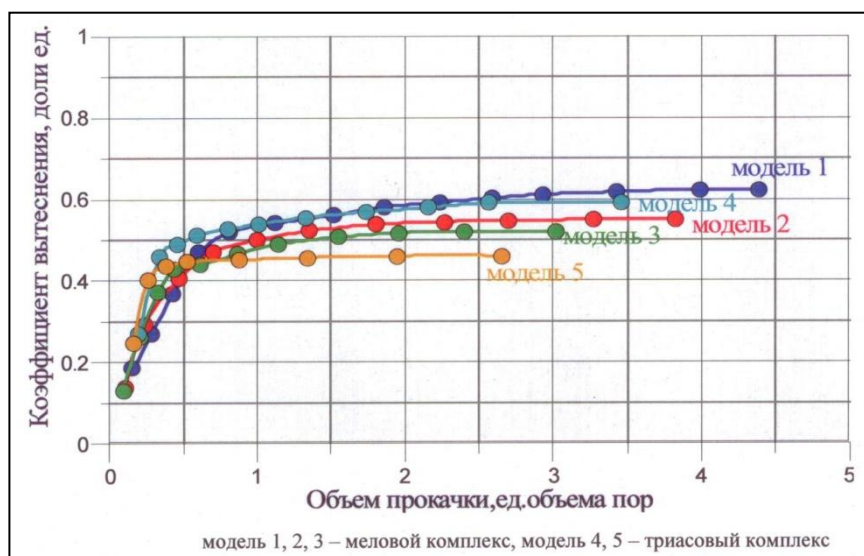


Рисунок 5.1 - Месторождение Матин. Зависимость коэффициента вытеснения от объема прокачки вытесняющей воды

В таблице 5.1 приведены результаты расчетов коэффициентов извлечения нефти (КИН) по категориям запасов.

Таблица 5.1 – Месторождение Матин. Результаты расчета КИН и извлекаемых запасов

Горизонт	Доказанные (P1)			1P	2P	3P	Доказанные (P1)			1P	2P	3P
	Разрабат.		Неразрабат.				Разрабат.		Неразрабат.			
	PDP	PDNP					PUD	PDP				
Восточное крыло												
Ne-I			0,330	0,371	0,371	0,366	0,42		3,38	3,81	3,81	4,40
Ne-II	0,432			0,237	0,245	0,246	3,65			3,65	4,03	4,11
I-J2	0,444			0,444	0,444	0,444	1,26			1,26	1,26	1,26
II-J2	0,335			0,335	0,335	0,335	2,04			2,04	2,04	2,04
III-J2	0,447			0,447	0,447	0,447	5,99			5,99	5,99	5,99
IV-J2	0,437			0,437	0,437	0,437	0,96			0,96	0,96	0,96
V-J2	0,506			0,506	0,506	0,506	7,93			7,93	7,93	7,93
VI-J2	0,334		0,225	0,295	0,295	0,295	2,99		1,12	4,10	4,10	4,10
PT-II	0,114			0,114	0,290	0,290	0,06			0,06	0,31	0,31
PT-III	0,303			0,303	0,452	0,452	0,37			0,37	1,55	1,55
Южное крыло												
K _{1a} -I-A	0,807		0,285	0,488	0,469	0,458	0,64		0,36	1,00	2,02	2,67
K _{1a} -I-B	0,446		0,385	0,418	0,439	0,433	2,19		1,59	3,78	5,02	5,10
K _{1a} -II	0,203			0,199	0,250	0,250	2,56			2,56	3,74	3,76
Ne-I					0,490	0,490	0,30			0,30	0,62	0,62
Северо-Западное крыло												
Апт	0,371			0,371	0,371	0,371	0,95			0,95	0,95	0,95
II-J2	0,507			0,507	0,507	0,507	0,52			0,52	0,52	0,52
III-J2	0,564			0,564	0,564	0,564	0,58			0,58	0,58	0,58
IV-J2	0,552			0,552	0,552	0,552	0,66			0,66	0,66	0,66
V-J2	0,514			0,514	0,514	0,514	1,31			1,31	1,31	1,31
Южное поле Восточного крыла												
PT					0,310	0,310	0,04			0,04	0,23	0,23
Юго-Восточное поле Восточного крыла												
PT	0,831		0,290	0,583	0,459	0,459	0,72		0,21	0,93	1,16	1,16
Район скв.14М												
K _{1a}						0,452						4,56
Ne						0,354						1,53
J ₃						0,356						0,05
J ₂						0,255						0,29
J ₁						0,436						0,46
PT						0,358						1,12
Итого по месторождению	0,416		0,233	0,371	0,379	0,381	36,14		6,66	42,80	48,81	58,23

5.1.2 Месторождение Кара-Арна

Для определения коэффициента сетки были использованы значения параметра d и составляет 0,5. Доля неколектора по площади обособленных пластов для I объекта составляет 0,294, для I сп объекта – 0,357, для II объекта – 0,189, для II вк объекта – 0,129, для III объекта – 0,083, для III сп объекта – 0,100.

В 2000 г. в лаборатории петрофизических исследований ТОО «КазНИГРИ» были проведены экспериментальные работы по определению коэффициента вытеснения нефти водой на керновом материале отложений сеномана, поднятом с интервала глубин 508-517 м скважины № 416 (рисунки 5.2).

