



Университет:	Satbayev University
Название:	Анализ и оптимизация технологических показателей разработки месторождения Каратурун_ Дуйсембаев Д.М..doc
Автор:	Дуйсенбаев Д.М.
Координатор:	Нурболат Джексенбаев
Дата отчета:	2019-04-29 12:26:12
Коэффициент подобия № 1:	10,7%
Коэффициент подобия № 2:	4,0%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	9 440
Число знаков:	68 563
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	3



К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.
Количество выделенных слов 6

>> Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ http://mirznanii.com/a/299380/vozdeystvie-na-cheloveka-opasnykh-i-vrednykh-proizvodstvennykh-faktorov		140
2	URL_ https://stud.kz/referat/show/31154		84
3	URL_ https://studfiles.net/preview/2091377/page:4/		60
4	URL_ http://www.newreferat.com/ref-40496-31.html		32
5	URL_ http://www.newreferat.com/ref-40496-31.html		32
6	URL_ http://mirznanii.com/a/299380/vozdeystvie-na-cheloveka-opasnykh-i-vrednykh-proizvodstvennykh-faktorov		28
7	URL_ https://kadry.mcfz.kz/article/437-finansirovanie-meropriyatij-po-uluchsheniyu-usloviy-truda		24

8	URL_ https://stud.kz/referat/show/31154	23
9	URL_ http://mirznani.com/a/299380/vozdeystvie-na-cheloveka-opasnykh-i-vrednykh-proizvodstvennykh-faktorov	19
10	URL_ http://kzbydocs.com/docs/108/index-3130.html?page=10	19

>>

Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks

i

Не обнаружено каких-либо

заимствований

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Касымжанова М..docx <i>Satbayev University (ИГиНГД)</i>	Касымжанова М.	96 (11)
2	Проект отделения электролиза меди производительностью 25 тысяч тонн катодной меди в год <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Лобанова Е.В.	54 (8)
3	Модернизация метода расчета по нормальному сечению железобетонных балок с дефектами <i>Satbayev University (И_АиС)</i>	Рахметжанова Гульназ Еркиновна	30 (3)
4	Геодинамическая модель строения Чу-Сарысуйского бассейна.docx <i>Satbayev University (ИГиНГД)</i>	Кочетков Андрей	30 (3)
5	введение.docx <i>Satbayev University (ИГиНГД)</i>	Макашева Улмекен	10 (1)

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	диплом на плагиат.doc <i>Atyrau State University named after Khalel Dosmukhamedov (Химия и экология)</i>	Ажденгалиева	15 (2)

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ http://mirznani.com/a/299380/vozdeystvie-na-cheloveka-opasnykh-i-vrednykh-proizvodstvennykh-faktorov	214 (7)
2	URL_ https://stud.kz/referat/show/31154	123 (3)
3	URL_ https://studfiles.net/preview/2091377/page:4/	82 (4)
4	URL_ http://www.newreferat.com/ref-40496-31.html	70 (3)
5	URL_ https://base.garant.ru/5370002/	51 (10)
6	URL_ https://kadry.mcf.kz/article/437-finansirovanie-meropriyatiy-po-uluchsheniyu-usloviy-truda	39 (2)
7	URL_ http://kzbydocs.com/docs/108/index-3130.html?page=10	28 (2)

8	URL_ https://studfiles.net/preview/3220530/page:2/	25 (2)
9	URL_ https://poznayka.org/s59615t1.html	25 (3)
10	URL_ https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=531823	24 (3)
11	URL_ http://www.aspirantura.spb.ru/forum/archive/index.php/t-2005.html	20 (4)
12	URL_ https://cyberpedia.su/6x2165.html	15 (2)
13	URL_ http://www.buzachineft.kz/ru/site/index/karaturunsea	15 (2)
14	URL_ https://lider-educate.com/wrk/5715919	14 (1)
15	URL_ https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=794280	12 (2)
16	URL_ https://revolution.allbest.ru/life/00799085_2.html	11 (1)
17	URL_ https://studfiles.net/preview/2660288/page:3/	11 (1)

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Дуйсембаева Данияра Мадениетовича

специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: “Анализ и оптимизация технологических показателей разработки месторождения Каратурун”

Дипломный проект посвящен анализу и оптимизации технологических показателей разработки месторождения Каратурун

Дипломантом собран необходимый фактический материал по теме, который позволил ему выполнить анализ разработки месторождения, выбрать метод оптимизации технологических показателей, выполнить технологическую часть, специальную часть, проанализировать экономическую эффективность, безопасность жизнедеятельности и охрану окружающей среды.

При выполнении комплексного дипломного проекта автор проявил необходимую самостоятельность и инициативу. Достаточный уровень теоретической подготовки позволил ему справиться с задачей, поставленной перед ним.

На основании вышеизложенного дипломный проект рекомендуется к защите, а дипломант Дуйсембаев Данияр Мадениетович достоин присвоения квалификации «бакалавр» по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело.

Научный руководитель
сениор лектор
кафедры НИ
ИГиНГД им. К.Турысова,
канд. физ.-мат. наук,
доцент



Баймухаметов М.А.

«30» апреля 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Дуйсембаев Данияр Мадениетович

Тема: “Анализ и оптимизация технологических показателей разработки
месторождения Каратурун”

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»



ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту


На тему: “Анализ и оптимизация технологических показателей разработки
месторождения Каратурун”

по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Выполнил Дуйсембаев Данияр Мадениетович

Научный руководитель
канд. физ.-мат. наук, доцент

Баймухаметов М.А.


(подпись)
« 30 » апреля 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет им. К.И. Сатпаева
Институт дистанционного обучения
Кафедра «Нефтяная инженерия»
Специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой НИ


М.К. Сыздыков
« » 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся Дуйсембаев Данияр Мадениетович

Тема: Анализ и оптимизация технологических показателей разработки месторождения Каратурун

Утверждена приказом ректора университета №497-п от 20 декабря 2018 г.

Срок сдачи законченного проекта: 30 апреля 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту материалы, собранные во время прохождения преддипломной практики (проект разработки месторождения, технологическая схема проекта разработки месторождения, проект обустройства месторождения, групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин)

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) геологическая часть
- б) технологическая часть
- в) экономическая часть
- г) безопасность и охрана окружающей среды
- д) охрана окружающей среды

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): обзорная карта, структурная карта, геологический профиль, карта текущих отборов, динамика основных технологических показателей.

Рекомендуемая основная литература: из 7 наименований

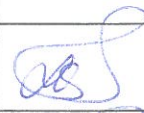



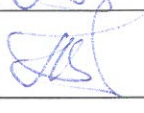

ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю и консультантам	Примечание
Геологическая часть	22.04.19 – 24.04.19	
Технологическая часть	22.04.19 – 27.04.19	
Экономическая часть	23.04.19 – 30.04.19	
Безопасность и охрана труда	22.04.19 – 29.04.19	
Охрана окружающей среды	28.04.19 – 30.04.19	

ПОДПИСИ

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект
с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование разделов	Консультанты, И.О.Ф. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.19	
Технологическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.19	
Экономическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.19	
Безопасность и охрана труда	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.19	
Охрана окружающей среды	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.19	
Нормоконтролер	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.19	

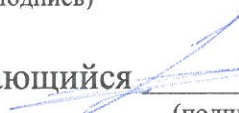
Научный руководитель _____



(подпись)

Баймухаметов М.А.

Задание принял к исполнению обучающийся _____



(подпись)

Дуйсембаев Д.М.

Дата

« ____ » _____ 2019 г.

АННОТАЦИЯ

В дипломном проекте рассмотрены основные разделы:

- геологическая;
- технологическая;
- экономическая;
- безопасность и охрана труда;
- охрана окружающей среды.

В геологической части рассматривается геологическая изученность месторождения.

В технологической части рассматривается характеристика текущего состояния разработки, динамика обводненности добываемой продукции, анализ состояния выработки нефти из пластов и участков месторождения.

В экономической части рассматривается расчет доходности от реализации продукции.

В части охраны труда рассматриваются организационные мероприятия по охране труда и технике безопасности на месторождении «Каратурун» предусматривают: определение прав и обязанностей в области охраны труда всех работников ТОО «Бузачи Нефть» в должностных инструкциях; создание системы управления охраной труда; утверждение положения о службе охраны труда; организацию обучения и инструктажей; организацию кабинета и уголков по охране труда; обеспечение работников средствами индивидуальной защиты и аптечками; организацию контроля параметров вредных и опасных факторов.

В части охраны окружающей среды рассматривается экологическая состояние территории, факторы, влияющие на окружающую среду.

АНДАТПА

Төрт дипломдық жобада қаралған негізгілердің бөлімнің :

- геологиялық бөлім;
- технологиялық бөлім;
- экономикалық бөлім;
- қауіпсіздік және еңбекті қорғау;
- қоршаған орта қорғау.

Геологиялық бөлік кен орнындағы геологиялық білімді қарастырады.

Технологиялық бөлім дамудың қазіргі жағдайының сипаттамасын, өндірілетін өнімнің су құрамының динамикасын, су қоймаларынан және кен орнынан мұнай өндіру күйін талдауды қарастырады.

Экономикалық бөлім өнімдерді сатудан кірістілікті есептеуді қарастырады.

Еңбекті қорғау жағдайында «Қаратұрын» кен орнында еңбек қауіпсіздігі және еңбекті қорғау жөніндегі ұйымдастыру шаралары қарастырылады: «Бозашы мұнай» ЖШС-нің барлық қызметкерлерінің лауазымдық нұсқаулықтарында еңбек қорғау саласындағы құқықтарын және міндеттерін анықтау; еңбекті қорғауды басқару жүйесін құру; еңбекті қорғау қызметі туралы ережені бекіту; оқыту және оқытуды ұйымдастыру; еңбекті қорғаудың кеңсесі мен бұрыштарын ұйымдастыру; қызметкерлерді жеке қорғану құралдарымен және жедел жәрдем құралдарымен қамтамасыз ету; зиянды және қауіпті факторлардың бақылау параметрлерін ұйымдастыру.

Қоршаған ортаны қорғау саласында аумақтың экологиялық жағдайы мен қоршаған ортаға әсер ететін факторлар қарастырылады.

ANNOTATION

In the thesis project considered the main sections:

- geological;
- technological;
- economic;
- safety and labor protection;
- environmental protection.

The geological part considers the geological knowledge of the field.

The technological part considers the characteristics of the current state of development, the dynamics of the water content of the produced products, the analysis of the state of oil production from reservoirs and areas of the field.

The economic part deals with the calculation of profitability from sales of products.

In terms of labor protection, organizational measures for labor protection and safety at the Karaturun field are considered: provide the definition of rights and duties in the field of labor protection of all employees of Buzachi Oil LLP in job descriptions; creation of a labor protection management system; approval of regulations on the labor protection service; organization of training and instruction; the organization of the office and corners of labor protection; providing employees with personal protective equipment and first-aid kits; organization of control parameters of harmful and dangerous factors.

In terms of environmental protection, the ecological state of the territory and factors affecting the environment are considered.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	11
1.1 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	12
1.2 УТОЧНЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И СОСТАВА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ.....	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	21
2.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ	21
2.2 ДИНАМИКА ОБВОДНЕННОСТИ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	23
2.3 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ	24
2.4 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ.....	26
2.5 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.....	32
3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ	37
3.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА	37
3.2 ДОХОДЫ ПО ПРОЕКТУ	37
4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА.....	40
4.1 ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ. ОПАСНЫЕ И ВРЕДНЫЕ ФАКТОРЫ НА ПРЕДПРИЯТИИ.	40
4.2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА.....	42
5 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	43
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	46
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	47
ПРИЛОЖЕНИЯ	48

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Каратурун находится на стадии промышленной разработки и ведется согласно утвержденного проектного технологического документа – «Технологическая схема разработки месторождения Каратурун Морской».

Проведен анализ текущего состояния разработки, приведена оценка степени выработанности утвержденных извлекаемых запасов нефти. Проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки, выявлены основные причины их отклонений.

В рамках настоящей работы были обоснованы мероприятия по регулированию процесса разработки, направленные на увеличение нефтеотдачи пластов и уменьшению обводненности добываемой продукции. Таким образом, в рамках работы указаны основные проектные технологические показатели разработки.

Газонефтяное месторождение Каратурун расположено на севере полуострова Бузачи, в 30 км к востоку – северо – востоку от месторождения Каламкас, в юго-западной части залива Комсомолец на территории Мангистауской области в 277 км к северу от г.Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с г.Актау асфальтированной дорогой. В морском порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас-Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара расположен в 180 км к востоку от месторождения (рисунок 1.).

К западу и к юго-западу от месторождения находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северный Бузачи (50 км) и Каражанбас (60 км).

В орографическом отношении площадь представляет собой степь с многочисленными сорами, непроходимые для автотранспорта. Северная и западная части месторождения под воздействием нагонных ветров затопляется морем, что осложняет разбуривание и эксплуатацию месторождения.

Климат района резко континентальный с большими сезонными колебаниями температуры воздуха и малым количеством осадков. Максимальная температура летом достигает плюс 45 °С, зимой - минус 30 °С.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

«Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов Каратурунской группы месторождений нефти и газа» выполнен по состоянию на 1 июля 1989 г. [1]. Принятые начальные геологические и извлекаемые запасы нефти по категории C_1 составили в объеме 3435 тыс.т и 939 тыс.т, соответственно, по категории C_2 – 966 тыс.т и 302 тыс.т соответственно. По растворенному газу по категории C_1 геологические запасы составили - 98 млн.м³ и извлекаемые - 27 млн.м³. Запасы свободного газа горизонта Ю-III по категории C_1 составляют 174 млн.м³.

«Проект разведки залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях на месторождении Каратурун Морской» выполнен в 2005 г. [2].

В проектом технологическом документе на промышленную разработку месторождения был рассмотрен вариант, который предусматривает выделение 2 объектов разработки:

- I объект - основной, нефтяные залежи Ю-IV и Ю-V горизонтов,
- II объект - второстепенный (возвратный), нефтяной залежи Ю-I и газонефтяную зону Ю-II горизонтов, которым предусматривалось разрабатывать возвратным фондом скважин I объекта.

На объектах разработки предусмотрена эксплуатация на режиме истощения пластовой энергии без поддержания пластового давления.

Рекомендованная проектная плотность сетки скважин – 14 га/скв. (или расстояние между скважинами – 300x300 м), при квадратной системе размещения скважин.

Проектные дебиты по скважинам изменяются от 5,0 т/сут до 25,0 т/сут.

Исходные геолого-физические данные для технологических расчетов, принятые в дипломной работе представлены в таблице 1.

