

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КОЖАН»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОПТИМУМ»**

**Оценка запасов и ресурсов нефти
месторождений Морское, Огайское, Каратал, Даулеталы
Атырауской области,
Республики Казахстан с применением
классификации PRMS
(по состоянию на 01.01.2018 г.)**

/ Генеральный директор



Мырзах Е.М.

г. Актау, 2018 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. КРАТКИЙ ОБЗОР	9
1.1 Остаточные извлекаемые запасы нефти	22
1.2 Условные ресурсы нефти	22
1.3 Стадия разработки месторождений	22
1.4 Динамика добычи запасов	23
1.5 Экономическая оценка извлекаемых запасов	26
1.6 Общие сведения о районе работ АО «КожАН»	26
1.6.1 Месторождения Восточное Морское и Западное Морское	26
1.6.2 Месторождение Огайское	27
1.6.3 Месторождение Каратал	27
1.6.4 Месторождение Даулеталы	27
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ	29
2.1 Месторождение Морское, Восточный блок	29
2.1.1 Общие сведения о месторождении	29
2.1.2 Структурная модель	31
2.1.3 Стратиграфическая характеристика	31
2.1.4 Геологическая модель	31
2.1.5 Изученность керном пород-коллекторов	33
2.1.6 Изученность по ГИС	34
2.1.7 Свойства пластовых флюидов	36
2.2 Месторождение Морское, Западный блок	36
2.2.1 Общие сведения о месторождении	36
2.2.2 Структурная модель	37
2.2.3 Стратиграфическая характеристика	38
2.2.4 Геологическая модель	38
2.2.5 Изученность керном пород-коллекторов	42
2.2.6 Изученность по ГИС	43
2.2.7 Свойства пластовых флюидов	44
2.3 Северо-Западный блок (Огайское)	44
2.3.1 Общие сведения о месторождении	44
2.3.2 Структурная модель	46
2.3.3 Стратиграфическая характеристика	47
2.3.4 Геологическая модель	47
2.3.5 Изученность керном пород-коллекторов	51
2.3.6 Изученность по ГИС	52
2.3.7 Свойства пластовых флюидов	54
2.4 Месторождение Каратал	55
2.4.1 Общие сведения о месторождении	55
2.4.2 Структурная модель	56
2.4.3 Стратиграфическая характеристика	59
2.4.4 Геологическая модель	59
2.4.5 Изученность керном пород-коллекторов	64

2.4.6 Изученность по ГИС	65
2.4.7 Свойства пластовых флюидов	66
2.5 Даулеталы	67
2.5.1 Общие сведения о месторождении	67
2.5.2 Структурная модель	69
2.5.3 Стратиграфическая характеристика	71
2.5.4 Геологическая модель	72
2.5.5 Изученность керном пород-коллекторов	75
2.5.6 Изученность по ГИС	76
2.5.7 Свойства пластовых флюидов	77
3. ОЦЕНКА НАЧАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ	78
3.1 Месторождение Морское, Восточный блок	78
3.2 Месторождение Морское, Западный блок	80
3.3 Северо-Западный блок (Огайское)	83
3.4 Каратал	86
3.5 Даулеталы	89
4. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ	91
4.1 Морское включая блок Огайское	91
4.1.1 Характеристика фонда скважин	91
4.1.2 Характеристика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности	92
4.2 Каратал	97
4.2.1 Характеристика фонда скважин	98
4.2.2 Характеристика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности	100
5. ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ	104
5.1 Обоснование извлекаемых запасов и коэффициента нефтеизвлечения	104
6. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА	112
6.1 Методика экономической оценки	112
6.2 Налоговый режим	113
6.3 Себестоимость и оборудования	114
6.3.1 Оборудование и расходы	114
6.3.2 Затраты	115
6.4 Экономический анализ и риски	116
6.4.1 Цена на нефть	116
6.4.2 Чистая текущая стоимость (NPV)	117
6.5 Оценка предела экономической рентабельности	119

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Остаточные извлекаемые запасы нефти по состоянию на 01.01.2018 г.....	22
Таблица 1.2 – Условные ресурсы по состоянию на 01.01.2018 г.	22
Таблица 1.4 – Прогноз динамики добычи запасов категории 1Р	23
Таблица 1.5 – Прогноз динамики добычи запасов категории 2Р	24
Таблица 1.6 – Прогноз динамики добычи запасов категории 3Р	25
Таблица 1.7 – Оценка запасов после налогообложения NPV при различных ставках дисконта (прогноз цен SPE 4кв. 2017) по состоянию на 01 января 2018 г.	26
Таблица 2.2 – Западное Морское. Характеристика разрабатываемых залежей	39
Таблица 2.3 – Огайское. Характеристика залежей	50
Таблица 2.4 – Каратал. Характеристика залежей	61
Таблица 2.5 – Каратал. Свойства и содержание компонентов в нефти	67
Таблица 2.6 – Даулеталы. Характеристика залежей	74
Таблица 2.7 – Даулеталы. Характеристика коллекторов по керну и по ГИС	76
Таблица 3.1 – Месторождение Восточное Морское. Начальные геологические запасы в млн.барр/тыс.т по состоянию на 01.01.2018 г.	79
Таблица 3.2 – Месторождение Западное Морское. Начальные геологические запасы в млн.барр/тыс.т по состоянию на 01.01.2018 г.	82
Таблица 3.3 – Месторождение Огайское. Начальные геологические запасы в млн.барр/тыс.т по состоянию на 01.01.2018 г.....	85
Таблица 3.4 – Месторождение Каратал. Начальные геологические запасы по состоянию на 01.01.2018 г. (млн.барр./тыс.т.).....	88
Таблица 3.5 – Даулеталы. Условные ресурсы по состоянию на 01.01.2018 г.	90
Таблица 4.1 – Месторождение Морское включая блок Огайское. Характеристика фонда скважин на 01.01.2018 г.	92
Таблица 4.2 – Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2018 г.	93
Таблица 4.3 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по месторождению в целом	94
Таблица 4.4 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по Восточному блоку	94
Таблица 4.5 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по Западному блоку	95
Таблица 4.6 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по Огайскому блоку	95
Таблица 4.7 – Характеристика фонда скважин	98
Таблица 4.8 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по месторождению в целом.	101
Таблица 4.9 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по I-объекту разработки.	101
Таблица 4.10 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по II - объекту разработки.	101
Таблица 5.1 – Месторождение Морское. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по различным категориям	105
Таблица 5.2 – Месторождение Морское. Восточный блок. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по различным категориям	105
Таблица 5.3 – Месторождение Морское. Западный блок. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по различным категориям	105

Таблица 5.4 – Месторождение Огайское. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по различным категориям	106
Таблица 5.5 – Месторождение Каратал. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по различным категориям	106
Таблица 5.6 – Прогнозная добыча нефти по категориям 1Р, 2Р, 3Р по ТОО «КоЖаН»	107
Таблица 5.7 – Месторождение Морское. Прогнозная добыча нефти по категориям 1Р, 2Р, 3Р. Восточный блок	108
Таблица 5.8 – Месторождение Морское. Прогнозная добыча нефти по категориям 1Р, 2Р, 3Р. Западный блок	109
Таблица 5.9 – Месторождение Огайское. Прогнозная добыча нефти по категориям 1Р, 2Р и 3Р.....	110
Таблица 5.10 – Месторождение Каратал. Прогнозная добыча нефти по категориям 1Р, 2Р, 3Р.....	111
Таблица 6.1 – Капитальные вложения по месторождению Морское	115
Таблица 6.2 – Капитальные вложения по месторождению Каратал.....	115
Таблица 6.4 – Основные составляющие эксплуатационных расходов	115
Таблица 6.5 – Сценарий прогноза цен (SPE IV кв. 2017)	117
Таблица 6.6 – Оценка после налогообложения NPV при различных ставках дисконта (прогноз цен SPE на 4 кв. 2016) по состоянию на 01.01.2018 г.	118
Таблица 6.7 – Оценка после налогообложения NPV при различных ставках дисконта (прогноз цен SEC) по состоянию на 01.01.2018 г.	118

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ	28
Рисунок 2.1 – Структура Морское. Структурная карта по отражающему горизонту K1a1 (подошва нижнемелового альбского горизонта)	32
Рисунок 2.2 – Месторождение Морское, Восточный блок. Профильный разрез по линии скважин.	32
Рисунок 2.3 – Восточное Морское. Сопоставимость пористости по керну и ГИС на примере скважины 21	35
Рисунок 2.4 – Структура Морское. Структурная карта по отражающему горизонту K1a1 (подошва нижнемелового альбского горизонта)	38
Рисунок 2.5 – Месторождение Западное Морское. Профильный разрез по линии скважин (альбские горизонты)	40
Рисунок 2.6 – Месторождение Западное Морское. Профильный разрез по линии скважин (аптский и неокомские горизонты)	41
Рисунок 2.7 – Структура Огайское. Структурная карта по III отражающему горизонту (кровля юры)	46
Рисунок 2.8 – Месторождение Огайское. Профильный разрез по линии скважин (сеноманские и альбские горизонты)	48
Рисунок 2.9 – Месторождение Огайское. Профильный разрез по линии скважин (аптский и неокомские горизонты)	49
Рисунок 2.10 – Огайское. Сопоставимость пористости, определенной по керну и ГИС	54
Рисунок 2.11 – Структура Каратал. Структурная карта по отражающему горизонту III (2006 г.)	57
Рисунок 2.12 – Структура Каратал. Структурная карта по отражающему горизонту III (2011 г.)	58
Рисунок 2.13 – Месторождение Каратал. Профильный разрез по линии I-I	62
Рисунок 2.14 – Месторождение Каратал. Профильный разрез по линии II-II	63
Рисунок 2.15 – Месторождение Каратал. Сопоставимость геолого-геофизических характеристик, определенных по керну и ГИС	66
Рисунок 2.16 – Структура Даулеталы. Структурная карта по отражающему горизонту III (подошва неокома)	70
Рисунок 2.17 - Типичный профиль сейсмической интерпретации месторождения Даулеталы	71
Рисунок 2.18 – Месторождение Даулеталы. Профильный разрез по линии скважин	72
Рисунок 4.1 – Месторождение Морское включая блок Огайское. Динамика основных технологических показателей разработки за период 2005-2018 гг.	96
Рисунок 4.2 – Месторождение Морское включая блок Огайское. Восточный блок. Динамика основных технологических показателей разработки за период 2005-2018 гг.	96
Рисунок 4.3 – Месторождение Морское включая блок Огайское. Западный блок. Динамика основных технологических показателей разработки за период 2013-2018 гг.	97
Рисунок 4.4 – Месторождение Морское включая блок Огайское. Блок Огайское. Динамика основных технологических показателей разработки за период 2013-2018 гг.	97
Рисунок 4.5 – Схематический профиль перфорации по линии скважин. I объект разработки.	99
Рисунок 4.6 – Схематический профиль перфорации по линии скважин. II объект разработки.	99
Рисунок 4.7 – Динамика среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности с начала эксплуатации по месторождению в целом.	102
Рисунок 4.8 – Динамика среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности с начала эксплуатации по I-объекту разработки.	103
Рисунок 4.9 – Динамика среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности с начала эксплуатации по II-объекту разработки.	103

к Договору № 149-18
от « 14 » 03 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
На проведение оценки запасов нефти по месторождениям
Морское включая блок Огайское, Каратал, Даулеталы
по западной классификации PRMS

1. Наименование объекта: месторождения Морское, Каратал, Даулеталы;
2. Местоположение: РК, Атырауская область Жылыойский район (Морское, Даулеталы) и Махамбетский район (Каратал);
3. Недропользователь: АО «КоЖаН»;
4. Основание для выдачи технического задания: В соответствии с Рабочей программой АО «КоЖаН»;
5. Целевое назначение: **Оценка запасов и ресурсов нефти месторождений Морское включая блок Огайское, Каратал, Даулеталы Атырауской области, Республики Казахстан по классификации PRMS.**

I. Объемы работ

1. Анализ геологической модели месторождений **Морское включая блок Огайское, Каратал, Даулеталы.**
2. Оценка начальных геологических запасов и ресурсов нефти по классификации PRMS;
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 **Морское включая блок Огайское, Каратал, Даулеталы;**
4. Анализ существующего фонда скважин;
5. Экономический анализ месторождений **Морское включая блок Огайское, Каратал, Даулеталы;**
6. Оценка запасов УВС по состоянию на 01.03.2018 г.

II. Сроки выполнения работ и их количество

1. Сбор и анализ необходимой информации – 10 календарных дней;
2. Оценка запасов и ресурсов - 30 календарных дня;
3. Срок выполнения работ - 40 календарных дней с даты подписания договора обеими сторонами;
4. Отчет по оценке запасов месторождений АО «КоЖаН» представляется на русском языке в 3 экземплярах на бумажных носителях и в 1 экз. в электронном виде.

<p>ЗАКАЗЧИК АО «КоЖаН»</p>	<p>ПОДРЯДЧИК ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»</p>
<p>Генеральный директор  Yu Longkun (Юй Лункунь)</p>	<p>Генеральный директор  E.M. Myrzash</p>

Стандарты независимости и профессиональной квалификации

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

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

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

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

По отношению к компании АО «КоЖаН» 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 «ОПТИМУМ», которые являются членами организации SPE. Данные о профессиональной квалификации специалистов, выполнивших данный отчет, представлены ниже.

Настоящий отчет был подготовлен исключительно для использования компанией АО «КоЖаН» 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 «О результатах геолого-разведочных работ, осуществленных АО «КоЖаН» на месторождениях Морское, Огайское, Каратал, Даулеталы, а также ресурсах и запасах нефти и газа на месторождениях Морское, Огайское, Каратал, Даулеталы и разведочном участке Даулеталы» подготовлен 01.01.2018 г.

С уважением,

ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»

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

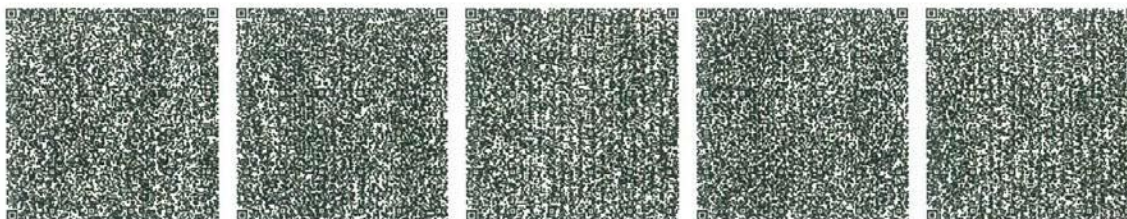


ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

22.07.2014 года

14010500

Выдана	<u>Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "ОПТИМУМ"</u> 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	<u>Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических, химических производств, проектирование (технологическое) нефтегазоперерабатывающих производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов;</u> (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)
Вид лицензии	<u>генеральная</u>
Особые условия действия лицензии	<u>Подвиды деятельности (виды работ), разрешенные к осуществлению в нефтегазовой отрасли в рамках лицензируемого вида деятельности, согласно приложению к лицензии</u> (в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)
Лицензиар	<u>Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе, Министерство нефти и газа Республики Казахстан,</u> (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	<u>БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ</u> (фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)
Место выдачи	<u>г.Астана</u>



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қазандағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қызыл қарғыс тасығынша қолтаба қызыл тас.
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 "ОPTIMUM"
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)

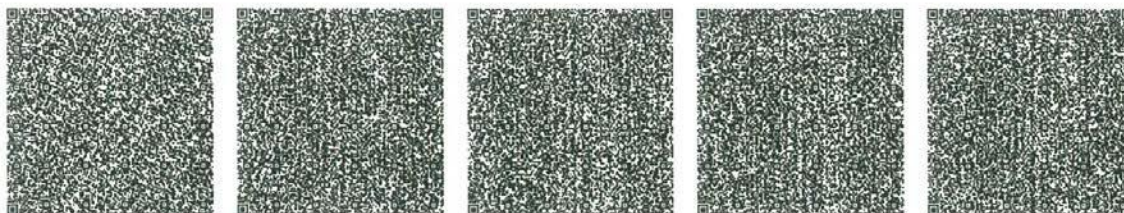
Руководитель (уполномоченное лицо) БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

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 нефти по месторождениям Морское, включая блок Огайское, Каратал, Даулеталы».

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 «КоЖаН».

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

Овсеенко Маргарита Степановна



04 сентября 2018 год

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

Я, ТҮРНИЯЗ МАДИНА БЕКМҮРАТҚЫЗЫ, 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.

5. В декабре 2010 года перешла на работу в ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» в качестве ведущего специалист 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 «КоЖаН».

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

Түрнияз Мадина Бекмұратқызы



04 сентября 2018 год

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

Я, МАЛДЫБАЕВА АЛИЯ ЕРКИНОВНА, НАСТОЯЩИМ ПОДТВЕРЖДАЮ, ЧТО
Я:

1. В 2004 году с отличием закончила Казахско-Американский Университет, г.Алматы, по специальности «Нефтехимик», высшее техническое образование, квалификация «Инженер-химик», с получением государственного и международного дипломов (ЖБ №0064652).

2. В 2006 году с отличием закончила Казахско-Американский Университет, г.Алматы, квалификация «Магистр нефтегазового дела», с получением государственного и международного дипломов (МТБ № 0008930).

3. Трудовую деятельность начала с июля 2006 года, в качестве инженера отдела технологического и технического обеспечения разработки месторождений нефти и газа, ТОО «Научно-Производственный Центр», г. Актау.

4. В июле 2011 года перешла на работу в ТОО «Актау Инжиниринг» в качестве инженера технологического отдела.

5. В феврале 2013 года перешла на работу в ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» в качестве специалиста службы подсчета запасов нефти и газа. В настоящее время занимаю позицию ведущего специалиста службы подсчета запасов 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 4862314).

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 «КоЖаН».

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

Малдыбаева Алия Еркиновна



04 сентября 2018 год





Society of Petroleum Engineers

This is to certify that

Antonina Malyutina

joined SPE in 2017

Handwritten signature of Darcy William Spady.

Mr. Darcy William Spady, 2018 President

Handwritten signature of Mark Rubin.

Mark Rubin, CEO and Executive VP



Society of Petroleum Engineers

This is to certify that

Madina Bekmuratkyzy Turniyaz

joined SPE in 2017

Handwritten signature of Darcy William Spady.

Mr. Darcy William Spady, 2018 President

Handwritten signature of Mark Rubin.

Mark Rubin, CEO and Executive VP



Society of Petroleum Engineers

This is to certify that

Aliya Maldybayeva

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

Настоящий Отчет представляет собой независимую оценку запасов месторождений АО «Матен Петролеум», компании зарегистрированной в Казахстане, которая в 2015 году приобрела пять месторождений (Восточное Морское, Западное Морское, Огайское, Каратал, Даулеталы) у АО «КоЖаН». Компания «Geo-Jade Petroleum Corporation» зарегистрирована на Шанхайской фондовой бирже (торговый код 600759).

По заказу компании АО «КоЖаН» г. Атырау, ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» выполнил независимую оценку запасов и ресурсов нефти по месторождениям Восточное Морское, Западное Морское, Огайское, Каратал, Даулеталы по состоянию на 01.01.2018 года.

Оценка запасов и ресурсов нефти основана на данных, предоставленных Недропользователем, набор данных включал в себя геологическую, геофизическую и промысловую информацию, вместе с отчетами, презентациями и финансовой информацией, касающейся условий контрактов и налогообложения.

Объемы подсчитаны в соответствии с международной системой управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов (SPE-PRMS), составленной Комитетом по запасам нефти и газа Общества инженеров-нефтяников США (SPE), Всемирным нефтяным советом (WPC), Американской ассоциацией геологов-нефтяников (AAPG) и Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа США (SPEE).

ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» используя Руководящие принципы применения PRMS, выполнил оценку доказанных (геологических/извлекаемых) запасов (1P), доказанных (геологических/извлекаемых) запасов + вероятных (геологических/извлекаемых) запасов (2P) и доказанных (геологических/извлекаемых) запасов + вероятных (геологических/извлекаемых) запасов + возможных (геологических/извлекаемых) запасов (3P) и оценку условных ресурсов.

В дальнейшем в процессе разработки могут быть внесены изменения в связи с дополнительными данными бурения эксплуатационных скважин, интерпретацией геолого-геофизического материала, уточнения структурной модели, так как часть залежей находится на начальной стадии эксплуатации, а часть - на стадии разведки.

1.1 Остаточные извлекаемые запасы нефти

Остаточные извлекаемые запасы представлены в таблице 1.1 месторождений Восточное Морское, Западное Морское, Огайское, Каратал и Даулеталы.

Таблица 1.1 – Остаточные извлекаемые запасы нефти по состоянию на 01.01.2018 г.

Месторождение	(P1)			1P	P2	2P	P3	3P
	Разрабатываемые		PUD					
	PDP	PDNP						
Вост. Морское	2,15/317,5		0,31/46,0	2,46/363,5	1,17/173,2	3,63/536,7	0/0	3,63/536,7
Запад. Морское	1,11/170,2	2,34/357,9	8,30/1267,3	11,76/1795,3	10,94/1670,3	22,70/3465,6	9,24/1410,6	31,94/4876,2
Огайское	6,11/892,0	9,41/1374,9	5,66/826,1	21,18/3092,1	20,56/3001,0	41,74/6093,1	5,13/748,5	46,87/6841,6
Морское (вкл. блок Огайское)	9,37/1379,7	11,76/1731,9	14,27/2139,4	35,40/5250,9	32,67/4844,6	68,07/10095,5	14,37/2159,1	82,44/12254,5
Каратал	0,14/19,7	-	0,17/24,9	0,31/44,5	0/0	0,31/44,5	0/0	0,31/44,5
Всего	9,51/1399,4	11,76/1731,9	14,44/2164,3	35,71/5295,4	32,67/4844,5	68,38/10140,0	14,37/2159,1	82,75/12299,0

Примечания: 1) Запасы в тыс.т. рассчитаны исходя из коэффициента перевода тонн в баррели: 6,76 барр/т для месторождения Восточное Морское, 6,55 барр/т для месторождения Западное Морское, 6,85 барр/т для месторождения Огайское, 6,99 для месторождения Каратал
2) Начальные извлекаемые запасы нефти приведены в таблицах 5.1-5.5, начальные геологические запасы приведены в таблицах 3.1-3.4.

1.2 Условные ресурсы нефти

В таблице 1.2 представлены объемы Условных ресурсов и соответствующих значений вероятности их разработки, оцененной относительно утвержденных и/или оказавшихся успешными работ (операций) на месторождении.

Таблица 1.2 – Условные ресурсы по состоянию на 01.01.2018 г.

Месторождение	Общие условные ресурсы нефти млн. барр./тыс.т.
Даулеталы	4,8/706
ВСЕГО	4,8/706

1.3 Стадия разработки месторождений

Месторождения АО «КоЖаН» находятся на различных стадиях разработки, описание текущей стадии разработки по рассматриваемым месторождениям приведено в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Стадии разработки месторождений

Лицензия	Доля участия заказчика	Стадия разработки	Срок истечения лицензии	Тип
Морское (дог. №1103)	100%	Восточное Морское – разработка (ПР) Западное Морское - разработка (ПР) Огайское - разработка (ПР)	ПР до 17/02/2034	Нефть
Каратал (дог. №1104)	100%	Каратал - разработка (ПР)		
Даулеталы (дог. №1102)	100%	Даулеталы – разведка (P)		

Примечания: ПР – промышленная разработка, P – разведка

1.4 Динамика добычи запасов

В таблице 1.4 представлена динамика добычи нефти по варианту наименьшей оценки, а в таблице 1.5 – по варианту оптимальной оценки.

Таблица 1.4 – Прогноз динамики добычи запасов категории 1Р

Год	Дебит нефти, барр/сут (stb/d)			
	Вост. Морское	Зап. Морское	Огайское	Каратал
2018	865,6	1854,4	6563,5	104,1
2019	785,8	3201,9	7085,8	136,5
2020	658,0	4363,0	6193,6	111,9
2021	558,3	4192,3	5174,7	91,8
2022	478,8	3415,5	4361,7	75,3
2023	414,5	2787,0	3708,5	61,7
2024	361,8	2277,7	3180,2	50,6
2025	318,0	1864,5	2750,0	41,5
2026	281,4	1528,7	2397,4	34,0
2027	250,4	1255,4	2106,5	27,9
2028	224,0	1032,6	1864,8	22,9
2029	201,3	850,7	1662,6	18,8
2030	181,7	702,0	1492,3	15,4
2031	164,8	580,2	1347,8	12,6
2032	150,0	480,4	1224,4	10,3
2033	137,0	398,3	1118,3	8,5
2034	125,6	330,8	1026,4	7,0
2035	115,5	275,2	946,3	5,7
2036	106,5	229,2	876,0	4,7
2037	98,5	191,3	813,9	3,8
2038	91,4	159,8	758,9	3,1
2039	85,0	133,8	709,7	2,6
2040	79,2	112,1	665,6	2,1
Итого (млн.барр.)	2,46	11,76	21,18	0,31

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

2) Срок лицензии добычи истекает 17.02.2034 г. (показан полный год)

3) Прогнозы сделаны до предела рентабельной эксплуатации

Таблица 1.5 – Прогноз динамики добычи запасов категории 2Р

Год	Дебит нефти, барр/сут (stb/d)			
	Вост. Морское	Зап. Морское	Огайское	Каратал
2018	972,8	2032,4	7911,0	104,1
2019	959,7	4093,0	9896,8	136,5
2020	868,4	5872,7	9359,2	111,9
2021	785,8	5957,3	8416,4	91,8
2022	711,0	5922,8	8625,4	75,3
2023	643,3	5419,3	8175,0	61,7
2024	582,1	4707,5	7363,8	50,6
2025	526,7	4090,7	6634,4	41,5
2026	476,6	3556,1	5978,4	34,0
2027	431,2	3092,6	5388,2	27,9
2028	390,2	2690,7	4857,2	22,9
2029	353,1	2342,0	4379,3	18,8
2030	319,5	2039,3	3949,0	15,4
2031	289,1	1776,6	3561,5	12,6
2032	261,6	1548,5	3212,6	10,3
2033	236,7	1350,3	2898,3	8,5
2034	214,1	1178,0	2615,0	7,0
2035	193,8	1028,2	2359,8	5,7
2036	175,3	898,0	2129,7	4,7
2037	158,6	784,6	1922,3	3,8
2038	143,5	685,9	1735,3	3,1
2039	129,9	600,0	1566,7	2,6
2040	117,5	525,1	1414,5	2,1
Итого (млн.барр.)	3,63	22,70	41,74	0,31

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

2) Срок лицензии добычи истекает 17.02.2034 г. (показан полный год)

3) Прогнозы сделаны до предела рентабельной эксплуатации

Таблица 1.6 – Прогноз динамики добычи запасов категории ЗР

Год	Дебит нефти, барр/сут (stb/d)			
	Вост. Морское	Зап. Морское	Огайское	Каратал
2018	972,8	2208,7	8067,9	104,1
2019	959,7	4729,0	10207,3	136,5
2020	868,4	7243,7	9766,9	111,9
2021	785,8	7744,4	8891,2	91,8
2022	711,0	7665,2	9153,0	75,3
2023	643,3	7105,3	8770,7	61,7
2024	582,1	6328,5	8012,1	50,6
2025	526,7	5640,9	7322,1	41,5
2026	476,6	5031,7	6694,1	34,0
2027	431,2	4491,7	6122,3	27,9
2028	390,2	4012,6	5601,3	22,9
2029	353,1	3587,2	5126,4	18,8
2030	319,5	3209,1	4693,2	15,4
2031	289,1	2872,9	4298,0	12,6
2032	261,6	2573,8	3937,2	10,3
2033	236,7	2307,3	3607,8	8,5
2034	214,1	2069,8	3306,8	7,0
2035	193,8	1858,0	3031,6	5,7
2036	175,3	1668,9	2780,1	4,7
2037	158,6	1500,0	2550,0	3,8
2038	143,5	1349,0	2339,5	3,1
2039	129,9	1213,9	2146,8	2,6
2040	117,5	1093,0	1970,4	2,1
Итого (млн.барр.)	3,63	31,94	46,87	0,31

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

2) Срок лицензии добычи истекает 17.02.2034 г. (показан полный год)

3) Прогнозы сделаны до предела рентабельной эксплуатации

1.5 Экономическая оценка извлекаемых запасов

Результаты экономической оценки стоимости активов после вычета налогов NPV по состоянию на 01.01.2018 г., с использованием прогноза сценариев цен SPE, представлены в таблице 1.6. При расчетах использовалась средняя цена на нефть по прогнозам многих международных инвестиционных банков и себестоимость добычи по оценкам руководства.

Таблица 1.7 – Оценка запасов после налогообложения NPV при различных ставках дисконта (прогноз цен SPE 4кв. 2017) по состоянию на 01 января 2018 г.

Месторождение	Категории запасов	Ставки NPV (млн.\$)					
		5 %	7,5 %	10 %	12,5 %	15 %	IRR (%)
Морское	Доказанные	258,01	232,31	210,32	191,50	175,36	
	Доказанные + Вероятные	746,04	635,08	548,58	479,89	424,44	
	Доказанные + Вероятные + Возможные	851,53	712,78	606,34	523,05	456,68	
Каратал	Доказанные	0,12	0,69	1,04	1,25	1,37	
	Доказанные + Вероятные	0,12	0,69	1,04	1,25	1,37	
	Доказанные + Вероятные + Возможные	0,12	0,69	1,04	1,25	1,37	
Итого	Доказанные	258,13	233,00	211,36	192,75	176,73	
	Доказанные + Вероятные	746,16	635,77	549,62	481,14	425,81	
	Доказанные + Вероятные + Возможные	851,65	713,47	607,38	524,30	458,05	

1.6 Общие сведения о районе работ АО «КоЖаН»

В административном отношении район работ АО «КоЖаН» входит в Жылыойский (Морское, Огайское, Даулеталы) и Махамбетский (Каратал) районы, Атырауской области Республики Казахстан (рис.1.1).

1.6.1 Месторождения Восточное Морское и Западное Морское

Нефтяные месторождения Восточное Морское и Западное Морское расположено в 350 км к юго-востоку от г. Атырау.

На северо-востоке от месторождения находится разрабатываемое месторождение Тенгиз, на юге и юго-востоке – месторождения Западная Прорва и С. Нуржанов. В 16 км к востоку от месторождения проложен нефтепровод Прорва-Кульсары, в 134 км проходит газопровод Средняя Азия-Центр.

1.6.2 Месторождение Огайское

Районный центр г. Кульсары и железнодорожная станция Кульсары находятся к северо-востоку от месторождения Огайское в 120 км, областной центр г. Атырау расположен в 310 км, ближайшими населенными пунктами являются поселки: Прорва (10 км) и Сарыкамыс (15 км). Связь месторождения с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с районным центром и г. Атырау по асфальтированной трассе Атырау-Актау.

Район характеризуется развитой инфраструктурой. По его территории проходят действующие нефтепроводы, газопровод и водовод к северо-востоку от месторождения: магистральный газопровод Средняя Азия-Центр; нефтепровод Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск; нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара; водовод Астрахань-Мангышлак.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: на юге и на юго-востоке Западная Прорва, Актюбе, на северо-востоке Тенгиз.

1.6.3 Месторождение Каратал

Районный центр посёлок Махамбет находится на правом берегу реки Урал в 65 км к западу от месторождения Каратал, областной центр г. Атырау расположен в 90 км к юго-западу. Ближайшим населенными пунктами являются железнодорожные станции Макат и Доссор, находящиеся соответственно в 100 км к востоку и 80 км к юго-востоку от месторождения. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам.

Ближайшими разрабатываемыми нефтяными месторождениями являются: на северо-западе и на юго-востоке Дараймола, Бакланий, на юге - Макат.

1.6.4 Месторождение Даулеталы

В административном отношении расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Месторождение Даулеталы расположено в 260 км восточнее областного центра г. Атырау и в 100 км к северо-востоку от районного центра г. Кульсары. Ближайшими населенными пунктами являются Кульсары и Жантерек.

Железнодорожные магистрали проходят: «Атырау-Мангышлак - западнее на расстоянии 20 км месторождения и «Астрахань-Актюбинск» - севернее в 60 км. На расстоянии 5-7 км на восток от месторождения проходит линия нефтепровода Косчагыл - Кенкияк.

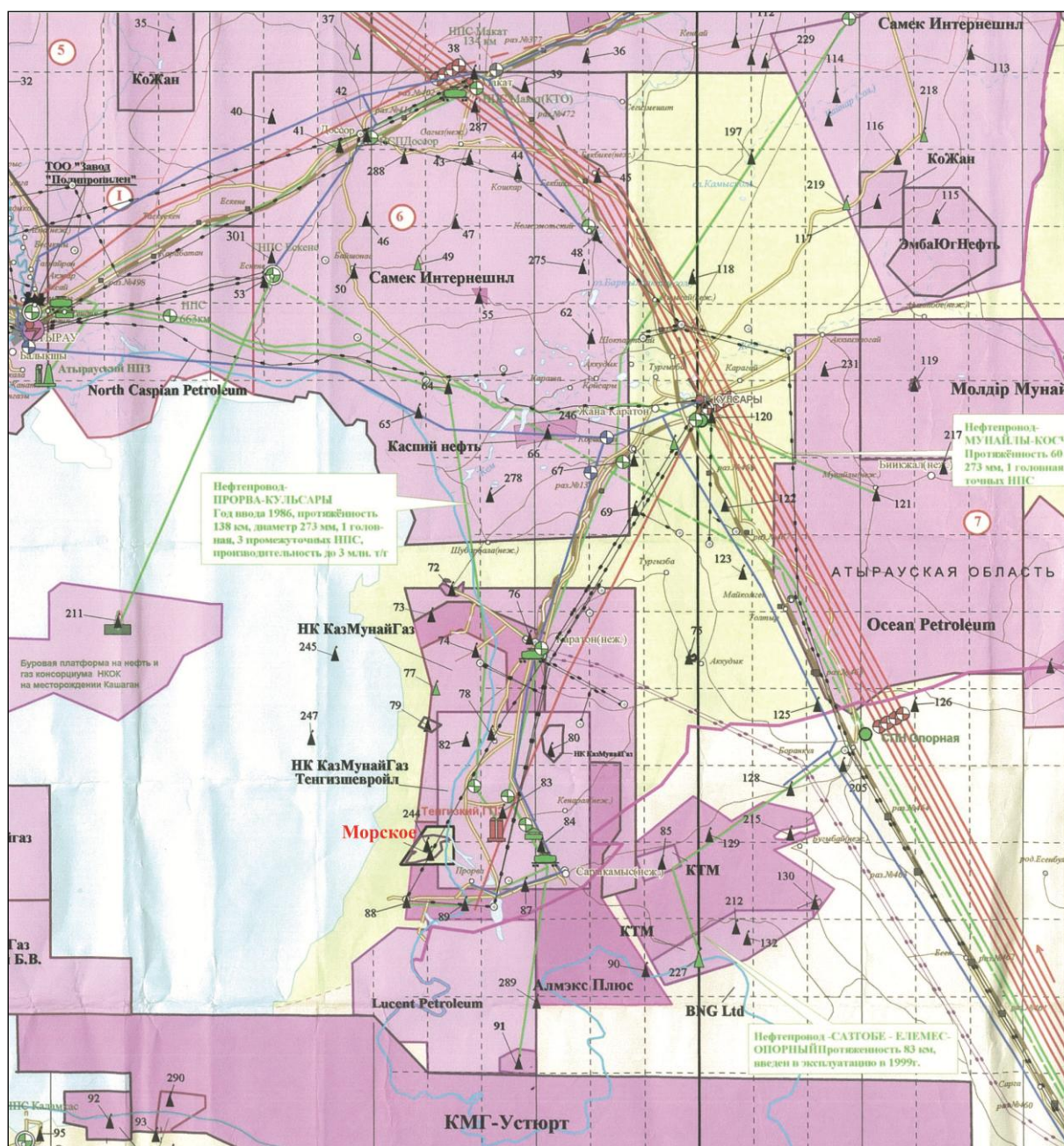


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Оценка запасов и ресурсов нефти месторождений Морское, Огайское, Каратал, Даулеталы Атырауской области, Республики Казахстан с применением классификации PRMS

2.ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

Район работ Недропользователя АО «Кожан» находится на структуре Морское, которая представляет собой солянокупольную структуру скрыто-прорванного типа и субширотным разрывным нарушением (F) делится на три блока: Северо-западный (месторождение Огайское), Западный (месторождение Западное Морское) и Восточный (месторождение Восточное Морское).

