

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на _____
дипломную работу
(наименование вида работы)
_____ Ауесхан Руслан _____
(Ф.И.О. обучающегося)
5B070800 – Нефтегазовое дело
(шифр и наименование специальности)

Тема: «Выбор и обоснование метода борьбы с парафиновыми отложениями на месторождении Кумколь»

Одним из факторов, снижающих производительность труда в нефтедобывающей промышленности, является парафинизация подъемных труб, выкидных линий, трапных установок, промысловых емкостей, а также призабойных зон скважин при добыче парафинистой нефти. В настоящее время выделяют несколько способов борьбы с отложениями парафина в нефтепромысловом оборудовании. Некоторые из этих способов в разной степени нашли применение на месторождении Кумколь.

В специальной части дипломантом был сделан гидравлический расчет промывки скважины нефтестиллятной смесью для удаления парафиноотложений.

Дипломная работа состоит из 3 основных частей. Работа выполнена с соблюдением стандартов по выполнению дипломных работ, соответствует требованиям.

Во время написания дипломной работы Ауесхан Р. продемонстрировал теоретический уровень подготовки, творчество и самостоятельность. Дипломантом были изучены текущее состояние и перспективы.

Дипломная работа Ауесхан Р. рекомендуется к публичной защите, а дипломант заслуживает присвоения квалификации - бакалавр по специальности 5B070800-Нефтегазовое дело.

Научный руководитель

д-р техн. наук, ассоц. профессор кафедры «НИ»

(должность, уч. степень, звание)

Молдабаева Г.Ж. Ф. И.О.

(подпись)

« 02 » 05 2019 г.



Университет:	Satbayev University
Название:	Ауесхан_антиплагиат ИДО НП (1) - Гульназ Молдабаева.doc
Автор:	Ауезхан Руслан
Координатор:	Александр Логвиненко
Дата отчета:	2019-04-30 19:25:11
Коэффициент подобия № 1:	6,6%
Коэффициент подобия № 2:	2,3%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	11 438
Число знаков:	93 478
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 42

>> Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ https://otherreferats.allbest.ru/geology/00147280_0.html		144
2	URL_ https://otherreferats.allbest.ru/geology/00147280_0.html		67
3	URL_ https://studfiles.net/preview/2038569/		55
4	URL_ https://otherreferats.allbest.ru/geology/00147280_0.html		22
5	Расчет электроосвещения учебных аудиторий с использованием DIALUX.docx Satbayev University (И_И_В_Т)	Жайыкбай Бекзат	16
6	Расчет электроосвещения учебных аудиторий с использованием DIALUX.docx Satbayev University (И_И_В_Т)	Жайыкбай Бекзат	16
7	Расчет электроосвещения учебных аудиторий с использованием DIALUX.docx Satbayev University (И_И_В_Т)	Жайыкбай Бекзат	16

8	URL_ https://stud.kz/ru/referat/show/32489	16
9	URL_ https://studfiles.net/preview/2038569/	16
10	URL_ https://stud.kz/ru/referat/show/32489	14

>>

Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks

1

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	Расчет электроосвещения учебных аудиторий с использованием DIALUX.docx <i>Satbayev University (И_И_В_Т)</i>	Жайыкбай Бекзат	59 (5)
2	Акышева А.М.doc <i>Satbayev University (И_ЭиБ)</i>	Акышева А.М.	19 (2)

>>

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	Геол.-промысловый анализ гор-та IVcde Б-С-Р мест- ния Вып.раб Мурадлы Аловсат_2016_11.docx <i>Azerbaijan State University of Oil and Industry (ASUOI) (Neft-qaz geologiyasi)</i>	Мурадлы Аловсат	28 (3)

>>

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_ https://otherreferats.allbest.ru/geology/00147280_0.html	238 (4)
2	URL_ https://belreferatov.net/borba-s-parafinom-v-usloviyax-ngdu-leninogorskneft/	116 (19)
3	URL_ http://gm3d.ru/referaty_po_geologii/diplomnaya_rabota_vybor_i_raschet.html	103 (11)
4	URL_ https://studfiles.net/preview/2038569/	71 (2)
5	URL_ https://stud.kz/ru/referat/show/32489	37 (3)
6	URL_ http://www.sbnt.ru/files/programpermkrai.doc	24 (4)
7	URL_ https://stud.kz/referat/show/31109	21 (2)
8	URL_ https://www.rms-kz.com/course/industrial-safety-requirements-for-design-and-safe-operation-of-steam-and-hot-water-boilers/	19 (2)
9	URL_ http://stud.wiki/geology/3c0b65625b3bc69b5c53b89421206d37_0.html	10 (1)
10	URL_ http://kzbydocs.com/docs/355/index-71422-2.html?page=63	8 (1)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного образования

Кафедра «Нефтяная Инженерия»

Ауесхан Руслан

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломной работе

Выбор и обоснование метода борьбы с парафиновыми отложениями на
месторождении Кумколь

специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический университет
имени К.И. Сатпаева

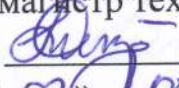
Институт дистанционного образования

Кафедра «Нефтяная Инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой НИ

магистр техн.наук

 М.К.Сыздыков
« 02 » 05 2019 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломной работе

на тему: «Выбор и обоснование метода борьбы с парафиновыми отложениями
на месторождении Кумколь»
по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Выполнил:

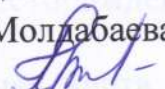


Ауесхан Р.

Научный руководитель:

докт. техн.наук, ассоц. проф.

Моллабаева Г.Ж.



« 02 » 05 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

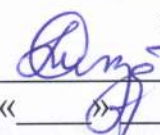
Казахский Национальный Исследовательский Технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного образования

Кафедра «Нефтяная Инженерия»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой НИ
магистр техн.наук

 М.К.Сыздыков
«17» 12 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающийся Ауесхан Руслан.

Тема: Выбор и обоснование метода борьбы с парафиновыми отложениями на месторождении Кумколь

Утвержденная заведующим кафедрой № 497-П

Срок сдачи законченного проекта «20» 12 2019 г.

Исходные данные к дипломной работе: геологическая характеристика месторождения, показатели разработки месторождения, проектные и производственные отчеты научно-исследовательских институтов и компании Кумколь.

Перечень подлежащих разработке в дипломной работе вопросов или краткое содержание дипломной работы

- а) Геология месторождения, технико-технологические показатели разработки, экономические показатели разработки, охрана труда и окружающей среды
- б) Обоснование эксплуатационных объектов и эффективных мероприятий по борьбы с парафиновыми отложениями на месторождении Кумколь.

Перечень графического материала: обзорная карта, геологический профиль, структурная карта, схема расположения пробуренных скважин, карта текущих отборов нефти и закачки газа, карта изобар, таблица динамики годовой и накопленной добычи нефти по участкам залежи, схема расположения технологического оборудования, таблица к экономической части.

Рекомендуемая основная литература: собрана 15 источников

ГРАФИК

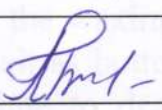
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю	Примечание
Геологическая часть	05.02 - 13.02	
Технологическая часть	01.03 - 29.03	
Специальная часть	01.04 - 25.04	

ПОДПИСИ

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу
с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование раздела	Научный руководитель, консультанты, Ф.И.О. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	докт. техн. наук, ассоц. проф. Молдабаева Г.Ж.	05.02	
Технологическая часть	докт. техн. наук, ассоц. проф. Молдабаева Г.Ж.	20.02	
Специальная часть	докт. техн. наук, ассоц. проф. Молдабаева Г.Ж.	01.03	
Нормоконтролер	докт. техн. наук, ассоц. проф. Молдабаева Г.Ж.	22.04	

Научный руководитель  Молдабаева Г.Ж

Задание принял к исполнению обучающийся  Ауесхан Руслан

Дата « 02 » 05 2019 г.

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе представлено геологическое строение месторождения Кумколь, состояние разработки, описание системы сбора и описание технологического процесса подготовки скважинной продукции. Одним из факторов, снижающих производительность труда в нефтедобывающей промышленности, является парафинизация подъемных труб, выкидных линий, трапных установок, промысловых емкостей, а также призабойных зон скважин при добыче парафинистой нефти. В настоящее время для борьбы с парафинами в скважинном и нефтепромысловом оборудовании широко применяются механические, химические, тепловые, а также новые способы. Мною был проведен расчет по теме дипломной работы, а именно гидравлический расчет промывки скважины нефтестиллятной смесью для удаления парафиноотложений.

Дипломдық жұмыста Құмкөл кен орнының геологиялық құрылымы, игеру жағдайы, жинау жүйесінің сипаттамасы және ұңғымалық өнімді дайындаудың технологиялық процесінің сипаттамасы ұсынылған. Мұнай өндіру өнеркәсібінде еңбек өнімділігін төмендететін факторлардың бірі көтергіш құбырларды парафиндеу, шығару желілерін, трап кондырғыларын, кәсіптік сыйымдылықтарды, сондай-ақ түп маңы аймағындағы ұңғымадан парафинді мұнай өндіру болып табылады. Қазіргі уақытта ұңғымадан және мұнай кәсіпшілік жабдықтарында парафиндермен күресу үшін механикалық, химиялық, жылу, сондай-ақ жаңа әдістер кеңінен қолданылады. Менің тарыпымнан дипломдық жұмыста есептеулер жүргізілді, атап айтқанда парафин шөгінділерін жою үшін ұңғыманы мұнайдистиллятты қоспамен шаюды гидравликалық есептеу.

In a research paper submitted to the geological structure of the Kumkol field, development, description of the collection and description of the technological process of preparation of borehole products. One of the factors that reduce productivity in the oil industry, is the waxing of lifting pipes, flow lines, floor drain installations, fishing vessels, as well as bottom-hole zone wells for the extraction of oil parafinistoj. At the present time to deal with the skvazhinnom and paraffins oilfield equipment widely used mechanical, chemical, thermal, and new ways. Me was calculated on the theme of diploma work, namely hydraulic calculation of washover neftedistilljatnoj mixture of parafinootlozhenij remover.

	ВВЕДЕНИЕ	7
1	Геологическая часть	8
2	Технологическая часть	9
2.1	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	11
3	Анализ применяемых методов борьбы с отложениями парафина на месторождении Кумколь	18
3.1	Гидравлический расчет промывки скважины нефтестиллятной смесью для удаления парафиноотложений	22
3.2	Расчет с использованием компьютерных программ	26
3.3	Расчет экономической эффективности обработки скважины нефтестиллятной смесью	27
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	31
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	32
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Обзорная карта месторождения Кумколь	
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Геологический профиль по линии	
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Структурная карта по кровле пласта	
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Карта текущих отборов	

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня Республика Казахстан является одной из крупных нефтедобывающих стран мира, занимающая по объему разведанных запасов нефти тринадцатое место, газу и конденсату – пятнадцатое, по уровню добычи нефти – двадцать восьмое место.