Основные проектные технологические показатели разработки в целом по месторождению Каратурун по утвержденному варианту разработки представлены в таблице 2.

Таблица 1 - Исходные геолого-физические данные на промышленную разработку месторождения Каратурун

Параметры	Объекты разработки	
	I основной (Ю-IV и Ю-V горизонты)	II возвратный (Ю-I и Ю-II горизонта)
Глубина залегания	1000	900
Тип залежи	массивная	
Тип коллектора	поровый	
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	3687	2900
Средняя общая толщина, м	21,4	31,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,6	4,7
Средняя пористость, доли ед.	0,27	0,25
Коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут	10	6,0

Пластовая температура, °С	44	41
Начальное пластовое давление, МПа	10,8	9,8
Давление насыщения, МПа	6,5	7,3
Газосодержание, м ³ /т	31,1	27,0
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа с	0,7	0,7
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,12	1,12
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	8,5	16
Плотность пластовой нефти, г/см ³	0,860	0,847
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,890	0,905
Объемный коэффициент	1,046	1,125
Содержание серы в нефти, %	1,01	1,1
парафина, %	3,85	4,3
асфальто-смолистых веществ, %	7,0	16,1
Начальные утв. балансовые запасы, тыс.т	2253	1182
Начальные утв. извлекаемые запасы, тыс.т	788	151
Коэффициент извл. нефти, утв. ГКЗ СССР в 1990 г., д. ед.	0,35	0,13

Таблица 2 - Утвержденные проектные технологические показатели промышленной разработки месторождения Каратурун, в рамках – Технологической схемы разработки месторождения.

№№ п/п	Наименование показателей	Годы			
		2015	2016	2017	2018
1	Добыча нефти, тыс.т	37	67	90	102
2	Суммарная добыча нефти, тыс.т	80	148	238	340
3	Добыча жидкости, тыс.т	42	80	108	127
4	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	91	171	279	406
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	1,150	2,083	2,799	3,172
6	Суммарная добыча растворенного газа, млн.м ³	2,488	4,571	7,37	10,542
7	Обводненность (по весу), %	12,08	13,45	14,69	16,25
8	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,023	0,043	0,069	0,099
9	Отбор от извлекаемых запасов нефти, %	8,51	15,76	25,34	36,20
10	Темп отбора от НИЗ, %	3,9	7,1	6,25	8,45
11	Темп отбора от ТИЗ, %	4,7	7,7	7,09	10,3
12	Средний дебит скважины:				
12.1	- по нефти, т/сут	21	20	19	18
12.2	- по жидкости, т/сут	24	24	23	22

1.1 Нефтегазоносность

Нефтегазоносность месторождения Каратурун установлена в 1980 году получением в скважине 18 из интервала 988-997 м (Ю-V продуктивный горизонт) фонтанного притока нефти дебитом 98 м³/сут на 9 мм штуцере. Продуктивность месторождения Каратурун связана с верхней частью среднеюрского разреза. Установлена нефтегазонасыщенность коллекторов 5 продуктивных горизонтов: Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, содержащих

нефтяные залежи (Ю-I, Ю-IV, Ю-V), нефтяную с небольшой газовой шапкой (Ю-II) и чисто газовую (Ю-III). Коллекторами на месторождении являются песчано-алевролитовые породы. Разведанные залежи на месторождении Каратурун Морской по типу природного резервуара являются пластовыми сводовыми. На месторождении Каратурун пробная эксплуатация начата в 2007 году.

Горизонт Ю-I

В горизонте Ю-I выявлена нефтяная залежь, установленная опробованием скважин 18 и 22, где были получены безводные притоки нефти. Положение водонефтяного контакта (ВНК) по залежи принято на абсолютной отметке минус 916,7 м (по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 18, давшего приток безводной нефти). Горизонт Ю-I вскрыт всеми пробуренными скважинами, однако в скважинах 23, 31 и 34 пласты - коллекторы замещены непроницаемыми породами. В скважинах 35, 37 нефтенасыщенные пласты - коллекторы вскрыты выше принятого ВНК. По скважине 33 данные обработки геофизических материалов отсутствуют. Положение ВНК остается неизменным на абс. отметке минус 916,7 м.

Горизонт Ю-II

К горизонту Ю-II приурочена нефтяная залежь с газовой шапкой. Продуктивность доказана опробованием двух скважин 18 и 22. Газонефтяной контакт (ГНК) принят на абсолютной отметке минус 938,8 м по данным скважины 18, где с этой глубины получен приток нефти. ВНК принят на абсолютной отметке минус 944,1 м. Продуктивные пласты – коллекторы в скважинах 35, 37 вскрыты выше принятых контактов. По скважине 33 данные обработки геофизических материалов отсутствуют. Положения ГНК и ВНК остаются прежними на абс. отметке минус 938,8 м и минус 944,1 м соответственно.

Горизонт Ю-IV

К горизонту Ю-IV приурочена нефтяная залежь, установленная результатами опробования скважин 18 и 22, где получены промышленные притоки нефти. ВНК принят на абсолютной отметке минус 1002,5 м по скважинам 18 и 22. Результаты бурения скважин 35, 37 не внесли изменений в положение контакта нефть – вода. ВНК остается неизменным на абс. отметке минус 1002,5 м.

Горизонт Ю-V

К горизонту Ю-V приурочена нефтяная залежь. Продуктивность горизонта доказана опробованием скважин 18 и 22. ВНК принят на абсолютной отметке минус 1023,1 м по данным ГИС скважины 22. В 2013 году были пробурены скважины 35,37 которые вскрыли пласты - коллекторы выше принятого ВНК. При опробовании нефтенасыщенных по ГИС пластов-коллекторов были получены притоки нефти. В скважине 35 обводненность достигла 35 %, что объяснялось влиянием разработки залежи. Таким образом, принятый ранее водонефтяной контакт остается без изменения на абс. отметке минус 1023,1 м.

Продуктивная толща представляет собой чередование песчаников,

алевролитов и глин. Наиболее выдержанные по площади глины являются разделами между горизонтами, в пределах которых выделяются пачки пластов-коллекторов.

Основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов-коллекторов, являются коэффициенты песчаности, расчлененности и распространения. Уточнение коллекторских свойств продуктивных горизонтов, их толщины, расчлененности, распространения по площади и разрезу проводится по данным геолого-геофизических материалов, полученных в результате бурения всех скважин.

Таблица 3 - Характеристика толщин пластов

Толщина	Наименование	Значения
Горизонт Ю-I		
Общая	Среднее значение, м	21,2
	Интервал изменения, м	18-25,5
Эффективная	Среднее значение, м	6,5
	Интервал изменения, м	2,4-15,8
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	2,3
	Интервал изменения, м	1,0-4,6
Горизонт Ю-II		
Общая	Среднее значение, м	21,8
	Интервал изменения, м	19,5-23
Эффективная	Среднее значение, м	13,6
	Интервал изменения, м	2,0-18,6
Газонасыщенная	Среднее значение, м	1,7
	Интервал изменения, м	0,8-3,0
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	3,2
	Интервал изменения, м	1,2-5,5
Горизонт Ю-IV		
Общая	Среднее значение, м	14,7
	Интервал изменения, м	12,5-17,8
Эффективная	Среднее значение, м	5,1
	Интервал изменения, м	1,8-11,5
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	3,09
	Интервал изменения, м	1,2-4,9
Горизонт Ю-V		
Общая	Среднее значение, м	20,7
	Интервал изменения, м	17,5-30,0
Эффективная	Среднее значение, м	9,6
	Интервал изменения, м	4,5-24,9
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	5,4
	Интервал изменения, м	3,0-8,0

1.2 Уточнение физико-химических свойств и состава нефти, газа и воды

Анализ физико-химических свойств дегазированной нефти проводится

по пробам нефти, отобранных из залежей юрских продуктивных горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-IV, Ю-V (Таблицы 4, 5).

Нефть юрских горизонтов месторождения Каратурун практически однородна и характеризуется тяжелым составом.

Плотность нефти юрских горизонтов, определенная при температуре 20 °С, колеблется от 0,8914 до 0,9122 г/см, кинематическая вязкость при температуре 20 °С изменяется от 50,3 до 180,6 мм²/с, а при температуре 50 °С от 14,46 до 35,35 мм²/с.

Содержание парафинов находится в диапазоне 2,3-4,3 % масс, нефть является парафинистой. Температура плавления находится в диапазоне от 56 до 57,3 °С. Содержание асфальто-смолистых веществ по горизонту Ю-II определялось по одной пробе и составляет 16,1 % масс, что значительно превышает значения, полученные по другим горизонтам (6,5-8,0 % масс). По содержанию общей серы нефть по всем горизонтам можно отнести к классу сернистой нефти, т.к. содержание общей серы колеблется от 0,60 до 1,47 % масс.

Температура застывания определялась по трем пробам, отобранным из скважины 18 (горизонт Ю-IV) и скважины 18, 32 (горизонт Ю-V), по горизонту Ю-I и Ю-II исследования не проводились. Из таблицы 4 видно, что в данных по температуре застывания наблюдается большой разброс (от минус 36 н/з до плюс 5 °С), что так же требует уточнения.

Объемный выход светлых фракций в дегазированной нефти, выкипающих до температуры 300 °С, представлен диапазоном от 22,4 до 37,4 %. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С не высокий и составил диапазон колебаний от 1,6 до 3,2 % об.

Дегазированная нефть юрских горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-IV, Ю-V месторождения Каратурун тяжелая, смолистая, сернистая, парафинистая и с низким выходом светлых фракций (Таблица 5.).

Таблица 4 - Физико-химические свойства дегазированной нефти

Скважина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Плотность при 20°C, г/см ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с при температуре, °C				Содержание, % массовые					Хлористые соли, Мг/дм ³	Температура, °C				Выход фракций, % об, при температуре, °C				
					20	30	40	50	парафины	асфальто- смолистые	сера общая	коксуемость	зольность		вспышки в закр. тигле	плавления парафина	застывания	начала кипения	200	250	300	350	
18	Ю-I	886-893	02.81	0,9067	137,5	72,51	36,06	29,44	-	-	1,42	3,4	0,01		600	100			182	3,2	13,2	29,2	
22	Ю-II	912-916	09.86	0,8928	50,3	30,95	20,75	14,46	4,3	16,1	0,9	1,6	0,06			83	56		194		17,8	37,4	
18	Ю-II	915-920	12.80	0,9122	180,6	94,77	56,04	35,35			0,79	3,13	0,01		83	110			224		6	26	
Среднее по горизонту Ю-II				0,9025	115,5	62,86	38,4	24,91	4,3	16,1	0,85	2,37	0,04		83	96,5	56		209		11,9	31,7	
18	Ю-IV	970-976	12.80	0,8936	64,6	36,41	23,97	17,42	-	-	1,47	2,3	0,01		138	86			195		11,2	31,2	
18	Ю-IV	970-976	11.80	0,8958					3,4	6,5	0,6	1,6			497	92		1		1,8			37,3
Среднее по горизонту Ю-IV				0,8947	64,6	36,41	23,97	17,42	3,4	6,5	1,04	1,95	0,01		318	89		1	195	1,8	11,2	31,2	37,3
18	Ю-V	988-997	10.80	0,8963					3,7	6,9	0,8	2,1	0,07		480	82		5		1,6			37,8
21	Ю-V	993-999	12.80	0,911	169,4	87,21	56,05	34,74	-	-	1,44	2,17	0,02		110	109		-	220		4,4	22,4	
32	Ю-V	992-1001	08.07	0,8914	55,78	34,74	14,96	-	2,3	8	0,7				121		57,3	-36 н/з	148	3		28	
Среднее по горизонту Ю-V				0,8996	112,6	60,98	35,51	34,74	3	7,5	0,98	2,14	0,04		237	95,5	57,3		184	2,3	4,4	25,2	37,8

Таблица 5 - Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти

Наименование параметров	Каратурун							
	Ю-I		Ю-II		Ю-IV		Ю-V	
	кол-во проб	среднее значение	кол-во проб	среднее значение	кол-во проб	среднее значение	кол-во проб	среднее значение
Плотность, г/см ³ , при 20 °С	1	0,9067	2	0,9025	2	0,8947	3	0,8996
Вязкость кинематическая, мм ² /с, при 20 °С при 50 °С	1	137,5	2	115,5	1	64,58	2	112,59
	1	29,44	2	24,91	1	17,42	1	34,74
Температура застывания, °С	-	-	-	-	1	1	2	-16
Содержание, % массовые								
Асфальто-смолистых веществ	-	-	1	16,1	1	6,5	2	7,5
Парафина	-	-	1	4,3	1	3,4	2	3,0
Серы общей	1	1,42	2	0,85	2	1,04	3	0,98
Выход фракций, % объемные								
Температура начала кипения, °С	1	182	2	209	1	195	2	184
до 200 °С	1	3,2	-	-	1	1,8	2	2,3
до 300 °С	1	29,2	2	31,7	1	31,2	2	25,2
до 350 °С	-	-	-	-	1	37,3	1	37,8

Таблица 6 - Свойства пластовой нефти

Параметры	Ед. изм.	Каратурун Морской					
		Ю-I	Ю-II	Ю-IV	Ю-V	Ю-IV+Ю-V	Ю-V
Продуктивный горизонт							
Пластовое давление	МПа	9,76	10,02	10,55	10,74	10,24	9,93
Пластовая температура	°С	40,5	41,3	43	44	38,3	40
Давление насыщения	МПа	7,16	7,49	7,45	7,57	4,86	6,31
Газосодержание	м ³ /т	28	27,1	30,2	28,8	18,6	36,15
	м ³ /м ³	25	21,9	27,2	26,8	16,7	32,29
Плотность пластовой нефти	г/см ³	0,8487	0,846	0,8385	0,8462	0,8821	0,8384
Вязкость пластовой нефти	мПа*с	17,2	15,4	16,3	19,2	17,08	6,512

Нефтяной газ горизонта Ю-V «сухой», содержание метана составляет в среднем 86 мольн.%, этана - 8,653 мольн.%, пропана - 1,098 мольн.%, бутанов - 0,48 мольн.%. Содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого газа- 0,118 мольн.% и азота- 2,838 мольн.%, сероводород

отсутствует.

Представленный в таблице 7 состав газа рекомендуется использовать для характеристики растворенного газа месторождения Каратурун.