В связи с тем, что два месторождения Морское и Огайское входят в состав единой солянокупольной структуры, имеют одинаковые физико-химические свойства и состав нефтей, а также единые продуктивные горизонты нижнего мела, было решено в 2015 г. Недропользователем объединить данные месторождения Морское (Восточный и Западный блоки) и Огайское (блок Огайское) в единое месторождение.

2.1 Месторождение Морское, Восточный блок

2.1.1 Общие сведения о месторождении

Нефтегазоносность Восточного блока подтверждена в период 1965-1971 г., при бурении и опробовании глубоких разведочных скважин 1, 4, 6, 7, 8 и 9.

С 1972 по 2003 гг. месторождение Восточное Морское находилось в консервации.

В 2005-2006 гг. проведены сейсморазведочные работы 2Д объемом 30,25 пог.км в восточной части площади Морское и были пробурены скважины 10, 11, 12.

С 2006 г. по июль 2007 г. месторождение Восточное Морское находилось в пробной эксплуатации.

В конце 2006 г на площади проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в объеме 70 км², обработка и интерпретация данных 3D съёмки проведена в 2009 году.

В 2006 году на месторождении Восточное Морское выполнен оперативный подсчет запасов по данным бурения 9 скважин.

В 2007 году получен Горный отвод площадью 2,6 км² до глубины -1297 м.

В 2007 году утверждена Технологическая схема разработки месторождения Морское (Восточный блок), утвержден I объект разработки, объединяющий альб-аптские залежи, принят 3 вариант разработки. Проектом предусмотрено бурение 3 добывающих скважин 13, 15 и 16, нагнетательной 1н и для доразведки разведочной скважины 14, также ввод в эксплуатацию ранее ликвидированных скважин 1, 6, 7 и 9.

В 2009 г на площади Морское выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д общим объемом 70 кв.км, по результатам которых были выделены перспективные объекты в надсолевых отложениях. Пробурены скважины 13 и 14, скважина 14 оказалась за пределами нефтеносности в погруженной части и была ликвидирована.

В 2011 г. проведена переобработка и переинтерпретация данных 3Д, уточнено геологическое строение надсолевых отложений, получена геостатическая и гидродинамическая модели месторождения.

В 2013 году на месторождении Восточное Морское выполнен пересчет запасов нефти и газа основываясь на данных сейсморазведочных работ 3Д 2009 года и бурения новых скважин.

По состоянию на 01.05.2015 г. выполнен Перевод запасов нефти и газа из категории C_2 в категорию C_1 месторождений Морское по результатам бурения новых скважин.

По состоянию на 01.05.2015 г. выполнен Анализ разработки месторождений Морское.

По состоянию на 02.01.2016 г. в ГКЗ РК утвержден «Совместный пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское». Утвержденные запасы нефти по Восточному блоку составили: по категории В – 15,710 млн.барр. (2324 тыс.т), по категории C_1 – 10,667 млн.барр. (1578 тыс.т), по категории C_2 – 4,063 млн.барр. (601 тыс.т).

По состоянию на 01.01.2016 г утверждена «Технологическая схема разработки месторождения Морское, включая блок Огайское».

В ТС на Восточном блоке выделен I объект, объединяющий нижнеальбский и аптский горизонты. К реализации принят 2 вариант, предусматривающий разработку объекта с поддержанием пластового давления (ППД) и не предусматривающий бурение новых добывающих скважин.

Всего на Восточном блоке пробурена 21 скважина, из них 4 скважины ликвидированы, две скважины (1, 4) – по техническим, 2 скважины (8, 25) – по геологическим причинам, 1 скважина (14) – в консервации, 2 скважины (7 и 9) – нагнетательные, 14 скважин – добывающие, скважины 11 и 12 – наклонно-направленные.

На 01.01.2018 г. накопленная добыча по Восточному Блоку составила 5,696 млн. барр (842,5 тыс.т.). В настоящее время работают 12 добывающих скважин со средним дебитом по объекту ~ 143,2 барр/сут (21,2 т/сут) и обводненностью 47 %.

На месторождении Восточное Морское первоначально добыча нефти велась из отдельных скважин и транспортировалась с помощью автоцистерн. С 2009 г. нефть стала перевозиться на пункт сбора для подготовки и последующей транспортировки. Пропускная способность пункта сбора и подготовки нефти составляет 3600 барр/сут, в данное время готовится проект по увеличению пропускной способности.

2.1.2 Структурная модель

Структура Морское представляет собой солянокупольную структуру скрыто-прорванного типа.

По подошве альбских отложений структура ограничена с северо-запада сбросом F и состоит из двух блоков: более приподнятого Восточного и относительно погруженного Западного. Восточный блок месторождения Морское отделяется от Западного поперечным тектоническим нарушением и небольшим прогибом амплитудой порядка 20 м (рис. 2.1). Восточный блок представлен приразломным антиклинальным поднятием северо-восточного простирания, осложнен малоамплитудным тектоническим нарушением, протягивающимся параллельно основному разлому в юго-западном направлении. По замкнутой изогипсе -1220 м размеры составляют 3,6 x 1,0 км.

2.1.3 Стратиграфическая характеристика

На месторождении Морское пробуренными скважинами вскрыты отложения триасовой (скв.21), юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Мезозойский разрез, включающий отложения триасового, юрского и мелового периодов, преимущественно сложен терригенными песчано-алевритово-глинистыми породами, с включениями маломощных прослоев конгломератов, мергелей и известняков.

Кайнозойский комплекс, сложенный из отложений палеогенового, неогенового и четвертичного периодов, представлен мергелями, глинами песчанистыми, слюдистыми, песками, мелом.

2.1.4 Геологическая модель

На Восточном блоке промышленная нефтеносность приурочена к отложениям нижнего мела - альбским, аптским горизонтам (рис 2.2).

Всего в пределах Восточного блока установлено 9 нефтяных залежей в альбских, аптских и неокомских отложениях: (K_{1al3} 0-1, K_{1al3} 0-3А, K_{1al3} 0-3Б, K_{1al3} 1-2, K_{1al3} 3-3, K_{1a}, K_{1nc} 1А, K_{1nc} 1Б, K_{1nc} б). Из них в промышленной разработке согласно Технологической схеме разработки находятся две залежи K_{1al1} 3-3 и K_{1a}, остальные залежи из-за малых толщин и ограниченного распространения промышленной значимости не имеют.

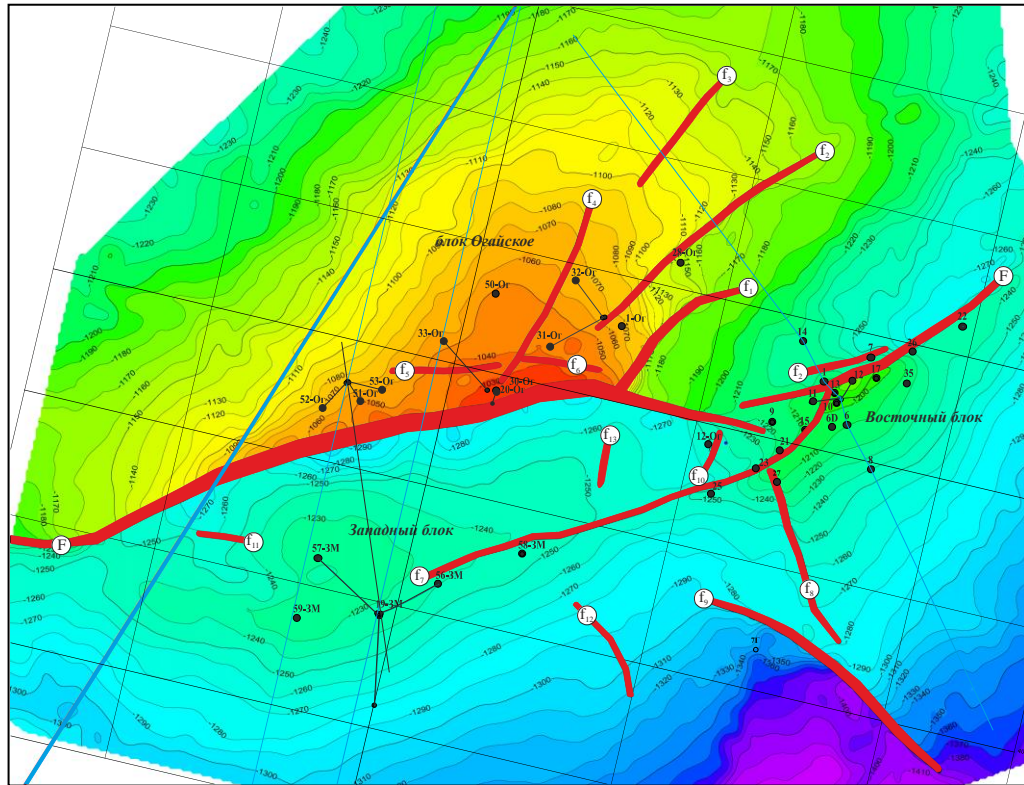


Рисунок 2.1 – Структура Морское. Структурная карта по отражающему горизонту К1а1 (подшва нижнемелового альбского горизонта)

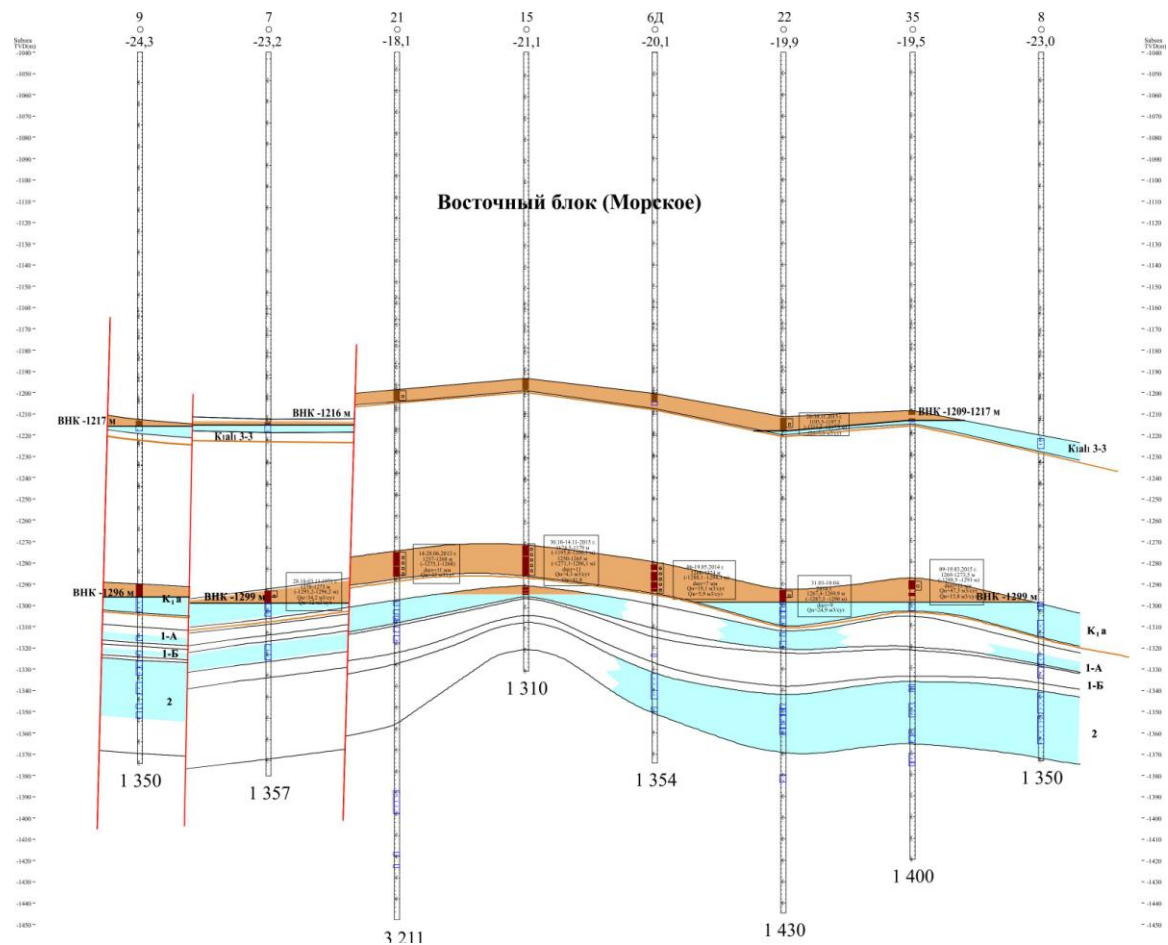


Рисунок 2.2 – Месторождение Морское, Восточный блок. Профильный разрез по линии скважин.

Обоснование ВНК

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

Ниже в таблице 2.1 представлен тип залежи, отметки ВНК и характер насыщения залежей в различных блоках.

Таблица 2.1– Восточное Морское Характеристика разрабатываемых залежей

Горизонт, залежь	Блок	Тип залежи	Характер насыщения	Абс. отметка ВНК, м
K _{1a1} 3-3	I	Пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная	Н	-1209-1219
	II		Н	-1216
	III		Н	-1217
K _{1a}	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	Н	-1299
	II		Н	-1299
	III		Н	1296

Из таблицы видно, что залежи по типу природного резервуара пластовые сводовые, тектонически-экранированные. По характеру насыщения нефтяные.

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

2.1.5 Изученность керном пород-коллекторов

Коллекторами на месторождении являются песчаники и алевролиты, среднезернистые, полимиктовые, серые и темно серые. Покрышками служат глины плотные с включениями глинистых сланцев, аргиллиты и плотные темно-серые мелкозернистые песчаники.

На месторождении Восточное Морское керн отобран из 12 скважин. Суммарная проходка колонковым долотом составила 470,92 м, при этом отобрано 230,8 м или 49,01 % от проходки.

Из отложений альбского яруса при проходке колонковым долотом 118,1 м вынесено 85,7 м или 72,6 %; из залежей апта при проходке 106,42 м отобрано 78,9 м или 74,1 %; в неокоме проходка колонковым долотом составила 56,2 м, вынос -22,6 м или 40,3 %.

Стандартный комплекс петрофизических параметров, включающий плотность зерен, открытую пористость, проницаемость и водонасыщенность методом Дина-Старка, был определён на коллекции керна, представленной 332 образцами. Из них продуктивные

отложения альба изучены 82 образцами, апта – 146 образцами и неокома – 95 образцами (всего 323), остальные 9 образцов из непродуктивной части разреза.

Специальные исследования выполнены на 6 образцах керна альба и 5 образцах апта из скважины 22. Комплекс специальных анализов включал: определение минералогического состава методом XRD, электрическое сопротивление 100% водонасыщенного образца и при переменной водонасыщенности, кривые капиллярного давления, ртутную порометрию, определение проницаемости для пластовой воды, относительные фазовые проницаемости в системе нефть-вода, влияние давления на пористость. Выполненные исследования совместно с исследованиями на образцах керна участков Западное Морское и Огайское были использованы для обоснования петрофизической основы интерпретации ГИС.

2.1.6 Изученность по ГИС

На месторождении Восточное Морское ГИС проведены в 21 скважине.

Применяемый комплекс методов в шести скважинах, пробуренных в период 1965-1966г.г., состоял из методов кажущегося удельного сопротивления кровельным (N0.5M2A) и подошвенным (A2M0.5N) градиент-зондами, потенциала естественного электрического поля (ПС), кавернометрии (Кв), бокового каротажного зондирования 5-ю подошвенными и одним кровельным градиент-зондами (БКЗ), потенциал-зонда (ПЗ), микрокаротажа (МКЗ), гамма (ГК)- и нейтронного гамма-каротажа (НГК). В остальных пятнадцати скважинах, пробуренных после 2005г комплекс ГИС дополнился многозондовыми установками бокового (БК) и индукционного (ИК) каротажа, акустическим (АК), литоплотностным (ГТКП), фотоэффективным каротажом (ФЭФ), нейтронный каротаж выполнен 2-х зондовой установкой, в ряде скважин выполнен спектральный гамма-каротаж и исключено БКЗ

Геофизическая характеристика разреза продуктивных отложений месторождения выполнена на основе показаний методов ГИС, литологического описания пород, анализов керна и результатов опробования.

Выделение коллекторов и определение эффективной толщины осуществлялось с применением характеристик всех геофизических методов по косвенным и прямым признакам, основанным на проникновении фильтрата промывочной жидкости, и по количественным критериям, установленным на керне $K_p \geq 14\%$, $K_{пр} \geq 5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $S_{гл} \leq 37\%$. Характер насыщения определялся по сопротивлению

Количественные характеристики определены по константам и петрофизическим связям, установленным для условий месторождения. Глинистость определена по ГК по уравнению В.В. Ларионова для древних пород. Пористость определена по комплексу методов ГГКП, НК, АК, ГК. Коэффициент нефтегазонасыщенности определялся по методу сопротивления с использованием петрофизических связей, полученных по замерам на образцах керна: $R_p = 1,016 * K_p^{-1,822}$ ($R^2 = 0,99$), $R_n = 1,025 * K_v^{-1,856}$ ($R^2 = 0,99$).

На рис.2.3 приведен фрагмент сопоставления результатов интерпретации ГИС, исследования керна и опробования по скважине 21. Сопоставимость количественных параметров, полученных на керне и по ГИС, как видно на рис. 2.3 хорошая.

Коэффициент открытой пористости, по данным ГИС изменяется в пределах 0,20-0,30 д.ед, в среднем составляет 0,26 д.ед.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов по ГИС изменяется в пределах 0,58-0,83 д.ед. и в среднем составляет 0,77 д.ед.

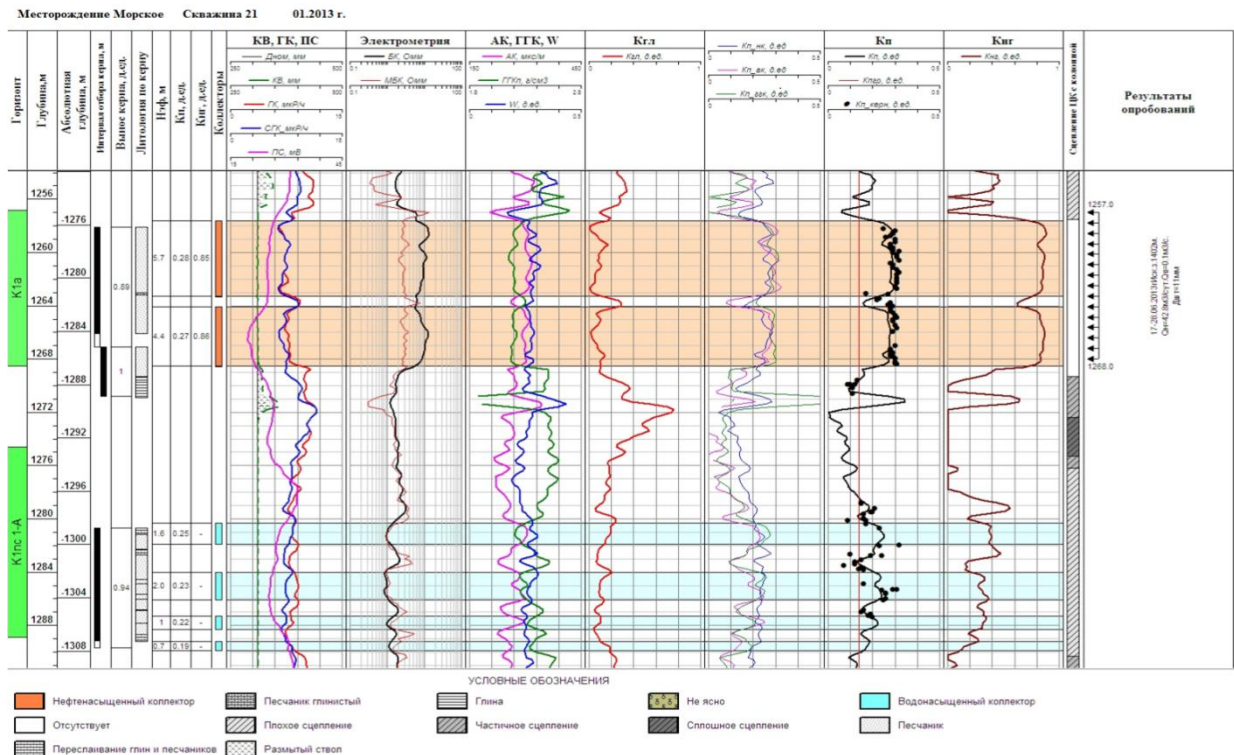


Рисунок 2.3 – Восточное Морское. Сопоставимость пористости по керну и ГИС на примере скважины 21

2.1.7 Свойства пластовых флюидов

Всего по Восточному блоку отобрано 47 глубинных проб из 13 скважин, из них из залежи $K_{1a1} 3-3$ – 11 проб из 5 скважин, из K_{1a} – 34 из 11 скважин и совместно $K_{1a1} 3-3 + K_{1a}$ – 2 пробы из 1 скважины.

Газосодержание по нижнеальбской и аптской залежам составляет 31,67 и 27,87 м³/т соответственно, давление насыщения 6,81-7,20 МПа. В пластовых условиях нефть тяжелая (0,890-0,900 г/см³) и вязкая (21,63-27,48 мПа*с).

Свойства и состав дегазированной нефти изучены по результатам 193 пробам из 15 скважин, из них $K_{1a1} 3-3$ – по 40 пробам из 7 скважин, K_{1a} – по 95 пробам из 13 скважин, совместно по горизонтам $K_{1a3}+K_{1a}$ отобрано 54 проб из 5 скважин, по горизонтам $K_{1a}+K_{1nc}$ – 4 пробы из 4-х скважин.

Нефть битуминозная (в среднем по горизонтам плотность 0,943-0,947 г/см³), высоковязкая (кинематическая вязкость нефти при температуре 20°С 270,5-387,3 мм²/с), от малопарафинистой до парафинистой (1,3-1,7 % масс), высокосернистая (2,21-2,39 % масс.) и высокосмолистая (25,5-28,6 % масс).

Состав и свойства растворенного газа изучены по 48 пробам из 13 скважин по результатам однократного разгазирования глубинных проб нефти, газ метанового типа, среднее значение метана по альбу 87,94 % мольных, по апту 90,35% мольных.

2.2 Месторождение Морское, Западный блок

2.2.1 Общие сведения о месторождении

Нефтегазоносность Западного блока подтверждено по результатам бурения скважины 19 в 2009 году.

В 2009 г на площади Морское выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д общим объемом 70 кв.км, в 2011 г. проведена переобработка и переинтерпретация данных 3Д, получена геостатическая и гидродинамическая модель месторождения.

По состоянию на 01.03.2013 г. в ГКЗ РК утвержден «Отчет по пересчету запасов нефти и попутного газа месторождения Морское» где по месторождению Западное Морское оценка запасов проведена впервые.

На 01.03.2013 г утверждена «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Морское», выделен II объект разработки, объединяющий нижнеокомские горизонты ($K_{1nc} 3$ и $K_{1nc} 5$), рассмотрен один вариант разработки посредством пробуренных добывающих 19 и 56. В период реализации УТС на Западном Морское пробурены оценочные скважины 57, 58, 59.

В 2014 году согласно Дополнению к проекту оценочных работ на месторождении Западное Морское предусмотрено бурение *наклонно-направленным стволом* 12 зависимых скважин от ранее пробуренных (60, 61, 62, 63, 64, 66, 67, 68, 80, 81, 82, 83).

По состоянию на 01.05.2015 г. выполнен Перевод запасов нефти и газа из категории C_2 в категорию C_1 месторождения Морское.

По состоянию на 01.05.2015 г. выполнен Анализ разработки месторождений Морское.

По состоянию на 02.01.2016 г. в ГКЗ РК утвержден «Совместный пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское». Утвержденные запасы нефти по месторождению Западное Морское составили: по категории C_1 – 36,857 млн.барр. (5627 тыс.т), по категории C_2 – 68,651 млн.барр. (10481 тыс.т).

По состоянию на 01.01.2016 г утверждена «Технологическая схема разработки месторождения Морское, включая блок Огайское».

В ТС на месторождении Западное Морское выделен II объект, объединяющий альбские, аптский и неокомские горизонты. К реализации принят 2 вариант, предусматривающий разработку объекта с поддержанием пластового давления (ППД) и предусматривающий бурение 19 новых добывающих скважин.

Всего на 01.01.2018 г. по Западному блоку пробурено 18 скважин, все скважины – наклонно-направленные. Из них 11 добывающих скважин, три скважины находятся в консервации (62, 63, 64), 4 скважины – в освоении (60, 67, 83, 396).

На 01.01.2018 г. накопленная добыча на месторождении Западное Морское составила 0,880 млн. барр (134,4 тыс.т). В настоящее время работают 10 добывающих скважин со средним дебитом по объекту ~ 90,8 барр/сут (13,9 т/сут) и обводненностью 31 %.

2.2.2 Структурная модель

По кровле альбских отложений структура Морское с северо-запада ограничена сбросом F и разделена на два блока: Западный и Восточный. Структура Западного блока представлена брахиантиклинальной складкой северо-восточного простирания амплитудой свыше 20 м (рис. 2.4). По замкнутой изогипсе -1790 м размеры складки составляют 5,0 x 1,5 км.

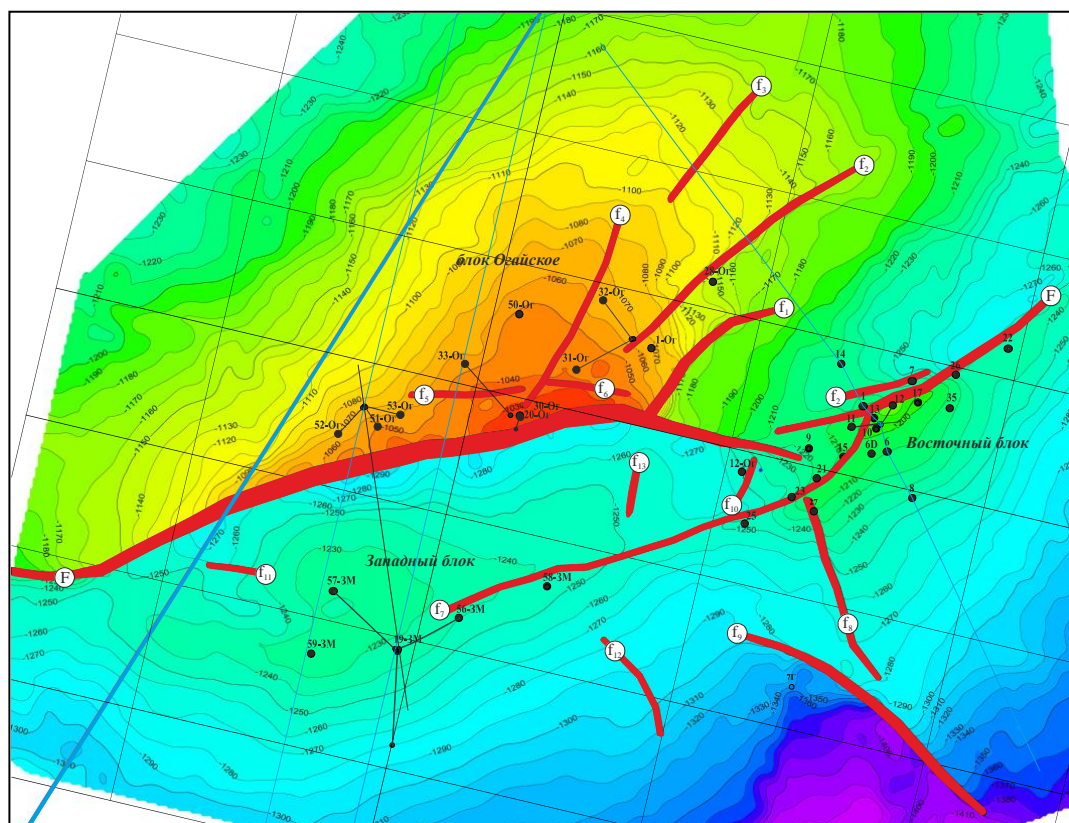


Рисунок 2.4 – Структура Морское. Структурная карта по отражающему горизонту K1a1 (подшва нижнемелового альбского горизонта)

2.2.3 Стратиграфическая характеристика

На месторождении Западное Морское пробуренными скважинами вскрыты отложения триасовой (скв. 19), юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Мезозойский разрез, включающий отложения триасового, юрского и мелового периодов, преимущественно сложен терригенными песчано-алевритово-глинистыми породами, с включениями маломощных прослоев конгломератов, мергелей и известняков.

Кайнозойский комплекс, сложенный из отложений палеогенового, неогенового и четвертичного периодов, представлен мергелями, глинами песчанистыми, слюдястыми, песками, мелом.

2.2.4 Геологическая модель

На Западном блоке промышленная нефтеносность приурочена к отложениям нижнего мела - альбским, аптским и неокомским горизонтам.

Всего в пределах Западного блока выявлено 14 залежей: 8 залежей в альбе ($K_{1a3} 0-1$, $K_{1a3} 1-1$, $K_{1a3} 1-2$, $K_{1a3} 1-3$, $K_{1a2} 2-1$, $K_{1a2} 2-2$, $K_{1a2} 2-3$, $K_{1a3} 3-3$), одна залежь в апте (K_{1a}) и 5 залежей в неокоме ($K_{1nc} 1A$, $K_{1nc} 1B$, $K_{1nc} 3A$, $K_{1nc} 5$, $K_{1nc} 6$). Из них три

залежи являются газонефтяными (K_1a_3 1-1, K_1a_3 1-2, K_1a), одна залежь чисто газовая (K_1a_2 2-2), остальные – нефтяные (рис. 2.5-2.6).

В промышленной разработке согласно Технологической схеме разработки находятся 5 залежей: K_1a_3 1-1, K_1a_3 1-3, K_1a_2 2-1, K_1a_1 3-3 и K_1nc 3-А.

Обоснование ВНК

При обосновании контактов газ-нефть-вода по залежам использовались результаты опробования поисковых (19) и оценочных скважин (56, 57, 58, 59, 60, 62, 63, 64, 67, 83), данные эксплуатации добывающих скважин и оценка характера насыщения коллекторов, определенная по комплексу геолого-геофизических исследований скважин.

Ниже в таблице 2.2 представлен тип залежи, отметки ВНК и характер насыщения залежей в различных блоках.

Таблица 2.2 – Западное Морское. Характеристика разрабатываемых залежей

Горизонт, залежь	Блок	Тип залежи	Характер насыщения	Абс. отметка ГВК, ГНК, м	Абс. отметка ВНК, м
K_1a_3 1-1	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	ГН	-861,0	-871-872
	II		ГН	-862,4	-870-873
	III		ГН	-861,7	-874-875
K_1a_3 1-3	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	Н		-895-897
	II		Н		-896-899
	III		Н		-897
K_1a_2 2-1	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	Н		-1037-1038
	II		Н		-1037-1042
	III		Н		-1038-1041
K_1a_1 3-3	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	Н		-1257
	II		Н		-1255-1260
	III		Н		-1256-1258
K_1nc 3А	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	Н		-1431-1433

Из таблицы видно, что залежи по типу природного резервуара пластовые сводовые, тектонически-экранированные. По характеру насыщения газонефтяные и нефтяные.

ВНК по всем залежам обоснован достоверно, нефтенасыщенный резервуар ограничивается подошвой нефтенасыщенного пласта, из которого получен приток нефти и по уровню ВНК определенному по методам ГИС. В установленных залежах ВНК горизонтальный и наклонный.

ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

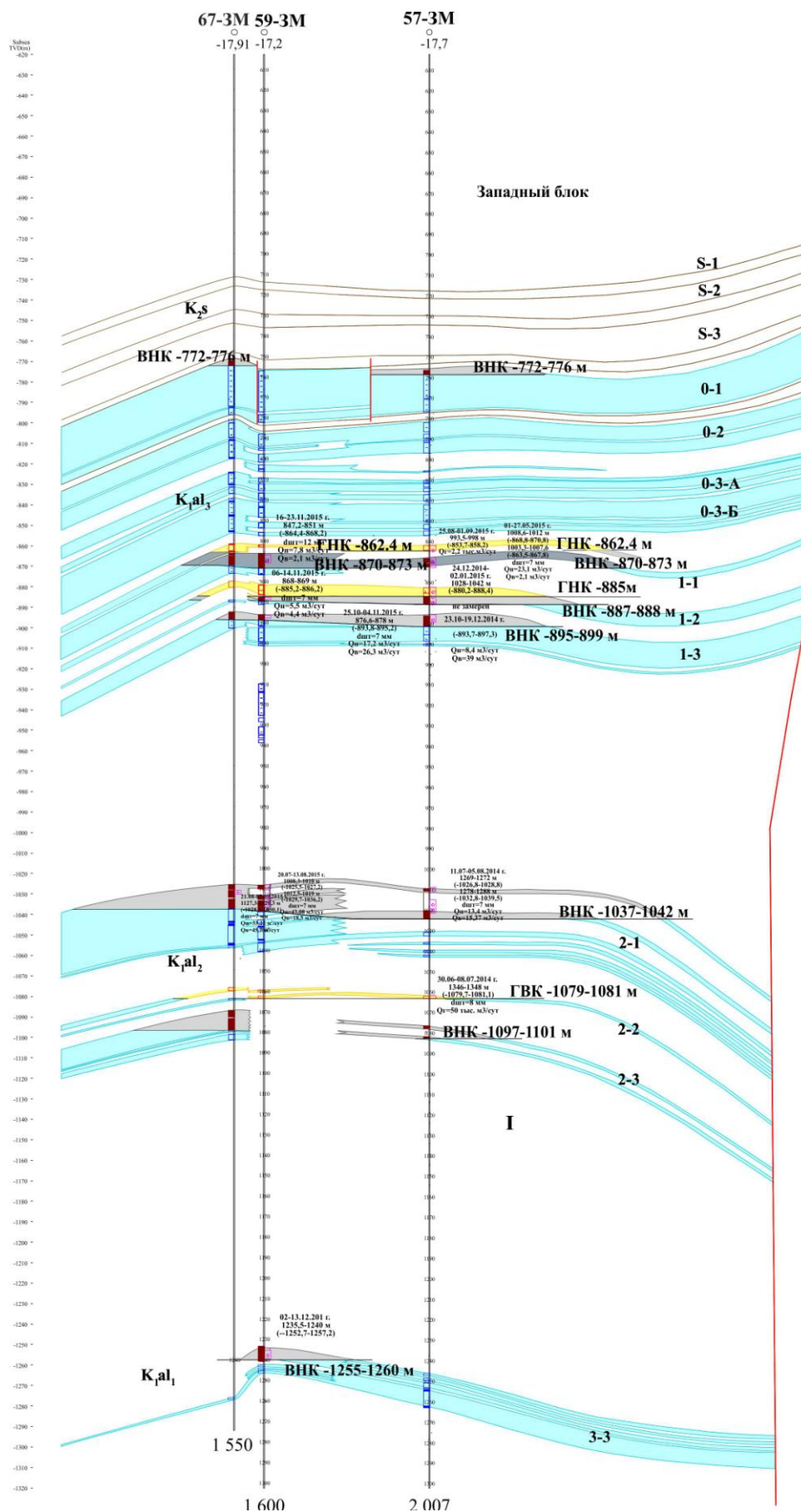


Рисунок 2.5 – Месторождение Западное Морское. Профильный разрез по линии скважин (альбские горизонты)

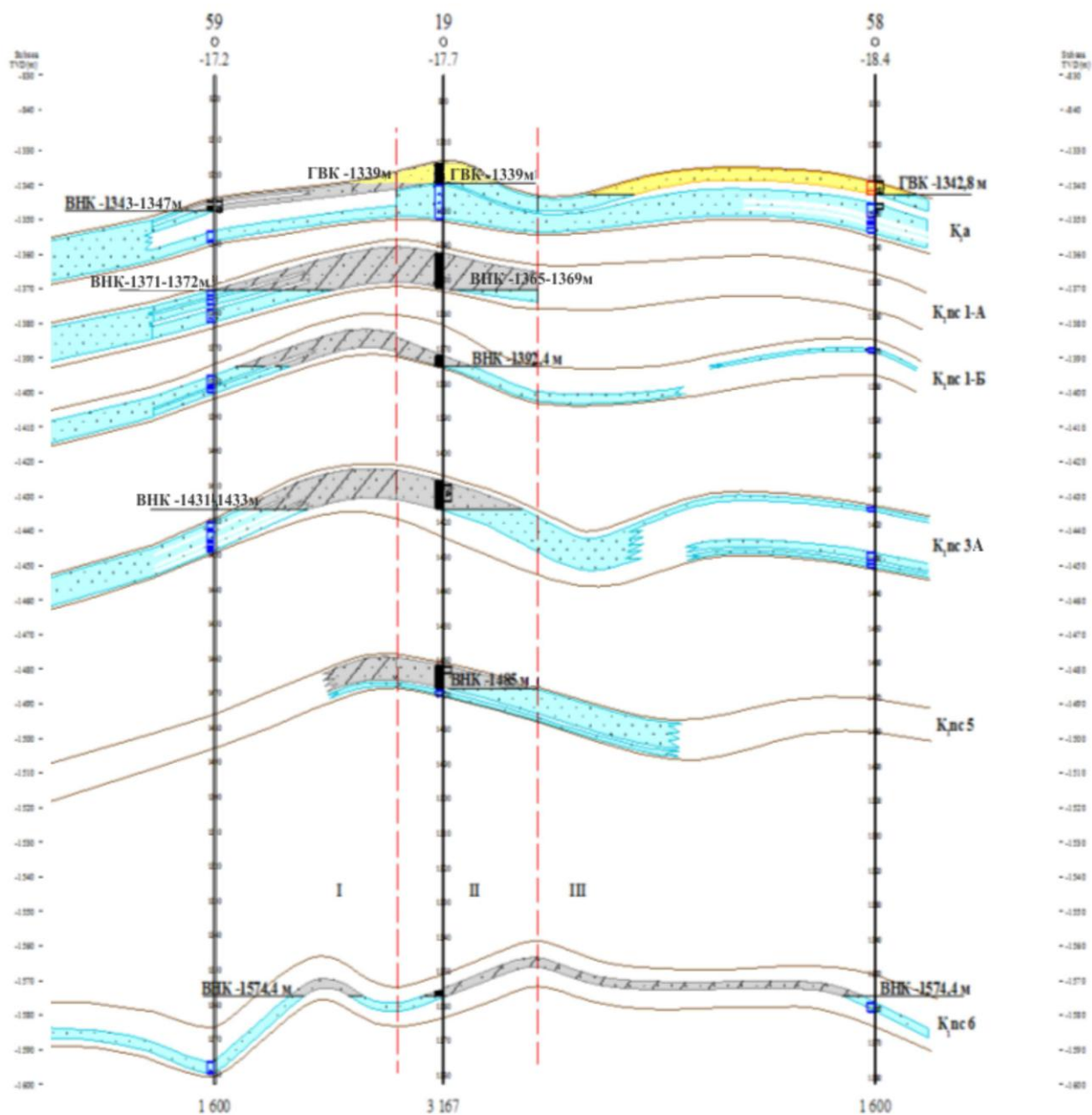


Рисунок 2.6 – Месторождение Западно Морское. Профильный разрез по линии скважин (аптский и неомомские горизонты)

2.2.5 Изученность керном пород-коллекторов

Коллекторами на месторождении являются песчаники и алевролиты, среднезернистые, полимиктовые, серые и темно серые. Основными покрышками служат глины плотные с включениями глинистых сланцев, аргиллиты и плотные темно-серые мелкозернистые песчаники.

На месторождении Западное Морское керн отобран из 11 скважин 56-3М, 58-3М, 59-3М, 60-3М, 62-3М, 63-3М, 64-3М, 67-3М, 81-3М, 83-3М, 396-3М. Суммарная проходка колонковым долотом составила 205,36м, при этом вынесено 190,72м или 92,9% от проходки с отбором.

Из отложений альбского яруса при проходке колонковым долотом 134,69м, отобрано 123,0 м керна или 91,3%; из залежи апта при проходке 28,8 м отобрано 26,9м керна, что составляет 93,4%. По отложениям неокома пройдено колонковым долотом 41,87м, отобрано 40,83м, или 97,5% от проходки.

Стандартный комплекс петрофизических параметров, включающий плотность зерен, открытую пористость, проницаемость и водонасыщенность методом Дина-Старка, был определён на коллекции керна, представленной 697 образцами. Из них продуктивные отложения альба изучены на 418 образцах, апта – 84 образцами и неокома – 195 образцами.

Специальные исследования выполнены на образцах керна скважин 58-3М и 59-3М. Комплекс специальных анализов и объём выполненных исследований с привязкой к горизонту приведен ниже.

По альбу минералогический состав методом XRD определён на 20 образцах; на 21 образце выполнены ртутная порометрия, замеры электрического сопротивления 100% водонасыщенного образца и при переменной водонасыщенности, кривые капиллярного давления, определение проницаемости для пластовой воды, влияние давления на пористость; на 5 образцах относительные фазовые проницаемости в системе нефть-вода;

По апту все выше перечисленные виды анализов выполнены на одном образце.

Выполненные исследования в совокупности с аналогичными исследованиями по блокам Восточное Морское и Огайское были использованы для обоснования петрофизической основы интерпретации ГИС, определения граничных значений коллекторов месторождения: пористости $K_p \geq 14\%$, проницаемости $K_{пр} \geq 5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, глинистости $S_{гл} \leq 37$.

2.2.6 Изученность по ГИС

На месторождении Западное Морское из 19 пробуренных скважин комплексом ГИС полностью охвачен вскрытый разрез в 18; в наклонно-направленной скважине 326-ЗМ из-за непрохода прибора ГИС выполнен в разрезе сеномана и горизонта K_1a_30-3 до каротажной глубины 890м.

Применяемый комплекс ГИС в скважинах состоял из потенциала естественного электрического поля (ПС), кавернометрии (Кв), многозондовых бокового (БК) и индукционного (ИК, ВИКИЗ) каротажей, микробокового каротажа (МБК), гамма (ГК) и нейтрон-нейтронного каротажа (КНК), литоплотностного (ГГКП) + фотоэлектрического (ФЭФ) каротажа, акустического каротажа. В ряде скважин выполнен спектральный гамма-картаж, боковое каротажное зондирование 5-ю подошвенными и одним кровельным градиент-зондами (БКЗ), потенциал-зонд (ПЗ);

Геофизическая характеристика разреза продуктивных отложений месторождения выполнена на основе показаний методов ГИС, литологического описания пород, анализов керна и результатов опробования.

Выделение и определение эффективной толщины коллекторов осуществлялось с применением характеристик всех геофизических методов по косвенным и прямым признакам, основанным на проникновении фильтрата промывочной жидкости в пласт. Характер насыщения определялся по сопоставлению сопротивления пластов-коллекторов относительно сопротивления глин: для водоносных $\rho_p < \rho_{гг}$, для продуктивных $\rho_p > \rho_{гг}$.

Количественные характеристики определены по константам и петрофизическим связям, установленным для условий месторождения. Глинистость определена по ГК по уравнению В.В. Ларионова для древних пород. Пористость определена по комплексу методов ГГКП, НК, АК, ГК. Коэффициент нефтегазонасыщенности определялся по методу сопротивления с использованием петрофизических связей, полученных по замерам на образцах керна: $R_p = 1,016 * K_p^{-1,822}$ ($R^2 = 0,99$), $R_H = 1,025 * K_B^{-1,856}$ ($R^2 = 0,99$).

Коэффициент открытой пористости, по данным ГИС изменяется в пределах 0,22-0,37 д.ед, в среднем составляет 0,26 д.ед.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов по ГИС изменяется в пределах 0,43-0,80 д.ед. и в среднем составляет 0,57 д.ед.

2.2.7 Свойства пластовых флюидов

По Западному блоку отобрано 27 глубинных проб из 4-х скважин, по залежам K_{1al} – 22 пробы из 4 скважин, по K_{1a} – 1 проба из скважины 59 и по K_{1nc} – 4 пробы из скважины 19.

Газосодержание по нижнеальбским, аптской и неокомским залежам изменяется в широких пределах от 20,92 до 103,20 м³/т соответственно, давление насыщения составляет 6,00-13,35 МПа, плотность и вязкость в пластовых условиях – 0,812-0,940 г/см³ и 3,9-79,87 мПа*с. Наиболее легкими являются нефти неокомских залежей, обладающие высоким газосодержанием и низкими плотностью и вязкостью в пластовых условиях. Наиболее тяжелые – нефти верхне- и среднеальбских отложений.

Состав и свойства дегазированной нефти всего изучены по 35 пробам из 6 скважин, из них альбские залежи освещены 29 пробам из 6 скважин, K_{1a} – 1 пробой из скважины 59, K_{1nc} – 5 пробам из скважины 19.

Нефть битуминозная, плотность нефти варьирует в диапазоне 0,9472-0,9621 г/см³. Нефть высокосернистая (2,24-2,78 % масс), малопарафинистая (0,5-1,2 % масс), высокосмолистая (22,3-32 % масс).

В альбе и неокоме нефть высоковязкая, кинематическая вязкость при температуре 20°С составляет 383,7-940,6 мм²/с. В аптской залежи вязкость нефти сравнительно ниже (при 20°С -109,7 мм²/с).

Состав и свойства растворенного газа изучены по 28 пробам из 6 скважин: по залежам K_{1al} отобрана 21 проба из 6 скважин, залежь K_{1a} – 2 пробы из 2 скважин и залежи неокома – 5 проб из скважины 19.

2.3 Северо-Западный блок (Огайское)

2.3.1 Общие сведения о месторождении

Газонефтяное месторождение Огайское открыто в 1982 г. скважиной 30 ($K_{1al}+K_{1a}$).

С 1983 по 2006 года месторождение находилось в консервации.

С 2003 года право на разведку и добычу УВС согласно контракту за №1103 от 17.02.2003 г в пределах геологического отвода осуществляет Компания АО «Кожан».

В 2006 г реанимировали ликвидированную скважину 1 Огайское, и пробурили поисковую скважину 18 Огайское до глубины 1349 м, из-за аварии скважина не была пробурена до проектной глубины.

В 2008 году выполнен оперативный подсчет запасов по данным бурения 6 скважин и переинтерпретации сейсморазведочных работ 2Д.

В 2009 году проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в объеме 70 км².

С 2009 по 2014 гг. месторождение находилось в пробной эксплуатации. Пробная эксплуатация начата в мае 2009 г. скважиной 1 с начальным среднемесячным дебитом 6,4 т/сут, залежи К_{1а} и К_{1пс} объединены в 1 объект разработки.

В 2011 году выполнена переобработка и переинтерпретация сейсморазведки 3Д и по результатам этих работ были выделены нефтегазоперспективные объекты в отложениях мела, юры и триаса на площадях Огайское, Морское и Западное Морское

В 2013 году по состоянию на 01.06.2013 г. подсчитаны запасы нефти по данным бурения 10 скважин.

По состоянию на 01.01.2014 г утверждена Технологическая схема разработки месторождения Огайское, где принят 2 вариант разработки, предусматривающий бурение 3 добывающих скважин (71, 73 и 74). Выделен один объект разработки - залежи К_{1а} и К_{1пс}.

По состоянию на 01.05.2015 г. выполнен Перевод запасов нефти и газа из категории С₂ в категорию С₁ месторождения Огайское. Утвержденные запасы нефти составили: по категории С₁ – 8321 тыс.т, по категории С₂ – 1186 тыс.т.

По состоянию на 01.05.2015 г. выполнен Анализ разработки месторождения Огайское.

По состоянию на 02.01.2016 г. в ГКЗ РК утвержден «Совместный пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское». Утвержденные запасы нефти по месторождению Огайское составили: по категории С₁ – 60,246 млн.барр. (8795 тыс.т), по категории С₂ – 20,865 млн.барр. (3046 тыс.т).

По состоянию на 01.01.2016 г утверждена «Технологическая схема разработки месторождения Морское, включая блок Огайское».

В ТС на месторождении Огайское выделен III объект, объединяющий альбские, аптский и неокомские горизонты и IV возвратный объект, включающий сеноманские горизонты. К реализации принят 2 вариант, предусматривающий разработку объекта с поддержанием пластового давления (ППД) и предусматривающий бурение 30 новых добывающих скважин.

Всего на 01.01.2018 г. по блоку Огайское пробурена 51 скважина, из них 4 скважины ликвидированы, одна (скважина 18) – по техническим, 3 (скважины 12, 28, 29) – по геологическим причинам, 3 скважины находятся в консервации (72, 75, 76), 10 скважин – в освоении и 34 скважины – эксплуатации. Из 34 скважин 27 - (20, 31, 32, 33, 34, 51, 52,

53, 54, 55, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 141, 142, 143, 145, 148, 149, 155, 167) – наклонно-направленные.

Накопленная добыча на 01.01.2017 составила 4,028 млн. барр (588,0 тыс.т). В настоящее время работают 32 добывающих скважины со средним дебитом ~ 149,9 барр/сут (21,9 т/сут) и обводненностью 19 %.

Первоначально добыча велась из отдельных скважин, и транспортировалась с помощью автоцистерн. Нефть для подготовки и последующей транспортировки перевозилась на пункт сбора, расположенный на месторождении Восточное Морское. Пункт сбора нефти функционирует с 2009 г. Пропускная способность пункта сбора и подготовки нефти составляет 3600 барр/сут, что является достаточным для текущего уровня добычи. В данное время готовится проект по увеличению пропускной способности до 7000 барр/сут, проект включает в себя реконструкцию резервуарного парка.

2.3.2 Структурная модель

Месторождение Огайское приурочено к надсолевым отложениям и выявлено в пределах северо-западного крыла поднятия Морское.

Структура Огайское представляет собой крупное брахиантиклинальное поднятие, примыкающее с севера к тектоническому нарушению, осложнено разнонаправленными нарушениями. По III отражающему горизонту размеры поднятия составляют 3,2 x 7,5 км по замкнутой изогипсе -1140 м, амплитуда 110 м (рис. 2.7).

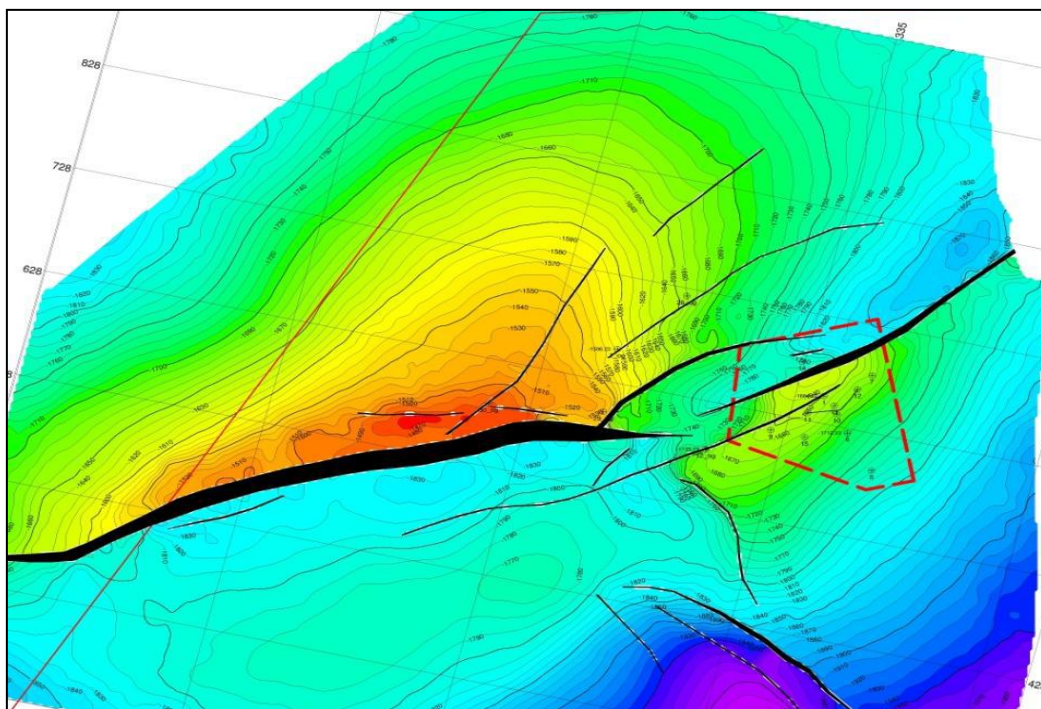


Рисунок 2.7 – Структура Огайское. Структурная карта по III отражающему горизонту (кровля юры)

2.3.3 Стратиграфическая характеристика

На месторождении Огайское пробуренными скважинами вскрыты отложения пермской (кунгурский ярус), триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Разрез кунгурских отложений представлен двумя литологическими пачками: нижней – ангидрито-карбонатной и верхней – каменной солью.

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

Кайнозойский комплекс, включающий отложения палеогенового, неогенового и четвертичного периодов, представлен мергелями, глинами песчанистыми, слюдистыми, песками, мелом.

2.3.4 Геологическая модель

На месторождении Огайское промышленная нефтеносность приурочена к отложениям верхнего и нижнего мела – сеноманским, альбским, аптскому и неокомским горизонтам.

В пределах блока было выявлено 13 залежей: K_{1s-1} , K_{1s-2} , K_{1s-3} , $K_{1al_3 0-1}$, $K_{1al_3 0-2}$, $K_{1al_3 0-3-A}$, $K_{1al_1 3-3}$, K_{1a} , $K_{1nc 1-A}$, $K_{1nc 1-B}$, $K_{1nc 2}$, $K_{1nc 3-A}$, $K_{1nc 3-B}$ (рис 2.8). Почти все залежи нефтяные, лишь по залежам K_{1a} и $K_{1nc 1-A}$ в блоке I установлены газовая и нефтегазовая залежи соответственно.

Основными объектами промышленной разработки согласно Технологической схеме разработки являются залежи: K_{2s} , K_{1a} , $K_{1nc 1-A}$, $K_{1nc 1-B}$ и $K_{1nc 2}$, в которых содержатся основные запасы нефти категории запасов C_1+C_2 (рис. 2.8-2.9).

В данной работе была значительно увеличена площадь залежей $K_{2s S-1}$, $K_{2s S-2}$, $K_{2al_3 0-1}$ в блоке IVa по результатам бурения новых скважин 201-Ог, 139-Ог, 146-Ог и 170-Ог. А по горизонту $K_{2al_3 0-2}$ в блоке IVa выделена новая залежь.

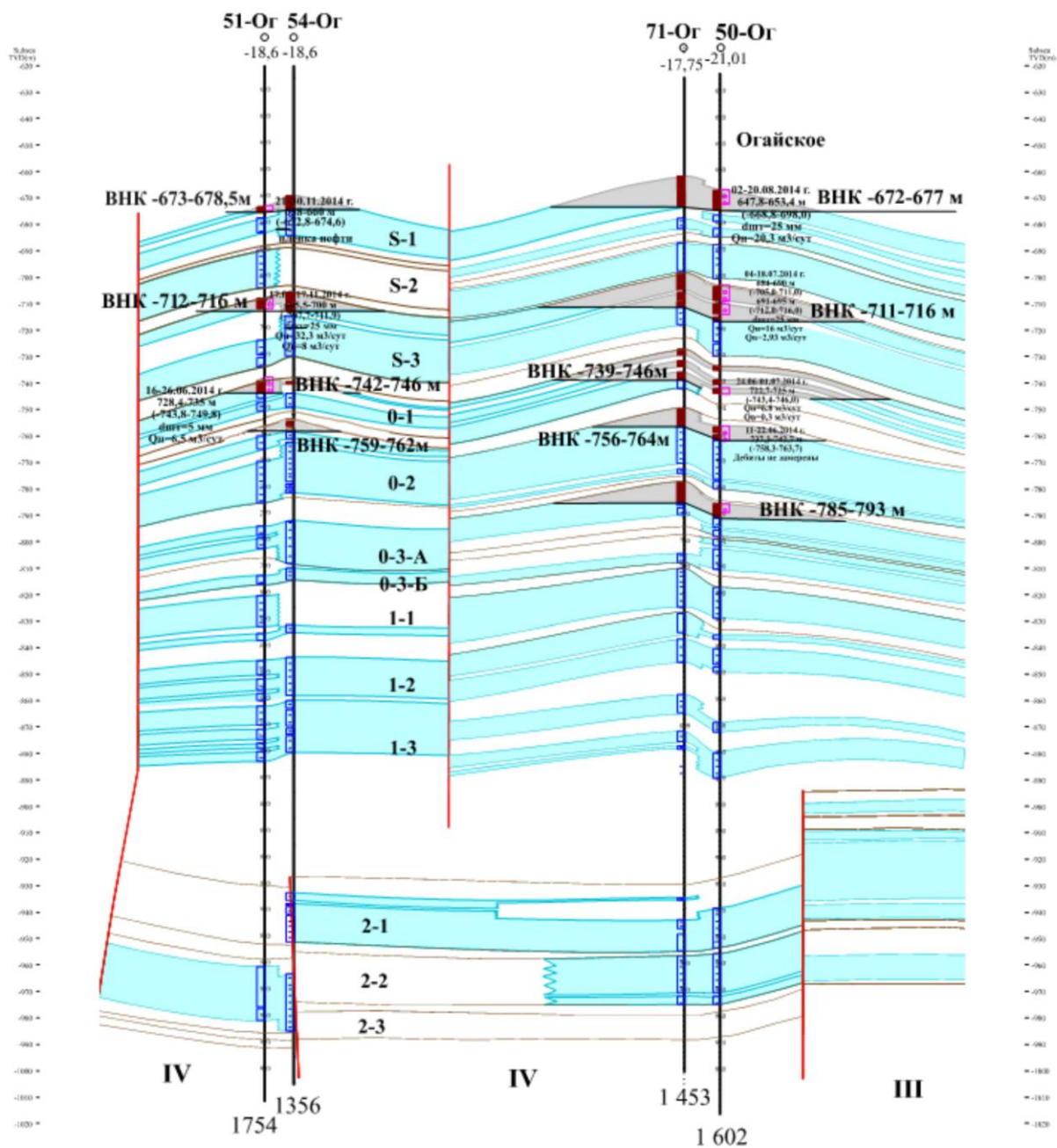


Рисунок 2.8 – Месторождение Огайское. Профильный разрез по линии скважин (сеноманские и альбские горизонты)

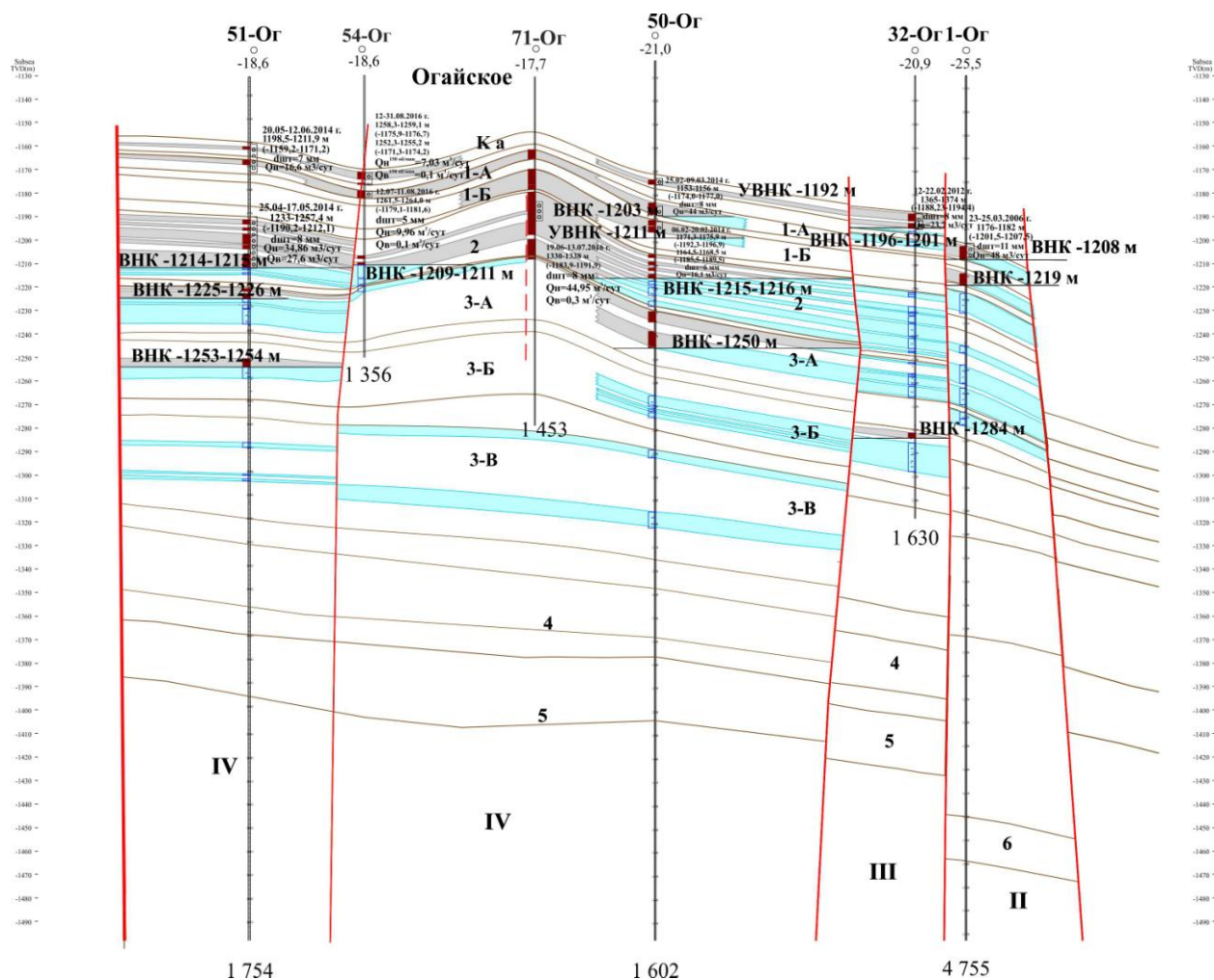


Рисунок 2.9 – Месторождение Огайское. Профильный разрез по линии скважин (аптский и неокомские горизонты)

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, данные эксплуатации добывающих скважин и оценка характера насыщения коллекторов, определенная по комплексу геолого-геофизических исследований скважин.

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

ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

Таблица 2.3 – Огайское. Характеристика залежей

Горизонт, залежь	Блок	Тип залежи	Характер насыщения	Абс. отметка ГНК, м	Абс. отметка ВНК, м
K ₂ S-1	IVA	Массивная, тектонически-экранированная	Н	-	-673-678,5
	IVБ	Массивная, тектонически-экранированная	Н	-	-672-677
	р-н скв. 33-Ог	Пластовая, сводовая, тектонически- и литологически-экранированная	Н	-	-738
K ₂ S-2	р-н скв. 33-Ог	Пластовая, сводовая, тектонически- и литологически-экранированная	Н	-	-755
K ₂ S-3	IVA	Массивная, тектонически-экранированная	Н	-	-712-716
	IVБ	Массивная, тектонически-экранированная	Н	-	-711-716
K _{1al3} 0-1	IVA	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	Н	-	-742-746
	IVБ	Пластовая, сводовая, тектонически- и литологически-экранированная	Н	-	-739-746
K _{1al3} 0-2	IVA	Массивная, тектонически-экранированная	Н	-	-759-762
	IVБ	Массивная, тектонически- и литологически-экранированная	Н	-	-756-764
K _{1al3} 0-3А	IVБ	Массивная, тектонически-экранированная	Н	-	-785-793
K _{1al1} 3-3	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	Н	-	-1081
	II	Пластовая, сводовая, тектонически- и литологически-экранированная	Н	-	-1128
	III	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	Н	-	-1081
K _{1a}	I	Пластовая, сводовая, тектонически-нарушенная, тектонически-экранированная	Г	-1153	
	II		Н	-1208	
	III		Н	-1196-1201	
	IV		Н	-1192	
K _{1nc} 1А	I	Пластовая, сводовая, тектонически-нарушенная, тектонически-экранированная	ГН	-1167	-1171
	II		Н	-1219	
	III		Н	-1182	
	IV (скв.50)		Н	-1203	
	IV (скв.51)		Н	-1190	
K _{1nc} 1Б	I	Пластовая, сводовая, тектонически-нарушенная, тектонически-экранированная	Н	-1188	
	II		Н	-1187	
	III		Н	-1193	
	IV		Н	-1211	

Продолжение таблицы 2.3

К _{1пс} 2	I	Пластовая, сводовая, тектонически-нарушенная, тектонически-экранированная	Н	-1230
	II		Н	-1205
	III		Н	-1216
	IV (скв.50)		Н	-1215-1216
	IV (скв.33)		Н	-1209-1211
	IV (скв.51)		Н	-1214-1215
К _{1пс} 3А	III	Пластовая, сводовая, тектонически-нарушенная, тектонически-экранированная	Н	-1211-1213
	IV (скв.50)		Н	-1250
	IV (скв.33)		Н	-1215-1220
	IV (скв.51)		Н	-1225-1226

Из таблицы видно, что все залежи по типу природного резервуара пластовые сводовые, тектонически экранированные. По характеру насыщения газонефтяные и нефтяные.

ВНК по всем залежам обоснован достоверно, нефтенасыщенный резервуар ограничивается подошвой нефтенасыщенного пласта, из которого получен приток нефти и по уровню ВНК определенному по методам ГИС. В основном ВНК горизонтальный и по некоторым залежам - наклонный.

2.3.5 Изученность керном пород-коллекторов

Коллекторами на месторождении являются песчаники и алевролиты, среднезернистые, полимиктовые, серые и темно серые. Основными покрышками служат глины плотные с включениями глинистых сланцев, аргиллиты и плотные темно-серые мелкозернистые песчаники.

На месторождении Огайское керн отобран в 21 скважине, непосредственно из продуктивного разреза в 18 скважинах. Суммарная проходка колонковым долотом по продуктивному разрезу составила 390,1 м, отобрано 311,45 м керна или 79,8% от проходки.

Из отложений сеноманского яруса при проходке колонковым долотом 17,0м, вынос составил 15,19 м керна или 89,4% от проходки; из залежей альба при проходке 31,5 м вынесено 31,43 м, что составляет 99,8 %; по аптскому разрезу проходка составила 66,82 м, вынос - 64,64 м или 96,7 %; в неокоме колонковым долотом пройдено 274,77 м, отобрано 200,19 м, что составляет 72,9 %.

Стандартный комплекс по определению плотности зерен, открытой пористости и проницаемости был выполнен на коллекции керна, представленной 1045 образцами, из

них 11 образцов сеноманского возраста, 72 альбского, по апту изучено 313 образцов и неоком представлен 649 образцами.