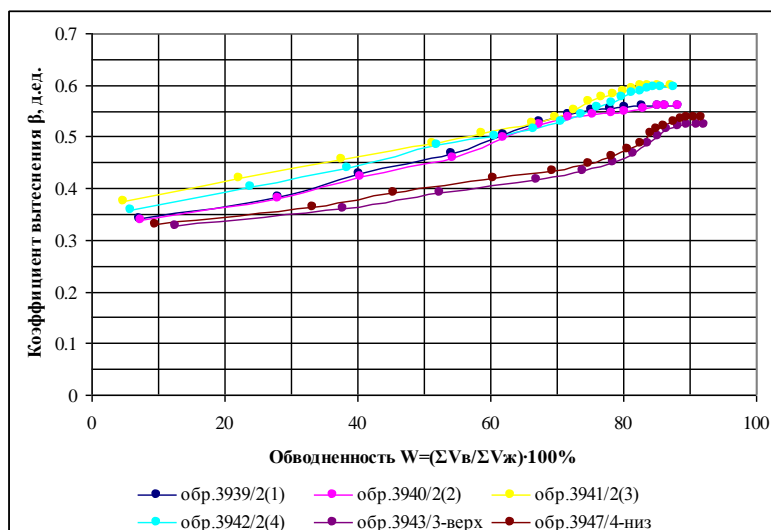


Рисунок 5.2 – Месторождение Кара-Арна. График зависимости коэффициента вытеснения от обводненности

В выполненном эксперименте коэффициент вытеснения K_2 для I объекта составил 0,6. По залежам II, Пвк, III и Шсп объектов экспериментальных исследований на керне не выполнялось. При расчете для I и II объектов приняты ранних работах представленные значения коэффициента вытеснения: 0,63 и 0,75 д.ед., соответственно. По Шсп объекту K_2 принят 0,75 д.ед. по аналогии с III объектом. По Пвк объекту K_2 был принят 0,6 д.ед. по аналогии с I объектом с учетом схожих геологических характеристик.

В таблице 5.2 приведены результаты расчетов коэффициентов извлечения нефти (КИН) по категориям запасов.

Таблица 5.2 – Месторождение Кара-Арна. Результаты расчета КИН и извлекаемых запасов

Крыло, поле	Горизонт	КИН, д.ед.					Извлекаемые запасы, млн.барр				
		Доказанные		1P	2P	3P	Доказанные		1P	2P	3P
		Разраб.	Неразраб.				Разраб.	Неразраб.			
PDP	PUD	PDP	PUD								
Западное крыло, Южное поле	K_{2c}	0,467	0,439	0,464	0,466	0,466	26,51	3,13	29,64	32,32	32,32
	K_{1a1}	0,483	0,454	0,479	0,479	0,479	8,02	1,39	9,41	10,80	10,80
	K_{1a}	0,513	0,481	0,513	0,512	0,512	40,49	0,50	40,99	43,65	43,65
Западное крыло, Северное поле	K_{2c}	0,320	0,286	0,311	0,311	0,311	2,05	0,66	2,71	3,24	3,24
	K_{1a}	0,214		0,214	0,214	0,214	0,75		0,75	0,75	0,75
Восточное крыло	K_{1a3}	0,150		0,150	0,150	0,150	0,29		0,29	0,29	0,29
Грабен	K_{2t}				0,387	0,387				1,10	1,10
	K_{1a3-A}	0,150		0,150	0,150	0,284	0,06		0,06	0,06	3,69
	K_{1a3-B}	0,250	0,183	0,210	0,210	0,243	0,18	0,18	0,36	0,36	3,76
Итого		0,474	0,404	0,468	0,468	0,444	78,35	5,86	84,21	92,57	99,60

5.1.3 Месторождение Кокарна Восточная

Значение параметра d не определялся. По опыту разработки нефтяных месторождений известно, что данный параметр изменяется от 0,3 до 0,8 км. В настоящей работе для горизонта II-J₂, ШБ- J₂ этот параметр принят равным 0,54, для горизонтов II-T и III-T - 0,4.

Доля неколлектора по объектам определенная по разрезу распространения нефтяных слоев, для горизонта II-J₂ – 0,467, для ШБ- J₂ - 0,244, для II-T - 0,249, для T-III – 0,414.

В 2003-2004 гг. в лаборатории «Повышения нефтеотдачи и физики пласта» АФ ТОО ЦТИ «КазМунайГаз» были проведены работы по лабораторному моделированию процессов вытеснения нефти водой с целью определения коэффициента вытеснения в условиях месторождения Кокарна Восточная. В качестве вытесняющего нефть агента и создания связанной воды использовались пластовые воды продуктивных горизонтов. По результатам проведенных экспериментальных работ, были построены графики, зависимости коэффициента вытеснения от объема закачки воды (рисунки 5.3).

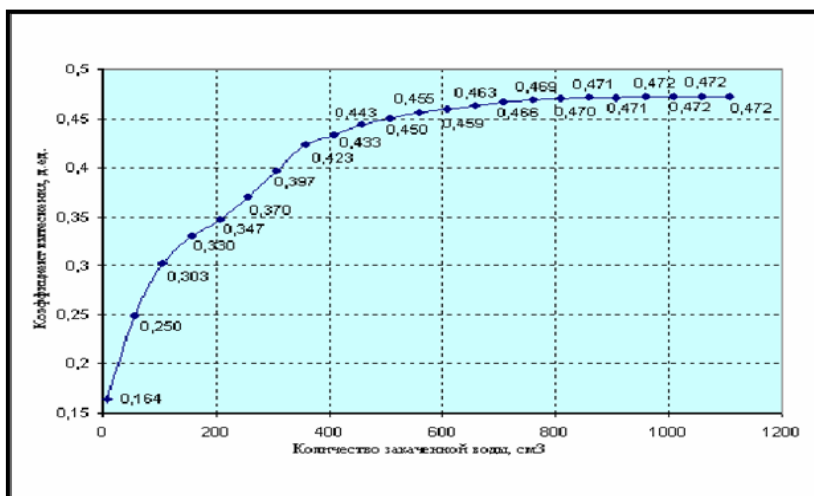


Рисунок 5.3 – Месторождение Кокарна Восточная. Кривая вытеснения водой для условий II среднеюрского горизонта

Коэффициенты вытеснения (K_2) определенные по результатам работ для II-J₂ - 0,472, для ШБ- J₂ принят по аналогии. Коэффициенты вытеснения по горизонту II-T – 0,485 д.ед, III-T по аналогии.