Таблица 7 - Компонентный состав растворенного газа

Скважина	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Содержание, % мольные										Плотность газа, г/см ³
			углекислый газ	азот	метан	этан	пропан	изо-бутан	изо-пентан	изо-бутан	н-пентан	н-пентан	
Горизонт Ю-IV+V													
34	976-980, 993-1004	04.06.2009	0,09	0,51	88,09	9,01	1,51	0,60	0,06	0,07	0,03	0,03	0,758
			0,02	0,05	88,08	9,42	1,56	0,64	0,10	0,06	0,02	0,05	0,760
			0,07	0,00	89,84	8,00	1,30	0,59	0,07	0,06	0,03	0,04	0,747
Среднее по скважине 34			0,06	0,19	88,67	8,81	1,46	0,61	0,08	0,06	0,03	0,04	0,755
Горизонт Ю-V													
32	992-1001	08.09.2008	0,03	3,60	85,27	9,58	0,86	0,41	0,08	0,05	0,03	0,09	0,767
			0,08	3,51	83,34	11,56	0,78	0,46	0,11	0,04	0,02	0,10	0,779
			0,04	3,64	82,20	9,51	0,84	0,43	0,09	0,07	0,06	0,08	0,767
Среднее по скважине 32			0,05	3,58	84,62	10,22	0,83	0,43	0,09	0,05	0,04	0,09	0,771
32*	992-1001	05.06.2009	0,05	3,97	93,06	2,76	0,10	0,04	0,01	0,01	0,00	0,00	0,707
			0,01	4,34	87,00	7,38	0,73	0,36	0,07	0,04	0,03	0,04	0,753
35	-	19.06.2013	0,27	1,127	88,93	7,356	1,67	0,388	0,059	0,042	0,027	0,091	0,753
			0,171	2,312	90,27	5,26	1,34	0,305	0,066	0,042	0,031	0,261	0,743
Среднее по горизонту Ю-V			0,118	2,838	86,002	8,653	1,098	0,399	0,081	0,049	0,034	0,124	0,762

Исследования компонентного состава попутно-добываемых вод за анализируемый период не проводились, хотя обводненность скважинной продукции, которая изменялась от 14 до 75 %, уже позволяет проведение данных испытаний.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Характеристика текущего состояния разработки

Скважины характеризуются средними дебитами по нефти и жидкости соответственно 19,5 т/сут и 73,1 т/сут. Средний дебит скважин по нефти в динамике за последние годы заметно увеличился, и по жидкости – наблюдается заметное увеличение.

Скважины, характеризующиеся дебитами по нефти от 3,0 т/сут до 10,0 т/сут составляют около 25,0 % от всего действующего фонда добывающих скважин. Скважины, характеризующиеся дебитами по нефти от 10,0 т/сут до 30 т/сут в динамике за последние годы, увеличилось и на их долю сегодня приходится 40,0 % от всего действующего фонда.

Средняя по скважинам текущая обводненность добываемой продукции составляет 66,8 % и в динамике за рассматриваемый период характеризуется постоянным ростом. Безводные скважины на месторождении отсутствуют. Скважины, характеризующиеся обводненностью менее 50,0 % также отсутствуют, обводненные скважины (от 50,0 % до 70,0 %), высокообводненные (от 70,0 % до 90,0 %) и скважины характеризуется обводненностью более 90 %. В динамике за рассматриваемый период наблюдается увеличение скважин категории обводненных и высокообводненных.

Рассмотрим подробнее характеристики эксплуатации скважин по основному и возвратному объектам разработки.

Основной объект разработки I (продуктивные горизонты Ю-IV и Ю-V).

Скважины действующего фонда характеризуются дебитами по нефти и жидкости соответственно 22,9 т/сут и 86,2 т/сут

Скважины, характеризующиеся дебитами по нефти от 3,0 т/сут до 10,0 т/сут составляют около 25,0 % от всего действующего фонда добывающих скважин. Около 50,0 % скважин действующего фонда эксплуатируются с дебитами по жидкости в диапазоне от 10,0 т/сут до 30,0 т/сут. Скважины, характеризующиеся дебитами по нефти более 30,0 т/сут за последний год, уменьшается и на их долю сегодня приходится 25,0 % от всего действующего фонда.

Возвратный объект разработки II (продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II). Промышленная эксплуатация данного объекта начата в 2015 году, переводом скважины 36 из нижезалегающего горизонта Ю-V согласно действующего проектного документа.

В эксплуатационном фонде добывающих скважин числится единственная **скважина 36**, которая была пробурена и введена в эксплуатацию в марте 2011 г. на горизонт Ю-IV. В период испытания и опробования из-за снижения дебита нефти и увеличения обводненности скважина прекратила фонтанировать и находилась в освоении. В марте 2016 г.

скважина 36 была переведена на возвратный объект – газонефтяному горизонту Ю-II. До августа 2017 г. скважина находилась в освоении. В августе 2017 г. введена в эксплуатацию с дебитом по нефти 2,0 т/сут с обводненностью 14,3 %. В последующие месяцы наблюдается увеличение дебита нефти 8,61 т/сут в апреле 2018 г. В начале 2018 г. скважина переведена на механизированный способ, оборудован винтовым насосом. В скважине 36 дебит по нефти составляет 6,65 т/сут с обводненностью 71,6 %.

В промышленную разработку месторождение Каратурун вступило в конце 2013 г.

В целом по месторождению было отобрано 249,6 тыс.т нефти, 706,5 тыс.т жидкости и 7,219 млн.м³ растворенного в нефти газа. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) 0,072 д.ед. и отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) 8,45 %, при текущей обводненности 66,8 %.

Характеристика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению за 2015-2018 гг. приведена в таблице 8.

В динамике добычи нефти (таблица 8) в последние годы наблюдается увеличение, которая в 2017 г. почти на полтора раза по сравнению с 2016 г. Обводненность добываемой продукции за 2016-2017 г. стабильно в пределах 63-65 %.

За 2018 г. добыча нефти составила 79,4 тыс.т, жидкости 211,8 тыс.т и 2,469 млн.м³ растворенного в нефти газа. Обводненность добытой продукции составила 66,8 %. Темпы отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых запасов составили соответственно 8,45 % и 10,3 %. Среднегодовой дебит по нефти увеличился по сравнению с 2017 г. и составил 21,7 т/сут, по жидкости увеличился от 50,6 т/сут в 2017 г. до 70,7 т/сут.

Таблица 8 - Динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению Каратурун

№№ п/п	Наименование показателей	Годы			
		2015	2016	2017	2018
1	Добыча нефти, тыс.т	24,6	39,4	58,7	79,4
2	Суммарная добыча нефти, тыс.т	72,1	111,5	170,2	249,6
3	Добыча жидкости, тыс.т	66,3	113,4	184,6	211,8
4	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	196,7	310,1	494,7	706,5
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,765	1,225	1,825	2,469
6	Суммарная добыча растворенного газа, млн.м ³	1,7	2,925	4,75	7,219
7	Обводненность, %	63,3	64	65,5	66,8
8	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,021	0,032	0,049	0,072
9	Отбор от извлекаемых запасов нефти, %	7,67	11,87	18,12	26,5
10	Темп отбора от НИЗ, %	2,6	4,1	6,25	8,45
11	Темп отбора от ТИЗ, %	2,7	4,5	7,09	10,3
12	Газовый фактор, м ³ /т	31,1	31,1	31,1	31,1
17	Средний дебит скважины:				

17.1	- по нефти, т/сут	14,9	16,0	16,1	21,7
17.2	- по жидкости, т/сут	38,2	48,6	50,6	70,7

2.2 Динамика обводненности добываемой продукции

На месторождении Каратурун Морской разрабатывается, в основном, горизонт Ю-V. На всех участках залежи, которые охвачены бурением в подошве залежи отмечается наличие водоносных пластов, что дает основание залежи горизонта Ю-V можно отнести в разряд водоплавающей залежи. В силу небольшой толщины нефтенасыщенной части пластов, как правило, их вскрытие перфорацией осуществлялись с небольшим отступом от водоносной их части. В скважинах 33, 34, 35 и 37 отступы нижних отверстий интервалов перфорации составляют соответственно 0,3; 0,8; 1,0 и 1,5 м. Все эти скважины вступали в эксплуатацию с довольно высокими значениями продукции, порядка 60-70 %. Из них в скважинах 34 и 37 текущие обводненности достигли до 85-90 %, а в скважине 35 обводненность продукции практически оставалась на первоначальном уровне. Очевидно, это связано с более высоким значением эффективной нефтенасыщенной толщины (7,8 м) пласта горизонта Ю-V в скважине 35, по сравнению с другими скважинами (33 и 37), где эффективная нефтенасыщенная толщина пластов не превышает соответственно 3,5 м и 4,4 м. На месторождении пласт с эффективной толщиной около 8 м залегает на весьма ограниченном участке (район скважины 35). Малодебитная скважина 33 была введена в эксплуатацию с начальной обводненностью до 40 %. По мере дальнейшей эксплуатации обводненность скважины стабилизировалась на уровне 30-35 %. Однако, на этом этапе, недропользователем было проведено геолого-техническое мероприятие по дострелу нижнего пласта горизонта Ю-V. К сожалению, этот пласт по заключению ГИС был водонасыщенным. В результате скважина резко обводнилась до 100 %.

Таким образом, в продукциях всех скважин, введенных в эксплуатацию с самого начала, имеются высокое содержание воды, т.е. безводные периоды эксплуатации скважин отсутствуют. Очевидно, это связано с близким расстоянием продуктивных пластов к ВНК, высокой вязкостью нефти и особенностью освоения скважин, связанные с необходимостью создания на забоях скважин больших депрессий путем спуска высокопроизводительных насосных установок (ВН).

По I основному объекту разработки составляет в среднем 66,8 %, т.е. темпы обводнения по объекту характерен для залежей с высоковязкой нефти.

По возвратному объекту II работает всего одна скважина 36, которая была введена (начальная обводненность 17 %) в эксплуатацию с августа 2017 года, тем не менее, текущая обводненность достигла 71,6 %.

Одновременные присутствия ряд факторов, осложняющих условия разработки залежей (малая толщина продуктивных пластов, близость ВНК и высокая вязкость, насыщающая пласты нефти и вытекающие из них, как

следствие, высокие темпы обводнения скважин за довольно небольшой срок разработки, предопределяет необходимость принятия срочных мер для снижения темпов обводнения по месторождению. Для этого в первую очередь, необходимо обратить внимание на соблюдения технологического режима работы скважин, т.е. не допустить создание на забое неконтролируемых высоких депрессии на пласт.

Технологический режим работы скважин должен состояться на основе гидродинамических исследований. При этом замеры пластовых и забойных давлений должны осуществляться от тарированными глубинными приборами с периодичностью.

В дальнейшем в вновь пробуренных скважинах перед проведением перфорации против продуктивных пластов проводить установку искусственного «цементного экрана» в подошве нижнего продуктивного пласта (по спец. плану).

Также рекомендуется взять под строгий контроль динамики депрессии на пласт.

2.3 Геофизические исследования скважин в открытом стволе

За анализируемый период были пробурены поисково-разведочные скважины 35, 37 в соответствии с проектом, в которых проведены геологотехнические мероприятия, включающие перфорационные работы в интервалах горизонта Ю-V и опробование продуктивных пластов-коллекторов.

Промыслово-геофизические исследования выполнялись в открытых стволах скважин с целью определения границ залегания продуктивных горизонтов, оценки емкостно-фильтрационных свойств проницаемых прослоев и характера их насыщения, выбора объектов для испытания, контроля состояния ствола скважины, качества цементационных работ и других параметров.

Бурение скважин в продуктивной части разреза производилось долотом диаметром 215,9 мм, заполненных полимерным и глинистым растворами, удельным весом плотностью 1,27 г/см, вязкостью 50 с.

Комплекс ГИС, включал следующие методы геофизических исследований: гамма- каротаж (ГК); каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС); нейтрон- нейтронный каротаж (ННК); кавернометрия (КВ); боковой каротаж - (БК); микробоковой каротаж - МБК; акустический каротаж (АК); гамма-гамма-плотностной (ГГКп); микронзондирование (МКЗ); высокочастотное индукционное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ); резистивиметрия (Рез); термометрия (Т).

Для контроля траектории ствола скважины в процессе бурения, положения его в пространстве проводились замеры инклинометрии. Отчеты велись по точкам через 20 м по всему стволу скважины.

Качество цементирования обсадных колонн и определение высоты подъема цемента оценивалось по материалам акустической цементометрии - АКЦ.

Геофизические исследования выполняла сервисная компания «Казпромгеофизика».

Геофизические исследования проводились с использованием цифрового регистратора «Mega Max». Все полученные материалы ГИС соответствуют требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».

Качество исходных материалов ГИС хорошее.

В общем, результаты комплексных исследований позволяют обеспечить решения ряда задач, основными из которых являются выделение коллекторов и оценка их эффективных толщин, определение фильтрационно-емкостных свойств характера насыщения.

Объем проведенных исследований по скважинам приведен в таблице 9.

Таблица 9 - Виды и объемы методов ГИС в интервале продуктивной толщи

№ скв.	Интервал исследования, м		ПС	КС	БК	БКЗ	МБК	МКЗ	ВИКИЗ	КВ	ГК	ННК	ГГКп	АК	Инкл	Т
	кров	подо														
35	10,0	1080,0	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
37	440,0	1080,0	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

По материалам выполненного комплекса ГИС по скважинам 35, 37 специалистами АО «Казпромгеофизика» проведена качественная и количественная интерпретация.

Определены литология пород, общая и открытая пористости, глинистость, коэффициент нефтегазонасыщенности.

Обработка геофизического материала проводилась в петрофизической программе «Interactive Petrophysics» и «Соната».

Для построения петрофизической модели, оценки литологии и пористости были использованы кривые гамма-каротажа (ГК), нейтронного каротажа (Кп ННК), плотностного каротажа (ГГКп) и акустического каротажа (АК).

Для предварительной оценки литологического состава и пористости были использованы данные по скважине и кросс-плоты.

Количественная интерпретация данных ГИС была проведена с использованием программы «Interactive Petrophysics». При интерпретации была использована песчаноглинистая модель. Обоснованием для этого служит литология, определенная по кросс-плоту, и общие сведения по геологии площади Каратурун.

2.4 Анализ технологических показателей процесса разработки

Как известно, действующим проектным технологическим документом на промышленную разработку месторождения Каратурун является «Технологическая схема разработки месторождения Каратурун» разработанная АО «НИПИнефтегаз» по состоянию изученности на 01.01.2015 г. [4]

Сопоставление показателей разработки за 2018 г. выполнено исходя из объемов добычи нефти и других прогнозных показателей, спрогнозированных с учетом фактических показателей разработки за 2018 г.

Рассмотрим сопоставление проектных и фактических показателей разработки по выделенным объектам разработки и в целом по месторождению.