По разведанным запасам и уровню добычи нефти среди стран СНГ Казахстан прочно занимает второе место, а по запасам газа и конденсата – четвертое место.

Месторождение Кумколь находится на юго-востоке Карагандинской области в Улутауском районе, земли которого переданы в долгосрочное пользование Кызылординской области.

Сейчас месторождение Кумколь находится на четвертом этапе промышленной разработки. Четвертая стадия - завершающая характеризуется:

- малыми, медленно снижающимися темпами отбора нефти
- большими темпами отбора жидкости
- высокой медленно возрастающей обводненностью продукции
- более резким, чем на третьей стадии, уменьшением действующего фонда скважин из-за обводнения

Для поддержания эксплуатационного фонда скважины в работоспособном состоянии на четвертом этапе промышленной разработки борьба с осложнениями является одной из мер повышения его работоспособности.

1 Геологическая часть

В Арысском прогибе Южно-Тургайской впадины к настоящему времени открыто 14 месторождений нефти и газа. Одно из них крупное нефтяное месторождение Кумколь введено в эксплуатацию, а ряд месторождений (Майбулак, Арысум, Акшабулак, Южный Кумколь, Нуралы, Кызыл-Кия и др.) закончены разведкой и подготовлены к разработке.

В Арысском прогибе залежи нефти и газа открыты в среднеюрских, нижненеокомских и верхненеокомских отложениях. Не исключается и промышленная нефтегазоносность нижнеюрского комплекса, чему способствует наличие коллекторов в этой части разреза и нефтегазопроявления по ряду скважин.

По стратиграфической приуроченности выявленных в Арысском прогибе нефтегазовых залежей можно выделить два нефтегазоносных комплекса: меловой и юрский. Каждый в свою очередь, состоит из подкомплексов. Меловой включает два: нижнеокомский и верхненеокомский, а юрский разделяется на три подкомплекса: нижний, объединяющий сазымбайскую и айбалинскую свиты; средний, представленный образованиями даульской и карагансайской подсвит и верхний, включающий кумкольскую и акшибулакскую подсвиты.

На месторождении Кумколь установлена промышленная нефтегазоносность нижненеокомского и верхнеюрского подкомплексов.

К горизонту Ю-IV приурочена газонефтяная залежь. Тип залежи пластово-массивный, сводовый, стратиграфически и литологически экранированный. Коллектора горизонтов представлены песчаниками толщиной от 2 до 6 м чередующимися пластами глин и аргиллитов. Газонефтяной контакт отбивается на отметке -1179 м, водонефтяной в интервале отметок от -1194 до -1198 м. Высота нефтяной залежи 18 м, газовой части -24 м. За счет уточнения геологического строения залежи площадь нефтеносности сократилась за счет появления в районе скважин 401,431 зон отсутствия коллекторов.

2 Технологическая часть

Месторождение Кумколь находится на четвертом этапе промышленной разработки, характеризующийся форсированным отбором жидкости, разбуриванием и вводом в эксплуатацию новых добывающих и нагнетательных скважин.

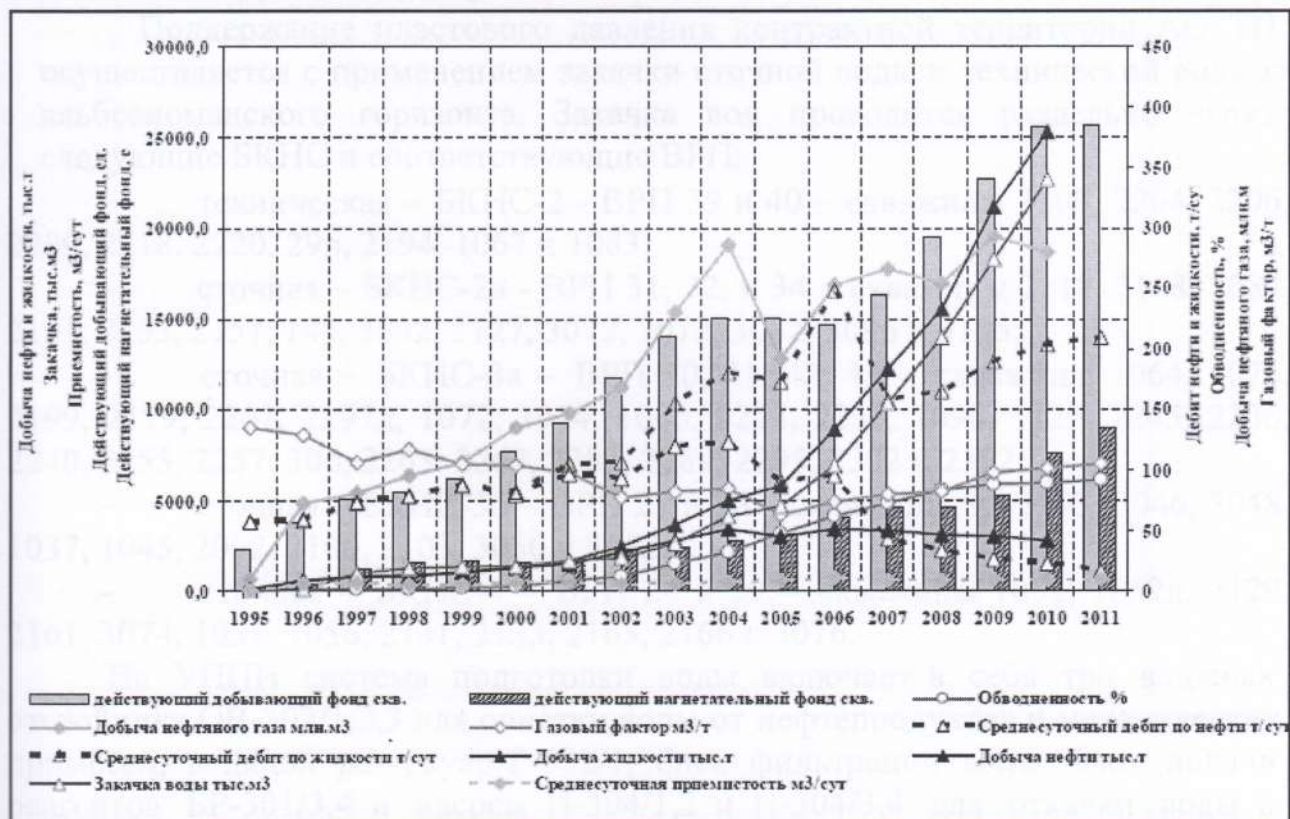


Рисунок 2.1 Месторождение Кумколь. Территория АО ТП. График разработки

На месторождении Кумколь прирост фонда добывающих скважин происходит за счет бурения. По состоянию на 01.07.11 на месторождении Кумколь всего пробурено 926 скважин, из них 593 добывающие, 212 нагнетательные, 77 контрольных, 32 водозаборные, в консервации 3 и 10 ликвидированных. Фактическая добыча нефти за первое полугодие 2011 г, на месторождении Кумколь добыли 1468 тыс.т нефти, при средней обводненности 93 %. Потери в добыче нефти из-за остановки скважин при нормальном коэффициенте эксплуатации 0.96 составили 360 тыс. тонн, а потери рабочего времени скважин 4670 скв/ дней. Удельная численность работников по обслуживанию одной скважины уменьшилось на 0.1 скв/чел, что объясняется ростом числа скважин по сравнению с ростом числа обслуживающего персонала [1-3].

Прирост месячных отборов происходит за счет ввода в эксплуатацию новых скважин.

Для осуществления оптимального варианта разработки месторождения Кумколь наиболее приемлемым методом нефтевытеснения является поддержание пластового давления посредством закачки воды в пласт. Текущая система ППД предусматривает применение в качестве рабочего агента сточную нефтепромысловую воду и альбсеноманскую воду с технического водозабора.

АО «Тургай Петролеум»

Поддержание пластового давления контрактной территории АО ТП осуществляется с применением закачки сточной воды и технической воды с альбсеноманского горизонта. Закачка вод проводится отдельно через следующие БКНС и соответствующие ВРП:

- техническая – БКНС-2 - ВРП 39 и 40 – скважины 3200, 2204, 2206, 2209, 2218, 2220, 29р, 2194, 1067 и 1083;
- сточная – БКНС-2а - ВРП 31, 32, и 34 – скважины 2119, 2168, 3089, 2151, 2153, 2157, 14р, 3092, 2127, 3072, 3072, 3082, 3096 и 3105;
- сточная – БКНС-3а – ВРП 10, 41, 42, 43 – скважины 1064, 1076, 2199, 2179, 2201, 2197д, 1072, 1074, 1080, 2228, 2232, 1090, 1126, 2245, 2236, 2240, 2255, 2257, 30р, 2265, 2267, 2283, 2289, 2295, 2302 и 2392;
- сточная – БКНС-3б – ВРП 25 и 26 – скважины 8р, 3033, 3046, 3048, 1037, 1045, 2092, 2100, 2103, 3050 и 3052;
- сточная – БКНС-4 – ВРП 28 и 29 – скважины 1052, 1052д, 2129, 2161, 3074, 1051, 1056, 2131, 2133, 2163, 2166 и 3076.

На УППН система подготовки воды включает в себя три водяных отстойника ОВ-302/1,2,3 для очистки воды от нефтепродуктов и механических примесей, водяной резервуар Р-302/1, блок фильтрации воды, блок подачи реагентов БР-301/3,4 и насосы Н-304/1,2 и Н-304/3,4 для откачки воды в систему ППД через БКНС-3. Производительность одного нагнетательного насоса БКНС-3б и 3в составляет 125 м³/час с давлением на выходе 13.0 МПа и температурой 51°С, а БКНС-3а 63 м³/час и давлением 13.0 МПа.

Добыча нефти на месторождении проводится фонтанным и механизированным способами (7 скважин эксплуатируются фонтанным способом, 431 скважина - механизированным способом). Для подъема продукции на поверхность при механизированном способе добычи в 42 скважинах (9.8%) применяются скважинные штанговые насосные установки (СШНУ), в 130 скважинах (30.2%) - винтовые штанговые насосные установки (ВШНУ) и установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) применяются в 363 скважинах (60%).

Эксплуатация скважин на месторождении Кумколь ведется с осложнениями, основными из которых являются пескопроявления, солеотложения, высокая обводненность продукции, влияние газа, отложения парафина и асфальто-смолистых веществ на устьевом и внутрискважинном оборудовании [10 -15].