Специальные исследования выполнены на керне из скважин 20-Ог, 32Ог, 33-Ог, 50-Ог, 51-Ог, 53-Ог. Определение фракционного и минерального состава пород (XRD) выполнено на 2-х образцах сеномана, 8-и образцах альба, 20 – апта, 121 образце неокома;

-электрическое сопротивление 100% водонасыщенного образца и с переменной водонасыщенностью с целью построения петрофизических связей $R_p=f(K_p)$ и $R_n=f(K_v)$ и кривые капиллярного давления определены на 2-х образцах сеномана, 9-и образцах альба, 20 – апта и 104 образце неокома;

-определение фазовой проницаемости методом центрифуги в системе нефть-вода выполнено по 1 образцу из сеномана и альба, на 2 образцах апта;

-коэффициента вытеснения для нефти определен на 1 образце альба и 8 образцах апт+неоком;

-проницаемость для модели пластовой воды определена на 2 образцах сеномана, 9 образцах альба, 7 – апта и 31 образце неокома;

-ртутная порометрия выполнены на 2-х образцах сеномана, 3 образцах альба, 8 – апта и 12 образцах неокома.

По совокупности, выполненных на образцах керна блоков Огайское и Западное Морское исследованиям, определены граничные значения проницаемости $K_{пр_гр} = 5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пористости $K_p_гр = 14\%$, верхний предел содержания пелитовой фракции $Sp_{пел} = 37\%$. Построены петрофизические связи для определения коэффициента нефтегазонасыщенности; установлены константы необходимые при определении пористости и нефтегазонасыщенности

Результаты выполненных специальных исследований на керне послужили петрофизической основой интерпретации комплекса ГИС

2.3.6 Изученность по ГИС

На месторождении ГИС проведены в открытом стволе всех скважин.

Применяемый комплекс методов в скважинах, пробуренных до 2011 г, состоял из методов кажущегося удельного сопротивления пород кровельным и подошвенным градиент-зондами, потенциала естественного электрического поля, кавернометрии, радиоактивного каротажа, потенциал-зонда, микрокаротажа, акустического, бокового и индукционного каротажей.

После 2011г. комплекс был дополнен плотностным, нейтрон-нейтронным, спектрометрическим гамма-каротажми; индукционным многозондовым каротажом и ФЭФ.

Геофизическая характеристика разреза продуктивных отложений месторождения выполнена на основе показаний методов ГИС, литологического описания пород, анализов керна и результатов опробования.

Выделение и определение эффективной толщины коллекторов осуществлялось с применением характеристик всех геофизических методов по косвенным и прямым признакам, основанным на проникновении фильтрата промывочной жидкости в пласт и по критическим значениям коллекторов: $K_{пр_гр} \geq 5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $K_{п_гр} \geq 14\%$, $С_{пл} \leq 37\%$. Характер насыщения определялся по сопоставлению сопротивления пластов-коллекторов относительно сопротивления глин: для водоносных $\rho_{п} < \rho_{гл}$, для продуктивных $\rho_{п} > \rho_{гл}$.

Количественные характеристики коллекторов - глинистость, пористость определены по комплексу методов ГК, ГКП, АК, НК; коэффициент нефтегазонасыщенности определен по методу сопротивления с использованием петрофизических связей, установленным на исследовании керна с привлечением керна блока Западное Морское: $R_{п} = 1,016 \cdot K_{п}^{-1,822}$ ($R^2 = 0,99$), $R_{н} = 1,025 \cdot K_{в}^{-1,856}$ ($R^2 = 0,99$).

На рис.2.9 приведен фрагмент сопоставления результатов интерпретации ГИС, исследования керна и опробования по скважине 33-Ог. Сопоставимость количественных параметров, полученных на керне и по ГИС, как видно на рис. 2.10 хорошая.

Определённая по данным ГИС глинистость коллекторов изменяется в диапазоне от 0,01 до 0,25 д.ед. Среднее значение глинистости в пластах-коллекторах по месторождению - 0,16 д.ед.

Коэффициент открытой пористости, по данным ГИС изменяется в пределах 0,21-0,30 д.ед. В среднем коэффициент открытой пористости составляет 0,26 д.ед.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов по ГИС изменяется в пределах 0,53-0,82 д.ед. и в среднем составляет 0,75 д.ед.

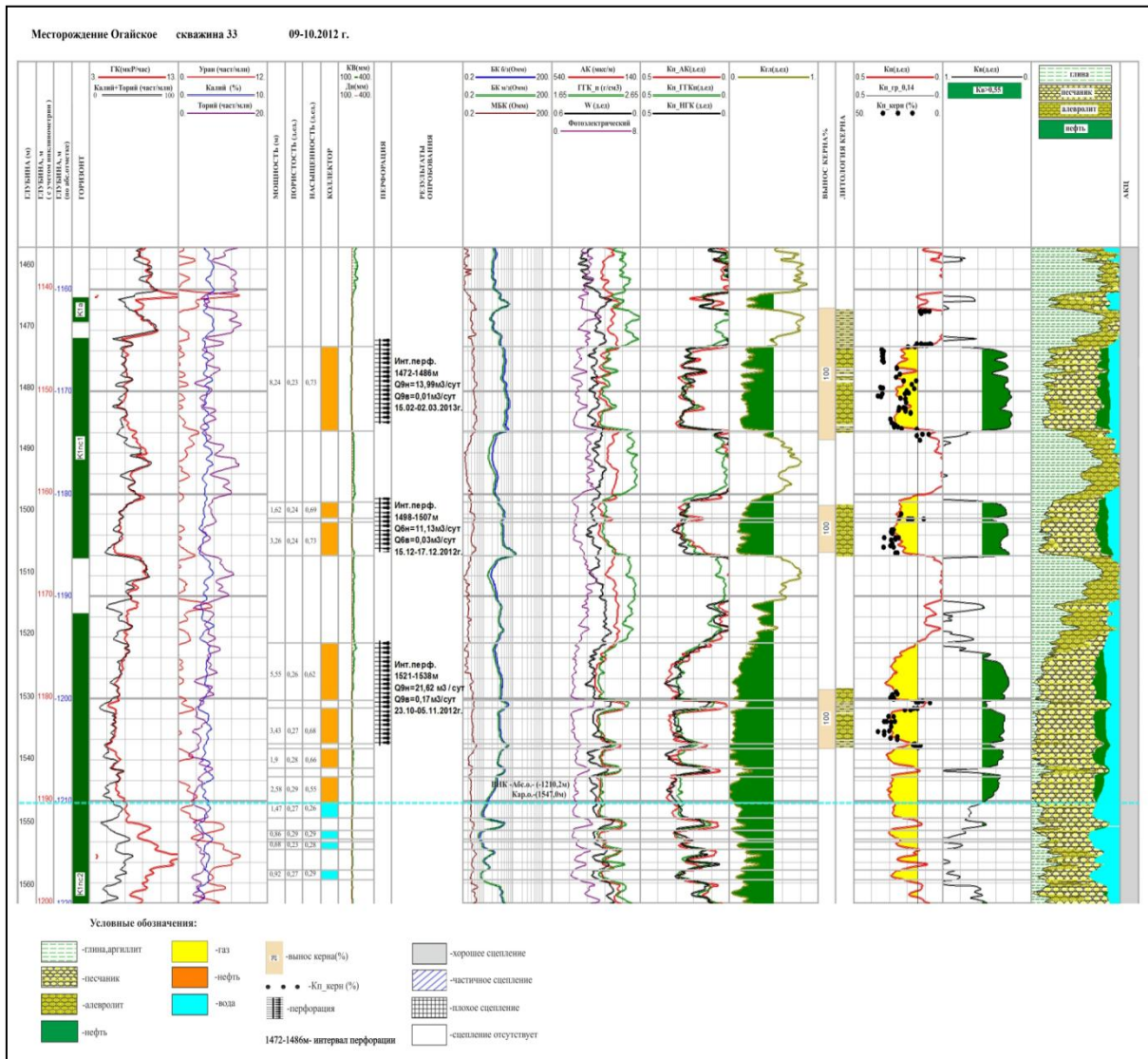


Рисунок 2.10 – Огайское. Сопоставимость пористости, определенной по керну и ГИС

2.3.7 Свойства пластовых флюидов

Всего по блоку Огайское отобрано 54 глубинных пробы из 12 скважин. Из них по сенманским залежам отобрано 16 проб из 3 скважин, по верхне- и нижнеальбским залежам – 2 пробы из 2 скважин, нефть аптской залежи охарактеризована по 13 пробам из скважин 1, 31, 32, 50. Из неокомских залежей K_{1nc} 1 и K_{1nc} 2 отобрано 21 глубинных проб из 7 скважин.

Нефти сенманских и альбских горизонтов обладают невысоким газосодержанием ($6,20-13,09$ м³/т) и давлением насыщения ($1,36-3,40$ МПа). В пластовых условиях нефти тяжелые ($0,912-0,949$ г/см³) и высоковязкие ($20,4-320,0$ мПа*с). В аптских и неокомских горизонтах нефть более газонасыщенная, газосодержание составляет $27,73-32,19$ м³/т, давление насыщения $5,00-6,55$ МПа, менее плотная ($0,853-0,888$ г/см³) и менее вязкая ($8,40-15,07$ мПа*с).

Свойства и состав дегазированной нефти изучены по результатам 69 проб из 14 скважин, из них в сеномане – 5 проб из 3 скважин, в альбе – 8 проб (скв. 20 и 30), в апте 34 пробы из 7 скважин, в залежах неокома – 22 пробы из 8 скважин.

Плотность дегазированной нефти на поверхности 0,912-0,964 г/см³, кинематическая вязкость 49,7-636,8 мм²/с. При этом наиболее тяжелой и вязкой является нефть сеноманских горизонтов. В целом по блоку нефть битуминозная, тяжелая, в основном малопарафинистая (0,35-1,61%), высокосмолистая (20,5-25,7%), высокосернистая (1,95-2,64%).

Состав и свойства растворенного газа изучены по 54 пробам из 12 скважин по результатам однократного разгазирования глубинных проб нефти. Газ метанового типа, в среднем содержание метана составляет 75,91-93,83% мольных. Заметно утяжеление состава газа вниз по разрезу.

2.4 Месторождение Каратал

2.4.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Каратал было открыто в 1959 г.

С 1986 г. по октябрь 2005 г. находилось в консервации.

С ноября 2006 г. по 18.11.2008 г находилось в пробной эксплуатации на основании «Проекта пробной эксплуатации месторождения Каратал» (ЦКР РК, протокол № 40 от 17.11.2006 г).

По состоянию на 01.11.2008 г. по окончании периода пробной эксплуатации был выполнен подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каратал (Протокол №818-09-У от 10.04.2009 г.). В Государственном балансе РК были учтены геологические / извлекаемые запасы нефти по категории C₁ в количестве 727,8/118 тыс. т и по категории C₂ - 349,9 / 74,9 тыс. т.

С 2009 г. находится в промышленной разработке на основании проекта «Технологическая схема разработки месторождения Каратал» (ЦКР РК, протокол №58 от 06.08.2009г.), где принят 2-ой вариант разработки, предусматривающий бурение 5 скважин. Выделено 2 эксплуатационных объекта: I объект (возвратный) – аптский горизонт юго-восточного крыла, II объект (основной) – горизонты Ю-I и Ю-II.

В 2011 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» составлен «Отчет о результатах работ по интерпретации данных ГИС и сейсморазведки 2Д для оценки перспектив нефтегазоносности лицензионного участка Каратал». Работа включала проведение полевых 2Д сейсморазведочных работ в объёме 67,5 пог.км, а также оцифровку и переобработку старых сейсмических материалов (410,1 пог.км).

В 2012 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Анализ разработки месторождения Каратал 01.01.2012г.» (Протокол Комитета геологии и недропользования МИИНТ №410 от 21.06.2012 г.) с проектными технологическими показателями разработки на 2012-2016 гг.). Данный отчет не был предоставлен ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» для составления настоящей оценки запасов.

В 2013 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Каратал» по состоянию на 01.08.2013 г (протокол №40/13 от 18.10.2013 г.).

Недропользователем месторождения в настоящее время является АО «КоЖаН», имеющее Контракт с Компетентным органом (Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК) на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Каратал, зарегистрированный 17 февраля 2003 г. за №1104, согласно которому период добычи составляет до 2034 года.

2.4.2 Структурная модель

Структура Каратал приурочена к одноименному соляному куполу, по характеру залегания соляного ядра структура относится к куполам скрытопрорванного типа. Купол вытянут в северо-западном направлении имеет две вершины и четыре крыла: восточное, северо-западное, западное и юго-восточное.

Нефтяные залежи выявлены на северо-западном и юго-восточном крыльях, экранированы тектоническими нарушениями и крутыми уступами соли.

В 2005-2006 гг. АО «ГЕОСТАН» на месторождении были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 2D, данные которых использовались при уточнении структуры продуктивных залежей и подсчете запасов 2009 года.

В 2011 году проведена сейсморазведка 2D и с учетом данных ГИС было уточнено геологическое строение, построены структурные карты по отражающим горизонтам II, III, V, VI. По данным интерпретации сейсмики 2D изменились расположения сбросов F₁ и F₂, в связи с чем изменилась конфигурация продуктивных залежей юго-восточного крыла. При выполнении Авторского надзора 2013 г. были построены структурные карты согласно новому представлению о геологическом строении и предварительно подсчитаны запасы нефти.

Структурные карты по отражающему горизонту III (подошва неокома), построенные по данным сейсмосьемки 2006 года и 2011 года, показаны на рисунках 2.11 и 2.12 соответственно.

При настоящей оценке запасов использовались структурные карты, построенные при выполнении Технологической схемы 2009 г. на основе данных сейсморазведки 2006 года, так как запасы, предварительно подсчитанные в рамках Авторского надзора 2013 г. согласно новым данным сейсморазведки 2011 года, не учтены в Государственном балансе запасов полезных ископаемых.

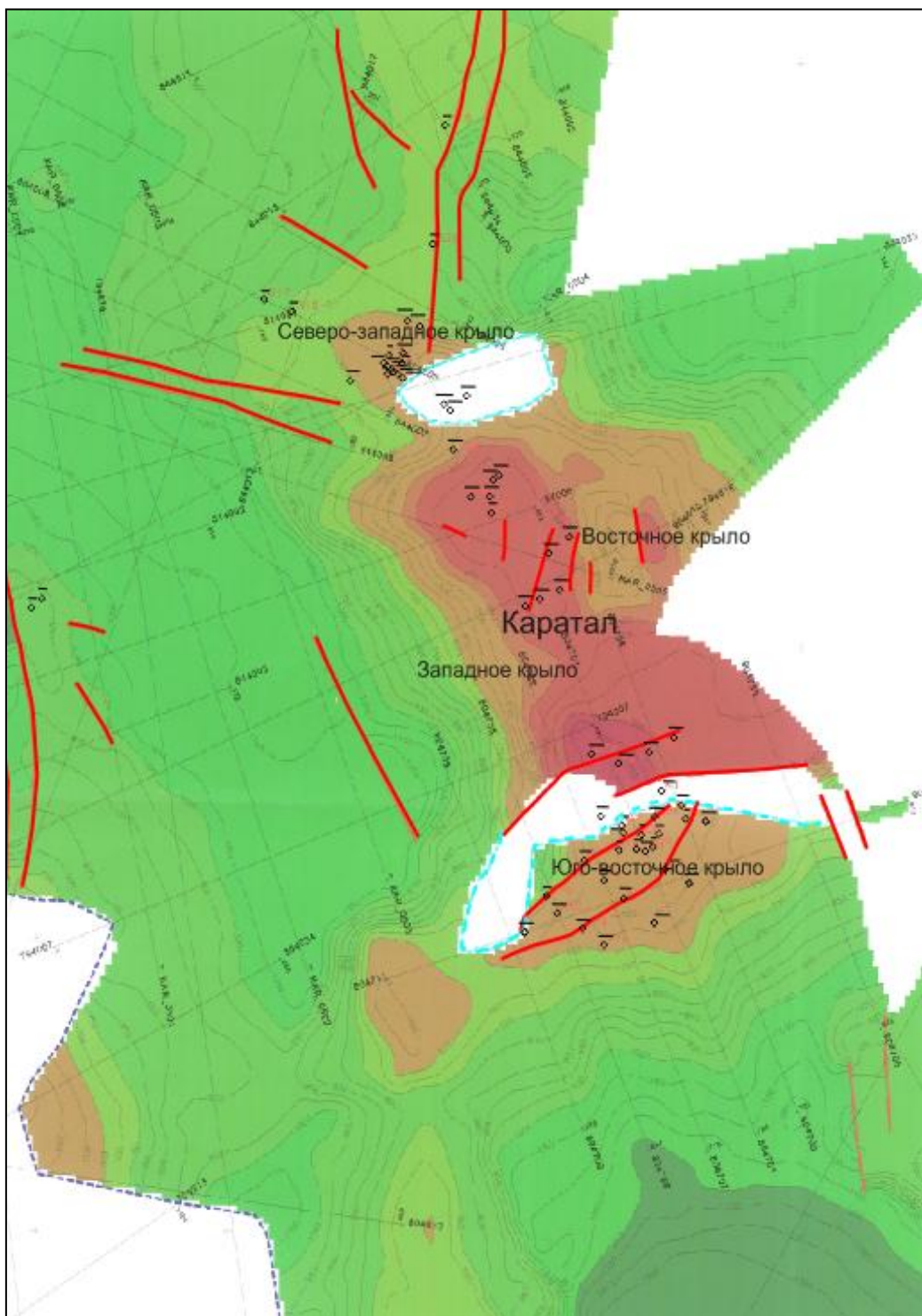


Рисунок 2.11 – Структура Каратал. Структурная карта по отражающему горизонту III (2006 г.)

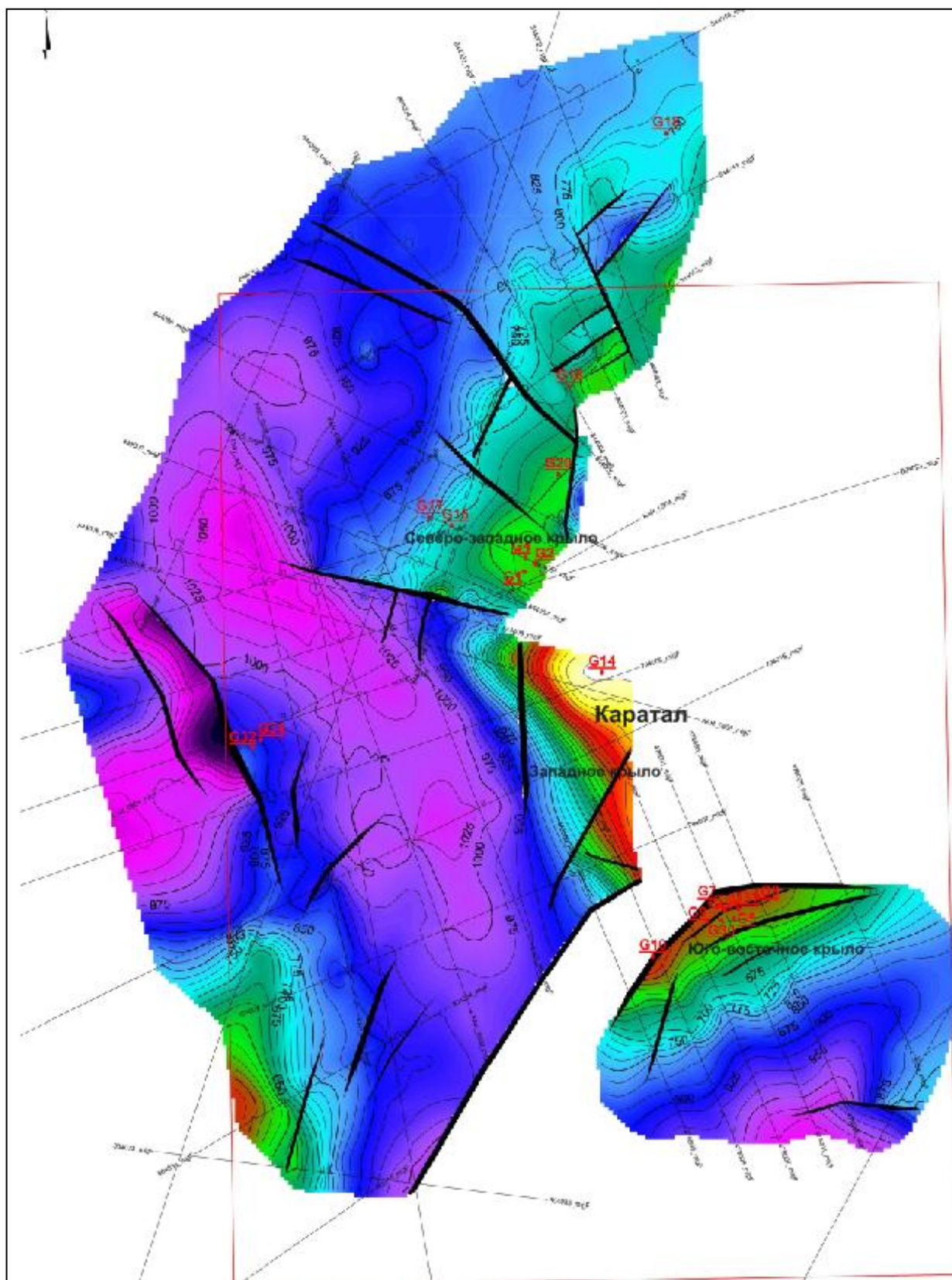


Рисунок 2.12 – Структура Каратал. Структурная карта по отражающему горизонту III (2011 г.)

2.4.3 Стратиграфическая характеристика

Пробуренными скважинами вскрыты отложения от четвертичных до кунгурского яруса нижней перми на глубину до 3105 м (скв. 17).

Пермские отложения, вскрытые скважинами, представлены нижним отделом (P₁kg). Кунгурский ярус представлен двумя толщами: нижней галогенной, сложенной каменной солью и верхней сульфатной (кепрок), представленной ангидритами и гипсом с редкими прослоями глин, мергелей, аргиллита, известняков и доломитов.

Отложения триаса представлены известковистыми глинами, крепкими песчаниками и известняками. Породы триаса залегают несогласно на породах кунгурского яруса.

Юрские отложения представлены чередованием песков, глин и, реже, песчаников.

Меловой комплекс преимущественно сложен глинами, известковистыми песчаниками и прослоями мергелей небольшой толщины. В сеноманском ярусе присутствуют водоносные пески, а в сантонском ярусе встречается мел в переслаивании с мергелем и глиной.

Отложения неогенового и четвертичного периодов представлены глинами с редкими прослоями мергелей, песчаников и ракушечников.

2.4.4 Геологическая модель

Нефтяные залежи выявлены в аптском горизонте и в среднеюрских горизонтах Ю-I и Ю-II. Залежи с Доказанными запасами расположены только на юго-восточном крыле.

Нефтеносность на месторождении была установлена по данным бурения структурно-поисковых и разведочных скважин. С целью подготовки площади под поисковое бурение в 1954-1957 гг. на сводовых участках структуры пробурены 44 структурно-поисковые скважины на нижнемеловые отложения. Все структурно-поисковые скважины были ликвидированы по геологическим причинам.

За период с 1958 года на месторождении пробурена 21 скважина: 5 поисковых (15, 16, 17, 18, 20), 14 разведочных (1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 14, 30, 31, 32, 34) и 2 эксплуатационные (35, 36). Из них по опробованию оказались продуктивными 7 скважин (5, 6, 9, 30, 31, 35, 36), а по интерпретации материалов ГИС – две скважины (скв. 7, 8). Из 21-ой пробуренной скважины 14 скважин (1, 2, 4, 7, 8, 10, 14, 15, 16, 17, 18, 20, 32, 34) ликвидированы по геологическим причинам.

Испытание скважин на месторождении Каратал в процессе бурения не проводилось, а опробование в эксплуатационной колонне выполнено в 8-ми скважинах (2, 5, 6, 9, 30, 31, 35, 36):

- неокомский горизонт – скважина 2;
- аптский горизонт – скважины 5, 9, 30, 36;
- горизонт Ю-I – скважины 6, 30, 31, 35;
- горизонт Ю-II – скважина 6;
- между Ю-I и Ю-II горизонтами – скважина 6.

В аптском продуктивном горизонте установлены залежи в пределах северо-западного и юго-восточного крыла.

На северо-западном крыле нефтенасыщенные коллекторы выделяются по ГИС в скважинах 2 и К-47 в интервалах от -422,2 м и -421,9 м до -430 м. ВНК принят на отметке -430 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины в скважинах 2 и К-47 составили 2,5 м и 4,0 м соответственно.

На юго-восточном крыле, установлены две залежи нефти в пределах блоков I и II.

В блоке I залежь предполагается по данным ГИС в скважине К-36, где вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы. Эффективная нефтенасыщенная толщина составила 1,0 м. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на отметке -354 м.

В блоке II залежь нефти установлена в результате опробования скважины 5, и подтверждена опробованием скважин 9, 30 и 36. Дебиты нефти при опробовании составили 0,5-12,7 м³/сут. Эффективные нефтенасыщенные толщины коллекторов изменяются по скважинам от 2,5 до 8,0 м. ВНК принят на абсолютных отметках -353-357 м, по подошве опробованного пласта в скважине 9 и подошве нефтенасыщенного по ГИС пласта-коллектора в скважине 31.

В среднеюрских отложениях нефтеносность установлена на юго-восточном крыле в горизонтах Ю-I и Ю-II.

В горизонте Ю-I залежь установлена в пределах блоков I и II.

В блоке I залежь предполагается по данным ГИС в скважине 7, в которой вскрыт нефтенасыщенный пласт с эффективной нефтенасыщенной толщиной 5,5 м. ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта на отметке -639 м.

В блоке залежь II опробована в скважинах 6, 31 и 35. Дебиты нефти при опробовании составили 2,3-16,8 т/сут. Эффективные нефтенасыщенные толщины коллекторов изменяются по скважинам от 2,6 до 8,0 м. ВНК принят на абсолютных отметках -638-641 м, по подошве нефтенасыщенного по ГИС пласта в скважине 8 и кровле водонасыщенного пласта в скважине 31, что не противоречит данным опробования.

В горизонте Ю-II небольшая нефтяная залежь установлена в блоке II по результатам опробования скважины 6, в которой получен перелив нефти дебитом 1,65 м³/сут, воды 3,6 м³/сут в интервале 667-671 (-684 -688) м. ВНК принят на отметке -688 м, по подошве опробованного пласта в скважине 6 и кровле водонасыщенного по ГИС пласта в скважине 30.

Ниже в таблице 2.4 представлены типы и характер насыщения залежей, а также отметки ВНК.

Таблица 2.4 – Каратал. Характеристика залежей

Горизонт, залежь	Блок	Тип залежи	Характер насыщения	Абс. отметка ВНК, м
К _{1а} , северо-западное крыло	IV	пластовая, литологически и тектонически экранированная	нефтяная	-430 м
К _{1а} , юго-восточное крыло	I	массивная, тектонически и стратиграфически экранированная	нефтяная	-354 м
	II	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтяная	-353-357 м
Ю-I, юго-восточное крыло	I	пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная	нефтяная	-639 м
	II	пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная	нефтяная	-638-641 м
Ю-II, юго-восточное крыло	II	массивная, тектонически экранированная	нефтяная	-688 м

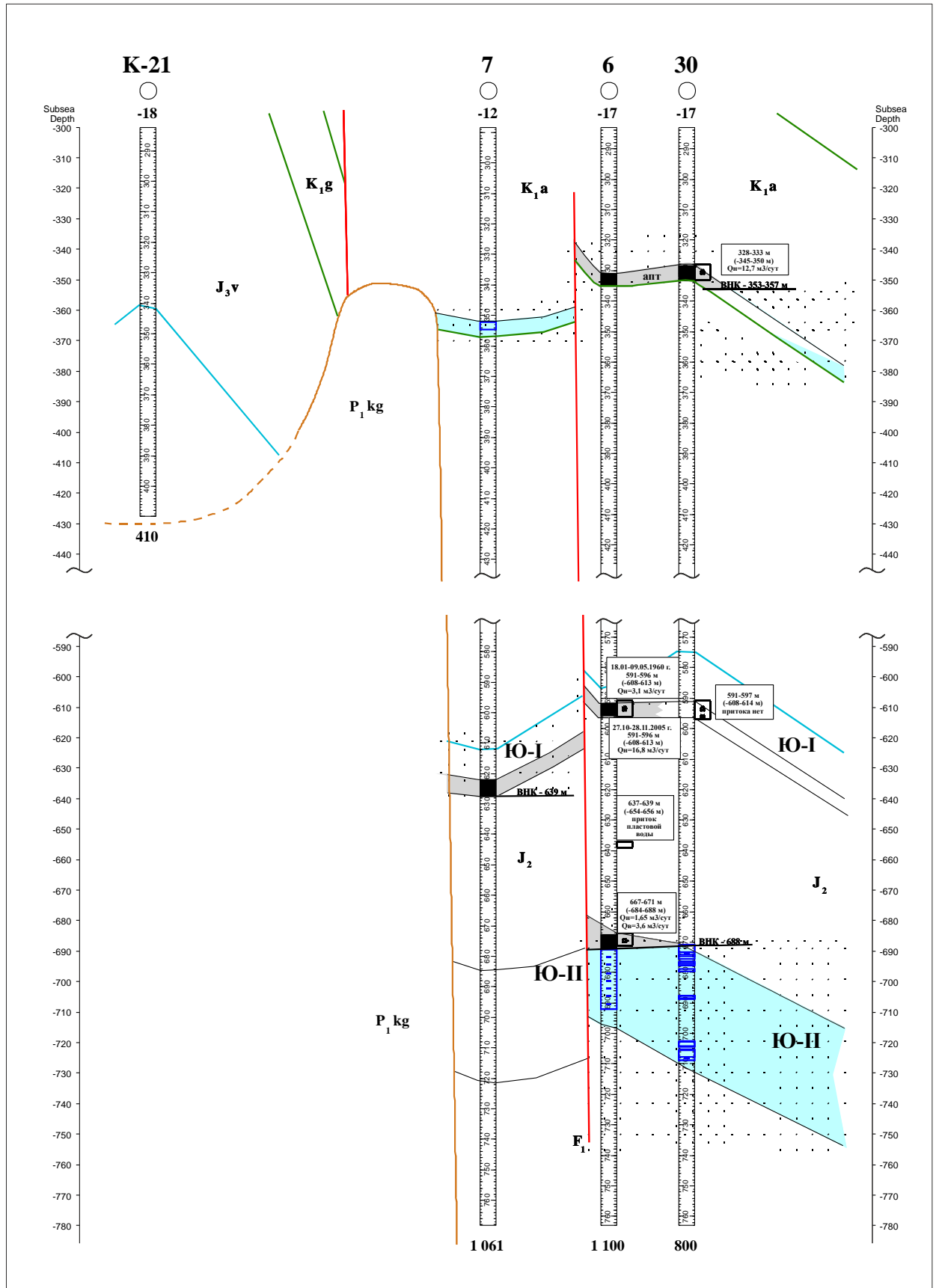


Рисунок 2.13 – Месторождение Каратал. Профильный разрез по линии I-I

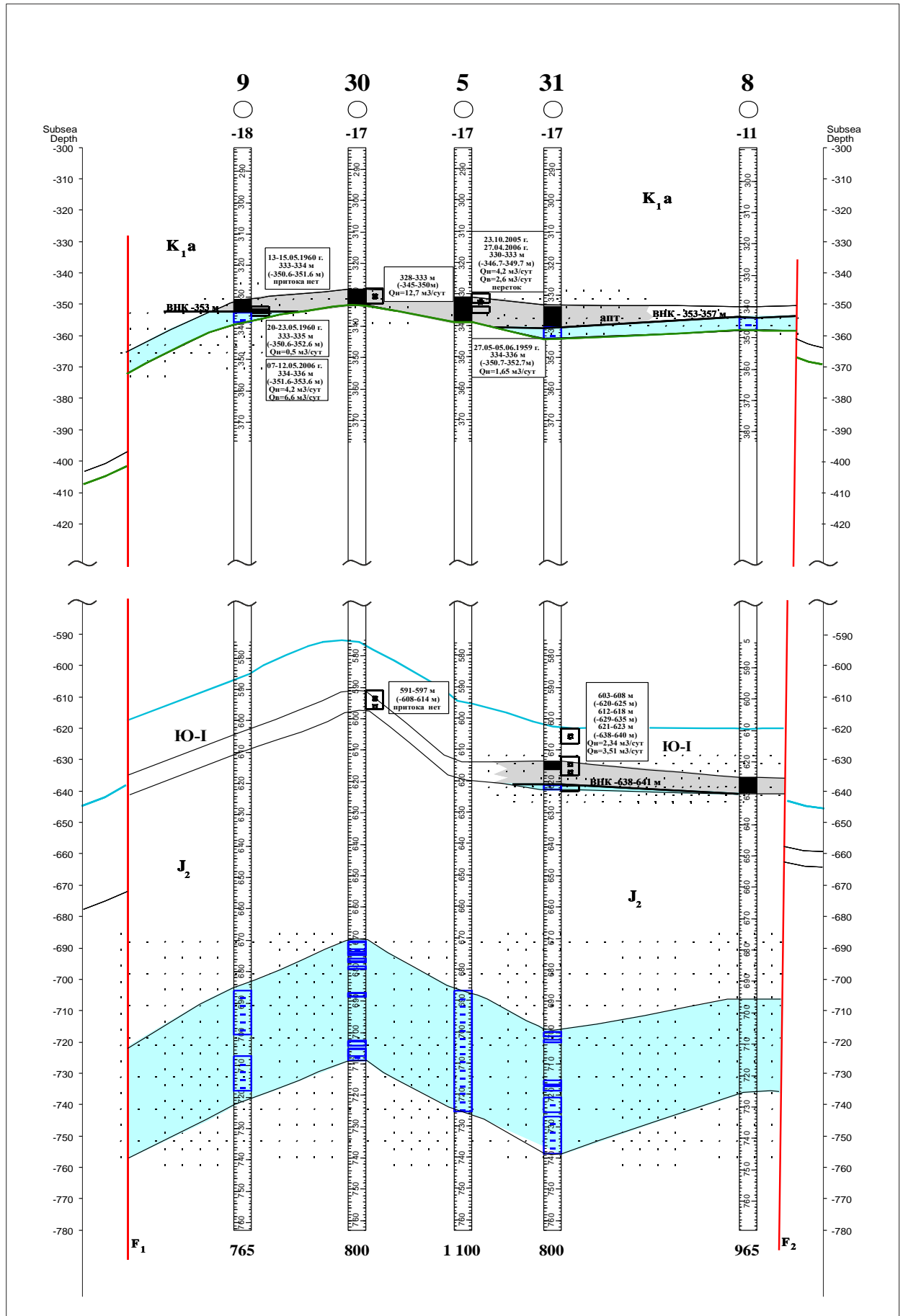


Рисунок 2.14 – Месторождение Каратал. Профильный разрез по линии П-П

Оценка запасов и ресурсов нефти месторождений Морское, Огайское, Каратал, Даулеталы Атырауской области, Республики Казахстан с применением классификации PRMS

2.4.5 Изученность керном пород-коллекторов

Основной отбор керна на месторождении выполнен в период поисково-разведочных работ 1958-1960г.г и 1986-1987г.г. За этот период отобрано 2740м керна, что составляло 26% от проходки колонковым долотом 10361м. Было изучено 1339 образцов, на которых выполнялись палинологические, микрофаунистические и литолого-минералогические исследования.