Значения коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр, рассчитанные по горизонтам по категориям запасов приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Месторождение Кокарна Восточная. Результаты расчета КИН и извлекаемых запасов

Горизонт	КИН, д.ед						Извлекаемые запасы, млн.барр					
	Доказанные			1P	2P	3P	Доказанные			1P	2P	3P
	Разрабатываемые		PUD				Разрабатываемые		PUD			
	PDP	PDNP		PDP	PDNP							
I-J2				0,72	0,65					0,45	0,73	
II-J2	0,58	0,51		0,77	0,59	0,64	3,30	1,08		4,38	5,29	8,03
IIIА-J2					0,84	0,84					1,60	1,60
IIIБ-J2	0,48	0,50		0,68	0,54	0,54	2,54	1,13		3,67	4,77	4,77
I-T					0,83	0,83					1,90	1,90
II-T	0,60	0,67	0,66	0,70	0,63	0,63	10,81	0,26	7,72	18,79	19,46	19,46
III-T		0,49		0,53	0,61	0,63		1,80		1,80	3,49	4,38
IVА-T						0,78						0,66
IVБ-T						0,73						0,21
V-T						0,65						0,05
подкарниз						0,29						1,02
Итого	0,575	0,505	0,655	0,582	0,625	0,618	16,65	4,27	7,72	28,64	36,96	42,81

КИН и извлекаемые запасы были рассчитаны по предоставленным на дату анализа данным, которые включают себя результаты проведенных ГТМ, применяемые методы повышения нефтеотдачи, динамику добычи, результаты проведенных геофизических и гидродинамических исследований, физико-химические исследования насыщающих коллектор жидкостей. В связи с чем авторы не исключают, что в будущем при бурении новых скважин, и при дальнейшем проведении исследований в скважинах, применении новых способах повышения нефтеотдачи - КИН, а, следовательно, и извлекаемые запасы, могут изменяться. Это говорит о том, что рассчитанный КИН не постоянная величина, зависящая от многих параметров, которые изменяются в зависимости от изученности месторождения.

5.2 Прогноз добычи

Прогноз добычи нефти по месторождениям Матин, Кара-Арна, Кокарна Восточная выполнен на основе динамики добычи за весь период разработки, анализа действующего фонда скважин.

При этом вначале прогноз добычи нефти был рассчитан для района оцененного по категории 1P. Затем с применением различных параметров истощения для категорий запасов 2P, 3P.

1P Доказанные запасы - извлекаемые запасы низкого плана, для прогноза которых применяются параметры анализа кривой согласно текущей тенденции снижения добычи,

начальный дебит по новым скважинам был принят исходя из актов опробования скважин за предыдущий период. Годовой темп снижения добычи старых скважин были получены на основании фактических данных.

2Р доказанные и вероятные запасы - извлекаемые запасы среднего плана, в прогнозе добыче которых использовались оптимальные параметры анализа кривой снижения.

3Р доказанные, вероятные и возможные - извлекаемые запасы высокого плана, для прогноза добычи которых применяются высокие параметры анализа кривой снижения.

Однако все вышеперечисленные параметры истощения кривой добычи от низкого плана до высокого имеют погрешности, если таковые имелись в исходных данных, полученных от недропользователя, которые легли в основу прогнозирования.

Проценты падения по новым и по старым скважинам подбирались для каждого месторождения индивидуально, в зависимости от потенциала месторождения и его извлекаемых, а также остаточных запасов. По месторождениям Кара-Арна и Кокарна Восточная количество скважин в высоком, в среднем и низком плане остаются без изменений. На месторождении Матин, скважины бурятся только в высоком и среднем плане.

Параметры истощения и среднесуточные дебиты проектных скважин по всем трем месторождениям представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Параметры снижения добычи нефти месторождении Матин, Кара-Арна и Кокарна Восточная

Объект	Категория запасов	Параметры истощения
Матин	Доказанные запасы (1P)	Годовой темп снижения добычи старых скважин доказанного разработанного района – 7,5%. Начальный суточный дебит новых скважин – 51,1 барр/сут, годовой темп снижения добычи – 7,5 %.
	Доказанные и вероятные запасы (2P)	Годовой темп снижения добычи старых скважин доказанного разработанного района – 7,0%. Начальный суточный дебит новых скважин – 73,0 барр/сут, годовой темп снижения добычи – 7,0%.
	Доказанные, вероятные и возможные запасы (3P)	Годовой темп снижения добычи старых скважин доказанного разработанного района – 6,5 %. Начальный суточный дебит новых скважин – 94,9 барр/сут, годовой темп снижения добычи – 6,5%.
Кара-Арна	Доказанные запасы (1P)	Годовой темп снижения добычи старых скважин и скважин по технологии ОПЭ доказанного разработанного района – 3,2 %, проектных скважин: вертикальных – 12 %, горизонтальных – 16,5 %. Начальный среднесуточный дебит проектных скважин: вертикальных – 55,25 барр/сут, горизонтальных – 149,5 барр/сут.
	Доказанные и вероятные запасы (2P)	Годовой темп снижения добычи старых скважин и скважин по технологии ОПЭ доказанного разработанного района – 1,45 %, проектных скважин: вертикальных – 10 %, горизонтальных – 13,0 %. Начальный среднесуточный дебит проектных скважин: вертикальных – 55,25 барр/сут, горизонтальных – 149,5 барр/сут.
	Доказанные, вероятные и возможные запасы (3P)	Годовой темп снижения добычи старых скважин и скважин по технологии ОПЭ доказанного разработанного района – 1,00 %, проектных скважин: вертикальных – 7 %, горизонтальных – 10,0 %. Начальный среднесуточный дебит проектных скважин: вертикальных – 65,00 барр/сут, горизонтальных – 162,5 барр/сут.
Кокарна Восточная	Доказанные запасы (1P)	Годовой темп снижения добычи старых скважин доказанного разработанного района - 10,1%. Начальный суточный дебит новых нефтяных скважин пласта П-Т - 65,5 барр/сут, пласта ШБ-J ₂ - 50,4 барр/сут, годовой темп снижения добычи - 8,0%;
	Доказанные и вероятные запасы (2P)	Годовой темп снижения добычи старых скважин доказанного разработанного района - 8,2%. Начальный суточный дебит новых нефтяных скважин пласта П-Т - 72,0 барр/сут, пласта ШБ-J ₂ - 57,6 барр/сут, годовой темп снижения добычи - 6,1%.
	Доказанные, вероятные и возможные запасы (3P)	Годовой темп снижения добычи старых скважин доказанного разработанного района - 6,8%. Начальный суточный дебит новых нефтяных скважин пласта П-Т - 97,2 барр/сут, пласта ШБ-J ₂ - 90,0 барр/сут, годовой темп снижения добычи - 5,4%.