Эксплуатация скважин штанговыми глубинно-насосными установками (СШНУ)

2.1 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Парафиноотложения

При снижении температуры нефти до точки выпадения первых кристаллов парафина начинается процесс парафинизации лифтовых труб. Однако необратимый процесс в последующем уже не будет осуществляться по линейным законам. Поскольку для плавления парафина требуется поглощение тепла парафином, то и обратный процесс - кристаллизация парафина будет происходить с выделением тепла. Это тепло, выделяемое постоянно в процессе кристаллизации парафина учитывается в коэффициенте теплоемкости нефти, который для нефти с содержанием парафина до 12% будет равен $2.5 \text{ Вт} \times \text{с} / \text{кг} \times \text{К}$.

Температура выпадения первых кристаллов парафина на скважинах 2278, 2102 составляет 9.8°C и 10.4°C . Можно предположить, что зарождение первых центров кристаллизации, их рост и осаждение мелких кристаллов на поверхности оборудования скважин начинается на глубине 24-25 м. На рисунке 2.2 показано начало кристаллизации парафина [4-11].



Рисунок 2.2 Начало кристаллизации парафина

Предполагаемая возможность выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности подземного оборудования подтверждается анализом промыслового материала.

Методы очистки скважин и промыслового оборудования с использованием тепловых методов (горячая нефть и горячая вода) получили наибольшее распространение на месторождении. Сущность способа заключается в нагнетании нагретого до $70-90^\circ\text{C}$ теплоносителя в затрубное пространство скважины промывочным агрегатом. Расход теплоносителя на одну операцию соответствует $10-18 \text{ м}^3$. Продолжительность промывки составляет 2-3 часа.

Солеотложения

Процессы отложения солей в пласте, в скважинах, в промышленном оборудовании осложняют добычу нефти, приводят к ее потерям, к авариям, к простоям оборудования.

Главным источником выделения соли является вода, добываемая совместно с нефтью. Процесс солеотложения непосредственно связан со значительным перенасыщением водной среды трудно растворимыми солями за счет изменения физико-химических параметров системы добычи нефти (температуры, давления, выделения газа, концентрации осадкообразующих ионов).

На месторождении Кумколь с целью предотвращения отложения слей в подземном и наземном оборудовании применяется ингибитор солеотложений SCW-85640 фирмы Бейкер-Петролайт.

Изоляция водопритока

В процессе разработки месторождения Кумколь (АО ТП), проблема ограничения водопритоков в добывающие скважины становится все более актуальной. Работа большего числа скважин из-за высокой обводненности является нерентабельной, такие скважины активно пополняют бездействующий фонд.

На месторождении из 217 скважин добывающего фонда с высокой обводненностью 80% и более работают 102 скважины, проведены ремонтно-изоляционные работы в 43 добывающих скважинах.

Усредненные параметры дегазированной нефти по объектам разработки различаются незначительно. Нефть месторождения Кумколь относится к легким, высокопарафинистым, смолистым и малосернистым.

Методы борьбы с парафиноотложениями

Одним из факторов, снижающих производительность труда в нефтедобывающей промышленности, является парафинизация подъемных труб, выкидных линий, трапных установок, промышленных емкостей, а также призабойных зон скважин при добыче парафинистой нефти.

В этих условиях невозможна нормальная эксплуатация скважин без проведения работ по депарафинизации.

Решение проблемы полной депарафинизации промышленного оборудования позволит обеспечить резкое повышение производительности труда и дополнительный прирост добываемого сырья.

В настоящее время для борьбы с парафинами в скважинном и нефтепромысловом оборудовании широко применяются механические, химические, тепловые, а также новые способы, среди которых использование методов лакокрасочных покрытий трубы, применение магнитных полей, акустики, вибровоздействия [7-15].

1. Механический метод. Группа механических методов борьбы с парафином заключается в периодическом соскабливании его с поверхности НКТ. Для этой цели была создана целая гамма скребков различной конфигурации постоянного и переменного сечения, опускаемых в НКТ на

проволоке специальной лебедкой. Созданы скребки, укрепляемые на штангах, известны «летающие» скребки и скребки-центраторы.

Скребки переменного сечения были выполнены так, что при движении вниз они уменьшают свой диаметр, что обеспечивает им свободный проход даже при наличии на стенках труб отложений парафина. При подъеме скребка один из ножей под действием сил, мешающих движению вверх (наличие парафиновых отложений) перемещается вниз, увеличивая режущий диаметр ножей, и срезает отложившиеся асфальто-смолистые вещества.

АДУ — автоматическая депарафинизационная установка, осуществляющая подъем и спуск скребка в скважину. Одной из конструкций, получивших широкое применение в свое время, являлась установка АДУ-3. Ими оснащались фонтанные и скважины, эксплуатируемые УЭЦН.

Дальнейшим усовершенствованием методов борьбы с парафином было применение летающих скребков конструкции УфНИИ. Принцип действия их состоял в том, что они оснащались ножами-крыльями, складывающимися при движении вниз и раскрывающимися при движении вверх.

Летающие скребки получили ограниченное применение из-за ряда осложнений. К ним относились постоянные остановки скребков из-за заклинивания в парафиновых отложениях, стыках труб или искривлениях колонны, избежать которых было практически невозможно.

Скребки для скважин, эксплуатируемых УШГН, могут выполняться фигурными или пластинчатыми. На каждой штанге укрепляется до 8 скребков. Существенным недостатком пластинчатых скребков является способ их крепления. Он состоит в приварке пластины к хомуту, охватывающему штангу. При этом предполагается, что сварка не повредит штангу, а удерживаться пластина в заданном месте будет за счет деформации хомута при охлаждении.

К недостаткам механической очистки подъемных труб от парафина следует отнести то, что у каждой скважины приходится иметь дополнительное оборудование, которое необходимо обслуживать и которое является источником дополнительных неполадок при эксплуатации скважин (обрыв проволоки, выход из строя отдельных узлов). Ведь в результате обрыва проволоки скребок остаётся в трубах. Для его извлечения приходится поднимать трубы, что ведёт к остановкам скважин и потерям в добыче нефти. Также к недостаткам следует отнести и то, что применение скребков решает задачу борьбы с АСПО только в подъемных трубах, в то время как снижение дебита скважины имеет место также из-за отложений в выкидной линии.

Как метод предотвращения АСПО следует отдельно выделить применение гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали. При перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах НКТ подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Стеклоанное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. Последнее приводит к образованию стеклянных

пробок в колонне НКТ и заклиниванию насосов. Кроме того, технология нанесения стеклянных и эмалевых покрытий предполагает нагрев труб до 700-800 °С, что вызывает необратимые процессы в структуре металла и расплавление вершин резьб.

На промыслах ОАО "Оренбургнефть" были опробованы НКТ с покрытиями из бакелитового лака, бакелито-эпоксидной композиции, эпоксидного лака и стеклоэмали. Недостаточные термо- и морозостойкость эпоксидных смол являются сдерживающим фактором их широкого применения. С этих позиций лучшими могут считаться НКТ, футерованные стеклоэмалью. Прочность и адгезия эмали высоки. Сколы в процессе спускоподъемных операций и транспортировки не наблюдаются.

Большое сопротивление истиранию, низкие тепло- и электропроводность открывают большие перспективы внедрения труб со стеклоэмалевым покрытием в нефтедобывающей промышленности.

2. Химический метод. Химическим методом является доставка химического реагента (различного рода растворителей) в насосно-компрессорные трубы и реагирования его с парафинами, активно воздействующие на парафин – ингибиторы парафинообразования. Среди них можно выделить несколько классов:

- 1) смачиватели создают на оборудовании защитную гидрофильную пленку, препятствующую прилипанию кристаллов парафина;
- 2) диспергаторы стимулируют взвешенное состояние кристаллов;
- 3) модификаторы взаимодействуют с кристаллами парафина и диспергируют их.

Добавки в поток химических реагентов способствует повышению дисперсности частиц парафина в нефти. Такими реагентами могут быть нефтерастворимые ПАВ, образующие на поверхности оборудования гидрофильную пленку, препятствуют отложению и адгезии кристаллов парафина к поверхности. Растворители применяются в таких количествах, которые обеспечивают предупреждение кристаллизации парафина или полное удаление образовавшихся отложений. Вещества типа диспергаторов, адсорбируются на кристаллах парафина и способствуют сохранению этих кристаллов в объеме нефти в мелкодисперсном состоянии и этим снижается интенсивность формирования отложений.

Учитывая высокую стоимость химических реагентов, особенно импортных, повсеместно применение этого способа вряд ли можно считать оправданным.

При дозирования в затрубное пространство реагент, проходя слой эмульгированной нефти, к приему насосов или башмаку труб поступает лишенным активности. С целью достижения эффекта приходится намеренно увеличивать дозу реагента, что снижает экономичность дозатора.

Следует иметь в виду еще один фактор: многие реагенты при снижении температуры окружающей среды увеличивают вязкость, а в зимнее время – замерзают. Это затрудняет операции с ними.

3. Тепловой метод. К тепловым методам относят закачку в пласт нагретого жидкого теплоносителя (нефть, газولين, керосин, дизельное топливо, вода), циклическую паротепловую, электротепловую, термокислотную обработки, электромагнитные и термоакустические воздействия. Применяется данный способ в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина, смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъёмных трубах и в призабойной зоне. При возобновлении эксплуатации эти вещества выносятся вместе с нефтью на поверхность. Скважины, снизившие дебит из-за парафинизации призабойной зоны, большей частью восстанавливают его после тепловой обработки скважин. Тепловую обработку проводят двумя способами: не прекращая эксплуатации или с остановкой работы скважины. При непрерывной работе глубинного насоса горячую жидкость закачивают через затрубное пространство. Из остановленной скважины перед закачкой извлекается насос, в кровле продуктивного пласта устанавливается пакер, после чего теплоноситель закачивается по трубам и продавливается в призабойную зону. Затем пакер вынимается, опускается насос и возобновляется эксплуатация скважины. При тепловой обработке скважин используются передвижные парогенераторные установки для депарафинизации насосно-компрессорных труб в скважинах и выкидных линиях.

Электротепловая обработка применяется на месторождениях высоковязких (свыше 50 МПа·с) или парафинистых (свыше 3% парафина) нефтей, расположенных на глубине до 2000 м (ограничение по глубине связано с ростом энергетических потерь в подводящем кабеле). Заключается в периодическом либо постоянном прогреве продуктивного пласта из скважины глубинными электронагревателями мощностью 15-100 кВт. При периодическом прогреве после остановки скважины и извлечения глубинно-насосного оборудования на кабель-тросе в интервал продуктивного пласта спускают трубчатый электронагреватель и прогревают пласт 3-7 суток, затем извлекают электронагреватель и возобновляют эксплуатацию пласта. Постоянная электротепловая обработка проводится одновременно с эксплуатацией скважины при начальных пластовых температурах до 60°C. Её используют главным образом для постоянного снижения вязкости нефти в процессе эксплуатации.