В 2015 г. по месторождению при проектном уровне добычи нефти 37,0 тыс.т фактически было отобрано месторождения 24,6 тыс.т. Фактическая обводненность добываемой продукции оказалась больше проектной (12,08 %) и достигла 63,3 % (таблица 10). Фактический средний дебит скважины по нефти (14,9 т/сут) несколько ниже проектного значения (21 т/сут). Фактический среднегодовой дебит по жидкости (38,2 т/сут) превышает проектного уровня (24 т/сут) в 1,59 раза.

Отклонение в 2015 г. фактического уровня добычи нефти и других показателей разработки от проектного можно объяснить несоответствием фонда скважин. Среднегодовые дебиты нефти ниже проектных значений из-за отсутствия ввода новых скважин.

В 2016 г. по месторождению при проектном уровне добычи нефти 67,0 тыс.т фактически было отобрано месторождения 39,4 тыс.т. Фактическая обводненность добываемой продукции оказалась больше проектной (13,45 %) и достигла 64 %. В 2016 году проектом был предусмотрен ввод 4 скважин, однако фактического ввода новых скважин в эксплуатацию не было.

За счет высоких темпов обводнения продукции фактический средний дебит по нефти (16 т/сут) значительно уступает проекту (20,0т/сут), в тоже время фактический дебит по жидкости (48,6 т/сут) значительно выше проектных значения (24,0 т/сут).

В 2017 г. наблюдается отставание фактического уровня добычи нефти (58,7 тыс.т) от проектного (90,0 тыс.т) на 31,3 тыс.т (или почти на 34,7 %), при этом фактическая обводненность продукции (65,5 %) более чем в 4,5 раза превышает проектную (14,69 %). Также следует отметить, что фактические темпы обводнения в 2017 году по сравнению 2016 годом несколько увеличились (1,5 %) и стабилизировались на уровне 65,5 %.

В 2018 году средний дебит по нефти 21,7 т/сут при проектном уровне 18,0 т/сут. Фактический среднегодовой дебит одной скважины по жидкости равен 70,7 т/сут, по проекту – 22,0 т/сут.

Отклонение в 2017 г. фактического уровня добычи нефти и других показателей разработки от проектного можно объяснить ростом фактической обводненности продукции по сравнению с проектом.

Ниже приведены сопоставление фактических показателей месторождения с уточненными технологическими показателями.

Фактический уровень добычи нефти (24,6 тыс.т) ниже проекта (37 тыс.т) на 12,4 тыс.т. при этом фактическая обводненность продукции составляет 63,3 %, что оказалась выше проектной обводненности (12,08 %).

В 2017 г. добыча нефти на уровне 58,7 тыс.т, а проектный уровень увеличивается с 90 тыс.т в 2017 г. до 102,0 тыс.т в 2018 г. Проектная обводненность добываемой продукции увеличивается с 14,69 % в 2017 г. до 16,25 % в 2018 г., однако по фактическим данным, ожидаемая обводненность за 2018 г. составила 66,8 %. Фонд действующих скважин характеризуется средним дебитом по нефти 21,7 т/сут при проектном уровне 18 т/сут. Средний дебит по жидкости составляет 70,7 т/сут при проектном уровне 22 т/сут.

Таким образом, основной причиной отставания фактической добычи нефти от проекта, как в 2017 г., так и 2018 г. является невыполнение мероприятий по вводу в эксплуатацию новых скважин и высокой фактической обводненностью. На конец года фактический коэффициент извлечения нефти на уровне 0,072 д.ед. при проектном уровне 0,099 д.ед.

Таблица 10 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению Каратурун

№.№ п/п	Показатели	Годы							
		2015		2016		2017		2018	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт.
1	Добыча нефти, тыс.т	37	24,6	67	39,4	90,0	58,7	102,0	79,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	80	72,1	148	111,5	238,0	170,2	340,0	249,6
3	Добыча жидкости, тыс.т	42	66,3	80	113,4	108,0	184,6	127,0	211,8
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	91	196,7	171	310,1	279,0	494,7	406,0	706,5
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	1,150	0,765	2,083	1,225	2,799	1,825	3,172	2,469
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	2,488	1,7	4,571	2,925	7,37	4,75	10,542	7,219
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,023	0,021	0,043	0,032	0,069	0,049	0,099	0,072
8	Годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,9	2,6	7,1	4,1	9,5	6,25	10,86	8,45
9	Годовой темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	4,1	2,7	7,7	4,5	11,37	7,09	14,55	10,3
10	Отбор от извлекаемых запасов нефти, %	8,51	7,67	15,76	11,87	25,34	18,12	36,20	26,5
11	Обводнённость, %	12,08	63,3	13,45	64	14,69	65,5	16,25	66,8
12	Газовый фактор, м ³ /т	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1
13	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	21	14,9	20	16	19,0	16,1	18,0	21,7
14	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	24	38,2	24	48,6	23,0	50,6	22,0	70,7

Коэффициент нефтеотдачи (КИН) или нефтиизвлечения – это отношение накопленной добычи нефти к начальным геологическим запасам, дол. ед.:

$$\text{КИН} = \frac{\Sigma Q_{\text{нак}}}{Q_{\text{геолог}}} \quad (1),$$

где

$\Sigma Q_{\text{нак}}$ – накопленная добыча нефти, тыс. т;

$Q_{\text{геолог}}$ – начальные геологические запасы, тыс. т (3435 тыс. т).

За 2015 год фактический фактический коэффициент извлечения нефти составил:

$$\text{КИН}_{2015} = \frac{72,1 \text{ тыс. т}}{3435 \text{ тыс. т}} = 0,021 \text{ дол. ед.}$$

За 2016 год фактический фактический коэффициент извлечения нефти составил:

$$\text{КИН}_{2016} = \frac{111,5 \text{ тыс. т}}{3435 \text{ тыс. т}} = 0,032 \text{ дол. ед.}$$

За 2017 год фактический фактический коэффициент извлечения нефти составил:

$$\text{КИН}_{2017} = \frac{170,2 \text{ тыс. т}}{3435 \text{ тыс. т}} = 0,049 \text{ дол. ед.}$$

За 2018 год фактический фактический коэффициент извлечения нефти составил:

$$\text{КИН}_{2018} = \frac{249,6 \text{ тыс. т}}{3435 \text{ тыс. т}} = 0,072 \text{ дол. ед.}$$

Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ) - это отношение годовой добычи нефти к начальным геологическим запасам, %:

$$t_{\text{низ}} = \frac{q_t}{Q_{\text{низ}}} * 100\% \quad (2),$$

где

q_t – накопленная добыча нефти за год, тыс. т;

$Q_{\text{низ}}$ – начальные извлекаемые запасы, тыс. т (939 тыс. т).

За 2015 год фактический годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составил:

$$t_{\text{низ}} = \frac{24,6 \text{ тыс. т}}{939 \text{ тыс. т}} * 100\% = 2,6\%$$

За 2016 год фактический годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составил:

$$t_{\text{низ}} = \frac{39,4 \text{ тыс. т}}{939 \text{ тыс. т}} * 100\% = 4,1\%$$

За 2017 год фактический годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составил:

$$t_{\text{низ}} = \frac{58,7 \text{ тыс. т}}{939 \text{ тыс. т}} * 100\% = 6,25\%$$

За 2017 год фактический годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составил:

$$t_{\text{низ}} = \frac{79,4 \text{ тыс. т}}{939 \text{ тыс. т}} * 100\% = 8,45\%$$

Годовой темп отбора нефти от текущих извлекаемых запасов – это отношение годовой добычи нефти к текущим извлекаемым запасам, %.

Текущие извлекаемыми запасы нефти определяются как разность между начальными извлекаемыми запасами и накопленной добычей нефти за предыдущий год:

$$t_{\text{тиз}} = \frac{q_t}{Q_{\text{низ}} - \Sigma Q_{\text{нак}}} * 100\% \quad (3),$$

где

q_t – накопленная добыча нефти за год, тыс. т;

$Q_{\text{низ}}$ – начальные извлекаемые запасы, тыс. т (939 тыс. т);

$\Sigma Q_{\text{нак}}$ – накопленная добыча нефти, тыс. т.

За 2015 год фактический годовой темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти составил:

$$t_{\text{тиз}} = \frac{24,6 \text{ тыс. т}}{939 \text{ тыс. т} - 47,5 \text{ тыс. т}} * 100\% = 2,7\%$$

За 2016 год фактический годовой темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти составил:

$$t_{\text{тиз}} = \frac{39,4 \text{ тыс. т}}{939 \text{ тыс. т} - 72,1 \text{ тыс. т}} * 100\% = 4,5\%$$

За 2017 год фактический годовой темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти составил:

$$t_{\text{тиз}} = \frac{58,7 \text{ тыс. т}}{939 \text{ тыс. т} - 111,5 \text{ тыс. т}} * 100\% = 7,09\%$$

За 2018 год фактический годовой темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти составил:

$$t_{\text{тиз}} = \frac{79,4 \text{ тыс. т}}{939 \text{ тыс. т} - 170,2 \text{ тыс. т}} * 100\% = 10,3\%$$

Отбор от извлекаемых запасов нефти – это отношение накопленного отбора нефти к начальным извлекаемым запасам, %:

$$C_Q = \frac{\Sigma Q_{\text{нак}}}{Q_{\text{низ}}} * 100\% \quad (4),$$

где

$\Sigma Q_{\text{нак}}$ – накопленная добыча нефти, тыс. т;

$Q_{\text{низ}}$ – начальные извлекаемые запасы, тыс. т (939 тыс. т).

За 2015 год фактический отбор от извлекаемых запасов нефти составил:

$$C_Q = \frac{72,1 \text{ тыс. т}}{939 \text{ тыс. т}} * 100\% = 7,67\%$$

За 2016 год фактический отбор от извлекаемых запасов нефти составил:

$$C_Q = \frac{111,5 \text{ тыс. т}}{939 \text{ тыс. т}} * 100\% = 11,87\%$$

За 2017 год фактический отбор от извлекаемых запасов нефти составил:

$$C_Q = \frac{170,2 \text{ тыс. т}}{939 \text{ тыс. т}} * 100\% = 18,12\%$$

За 2018 год фактический отбор от извлекаемых запасов нефти составил:

$$C_Q = \frac{249,6 \text{ тыс. т}}{939 \text{ тыс. т}} * 100\% = 26,5\%$$

Среднегодовая обводнённость продукции скважин – это отношение годовой добычи воды к годовой добыче жидкости, %.

$$W = \frac{q_B}{q_{\text{ж}}} = \frac{q_{\text{ж}} - q_{\text{н}}}{q_{\text{ж}}} * 100\% \quad (5),$$

где

q_B – годовая добыча воды, тыс. т;

$q_{\text{н}}$ – годовая добыча нефти, тыс. т;

$q_{\text{ж}}$ – годовая добыча жидкости, тыс. т.

За 2015 год среднегодовая обводнённость продукции скважин составила:

$$W = \frac{196,7 \text{ тыс. т} - 72,1 \text{ тыс. т}}{196,7 \text{ тыс. т}} * 100\% = 63,3\%$$

За 2016 год среднегодовая обводнённость продукции скважин составила:

$$W = \frac{310,1 \text{ тыс. т} - 111,5 \text{ тыс. т}}{310,1 \text{ тыс. т}} * 100\% = 64\%$$

За 2017 год среднегодовая обводнённость продукции скважин составила:

$$W = \frac{494,7 \text{ тыс. т} - 170,2 \text{ тыс. т}}{494,7 \text{ тыс. т}} * 100\% = 65,5\%$$

За 2018 год среднегодовая обводнённость продукции скважин составила:

$$W = \frac{706,5 \text{ тыс. т} - 249,6 \text{ тыс. т}}{706,5 \text{ тыс. т}} * 100\% = 66,8\%$$

2.5 Оптимизация технологических показателей

Для увеличения технологических показателей в первую очередь необходимо произвести бурение проектных эксплуатационных скважин по квадратной системе, с расстоянием между скважинами – 300 м x 300 м [5] (или удельная площадь, приходящаяся на скважину – 9 га/скв) согласно «Технологической схеме разработки» [6].

Продуктивные горизонты месторождения Каратурун имеют ВНК (рисунок 2), что обосновывает рост обводненности, фактическая обводненность (66,8%) против проектной (16,25%).

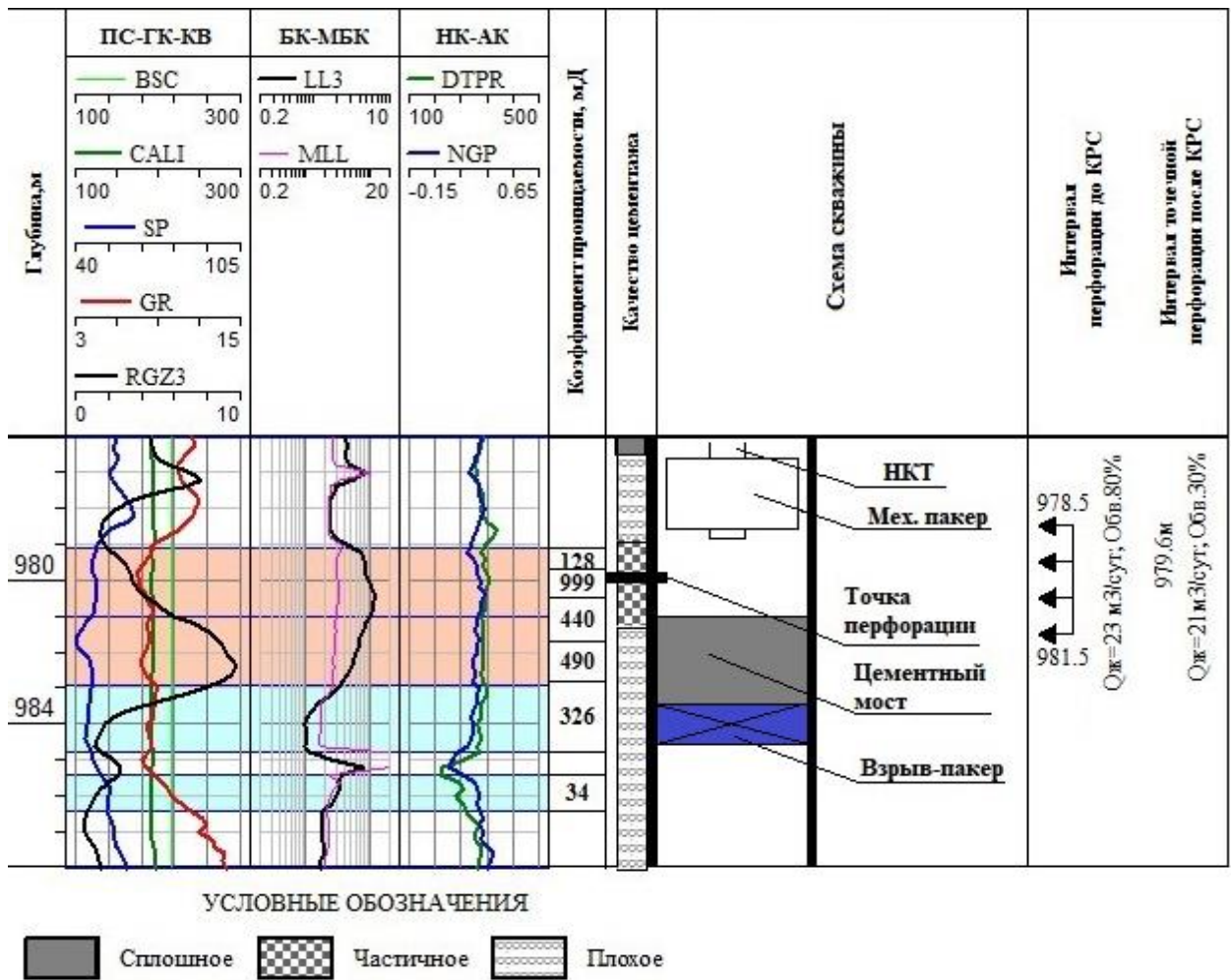


Рисунок 2 – Планшет скважины месторождения Каратурун

Так же рост обводненности может быть обусловлен плохим качеством цементирования обсадной колонны.