С применением вышеперечисленных параметров был выполнен прогноз технологических показателей. Прогноз технологических показателей для каждого месторождения рассчитывался до рентабельного дебита и предельной обводненности 98%. Рентабельный дебит исходя из экономических соображений составляет для месторождения Матин - 7,3 барр/сут, Кара-Арна - 6,5 барр/сут, Кокарна Восточная - 7,2 барр/сут.

В случае если рассчитанный КИН не был достигнут в срок действия лицензии, то рекомендуется продлить действие контракта на добычу. При этом при получении новых данных, отличающихся от имеющихся или кардинально меняющих представление о

ПРОГНОЗ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

добывных возможностях пласта, следует в первую очередь пересчитать КИН, и пересмотреть динамику проектных технологических показателей.

В таблицах 5.5 - 5.7 представлен прогноз технологических показателей по месторождениям Матин, Кара-Арна, Кокарна Восточная. Графики, демонстрирующие кривые падения добычи по месторождениям АО «Матен Петролеум», представлены на рисунках 5.4-5.6.

Таблица 5.5 – Прогноз технологических показателей месторождения Матин

Год	Низкий план			Средний план	Высокий план
	барр/сутки				
	PDP	PUD	Всего	барр/сутки	барр/сутки
2018	2362,3	230,0	2592,3	2857,8	3197,4
2019	2191,6	423,3	2614,9	3069,9	3699,8
2020	2033,3	964,4	2997,6	3742,3	4775,4
2021	1886,3	1180,8	3067,2	3996,5	5224,9
2022	1750,0	1273,2	3023,2	4056,5	5427,6
2023	1623,6	1245,5	2869,1	3858,8	5204,4
2024	1506,3	1155,5	2661,8	3597,9	4901,3
2025	1397,4	1072,0	2469,5	3354,7	4615,8
2026	1296,5	994,6	2291,0	3127,9	4347,0
2027	1202,8	922,7	2125,5	2916,4	4093,9
2028	1115,9	856,0	1971,9	2719,3	3855,5
2029	1035,2	794,2	1829,4	2535,4	3631,0
2030	960,4	736,8	1697,2	2364,0	3419,5
2031	891,0	683,6	1574,6	2204,2	3220,4
2032	826,7	634,2	1460,8	2055,2	3032,8
2033	766,9	588,3	1355,3	1916,2	2856,2
2034	711,5	545,8	1257,4	1786,7	2689,9
2035	660,1	506,4	1166,5	1665,9	2533,2
2036	612,4	469,8	1082,2	1553,3	2385,7
2037	568,2	435,9	1004,0	1448,3	2246,8
2038	527,1	404,4	931,5	1350,4	2115,9
2039	489,0	375,1	864,2	1259,1	1992,7
2040	453,7	348,0	801,7	1173,9	1876,7
2041	420,9	322,9	743,8	1094,6	1767,4
2042	390,5	299,6	690,0	1020,6	1664,5
2043	362,3	277,9	640,2	951,6	1567,5
2044	336,1	257,8	593,9	887,2	1476,2
2045	311,8	239,2	551,0	827,3	1390,3
Итого (млн.барр.)	10,5	6,7	17,1	23,1	32,6

ПРОГНОЗ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

Таблица 5.6 - Прогноз технологических показателей месторождения Кара-Арна

Год	Низкий план			Средний план	Высокий план
	PDP	PUD	Всего		
	барр/сутки			барр/сутки	барр/сутки
2018	4044,1	110,5	4154,6	4227,7	4298,5
2019	3914,7	595,9	4510,6	4657,8	4868,2
2020	3789,4	954,4	4743,9	4988,3	5349,5
2021	3668,2	1019,5	4687,7	5021,8	5509,9
2022	3550,8	1081,5	4632,3	5049,5	5658,9
2023	3437,2	1139,9	4577,0	5071,8	5764,5
2024	3327,2	1194,5	4521,6	5088,9	5831,9
2025	3220,7	1245,2	4465,9	5101,3	5893,8
2026	3117,6	1181,6	4299,3	4998,7	5820,5
2027	3017,9	1030,3	4048,2	4803,6	5630,4
2028	2921,3	898,7	3820,0	4624,5	5452,5
2029	2827,8	784,2	3612,1	4459,8	5285,8
2030	2737,3	684,6	3421,9	4308,1	5129,5
2031	2649,7	597,8	3247,6	4167,8	4982,7
2032	2564,9	522,2	3087,2	4038,0	4844,8
2033	2482,9	456,3	2939,2	3917,4	4715,1
2034	2403,4	398,9	2802,3	3805,3	4592,9
2035	2326,5	348,8	2675,3	3700,6	4477,7
2036	2252,1	305,0	2557,1	3602,8	4368,9
2037	2180,0	266,9	2446,8	3511,0	4266,1
2038	2110,2	233,5	2343,8	3424,8	4168,8
2039	2042,7	204,4	2247,1	3343,6	4076,7
2040	1977,3	179,0	2156,3	3266,9	3989,3
2041	1914,1	156,7	2070,8	3194,3	3906,3
2042	1852,8	137,3	1990,1	3125,4	3827,4
2043	1793,5	120,3	1913,8	3059,9	3752,3
2044	1736,1	105,4	1841,5	2997,4	3680,7
2045	1680,6	92,4	1773,0	2937,8	3612,4
Итого (млн.барр.)	27,57	5,86	33,43	41,79	48,82

ПРОГНОЗ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

Таблица 5.7 - прогноз технологических показателей месторождения Кокарна Восточная