Термокислотная обработка применяется преимущественно в призабойных зонах с продуктивными карбонатными коллекторами. Комплексный способ включает тепловую обработку, основанную на экзотермической реакции закачиваемой соляной кислоты с магнием или его сплавами, и обычную кислотную обработку. Количество кислоты и спускаемого в скважину в виде стружки магния рассчитывается так, чтобы окончательная температура раствора после реакции была 75-90°C.

Электромагнитное воздействие на призабойную зону проводят на месторождениях битума, вязких и парафинистых нефтей, скважины которых

эксплуатируются с открытыми забоями. Метод основан на использовании внутренних источников тепла, возникающих при воздействии на пласт высокочастотного электромагнитного поля (диапазон частот 13-80 МГц). Комплекс используемой аппаратуры состоит из наземного высокочастотного электромагнитного генератора мощностью до 60 кВт и спускаемого в скважину электромагнитного излучателя. Зона воздействия определяется способом создания (в одной скважине или между несколькими), напряжённостью и частотой электромагнитного поля, а также электрическими свойствами пласта. В отличие от электротепловой обработки глубинным электронагревателем распределение температур в пласте мало зависит от величины притока жидкости в скважину. Помимо тепловых эффектов электромагнитное воздействие приводит к деэмульсации нефти, снижению температуры начала кристаллизации парафина и появлению дополнительных градиентов давления за счёт силового воздействия электромагнитного поля на пластовую жидкость.

Термоакустическое воздействие применяется на месторождениях, где проницаемость снижена из-за отложений парафино-смолистых веществ, а также проникновения в призабойную зону воды, глинистого раствора, образования гидратов углеводородных газов и др. Метод основан на совместном облучении призабойной зоны тепловым и акустическими полями, для чего в скважину спускают термоакустический излучатель, соединённый кабель-тросом с наземным ультразвуковым генератором мощностью 4-30 кВт в диапазоне частот 5-16 кГц. Одновременное распространение этих полей в продуктивном пласте способствует многократному увеличению его эффективной теплопроводности и очистке призабойной зоны. Радиус зоны воздействия достигает 8 м. В зоне воздействия снижается вязкость нефти, разрушаются и выносятся при последующей эксплуатации отложения парафина, бурового раствора, гидратов газа и солей.

К тепловым методам относится циклическая паротепловая обработка, применяемая на месторождениях глубиной до 1000 м с высоковязкими (свыше 50 МПа·с) и (или) парафинистыми нефтями. Обработка заключается в том, что в специально оборудованную остановленную скважину по насосно-компрессорным трубам нагнетают насыщенный сухой пар в количестве от 1000 до 3000 т. Скважину герметизируют и выдерживают до полной конденсации пара в пласте, затем возобновляют эксплуатацию. Радиус прогретой зоны при этом достигает 30 м. Продолжительность остывания прогретой зоны составляет 2—3 мес.

Метод вынужденного теплопереноса осуществляют периодической закачкой теплоносителя (насыщенного пара, нагретой нефти и т. д.) в ПЗП. Радиус воздействия до 20 м.

При выборе скважины необходимо руководствоваться следующими рекомендациями. Толщина пласта должна быть более 5 м. При меньшей толщине теплопотери в кровлю и подошву будут весьма значительными, а коэффициент теплоиспользования невысок.

3. Анализ применяемых методов борьбы с отложениями парафина на месторождении Кумколь

В настоящее время выделяют несколько способов борьбы с отложениями парафина в нефтепромысловом оборудовании. Некоторые из этих способов в разной степени нашли применение на месторождении Кумколь.

Механический способ борьбы с отложениями парафина не нашел широкого применения на месторождении Кумколь. Очистка насосно-компрессорных труб от парафина с помощью механических скребков в очень ограниченном виде производилась только в период пробной эксплуатации скважин, когда промысла еще не были обустроены и не хватало технических средств для проведения других методов депарафинизации промыслового оборудования.

В настоящее время для обработки призабойной зоны и очистки подземного оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) применяются тепловые методы, в частности, технология обработки скважин горячей водой и нефтью.

Закачка горячей воды осуществляется с помощью агрегата АН-500 при температуре 60-65°C через насосно-компрессорные трубы. Эффективность такого вида обработок довольно незначительна и составляет 60-65%. Например, по скважине 5 проведено 4 обработки насосно-компрессорных труб. Дебит скважины резко увеличился после каждой обработки в среднем на 25-35 т/сутки. Однако, продолжительность работы скважины с повышенном дебитом составляет всего 2-5 суток. Это объясняется низким качеством обработок, в результате которых не происходит полного расплавления отложений парафина. Как правило, средняя температура закачиваемой воды на устье 60-70°C, в то время как для полного расплавления парафина она должна быть не менее 80°C в условиях скважины.[3-10]

На 10 добывающих скважинах ЦДНГ-1 месторождения Кумколь были проведены испытания диспергатора парафина «Прошинор АП 07» французской фирмы «СЕКА», разработанного для обработки сырой нефти.

Реагент «Прошинор АП 07» снижает рост кристаллов парафина, разрушает эмульсию, снижает температуру застывания нефти. Ингибитор закачивался в межтрубное пространство дозировочным насосом из расчета 250-300 г/т нефти. По результатам осмотра подземного оборудования установлено, что на 5-ти скважинах межочистой период в среднем составил 95,6 сут. Скорость отложения парафина составила 0,08 мм/сут. На одной скважине запарафинивание оборудования произошло за 30 суток. Две скважины не принимали реагент.

Результат работ по закачке эмульсий для очистки призабойной зоны от отложений. Результаты закачки эмульсий представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты закачки ЭКВ и ВУВЭ

Показатели	2017-2018 гг.	
	ЭКВ	ВУВЭ
Количество скважино-операций	592	529
С эффектом	196	213
Накопленная дополнительная добыча нефти, тыс.т	22,9	30,6
Дополнительная добыча на 1скв. т/сут.	1,9	2,3
Продолжительность эффекта сут.	65	54

ЭКВ (эмульсия комплексного воздействия) - прирост нефти в среднем на одну скважино-операцию составил – 1,9 т/сут, продолжительность эффекта возросла в 1,5 раза.

Накопленная дополнительная добыча увеличилась на 4,7 тыс. тонн и составила 22,9 тыс. тонн.

ВУВЭ (водно-углеводородная эмульсия) - прирост нефти в среднем на одну скважино-операцию составил 2,3 т/сут, продолжительность эффекта возросла в 1,2 раза. Накопленная дополнительная добыча увеличилась на 3,5 тыс. тонн и составила 30,6 тыс. тонн. Учитывая количество скважин на месторождении Кумколь и высокую стоимость химических реагентов применение химического способа нецелесообразно. Таким образом, тепловой метод остается наиболее эффективным на месторождении Кумколь.

В качестве метода борьбы с АСПО используются промывки различного типа (дистиллятом, дистиллятом в комбинации с нефтью, горячей нефтью). Содержание нефти в растворе при этом составляет от 20 до 50 %. Выбор концентрации осуществляется технологическими службами нефтепромыслов с учетом скважинных условий.

Промывка скважин нефтесдистиллятной смесью, характеризуется относительной простотой технологии проведения обработок и доступностью промывочного раствора, в качестве которого используется смесь обезвоженной нефти и дистиллята в различных соотношениях.

Дистиллят нефтяной - получают в результате конденсации паров нефти, перегоняемой при атмосферном давлении или под вакуумом при давлении 4-6 кПа (30-45 мм рт.ст.). Нефтяные дистилляты условно делят на ряд фракций: газы, бензины, керосины, газойли и масляные фракции.

Остаток после завершения процесса перегонки (мазут и гудрон) может использоваться как сырье для вторичных процессов переработки нефти (крекинга, коксования и т.д.). Атмосферные дистилляты имеют границы кипения от 15°С до 370°С, вакуумные - от 370 °С до 600°С максимум. Выход дистиллятов отличается для разных нефтей. В среднем при атмосферной перегонке получают 50% дистиллятов от объема перерабатываемой сырой нефти, 20% составляют вакуумные дистилляты и 30% - мазуты и гудроны.

Обработка скважины НДС осуществляется по различным технологиям:

Первый вид:

1. Останавливают скважину, затем в межтрубное пространство закачивают растворитель, в объеме равном объему скважины, на глубину спущенных НКТ с одновременным выдавливанием нефти через НКТ в коллектор.

2. После заполнения растворителем кольцевого пространства и НКТ, скважину останавливают на реагирование от 4-16 часов.

3. По окончании процесса растворения, методом обратной промывки производится вытеснение дистиллята нефтью.

Второй вид:

1. Соляро-дистиллятная смесь закачивается в затрубное пространство скважины с последующим включением на циркуляцию.

2. Объем закачки определяется объемом нефтевоза 1,2 или 3 нефтевоза.

3. В зависимости от динамического уровня жидкости в скважине закачка дистиллята осуществляется двумя способами: самотеком из нефтевоза при низком динамическом уровне; закачкой насосным агрегатом при высоком динамическом уровне.

4. Заливка соляро - дистиллята осуществляется при работающем насосе.

5. После закачки дистиллята, скважину запускают на циркуляцию переключением соответствующих задвижек.

6. По истечении времени работы скважины на циркуляционном режиме переключают соответствующие задвижки и направляют поток жидкости в нефтевод.

Выяснено, что при повышении давления, растворимость парафина увеличивается. Содержание нефти в растворе НДС составляет от 20- 50 %. Выбор концентрации осуществляется технологическими службами нефтепромысла с учетом скважинных условий. Объем разовой дистиллятной обработки составляет в среднем 8-12 м³. Необходимая обвязка устья скважины должна обеспечивать создание циркуляции растворителя по схеме " НКТ-затрубное пространство — НКТ " Закачку растворителя производят при давлении 110-120 атм. вызывает коррозию и осложнения при добыче, эффективен при температуре +40 до 45° С на устье скважин.

Закачку НДС в глубинное оборудование закачивают по системе прямой и обратной циркуляции агрегатом ЦА-320 на 4-ой скорости. Промывка скважин дистиллятом или НДС осуществляется с помощью цементосмесительного агрегата ЦА-320 с применением автоцистерн АЦ-10 или автоцистерны на базе КамАЗ - 5220 емкостью 8 м³.

Агрегат смонтирован на шасси автомобиля КраЗ-257. Наибольшая подача -13,5л/с объем мерной емкости -6,4 м³, вспомогательный трубопровод длиной - 22 м.