В данном случае необходимо проведение капитального ремонта скважины (КРС). Перед КРС необходимо определить профиль притока жидкости при помощи гидродинамических исследований скважины (рисунок 3).

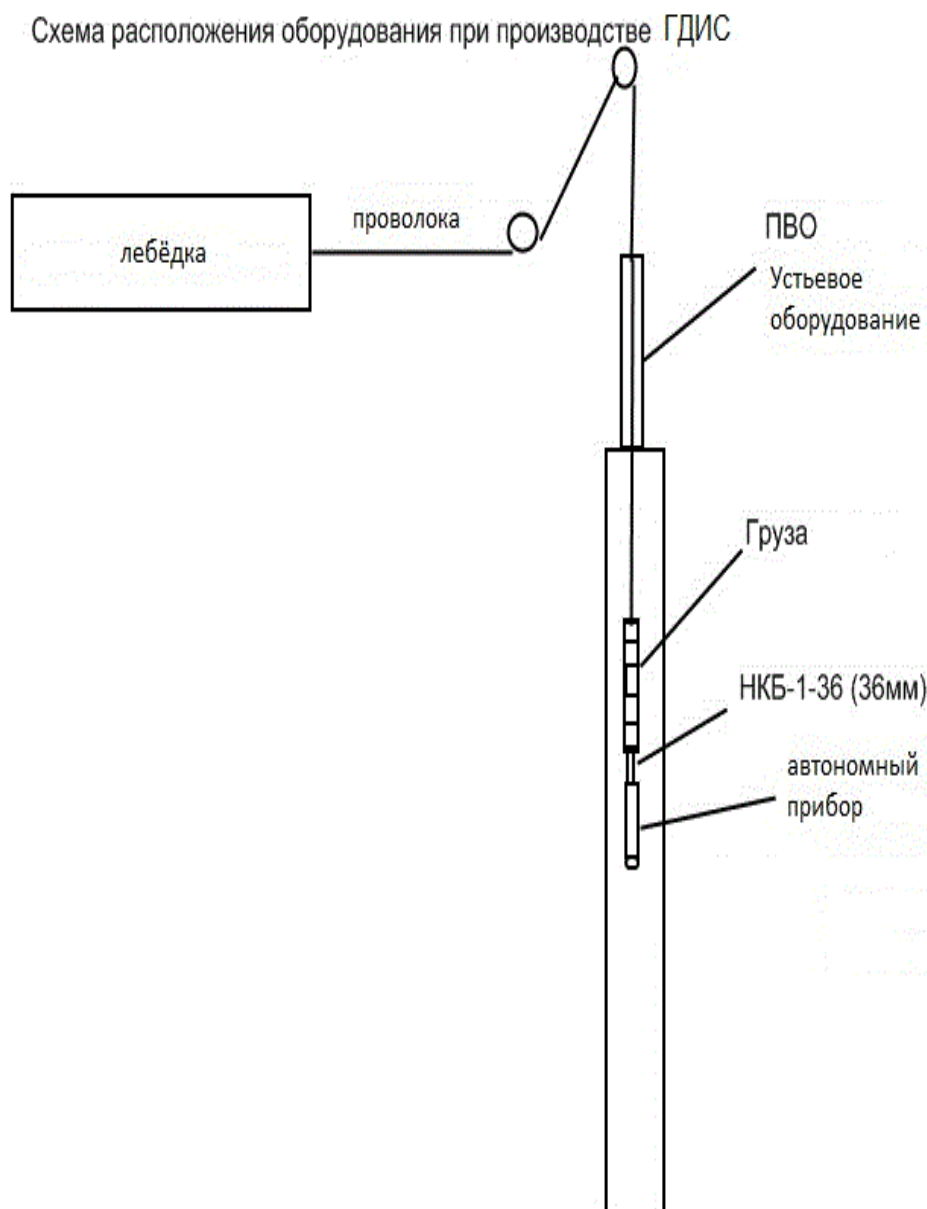


Рисунок 3 - Схема расположения оборудования при производстве ГДИС

Для выполнения комплекса исследований используется скважинный аппаратный комплекс ГЕО7-С5-38Т-80 (рисунок 4), содержащий в своем составе следующий набор датчиков:

- Термометр
- Манометр
- Резистивиметр
- Индикатор притока
- Влагомер

Дополнительные модули:

- Механический расходомер «ГЕО-С9РЦ-54»
- Плотномер «ГЕО-С5-2»

Прибор предназначен для исследования в нефтяных и газовых скважинах в процессе их эксплуатации или ремонта.

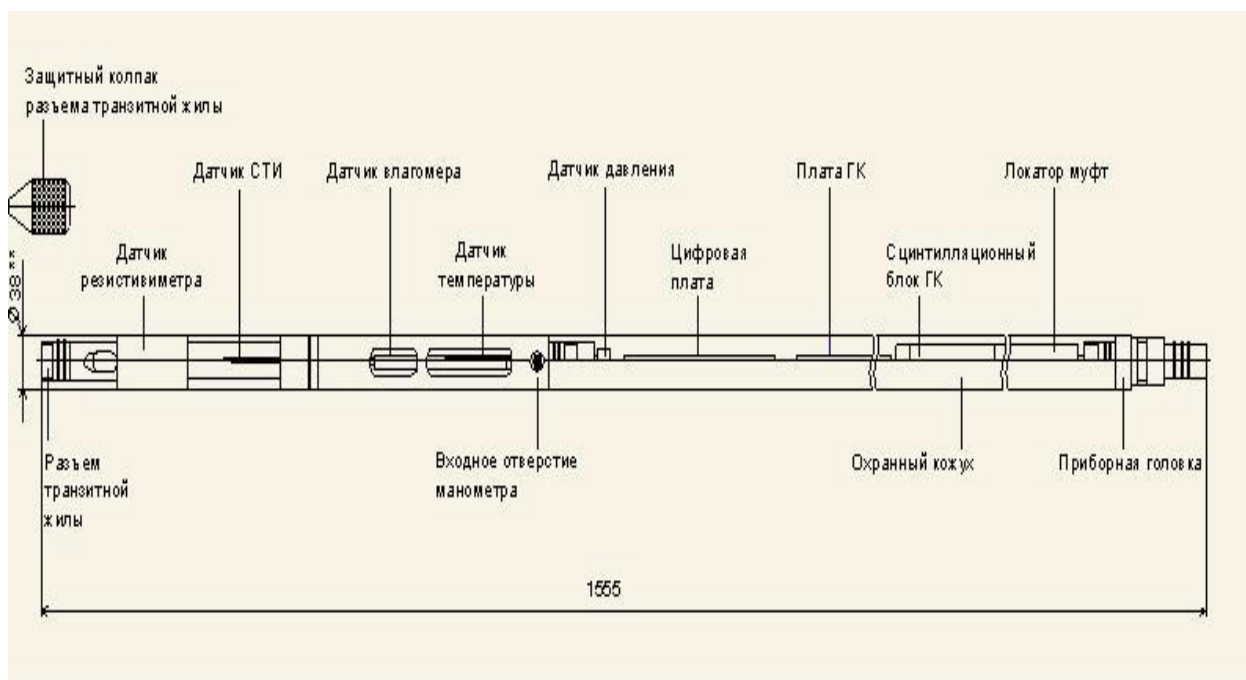


Рисунок 4 - Скважинный аппаратный комплекс «ГЕО7-С5-38Т-80»

После интерпретации данных ГИС готовится заказ-наряд на производство капитального ремонта скважины с целью ограничения водопритока, изоляции интервалов перфорации и дострел продуктивного пласта.

В заказ-наряд входят нижеперечисленные виды работ:

1. Монтаж станка капитального ремонта скважин и вспомогательного оборудования(рисунок 5);
2. Демонтаж верхнего привода винтового насоса;
3. Подъем штанг $7/8$ " с ротором на конце;
4. Разборка планшайбы и распакеровка динамического якоря винтового насоса;
5. Подъем подвески насосно-компрессорных (НКТ) труб $\varnothing 73 \times 5,51$ мм со статором винтового насоса с постоянным доливом;
6. Спуск НКТ $\varnothing 73 \times 5,51$ мм с механическим пакером до искусственного забоя для промывки ствола скважины;
7. Раскрытие механического пакера на необходимой глубине;
8. Залить желонкой цементный мост, высотой 2м;
9. Подготовить цементный раствор с $\gamma = 1,6$ г/см³;
10. Закачать цементный раствор в интервалы перфорации под давлением с продавкой тех.водой с уд.весом 1,12 г/см³.
11. Ожидание затвердевания цемента 48 часов;
12. Подъем НКТ $\varnothing 73$ мм с мех.пакером до устья;
13. Опрессовка эксплуатационной колонны при давлении 90 атм;
14. Спустить подвеску НКТ-73мм с долотом $d = 146$ мм, разбурить цементный мост на глубине, промывка скважины;

15. Подъем НКТ с долотом;
16. Работа компании ГИС, перфорация пласта в продуктивном интервале;
17. Определить приемистость пласта;
18. Спустить винтовой насос;
19. Монтаж верхнего привода винтового насоса;
20. Запуск винтового насоса и отбор проб нефти с замером дебита скважины.



Рисунок 5 - Общий вид станка для капитального ремонта скважин

3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

3.1 Общие положения технико-экономического анализа

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемая в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящей работе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта - моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств.

Целью работы является анализ экономической эффективности разработки месторождения Каратурун.

Первым годом реализации проекта по всем вариантам принят 2015 год. Экономические расчет проводился на весь проектный срок разработки месторождения.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены как в текущих, с учетом инфляции, ценах, так и в расчетных, без учета инфляции ценах. Цены с учетом дефляции, то есть без учета инфляции выступают, в данном случае, как неизменные цены.

Инфляция для расчета стоимости капитальных вложений, и эксплуатационных затрат, цен на нефть и продуктов подготовки нефти принята в размере 7,5 % в год, в соответствии со средними темпами инфляции в Республике Казахстан за последние годы. За срок начала инфляции принят 2015 год.

Масштабы цен, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Для снижения масштабов цен все стоимостные показатели переведены из национальной валюты тенге в доллары США.

Реализация продукции – в соответствии с действующими условиями реализации продукции, 80% товарной нефти будет реализовано на внешний рынок и 20% соответственно на внутренний рынок.

Источниками финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будут собственные денежные средства, имеющиеся у предприятия, а также реинвестиция амортизационных отчислений и чистой прибыли. При недостатке средств от проекта будет необходим заем денежных средств, в виде кредитов.

3.2 Доходы по проекту

Источниками доходов настоящего проекта будут поступления от реализации нефти. Выручка рассчитана, исходя из объемов реализации продукции и цен, принятых для данного расчета. Проведенные технико-

экономические расчеты позволяют предварительно определить доходы государства и недропользователя.

Расчет получаемого дохода в ценах без учета и с учетом инфляции приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Расчет дохода от реализации продукции

Годы	Расчет дохода от продажи нефти						Совокупный доход от реализации продукции				
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		Выручка от реализации нефти			без учета инфляции	с учетом инфляции	
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок, с учетом транспортных расходов	на внутренний рынок		тыс.\$	тыс.\$			тыс.\$
2015	24,6	19,68	4,92	450	174	8 856,36	8 856,36	9 520,587			
2016	39,4	31,52	7,88	450	174	14 767,12	14 767,12	15 874,654			
2017	58,7	46,96	11,74	450	174	23 174,76	23 174,76	24 912,86			
2018	79,4	63,52	15,88	450	174	28 586,76	28 586,76	30 730,76			
2019	92,2	73,76	18,44	450	174	36 400,56	36 400,56	39 130,602			
2020	105,2	84,16	21,04	450	174	41 532,96	41 532,96	44 647,932			
ИТОГО:	399,5	319,6	79,9			153 318,52	153 318,52	164 817,395			

На конец 2018 года себестоимость одной тонны нефти составляет 100\$ США, в том числе:

1. Затраты на обслуживание оборудования;
2. Затраты на электроэнергию;
3. Оплата труда;
4. Транспортировка нефти.

Отсюда,

$$\text{Чистая прибыль} = \text{Объем нефти} * (\text{Цена на нефть} - \text{Себестоимость нефти}) \quad (6)$$

За 2015 год чистая прибыль без учета инфляции от реализации нефти составила:

$$\text{Чистая прибыль} = (19,68 \text{ тыс. т} * (450\$ - 100\$)) + (4,92 \text{ тыс. т} * (174\$ - 100\$)) = 7\,252,08 \text{ тыс. \$}$$

За 2016 год чистая прибыль без учета инфляции от реализации нефти составила:

$$\text{Чистая прибыль} = (31,52 \text{ тыс. т} * (450\$ - 100\$)) + (7,88 \text{ тыс. т} * (174\$ - 100\$)) = 11\,615,12 \text{ тыс. \$}$$

За 2017 год чистая прибыль без учета инфляции от реализации нефти составила:

$$\text{Чистая прибыль} = (46,96 \text{ тыс. т} * (450\$ - 100\$)) + (11,74 \text{ тыс. т} * (174\$ - 100\$)) = 16\,521,74 \text{ тыс. \$}$$

За 2018 год чистая прибыль без учета инфляции от реализации нефти составила:

$$\text{Чистая прибыль} = (63,52 \text{ тыс. т} * (450\$ - 100\$)) + (15,88 \text{ тыс. т} * (174\$ - 100\$)) = 23\,407,12 \text{ тыс. \$}$$

За 2019 год чистая прибыль без учета инфляции от реализации нефти составит:

$$\text{Чистая прибыль} = (73,76 \text{ тыс. т} * (450\$ - 100\$)) + (18,44 \text{ тыс. т} * (174\$ - 100\$)) = 27\,180,56 \text{ тыс. \$}$$

За 2020 год чистая прибыль без учета инфляции от реализации нефти составит:

$$\text{Чистая прибыль} = (84,16 \text{ тыс. т} * (450\$ - 100\$)) + (21,04 \text{ тыс. т} * (174\$ - 100\$)) = 31\,012,96 \text{ тыс. \$}$$

Согласно контракта на недропользование Министерство Энергетики Республики Казахстан обязывает недропользователя поставлять 20% нефти, от общей добычи, на реализацию на внутреннем рынке страны, для обеспечения потребностей нефтеперерабатывающих заводов РК (а именно АНПЗ). Цена нефти на внутреннем рынке составляет 174\$ США, тогда как цена на экспорт составляет 450\$ за одну тонну.