Год	Низкий план			Средний план	Высокий план
	PDP	PUD	Всего		
	барр./сутки			барр./сутки	барр./сутки
2018	1814,6	378,0	2192,6	2449,7	2712,6
2019	2001,0	967,0	2968,0	3812,6	4382,3
2020	2126,7	1352,8	3479,5	4745,4	5625,4
2021	2007,5	1557,9	3565,4	4947,8	6095,8
2022	1790,7	1535,9	3326,7	4681,3	5879,3
2023	1597,3	1416,1	3013,5	4316,2	5420,7
2024	1425,0	1302,1	2727,1	3974,5	5004,8
2025	1270,9	1203,8	2474,8	3669,1	4608,0
2026	1133,7	1109,9	2243,6	3382,9	4248,6
2027	1011,2	1023,4	2034,6	3119,1	3917,2
2028	902,1	941,0	1843,1	2872,2	3616,7
2029	804,6	869,9	1674,6	2651,5	3330,0
2030	717,7	802,1	1519,8	2444,7	3070,2
2031	640,2	739,5	1379,7	2254,0	2830,7
2032	571,1	680,0	1251,1	2075,5	2613,6
2033	509,4	628,7	1138,0	1916,1	2406,4
2034	454,4	579,6	1034,0	1766,6	2218,7
2035	405,3	534,4	939,7	1628,8	2045,6
2036	361,6	491,4	853,0	1499,9	1888,7
2037	322,5	454,3	776,8	1384,6	1738,9
2038	287,7	418,9	706,5	1276,6	1603,3
2039	256,6	386,2	642,8	1177,1	1478,3
2040	228,9	355,1	584,0	1083,9	1364,8
2041	204,2	328,3	532,5	1000,6	1256,6
2042	182,1	302,7	484,8	922,5	1158,6
2043	162,4	279,1	441,5	850,6	1068,2
2044	144,9	256,6	401,5	783,3	986,3
2045	129,2	237,2	366,5	723,1	908,1
Итого (млн. барр.)	8,57	7,72	16,29	24,62	30,47