Периодичность промывок 2-3 раза в год. Объем разовой дистиллятной обработки составляет в среднем 8 м³.

Агрегаты цементирувочные предназначены для инъектирования рабочих жидкостей, в процессе цементирования скважин при бурении и капитальном ремонте, а также во время проведения прочих промывочно-продавочных процессов на газовых и нефтяных скважинах. Также ЦА используют в местах межпластового гидравлического разрыва, при промывке песчаных пробок, опрессовке скважин и гидро-пескоструйной перфорации.

Установка такого цементирувочного агрегата как ЦА-320 монтируется на шасси Камаз и КраЗ, Урал-4320. Состав установки: монтажная база; насос высокого давления; манифольд; водоподающий блок.

Дополнительные опции: 1. Устройство подогрева гидравлической части насосов высокого давления для обеспечения работы установок при низких температурах; 2. Коллектор для обеспечения одновременной работы нескольких агрегатов при цементировании скважин и переходником Ø50 мм для подключения к приемной линии всасывающего шланга; 3. Система контроля температуры масла в картере насоса НЦ-320 с выводом информации на приборную панель автомобиля.

Таблица 3.1 - Техническая характеристика цементирувочного насоса 9Т агрегата ЦА-320М

Включенная скорость	Диаметр втулки, мм			
	100	110	115 (120)	127 (125)
I	1,4/40	1,6/35	2,7/32	2,3/24
II	2,5/32	3,0/28	3,2/26	4,3/19
III	4,8/16	5,1/15	6,0/14	8,7/10,7
IV	8,6/9	7,9/8,5	10,7/8	14,5/6

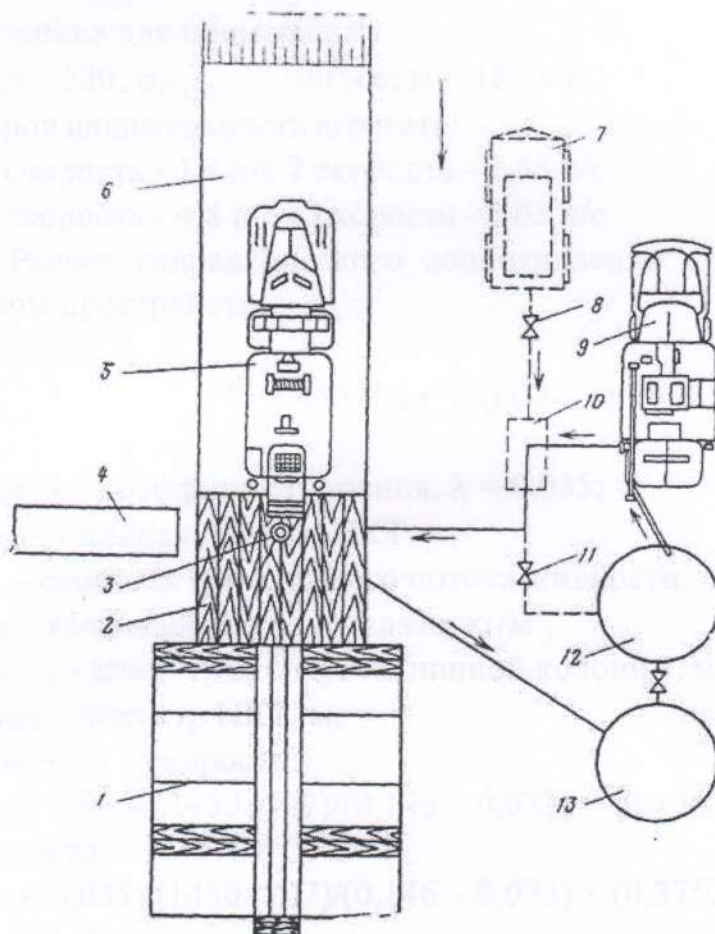


Рисунок 3. Схема размещения оборудования при промывке скважин жидкостью.

1 — мостки-стеллажи; 2 — рабочая площадка; 3 — устье скважины; 4 — балансирующий ставок-качалка; 5 — подъемная лебедка (агрегат подземного ремонта); 6 — площадка для агрегата; 8 — вентиль регулировочный, 9 — установка насосная; 11 — вентиль; 12, 13 — емкость

3.1 Гидравлический расчет промывки скважины нефтесмесью для удаления парафиноотложений

Исходные данные:

Скважина №182,

$H_{\text{забой}} = 1620 \text{ м}$

Диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{экс. к}} = 146 \text{ мм}$,

Диаметр НКТ $d_{\text{НКТ}} = 73 \text{ мм}$,

Диаметр штанг $d_{\text{шт.}} = 22 \text{ мм}$,

Плотность дистиллята $\rho_{\text{д}} = 707 \text{ кг/м}^3$,

$Q = 8 \text{ м}^3, B=0 \text{ \%}$.

Техника для промывки:

ЦА - 320; $d_{\text{поршня}} = 100 \text{ мм}$; $N = 180 \text{ л/с}$

Производительность агрегата:

1 скорость - 1,4 л/с 2 скорость - 2,55 л/с

3 скорость - 4,8 л/с 4 скорость - 8,65 л/с

1. Расчет гидравлического сопротивления при движении дистиллята в кольцевом пространстве:

$$P_1 = \lambda \times (H_{\text{НКТ}} \times \rho_{\text{д}}) / (D_{\text{экс.к}} - d_{\text{НКТ}}) \times (v_{\text{н}}^2 / 2), \text{ Па} \quad (1)$$

где: λ - коэффициент трения, $\lambda = 0,035$;

$H_{\text{НКТ}}$ - длина колонны НКТ, м;

$v_{\text{н}}$ - скорость нисходящего потока жидкости, м/с;

$\rho_{\text{д}}$ - удельный вес дистиллята, кг/м³;

$D_{\text{экс.к}}$ - диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_{\text{НКТ}}$ - диаметр НКТ, м;

При работе на 1 скорости:

$$P_1 = 0,035 \times (1450 \times 707) / (0,146 - 0,073) \times (0,17^2 / 2) = 0,0071 \times 10^6 \text{ Па};$$

на 2 скорости:

$$P_1 = 0,035 \times (1450 \times 707) / (0,146 - 0,073) \times (0,37^2 / 2) = 0,0339 \times 10^6 \text{ Па};$$

на скорости 3:

$$P_1 = 0,035 \times (1450 \times 707) / (0,146 - 0,073) \times (0,53^2 / 2) = 0,0696 \times 10^6 \text{ Па};$$

на скорости 4:

$$P_1 = 0,035 \times (1450 \times 707) / (0,146 - 0,073) \times (1,03^2 / 2) = 0,263 \times 10^6 \text{ Па}.$$

2. Гидравлическое сопротивление по уравниванию столбов жидкости в НКТ и колонне:

$$P_2 = (\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{д}}) \times g \times H_{\text{НКТ}}, \quad (2)$$

где: $\rho_{\text{н}}$ - плотность нефти.

С достаточной точностью для расчетов

$$P_2 = (820 - 707) \times 9,81 \times 1450 = 1,607 \times 10^6 \text{ Па}$$

3. Гидравлическое сопротивление в трубах НКТ:

$$P_3 = \varphi \times \lambda_{\text{НКТ}} \times H_{\text{НКТ}} \times \rho_{\text{д}} \times v_{\text{в}}^2 / [2(d_{\text{вн}} - d_{\text{шт.}})] \quad (3)$$

где: φ - коэффициент, учитывающий потери на местных сопротивлениях при движении дистиллята в НКТ, $\varphi = 1,1$;

$\lambda_{\text{НКТ}}$ - коэффициент трения в НКТ, $\lambda_{\text{НКТ}} = 0,04$;

$d_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр НКТ, м;

$d_{шт.}$ - диаметр штанг, м;

v_v - скорость восходящего потока, м/с;

на 1 скорости:

$$P_3 = 1,1 \times 0,04 \times 1450 \times 707 \times 0,4^2 / [2 \times (0,062 - 0,022)] = 0,09 \times 10^6 \text{ Па}$$

на 2 скорости

$$P_3 = 1,1 \times 0,04 \times 1450 \times 707 \times 0,8^2 / [2 \times (0,062 - 0,022)] = 0,361 \times 10^6 \text{ Па}$$

на скорости 3

$$P_3 = 1,1 \times 0,04 \times 1450 \times 707 \times 1,6^2 / [2 \times (0,062 - 0,022)] = 1,443 \times 10^6 \text{ Па}$$

на скорости 4

$$P_3 = 1,1 \times 0,04 \times 1450 \times 707 \times 2,91^2 / [2 \times (0,062 - 0,022)] = 4,775 \times 10^6 \text{ Па}$$

4. Гидравлические сопротивления на выходе агрегата ЦА-320 при обратной промывке ничтожно малы, при расчете их не используют.

5. Давление на выкиде насоса:

$$P_v = P_1 + P_2 + P_3; \quad (4)$$

На 1 скорости:

$$P_v = 0,0071 \times 10^6 + 1,607 \times 10^6 + 0,09 \times 10^6 = 1,704 \times 10^6 \text{ Па};$$

На 2 скорости:

$$P_v = 0,0339 \times 10^6 + 1,607 \times 10^6 + 0,361 \times 10^6 = 2,002 \times 10^6 \text{ Па};$$

На 3 скорости:

$$P_v = 0,0696 \times 10^6 + 1,607 \times 10^6 + 1,443 \times 10^6 = 3,120 \times 10^6 \text{ Па};$$

На 4 скорости:

$$P_v = 0,263 \times 10^6 + 1,607 \times 10^6 + 4,775 \times 10^6 = 6,645 \times 10^6 \text{ Па}.$$

6. Рассчитываем мощность насоса:

$$N = P_v \times Q / \eta, \quad (5)$$

где η - К.П.Д насоса,

$\eta = 0,65$;

на 1 скорости:

$$N = 1,704 \times 10^6 \text{ Па} \times 1,4 / 0,65 = 3,67 \text{ кВт};$$

на 2 скорости:

$$N = 1,704 \times 10^6 \text{ Па} \times 2,55 / 0,65 = 6,68 \text{ кВт};$$

на 3 скорости:

$$N = 1,704 \times 10^6 \text{ Па} \times 4,8 / 0,65 = 12,58 \text{ кВт};$$

на 4 скорости:

$$N = 1,704 \times 10^6 \text{ Па} \times 8,65 / 0,65 = 22,68 \text{ кВт}.$$

7. Использование максимальной мощности:

$$K = \frac{N \cdot 100\%}{N_{\max}}, \quad (6)$$

где максимальная мощность насоса $N_{\max} = 130$ кВт;