Для примера проведем расчет чистой прибыли при поставке 80% объема нефти от общей добычи и при поставке 100% объема нефти от общей добычи на экспорт за 2018 год:

При 80 %,

$$\text{Чистая прибыль} = (63,52 \text{ тыс. т} * (450\$ - 100\$)) + (15,88 \text{ тыс. т} * (174\$ - 100\$)) = 23\,407,12 \text{ тыс. \$}$$

При 100%,

$$\text{Чистая прибыль} = 79,4 \text{ тыс. т} * 350\$ = 27\,790 \text{ тыс. \$}$$

Разница составляет 4 328,88 тыс. \$

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА

4.1 Обеспечение безопасности. Опасные и вредные факторы на предприятии.

Безопасность на месторождении «Каратурун» осуществляется благодаря основным нормативным актам в области промышленной безопасности.

Работникам месторождения Каратурун предоставляется средства индивидуальной защиты (СИЗ) от воздействия опасных и вредных производственных факторов.

Вопрос безопасности затрагивает все аспекты месторождения согласно проекту разработки начиная с добычи нефти со скважин «Каратурун» и заканчивая подготовкой нефти на объекте «Установка подготовки нефти» и «Пункт сдачи нефти».

Защита местного характера также немаловажна на рабочей зоне. Безопасность и критерий выбора защиты от опасных и вредных производственных факторов напрямую зависит от классификации.

Опасные и вредные производственные факторы присутствующие на промысле месторождения Каратурун подразделяются по природе действия на следующие группы:

- физические;
- химические;
- психофизиологические.

Физические опасные и вредные производственные факторы подразделяются на следующие:

- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;
- передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенный уровень инфразвуковых колебаний;
- повышенный уровень ультразвука;
- повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне и его резкое изменение;
- повышенная или пониженная влажность воздуха;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- повышенная или пониженная ионизация воздуха;
- повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне;

- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенный уровень статического электричества;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- повышенная напряженность электрического поля;
- повышенная напряженность магнитного поля;
- отсутствие или недостаток естественного света;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная яркость света;
- пониженная контрастность;
- повышенный уровень ультрафиолетовой радиации;
- повышенный уровень инфракрасной радиации;
- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола).

Химически опасные и вредные производственные факторы подразделяются:

1. По характеру воздействия на организм человека на:

- токсические;
- раздражающие;
- сенсibiliзирующие;
- канцерогенные.

2. по пути проникания в организм человека через:

- органы дыхания;
- желудочно-кишечный тракт;
- кожные покровы и слизистые оболочки.

Психофизиологические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия подразделяются на следующие:

- физические перегрузки;
- нервно-психические перегрузки.

Физические перегрузки подразделяются на:

- статические;
- динамические.

Нервно-психические перегрузки подразделяются на:

- умственное перенапряжение;
- перенапряжение анализаторов;
- монотонность труда;
- эмоциональные перегрузки.

4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности труда

Требования к мероприятиям по охране труда и технике безопасности ТОО «Бузачи Нефть» содержат:

- организационные (по организации и координации работ по охране труда);
- технические (по техническому обеспечению безопасности труда);
- обеспечивающие надлежащие санитарно-бытовые условия и лечебно-профилактическую работу;
- социально-экономические (организация бесплатного питания, стимулирование работы без травм и нарушений техники безопасности);
- связанные с проведением научно-исследовательских работ по безопасности и охране труда.

Организационные мероприятия по охране труда и технике безопасности на месторождении «Каратурун» предусматривают: определение прав и обязанностей в области охраны труда всех работников ТОО «Бузачи Нефть» в должностных инструкциях; создание системы управления охраной труда; утверждение положения о службе охраны труда; организацию обучения и инструктажей; организацию кабинета и уголков по охране труда; обеспечение работников средствами индивидуальной защиты и аптечками; организацию контроля параметров вредных и опасных факторов и т. д.

Технические мероприятия по охране труда среди технических мероприятий по охране труда могут быть:

- модернизация оборудования;
- внедрение систем сигнализации и защиты от воздействия вредных и опасных факторов;
- внедрение систем автоматического, полуавтоматического и дистанционного управления технологическими процессами, систем автоматического управления технологическими режимами;
- частичное изменение технологии работ;
- мероприятия по снижению уровней опасных и вредных факторов;
- перепланировка размещения производственного оборудования;
- устройство новых дверных проемов, перегородок, тамбуров и т. п.;
- механизация складирования, транспортирования сырья, продукции и т. п.

Технико-экономическое направление плана развития предприятия предусматривает реконструкцию цехов, участков, модернизацию оборудования, использование новой техники и технологий с целью улучшения условий и безопасности труда.

Санитарно-бытовые условия труда, проведение медицинских осмотров. Надлежащие санитарно-бытовые условия труда, лечебно-профилактическая работа, проведение медицинских осмотров прописаны в мероприятиях по охране труда.

5 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Под охраной недр подразумевается недопущение загрязнения подземных вод минерализованными пластовыми водами, нефтью и химическими реагентами, недопущение бесконтрольных перетоков пластовых вод в нефтегазоносные пласты и, наоборот, нефти - в водоносные пласты, а также недопущение загрязнения нефтеносных пластов промывочными жидкостями, жидкостями глушения (или их компонентами), тампонажными растворами и т.п.

Основными требованиями по охране недр будут являться мероприятия, направленные на рациональное и комплексное использование полезных ископаемых, обеспечение полноты извлечения, сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр с целью предотвращения, оползней, подтоплений и просадок грунтов.

В целях наиболее организованного подхода к проведению мероприятий по охране недр деятельность предприятия по недропользованию должна проводиться в рамках директивных документов и нормативных требований, в соответствии с законами Республики Казахстан о недрах и по согласованию с местными и республиканскими недроохранными и природоохранными контролирующими органами.

Ответственность за соблюдение требований законодательства в области охраны недр несет непосредственно руководитель, осуществляющий пользование недрами.

Данным разделом предусмотрено рассмотрение выполнения мероприятий, снижающих в процессе наблюдения за ходом реализации основных проектных решений при анализе разработки месторождения Каратурун Морской, загрязнения водных ресурсов, атмосферного воздуха, почвенного покрова и недр.

Растительный и животный мир характерный для пустынь и полупустынь.

Местность района расположения объектов малонаселенная, рекреационные зоны отсутствуют. В орографическом отношении район представляет собой степь с многочисленными сорами, непроходимыми для автотранспорта. Северная часть месторождения под воздействием нагонных ветров затопляется Каспийским морем, что осложняет разбуривание и эксплуатацию месторождения.

Естественный рельеф местности на месторождении нарушен в результате интенсивной инженерной деятельности человека. По характеру почвенно-растительного покрова территория месторождения относится к пустынной зоне.

По почвенно-географическому районированию территория месторождения относится к Бузачинскому низменному району приморских солончаков и песков Мангышлакско-Бузачинского поднятия. Почвенный

покров месторождения представлен солончаками, в которых аккумулярованы наносы соляного ила, насыщенного хлоридами и сульфатами.

ТОО «Бузачи Нефть» осуществляет добычу, сбор и первичную подготовку нефти и газа на месторождении.

Вся реализация проекта «Анализ разработки месторождения Каратурун» должна производиться в соответствии с требованиями «Экологического кодекса Республики Казахстан», Законов Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» и др.

Мероприятия по охране недр предусматривают планомерное и комплексное изучение реализации основных проектных решений при анализе разработки месторождения Каратурун.

Планирование мероприятий по охране окружающей среды осуществляется инициатором хозяйственной деятельности – ТОО «Бузачи Нефть».

Мероприятия по охране окружающей среды и недр в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на объекты окружающей среды должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе работ.

В части охраны окружающей среды осуществляются мероприятия по сохранению растительно-почвенного покрова, движение транспорта на территории промысла по бездорожью ограничено или запрещено.

При реализации проекта анализа разработки месторождения Каратурун Морской предусмотрены мероприятия, снижающие загрязнение водных ресурсов, атмосферного воздуха и почв, которые складываются из организационных, технологических, проектно-конструкторских и санитарно-противоэпидемических.

Организационные:

- упорядоченное движение автотранспорта и другой техники по территории месторождения;
- разработка оптимальных схем движения;
- исключение несанкционированного проведения работ, связанных с устройством временных водотоков, водостоков, амбаров;
- работа службы экологического контроля непосредственно на территории месторождения Каратурун Морской, позволяющая контролировать проведение всех видов работ в соответствии с существующим проектом, информирующая обслуживающий персонал об ответственности за экологические последствия.

Проектно-конструкторские:

- выбор оптимальных проектно-конструкторских решений, направленных на снижение загрязнения атмосферного воздуха, почв, поверхностных и подземных вод;

- прохождение экспертного контроля проектных разработок у природоохранных органов.

Санитарно-эпидемиологические:

- выбор согласованных участков размещения мест захоронения промышленных и бытовых отходов;
- обеспечение противоэпидемической защиты персонала от особо опасных инфекций в силу низкого бонитета территории месторождения;
- сбор металлолома и организованный вывоз отходов.

Технологические:

- включают в себя перечень конкретных мероприятий, реализация которых позволит максимально снизить степень техногенного воздействия объектов в местах нефтедобычи на окружающую среду;
- контроль за состоянием окружающей среды в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97 и РНД 211.3.01.06-97;
- проведение мониторинга на месторождении Каратурун осуществляется в соответствии с «Программой экологического контроля», отвечающей требованиям РНД 03.3.0.4.01-96 и Экологического Кодекса РК.

Реализация всех вышеперечисленных мероприятий, которые выполняются, является важным шагом на пути улучшения экологической ситуации в районе нефтепромысла.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. По состоянию на конец 2018 г. из месторождения Каратурун отобрано 249,6 тыс.т нефти, 706,5 тыс.т жидкости и 7,219 млн.м³ растворенного в нефти газа. Обводненности добываемой продукции составила 66,8 %.

3. В эксплуатации на месторождении в настоящее время находятся: основной объект разработки (залежи Ю-IV и Ю-V горизонтов). За 2018 г. было добыто 79,4 тыс.т нефти. Средний дебит действующих скважин по нефти составил 21,7 т/сут, а обводненность добываемой продукции резко увеличилась до 66,8 %.

4. Согласно проектного документа эксплуатационные объекты месторождения разрабатываются на естественном водонапорном режиме без поддержания пластового давления (ППД).

5. Наблюдающаяся в динамике прогрессирующая обводненность добывающих скважин объясняется подъемом водонефтяного контакта за счет активности законтурной водоносной области и типа залежи (массивная).

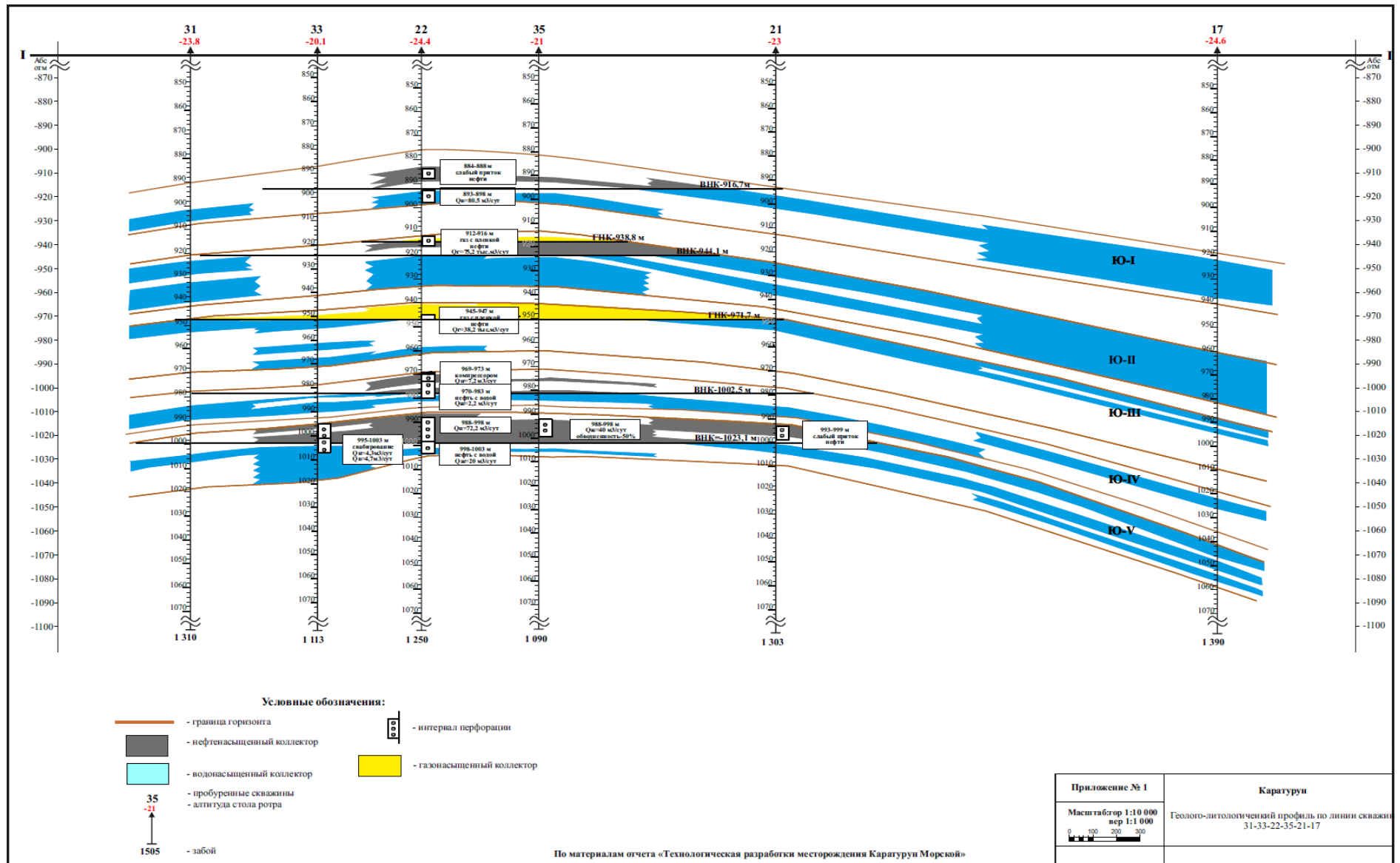
6. Все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом – винтовыми насосами марки «Netzch и Baker Hughes», что осложняет проведение ГДИ и прямых замеров давлений и температур. Забойные давления в добывающих скважинах определяются расчетным путем – по известным динамическим уровням.