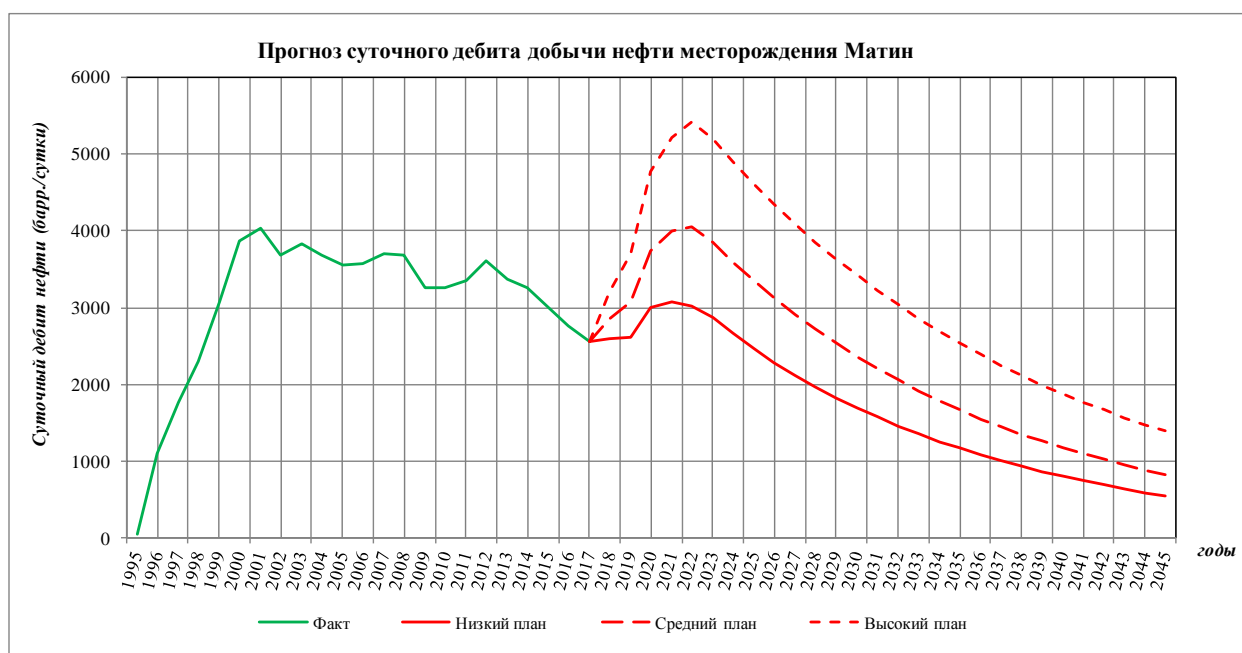


Рисунок 5.4 - Динамика проектных технологических показателей месторождения Матин

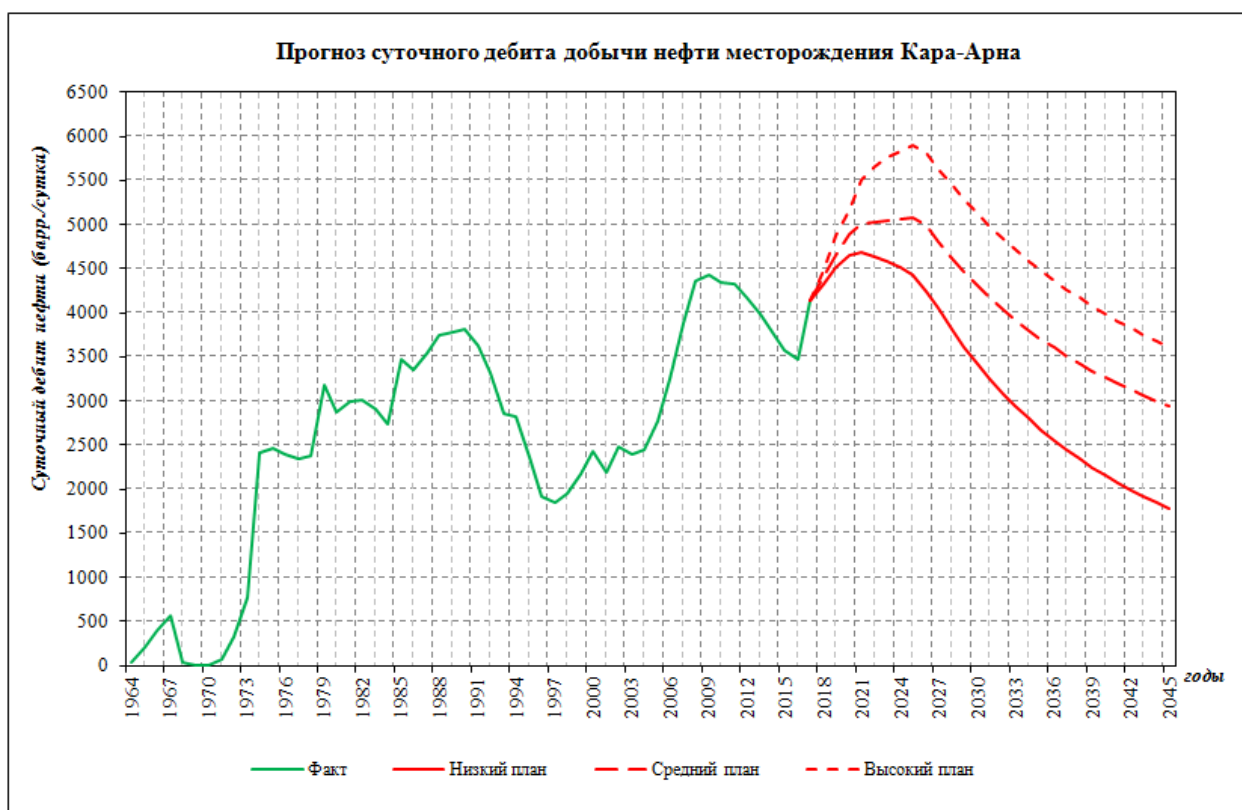


Рисунок 5.5 - Динамика проектных технологических показателей месторождения Кара-Арна



Рисунок 5.6 - Динамика проектных технологических показателей месторождения Кокарна Восточная

6 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТА

6.1 Затраты

Капитальные затраты CAPEX

В CAPEXы входят затраты на бурение, подключение скважины «под ключ» и плюс дополнительные вложения в оборудование для увеличения мощности предприятия (только для наилучшей оценки). Все цены указаны в долларах США по состоянию на 2018 год.

Эксплуатационные скважины в среднем глубиной:

- для м/р Матин-750 м,
- для м/р Кокарна Восточная -2700м,
- для м/р Кара-Арна-850м

Стоимость за каждый метр 600\$, Будущее капитальные вложения показаны в таблице 6.1-6.3.

Таблица 6.1 - Капитальные вложения по месторождению Матин

Год	1P млн.\$	2P млн.\$	3P млн.\$
2018	11,28	12,41	14,66
2019	10,15	13,54	15,79
2020	9,02	11,28	13,54
2021	5,64	7,90	9,02
2022	3,38	5,64	6,77
2023	-	-	-
2024	-	-	-
2025	-	-	-
Итого	39,48	50,76	59,78

Таблица 6.2 - Капитальные вложения по месторождению Кара-Арна

Год	1P млн.\$	2P млн.\$	3P млн.\$
2018	4,38	4,38	5,48
2019	6,57	6,57	7,67
2020	4,38	4,38	5,48
2021	4,38	4,38	5,48
2022	4,38	4,38	5,48
2023	4,38	4,38	4,38
2024	4,38	4,38	4,38
2025	4,38	4,38	4,38
Итого	37,23	37,23	42,71

Таблица 6.3 - Капитальные вложения по месторождению Кокарна Восточная

Год	Низкая оценка, млн.\$	Оптимальная оценка, млн.\$	Наибольшая оценка, млн.\$
2018	10,14	10,14	10,14
2019	8,11	12,16	12,16
2020	6,08	8,11	10,14
2021	4,05	4,05	6,08
Итого	28,38	34,46	38,51

Эксплуатационные расходы OPEX

Эксплуатационные расходы состоят из фиксированных ежегодных расходов, переменных эксплуатационных затрат за баррель и переменных затрат на транспортировку за баррель. Постоянные эксплуатационные расходы для всех трех месторождений составляет 13 млн.\$. Транспортные расходы внутри страны для продаваемой сырой нефти ниже, чем для экспортируемой продукции, в целом транспортные расходы на основе соотношения Внутренние / Экспорт составляют 5% / 95%. Эксплуатационные затраты изложены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Основные составляющие эксплуатационных расходов

Составляющие эксплуатационных расходов	Стоимость за ед., \$		
	Матин	Кара-Арна	Кокарна Восточная
Постоянные эксплуатационные расходы	5,93\$ млн. в год	9,52\$ млн. в год	4,25\$ млн. в год
Переменные эксплуатационные расходы	0,84\$ за барр.нефти	1,13\$ за барр.нефти	1,02\$ за барр.нефти
Транспортировка внутренняя	0,47\$ за барр.нефти	0,47\$ за барр.нефти	0,47\$ за барр.нефти
Транспортировка на экспорт	5,54\$ за барр.нефти	5,54\$ за барр.нефти	5,54\$ за барр.нефти

6.2 Затраты и финансовые положения

Экономическая оценка основана на налоговых сборах, которые вступили в силу 1 января 2009 года, включая поправки, на начало 2018 года, которые были предоставлены Недропользователем. Основные положения о налогах приведены ниже.

1) налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) взимается для продукции на внутренний и внешний рынок по разным ставкам. Ставки НДПИ взимаются по определенной шкале, основанной на годовом объеме добычи следующим образом.

с 2010 года					
Годовая добыча (млн.т)	Внутренний рынок(%)	Внешний рынок (%)	Годовая добыча (млн.т)	Внутренний рынок (%)	Внешний рынок (%)
<0,25	2,5	5,0	3,0-4,0	5,5	11,0
0,25-0,5	3,5	7,0	4,0-5,0	6,0	12,0
0,5-1,0	4,0	8,0	5,0-7,0	6,5	13,0
1,0-2,0	4,5	9,0	7,0-10,0	7,5	15,0
2,0-3,0	5,0	10,	>10,0	9,0	18,0

2) Налог на аренду распространяется на УВ, проданные на внешний рынок и применяемая ставка зависит от международного уровня цен, представленных ниже.