на 1 скорости:

$$K = 3,67 \times 100 / 130 = 2,82\%;$$

на 2 скорости:

$$K = 6,68 \times 100 / 130 = 5,14\%;$$

на 3 скорости:

$$K = 12,58 \times 100 / 130 = 9,68\%;$$

на 4 скорости:

$$K = 22,68 \times 100 / 130 = 17,45\%.$$

8. Скорость подъёма дистиллята в Н.К.Т.

$$v_{\text{п}} = v_{\text{в}} \quad (7)$$

на 1 скорости $v_{\text{п}} = 0,4$ м/с

на 2 скорости $v_{\text{п}} = 0,8$ м/с

на 3 скорости $v_{\text{п}} = 1,6$ м/с

на 4 скорости $v_{\text{п}} = 2,91$ м/с

9. Продолжительность подъёма дистиллята в НКТ с разрыхлением парафина и его выносом:

$$t = H_{\text{НКТ}} / v_{\text{п}}, \quad (8)$$

на 1 скорости:

$$t = 1450 / 0,4 = 3625 \text{ сек.} = 60,42 \text{ мин.};$$

на 2 скорости:

$$t = 1450 / 0,8 = 1812,5 \text{ сек.} = 30,21 \text{ мин.};$$

на 3 скорости:

$$t = 1450 / 1,6 = 902,25 \text{ сек.} = 15,10 \text{ мин.};$$

на 4 скорости:

$$t = 1450 / 2,91 = 498,28 \text{ сек.} = 8,30 \text{ мин.}$$

Из гидравлического расчета промывки скважины видно, что оптимальный режим работы агрегата осуществляется на 3 скорости, т.к. при этом режиме происходит наилучшее вымывание парафина с НКТ и соблюдаются технические условия безопасности работы с горючим материалом - давление выкида насоса меньше или равно 7 МПа.

Из условий наименьших гидравлических сопротивлений промывку желательно начинать на 1 скорости, производительностью 1,4 л/с, с постепенным наращиванием расхода (т.е. переходом на 2-3 скорости)

Продолжительность промывки на 3 скорости (объём 8 м³) составит 15,10 минут. При окончании промывки в обратной последовательности опускаемся до 1 скорости и заканчиваем промывку.

3.2 Расчет с использованием компьютерной программы Excel

Расчет потерь теплоты по стволу скважины при нефтестиллятной обработке [11]

Исходные данные: диаметр НКТ $d = 0,073$ м; суммарный коэффициент теплопередачи $K = 666,2$ кДж/м²Кч; средний коэффициент теплопроводности горных пород $\lambda = 1,02$ кДж/мКч; время прогрева $t = 3$ час.; потеря теплоты в породе в функции времени за время прогрева $f(\tau) = 3,78$; температура рабочего агента на устье скважины $T_0 = 353$ К; среднегодовая температура воздуха $\theta_0 = 275$ К; глубина интервала закачки рабочего агента $H = 1450$ м; геотермический градиент $\sigma = 0,0154$ К/м;

1. Определим потери теплоты по стволу скважины

$$Q = \frac{2\pi r_e K \lambda_{\pi}}{\lambda_{\pi} + r_e K f(\tau)} \left[(T_0 - \theta_0) H - \frac{\sigma H^2}{2} \right] \quad (9)$$

$$Q = 2 \times 3,14 \times 0,0365 \times 666,2 \times 1,02 / (1,02 + 0,0365 \times 666,2 \times 3,78) \times [(353 - 275) \times 1450 - (0,0154 \times 1450^2) / 2] = 162810,06 \text{ кДж/ч.} = 162,81 \text{ МДж/ч;}$$

2. Суммарные потери теплоты за время прогрева:

$$Q_c = Q \times t; \quad (10)$$

$$Q_c = 162,81 \times 3 = 488,43 \text{ МДж} = 0,48843 \text{ ГДж;}$$

3. Общее количество теплоты подведенное к скважине:

$$Q' = i \times G \quad (11)$$

Где i - энтальпия пара при температуре 353 К
 $i = 335,2$ кДж/кг; G - массовый расход закачиваемой жидкости,
 $G = 4200$ кг;

$$Q' = 335,2 \times 4200 = 1407840 \text{ кДж} = 1,40784 \text{ ГДж;}$$

4. Определяем количество теплоты дошедшей до забоя:

$$Q'' = Q' - Q_c; \quad (12)$$

$$Q'' = 1,40784 - 0,48843 = 0,91941 \text{ ГДж};$$

5. Потери теплоты составляют:

$$\eta = Q_c \times 100\% / Q' \quad (13)$$

$$\eta = 0,48843 \times 100\% / 1,40784 = 34,69 \%$$

В настоящее время в НГДУ 1 стремятся отказаться от тепловых методов борьбы с АСПО из-за высокой энергоемкости.

Рассчитанные показатели	Полученные значения
Q - потери теплоты по стволу скважины	162,81 МДж/ч
Q _c - суммарные потери теплоты за время прогрева	0,48843 ГДж
Q' - общее количество теплоты подведенное к скважине	1,40784 ГДж
Q'' - определяем количество теплоты дошедшей до забоя	0,91941 ГДж
η - потери теплоты составляют	34,69 %

3.3 Расчет экономической эффективности обработки скважины нефтестиллятной смесью.

Эффективность от применения обработки скважины нефтестиллятной смесью определяется за квартал, год или с начала разработки месторождения, и измеряется:

- увеличением добычи нефти;
- повышением производительности труда рабочих на промыслах;
- снижением себестоимости добытой нефти;
- экономией капитальных вложений.

Эффективность применения указанных методов оценивается путем сравнения показателей разработки нефтяного месторождения применением нефтестиллята и без него.

1. Затраты на транспорт, т.е., при проведении промывок нефтестиллятной смесью за год.

Принимаем 3 промывки в год.

В проведении промывок участвуют 3 автоцистерны АЦН-8 и один агрегат ЦА-320, время проведения одной промывки 4 часа

Здо внедр –затраты до проведения промывок

Здо внедр = 4610526

Зтр = 200000 тг.

2. Расходы нефте-дистиллятной смеси на проведение промывки за год.

$$V_{ндс} = R_{ндс} \times p, \text{ тн, где} \quad (1)$$

$R_{ндс}$ - расход нефте-дистиллятной смеси на проведение одной промывки, принимаем 8 тн.

p - количество промывок в год

$V_{ндс} = 8 \times 3 = 24 \text{ т.}$

3. Расход дистиллята на проведение промывок в год.

$$V_d = V_{ндс} \times \%, \text{ тн, где} \quad (2)$$

$V_{ндс}$ - расход нефте-дистиллятной смеси, тн.

$\%$ - процентное содержание дистиллята в смеси

$V_d = 24 \times 0,6 = 14,4 \text{ т.}$

4. Расход электроэнергии при проведении промывок за год.

$$P_{э} = V_{ндс} \times U, \text{ где} \quad (3)$$

$V_{ндс}$ - расход нефте-дистиллятной смеси, тн.

U - удельный расход электроэнергии на подъем 1 т жидкости кВт/т, принимаем $U = 39,29 \text{ кВт/т.}$

$P_{э} = 24 \times 39,29 = 0,943 \text{ тыс.кВт/ч}$

5. Расход электроэнергии годовой на производство дистиллята.

$$P_{эд} = V_d \times P, \text{ тыс.кВт., где} \quad (4)$$

V_d - расход дистиллята на проведение промывок, тн

P - расход электроэнергии на производство одной тонны дистиллята, принимаем $77,58 \text{ кВт} = 0,07758 \text{ тыс.кВт}$

$P_{эд} = 14,4 \times 0,07758 = 1,117 \text{ тыс.кВт}$

6. Расход газа на производство дистиллята.

$$P_g = V_d \times V_g \text{ тыс.м}^3, \text{ где} \quad (5)$$

V_d - расход дистиллята на проведение промывок, т. P_g - расход газа на производство 1 т дистиллята, принимаем $182,4 \text{ м}^3$

$P_g = 14,4 \times 182,4 = 2,626 \text{ тыс. м}^3$

7. Затраты на добычу дополнительного объема жидкости при проведении промывок. Дополнительная добыча образуется за счет закачки нефтесмеси в скважину при проведении промывок.

$$\Delta Q = 3467,5 - 2427,25 = \text{Здоб} = V_{\text{ндс}} \times \text{Зусл}, \text{ где} \quad (6)$$

Зусл - затраты на добычу 1 тонны жидкости, тг., принимаем 0,0997 тыс.тг.

$$\text{Здоб} = 24 \times 0,0997 = 11964 \text{ тг.}$$

8. Затраты ресурсов на производство дистиллята.

$$\text{Зрес} = P_{\text{эд}} \times \text{Цэ} + P_{\text{г}} \times \text{Цг}, \text{ где} \quad (7)$$

$P_{\text{эд}}$ и $P_{\text{г}}$ - расход электроэнергии и газа соответственно на производство дистиллята, тн. и тыс. м³

Цэ и Цг - стоимость 1 тыс. кВт электроэнергии и 12 тыс. м³ газа соответственно. $\text{Цэ} = 75000$ тг., $\text{Цг} = 180000$ тг.

$$\text{Зрес} = 1,117 \times 75000 + 2,626 \times 180000 = 556455 \text{ тг.}$$

9. Эксплуатационные затраты.

Затраты на проведение промывок нефте-дистиллятной смесью.

$$\text{Зпром} = \text{Зтр} + \text{Здо внедр} + \text{Здоб} + \text{Зрес}, \text{ где} \quad (8)$$

Здо внедр - затраты на проведение подземных ремонтов, т.е. при проведении промывок.

Здоб - затраты на добычу дополнительного объема жидкости при проведении промывок.

Зрес - затраты ресурсов на производство дистиллята.

$$\text{Зпром} = 200000 + 4610526 + 11964 + 556455 = 5378945 \text{ тг.}$$

10. Количество нефти, полученной за один год.