Емкостно-фильтрационные свойства были определены всего на 10 образцах из непродуктивного разреза четырёх скважин (К-49, К-50, 2, 8) и лишь один образец (скв. К-49) – из продуктивного аптского горизонта.

После 2006 г. в скважине 31 колонковым долотом пройдено 240,01м, отобрано 157,04 м керна (65,43 % от проходки) и изучен 71 образец (9 образцов высверлены, 62 слабосцементированных образца отобраны в специальные стаканчики). По апту проходка составила 50м, отобрано 35,31м керна, т.е. 70,62% от проходки. Непосредственно из эффективной толщины отобрано 0,95 м, исследовано 4 образца. По юрскому разрезу пройдено 150м, отобрано 95,28м керна, что составляет 63,52% от проходки колонковым долотом. Горизонт Ю-I керном не охарактеризован; из горизонта Ю-II отобрано 11,8 м керна и изучено 22 образца.

На керне определены плотность зёрен, гранулометрический состав, карбонатность, характер насыщения методом Дина-Старка на незаконсервированных образцах, пористость, проницаемость. Специальные исследования, включающие электрическое сопротивление, остаточную водонасыщенность, кривые капиллярного давления, выполнены на 8 образцах

На ограниченной коллекции образцов построены зависимости $S_{во}=f(K_{п}, K_{пр}, S_{гл})$, $K_{пр}K_{п}=f(K_{пр})$, $R_{п}=f(K_{п})$, $R_{н}=f(S_{в})$, составившие основу для количественной интерпретации ГИС.

Из-за недостаточной изученности продуктивных отложений по керну приняты условные граничные значения коллекторов: содержание карбонатного цемента $<15\%$, $S_{гл}<50\%$, $K_{п}\geq 26\%$ и $K_{пр}\geq 30\cdot 10^{-3}$ мкм².

Породы-коллекторы аптских отложений представлены песками, песчаниками слабосцементированными мелко- и среднезернистыми, содержание карбонатного материала не превышает 11 %, фракций размером менее 0,01 мм в пределах 30-49%, среднее значение пористости составляет 0,30 д.ед., проницаемости 196 мД;

Породы-коллекторы юрских отложений представлены песками, песчаниками слабосцементированными мелко- и среднезернистыми, содержание карбонатного

материала не превышает 11 %, фракций размером менее 0,01 мм в пределах 6-19%, среднее значение пористости 0,31 д.ед., проницаемости 2817 мД.

2.4.6 Изученность по ГИС

Применяемый комплекс методов ГИС в скважинах, пробуренных в период 1955-1960 г, включал замеры кажущегося сопротивления стандартным зондом В0,5А2М, потенциала естественного электрического поля (ПС), кавернометрии, БКЗ кровельными градиент - зондами, (L=2,25 - 4,25 м - 8,5 м) и одним подошвенным (L=2,25 м) градиент-зондом, радиоактивного каротажа (ГК+НГК), инклинометрии. В период 1986-1987г.г. комплекс был дополнен микрокаротажом, боковым (БК), индукционным (ИК), акустическим (АК) каротажом.

Современный комплекс, выполненный в скважинах 30, 31, 35, 36, включает ст.каротаж, ПС, БКЗ, КВ, ИК, БК, МБК, МКЗ, ГК КНК, ГГКП, АК, , инклинометрию и термометрию.

Геофизическая характеристика разреза продуктивных отложений месторождения выполнена на основе показаний методов ГИС, литологического описания пород, анализов керна и результатов опробования.

Коллекторы выделены с использованием комплекса методов в зависимости от времени бурения и выполненного комплекса.

Выделение коллекторов проводилось по характерным для терригенного типа пород признакам, основанным на проникновении фильтрата промывочной жидкости в пласт, а также аномалии ПС, снижению ГК относительно вмещающих пород и по граничному значению пористости.

В скважинах, пробуренных после 2005г, глинистость рассчитывалась по ГК с использованием связи В.В. Ларионова для древних пород; пористость определялась по комплексу НК, АК, ГГКП, ГК с использованием констант, полученных на керне месторождения; коэффициент нефтенасыщенности рассчитывался по методу сопротивления с использованием связи Дахнова, где константы а, m и n равны соответственно 1, 2, 2. Сопоставимость количественных параметров, определенных по керну и ГИС, хорошая (рис. 2.15).

Для апта средняя пористость продуктивных пластов по ГИС составила 0,34 д.ед., для Ю-I-II - 0,31 д.ед. Рассчитанные значения Кнг для апта 0,73 д.ед, для Ю-I - 0,65 д.ед., для Ю-II - 0,66 д.ед.

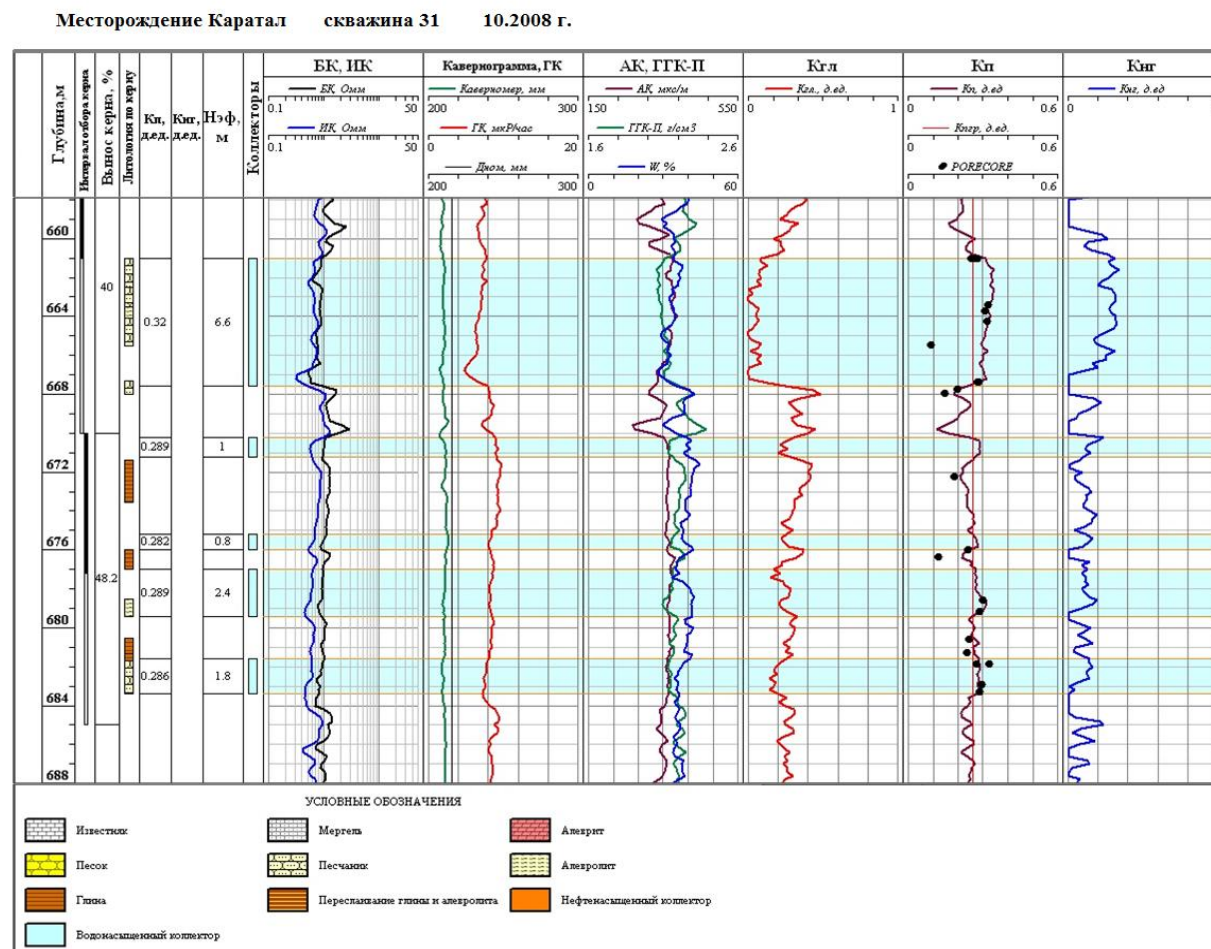


Рисунок 2.15 – Месторождение Каратал. Сопоставимость геолого-геофизических характеристик, определенных по керну и ГИС

2.4.7 Свойства пластовых флюидов

Свойства пластовой нефти горизонта Ю-I оценены по глубинной пробе из скважины 6 (интервал 591-596 м). По аптскому горизонту свойства нефти приняты по аналогии с месторождением С. Бакланий, по горизонту Ю-II – по аналогии с горизонтом Ю-I.

Нефть аптского горизонта тяжелее нефти горизонта Ю-I, наблюдаются существенные различия в значениях вязкости, плотности в поверхностных условиях и содержания асфальто-смолистых веществ. В пластовых условиях нефть аптского горизонта значительно более вязкая, чем по юрскому горизонту. При этом нефть юрского горизонта в пластовых условиях относится к нефтям с повышенной вязкостью. По обоим горизонтам нефть недонасыщена газом и обладает низкими газосодержанием.

По количеству смол нефти аптского горизонта относится к высокосмолистым, юрского горизонта к смолистым. По содержанию парафинов нефть обоих горизонтов относится к парафинистым, по содержанию серы - к малосернистым.

Состав растворенного в нефти газа не изучен из-за недостаточного объема газа, выделившегося из глубинной пробы. Запасы растворенного в нефти газа Государственным балансом запасов полезных ископаемых не учитывались в связи с его непромышленным содержанием в нефти.

Таблица 2.5 – Каратал. Свойства и содержание компонентов в нефти

Параметры	Горизонт		
	К1а	Ю-1	
Давление насыщения нефти газом, МПа	0,93	0,25	
Газосодержание, м ³ /т	3,96	2,01	
Объемный коэффициент стандартной сепарации, доли ед.	1,06	1,009	
Пересчетный коэффициент, доли ед.	0,943	0,991	
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	300	9,36	
Плотность пластовой нефти, г/см ³	0,820	0,8629	
Плотность разгазированной нефти при 20°С, кг/м ³	0,922	0,870	
Вязкость разгазированной нефти при 20°С, мм ² /с	985	78	
	при 50°С, мм ² /с	133	20
Массовое содержание смол, %	21,0	9,3	
	асфальтенов, %	0,10	0,09
	парафинов, %	2,10	2,03

2.5 Даулеталы

2.5.1 Общие сведения о месторождении

Нефтеносность месторождения Даулеталы была установлена в 1981 г. В географическом отношении месторождения находится в юго-восточной части Прикаспийской впадины в междуречье Сагиз–Эмба, в пределах прибортовой зоны Южно-Эмбинского поднятия.

Недропользователем месторождения Даулеталы является АО «КоЖаН», которое проводит разведку и добычу углеводородного сырья на территории, согласно контракту № 1102 от 17.02.2003г.

Нефтеносность месторождения была установлена в 1981 г. структурно-поисковой скважиной 21, при испытании получением притока нефти из барремских отложений нижнего мела.

Оперативная оценка запасов нефти по неокомской залежи была произведена в 1981г. по скважине 21. Запасы поставленные на Государственный баланс, через год решением ЦКЗ МГ СССР были сняты с баланса (протокол от 19.02.1982 г.).

В 1993 г. произведен подсчет запасов ПГО «Атыраунефтегазгеология», по данным бурения 3 поисковых скважин (1, 2, 21), по залежам 6 неокомских горизонтов и утверждены протоколом №7 ЦКЗ МГ РК от 21.04.1993 г.

В 2005 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был выполнен проект доразведки месторождения Даулеталы, согласованный 24.03.2005 г. протоколом №36/2005 в ТУ

«Запказнедра». Проектом планировалось бурение 7-ми разведочных скважин (30, 31, 32, 33, 34, 35, 36) с целью прослеживания и оконтуривания залежей нефти меловых горизонтов, проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и переобработка материалов ранее проведенных сейсморазведочных работ.

В 2005 г. ТОО «Казахская геофизическая компания» были выполнены полевые сейсморазведочные работ МОГТ 2Д, интерпретация выполнены АО «Геостан».

В 2006 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнено дополнение к проекту доразведки месторождения Даулеталы (протокол №97/2006), в котором предусматривалась расконсервация ликвидированных скважин и бурение трех разведочных скважин: одной независимой (37) и двух зависимых (38 и 39), проектными глубинами 2800 м и проектным горизонтом – триас каждая.

В 2006 г. после проведения дополнительных сейсморазведочных работ было продолжено разведочное бурение на северном и южном крыльях. В итоге на северном крыле пробурены две разведочные скважины (33, 34). Скважина 37 осталась незаконченной бурением по техническим причинам.

Параллельно с разведочным бурением для уточнения строения границ соли были проведены гравиметрические работы.

В 2010 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Даулеталы» (протокол №21 от 26.11.2010 г.)

В 2012 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» разработан проект поисковых работ на нефть и газ на месторождении Даулеталы, (протокол №438 от 27.07.2012 г.) Проектом предусматривалось проведение сейсморазведочных работ МОГТ 3Д.

В декабре 2012 г. срок периода разведки был продлен на 3 года (МНиГ РК №16 от 16.11.2012 г.) - до 17 февраля 2016 года.

В 2013 г. выполнен "Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатацией месторождения Даулеталы", в котором по результатам интерпретации ГИС и опробования, проведенного в скважинах 33 и 34, уточнено геологическое строение неокомских продуктивных горизонтов.

В 2013 г. ТОО «НПЦ ГЕО-Мунай XXI» разработан проект оценочных работ на месторождении Даулеталы, в котором предусматривалось проведение оценочного бурения в объеме 10 скважин общим метражом бурения 8500 м.

В 2014 г. в пределах контрактной территории геофизической компанией "ДАНК" выполнена сейсморазведка 3Д. Обработку и интерпретацию геофизических данных выполнило ТОО «PGD Servises».

Месторождение Даулеталы находилась в пробной эксплуатации с октября 2011 г. по 2012г. В качестве объекта пробной эксплуатации был выбран горизонт пс-II и пробная эксплуатация велась расконсервированной скважиной 34.

Всего на площади пробурено 18 скважин, из них 6 структурно-поисковых, 9 поисковых и 3 разведочных.

2.5.2 Структурная модель

В тектоническом отношении площадь Даулеталы расположена в пределах юго-восточной прибортовой зоны Прикаспийского бассейна в Южно-Эмбинской нефтеносной области.

В 2006 г. ТОО «Казахская геофизическая компания» проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2D, обработку полевых материалов и динамическую интерпретацию выполнило АО «Геостан».

За основу структурной модели месторождения Даулеталы приняты результаты этих работ и данные структурной модели использовались при оконтуривании залежей в настоящей работе.

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

Результаты интерпретации сейсмических данных представлены структурными картами и картами изохрон по отражающим горизонтам VI (кровля соли), V(подошва юры), III (подошва неокома), II-bг (подошва баррема). Структурный план всех отложений по отражающим горизонтам являются унаследованными.

По меловым отложениям (отражающие горизонты III и II) как и по горизонту V поднятие Даулеталы основным грабеном делится на два крыла: северное - опущенное и южное - приподнятое, разделенные основным грабеном. В пределах обоих крыльев четко прослеживаются обширные полузамкнутые поднятия, примыкающие к разделяющему их нарушению. Поднятия, в свою очередь, осложнены продольными и косыми нарушениями.

Опущенное северное крыло поднятия Даулеталы представляет собой двухсводовую структуру примыкания, ограниченную с юга сбросом основного грабена.

На карте по III (подошва неокома) отражающему горизонту основной полусвод погружается на север от минимальных отметок -740 м в присводовой части до отметок -1010 м в мульдовой зоне. Западный маленький полусвод северного крыла картируется западнее основного и имеет минимальные отметки -800 м. Северное крыло оконтуривается общей изогипсой -830 м, с размерами 3.5x1.0 км, при амплитуде 90 м.

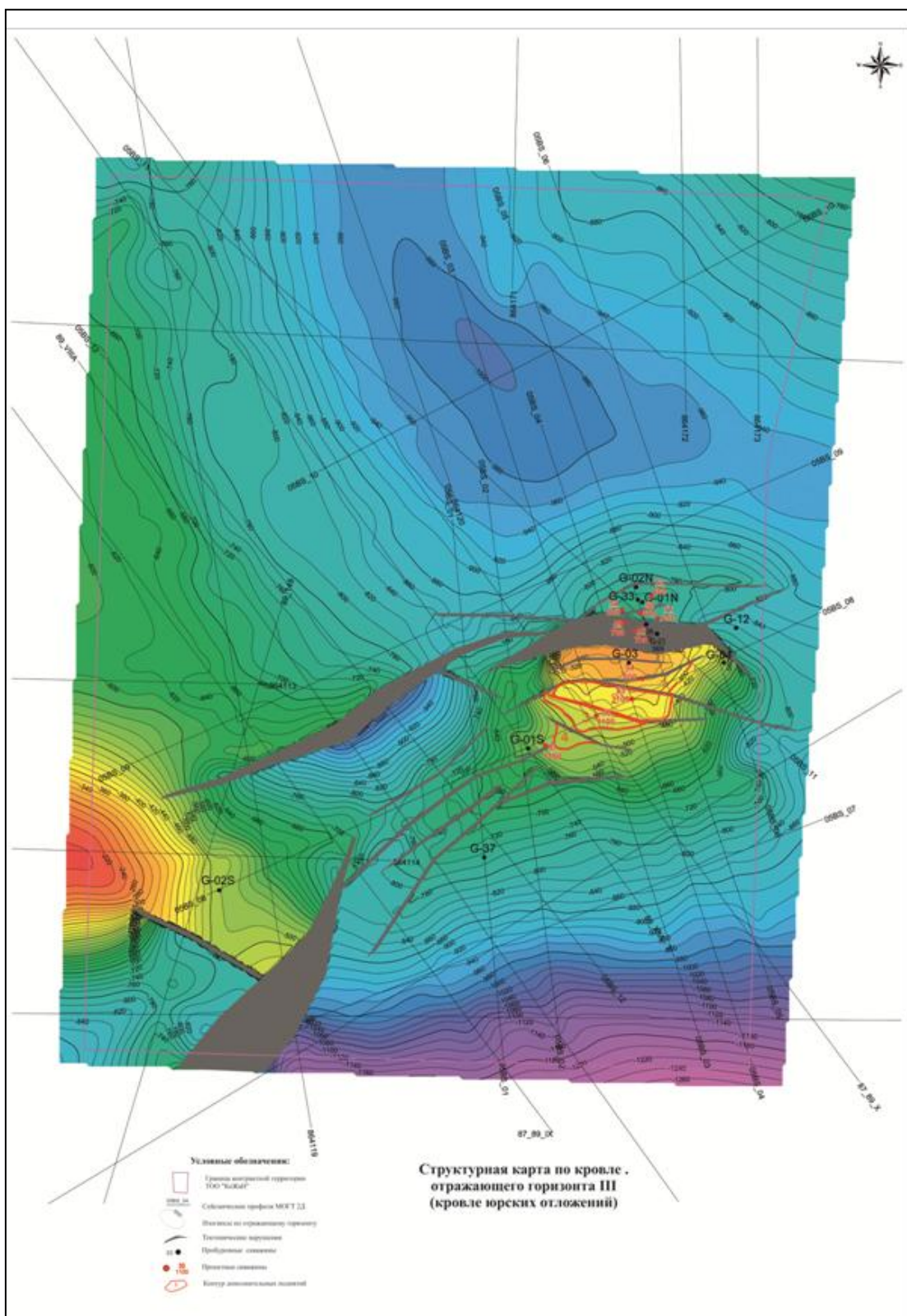


Рисунок 2.16 – Структура Даулеталы. Структурная карта по отражающему горизонту III (подшва неокома)

Южное, относительно приподнятое крыло, по горизонту III представляет собой структуру примыкания, экранированную с севера и запада сбросом основного грабена. В присводовой части крыло осложнено двумя субширотными тектоническими

нарушениями. На участке нарушений крыло имеет платообразное строение с минимальным отметкам -300 м. Круто погружается до отметки -1220 м в межкупольную зону Даулеталы-Иманкара-Жубантам. Оконтуривается изогипсой -680 м, имеет размеры 3.10 x 4.75 км амплитуду порядка 380 м (рис. 2.16).

Глубоким бурением изучен только разрез присводовой части купола, поэтому геологическое строение поднятия Даулеталы в целом является мало изученным.

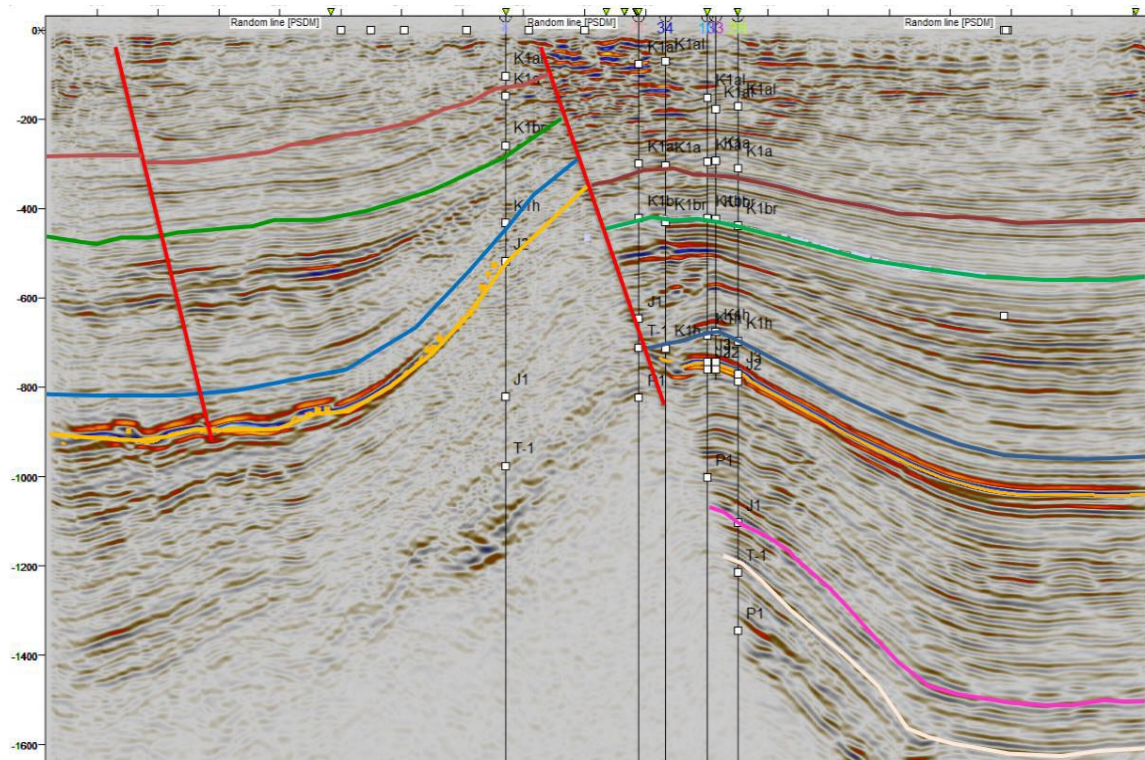


Рисунок 2.17 - Типичный профиль сейсмической интерпретации месторождения Даулеталы

2.5.3 Стратиграфическая характеристика

На месторождении Даулеталы 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 – галогенная (каменная соль) и верхней – сульфатная (преимущественно ангидриты с прослоями известняка и глинистых пород).

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.

2.5.4 Геологическая модель

На месторождении промышленная нефтеносность приурочена к отложениям нижнего мела в пределах северного крыла.

В результате детальной пластовой корреляции с привлечением данных опробования и интерпретации промыслово-геофизических исследований пробуренных скважин, в неокомских отложениях нижнего мела выделено шесть продуктивных горизонтов (пе-I, пе-II, пе-III, пе-IV, пе-V, пе-VI). По характеру насыщения все залежи нефтяные (рис. 2.18).

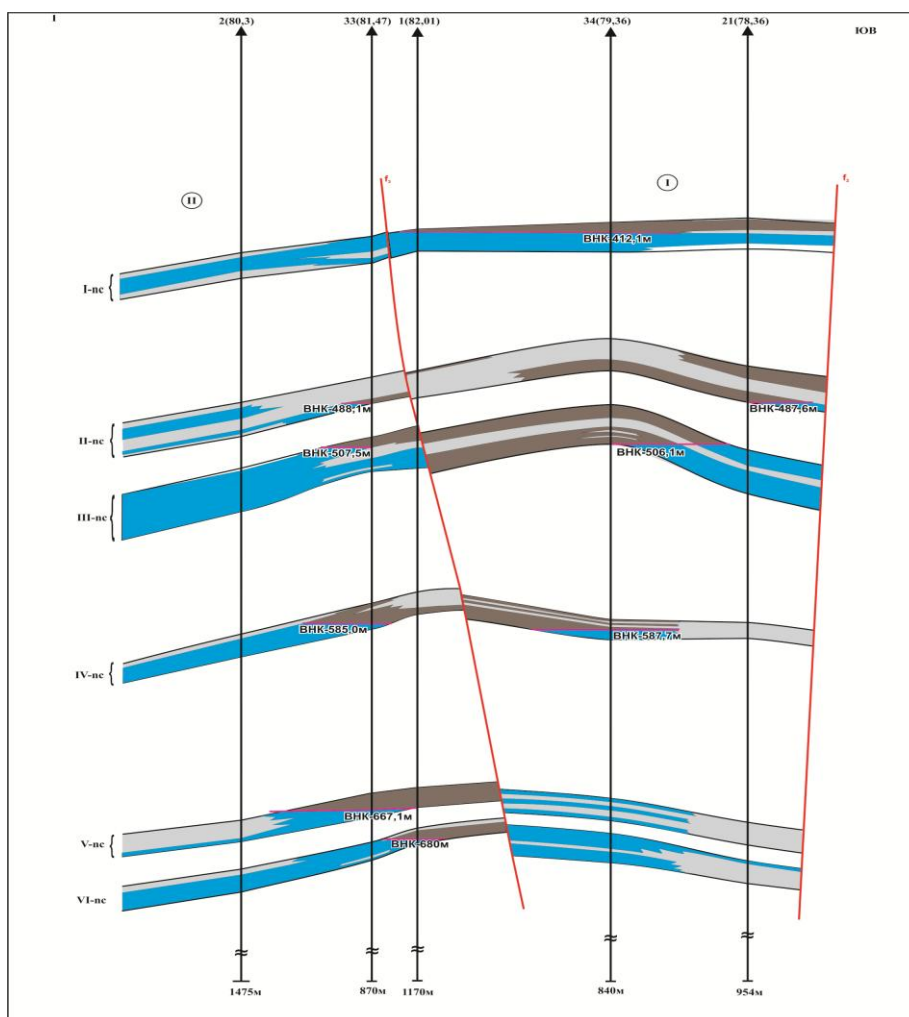


Рисунок 2.18 – Месторождение Даулеталы. Профильный разрез по линии скважин

Ниже в таблице 2.6 представлены типы, отметки ВНК и характер насыщения залежей.

Неокомский продуктивный горизонт пе-I. К горизонту приурочена нефтяная залежь, выявленная в I блоке. По данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в скважинах 1, 21, 34. В скважине 21 при испытании интервала 486-489 (-407,6-410,6) м получен приток воды дебитом 4,5 м³/сут. ВНК отбит по подошве нефтенасыщенного

коллектора в скважине 21 на отметке -412,1 м. По типу резервуара залежь является пластовой, сводовой, тектонически экранированной.

Неокомский продуктивный горизонт не-II залегает в верхней части барремского яруса. К горизонту приурочены нефтяные залежи, выявленные на блоках I и II. По результатам ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в скважинах 1, 21, 33 и 34. Горизонт опробован в скважинах 1, 21, в скважинах 33 и 34 совместно с не-III горизонтом.

В скважине 21 при испытании интервалов 550-560 (-471,6-181,6) м, 560-566 (-481,6-487,6) м получены притоки безводной нефти дебитами 4,2 м³/сут и 5,4 м³/сут соответственно. В скважине 1 при испытании интервала 565-568 (-483-486) м получен приток воды.

В скважине 33 при опробовании интервалов 585,5-587 м; 567,5- 570 м получено 50,8 м³ воды плотностью 1,07 г/см³. При подъеме НКТ обнаружено присутствие густой массы парафина с нефтью.

В скважине 34 при опробовании интервалов 548-553 м; 568,5-574 м; 577,5-579 м; 580,5-585,5 м получены притоки чистой нефти дебитами от 3,7 до 8,6 м³/сут при оборотах насоса 72 и 200 об/мин соответственно.

В I блоке ВНК принят на отметке -487,6 м по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта в скважине 21.

Во II блоке нефтеносность установлена по данным ГИС скважины 33, подошва нефтенасыщенного пласта отбита на отметке -488,1 м, которая принята за уровень ВНК.

Залежи относятся к пластово- сводовым, тектонически экранированным.

Неокомский продуктивный горизонт не-III залегает в середине барремского яруса. К горизонту приурочены нефтяные залежи, выявленные в блоках I и II. По результатам ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в скважинах 1, 33 и 34. Горизонт испытан самостоятельно в скважине 1 и в скважинах 33 и 34 совместно с не-II горизонтом.

Нефтеносность I блока установлена по данным ГИС и опробования скважины 34. ВНК в этом блоке принят на отметке -507,5 м, по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта в скважине 34.

Во II блоке ВНК условно принят на отметке -507,5 м, что соответствует подошве нефтенасыщенного коллектора по данным ГИС в скважине 33.

Залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Неокомский продуктивный горизонт не-IV залегает в отложениях барремского яруса. К горизонту приурочены нефтяные залежи, выявленные на блоках I и II.

По данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в скважинах 1, 33 и 34. Горизонт опробован в скважинах 1 и 34.

Таблица 2.6 – Даулеталы. Характеристика залежей

Горизонт, залежь	Блок	Тип залежи	Характер насыщения	Абс. отметка ВНК, м
ne-I	I	пластовый, сводовый, тектонически-экранированный	нефтяная	-412,1
ne-II	I	пластовый, сводовый, тектонически-экранированный	нефтяная	-487,6
	II			-488,1
ne-III	I	пластовый, сводовый, тектонически-экранированный	нефтяная	-507,5
	II			
ne-IV	I	пластовый, сводовый, литологически, тектонически-экранированный	нефтяная	-587,7
	II	пластовый, сводовый, тектонически-экранированный		-585
ne-V	II	пластовый, сводовый, тектонически-экранированный	нефтяная	-667,1
ne-VI	II	пластовый, сводовый, тектонически-экранированный	нефтяная	-680

При опробовании скважины 1 получен приток воды дебитом 7,8 м³/сут. при среднединамическом уровне 454 м, обусловленный перетоком из нижележащего водоносного пласта из-за некачественного цемента за колонной. В скважине 33 при опробовании интервала 657-663 м, добыто 25,4 м³ воды плотностью 1,11 г/см³. При подъеме НКТ обнаружены присутствие густой и вязкой массы парафина с нефтью.

Нефтеносность установлена по данным интерпретации промыслово-геофизических материалов и насыщению образцов керна нефтью.

В I блоке нефтеносность установлена по данным ГИС в скважине 34, по результатам интерпретации ГИС отмечен прямой ВНК на отметке -587,7 м.

Во II блоке прямой ВНК зафиксирован на отметке -585 м по данным ГИС в скважине 33. Залежи относятся к пластово-сводовым, тектонически экранированным.

Неокомский продуктивный горизонт ne-V. К горизонту приурочена нефтяная залежь, выявленная в пределах блока II.

По результатам промыслово-геофизических исследований скважин 1, 33 и керновых данных коллекторы являются нефтенасыщенными, в скважинах 2, 34 - водонасыщенными, в скважине 21 - замещены непроницаемыми глинистыми породами.

В скважине 1 при опробовании интервала 737-748 м, получен приток воды с пленками нефти дебитом 15,6 м³/сут при среднединамическом уровне 452 м. Приток воды обусловлен перетоком из нижележащего водоносного пласта из-за отсутствия цемента за колонной.

В скважине 33 при опробовании интервала 741-745 м (механизированным способом) получен приток воды дебитом 5,4 м³/сут. при подъеме НКТ обнаружены густые массы парафина с нефтью.

ВНК принят на отметке -667,1 по разделу нефть-вода по данным ГИС в скважине 33. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Неокомский продуктивный горизонт ne-VI залегает в кровле готеривского яруса. К горизонту приурочена нефтяная залежь, выявленная в пределах блока II.

В скважине 1 при испытании интервала 757-762 м получен приток воды дебитом 18,6 м³/сут при среднединамическом уровне 463 м.

По данным ГИС в скважине 1, подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметке -680 м, а в скважине 33 кровля водонасыщенного коллектора - на отметке -681,3 м. ВНК принят на отметке -680 м по подошве нефтенасыщенного коллектора скважины 1.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

ВНК по залежи ne-II обоснован достоверно, по подошве нефтенасыщенного пласта по методам ГИС, из которого получен приток нефти. ВНК по остальным залежам принят по подошве нефтенасыщенного пласта по данным ГИС.

2.5.5 Изученность керном пород-коллекторов

На месторождении Даулеталы отбор керна выполнен в 4 скважинах: 1, 2, 3, 21, 34. Общая проходка с отбором керна по скважинам составила 814 м, вынос 326,5 м или 40,1%, изучено 43 образца, из них 15 с дефектами.

Согласно анализам керна коллекторы продуктивных горизонтов неокома представлены песками, песчаниками и алевролитами глинистыми слабосцементированными.

При изучении пород-коллекторов продуктивных отложений применялся стандартный комплекс лабораторных исследований: определение пористости, проницаемости, плотности породы и зерен, гранулометрического состава, карбонатности и насыщенности нефтью и водой.

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивных горизонтов определены по единичным представительным образцам керна: пористость неокомских горизонтов изменяется в пределах 22,8 - 34%, проницаемость – 97,0 - 221,2 мД, содержание пелитовой фракции колеблется от 11% до 41% и в среднем составляет 31%, карбонатность низкая – в пределах 2%. В таблице 2.7 приведена характеристика пород-коллекторов по горизонтам.