8. Контроль за разработкой продуктивных пластов и эксплуатацией скважин в виде проведения геофизических и гидродинамических исследований ведется на недостаточном уровне. Проведение хотя бы разовых исследований ствола скважин на герметичность, качество крепления, снятие профиля притока и определения источников и характера обводнения, определение остаточной нефтенасыщенности, определение забойных и пластовых давлений, продуктивности позволили бы сформировать более достоверные выводы об эффективности протекающего процесса разработки продуктивности пластов и эксплуатации скважин.

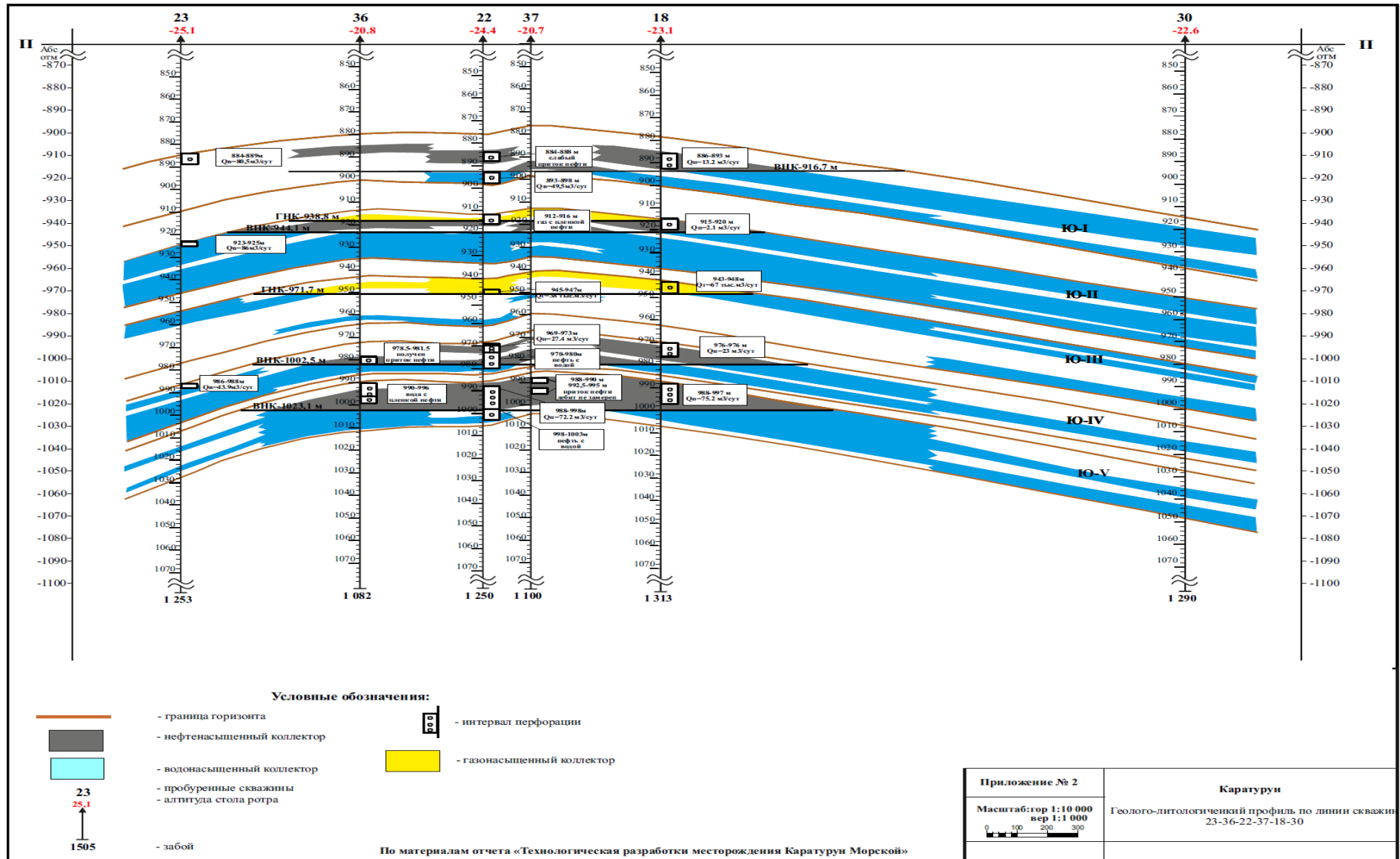
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Подсчет запасов газа, нефти и попутных компонентов Каратурунской группы месторождений Гурьевской области, Казахской ССР по состоянию на 01.07.1989 г. ПГО «Гурьевнефтегазгеология» и КазНИГРИ, 1989 г.;
2. «Проект разведки залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях на месторождении Каратурун Морской». КазНИГРИ. Атырау, 2005г.;
3. «Технологическая схема разработки месторождения Каратурун» разработанная АО «НИПИнефтегаз» по состоянию изученности на 01.01.2015 г.
4. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых»;
5. Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин проектной глубиной 1200м на м/р «Каратурун»; г.Актау, 2017г., ТОО «Научно-производственный центр»;
6. Технологическая схема разработки месторождения «Каратурун»; г.Актау 2013г. АО «НИПИнефтегаз»;
7. Анализ разработки месторождения «Каратурун», г. Актау, 2016г., ТОО «Научно-производственный центр»;