Зададимся продолжительностью эффекта $T_3 = 1$ год, в течение которого скважина работает со стабильным повышенным дебитом $q_2 = 10$ тонн/сутки. Дебит скважины до промывки составляет $q_1 = 7$ тонн/сутки. Коэффициент эксплуатации скважины составляет $K_3 = 0,95$

Количество нефти, полученный за один год, после использования промывки для одной скважины определим по формуле:

$$Q_2 = q_2 \times T_3 \times K_3 \quad (9)$$

$$Q_2 = 10 \times 365 \times 0,95 = 3467,5 \text{ тонн/год}$$

Дебит за то же время без промывки скважины составил бы:

$$Q_1 = 7 \times 365 \times 0,95 = 2427,25 \text{ тонн/год}$$

11. Определим общий прирост добычи нефти, полученной в результате обработки по формуле:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1 \quad (10)$$

$$\Delta Q = 3467,5 - 2427,25 = 1040,25 \text{ тонн/год}$$

12. Себестоимость 1т нефти до и после промывки:

$$\begin{aligned} C_1 &= Z_{\text{1СКВ}} / Q_1 \\ C_2 &= Z_{\text{1СКВ}} + Z_{\text{пром}} / Q_2 \end{aligned} \quad (11)$$

$Z_{\text{1СКВ}}$ – общие затраты на 1 скважину в год

$$C_1 = 19050000 / 2427,25 = 7848,4$$

$$C_2 = 19050000 + 5378945 / 3467,5 = 7045,1 \text{ тг.}$$

13. Годовой экономический эффект.

$$\mathcal{E} = E_n \times (C_1 - C_2) \times \Delta Q \quad (12)$$

$$\mathcal{E} = 0,15(7848,4 - 7045,1) \cdot 1040,25 = 125343,07 \text{ тг.}$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений ($E_n = 0,15$),

Из расчетов видно, что годовой экономический при проведении мероприятия на одну скважину составляет 125343,07 тг.

На основании выполненных расчетов можно сделать вывод, что проведение мероприятий по борьбе с АСПО и повышению нефтеотдачи пласта является приемлемым.

Таблица 3.3 - Показатели экономической эффективности от обработки скважины нефтестиллятной смесью

Наименование статей калькуляции	Экспл. затраты до промывки	Эксп. затраты после промывки	Изменение затрат
Электроэнергия, тыс.кВт/ч	19745	19747,06	2,06
Затраты на транспорт, тг		200000	200000
Затраты на 1 скважину, тг	4610526	5378945	768419
Текущий ремонт, тг	835922	5378945	4543023
Добыча нефти, т/сут	7	10	3
Количество нефти, полученный за один год, т/год	2427,25	3467,5	1040,25
Себестоимость 1т нефти, тг	7848,4	7045,1	803,3
Годовой экономический эффект, тг	125343,07 тг.		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На современном этапе разработки месторождение Кумколь, характеризующейся снижением темпов отбора жидкости, падением пластового давления, увеличением обводнённости продукции, вопросы поддержания эксплуатационного фонда скважины в работоспособном состоянии имеют большое актуальное значение. Одной из мер по повышению работоспособности скважин - является борьба с осложнениями.

Проанализировав затраты на осуществление всех применяемых методов борьбы с АСПО можно сделать следующие выводы:

- рекомендации для того или иного метода борьбы с АСПО должны осуществляться индивидуально для каждой конкретной скважины, используя сведения о её эксплуатации и анализируя затраты на ведение профилактических работ по АСПО;

- приоритетным направлением в борьбе с АСПО должно быть применение наиболее экономичных методов, не требующих больших материальных и трудовых затрат.

Тепловые методы борьбы с АСПО:

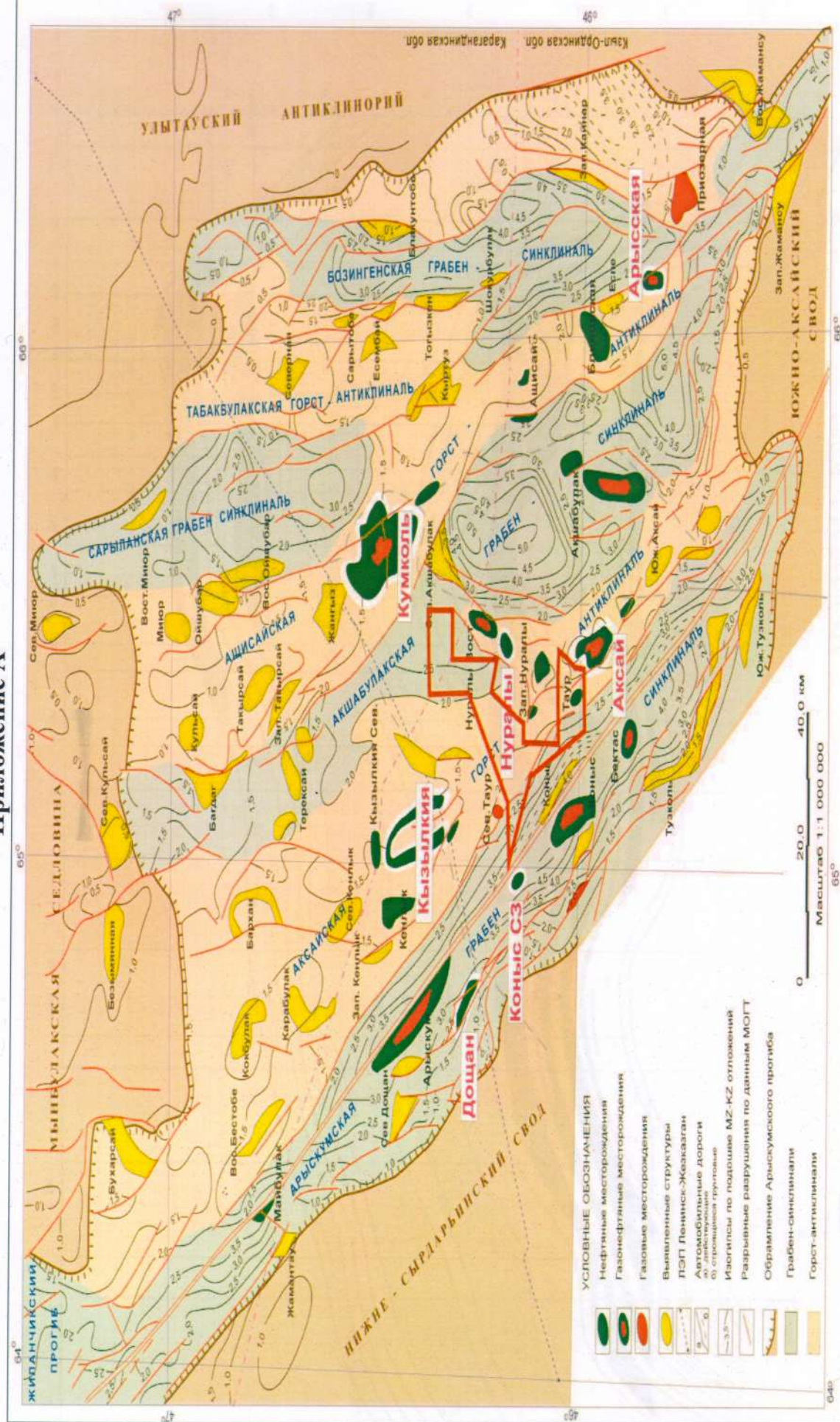
Обработка скважин нефтестиллятной смесью (НДС) дает хороший эффект в сочетании с другими методами борьбы с АСПО, затраты на промывку скважин с использованием НДС в среднем составляют 768419тг. в год на одну скважину.

Анализ результатов обработки скважин нефтестиллятной смесью против парафиноотложений показал, что экономический эффект от применения данного метода составил 125343,07 тг.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

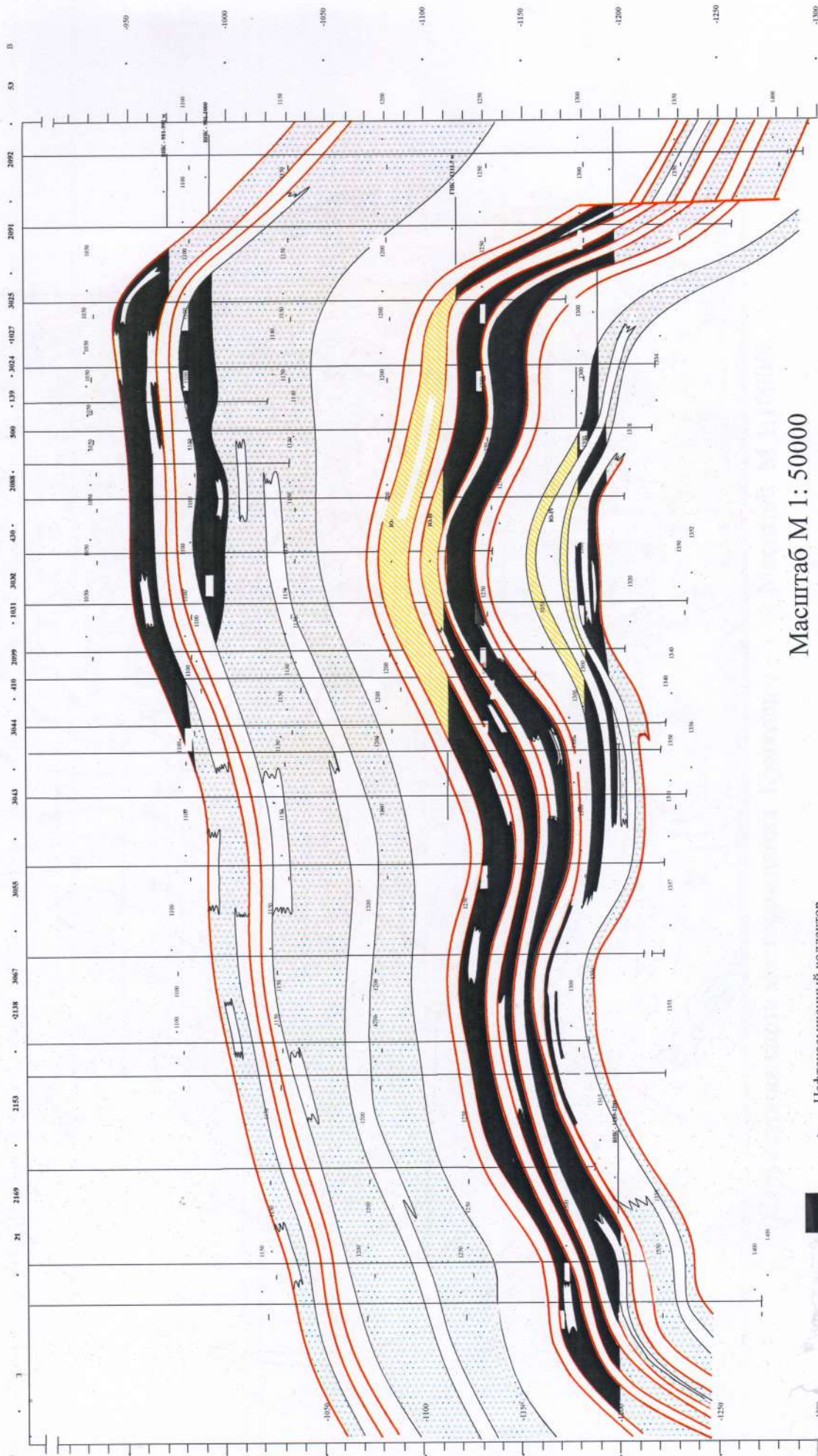
1. Уточненный проект разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2008 г. договор № 397/0811022 АО «НИПИнефтегаз», г.Актау 2008
2. «Исследовательские работы по уточнению физико-химических свойств нефти, газа и воды месторождения Кумколь и Восточный Кумколь (контрактная территория АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ»)» АО «НИПИнефтегаз», 2008
3. Дополнение к уточненному проекту разработкиместорождения кумколь по состоянию на 01.07.2011 г. договор № 1102023/356. АО «НИПИнефтегаз». Г. Актау 2011
4. Желтов Ю.П., «Разработка нефтяных месторождений», М.: Недра, 1986
5. Проект разработки нефтегазового месторождения Кумколь. Отчёт по договору № СП 2/98, ЗАО НИПИМунайгаз, г. Актау 2009 г., 442 с.
6. «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2008 г., Протокол ГКЗ №777-08П от 12.12.2008 г. АО «НИПИнефтегаз» г. Актау, 2008 г.
7. Люшин С.Ф., Рассказов В.А., Шейх-Али Д.М., Иксанова Р.Р., Линьков Е.П.. Борьба с отложениями парафина при добыче нефти, - М.:Недра, 1961.
8. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Гиматудинова Ш.К., Андриасов Р.С., Мищенко И.Т., Петров А.И., и др., - М.: Недра, 1983.
9. Борьба с отложениями парафина. Под редакцией доктора техн. наук, проф. Бабаляна Г. А., – М.:Недра, 2005.
10. Мищенко И.Т., «Расчеты в добыче нефти». Москва, Недра 1989 г
11. Окин К.Г., Юрчук А.М. «Расчёты в технологии и технике добыче нефти», М.: Недра, 1967
12. РК «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» от 03.04.2002 г. № 314-П ЗРК, Астана (с внесенными изменениями и дополнениями Законом РК от 04.12.08 г. № 97-IV).
13. Экологический Кодекс Республики Казахстан, Астана, Аккорда, 9 января 2007 г. № 212-III ЗРК (с внесенными изменениями и дополнениями Законом РК от 27.07.07 г. № 320-III, от 04.12.08 г. № 97-IV, от 10.12.08 г. № 101-IV).
14. Закон РК «О недрах и недропользовании», № 2828 от 27.01.96 г. (с изменениями, внесенными Законами РК на 10 декабря 2008 года).
15. Земельный кодекс РК от 20.05.2003 г. № 442-II ЗРК, Астана (с внесенными изменениями и дополнениями Законами РК на 10 декабря 2008 года).