2.5.6 Изученность по ГИС

На месторождении закончены бурением и освещены геофизическими исследованиями 19 структурно-поисковых и разведочных скважин. Стволы всех скважин вертикальные. Комплекс ГИС включал в себя СК, БКЗ, МКЗ, МБК, БК, ИК, ГК, НГК, АК.

Все методы ГИС выполнены с соблюдением требований технической инструкции и технических рекомендаций к скважинным приборам, кроме того, была проведена переинтерпретация каротажного материала ранее пробуренных скважин в программе HDS - Hydrocarbon Data System. Граничные значения коллекторов и характера насыщения приняты условно (на основании статических данных): пористости - 0,15 д.ед.; нефтенасыщенности - больше 0,50 д.ед. Для определения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности использовались зависимости, полученные для коллекторов месторождения Кенбай, где физико-литологическая характеристика продуктивной части разреза аналогична месторождению Даулеталы. Фильтрационно-емкостная характеристика коллекторов по керну и ГИС приведена ниже в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Даулеталы. Характеристика коллекторов по керну и по ГИС

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ²	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
Горизонт I-nc				
Лабораторные исследования керна	Среднее значение	0,097	0,255	-
	Интервал изменения	-	0,228-0,283	-
Геофизические исследования скважин	Среднее значение	-	0,240	0,520
	Интервал изменения	-	0,200- 0,300	0,520 - 0,750
Горизонт II-nc				
Лабораторные исследования керна	Среднее значение	0,059–0,221	0,317	-
	Интервал изменения	-	0,299 - 0,344	-
Геофизические исследования скважин	Среднее значение	-	0,328	0,658
	Интервал изменения	-	0,310- 0,340	0,500 - 0,850
Горизонт III-nc				
Лабораторные исследования керна	Среднее значение	0,031	0,239	-
	Интервал изменения	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Среднее значение	-	0,316	0,723
	Интервал изменения	-	0,290- 0,340	0,55 - 0,810
Горизонт IV-nc				
Лабораторные исследования керна	Исследований нет			
Геофизические исследования скважин	Среднее значение	-	0,280	0,607
	Интервал изменения	-	0,190 - 0,360	0,450 - 0,770
Горизонт V-nc				
Лабораторные исследования керна	Исследований нет			
Геофизические исследования скважин	Среднее значение	-	0,313	0,620
	Интервал изменения	-	0,290 - 0,340	0,540 - 0,700
Горизонт VI-nc				
Лабораторные исследования керна	Среднее значение	0,024	0,116	
	Интервал изменения		0,115 – 0,177	
Геофизические исследования скважин	Среднее значение		0,273	0,700
	Интервал изменения		0,200 - 0,310	

2.5.7 Свойства пластовых флюидов

По месторождению Даулеталы физико-химические свойства нефти были изучены по анализам нефти, отобранной *в поверхностных условиях* из горизонтов ne-II, ne-V, ne-VI в скважинах (1, 21, 33, 34).

Свойства нефти в стандартных условиях характеризуются плотностью 0,929-0,982 г/см³, содержание серы от 0,62 до 1,86%.

II неокомский горизонт охарактеризован тремя пробами из скв. 21 и 34. Плотность нефти по горизонту составила 0,930 г/см³, по значению плотности нефть относится к тяжелым. Кинематическая вязкость нефти при 50 °С равна 123,3 мм²/с, при 100 °С равна 22,8 мм²/с. Нефть в стандартных условиях относится к высоковязким. Величина концентрации серы составляет 0,82 % масс. Нефть горизонта относится к малосернистым, малопарафинистым. Температура застывания нефти в среднем составляет минус 9,0 °С.

V-неокомский горизонт охарактеризован двумя пробами нефти из скв. 1 и 33. Плотность нефти по горизонту составляет 0,979 г/см³; нефть относится к тяжелым. Кинематическая вязкость нефти при 50 °С равна 2639,6 мм²/с, при 100 °С равна 168,5 мм²/с. Нефть в стандартных условиях относится к высоковязким. Величина концентрации серы в нефти составляет 1,75 % масс.

VI-неокомский горизонт охарактеризован одной пробой нефти из скв. 34. Плотность нефти составляет 0,981 г/см³; нефть относится к тяжелым. Кинематическая вязкость нефти при 50 °С равна 669,3 мм²/с, при 100 °С равна 59,4 мм²/с. Нефть в стандартных условиях относится к высоковязким. Величина концентрации серы в нефти составляет 1,42 % масс.

3. ОЦЕНКА НАЧАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

3.1 Месторождение Морское, Восточный блок

В Государственном балансе полезных ископаемых Республики Казахстан запасы нефти учтены по залежам K_{1a_3} 0-1, K_{1a_3} 0-3А, K_{1a_3} 0-3Б, K_{1a_3} 1-2, K_{1a_1} 3-3, K_{1a} , K_{1nc} 1А, K_{1nc} 6.

Начальные геологические запасы нефти были оценены объемным методом. Для оценки запасов были построены структурные карты по кровле коллекторов и карты эффективных нефтенасыщенных толщин, основываясь на представлении о геологическом строении месторождения, имевшемуся при последнем утвержденном подсчете запасов 2016 года. Так как бурения новых скважин не было, были использованы подсчетные параметры из последнего подсчета запасов. Начальные геологические запасы были подсчитаны отдельно по площади Запасов категорий Доказанные (1Р) и Вероятные (2Р). Доказанные запасы оценены как Доказанные разрабатываемые добываемые (PDP) и Доказанные разрабатываемые недобываемые (PUD).

К категории **Доказанные (P1)** отнесены запасы по участкам залежей с действующими добывающими, опробованными скважинами: по блокам I и III залежи K_{1a_1} 3-3, по блокам I и II залежи K_{1a} с действующими добывающими и отработавшими на данные горизонты скважинами.

К категории **Доказанные разрабатываемые добываемые запасы (PDP)** отнесены запасы по залежи K_{1a} и большей части залежи K_{1a_1} 3-3 с действующими добывающими скважинами.

К категории **Доказанные разрабатываемые недобываемые запасы (PUD)** отнесены запасы по залежи K_{1a_1} 3-3 в районе опробованной скважины 22, которая работает в настоящее время на залежи K_{1a} и в будущем будет переведена на вышележащий объект.

К категории **Вероятные (P2)** отнесены запасы по участкам залежей, по которым были пробурены скважины, нефтеносность в которых оценена только по данным ГИС, и которые не были введены в эксплуатацию из-за малой площади залежей и малой эффективной нефтенасыщенной толщины или потому, что скважины находятся в зоне ВНК. К таким участкам относятся залежи K_{1a_3} 0-1, K_{1a_3} 0-3А, K_{1a_3} 0-3Б, K_{1a_3} 1-2, блок II залежи K_{1a_1} 3-3, блок III залежи K_{1a} , залежь K_{1nc} 1А и залежь K_{1nc} 6.

Ниже в таблице 3.1 приведены начальные геологические запасы нефти по залежам и по блоку в целом.

Таблица 3.1 – Месторождение Восточное Морское. Начальные геологические запасы в млн.барр/тыс.т по состоянию на 01.01.2018 г.

Залежь	Доказанные (P1)			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
Восточный блок								
K ₁ al ₃ 0-1					0,176/26	0,176/26		0,176/26
K ₁ al ₃ 0-3A					0,493/73	0,493/73		0,493/73
K ₁ al ₃ 0-3Б					0,23/34	0,23/34		0,23/34
K ₁ al ₃ 1-2					0,595/88	0,595/88		0,595/88
K ₁ al ₁ 3-3	5,920/876		1,225/181	7,145/1057	0,372/55	7,517/1112		7,517/1112
K ₁ a	19,232/2845			19,232/2845	1,399/207	20,632/3052		20,632/3052
K ₁ nc-1A					0,243/36	0,243/36		0,243/36
K ₁ nc-6					0,554/82	0,554/82		0,554/82
итого по Восточному блоку	25,152/3721		1,225/181	26,377/3902	4,063/601	30,44/4503		30,44/4503

3.2 Месторождение Морское, Западный блок

В Государственном балансе полезных ископаемых Республики Казахстан учтены запасы нефти по залежам: K_{1a_3} 0-1, K_{1a_3} 1-1, K_{1a_3} 1-2, K_{1a_3} 1-3, K_{1a_2} 2-1, K_{1a_2} 2-3, K_{1a_1} 3-3, K_{1a} , K_{1nc} 1-А, K_{1nc} 1-Б, K_{1nc} 3-А, K_{1nc} 5, K_{1nc} 6.

С учетом данных исследований новых пробуренных скважин построены карты по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных толщин, установлены границы резервуара. При этом основывались на представлении о геологическом строении месторождения, имевшемся при последнем утвержденном подсчете запасов 2016 года.

Залежи имеют блоковое строение, в нижней части разреза из-за несоответствия характера насыщения структура разделена на 3 блока (I, II, III).

Согласно Технологической схеме в промышленной разработке находятся 2 залежи K_{1a_3} 1-1, K_{1a_3} 1-3, K_{1a_2} 2-1, K_{1a_1} 3-3, K_{1nc} 3-А.

К категории **Доказанные (P1)** отнесены запасы по участкам залежей с добывающими, опробованными и проектными скважинами по залежам K_{1a_3} 1-1, K_{1a_3} 1-3, K_{1a_2} 2-1, K_{1a_1} 3-3 и K_{1nc} 3-А.

К категории **Доказанные разрабатываемые добываемые запасы (PDP)** отнесены запасы по участкам вокруг действующих добывающих скважин. Запасы данной категории присутствуют в горизонтах K_{1a_3} 1-1, K_{1a_2} 2-1, K_{1a_1} 3-3 и K_{1nc} 3-А.

К категории **Доказанные разрабатываемые недобываемые (PDNP)** отнесены запасы вокруг скважин, находящихся в бездействии, либо по участкам, где по имеющимся или вновь пробуренным скважинам были получены положительные результаты опробования, но скважины еще не введены в эксплуатацию на данную залежь, являющуюся объектом разработки. Запасы категории PDNP присутствуют по следующим участкам залежей: K_{1a_3} 1-1, K_{1a_3} 1-3, K_{1a_2} 2-1, K_{1a_1} 3-3.

К категории **Доказанные неразрабатываемые запасы (PUD)** отнесены запасы по участкам, на которых в настоящее время нет скважин, но заложены проектные скважины. Участки с данной категорией запасов граничат с участками, где присутствуют Доказанные запасы категорий PDP и PDNP, и выделены по залежам K_{1a_3} 1-1, K_{1a_3} 1-3, K_{1a_2} 2-1, K_{1a_1} 3-3.

К категории **Вероятные (P2)** отнесены запасы по участкам залежей, граничащих с участками категории P1, по которым не было пробурено скважин, или были пробурены разведочные скважины, нефтеносность в которых оценена только по данным ГИС, либо по залежам, не входящим в объекты разработки на данном этапе из-за малой площади,

эффективной нефтенасыщенной толщины или если скважины находятся в зоне ВНК. К таким участкам относятся залежь K_{1a3} 0-1, участки залежи K_{1a3} 1-1 в блоках II и III с неопробованными скважинами, участки залежей K_{1a3} 1-2, K_{1a3} 1-3, K_{1a2} 2-1, K_{1a2} 2-3, K_{1a2} 3-3, K_{1a} .

В залежах K_{1a2} 2-3 и K_{1nc} 5 запасы отнесены к категории P2, несмотря на проведенное опробование в скважинах 62 и 19, так как данные залежи не являются объектами разработки.

По залежам K_{1nc} 1-А и K_{1nc} 1-Б запасы в блоке I и часть запасов в блоке II в районе пробуренных скважин 62оц и 64оц также отнесены к категории P2 при отсутствии опробования, либо если при опробовании получена вода с пленкой нефти (скв. 64, K_{1nc} 1-А).

К категории **Возможные (P3)** отнесены запасы по неразбуренным участкам, примыкающим к участкам с категорией P2, где присутствует значительная неопределенность относительно характера насыщения и уровня ВНК. К таким участкам относятся: западная часть блока II залежи K_{1nc} 1-Б, где не вскрыты нефтенасыщенные коллекторы, блок II залежей K_{1nc} 3-А. Запасы залежи K_{1nc} 6 полностью отнесены к категории P3, так как по структурным построениям площадь залежи достаточно велика, в то же время нефтенасыщенная часть толщиной 2 м вскрыта единственной скважиной 19-ЗМ, находящейся в приконтактной зоне. Таким образом, присутствует значительная неопределенность в уровнях ВНК, характере насыщения и нефтенасыщенных толщинах.

Ниже в таблице 3.2 приведены начальные геологические запасы нефти по залежам и по блоку в целом.

Таблица 3.2 – Месторождение Западное Морское. Начальные геологические запасы в млн.барр/тыс.т по состоянию на 01.01.2018 г.

Залежь	Доказанные (P1)			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
Западный блок								
K ₁ al ₃ 0-1					1,788/273	1,788/273		1,788/273
K ₁ al ₃ 1-1	1,349/206	8,731/1333	6,052/924	16,133/2463	24,209/3696	40,341/6159		40,341/6159
в т.ч. за контрактной территорией					3,452/527	3,452/527		3,452/527
K ₁ al ₃ 1-2					3,092/472	3,092/472		3,092/472
K ₁ al ₃ 1-3		3,02/461	0,747/114	3,766/575	2,856/436	6,622/1011		6,622/1011
в т.ч. за контрактной территорией					0,026/4	0,026/4		0,026/4
K ₁ al ₂ 2-1	5,862/895	7,827/1195	4,133/631	17,823/2721	8,41/1284	26,233/4005		26,233/4005
K ₁ al ₂ 2-3					8,063/1231	8,063/1231		8,063/1231
K ₁ al ₁ 3-3	1,782/272	3,498/534	1,022/156	6,301/962	1,271/194	7,572/1156		7,572/1156
K ₁ a					3,576/546	3,576/546		3,576/546
K ₁ nc-1A					3,989/609	3,989/609		3,989/609
K ₁ nc-1Б					1,31/200	1,31/200	1,389/212	2,699/412
K ₁ nc-3A	1,978/302			1,978/302		1,978/302	2,424/370	4,402/672
K ₁ nc-5					0,91/139	0,91/139		0,91/139
K ₁ nc-6							9,386/1433	9,386/1433
итого по Западному блоку	10,972/1675	25,076/3523	11,954/1825	46,001/7023	59,474/9080	105,475/16103	13,199/2015	118,673/18118
в т.ч. за контрактной территорией					3,478/531			3,478/531

3.3 Северо-Западный блок (Огайское)

В Государственном балансе полезных ископаемых Республики Казахстан учтены запасы нефти по залежам: S-1, S-2, S-3, K_{1a}l₃ 0-1, K_{1a}l₃ 0-2, K_{1a}l₃ 0-3А, K_{1a}l₁ 3-3, K_{1a}, K_{1nc} 1-А, K_{1nc} 1-Б, K_{1nc} 2, K_{1nc} 3-А, K_{1nc} 3-Б.

С учетом данных исследований новых пробуренных скважин построены карты по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных толщин, установлены границы резервуара. При этом основывались на представлении о геологическом строении месторождения, имевшемся при последнем утвержденном подсчете запасов 2016 года.

В настоящее время в промышленной разработке находятся залежи K_{1a}l₃ 0-2, K_{1a}l₁ 3-3, K_{1a}, K_{1nc} 1-А, K_{1nc} 1-Б, K_{1nc} 2 и K_{1nc} 3А.

В данной работе была значительно увеличена площадь залежей K_{2s} S-1, K_{2s} S-2, K_{2a}l₃ 0-1 в блоке IVа по результатам бурения новых скважин 201-Ог, 139-Ог, 146-Ог и 170-Ог. А по горизонту K_{2a}l₃ 0-2 в блоке IVа выделена новая залежь. В связи с этим запасы в целом по блоку Огайское увеличились.

К категории **Доказанные (P1)** отнесены запасы по участкам залежей с добывающими, опробованными и проектными скважинами:

К категории **Доказанные разрабатываемые добываемые запасы (PDP)** отнесены запасы по участкам вокруг действующих добывающих скважин: залежь K_{1a}l₃ 0-2 (скв. 201-Ог), залежь K_{1a}l₁ 3-3 (блок I), залежь K_{1a} (блок II, блок III, блок IV в районе скв. 50-Ог и 73-Ог и 162-Ог), залежь K_{1nc} 1-А (блок III, блок IV в районе скв. 33-Ог, 167-Ог и 53-Ог), залежь K_{1nc} 1-Б (блок I, блок III в районе скв. 143-Ог, блок IV в районе скв. 33-Ог), K_{1nc} 2 (блок III в районе скв. 149-Ог, блок IV в районе скв. 51-Ог, 146-Ог, 180-Ог).

К категории **Доказанные разрабатываемые недобываемые (PDNP)** отнесены запасы вокруг скважин, находящихся в бездействии, либо по участкам, где по имеющимся или вновь пробуренным скважинам были получены положительные результаты опробования, но скважины еще не введены в эксплуатацию на данную залежь, являющуюся объектом разработки. К категории PDNP отнесены запасы по следующим участкам залежей: S-1 (район скв. 33-Ог и 50-Ог), S-2 (район скв. 33-Ог), S-3 (район скв. 51-Ог и 50-Ог), K_{1a}l₃ 0-1 (район скв. 51-Ог и 50-Ог), K_{1a}l₃ 0-3А (район скв. 50-Ог), K_{1a} (блок IV в районе скважин 51-Ог, 177-Ог и 180-Ог), залежь K_{1nc} 1-А (блоки I, II и часть запасов в блоке IV), залежь K_{1nc} 1-Б (блок II, блок III в районе скв. 72оц и блок IV в районе скв. 50-Ог), K_{1nc} 2 (блоки I, II, III в районе скв 31-Ог, блок IV в районе скв. 33-Ог и 52-Ог), K_{1nc} 3-А (блок III).

К категории **Вероятные (P2)** отнесены запасы по участкам залежей, граничащих с участками категории P1, по которым не было пробурено скважин, или были пробурены разведочные скважины, нефтеносность в которых оценена только по данным ГИС, либо по залежам, не входящим в объекты разработки на данном этапе из-за малой площади, эффективной нефтенасыщенной толщины или если скважины находятся в зоне ВНК. К таким участкам относятся залежь S-1 в блоке IVa и часть запасов на неразбуренных участках в блоке IVб, залежь S-3 – неразбуренные запасы в блоке IVб, залежь K_{1a3} 0-2 – блок IVб и запасы в приконтурной зоне на западе залежи, K_{1a3} 0-3A – часть запасов в блоке IVб, в районе закартированном только по результатам интерпретации сейсмических исследований, K_{1a1} 3-3 (блоки II и III), залежь K_{1nc} 1-Б (район скважины 53-Ог и 170-Ог в блоке IV), залежь K_{1nc} 2 в приконтурных зонах по блокам III и IV, залежь K_{1nc} 3-А (блок IV), K_{1nc} 3-Б.

К категории **Возможные (P3)** отнесены запасы по неразбуренным участкам, примыкающим к участкам с категорией P2, где присутствует значительная неопределенность относительно характера насыщения и уровня ВНК. К таким участкам относятся: юго-западная и северо-восточная части залежей S-1 и S-3 в блоке IVб, а также юго-западная часть залежи K_{1a3} 0-2 в блоке IVб, оконтуренных только по данным сейсмических исследований. На данных участках присутствует высокая неопределенность в уровнях ВНК и структурном построении, что требует уточнения при дальнейшем бурении.

Ниже в таблице 3.3 приведены начальные геологические запасы нефти по залежам и по блоку в целом.

Таблица 3.3 – Месторождение Огайское. Начальные геологические запасы в млн.барр/тыс.т по состоянию на 01.01.2018 г.

Залежь	Доказанные (P1)			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
Блок Огайское								
S-1		3,192/466	1,5/219	4,692/685	2,53/369	7,222/1054	2,70/394	9,922/1448
S-2		0,843/123		0,843/123		0,843/123		0,843/123
S-3		9,35/1365	2,274/332	11,624/1697	1,680/245	13,304/1942	6,477/946	19,781/2888
K ₁ al ₃ 0-1		4,61/673	0,966/141	5,576/814		5,576/814		5,576/814
K ₁ al ₃ 0-2	1,144/167		1,185/173	2,329/340	2,909/425	5,238/765	1,625/237	6,863/1002
K ₁ al ₃ 0-3A		4,74/692	1,075/157	5,816/849	0,473/69	6,288/918		6,288/918
K ₁ al ₁ 3-3	0,11/16			0,11/16	0,507/74	0,617/90		0,617/90
K ₁ a	13,173/1923	7,569/1105	1,891/276	22,632/3304		22,632/3304		22,632/3304
K ₁ nc-1A	8,412/1228	6,617/966		15,029/2194		15,029/2194		15,029/2194
K ₁ nc-1Б	3,261/476	4,165/608		7,425/1084	1,439/210	8,864/1294		8,864/1294
K ₁ nc-2	11,494/1678	10,446/1525		21,941/3203	10,172/1485	32,113/4688		32,113/4688
K ₁ nc-3A	0,26/38	0,651/95		0,911/133	5,891/860	6,802/993		6,802/993
K ₁ nc-3Б					0,801/117	0,801/117		0,801/117
итого по блоку Огайское	37,853/5526	52,183/7618	8,891/1298	98,928/14442	26,402/3854	125,329/18296	10,802/1577	136,131/19,873

3.4 Каратал

Начальные геологические запасы нефти были оценены объемным методом с использованием подсчитанных объемов залежей и средних по залежам параметров, таких как коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности, пересчетный коэффициент и плотность дегазированной нефти. Водонефтяные контакты принимались по подошве нефтенасыщенного пласта по данным ГИС и/или опробования, а также кровле водонасыщенного пласта (в скважине 31 по горизонту Ю-I и в скважине 30 по горизонту Ю-II).

Для оценки запасов были построены структурные карты по кровле коллекторов и карты эффективных нефтенасыщенных толщин, основываясь на представлении о геологическом строении месторождения, имевшемся при последнем подсчете запасов 2009 года, данных бурения и исследования скважин 35 и 36, пробуренных позже. Подсчетные параметры выведены в результате анализа данных ГИС, исследований керна, анализов устьевых и глубинных проб нефти, включая данные, полученные после выполнения Подсчета запасов 2009 г.

Начальные геологические запасы были подсчитаны отдельно по площади Запасов категорий Доказанные (1P) и Вероятные (2P). Доказанные запасы подразделены по площади на Доказанные разрабатываемые добываемые (PDP), Доказанные разрабатываемые недобываемые (PDNP) и Доказанные неразрабатываемые (PUD).

К категории **Доказанные (1P)** отнесены запасы по участкам залежей с добывающими, опробованными и проектными скважинами: блок II аптской залежи, часть блока II залежи Ю-I и блок II залежи Ю-II.

К категории **Доказанные разрабатываемые добываемые запасы (PDP)** отнесены запасы по участку аптской залежи с действующими добывающими скважинами (31, 35, 36), и по участку залежи Ю-I с действующей добывающей скважиной 6, а также вокруг скважин 31 и 35, так как скважины отработали на данный горизонт, после чего были переведены на вышележащий объект.

К категории **Доказанные неразрабатываемые (PUD)** отнесены запасы: в районе скважины 6 в аптском горизонте, так как в данном отчете рекомендуется после отработки скважины на II объект (горизонты Ю-I+Ю-II) перевести ее на I объект (аптский горизонт), а также в данном районе закладываются две проектные скважины KRT-1 и KRT-2; в районе проектной скважины KRT-3 в залежи Ю-I; в районе скважины 6 залежи Ю-II, так

как данная залежь вскрыта только в этой скважине и является объектом разработки, однако нет данных о перфорации скважины б в данном интервале.

При определении границ площадей по данным категориям учитывалась сетка скважин 300*300 м, согласно действующему проектному документу (Технологическая схема 2009 г.).

К категории **Вероятные (2P)** отнесены запасы по участкам залежей, граничащих с участками категории 1P, по которым не было пробурено скважин, или были пробурены разведочные скважины, нефтеносность в которых оценена только по данным ГИС и которые были ликвидированы по геологическим причинам (малая эффективная нефтенасыщенная толщина или скважины находятся в зоне ВНК). К таким участкам относятся I блок залежей K_{1a} и Ю-I и северо-восточная часть залежей Ю-I и Ю-II .

Запасы по залежи в аптском горизонте северо-западного крыла отнесены к **категории P3 (возможные запасы)**, так как присутствует высокая степень неопределенности относительно нефтенасыщенности и отметок ВНК, а также из-за малой площади и толщины залежи.

Начальные геологические запасы (СТОПР) в целом по месторождению составили 7,25 млн. барр. (1072 тыс.т.). Подсчитанные по состоянию на 01.01.2018 г. начальные геологические запасы в общем по месторождению, а также по площади отдельных категорий Запасов приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Месторождение Каратал. Начальные геологические запасы по состоянию на 01.01.2018 г. (млн.барр./тыс.т.)

Горизонт	Доказанные			Общие доказанные (1P)	Вероятные (P2)	Доказанные + Вероятные (2P)	Возможные (P3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3P)
	Разрабатываемые		Неразрабатываемые (PUD)					
	добываемые (PDP)	недобываемые (PDNP)						
Апт (северо-западное крыло)	-	-	-	-	-	-	1,867/280	1,867/280
Апт (юго-восточное крыло)	0,950/138	-	0,297/44	1,247/181	0,100/15	1,347/196	-	1,347/196
Ю-I (юго-восточное крыло)	0,521/76	-	0,337/49	0,858/125	2,700/400	3,558/525	-	3,558/525
Ю-II (юго-восточное крыло)	-	-	0,477/70	0,477/70	-	0,477/70	-	0,477/70
Всего по месторождению	1,471/213	-	1,111/163	2,582/376	2,800/415	5,382/791	1,867/280	7,249/1072

3.5 Даулеталы

По классификации PRMS Ресурсами является количество нефти, потенциально извлекаемое на определенную дату из известных залежей в результате реализации проектов разработки, но которые в настоящее время не считаются рентабельными в промышленных масштабах по причине одного или нескольких обстоятельств.

Ресурсы в свою очередь подразделены на условные и перспективные.

Перспективные ресурсы - это количество нефти потенциально извлекаемые из неоткрытых (неразбуренных) залежей.

Условные ресурсы - это количество нефти из установленных залежей, которые оцениваются как потенциально извлекаемые, но в настоящее время считающиеся промышленно нерентабельными из-за отсутствия одного или нескольких условий:

- отсутствие утвержденного проекта разработки,
- отсутствие утверждение государственными органами,
- отсутствие рынка сбыта,
- разработка не ясна или остановлена,
- технические условия.

С каждой оценкой запасов связан диапазон неопределенностей (рисков).

Условные ресурсы подразделяются на Доказанные (90% вероятности, низкая оценка - 1С = условно доказанные), Вероятные (50% вероятности, наилучшая оценка - 2С = условно доказанные + вероятные) и Возможные (10% вероятности, высокая оценка - 3С = условно доказанные + вероятные + возможные запасы).

После изменения условий, условные ресурсы могут быть переведены непосредственно в категорию запасов (1Р, 2Р, 3Р).

Условные ресурсы

Проведен аудит запасов нефти месторождения Даулеталы путем анализа структурных карт, полученных в результате переинтерпретации сеймики 2Д, структурных карт по кровлям залежей, карт эффективных нефтенасыщенных толщин, обоснования уровней ВНК с учетом данных опробования разведочных скважин, анализов устьевых проб нефти.

В данной работе продуктивные объемы подсчитаны по категории *условных ресурсов*, т.к. в настоящее время месторождение находится практически в консервации в связи истечением срока пробной эксплуатации и отсутствием нового утвержденного проектного документа на промышленную разработку. После продления срока пробной

эксплуатации и получения соответствующей лицензии на разработку месторождения, потенциальные объемы нефти могут быть переведены в класс *Запасов*.

Степень изученности месторождения позволила все объемы отнести к Условным ресурсам с низкой, наилучшей и высокой оценкой.

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

К категории низких оценок условных ресурсов отнесены запасы залежей ne-II (I блок) и ne-III (I блок). Залежь ne-II при пробной эксплуатации являлась объектом разработки.

К категории наилучших оценок – отнесены запасы залежей ne-I, ne-II (II блок), ne-III (II блок), ne-IV, ne-V, ne-VI.

В таблице 3.5 приведены условные ресурсы по месторождению.

Таблица 3.5 – Даулеталы. Условные ресурсы по состоянию на 01.01.2018 г.

Горизонт	Общие условные ресурсы нефти млн. барр./тыс.т.			Вероятность разработки
	Низкая оценка (1С)	Наилучшая оценка (2С)	Высокая оценка (3С)	
ne-I		1,1/157	-	50%
ne-II	1,5/230	0,2/24	-	
ne-III	2,8/411	0,4/64	-	
ne-IV		1,2/173	-	
ne-V		1,6/239	-	
ne-VI		0,3/49	-	
Итого	4,3/641	4,8/706	-	

Месторождение находится на стадии разведки, и подсчитанные запасы нефти отнесены к категории - условные ресурсы. Степень изученности не дает возможность представить объективную оценку извлекаемых запасов месторождения Даулеталы. В связи с чем в настоящей работе предлагаем применить ранее утвержденный (Подсчет запасов -1993г) коэффициент извлечения нефти равному - 0,27 д.ед.

4. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

4.1 Морское включая блок Огайское

В период с 2007 г. по 2013 гг. в разработке, согласно ТС [1], находился один объект на Восточном блоке. С 2013 г. по 2016 гг. согласно УТС [2], к уже существующему I объекту в разработку был введен II объект. Таким образом, на месторождении Морское в промышленной разработке находились 2 объекта разработки: **I объект** (Восточный блок), объединяющий нижнеальбский и аптнеокомские горизонты; **II объект** (Западный блок), объединяющий нижнеокомские горизонты (K_{1пс3} и K_{1пс5}).

В период с 2009 г. по 2014 г. месторождение Огайское находилось в пробной эксплуатации. С начала 2014 г. месторождение ввели в промышленную разработку, согласно ТС разработки [5]. В 2015 году составлен Анализ разработки [7], в котором были уточнены и пересчитаны прогнозные показатели.

С 2016 года блок Огайское входит в единое месторождение Морское [2]. В ТС на месторождении Огайское выделен III объект, объединяющий альбские, аптский и неокомские горизонты и IV возвратный объект, включающий сеноманские горизонты.

Согласно ТС [2] пределах месторождения Морское, включая блок Огайское выделены четыре объекта разработки:

I объект – объединяет нижнеальбские и аптские нефтяные залежи Восточного блока;

II объект – объединяет альбские и аптские газонефтяные и нефтяные залежи, и неокомские нефтяные залежи Западного блока;

III объект – объединяет альбские нефтяные, аптские и неокомские газонефтяные и нефтяные залежи блока Огайское;

IV объект – сеноманские нефтяные залежи блока Огайское.

4.1.1 Характеристика фонда скважин

На месторождении Морское включая блок Огайское по состоянию на 01.01.2018 г пробурено 90 скважин, из них 21 скважина (1, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 35, бд) на Восточном блоке. Скважины 7 и 9 нагнетательные, скважина 14 в консервации, ликвидированы по техническим причинам 2 скважины (1, 4), по геологическим причинам 2 скважины (8, 25). На Западном блоке расположены 18 скважин (19, 56, 57, 58, 59, 60, 62, 63, 64, 67, 81, 82, 83, 322, 326, 346, 348, 396) в том числе 4 скважины числятся в освоении (60, 67, 83, 396) и 3 скважины в консервации (62, 63, 64). На блоке Огайское расположены 51 скважина (1, 12, 18, 20, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 50,

51, 52, 53, 54, 55, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 134, 139, 141, 142, 143, 145, 146, 148, 149, 155, 159, 162, 167, 170, 171, 172, 175, 177, 178, 179, 180, 182, 201, 504). Эксплуатационный фонд составляет 44 скважины, из них 32 действующих, 2 в бездействии и 10 в освоении. В консервации числятся 3 скважины. В ликвидированном фонде находятся 4 скважины.

Характеристика фонда скважин месторождения по состоянию на 01.01.2018 г. представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Месторождение Морское включая блок Огайское. Характеристика фонда скважин на 01.01.2018 г.

Наименование	Категория	Восточный блок	Западный блок	Блок Огайское
		Количество (№ скважин)		
		I - Объект	II - Объект	III - Объект
Фонд добывающих скважин	Всего	14	15	44
	Действующих	12	10	32
	в т.ч. фонтанных	1 (10)	4 (82, 57, 59, 346)	7 (50, 134, 143, 162, 172, 179, 180)
	ВШНУ	10 (6-Д, 12, 15, 17, 21, 24, 22, 23, 26, 35)	4 (19, 56, 81, 348)	20 (20, 30, 33, 51, 53, 71, 73, 74, 139, 141, 146, 148, 149, 155, 159, 167, 171, 175, 178, 201)
	УЭЦН	1 (13)	2 (322, 326)	5 (31, 32, 142, 145, 504)
	В простое			
	Бездействующих	2 (6, 11)	1 (58)	2 (1, 52)
Фонд нагнетательных скважин	Всего	2		
	Действующих	2 (7, 9)		
	Бездействующих			
В освоении		4 (60, 67, 83, 396)	10 (34, 54, 55, 70, 77, 78, 79, 170, 177, 182)	
В консервации	1(14)	3 (62, 63, 64)	3 (72, 75, 76)	
ликвидированные	4 (1, 4, 8, 25)		4 (12, 18, 28, 29)	
Всего пробурено	21	18	51	
Пробурено скважин в целом по месторождению	90			

4.1.2 Характеристика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности

По состоянию на 01.03.2018 г. суммарные отборы в целом по месторождению Морское составили 10,602 млн.барр нефти, 18,370 млн.барр жидкости. Средний дебит одной действующей скважины равен – 128,3 барр/сут нефти и 198,8 барр/сут жидкости, при обводненности 35,6 %. В таблице 4.2 и на рисунке 4.1 отражена динамика основных технологических показателей разработки за период 2005-01.03.2018 гг. в целом по месторождению.

На дату анализа суммарные отборы по Восточному блоку составили 5,695 млн.барр нефти, 11,707 млн.барр жидкости. Средний дебит одной действующей скважины равен – 88,2 барр/сут нефти и 263,6 барр/сут жидкости, при 66,5 % обводненности.

На дату анализа суммарные отборы по Западному блоку составили 0,880 млн.барр нефти, 1,552 млн.барр жидкости. Средний дебит одной действующей скважины равен – 99,2 барр/сут нефти и 173,1 барр/сут жидкости, при 42,7 % обводненности.

На дату анализа суммарные отборы по Огайскому блоку составили 4,026 млн.барр нефти, 5,110 млн.барр жидкости. Средний дебит одной действующей скважины равен – 150,4 барр/сут нефти и 189,4 барр/сут жидкости, при 20,6 % обводненности.