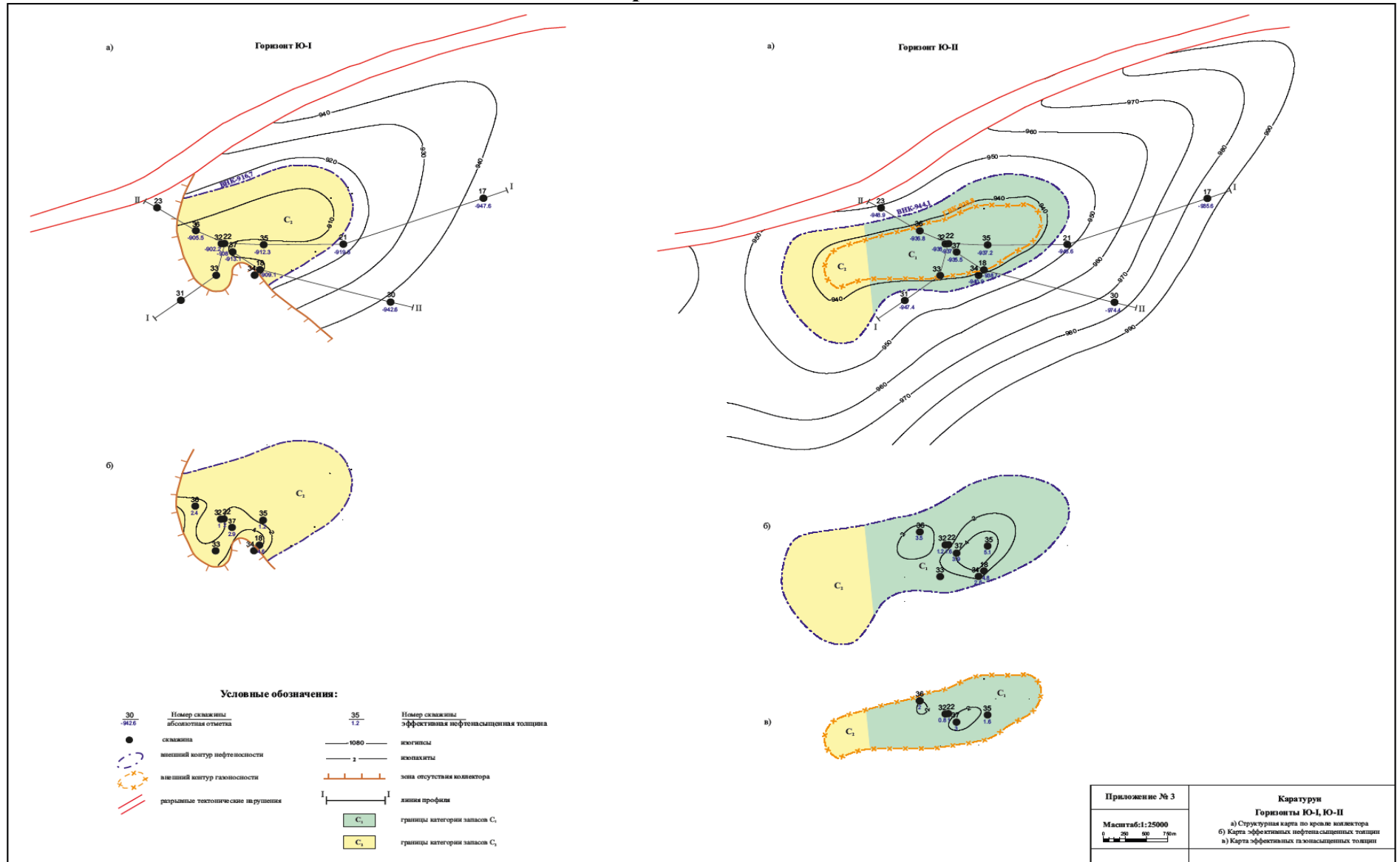
Приложение А



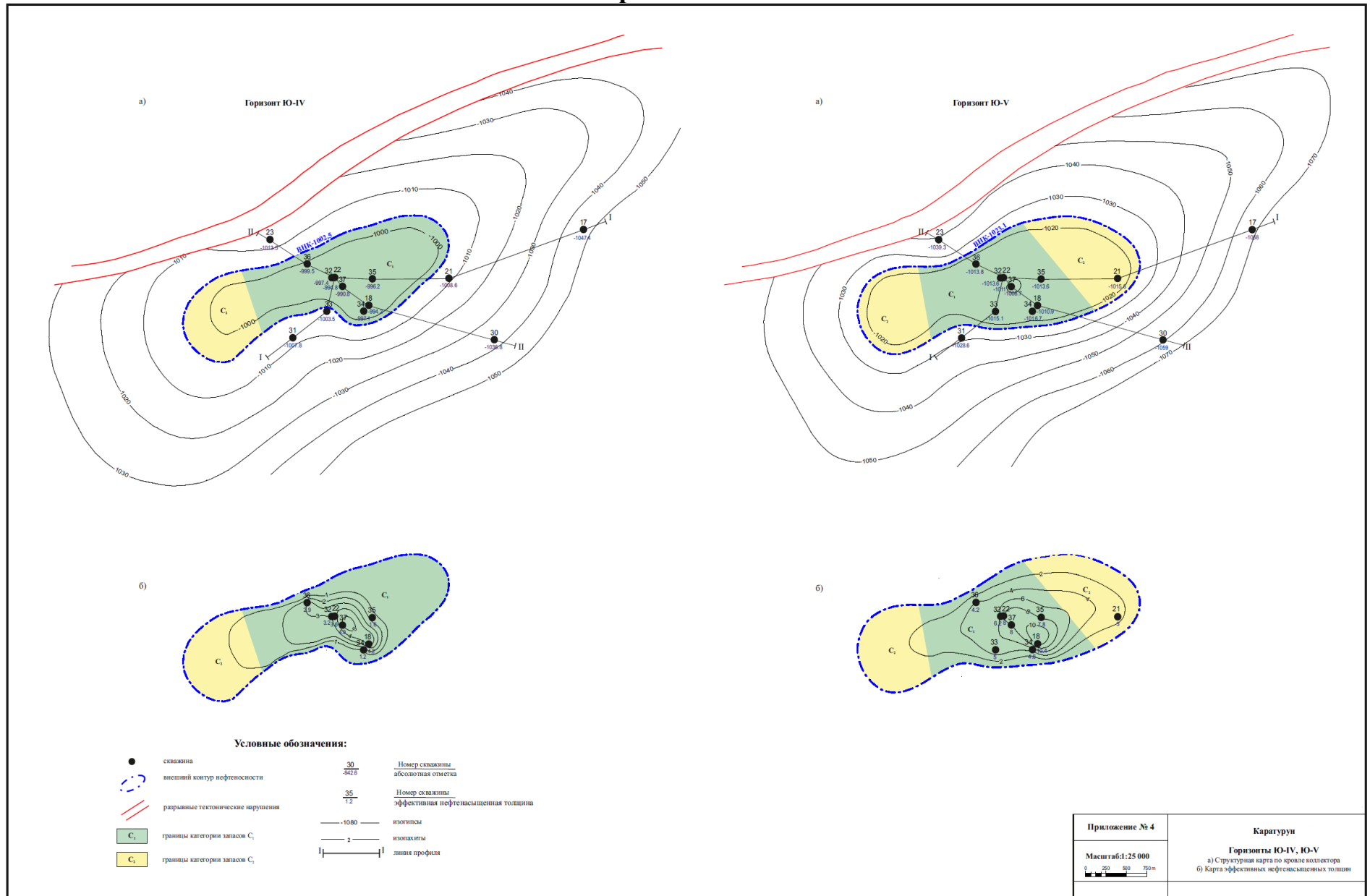
Приложение Б



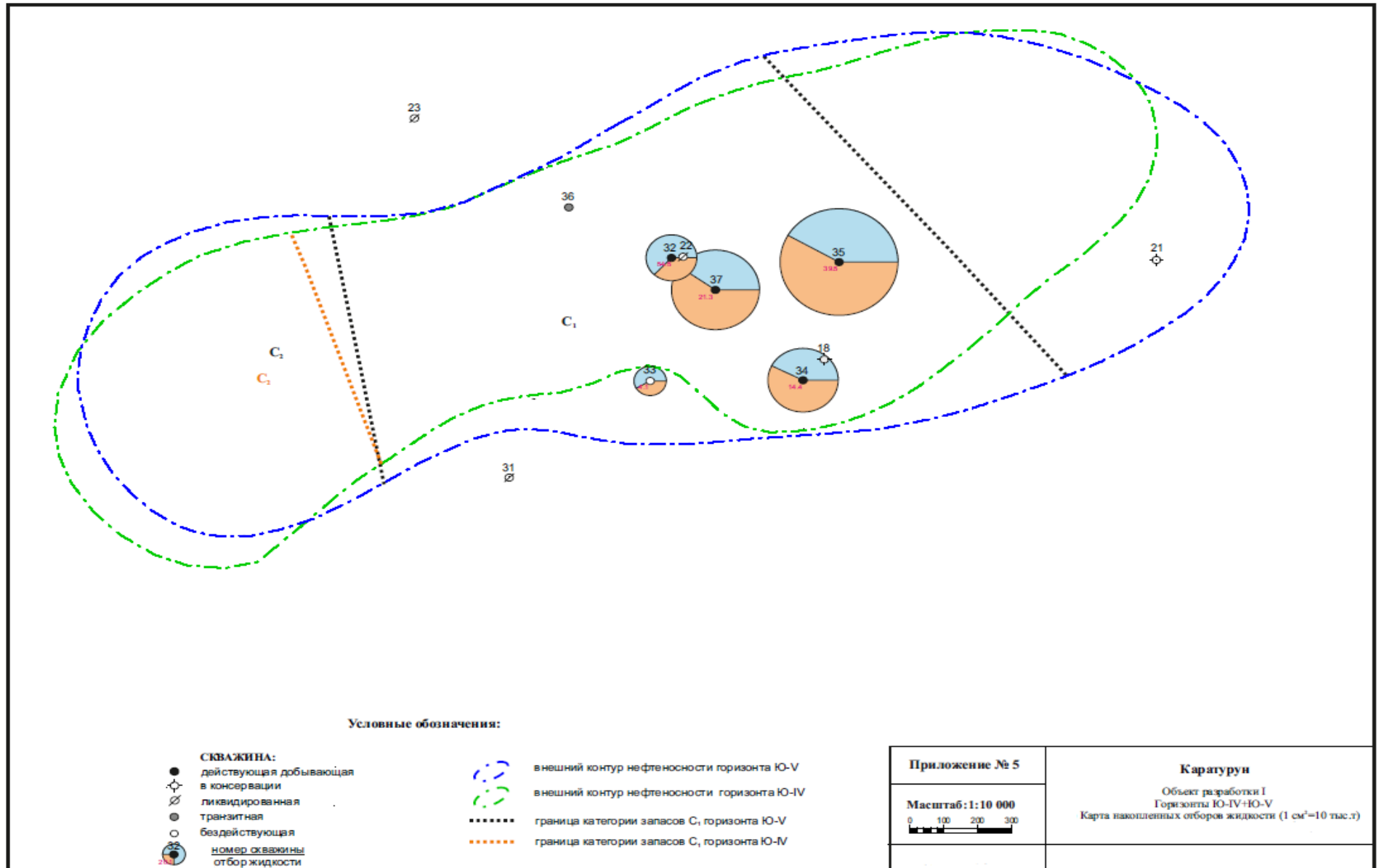
Приложение В



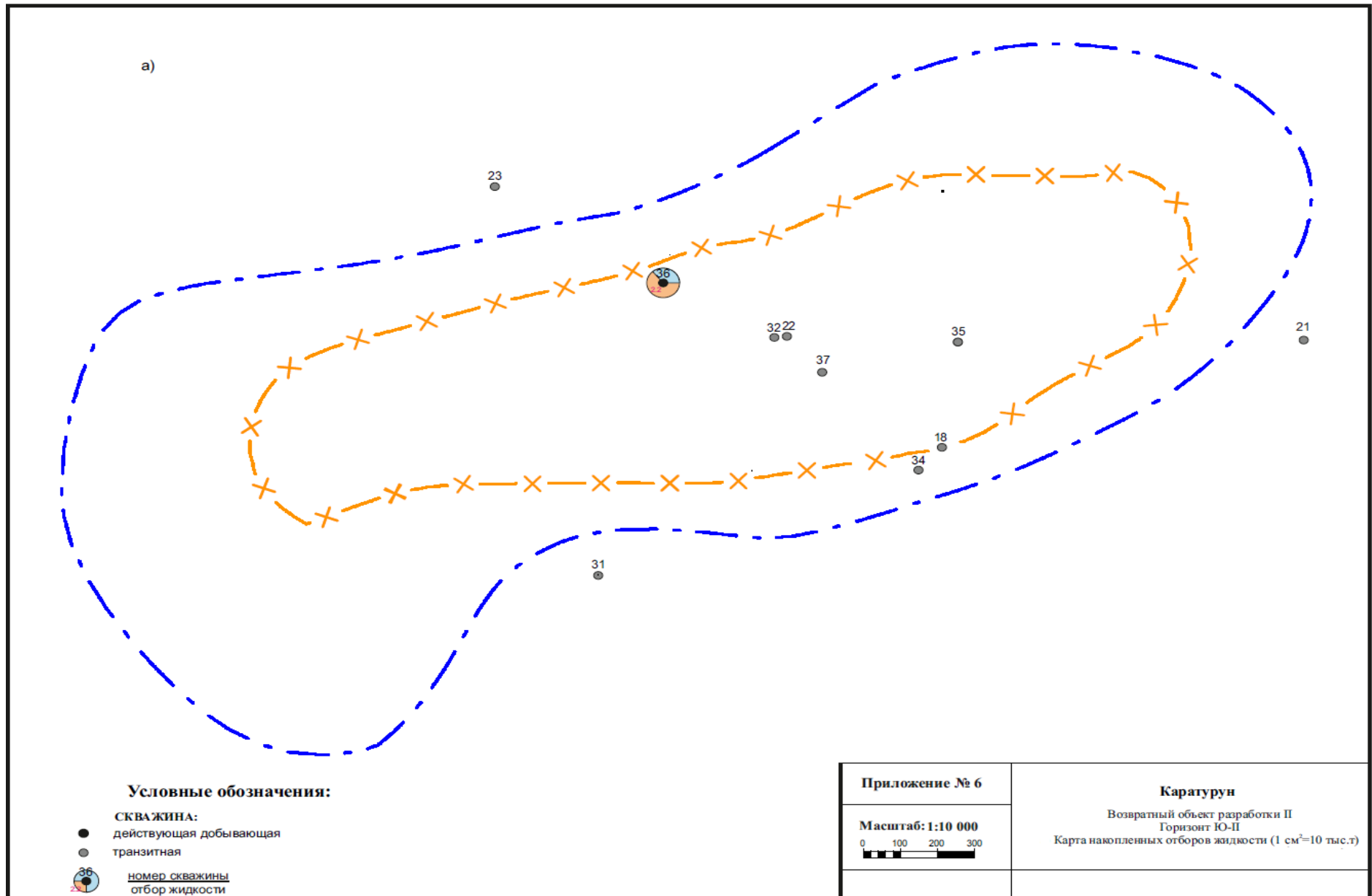
Приложение Г



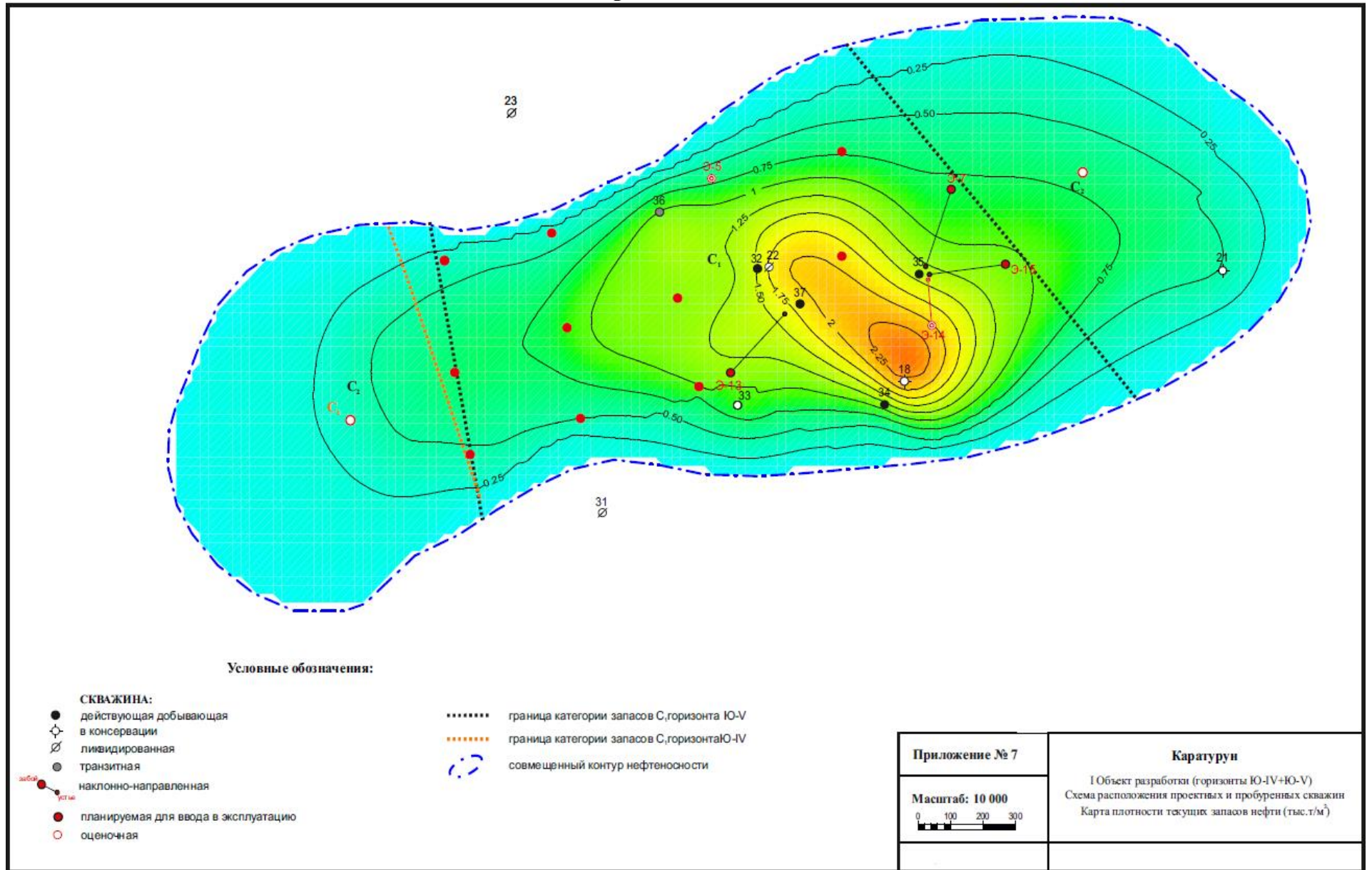
Приложение Д



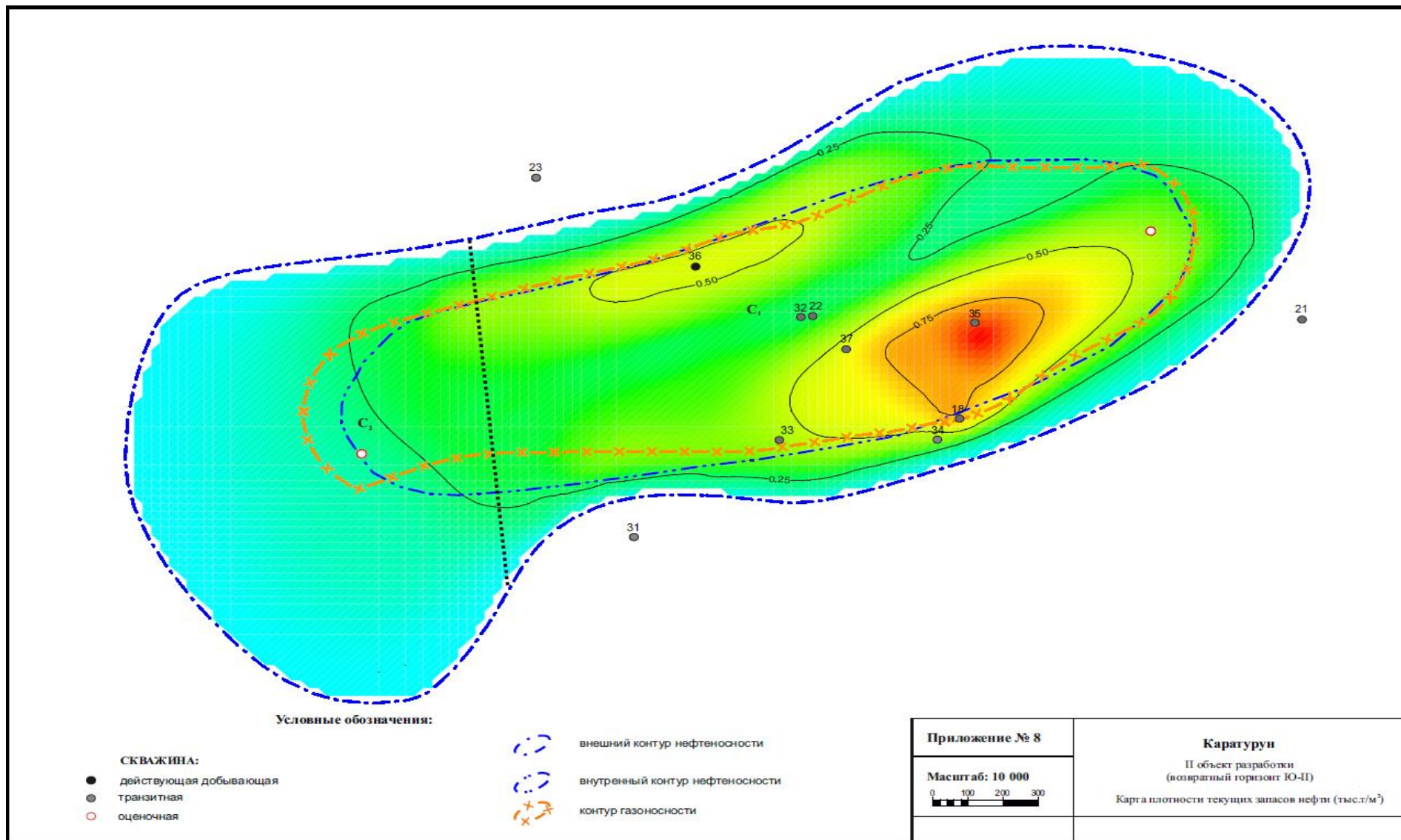
Приложение Е



Приложение Ж



Приложение 3



Приложение И