Цена нефти (\$ / барр)	Ставка рентного налога (%)	Цена нефти (\$ / барр)	Ставка рентного налога (%)	Цена нефти (\$ / барр)	Ставка рентного налога (%)
<40	0,0	90-100	19,0	150-160	27,0
40-50	7,0	100-110	21,0	160-170	29,0
50-60	11,0	110-120	22,0	170-180	30,0
60-70	14,0	120-130	23,0	>180	32,0
70-80	16,0	130-140	25,0		
80-90	17,0	140-150	26,0		

3) Экспортная пошлина по шкале от курса продаж.

4) Корпоративный подоходный налог (КПН) в настоящее время установлен в размере 20% действующий с 01.01.2011 года на основе закона, подписанного Президентом Республики Казахстан 26 ноября 2010 года.

5) Налог на сверхприбыль (НСП) основан на соотношении годового дохода к годовым расходам. Тарифы разделены по шкале с определенным процентом прибыли после вычета КПН, которые освобождены от уплаты НСП, следующим образом:

Соотношение	Освобожденные КПН (%)	Доля НСП (%)	Соотношение	Освобожденные КПН (%)	Доля НСП (%)
<1,25	25	0	1,50-1,60	10	40
1,25-1,30	5	10	1,60-1,70	10	50
1,30-1,40	10	20	>1,70	0	60
1,40-1,50	10	30		-	-

6.3 Экономический анализ и риски

Существует ряд потенциальных рисков, рассмотренных в данном анализе месторождения. Для выявления воздействия отдельных рисков на финансовое состояние месторождения были рассчитаны риски, связанные с изменением объемов продажи нефти, капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цены продажи нефти.

Экономическая модель, использованная для этих прогнозов, чувствительна к нескольким переменным, самыми важными переменными являются: объем добычи нефти, капиталовложения, эксплуатационные затраты, цена продажи нефти. Устойчивость

инвестиционного проекта при возможных изменениях указанных факторов риска его реализации укрупнено, проверен по результатам расчетов коммерческой эффективности для данного месторождения путем анализа динамики потока реальных денег. Экономический риск оценивался анализом чувствительности основного показателя эффективности чистым дисконтированным поступлениям (NPV).

Дата вступления в силу оценки запасов 01.01.2018 год, по запросу клиента.

Использовали Сценарий прогноза цен SPE за 2018 год для сырой нефти марки Brent (таблица 6.5), основанные на экономическом анализе. На основании рекомендаций клиента, 15% добытой нефти из трех месторождений реализуется на внутреннем рынке. По данным Недропользователя, цена нефти на местном рынке значительно упала и составляет и высчитывается как 40% от стоимости цены на нефть марки Brent минус 5\$/барр. Сырая нефть из трех месторождений на экспорт продается со снижением от цены на марку Brent в 2\$ за барр.

Таблица 6.5 - Сценарий прогноза цен (SPE 01.01.2018)

Год	Нефть марки Brent (\$/барр)	Нефть на внутренний рынок (\$/барр)
янв.2018	63,30	14,56
янв.2019	66,20	15,23
янв.2020	68,00	15,64
янв.2021	70,35	16,18
янв.2022	72,43	16,66
янв.2023	73,87	16,99
янв.2024	75,35	17,33
янв.2025	76,86	17,68
янв.2026	78,40	18,03
янв.2027	79,96	18,39
янв.2028	81,56	18,76
янв.2029	83,19	19,13
янв.2030	84,86	19,52
янв.2031	86,55	19,91
янв.2032	88,29	20,31
янв.2033	90,05	20,71
янв.2034	91,85	21,13
янв.2035	93,69	21,55
янв.2036	95,56	21,98
янв.2037	97,47	22,42
янв.2038	99,42	22,87
янв.2039	101,41	23,32
янв.2040	103,44	23,79
янв.2041	105,51	24,27
янв.2042	107,62	24,75
янв.2043	109,77	25,25
янв.2044	111,97	25,75
янв.2045	114,21	26,27
янв.2046	116,49	26,79
янв.2047	118,82	27,33
янв.2048	121,20	27,88
янв.2049	123,62	28,43
янв.2050	126,09	29,00

Анализ чувствительности был запущен с использованием Сценариев Цен SEC и с датой вступления в силу с 1 января 2018 года. Это сценарий цен был основан на ежегодной средневзвешенной цене на первый день месяца за период с января по декабрь 2017 года, с ценой считают постоянные и непостоянные расходы. В соответствии с этим сценарием цен, цена за сырую нефть марки Brent составляет 54,87 \$/bbl. Цена на нефть при реализации на внутренний рынок составит 12,62 \$/bbl. Цены и расходы остаются постоянными на время оценки.

6.4 Значения чистой приведенной стоимости (NPV)

В результате экономического анализа фискальных условий, графиков добычи и расходов, оценены доходы и ЧПС (NPV) с использованием ставок дисконтирования в 5; 7,5;10; 12,5; 15 %.

Текущая стоимость денежных потоков после налогов с месторождений Матин, Кара-Арна, Кокарна Восточная рассчитана с учетом прогноза цены на нефть инвестиционных банков, с учетом расчетов цены по стандартам SPE и SEC. Результаты расчетов денежных потоков за вычетом налогов для месторождений Матин, Кара-Арна, Кокарна Восточная, с использованием цен на нефть приведенных в таблице 6.5, приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 Оценка после налогообложения NPV при различных ставках дисконта (прогноз цен SPE) по состоянию на 01 января 2018 г.