На 01.03.2018 г наибольшая накопленная добыча нефти на – *I объекте Восточного блока*, из которого. было добыто 53,7 % от общей добычи нефти месторождения. Оставшиеся 38,0 и 8,3 % были добыты из скважин III и II объектов соответственно.

Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности приведено в таблице 4.2.

Как видно из таблицы 4.2, на 01.03.2018 г. из 54-ти добывающих скважин 19 малодебитные (6-д, 17, 20, 21, 24, 26, 30, 32, 35, 50, 51, 53, 56, 59, 74, 139, 159, 167, 348), 28 скважин (10, 12, 13, 15, 19, 22, 23, 33, 57, 71, 73, 81, 82, 134, 141, 143, 145, 146, 148, 162, 171, 172, 175, 179, 201, 322, 326, 346) работали с дебитом нефти в диапазоне 80-200 барр./сут и 7 скважин (31, 142, 149, 155, 178, 180, 504) – высокодебитные.

Высокой обводненностью на 01.03.2018 г. характеризовались скважины 17, 32 и 35 в диапазоне 80,2 – 87,5 %, низкой – скважины 141, 146 и 162 в диапазоне 0,2 – 0,3 %.

Таблица 4.2– Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2018 г.

Диапазон изменения обводненности, %	Распределение скважин (кол-во, №) по диапазонам дебитов нефти, барр/сут						Итого, кол-во скважин
	менее 10	10-80	80-120	120-200	200-500	500<	
0-3		4 (50, 139, 159, 167)	1 (141)	5 (73, 145, 146, 162, 172)			10
3-20		2 (30, 51)		7 (134, 143, 148, 171, 175, 322ЗМ, 326 ЗМ)	5 (149, 155, 178, 180, 504)		14
20-40		1 (26_ВМ)	1 (33)	4 (23_ВМ, 57_ЗМ, 179, 346 ЗМ)		1 (142)	7
40-60		2 (53, 6-Д_ВМ)	5 (12_ВМ, 71, 81_ЗМ, 82_ЗМ, 19_ЗМ)	1 (201)	1 (31)		9
60-80		7 (20, 21_ВМ, 24_ВМ, 59_ЗМ, 56_ЗМ, 74, 348 ЗМ)	2 (15_ВМ, 22_ВМ)	2 (10_ВМ, 13_ВМ)			11
80<	1 (32)	2 (17_ВМ, 35_ВМ)					3
Итого, скважин	1	18	9	19	6	1	54
% фонда	2	33	17	35	11	2	100

Примечание: 50 – Огайское; 326_ЗМ – Западное Морское; 26_ВМ – Восточное Морское.

Таблица 4.3 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по месторождению в целом

Параметры по мест	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	01.03.2018
Добыча нефти, млн.барр	0,032	0,511	0,507	0,477	0,465	0,484	0,427	0,629	0,957	1,058	0,974	1,348	2,256	0,478
Суммарная добыча нефти, млн.барр	0,032	0,543	1,050	1,527	1,992	2,476	2,903	3,532	4,488	5,546	6,520	7,868	10,124	10,602
Добыча жидкости, млн.барр	0,032	0,519	0,565	0,640	0,776	0,953	1,012	1,248	1,677	2,011	2,065	2,536	3,595	0,741
Суммарная добыча жидкости, млн.барр	0,032	0,551	1,116	1,756	2,533	3,486	4,497	5,745	7,422	9,432	11,497	14,033	17,628	18,370
Дебит нефти, барр/сут	1278,5	843,3	681,6	460,7	295,4	232,6	218,1	194,9	198,1	148,4	136,7	122,7	125,3	128,3
Дебит жидкости, барр/сут	1296,7	856,4	759,5	618,0	493,0	458,3	517,0	386,6	347,1	282,2	289,8	230,8	199,8	198,8
Обводненность, %	1,4	1,5	10,3	25,5	40,1	49,3	57,8	49,7	43,0	47,5	52,8	47,0	37,4	35,6
Добывающий фонд скважин на конец года, ед.	2	2	3	4	5	6	7	13	16	20	26	43	54	54

Примечание: * - накопленная добыча с учетом добычи, полученной во время испытания и опробования скважин

Таблица 4.4 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по Восточному блоку

Параметры по мест	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	01.03.2018
Добыча нефти, млн.барр	0,032	0,511	0,507	0,477	0,441	0,459	0,422	0,472	0,524	0,554	0,441	0,413	0,384	0,058
Суммарная добыча нефти, млн.барр	0,032	0,543	1,050	1,527	1,968	2,427	2,849	3,321	3,845	4,399	4,840	5,253	5,638	5,695
Добыча жидкости, млн.барр	0,032	0,519	0,565	0,640	0,742	0,911	0,998	1,062	1,161	1,299	1,301	1,177	1,127	0,172
Суммарная добыча жидкости, млн.барр	0,032	0,551	1,116	1,756	2,498	3,409	4,407	5,470	6,631	7,930	9,231	10,408	11,535	11,707
Дебит нефти, барр/сут	1278,5	843,3	681,6	460,7	327,5	266,4	225,5	222,7	193,0	154,9	118,1	106,7	89,8	88,2
Дебит жидкости, барр/сут	1296,7	856,4	759,5	618,0	551,1	529,0	533,1	501,4	427,6	363,4	348,2	303,6	263,2	263,6
Обводненность, %	1,4	1,5	10,3	25,5	40,6	49,6	57,7	55,6	54,9	57,4	66,1	64,9	65,9	66,5
Действующий фонд скважин на конец года, ед.	2	2	3	4	4	5	6	7	8	12	12	12	12	12

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

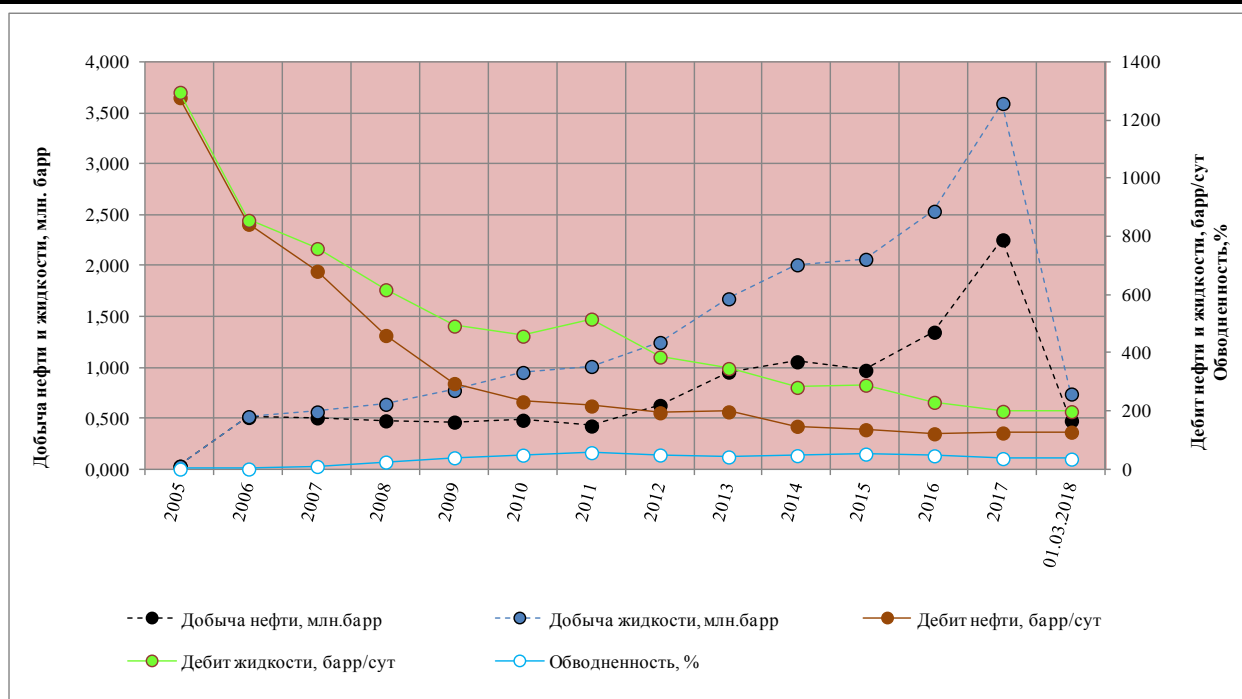
Таблица 4.5 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по Западному блоку

Параметры по мест	2013	2014	2015	2016	2017	01.03.2018
Годовая добыча нефти, млн.барр	0,039	0,061	0,183	0,213	0,303	0,081
Суммарная добыча нефти, млн.барр	0,039	0,100	0,283	0,496	0,799	0,880
Годовая добыча жидкости, млн.барр	0,046	0,135	0,283	0,403	0,543	0,142
Суммарная добыча жидкости, млн.барр	0,046	0,181	0,465	0,867	1,411	1,552
Среднегодовой дебит нефти, барр/сут	242,7	99,4	168,4	101,4	89,5	99,2
Среднегодовой дебит жидкости, барр/сут	287,8	219,7	261,2	191,7	160,3	173,1
Средняя обводненность продукции, %	15,7	54,8	35,5	47,1	44,2	42,7
Действующий фонд скважин на конец года, ед.	2	3	4	3	10	10

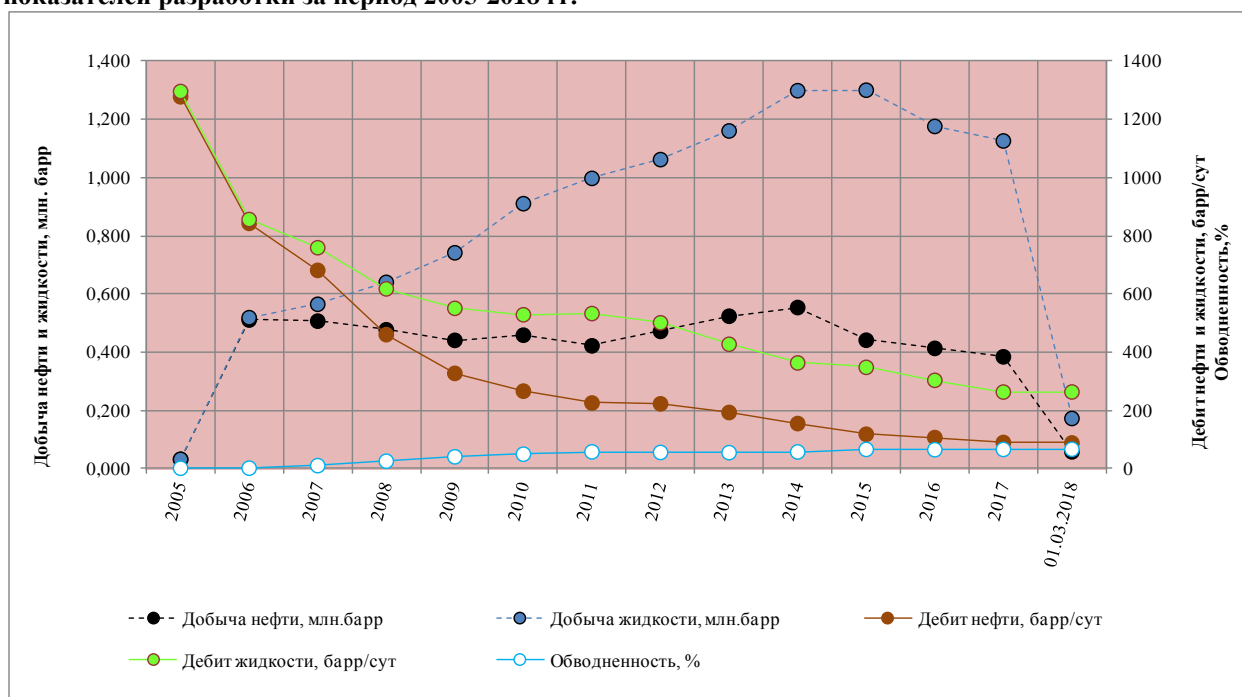
Таблица 4.6 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по Огайскому блоку

Параметры по мест	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	01.03.2018
Годовая добыча нефти, млн.барр	0,024	0,025	0,005	0,157	0,394	0,443	0,350	0,722	1,568	0,339
Суммарная добыча нефти, млн.барр	0,024	0,049	0,054	0,211	0,605	1,047	1,397	2,119	3,687	4,026
Годовая добыча жидкости, млн.барр	0,034	0,042	0,014	0,185	0,469	0,576	0,480	0,957	1,926	0,427
Суммарная добыча жидкости, млн.барр	0,034	0,076	0,090	0,275	0,745	1,320	1,801	2,758	4,683	5,110
Среднегодовой дебит нефти, барр/сут	106,3	69,5	55,6	141,7	201,4	150,9	151,9	144,0	151,8	150,4
Среднегодовой дебит жидкости, барр/сут	150,0	117,4	163,6	167,1	240,1	196,3	208,6	190,9	186,5	189,4
Средняя обводненность продукции, %	29,1	40,8	66,0	15,2	16,1	23,1	27,2	24,6	18,6	20,6
Действующий фонд скважин на конец года, ед.	1	1	1	6	6	7	10	19	27	32

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ



Рисунку 4.1 – Месторождение Морское включая блок Огайское. Динамика основных технологических показателей разработки за период 2005-2018 гг.



Рисунку 4.2 – Месторождение Морское включая блок Огайское. Восточный блок. Динамика основных технологических показателей разработки за период 2005-2018 гг.

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

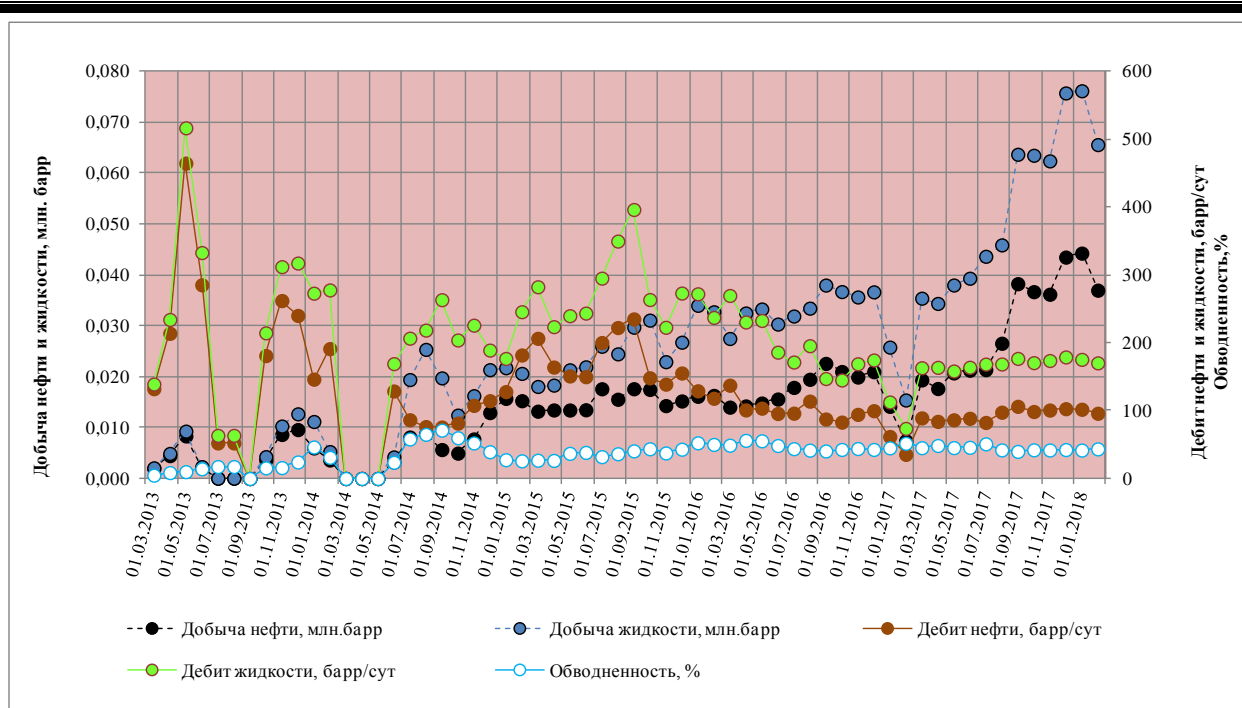


Рисунок 4.3 – Месторождение Морское включая блок Огайское. Западный блок. Динамика основных технологических показателей разработки за период 2013-2018 гг.

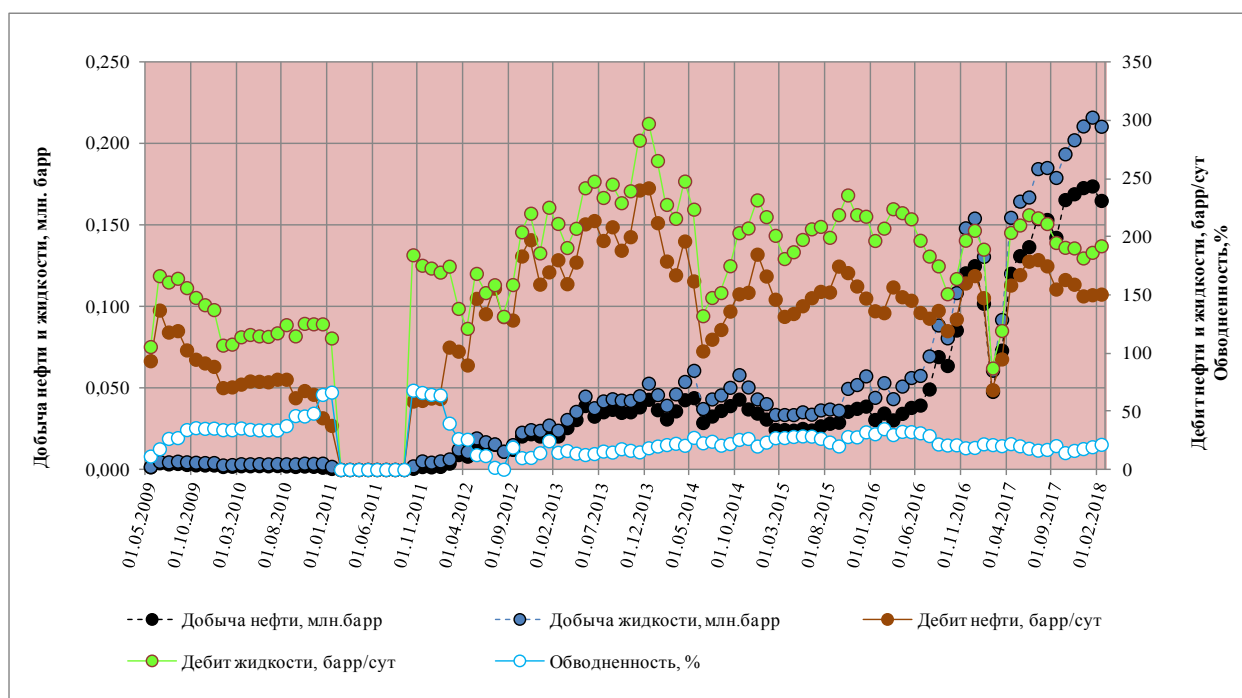


Рисунок 4.4 – Месторождение Морское включая блок Огайское. Блок Огайское. Динамика основных технологических показателей разработки за период 2013-2018 гг.

4.2 Каратал

В настоящее время месторождение Каратал разрабатывается на основании действующей «Технологической схемы разработки», выполненной на основании «Подсчета запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов по состоянию на

Оценка запасов и ресурсов нефти месторождений Морское, Огайское, Каратал, Даулеталы Атырауской области, Республики Казахстан с применением классификации PRMS

01.11.2008 г.». В технологической схеме заложено дополнительное бурение 5-ти проектных скважин.

В 2011 году выполнен «Анализ разработки месторождения Каратал». В рамках анализа разработки уточнены показатели на 2012-2016гг.

4.2.1 Характеристика фонда скважин

Всего в пределах контрактной территории по состоянию на 01.03.2018 г. пробурено 10 глубоких скважин, из них 8 разведочных (2, 5, 6, 7, 8, 9, 30, 31) и 2 эксплуатационные скважины (35, 36). Действующий фонд состоит из 4-х скважин, из них на I-объекте разработки эксплуатируются три скважины (31, 35 и 36) и на II-объекте одна скважина (6). В консервации находятся две скважины - 9 и 30. В нагнетательном фонде числится одна действующая скважина. В ликвидированном фонде числится 3 скважины, все скважины ликвидированы по геологическим причинам.

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.03.2018 г. в целом по месторождению приведена в таблице 4.7

В скважинах в разное время происходили переводы с нижезалегающего II-объекта разработки на вышележащий I-объект. В соответствии с датами прострелов и изоляции интервалов перфорации произведена разбивка добычи по объектам разработки (рисунки 4.5-4.6). Таким образом, появилась возможность отследить отборы отдельно по объектам (горизонтам).

Таблица 4.7 – Характеристика фонда скважин

Фонд	Характеристика фонда скважин	Всего	Объекты	
			I объект	II объект
			№№ скважин	
Пробурено		21	-	-
Эксплуатационный фонд	действующие	4	31, 35, 36	6
	бездействующие	-	-	-
В консервации		2	9, 30	-
Фонд нагнетательных скважин	Всего	1	5	-
	в том числе: действующих	-		-
	бездействующих	1	5	-
Ликвидированные скважины	по геологическим причинам	14	1, 2, 4, 7, 8, 10, 14, 15, 16, 17, 18, 20, 32, 34	
	по техническим причинам	-	-	

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

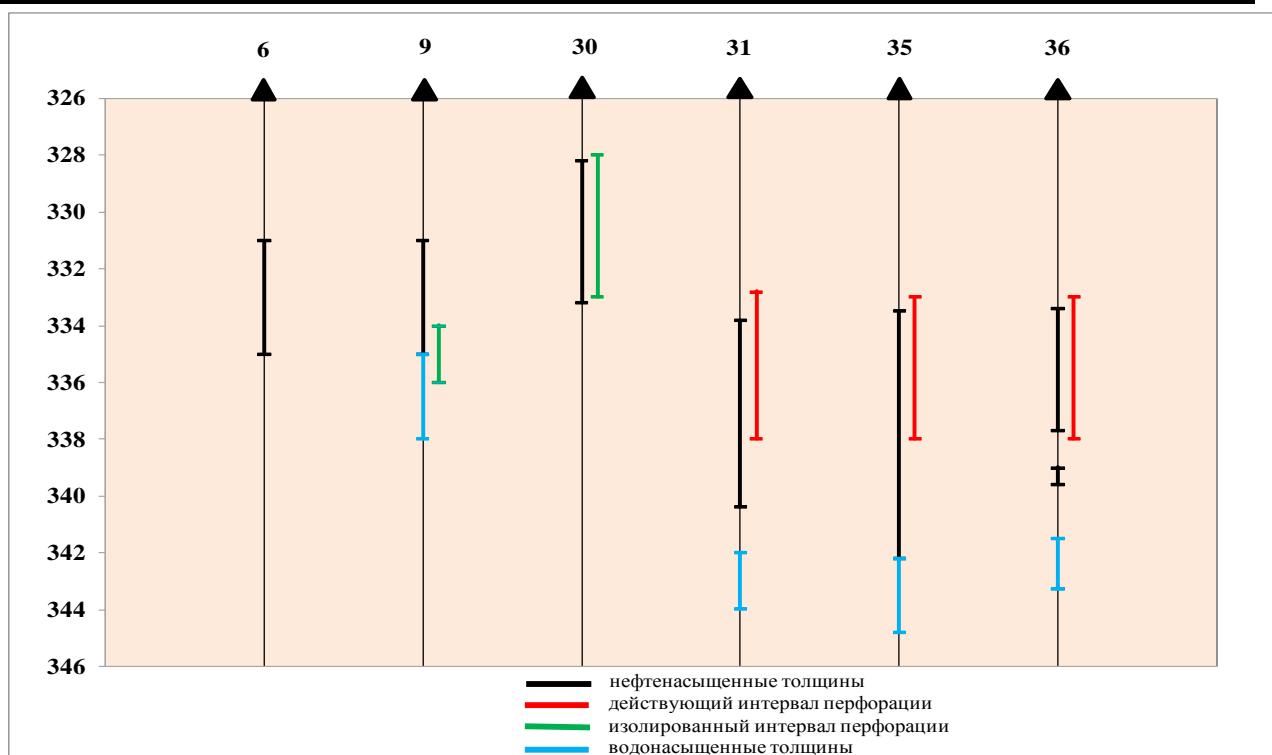


Рисунок 4.5 – Схематический профиль перфорации по линии скважин. I объект разработки.

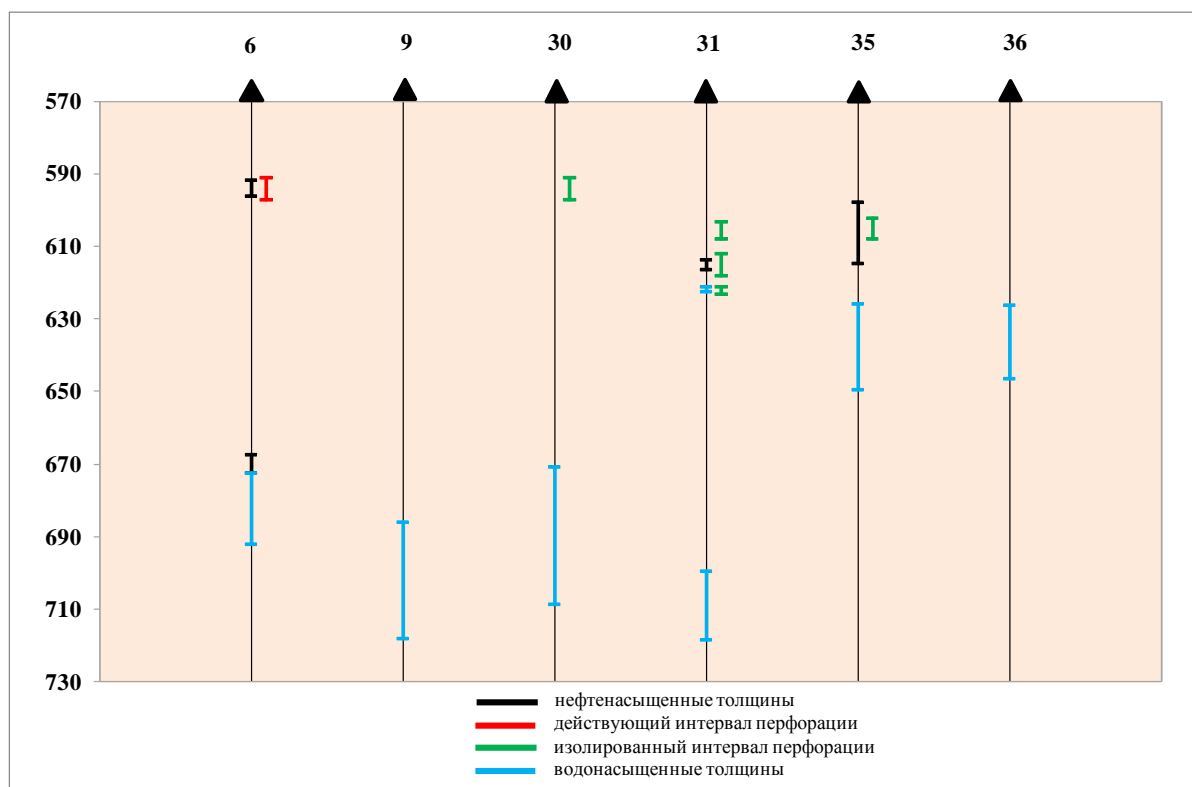


Рисунок 4.6 – Схематический профиль перфорации по линии скважин. II объект разработки.

4.2.2 Характеристика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности

По состоянию на 01.03.2018 г. суммарные отборы по месторождению составили 0,228 млн.барр нефти 0,401 млн.барр жидкости. Средний дебит одной действующей скважины равен – 16,5 барр/сут нефти и 50,1 барр/сут жидкости, при обводненности 63,8 %.

В таблице 4.8 представлена динамика годовых и среднесуточных отборов с начала эксплуатации в целом по месторождению. Из таблицы видно, что до 2013 года месторождение эксплуатировалось двумя скважинами (№ 6 и 31). В 2013 году дополнительно пробурены и введены в эксплуатацию две скважины (№ 35 и 36). С вводом скважин годовая добыча нефти и жидкости увеличилась почти в два раза.

Начало промышленной эксплуатации I объекта разработки связано с вводом разведочной скважины № 30 из бурения в 2009 году с начальным дебитом нефти 2 т/сут при обводненности 91 %. Проработав 6 дней с высокой обводненностью скважину закрывают и до настоящего времени скважина находится в консервации. Следующей попыткой пустить в эксплуатацию объект, связан с возвратом в ноябре 2013 году скважины № 36 из нижележащего продуктивного горизонта с начальным дебитом 51,3 барр/сут нефти, при обводненности 4,1%. В последствии к ней присоединятся эксплуатационные скважины № 31 в апреле 2014 г. и скважина № 35 в январе 2015 г. переводом из нижележащего II-объекта разработки. На дату анализа из объекта всего отобрано 0,076 млн.барр нефти и 0,134 млн.барр жидкости. Среднесуточные отборы составили 15,5 барр/сут нефти и 45,4 барр/сут жидкости (таблица 4.9).

II объект введен в промышленную эксплуатацию в сентябре 2009 года скважинами № 6 и 31. Начальный дебит скважин составил 72,3 и 3,2 барр/сут нефти, при обводненности 2 и 88,5% соответственно. В мае и сентябре 2013 г. на данный объект пробурены и введены в эксплуатацию проектные скважины № 35 и 36, с дебитами 47,0 и 43,3 барр/сут нефти, при 15 и 6 % обводненности. На дату анализа накопленная добыча составила - 0,152 млн.барр нефти и 0,267 млн.барр жидкости. Среднесуточный дебит составил – 19,4 барр/сут нефти и 64,5 барр/сут жидкости (таблица 4.10).

Из вышеизложенного, следует отметить, что на сегодняшний день I-объект разработки эксплуатируется тремя возвратными скважинами (№ 31, 35 и 36), а на II-объекте разрабатывается лишь одной скважиной № 6.

Таблица 4.8 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по месторождению в целом.

Параметры по мест	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	01.03.2018
Добыча нефти, млн.барр	0,007	0,019	0,020	0,019	0,033	0,049	0,040	0,025	0,012	0,004
Суммарная добыча нефти, млн.барр	0,007	0,026	0,046	0,065	0,098	0,147	0,187	0,213	0,224	0,228
Добыча жидкости, млн.барр	0,011	0,033	0,033	0,029	0,048	0,074	0,067	0,059	0,035	0,012
Суммарная добыча жидкости, млн.барр	0,011	0,044	0,077	0,106	0,154	0,228	0,296	0,355	0,389	0,401
Среднегодовой дебит нефти, барр/сут	34,6	28,6	27,8	20,0	34,3	39,8	41,3	18,1	15,2	16,5
Среднегодовой дебит жидкости, барр/сут	53,6	48,4	47,3	31,0	50,6	64,4	73,8	42,1	44,3	50,1
Средняя обводненность продукции, %	36,5	41,0	41,3	35,4	31,0	34,0	39,8	54,5	62,7	63,8
Действующий фонд скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	3	2	1	4	4	4

Таблица 4.9 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по I-объекту разработки.

Параметры по I объекту	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	01.03.2018
Добыча нефти, млн. барр.	0,000	-	-	-	0,003	0,019	0,026	0,018	0,008	0,003
Накопленная добыча нефти, млн. барр.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,022	0,048	0,066	0,074	0,076
Добыча жидкости всего, млн. барр.	0,000	-	-	-	0,003	0,026	0,041	0,037	0,020	0,008
Накопленная добыча жидкости, млн. барр.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,029	0,070	0,106	0,126	0,134
Среднесуточный дебит по нефти, барр./сут	2,3	-	-	-	43,1	31,2	24,3	17,3	13,8	15,5
Среднесуточный дебит по жидкости, барр./сут	28,0	-	-	-	47,5	42,3	37,9	34,7	35,6	45,4
Средняя обводненность скважин, %	91,7	-	-	-	4,6	21,9	32,2	54,5	57,8	62,6
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	-	-	-	1	2	3	3	3	3

Таблица 4.10 – Динамика годовых и среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности по II -объекту разработки.

Параметры по II объекту	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	01.03.2018
Добыча нефти, млн. барр.	0,007	0,019	0,020	0,019	0,030	0,030	0,015	0,007	0,004	0,001
Накопленная добыча нефти, млн. барр.	0,007	0,026	0,046	0,065	0,095	0,125	0,140	0,147	0,151	0,152
Добыча жидкости всего, млн. барр.	0,011	0,033	0,033	0,029	0,045	0,048	0,027	0,022	0,015	0,004
Накопленная добыча жидкости, млн. барр.	0,011	0,044	0,077	0,106	0,151	0,199	0,226	0,248	0,263	0,267
Среднесуточный дебит по нефти, барр./сут	34,6	28,6	27,8	20,0	34,3	39,8	41,3	20,3	18,3	19,4
Среднесуточный дебит по жидкости, барр./сут	53,6	48,4	47,3	31,0	50,6	64,4	73,8	64,0	65,0	64,5
Средняя обводненность скважин, %	25,5	31,7	32,6	28,7	25,9	33,2	40,6	66,4	69,2	66,4
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	3	2	1	1	1	1

На рисунках 4.7-4.9 представлены динамики среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности с начала эксплуатации по объектам и в целом по месторождению.