Приложение А



Обзорная карта месторождения Кумколь.

Приложение Б

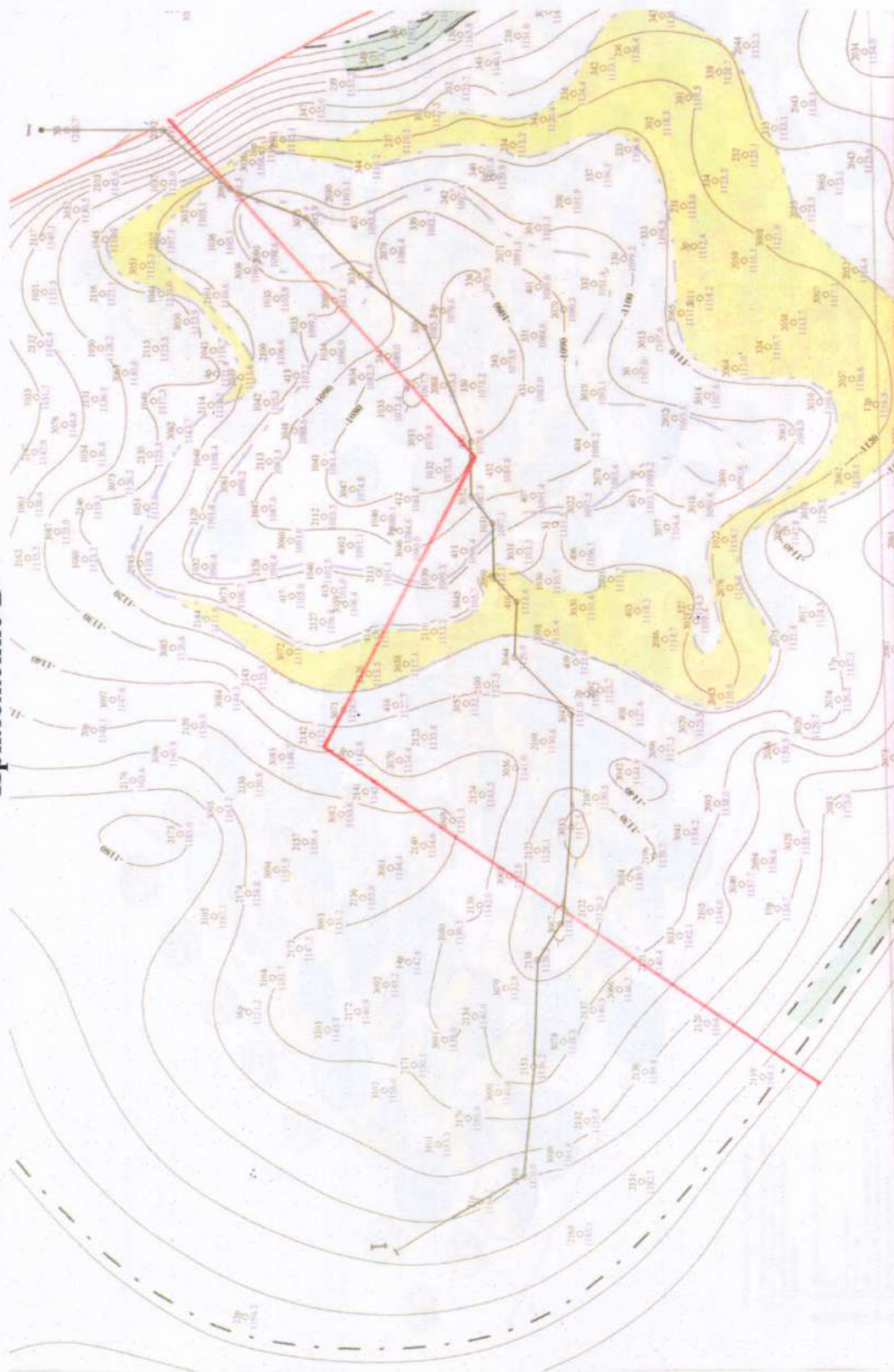


Масштаб М 1: 50000

Геологический профиль месторождения Кумколь

- Нефтенасыщенный коллектор
- водонасыщенный коллектор
- газонасыщенный коллектор
- граница
- разрывное нарушение

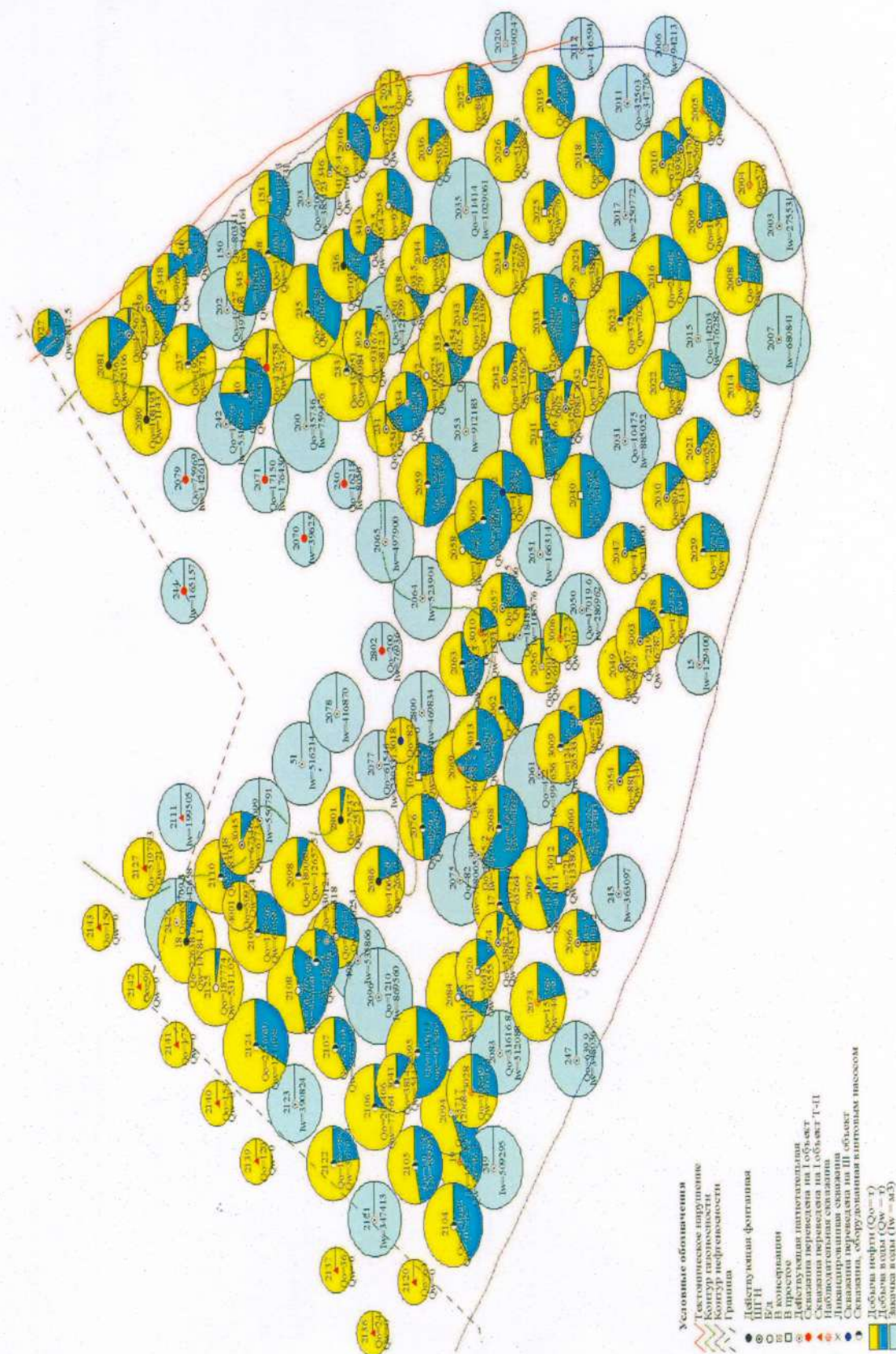
Приложение В



Структурная карта месторождения Кумколь

Масштаб М 1:100000

Приложение Г



Карта текущих отборов Масштаб М 1:100000