Месторождение	Категории запасов	Ставки NPV (млн.\$)					IRR (%)
		5,00%	7,50%	10,00%	12,50%	15,00%	
Матин	Доказанные	174,06	145,89	124,58	108,12	95,13	100+
	Доказанные + Вероятные	248,49	204,16	171,55	146,92	127,85	100+
	Доказанные + Вероятные + Возможные	361,91	292,30	242,20	205,05	176,75	100+
Кара-Арна	Доказанные	365,55	297,99	249,70	214,09	187,11	100+
	Доказанные + Вероятные	459,31	364,27	298,24	250,83	215,74	100+
	Доказанные + Вероятные + Возможные	538,17	422,59	342,77	285,80	243,90	100+
Кокарна Восточная	Доказанные	184,34	157,40	136,63	120,27	107,15	100+
	Доказанные + Вероятные	289,33	240,85	204,92	177,55	156,18	100+
	Доказанные + Вероятные + Возможные	362,90	301,07	255,45	220,82	193,88	100+
Итого	Доказанные	723,95	601,28	510,91	442,48	389,39	100+
	Доказанные + Вероятные	997,13	809,28	674,71	575,30	499,77	100+
	Доказанные + Вероятные + Возможные	1 262,98	1 015,96	840,42	711,67	614,53	100+

В таблицах 6.7 представлены результаты анализов чувствительности, проводимых с помощью сценария цен SEC с датой вступления в силу с 01 января 2018 года.

Таблица 6.7 Оценка после налогообложения NPV при различных ставках дисконта (прогноз цен SEC) по состоянию на 01 января 2018 г.

Месторождение	Категории запасов	Ставки NPV (млн.\$)					
		5,00%	7,50%	10,00%	12,50%	15,00%	IRR (%)
Матин	Доказанные	94,31	80,35	69,32	60,48	53,31	100+
	Доказанные + Вероятные	142,55	118,53	100,31	86,18	75,02	100+
	Доказанные + Вероятные + Возможные	218,27	178,27	148,77	126,43	109,11	100+
Кара-Арна	Доказанные	214,47	179,34	153,45	133,85	118,64	100+
	Доказанные + Вероятные	274,53	222,83	186,06	159,07	138,70	100+
	Доказанные + Вероятные + Возможные	324,99	260,70	215,32	182,27	157,51	100+
Кокарна Восточная	Доказанные	122,48	105,81	92,68	82,14	73,55	100+
	Доказанные + Вероятные	192,48	162,49	139,76	122,11	108,08	100+
	Доказанные + Вероятные + Возможные	243,28	204,75	175,70	153,23	135,46	100+
Итого	Доказанные	431,25	365,50	315,45	276,47	245,51	100+
	Доказанные + Вероятные	609,57	503,85	426,13	367,36	321,80	100+
	Доказанные + Вероятные + Возможные	786,54	643,71	539,80	461,94	402,07	100+

6.5 Оценка предела экономической рентабельности

В результате экономического анализа также была произведена оценка предела экономической рентабельности (ПЭР) для наименьшей и оптимальной оценки по месторождениям Матин, Кара-Арна, Кокарна Восточная. Проекты оценены исходя из 100 % доли участия в продукции скважин.

В документе SPE-PRMS под пределом экономической рентабельности (ПЭР) понимается такой объем добычи, ниже которого чистый поток денежных средств от реализации проекта (который может включать отдельную скважину, лицензионный участок или месторождение в целом) становится отрицательным; выражением предела экономической рентабельности является момент времени, ограничивающий период рентабельной реализации проекта. Если накопленные доходы от эксплуатации от определенной даты до срока истечения контракта становятся положительными в какой-то

момент времени, то такие объемы могут быть классифицированы как Извлекаемые запасы (Reserves). ПЭР в таком случае определяется годом, в который чистые эксплуатационные доходы становятся отрицательными, либо в который истекает срок контракта (в зависимости от того, что наступит ранее).

Месторождение	Период безубыточности по категории 1P	Сценарии анализа	
		SEC	SPE
Матин	годы	2018-2041	2018-2045
Кара-Арна	годы	2018-2045	2018-2045
Кокарна Восточная	годы	2018-2043	2018-2044

Примечание: по категориям 2P, 3P ПЭР равен всему рассматриваемому периоду, т.е до 2045

6.6 Запасы

В таблице 6.8 представлены подсчитанные запасы нефти по месторождениям Матин, Кара-Арна, Кокарна Восточная по состоянию на 01.01.2018 год.

Эти запасы одинаковы для всех прогнозов сценария цен, примененных для расчета NPV.

Остаточные извлекаемые запасы за вычетом накопленной добычи по нефти по состоянию на 01.01.2018 г., приведены в таблице 6.9.

Таблица 6.8 - Начальные извлекаемые запасы нефти месторождений Матин, Кара-Арна, Кокарна Восточная (млн.барр/тыс.т). По состоянию на 01.01.2018 г.

	Запасы					Накопленная добыча нефти
	Доказанные		Общие доказанные	Доказанные + Вероятные	Доказанные + Вероятные + Возможные	
	Разрабатываемые	Неразрабатываемые				
Матин	36,14/4951	6,66/912	42,80/5863	48,81/6686	58,23/7977	25,67/3516
Кара-Арна	78,35/12054	5,86/901	84,21/12955	92,57/14241	99,60/15323	50,78/7812
Кокарна Восточная	20,92/2906	7,72/1072	28,64/3978	36,96/5135	42,81/5947	12,35/1715
Итого	135,41/19911	20,24/2885	155,65/22796	178,34/26062	200,64/29247	88,80/13043

Таблица 6.9 - Остаточные извлекаемые запасы нефти месторождений Матин, Кара-Арна, Кокарна Восточная (млн.барр/тыс.т). По состоянию на 01.01.2018 г.

	Запасы					Накопленная добыча нефти
	Доказанные		Общие доказанные	Доказанные + Вероятные	Доказанные + Вероятные + Возможные	
	Разрабатываемые	Неразрабатываемые				
Матин	10,47/1434	6,66/912	17,13/2346	23,14/3170	32,56/4460	25,67/3516
Кара-Арна	27,57/4242	5,86/901	33,43/5143	41,79/6429	48,82/7511	50,78/7812
Кокарна Восточная	8,57/1190	7,72/1072	16,29/2262	24,61/3420	30,46/4232	12,35/1715
Итого	46,61/6866	20,24/2885	66,85/9751	89,54/13019	111,84/16203	88,80/13043