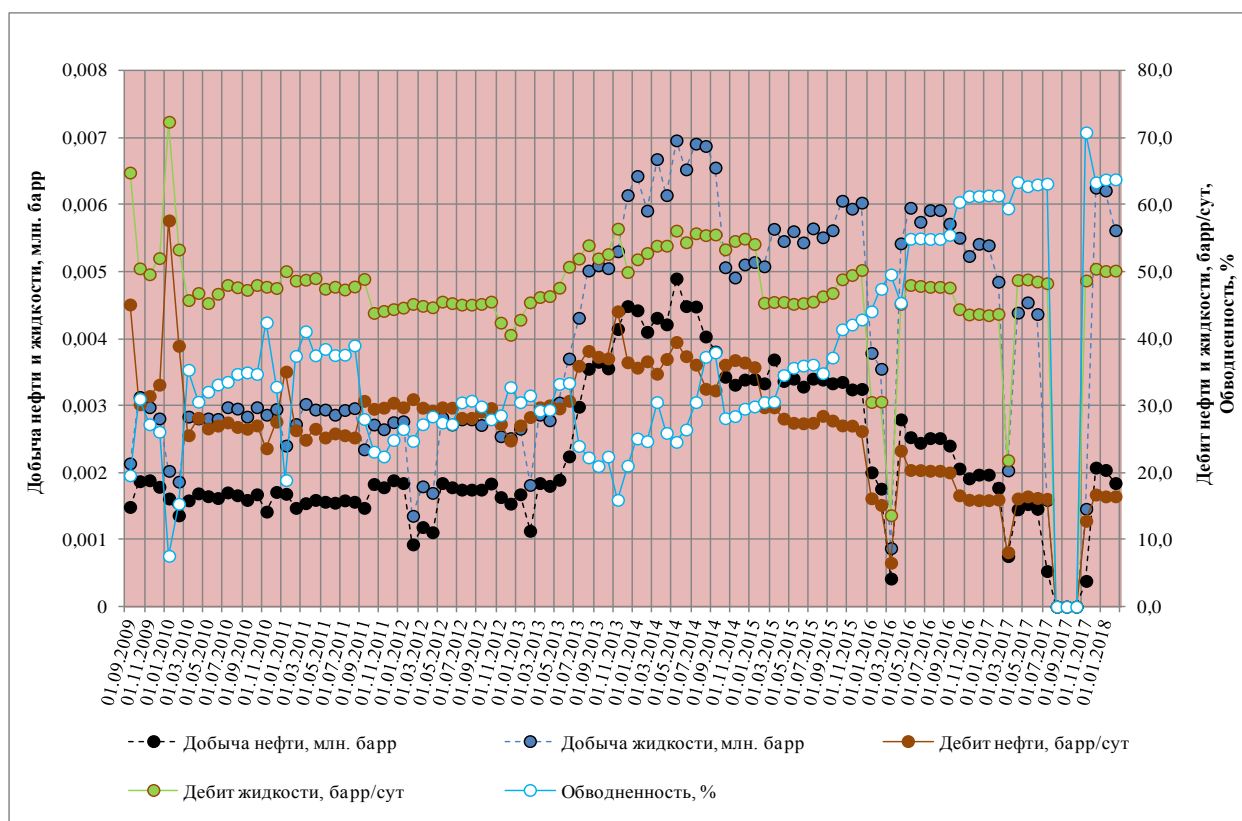


Рисунок 4.7 – Динамика среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности с начала эксплуатации по месторождению в целом.

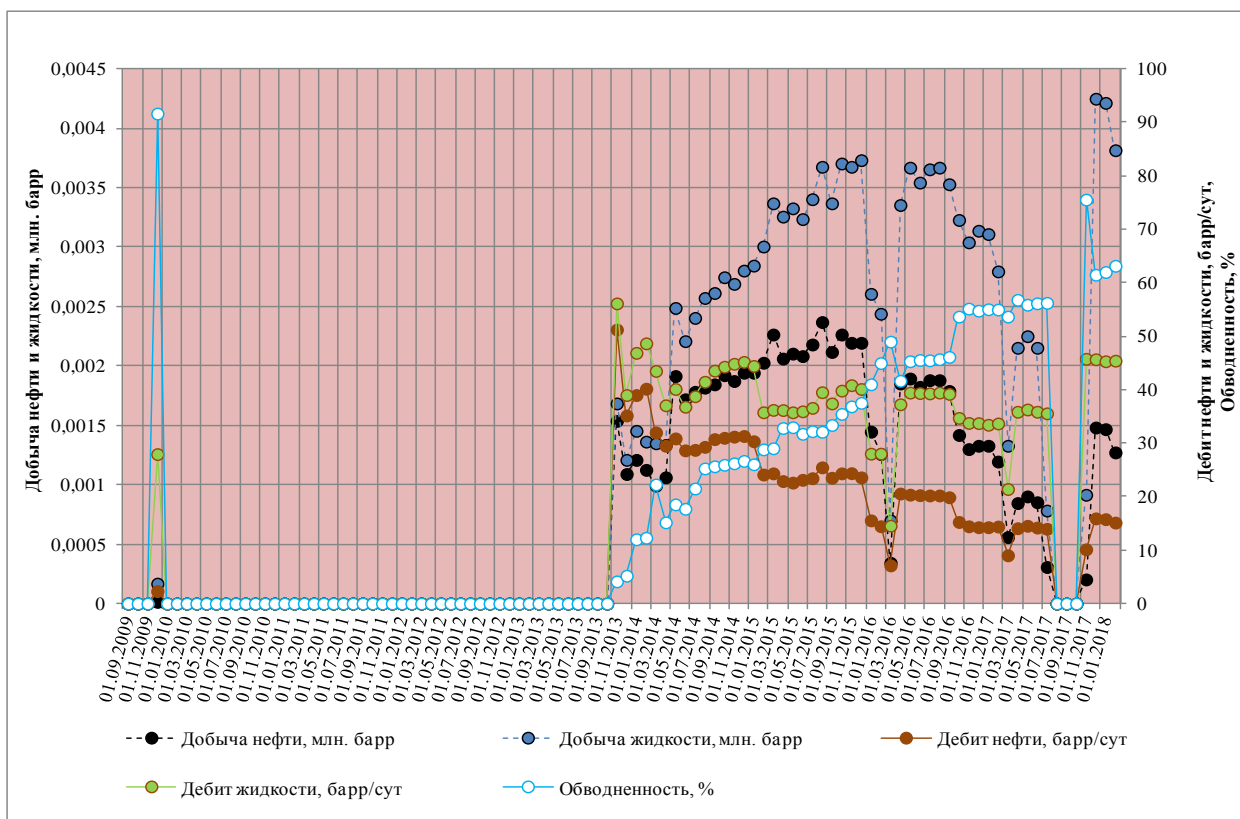


Рисунок 4.8 – Динамика среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности с начала эксплуатации по I-объекту разработки.

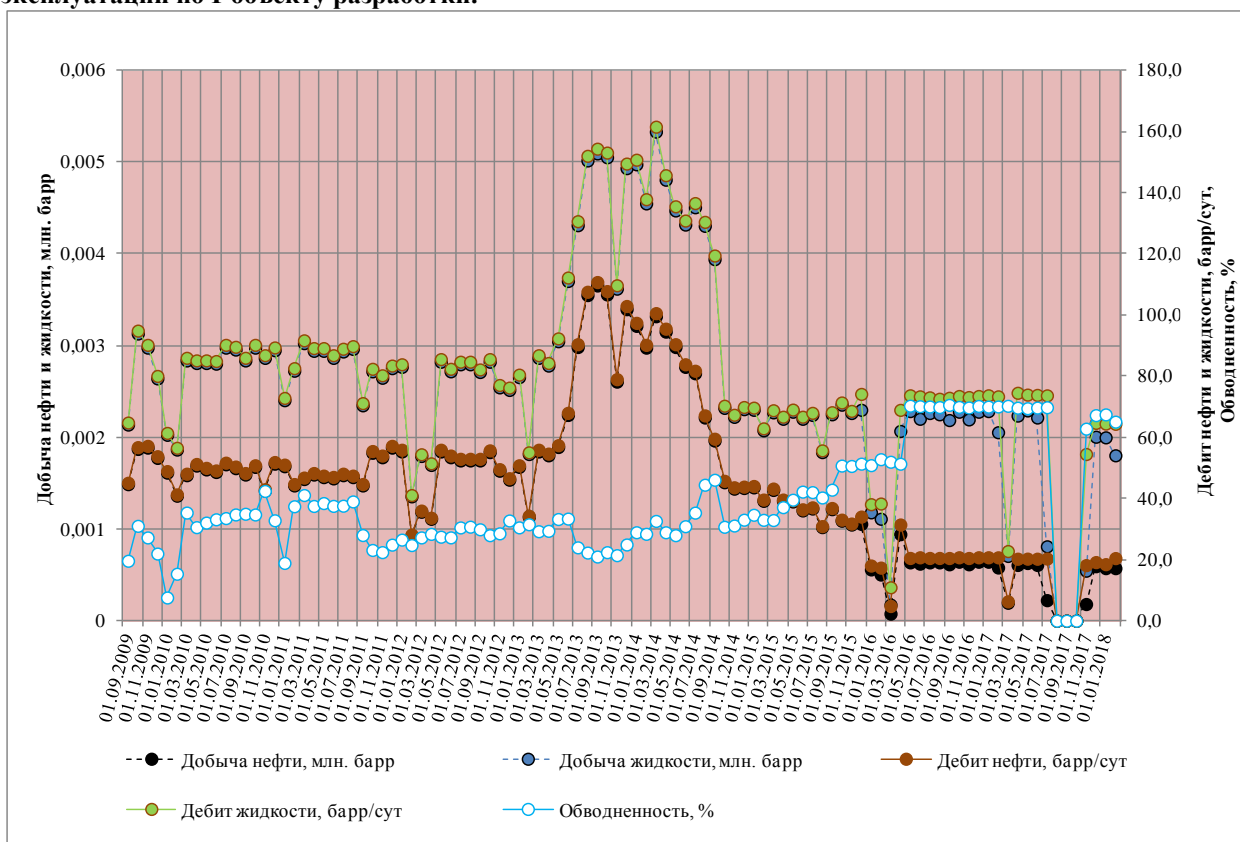


Рисунок 4.9 – Динамика среднесуточных отборов нефти, жидкости и обводненности с начала эксплуатации по II-объекту разработки.

5. ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

На основе расчета прогнозной динамики добычи нефти и КИН были определены извлекаемые запасы нефти по всем категориям.

5.1 Обоснование извлекаемых запасов и коэффициента нефтеизвлечения

Расчет КИН производился по коэффициентной методике.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем эффективном опыте применения и постоянном ее совершенствовании.

Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин применялись следующие формулы:

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

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

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

k_1' - коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон.

$\mu_в/\mu_н$ – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

γ_h/γ_b – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях;

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

m_p – 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.

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта

$$K_{\%} = K_1^1 * K_1'' * K_2 = K_1 * K_2 * K_3$$

В качестве расчетной модели пласта, принятой для прогноза технологических показателей разработки положена схема послойно - и зонально - неоднородного по проницаемости и одновременно прерывистого нефтяного пласта. Согласно этой модели, принимается, что нефтяной пласт представлен набором слоев различной проницаемости. В пределах каждого слоя выделяются зоны одинаковые по форме и размерам (d), но различающиеся по проницаемости. В пределах отдельной зоны коллекторские свойства остаются неизменными и изменяются при переходе от зоны к зоне.

В таблицах 5.1 – 5.3 представлены извлекаемые запасы нефти по различным категориям месторождений Восточное Морское, Западное Морское, Огайское и Каратал.

Таблица 5.1 – Месторождение Морское. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по различным категориям

Объект	Доказанные			Общие доказанные (1P)	Вероятные (P2)	Доказанные + Вероятные (2P)	Возможные (P3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3P)
	Разрабатываемые		Неразрабатываемые (PUD)					
	Добываемые (PDP)	Недобываемые (PDNP)						
Итого по мест-ю	19,97/2944,6	12,3/1831,9	14,27/2139,3	40,99/6089,9	32,66/4844,6	73,66/10934,3	14,37/2159,1	87,99/13093,4

Примечание: извлекаемые запасы нефти - в числителе в млн. барр, в знаменателе тыс.т

Таблица 5.2 – Месторождение Морское. Восточный блок. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по различным категориям

Объект	Доказанные			Общие доказанные (1P)	Вероятные (P2)	Доказанные + Вероятные (2P)	Возможные (P3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3P)
	Разрабатываемые		Неразрабатываемые (PUD)					
	Добываемые (PDP)	Недобываемые (PDNP)						
Итого по месторождению	7,84/1160,1		0,31/46	8,15//1206,1	1,17/173,18	9,32/1379,3		9,32/1379,3

Таблица 5.3 – Месторождение Морское. Западный блок. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по различным категориям

Объект	Доказанные			Общие доказанные (1P)	Вероятные (P2)	Доказанные + Вероятные (2P)	Возможные (P3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3P)
	Разрабатываемые		Неразрабатываемые (PUD)					
	Добываемые (PDP)	Недобываемые (PDNP)						
Итого по месторождению	1,99/304,5	2,9/457,9	8,3/1267,3	13,29/2029,7	10,94/1670,3	24,23/3700	9,24/1410,6	33,47/5110,6

ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И КОЭФФИЦИЕНТА
НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

Таблица 5.4 – Месторождение Огайское. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по различным категориям

Объект	Доказанные			Общие доказанные (1P)	Вероятные (P2)	Доказанные + Вероятные (2P)	Возможные (P3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3P)
	Разрабатываемые		Не разрабаты- ваемые (PUD)					
	Добы- ваемые (PDP)	Недо- бываемые (PDNP)						
Итого по месторождению	10,14/1480,0	9,4/1374,0	5,66/826,1	19,55/2854,0	20,55/3001,0	40,11/5855,1	5,13/748,5	45,2/6603,5

Примечание: извлекаемые запасы нефти - в числителе в млн. барр, в знаменателе тыс.т

Таблица 5.5 – Месторождение Каратал. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по различным категориям

Объект	Доказанные			Общие доказанные (1P)	Вероятные (P2)	Доказанные + Вероятные (2P)	Возможные (P3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3P)
	Разрабатываемые		Не разрабаты- ваемые (PUD)					
	добываемые (PDP)	недобываемые (PDNP)						
Итого по месторождению	0,4/57,5		0,17/24,9	0,57/82,4	0/0	0,57/82,4	0/0	0,57/82,4

Примечание: извлекаемые запасы нефти - в числителе в млн. барр, в знаменателе тыс.т

Управление разработкой нефтяных залежей представлено следующей системой формул, которые зависят от расчетных начальных извлекаемых запасов нефти, а также от модифицированного амплитудного дебита, введенного на середину t-го года.

$$q^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} + 0,5 \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left[Q_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right],$$

где: $q_0^{(t)}$ - амплитудный дебит нефтяной залежи на середину t-го года, т/год;

$Q_0^{(t)}$ - введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти.

В таблицах 5.6 – 5.10 представлена прогнозная добыча нефти по категориям запасов 1P, 2P, 3P.

ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И КОЭФФИЦИЕНТА
НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

Таблица 5.6 – Прогнозная добыча нефти по категориям 1Р, 2Р, 3Р по ТОО «Кожан»

Годы	Доказанные			1Р	Вероятные (Р2)	Доказанные + Вероятные (2Р)	Возможные (Р3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3Р)
	Разрабатываемые добываемые (PDP)	недобываемые (PDNP)	Неразрабатываемые (PUD)					
2018	2,65	1,45	0,78	3,43	0,60	4,02	0,12	4,14
2019	2,26	1,24	1,84	4,09	1,41	5,51	0,35	5,85
2020	1,94	1,07	2,19	4,13	1,78	5,92	0,65	6,57
2021	1,69	0,93	1,97	3,66	1,91	5,57	0,83	6,39
2022	1,47	0,82	1,57	3,04	2,56	5,60	0,83	6,43
2023	1,30	0,72	1,25	2,54	2,67	5,22	0,83	6,05
2024	1,15	0,64	0,99	2,14	2,49	4,64	0,83	5,47
2025	1,02	0,57	0,79	1,82	2,31	4,12	0,82	4,94
2026	0,92	0,51	0,63	1,55	2,12	3,67	0,80	4,47
2027	0,82	0,46	0,50	1,33	1,93	3,26	0,78	4,04
2028	0,74	0,41	0,40	1,15	1,76	2,91	0,75	3,66
2029	0,67	0,37	0,32	1,00	1,59	2,59	0,73	3,32
2030	0,61	0,34	0,26	0,87	1,44	2,31	0,70	3,01
2031	0,56	0,31	0,21	0,77	1,29	2,06	0,67	2,73
2032	0,51	0,28	0,17	0,68	1,16	1,84	0,64	2,48
2033	0,47	0,26	0,13	0,61	1,03	1,64	0,61	2,25
2034	0,44	0,24	0,11	0,54	0,92	1,47	0,58	2,04
2035	0,40	0,22	0,09	0,49	0,82	1,31	0,55	1,86
2036	0,37	0,21	0,07	0,44	0,73	1,17	0,52	1,69
2037	0,35	0,19	0,06	0,40	0,64	1,05	0,49	1,54
2038	0,32	0,18	0,05	0,37	0,57	0,94	0,46	1,40
2039	0,30	0,17	0,04	0,34	0,50	0,84	0,44	1,28
2040	0,28	0,16	0,03	0,31	0,44	0,75	0,41	1,16
Итого	21,27	11,76	14,44	35,71	32,67	68,38	14,37	82,74

ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И КОЭФФИЦИЕНТА
НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

**Таблица 5.7 – Месторождение Морское. Прогнозная добыча нефти по категориям 1P, 2P, 3P.
Восточный блок**

Годы	Доказанные			1P	Вероятные (P2)	Доказанные + Вероятные (2P)	Возможные (P3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3P)
	Разрабатываемые		Неразрабатываемые (PUD)					
	добываемые (PDP)	недобываемые (PDNP)						
2018	0,30		0,02	0,32	0,04	0,36	0,00	0,36
2019	0,24		0,04	0,29	0,06	0,35	0,00	0,35
2020	0,20		0,04	0,24	0,08	0,32	0,00	0,32
2021	0,17		0,03	0,20	0,08	0,29	0,00	0,29
2022	0,15		0,03	0,17	0,08	0,26	0,00	0,26
2023	0,13		0,02	0,15	0,08	0,23	0,00	0,23
2024	0,11		0,02	0,13	0,08	0,21	0,00	0,21
2025	0,10		0,02	0,12	0,08	0,19	0,00	0,19
2026	0,09		0,01	0,10	0,07	0,17	0,00	0,17
2027	0,08		0,01	0,09	0,07	0,16	0,00	0,16
2028	0,07		0,01	0,08	0,06	0,14	0,00	0,14
2029	0,06		0,01	0,07	0,06	0,13	0,00	0,13
2030	0,06		0,01	0,07	0,05	0,12	0,00	0,12
2031	0,05		0,01	0,06	0,05	0,11	0,00	0,11
2032	0,05		0,01	0,05	0,04	0,10	0,00	0,10
2033	0,04		0,01	0,05	0,04	0,09	0,00	0,09
2034	0,04		0,00	0,05	0,03	0,08	0,00	0,08
2035	0,04		0,00	0,04	0,03	0,07	0,00	0,07
2036	0,04		0,00	0,04	0,03	0,06	0,00	0,06
2037	0,03		0,00	0,04	0,02	0,06	0,00	0,06
2038	0,03		0,00	0,03	0,02	0,05	0,00	0,05
2039	0,03		0,00	0,03	0,02	0,05	0,00	0,05
2040	0,03		0,00	0,03	0,01	0,04	0,00	0,04
Итого	2,15		0,31	2,46	1,17	3,63	0,00	3,63

ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И КОЭФФИЦИЕНТА
НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

**Таблица 5.8 – Месторождение Морское. Прогнозная добыча нефти по категориям 1Р, 2Р, 3Р.
Западный блок**

Годы	Доказанные			1Р	Вероятные (Р2)	Доказанные + Вероятные (2Р)	Возможные (Р3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3Р)
	Разрабатываемые		Неразрабатываемые (РUD)					
	добываемые (РDP)	недобываемые (РDNP)						
2018	0,50	0,34	0,18	0,68	0,06	0,74	0,06	0,81
2019	0,43	0,29	0,74	1,17	0,33	1,49	0,23	1,73
2020	0,37	0,25	1,22	1,59	0,55	2,14	0,50	2,64
2021	0,32	0,22	1,21	1,53	0,64	2,17	0,65	2,83
2022	0,27	0,19	0,97	1,25	0,92	2,16	0,64	2,80
2023	0,24	0,16	0,78	1,02	0,96	1,98	0,62	2,59
2024	0,20	0,14	0,63	0,83	0,89	1,72	0,59	2,31
2025	0,17	0,12	0,51	0,68	0,81	1,49	0,57	2,06
2026	0,15	0,10	0,41	0,56	0,74	1,30	0,54	1,84
2027	0,13	0,09	0,33	0,46	0,67	1,13	0,51	1,64
2028	0,11	0,08	0,27	0,38	0,61	0,98	0,48	1,46
2029	0,10	0,06	0,21	0,31	0,54	0,85	0,45	1,31
2030	0,08	0,06	0,17	0,26	0,49	0,74	0,43	1,17
2031	0,07	0,05	0,14	0,21	0,44	0,65	0,40	1,05
2032	0,06	0,04	0,11	0,18	0,39	0,57	0,37	0,94
2033	0,05	0,04	0,09	0,15	0,35	0,49	0,35	0,84
2034	0,05	0,03	0,08	0,12	0,31	0,43	0,33	0,76
2035	0,04	0,03	0,06	0,10	0,27	0,38	0,30	0,68
2036	0,03	0,02	0,05	0,08	0,24	0,33	0,28	0,61
2037	0,03	0,02	0,04	0,07	0,22	0,29	0,26	0,55
2038	0,02	0,02	0,03	0,06	0,19	0,25	0,24	0,49
2039	0,02	0,01	0,03	0,05	0,17	0,22	0,22	0,44
2040	0,02	0,01	0,02	0,04	0,15	0,19	0,21	0,40
Итого	3,46	2,34	8,30	11,76	10,94	22,70	9,24	31,94

ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И КОЭФФИЦИЕНТА
НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

Таблица 5.9 – Месторождение Огайское. Прогнозная добыча нефти по категориям 1P, 2P и 3P

Годы	Доказанные			1P	Вероятные (P2)	Доказанные + Вероятные (2P)	Возможные (P3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3P)
	Разрабатываемые		Неразрабатываемые (PUD)					
	добываемые (PDP)	недобываемые (PDNP)						
2018	1,83	1,11	0,56	2,40	0,49	2,89	0,06	2,94
2019	1,57	0,95	1,02	2,59	1,03	3,61	0,11	3,73
2020	1,35	0,82	0,91	2,26	1,16	3,42	0,15	3,56
2021	1,18	0,72	0,71	1,89	1,18	3,07	0,17	3,25
2022	1,04	0,63	0,55	1,59	1,56	3,15	0,19	3,34
2023	0,93	0,56	0,43	1,35	1,63	2,98	0,22	3,20
2024	0,83	0,50	0,33	1,16	1,53	2,69	0,24	2,92
2025	0,74	0,45	0,26	1,00	1,42	2,42	0,25	2,67
2026	0,67	0,41	0,20	0,88	1,31	2,18	0,26	2,44
2027	0,61	0,37	0,16	0,77	1,20	1,97	0,27	2,23
2028	0,56	0,34	0,12	0,68	1,09	1,77	0,27	2,04
2029	0,51	0,31	0,10	0,61	0,99	1,60	0,27	1,87
2030	0,47	0,29	0,07	0,54	0,90	1,44	0,27	1,71
2031	0,43	0,26	0,06	0,49	0,81	1,30	0,27	1,57
2032	0,40	0,24	0,05	0,45	0,73	1,17	0,26	1,44
2033	0,37	0,23	0,04	0,41	0,65	1,06	0,26	1,32
2034	0,35	0,21	0,03	0,37	0,58	0,95	0,25	1,21
2035	0,32	0,20	0,02	0,35	0,52	0,86	0,25	1,11
2036	0,30	0,18	0,02	0,32	0,46	0,78	0,24	1,01
2037	0,28	0,17	0,01	0,30	0,40	0,70	0,23	0,93
2038	0,27	0,16	0,01	0,28	0,36	0,63	0,22	0,85
2039	0,25	0,15	0,01	0,26	0,31	0,57	0,21	0,78
2040	0,24	0,14	0,01	0,24	0,27	0,52	0,20	0,72
Итого	15,52	9,41	5,66	21,18	20,56	41,74	5,13	46,86

ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И КОЭФФИЦИЕНТА
НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

Таблица 5.10 – Месторождение Каратал. Прогнозная добыча нефти по категориям 1P, 2P, 3P

Годы	Доказанные			1P	Вероятные (P2)	Доказанные + Вероятные (2P)	Возможные (P3)	Доказанные + Вероятные + Возможные (3P)
	Разрабатываемые		Неразрабатываемые (PUD)					
	добываемые (PDP)	недобываемые (PDNP)						
2018	0,02		0,02	0,04	0,00	0,04		0,04
2019	0,02		0,03	0,05	0,00	0,05		0,05
2020	0,01		0,03	0,04	0,00	0,04		0,04
2021	0,01		0,02	0,03	0,00	0,03		0,03
2022	0,01		0,02	0,03	0,00	0,03		0,03
2023	0,01		0,01	0,02	0,00	0,02		0,02
2024	0,01		0,01	0,02	0,00	0,02		0,02
2025	0,01		0,01	0,02	0,00	0,02		0,02
2026	0,01		0,01	0,01	0,00	0,01		0,01
2027	0,01		0,01	0,01	0,00	0,01		0,01
2028	0,00		0,00	0,01	0,00	0,01		0,01
2029	0,00		0,00	0,01	0,00	0,01		0,01
2030	0,00		0,00	0,01	0,00	0,01		0,01
2031	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
2032	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
2033	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
2034	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
2035	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
2036	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
2037	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
2038	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
2039	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
2040	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Итого	0,14		0,17	0,31	0,00	0,31		0,31

6. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

6.1 Методика экономической оценки

При проведении экономической оценки произведено обзор и аудит параметров экономической модели для подтверждения того, что они отражают условия налогообложения и налоговый режим, применимый к рассматриваемым проектам. Для этого использовали данные по продажам за прошлый период, предоставленный АО «КоЖаН».

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 2017 год для сырой нефти марки Brent (таблица 6.5), основанный на прогнозе сделанный инвестиционными банками в декабре 2017года. Цена на нефть, использованная для расчета проектных доходов, основывалась на экспортной цене 63,3 US\$/барр и цене на внутреннем рынке 14,26 US\$/барр за 2018 год, с последующим ростом.

Оценка предела рентабельной эксплуатации также была произведена для «наименьшего» и «оптимального» сценариев для месторождений Морское, Каратал. Проекты оценивались на основе 100% долевого 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).

В результате экономического анализа условий налогообложения, графиков добычи и производственных затрат определяются соответствующие графики движения наличных средств и производится оценка доходов и чистой приведенной стоимости (NPV) при ставке дисконтирования 10 % (NPV10).

Анализ чувствительности по «оптимальному» варианту расширенного сценария для месторождения Морское, Каратал проводился по:

- ставкам дисконтирования, равным 5%, 7,5%, 10%, 12,5% и 15% ;
- росту/падению расходов, равному 10 %;
- росту/падению стоимости нефти, равному 10 %;
- ценам на нефть 54,87 US\$/барр для учета изменений цен в начале 2018 г.

6.2 Налоговый режим

Экономическая оценка основана на налоговых сборах, которые вступили в силу 1 января 2009 года, включая поправки, на начало 2017-2018 года. 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 на сырую нефть –по шкале от цены продаж за баррель.

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 Себестоимость и оборудования

6.3.1 Оборудование и расходы

Согласно данным, предоставленным компанией, в активах Кожан на главном по мощности нефтяном месторождении Морское имеется узловая станция с максимальной производительностью 1,139 млн. баррелей в год. Чтобы обеспечить потребности процесса дальнейшей добычи на данном месторождении и гарантировать стабильную работу наземных систем компания планирует реконструировать имеющуюся узловую станцию, проложить внутри месторождения сборные и транспортировочные трубопроводы, трубопроводы внешней транспортировки товарной нефти, обновить устаревшее оборудование и модернизировать систему пожаротушения. Месторождение Каратал по размерам сравнительно небольшое и имеющееся оборудование вполне может удовлетворить потребности текущей добычи.

Расходы на разработку месторождений главным образом состоят из двух частей – капитальные расходы (CAPEX) и эксплуатационные расходы (OPEX). Капитальные расходы (CAPEX) включают в себя расходы на бурение и заканчивание скважины, а также вложения в строительство наземной инфраструктуры. Эксплуатационные расходы (OPEX) включают производственные и транспортные издержки, зависящие от объема добычи, а также ежегодные фиксированные затраты. Прогнозируемые ежегодные капитальные расходы (CAPEX) и эксплуатационные расходы (OPEX) представлены в следующем виде.

6.3.2 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). Расчеты производились на основании предоставленной информации компании. Все цены указаны в долларах США по состоянию на 01.01.2018 год. Стоимость бурения скважины оценивается за каждый метр 600\$. Эксплуатационные скважины в среднем глубиной от 1400 -1600м. Фактические и будущие капитальные вложения показаны в таблице 6.1.-6.2.

Таблица 6.1 – Капитальные вложения по месторождению Морское

Год	1P млн.\$	2P млн.\$	3P млн.\$
2018	46,42	93,13	93,13
2019	45,77	52,44	52,44
2020	50,79	53,02	53,02
2021	45,57	43,35	43,35
2022	36,52	34,29	34,29
Итого	225,07	276,23	276,23

Таблица 6.2 – Капитальные вложения по месторождению Каратал

Год	1P млн.\$	2P млн.\$	3P млн.\$
2018	0,11	0,11	0,11
2019	1,26	1,26	1,26
2020	0,10	0,10	0,10
Итого	0,47	0,47	0,47

Эксплуатационные расходы OPEX

Эксплуатационные расходы состоят из фиксированных ежегодных расходов, переменных эксплуатационных затрат за баррель и переменных затрат на транспортировку за баррель. Транспортные расходы внутри страны для продаваемой сырой нефти ниже, чем для экспортируемой продукции, в целом транспортные расходы на основе соотношения Внутренние / Экспорт составляют 15% / 85%. Эксплуатационные затраты изложены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Основные составляющие эксплуатационных расходов

Составляющие эксплуатационных расходов	Стоимость	
	Морское	Каратал
Постоянные эксплуатационные расходы	15,51 млн\$ в год	0,42 млн\$ в год
Переменные эксплуатационные расходы	2,10\$ S/barrel	4,86\$ S/barrel
Транспортировка экспорт	5,74\$ S/barrel	5,82\$ S/barrel
Транспортировка внутренняя	0,48\$ S/barrel	0,48\$ S/barrel

6.4 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 Сценарии прогноза цен SPE и SEC на чувствительность при постоянной цене на нефть 54,87\$/барр для сырой нефти марки Brent, 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.

6.4.1 Цена на нефть

Базовая дата настоящего доклада – 01. 01. 2018 года. Для прогноза будущей цены на нефть использовался базовый прогноз средней цены на нефть марки Brent, сделанный инвестиционными банками в декабре 2017 года (табл. 6.5).

Таблица 6.5 – Сценарий прогноза цен (SPE IV кв.2017)

Год	Нефть марки Brent (\$/барр)	Нефть на внутренний рынок (\$/барр)
01.01.2018г.	63,30	14,26
01.01.2019г.	66,20	15,24
01.01.2020г.	68,00	16,02
01.01.2021г.	70,35	16,34
01.01.2022г.	72,43	16,67
01.01.2023г.	73,87	17,00
01.01.2024г.	75,35	17,34
01.01.2025г.	76,86	17,69
01.01.2026г.	78,40	18,04
01.01.2027г.	79,96	18,40
01.01.2028г.	81,56	18,77
01.01.2029г.	83,19	19,15
01.01.2030г.	84,86	19,53
01.01.2031г.	86,55	19,92
01.01.2032г.	88,29	20,32
01.01.2033г.	90,05	20,72
01.01.2034г.	91,85	21,14
01.01.2035г.	93,69	21,56
01.01.2036г.	95,56	21,99
01.01.2037г.	97,47	22,43
01.01.2038г.	99,42	22,88
01.01.2039г.	101,41	23,34
01.01.2040г.	103,44	23,81
01.01.2041г.	105,51	24,28
01.01.2042г.	107,62	24,77
01.01.2043г.	109,77	25,26
01.01.2044г.	111,97	25,77
01.01.2045г.	114,21	26,28
01.01.2046г.	116,49	26,81
01.01.2047г.	118,82	27,34

Примечание: CAPEX OPEX увеличивается на 2,0% от предшествующих значений после 01.01.2018

6.4.2 Чистая текущая стоимость (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 Морское и Каратал рассчитана с учетом прогноза цены на нефть инвестиционных банков, с учетом расчетов цены по стандартам SPE и SEC. Табл. 6.6-6.7.

Таблица 6.6 – Оценка после налогообложения NPV при различных ставках дисконта (прогноз цен SPE на 4 кв. 2017) по состоянию на 01.01.2018 г.

Месторождение	Категории запасов	Ставки NPV (млн.\$)					IRR (%)
		5,00%	7,50%	10,00%	12,50%	15,00%	
Морское	Доказанные	258,01	232,31	210,32	191,50	175,36	
	Доказанные + Вероятные	746,04	635,08	548,58	479,89	424,44	
	Доказанные + Вероятные + Возможные	851,53	712,78	606,34	523,05	456,68	
Каратал	Доказанные	0,12	0,69	1,04	1,25	1,37	
	Доказанные + Вероятные	0,12	0,69	1,04	1,25	1,37	
	Доказанные + Вероятные + Возможные	0,12	0,69	1,04	1,25	1,37	
Итого	Доказанные	258,13	233,00	211,36	192,75	176,73	
	Доказанные + Вероятные	746,16	635,77	549,62	481,14	425,81	
	Доказанные + Вероятные + Возможные	851,65	713,47	607,38	524,30	458,05	

Анализ чувствительности был запущен с использованием Сценариев Цен SEC и с датой вступления в силу с 01 января 2018 года. Это сценарий цен был основан на ежегодном 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 \$/ барр. Те же различия для внутренних и внешних продаж применяются в соответствии с анализом за 2017 г. Цены и расходы остаются постоянными на время оценки.

Таблица 6.7 – Оценка после налогообложения NPV при различных ставках дисконта (прогноз цен SEC) по состоянию на 01.01.2018 г.

Месторождение	Категории запасов	Ставки NPV (млн.\$)					IRR (%)
		5 %	7,5 %	10 %	12,5 %	15 %	
Морское	Доказанные	236,48	210,51	189,32	171,82	157,20	
	Доказанные + Вероятные	519,20	443,25	383,71	336,19	297,62	
	Доказанные + Вероятные + Возможные	647,70	549,19	472,89	412,61	364,14	
Каратал	Доказанные	2,49	2,49	2,44	2,36	2,27	
	Доказанные + Вероятные	2,49	2,49	2,44	2,36	2,27	
	Доказанные + Вероятные + Возможные	2,49	2,49	2,44	2,36	2,27	
Итого	Доказанные	238,97	213,00	191,76	174,18	159,47	
	Доказанные + Вероятные	521,69	445,74	386,15	338,55	299,89	
	Доказанные + Вероятные + Возможные	650,19	551,68	475,33	414,97	366,41	

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 Морское и Каратал. 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
Морское	годы	2018-2035	2018-2038
Каратал	годы	2018-2026	2018-2030